



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LAS DE INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE
UTILIZANDO VÁLVULAS AICV PARA POZOS CON ALTO
CORTE DE AGUA EN EL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE:**

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR

LIDER ARIEL MERO ROMERO

TUTOR

ING. ROMEL ERAZO BONE

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA
DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE
UTILIZANDO VÁLVULAS AICV PARA POZOS CON ALTO
CORTE DE AGUA EN EL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE:**

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR:

LIDER ARIEL MERO ROMERO

TUTOR:

ING. ROMEL ERAZO BONE, MSC.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

AGRADECIMIENTO

A Dios, por ser mi guía en momentos difíciles.

A mis padres por el apoyo incondicional brindado durante mi carrera Universitaria, por sus sacrificios, amor, confianza y valores que me formaron como una persona de bien.

A mis hermanos por estar alentándome siempre, por motivarme a seguir adelante a nunca desistir.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, carrera de Ingeniería en Petróleo a los directivos y profesores por los conocimientos impartidos en el aula de clase durante los años de mi carrera universitaria.

A mi tutor de tesis, ingeniero Romel Erazo por su dedicación y profesionalismo al momento de realizar este proyecto.

A las personas que de una u otra forma ayudaron en mi proceso de formación, a mis compañeros, al Ing. Antonio Mora, Ing. Alamir Alvarez por todo su apoyo brindado.

DEDICATORIA

Este trabajo va dirigido a:

Mis Padres, son mi motivación en cada decisión, quienes estuvieron presente en cada decisión que tome, por ser mi pilar fundamental.

Mi hermana, quien estuvo motivándome en todo momento, me brindó su apoyo.

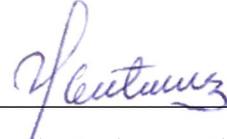
Mis hermanos, quienes me apoyaron en todo momento, fueron motivación y siempre dándome ánimos para seguir.

Mi hija, por ser mi motor de lucha para seguir adelante y mi inspiración para lograr todas las metas que me proponga, por ella rendirme nunca será una opción.

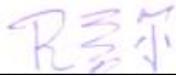
TRIBUNAL DE GRADO



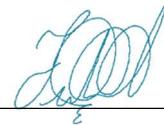
Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.
**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



Ing. Marllerlis Gutierrez Hiestroza, PhD.
**DIRECTORA (E) CARRERA DE
INGENIERIA EN PETROLÉOS**



Ing. Romel Erazo Bone, Msc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, Msc.
TUTOR DE AREA



Abg. Lidia Villamar Moran, Msc
SECRETARIA GENERAL (E)
UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA

ABREVIATURA

BSW	Basic sediment and wáter (contenido de agua y sedimentos)
Bls	Barriles
API	American petroleum institute (instituto americano del petróleo)
BPPD	Barriles de petróleo por día
BDAP	Barriles de agua por día
GOR	Relación gas petróleo
ICD	Inflow control device (dispositivo de control de flujo)
ICV	Inflow control valve (válvula de control de flujo)
AICD	Autónomous Inflow control device (dispositivo autónomo de control de flujo)
AICV	Autónomous Inflow control valve (válvula autónoma de control de flujo)
POES	Petróleo original en situ
NPT	Tiempo no productivo
Wc	water cut (corte de agua)
Mscf	Mil pies cubico estándar por día
Bo	factor volumétrico del petróleo
Rb	Barriles a condición de reservorio
Stb	Barriles estándar a temperatura de superficie
Sw	Saturación de agua
N/G	Gas natural
EUR	Euro
TVD	Profundidad vertical total
BES	Bombeo electro sumergible
BHA	A bottom hole assembly (ensamblaje de fondo)
UI	Arena U inferior
Psi	Libras por pulgada cuadrada
Cp	centipoise
NPT	tiempo no productivo
Psia	Libras por pulgada cuadrada absoluta
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo
Pwf	Presión de fondo fluyente

K	Permeabilidad absoluta
Pr	Presión de reservorio
Ppm	Partes por millón
Sor	Saturación de petróleo residual
Swr	Saturación de agua residual
PVT	Presion-Volumen-Temperatura
Md	Milidarcy
VAN	Valor actual neto
TIR	Tasa de interés de retorno
PRI	Periodo de recuperación de inversión

ÍNDICE

AGRADECIMIENTO	3
DEDICATORIA	4
INTRODUCCION.....	18
CAPÍTULO I	19
PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	19
1.1 ANTECEDENTES	19
1.2 DESCRIPCIÓN DEL TEMA	20
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
1.4 JUSTIFICACIÓN	21
1.5 OBJETIVOS.....	22
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	22
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
1.6 HIPÓTESIS.....	23
1.7 ALCANCE	23
1.8 VARIABLES.....	24
1.8.1 VARIABLES INDEPENDIENTES:.....	24
1.8.2 VARIABLES DEPENDIENTES:	24
1.9 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	24
1.9.1 INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL	25
1.9.2 INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL.....	25
CAPÍTULO II	26
MARCO TEÓRICO	26
2.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICAS DEL ACTIVO INDILLANA (BLOQUE 15).....	26
2.1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	26
2.1.2 LITOLOGÍA DE INTERES DEL BLOQUE 15	27
2.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....	27
2.2.1 POROSIDAD	27
2.2.2 PERMEABILIDAD.....	28
2.2.3 PERMEABILIDAD POR CAPA	29
2.2.4 SATURACIÓN	30
2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO	31
2.3.1 GRAVEDAD API.....	31

2.3.2	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.....	31
2.3.3	PRESIÓN DE BURBUJA.....	32
2.3.4	YACIMIENTO SATURADO.....	32
2.3.5	YACIMIENTO SUB-SATURADO.....	32
2.4	TIPOS DE REGISTROS.....	33
2.4.1	REGISTROS LITOLÓGICOS.....	33
2.4.2	REGISTROS DE POROSIDAD.....	34
2.5	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS RESERVORIOS EN PAKA SUR.....	39
2.6	COMPLETACIÓN DE POZO.....	40
2.6.1	INTRODUCCIÓN.....	40
2.6.2	TIPOS DE COMPLETACIÓN.....	42
2.6.3	COMPLETACIÓN CONVENCIONAL.....	42
2.6.4	COMPLETACIÓN MÚLTIPLE.....	44
2.6.5	COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	46
2.7	COMPONENTES PARA UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	46
2.7.1	VÁLVULAS DE CONTROL DE FLUJO.....	49
2.7.2	EVOLUCIÓN DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL DE FLUJO.....	49
2.7.3	ICD: INFLOW CONTROL DEVICE.....	50
2.7.4	TIPOS DE ICD.....	50
2.7.5	CARACTERÍSTICAS DE LOS ICD SEGÚN SU SECCIÓN DE FLUJO (BOQUILLA) 55	
2.7.6	VENTAJAS DE APLICAR ICD EN UNA COMPLETACIÓN.....	56
2.8	ICV: INFLOW CONTROL VALVE.....	57
2.9	AICD: AUTÓNOMO INFLOW CONTROL DEVICE.....	57
2.9.1	TIPOS DE AICD (AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE).....	58
2.9.2	VENTAJAS DE APLICAR AICD EN UNA COMPLETACION.....	61
2.10	AICV: AUTÓNOMO INFLOW CONTROL VALVE.....	61
2.10.1	DETALLES DEL AICV QUE SE UTILIZARAN EN LA INVESTIGACION.....	63
CAPITULO III.....		64
MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN.....		64
3.1	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	64
3.2	MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	64
3.2.1	TEMPERATURA DE FORMACIÓN.....	64
3.2.2	RESISTIVIDAD DEL FILTRADO DE LODO.....	65
3.2.3	FACTOR DE FORMACIÓN.....	65

3.2.4	RESISTIVIDAD DE AGUA EQUIVALENTE (Rwe)	66
3.2.5	RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (RW).....	67
3.2.6	RESISTIVIDAD DE FORMACIÓN 100% SATURADA CON AGUA (Ro)	67
3.2.7	ÍNDICE DE RAYOS GAMMA (IGR).....	68
3.2.8	VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)	68
3.2.9	CÁLCULO DE SATURACIÓN.....	69
3.2.10	REGISTRO SÓNICO.....	70
3.2.11	POROSIDAD NEUTRÓNICA	71
3.2.12	REGISTRO DE DENSIDAD	71
3.2.13	DETERMINACIÓN DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA DE LAS CAPAS.....	72
3.2.14	DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD	72
3.2.15	OBTENCIÓN DE CAUDALES.....	74
3.2.16	VARIACIÓN DE PRESIÓN.....	75
3.2.17	DIÁMETRO DE LA BOQUILLA DEL AICV	75
3.3	CASO DE ESTUDIO: POZO PETROLERO DEL BLOQUE 15 ORIENTE ECUATORIANO 77	
3.3.1	DATOS DEL POZO	77
3.3.2	REGISTRO DE POZO.....	79
3.3.3	CONSTANTES USADAS EN EL DESARROLLO DE LAS ECUACIONES	81
3.3.4	RECOPIACIÓN DE DATOS DEL REGISTROS DEL POZO PAKA SUR C 018 EN EL RESERVORIO UI.....	81
3.3.5	DESARROLLO DE CALCULOS.....	83
3.3.6	RESULTADOS OBTENIDOS.....	84
3.3.7	RESULTADOS DE POROSIDAD	86
3.3.8	RESULTADOS DE RESISTIVIDAD.....	87
3.3.9	RESULTADOS DE SATURACIÓN.....	88
3.3.10	RESULTADOS DE PERMEABILIDAD	90
3.3.11	RESULTADOS DE CAUDAL.....	92
3.3.12	CAÍDA DE PRESIÓN.....	94
3.3.13	CALCULO DEL DIAMETRO DE LA BOQUILLA (AICV).....	95
CAPÍTULO IV.....		97
DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE IMPLEMENTANDO AICV		97
4.1	PARTES DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	97
4.2	REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS OBTENIDOS.....	97

4.3	APLICACIÓN DE LA VÁLVULA AUTONOMA DE CONTROL DE FLUJO EN EL SISTEMA DE COMPLETACIÓN.....	101
4.4	REPRESENTACIÓN DE LAS VÁLVULAS EN LA COMPLETACIÓN DEL POZO.....	103
4.5	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN CON AICV Y SIN AICV.....	105
4.6	ANÁLISIS DE RESULTADOS	106
4.7	ANÁLISIS ECONÓMICO	107
4.7.1	ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO	107
4.7.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	108
4.7.3	ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	108
4.7.4	INGRESOS	108
4.7.5	EGRESOS.....	109
4.7.6	INVERSIÓN.....	110
4.7.7	INDICADORES ECONÓMICOS	112
CAPITULO V		116
5.0	CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN	116
5.1	CONCLUSIONES.....	116
5.2	RECOMENDACIONES.....	118
BIBLIOGRAFIA.....		119
ANEXOS		121

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA # 1.- CARACTERÍSTICAS DE LAS FORMACIONES.....	27
TABLA # 2.- CLASIFICACIÓN DE LAS POROSIDADES.....	28
TABLA # 3.- CLASIFICACIÓN DE PERMEABILIDADES.....	29
TABLA # 4.- CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS	32
TABLA # 5.- DENSIDADES DE MATRIZ MÁS COMUNES Y FLUIDOS.	36
TABLA # 6.- CONSTANTES DE TIEMPO DE TRÁNSITO Y VELOCIDADES SÓNICAS PARA APLICAR EN LA FÓRMULA DE POROSIDAD SÓNICA.....	39
TABLA # 7.- CONSTANTES DE TIEMPO DE TRÁNSITO DE LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	39
TABLA # 8.- CARACTERÍSTICA DE RESERVORIO Y POES.	40
TABLA # 9.- DATOS DE RESISTIVIDAD DE LAS ZONAS DE INTERÉS.....	68
TABLA # 9.- CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO PAKA SUR	77
TABLA # 10.- DATOS DEL ENCABEZADO DEL REGISTRO DE POZO.	78
TABLA # 11.- INTERVALOS DE INTERÉS.	78
TABLA # 12.- PROPIEDADES DEL RESERVORIO.....	78
TABLA # 13.- CONSTANTES USADAS EN EL DESARROLLO DE LOS CÁLCULOS.....	81
TABLA # 14.- DATOS OBTENIDOS DEL REGISTRO ZONA 1.	82
TABLA # 15.- DATOS OBTENIDOS DEL REGISTRO ZONA 2.	82
TABLA # 16.- DATOS OBTENIDOS DEL REGISTRO ZONA 3.	83
TABLA # 17.- RESULTADO DE TEMPERATURA DE FORMACIÓN, RMF Y POROSIDAD ZONA 1.	84
TABLA # 18.- RESULTADO DE TEMPERATURA DE FORMACIÓN, RMF POROSIDAD ZONA 2.....	85
TABLA # 19.- RESULTADO DE TEMPERATURA DE FORMACIÓN, RMF Y POROSIDAD ZONA 3.	85
TABLA # 20.- RESULTADO DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA ZONA 1.	86
TABLA # 21.- RESULTADO DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA ZONA 2.	86
TABLA # 22.- RESULTADO DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA ZONA3.	86
TABLA # 23.- RESULTADO FACTOR DE FORMA Y RESISTIVIDADES ZONA 1.....	87
TABLA # 24.- RESULTADO FACTOR DE FORMA Y RESISTIVIDADES ZONA 2.....	87
TABLA # 25.- RESULTADO FACTOR DE FORMA Y RESISTIVIDADES ZONA 3.....	88
TABLA # 26.- RESULTADO DE SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO ZONA 1.	89
TABLA # 27.- RESULTADO DE SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO ZONA 2.	89
TABLA # 28.- RESULTADO DE SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO ZONA 3.	89
TABLA # 29.- RESULTADO DE PERMEABILIDADES ZONA 1.	90
TABLA # 30.- RESULTADOS DE PERMEABILIDADES ZONA 2.	91
TABLA # 31.- RESULTADOS DE PERMEABILIDADES ZONA 3.	91
TABLA # 32.- RESULTADO DE CAUDALES ZONA 1 Y 2.....	92
TABLA # 33.- RESULTADOS DE CAUDALES ZONA 3.....	93
TABLA # 34.- RESULTADO DE PRESIÓN EN LA CARA DE LA ARENA ZONA 1 Y 2	94
TABLA # 35.- RESULTADO DE PRESIÓN EN LA CARA DE LA ARENA ZONA 3.	94
TABLA # 36.- RESULTADO DEL DIÁMETRO DE LA BOQUILLA PARA LA ZONA 1 Y 2.....	95
TABLA # 37.- RESULTADO DEL DIÁMETRO DE LA BOQUILLA PARA LA ZONA 3.....	96
TABLA # 38.- ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO EN 5 MESES.....	107
TABLA # 40.- COSTOS DE OPERACIONES.....	111

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA # 1.- LOCACIÓN DEL BLOQUE 15.....	26
FIGURA # 2.- COMPLETACIÓN DE POZO.....	41
FIGURA # 3.- COMPLETACIÓN CONVENCIONAL.....	43
FIGURA # 4.- COMPLETACIÓN DUAL.....	45
FIGURA # 5.- COMPONENTES DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE.....	47
FIGURA # 6.- COMPONENTES DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON APLICACIÓN DE VÁLVULAS DE CONTROL DE FLUJO.....	48
FIGURA # 7.- TIPOS DE VÁLVULAS ICD.....	49
FIGURA # 8.- DISPOSITIVO DE CONTROL DE FLUJO.....	50
FIGURA # 9.- ICD TIPO LABERINTO.....	51
FIGURA # 10.- ICD TIPO HELICOIDAL.....	52
FIGURA # 11.- SECCIÓN DE FLUJO DE VÁLVULAS ICD TIPO HELICOIDAL.....	52
FIGURA # 12.- ICD TIPO RANURADO.....	53
FIGURA # 13.- ICD TIPO CUADRANTES.....	53
FIGURA # 14.- CUADRANTES DE FLUJO DE LAS ICD.....	54
FIGURA # 15.- VÁLVULA ICD TIPO TUBO.....	54
FIGURA # 16.- ICD TIPO BOQUILLA, RESLINK.....	55
FIGURA # 17.- ICD TIPO BOQUILLA, FLOTECH.....	55
FIGURA # 18.- ICD TIPO DE BOQUILLA FLOREG.....	56
FIGURA # 19.- ICD TIPO BOQUILLA FLUXRITE.....	56
FIGURA # 20.- AICD AL FLUJO DE AGUA.....	57
FIGURA # 21.- AICD AL FLUJO DE PETRÓLEO.....	57
FIGURA # 22.- DIAGRAMA DE ENTRADA DE FLUJO DE LA AICD.....	58
FIGURA # 23.- AICD TIPO ALETA.....	59
FIGURA # 24.- FUNCIONAMIENTO DE LAS AICD TIPO BOLA.....	59
FIGURA # 25.- FUNCIONAMIENTO EN PRESENCIA DE GAS.....	59
FIGURA # 26.-AICD TIPO EXPANDIBLE.....	60
FIGURA # 27.- AICD TIPO DISCO.....	61
FIGURA # 28.- AICV ABIERTA.....	62
FIGURA # 29.- AICV CERRADA.....	62
FIGURA # 30.- ENCABEZADO DEL REGISTRO DE POZO PAKA SUR C-0018.....	79
FIGURA # 32.- DISEÑO DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE CON LA APLICACIÓN DE VÁLVULAS AICV.....	104
FIGURA # 33.- COSTO OPERATIVO DE PETROAMAZONAS EP.....	109

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRAFICA # 1.- APLICACIONES DE LAS AICV BASADO EN SU API Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.	62
GRAFICA # 2.- RESULTADOS PROFUNDIDAD VS PERMEABILIDAD DEL PETRÓLEO. ZONA 1	98
GRAFICA # 3.- RESULTADOS PROFUNDIDAD VS CAUDALES. ZONA 1	98
GRAFICA # 4.- RESULTADOS PROFUNDIDAD VS PERMEABILIDAD DEL PETRÓLEO. ZONA 2.....	99
GRAFICA # 5.- RESULTADOS PROFUNDIDAD VS CAUDALES. ZONA 2	99
GRAFICA # 6.- RESULTADOS PROFUNDIDAD VS PERMEABILIDADES. ZONA 3	100
GRAFICA # 7.- RESULTADOS PROFUNDIDAD VS CAUDALES. ZONA 3	100
GRAFICA # 8.- CAUDAL OBTENIDO IMPLEMENTANDO LA VÁLVULA AICV EN LA ZONA 1.	102
GRAFICA # 9.- CAUDAL OBTENIDO IMPLEMENTANDO LA VÁLVULA AICV EN LA ZONA 2.	102
GRAFICA # 10.- CAUDAL OBTENIDO IMPLEMENTANDO LA VÁLVULA AICV EN LA ZONA 3	103
GRAFICA # 11.- COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.	105
GRAFICA # 12.- COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN DE AGUA.	105
GRAFICA # 13.- PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN.....	114
GRAFICA # 14.- FLUJO DE CAJA SIN AICV.....	115
GRAFICA # 15.- FLUJO DE CAJA CON AICV	115

INDICE DE ANEXOS

ANEXO # 1.- CARTA PARA CORRELACIONAR LE LECTURA DEL REGISTRO NEUTRÓN.....	121
ANEXO # 2.- RESULTADOS, PROFUNDIDAD VS POROSIDAD ZONA 1.	122
ANEXO # 3.- RESULTADOS, PROFUNDIDAD VS RESISTIVIDAD ZONA 1.	122
ANEXO # 4.- RESULTADOS, PROFUNDIDAD VS POROSIDAD ZONA 2.	123
ANEXO # 5.-RESULTADOS PROFUNDIDAD VS RESISTIVIDAD ZONA 2.....	123
ANEXO # 6.-RESULTADOS PROFUNDIDAD VS RESISTIVIDAD ZONA 3.....	124
ANEXO # 8.- GASTOS Y COSTOS.....	125
ANEXO # 9.- FLUJO DE CAJA PARA POZO SIN AICV.....	126
ANEXO # 10.- FLUJO DE CAJA PARA POZO CON AICV.....	127
ANEXO # 11.- FLUJO DE CAJA PARA POZO CON AICV.....	128
ANEXO # 12.- FLUJO DE CAJA PARA POZO CON AICV.....	129
ANEXO # 13.- DATOS LEÍDOS EN LOS REGISTROS DE POZO EN LA PRIMER Y SEGUNDA ZONA.....	130
ANEXO # 14.- DATOS LEÍDOS EN LOS REGISTROS DE POZO EN LA TERCERA ZONA.	131
ANEXO # 15.- TAMAÑO REAL DEL AICV.....	132
ANEXO # 16.- AICV EN POSICIÓN ABIERTA Y CERRADA.....	132
ANEXO # 17.- ESQUEMA DEL ANÁLISIS PARA EL DESARROLLO DE LAS VÁLVULAS AICV.....	133

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTA DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA EN PETRÓLEO

**DISEÑO DE UNA COMPLETACIÓN INTELIGENTE UTILIZANDO
VÁLVULAS AICV PARA POZOS CON ALTO CORTE DE AGUA EN EL
ORIENTE ECUATORIANO.**

AUTOR: LIDER ARIEL MERO ROMERO

TUTOR: ING. ROMEL ERAZO BONE

RESUMEN

El bloque 15 consta de 12 campos con una producción promedio de 21000 bls de petróleo por día con 186.866 barriles de agua por día, el exceso de agua, se ve reflejado debido a que los pozos presentan altos cortes de agua, estos se ven reflejados en el manejo en los costos que implica el tratamiento de un barril de agua. El desarrollo de la presente investigación tiene como objetivo diseñar una completación inteligente implementando válvulas autónomas de control de flujo (AICV) para el pozo PAKA SUR C-0018 perteneciente al Bloque 15- Ecuador. Se estudió el pozo Paka sur C-0018, el cual presento una producción de 26 bls de petróleo y 136,5 barriles de agua por día y 6 Mscf de gas por día, en la arena U inferior (UI) representando un 84% de corte agua. Los parámetros petrofísicos de reservorio se los determinaron mediante la interpretación del registro de pozo, que se estableció pie a pie dentro de las zonas de interés, además, se identificó las zonas con alta permeabilidad, para determinar la ubicación de las válvulas autónomas de control de flujo en las capas de alta permeabilidad, para establecer la nueva completación garantizando una producción más estable con mínimos cortes de agua, aumentando la producción de hidrocarburo y el factor de recobro.

Palabras clave: Completación inteligente – válvulas AICV – Válvulas de control de flujo – Interpretación de Registro de Pozo.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTA DE CIENCIAS DE LA INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA EN PETRÓLEO

DESIGNING INTELLIGENT COMPLETION USING AICV VALVES FOR
WELL WITH HIGH WATER CUT IN THE ECUADORIAN EAST.

AUTHOR: LIDER ARIEL MERO ROMERO

TUTOR: ENG. ROMEL ERAZO BONE

ABSTRACT

The oilfield called block 15 consists of 12 fields with an average production of 21,000 bls of oil per day with 186,866 barrels of water per day, the excess water is reflected because, the wells have high water cuts, these are reflected in managing the costs involved in treating a barrel of water.

The main aims of this research is to design an intelligent completion implementing autonomous flow control valves (AICV) for the PAKA SUR C-0018 well, belonging to Block 15- Ecuador The Paka sur C-0018 well was studied, which the present a production of 26 bls of oil and 136.5 barrels of water per day and 6 Mscf of gas per day, in the lower U sand (IU) representing 84% water cut. The petrophysical parameters of the reservoir were determined through the interpretation of the well log, which was established foot by foot within the areas of interest, in addition, the areas with high permeability were identified, to determine the location of the autonomous control valves of flow in the high permeability layers to avoid water conification, was established the new completion to guaranteeing a more stable production with minimal water cuts, increasing the production of hydrocarbon and the recovery factor.

Keywords: intelligent completion - autonomous flow control valves (AICV) - interpretation of the well log - flow control valves.

INTRODUCCION

En el ECUADOR la mayor producción de petróleo se la obtiene de la zona Oriente, la producción de crudo incrementó de la misma forma en que se descubren más zonas productoras, algunas de ellas se ven influenciadas por acuíferos que facilitan la recuperación de hidrocarburos. Por otro lado, los yacimientos que tienen este mecanismo de producción con el tiempo empieza a decrecer la producción de petróleo y aumentando el corte de agua, debido a las características petrofísicas de los reservorios. Los reservorios de la arena U inferior (UI) son heterogéneos compuestos por intercalaciones de areniscas y lutitas, por ende, serán zonas con características variables tanto en porosidad y permeabilidad. Al variar estas características la producción de fluido tiende a ser distinta lo que con el paso del tiempo va generar conificación, permitiendo la producción del fluido con mayor movilidad.

El análisis de reservorio de las características de las zonas se lo realiza mediante la interpretación del registro de pozo, se determinan las zonas productoras, las características petrofísicas pie a pie. Aunado a este proceso se establecen los intervalos con mayor permeabilidad, porosidad para luego relacionar con las propiedades de los fluidos presentes en el reservorio. Determinado de esta forma, dentro de cada zona los intervalos con mayor permeabilidad, porosidad y las resistividades estableciendo la ubicación de la válvula de control de flujo.

Las válvulas autónomas de control de flujo son las que se encargan de regular o cerrar la producción de flujos no deseados como el gas y el agua, su configuración está en función de las características del fluido y los caudales que se desean manejar. Finalmente se obtiene un diseño de completación inteligente en el que se implementó 8 válvulas AICV a lo largo de las zonas de interés permitiendo controlar de manera autónoma la producción de agua y gas, favoreciendo la recuperación de crudo y disminuyendo los costos en el tratamiento del agua de formación.

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El uso de las unidades de control de flujo tales como los ICD, AICD y AICV ha demostrado que la producción de crudo y el factor de recobro pueden incrementarse significativamente en los campos donde ha sido aplicado.

De acuerdo a Anita B. et al (2018) se realizaron dos casos de simulaciones en NETool basado en el modelo predefinido por velocidad de producción controlada, para verificar el aumento de la producción y recuperación de petróleo, simularon el uso de las ICD y AICV; el primer caso fue de un reservorio con 60% corte de agua, con crudo de (10 cp) y el segundo en un reservorio de crudo ligero de (2 cp) y los resultados obtenidos fueron favorables en el yacimiento de crudo medio (10cp) con las válvulas ICD el (WC) decrece de 60% a 52%, pero sin embargo al usar las AICV aumento la producción de crudo en un 75%; en el crudo liviano (2cp) con cuatro zonas fracturadas, el GOR se redujo de 1281 m³/m³ a 57 m³/m³, favoreciendo al aumento de producción de petróleo con mayor aprovechamiento de las reservas.

De igual manera según, Escobar et. al. (2017) determinan que los ICD, utilizados en todos los estratos de diferentes permeabilidades, durante la inyección de agua ayudan a alcanzar un mejor perfil del frente de avance del agua controlando el ΔP de inyección.

Nachiket jadhav et. al. (2017) afirman que los depósitos heterogéneos son más complejos y presentan más desafíos relacionados con la invasión de agua y gas en pozos horizontales extendidos. El concepto nuevo de ER-AICD para optimizar la producción del pozo especialmente para reservorios con tales características, el dispositivo se puede aplicar para cualquier condición del yacimiento en los pozos

horizontales ya que es independiente de las propiedades del fluido que se encuentran en el yacimiento.

Halliburton et. al (2015), determina que el uso de AICD en campos petroleros de Omán maximiza el valor de los activos, el primer dispositivo EquiFlow se instaló correctamente sin ningún (NPT), Según las condiciones geológicas circundantes y los datos del pozo compensado sin EquiFlow AICD instalado, se esperaba que el pozo mantenga un alto corte de agua, comenzando inicialmente alrededor del 45% y más de 70% en un período de tres meses. Gracias a la tecnología EquiFlow AICD, el factor de recobro mejorando significativamente con solo el 15.9% de agua inicial y llegando al 23% sobre el mismo período, reduciendo drásticamente el total de producción de agua en más del 65%. El pozo es estable, produciendo más petróleo y significativamente menos agua, lo que resulta en una mayor recuperación final esperada (EUR).

1.2 DESCRIPCIÓN DEL TEMA

Los altos de corte de agua en la producción de crudo afectan notablemente los costos de producción debido al tratamiento del agua de formación, en el desarrollo de esta investigación uno de los principales desafíos es reducir el avance de los fluidos no deseados como el agua y el gas, debido al desplazamiento de los fluidos con mayor movilidad a lo largo de la sección horizontal del reservorio. El problema se reduce significativamente mediante la implementación y uso de nuevas tecnologías de control de entrada del flujo desde el reservorio al pozo a través de los punzados.

Los dispositivos de control de flujo (ICD) y los dispositivos autónomos de control de flujo (AICD) pueden retrasar el avance del agua, pero no detener por completo la producción de fluidos no deseados. La última generación de tecnología de control de flujo de entrada tales como las Válvulas autónoma de control de flujo (AICV) pueden optimizar la producción de petróleo, tanto en pozos nuevos como en pozos

desarrollados y reducir significativamente la relación de corte de agua y/o gas. El beneficio de la AICV es proporcionar una entrada equilibrada del flujo de petróleo a lo largo de un pozo horizontal, estrangulando o cerrando los compartimentos de entrada de manera autónoma, permitiendo producir a lo largo de la zona productora del pozo.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los campos de petróleo en el Oriente Ecuatoriano en su mayoría se ven afectados por la invasión temprana de fluido con alta movilidad (agua), mayor que la del petróleo.

Para incrementar la producción de petróleo, la empresa operadora del campo toma la decisión de incrementar la frecuencia en el motor de fondo del sistema de levantamiento (BES), por un lado, esto ayuda a incrementar las tasas de producción de petróleo en superficie, al contrario, también genera que se incremente la movilidad del agua desde el reservorio hacia el pozo debido a la caída de presión generada por el funcionamiento del motor de la bomba con altas frecuencias.

La ejecución de esta decisión técnica, durante el transcurso de un tiempo determinado de producción, ocasiona que el reservorio presente problema de conificación de agua, esto debido al flujo preferencial que existe en ciertas capas que presentan alta permeabilidad. El problema antes mencionado también se debe a la cercanía que existe entre los punzados y el contacto agua petróleo.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Debido al rápido incremento de la producción de agua de formación y disminución del factor de recobro de petróleo en cada uno de los pozos de petróleo con ensamblajes convencionales de completación. Se propone el uso de las válvulas AICV en los ensamblajes de completación inteligentes, para los pozos de petróleo en los campos del Oriente.

Con la finalidad de mantener una caída de presión constante entre el reservorio y el pozo para que la afluencia de flujo de petróleo al pozo sea controlada y minimizar entrada de agua al pozo y así, poder incrementar el factor de recobro de petróleo, es necesario implementar el uso de válvulas autónomas de control de flujo (AICV) en el ensamblaje de la completación de pozo.

El uso e implementación de las válvulas AICV, también ayudaría a mejorar la rentabilidad económica en cada uno de los proyectos en los que se busque incrementar factor de recobro de petróleo, reduciendo la producción de gas y agua en el yacimiento.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar una completación inteligente utilizando válvulas AICV para disminuir el corte de agua y aumentar el factor de recobro aplicado en un campo en el Oriente Ecuatoriano.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las zonas de interés en el registro de pozo para la obtención de data petrofísica.
- Aplicación de modelos matemáticos para determinar las características petrofísicas del reservorio.
- Analizar el comportamiento de las zonas productoras del pozo.
- Diseñar una completación inteligente con válvulas autónomas de control de flujo para reducir el corte de agua y aumentar el factor de recobro.
- Calcular de factor de recobro con la finalidad de establecer el petróleo recuperable

- Determinar la rentabilidad económica de la implementación de válvulas AICV mediante un análisis económico

1.6 HIPÓTESIS

- En campos maduros con irrupción de gas o agua, es decir conificación temprana y flujo preferencial en capas de alta permeabilidad son pozos no rentables por presentar BSW por encima del 95%, es posible disminuir a un 40 % mediante el uso de válvulas restringir o cerrar zonas con fluido de alta movilidad mediante la colocación de válvulas AICV.
- Las condiciones de un yacimiento anisotrópico facilita la irrupción temprana de fluidos con mayor movilidad (agua), por lo cual mediante un software se simulará las condiciones del reservorio, permitiendo establecer las zonas de mayor permeabilidad y prevenir los efectos negativos de irrupción temprana de agua o gas, mediante el diseño e implementación de una completación inteligente utilizando válvulas AICV.
- El factor de recobro disminuye en los yacimientos debido a la irrupción temprana de agua, por lo cual se deben realizar operaciones de cementación forzada o sidetrack, para recuperar las reservas remanentes de petróleo; mediante la implementación de las válvulas AICV en los ensamblajes de las completación se busca mejorar el barrido de fluido en las zonas con altas saturaciones de petróleo.

1.7 ALCANCE

Este proyecto tiene como objetivo diseñar una completación inteligente que permita maximizar la producción de petróleo y mejorar el factor de recobro, disminuyendo la producción de agua.

Mediante el uso de un software se busca modelar el movimiento de fluidos en el reservorio, de acuerdo a la permeabilidad de cada una de las capas seleccionadas.

La implementación de las AICV permite optimizar la producción en las capas que presenten mayor movilidad de fluidos debido a la caída de presión. Restringiendo o cerrando capas con alta movilidad de fluidos en el reservorio, alcanzando una caída de presión constante entre el reservorio y el pozo.

Las AICV además permiten estabilizar el GOR, minimizar el flujo cruzado, minimizando la posibilidad de dejar volúmenes comerciales de hidrocarburo en el subsuelo.

1.8 VARIABLES

1.8.1 VARIABLES INDEPENDIENTES:

- Permeabilidad
- Resistividad
- Porosidad
- Presión
- Temperatura del yacimiento.

1.8.2 VARIABLES DEPENDIENTES:

- Características petrofísicas del yacimiento
- Comportamiento del fluido de yacimiento
- Propiedades del fluido del yacimiento

1.9 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Dentro del diseño de la investigación se tiene:

1.9.1 INVESTIGACIÓN DOCUMENTAL

Revisión bibliográfica de libros, tesis de grados, paper's técnicos, artículos acerca de las válvulas autónomas de flujo, análisis de comportamiento en otros países para la posible aplicación en los pozos petroleros del oriente ecuatoriano.

1.9.2 INVESTIGACIÓN EXPERIMENTAL

Creación de una completación inteligente a partir de simulación mediante un software para aplicación en los campos en el Oriente Ecuatoriano.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICAS DEL ACTIVO INDILLANA (BLOQUE 15)

2.1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

En el Activo Indillana (Bloque 15) actualmente opera la empresa estatal PETROAMAZONAS EP, el Activo Indillana se encuentra ubicado geográficamente en la provincia de Sucumbíos, región amazónica. Limita al norte con Shushufindi, al sur con el campo Yuca sur, al este con Eden Yuturi (bloque 12), y al oeste con los campos Aucas y Sacha.

El bloque 15 consta de 12 campos, estos son: Indillana, Limoncocha, Paka Norte, Paka Sur, Paka Sur C, Palmar Oeste, Palmeras Norte, Quinde, Tuich, Yanaquincha Este, Yanaquincha Norte, Yanaquincha Oeste. La producción promedio total del bloque 15 o activo Indillana es de 21.000(BPPD) barriles de petróleo por día, con 186.866 (BDAP) barriles de agua por día. Con un grado Api promedio de 21.1° y un BSW promedio de 82.2%, el promedio del total de gas producido es de 5.289 MSCF al día.

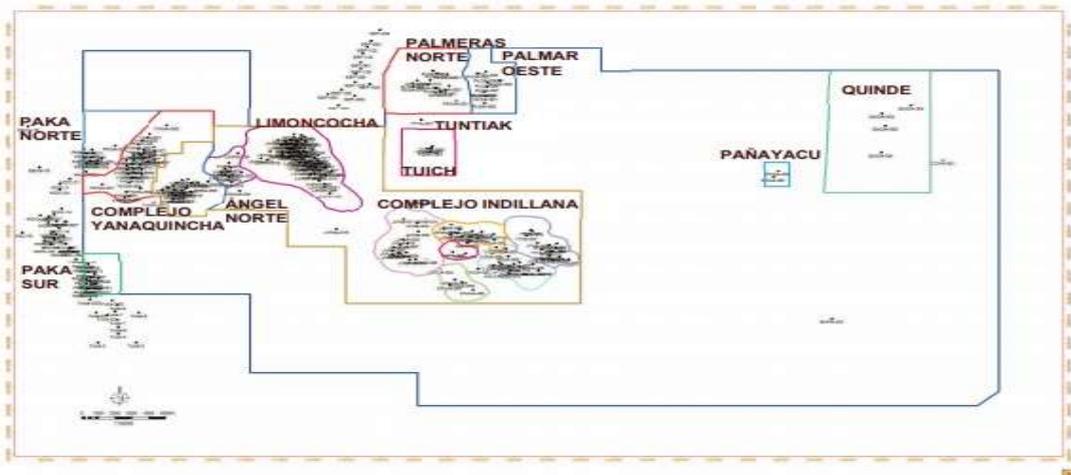


FIGURA # 1.- Locación del Bloque 15

(FUENTE: PETROAMAZONAS EP)

2.1.2 LITOLOGÍA DE INTERES DEL BLOQUE 15

Las principales arenas productoras de petróleo en el campo indillana son las formaciones. U superior, U Inferior, T principal y Hollín, las cuales constan con las características mineralógicas necesarias para almacenar y permitir la producción de petróleo. (Petroamazonas EP, 2016)

Tabla # 1.- Características de las Formaciones.

Formación	Características de la formación	TVD (Ft)
Arenisca U superior	Muestra Arenisca y lutitas	9478,00
Arenisca U inferior	Compuesta por arenisca intercalada con delgados niveles de lutita	9576,00
Arenisca T principal	Conformada por Arenisca cuarzosa intercalada con finos niveles de lutitas moderadamente dura	9824,00
Hollín	Arenisca de cuarzo asociada con glauconita con intercalaciones de lutitas	9952,00

(FUENTE: PETROAMAZONAS EP)

2.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS

2.2.1 POROSIDAD

Se define como la medida del espacio que existe entre grano y grano, nos permite determinar la capacidad de almacenamiento (volumen del poro) de fluidos.

Cuantitativamente, la porosidad se la considera como la relación del volumen de poro sobre el volumen total de la roca y se lo puede determinar mediante la siguiente formula. (Ahmed, 2010)

$$\phi = \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total}} \quad (1)$$

Donde ϕ = Porosidad; Se puede expresar en fracción o porcentaje.

Tabla # 2.- Clasificación de las porosidades.

<i>Clasificación</i>	<i>(%)</i>
<i>Superhigh porosity</i>	>30
<i>High porosity</i>	25-30
<i>Medium porosity</i>	15-25
<i>Low porosity</i>	10-15
<i>Super low porosity</i>	<10

(FUENTE: Advance Well Completion Engineering Book, 2008)

2.2.2 PERMEABILIDAD

Es una propiedad de las rocas del reservorio que permite el paso de los fluidos a través del espacio poroso interconectado; y se lo define mediante la ley de DARCY.

Los yacimientos petroleros anisotrópicos se caracterizan por tener distintas permeabilidades debido a su composición química, el estudio de estas permeabilidades se lo realiza de manera exclusiva para la obtención de datos más precisos.

Para el caso de este estudio, los cálculos se los realiza pie a pie mediante la aplicación de la ecuación de DARCY determinando permeabilidades más acertadas para su estudio.

$$v = -\frac{k dp}{\mu dL} \quad (2)$$

Dónde:

v =Velocidad aparente del fluido, cm/sec

$\frac{dp}{dL}$ =caída de presión, atm/cm

μ =viscosidad, cp.

k =Permeabilidad, dada en Darcy

Tabla # 3.- Clasificación de Permeabilidades

Clasificación	($10^{-3}\mu m^2$)
Superhigh permeability	≥ 2000
High permeability	500-2000
Medium permeability	50-500
Low permeability	10-50
Super low permeability	≤ 10

Fuente: Advance Well Completion Engineering Book, 2008

2.2.3 PERMEABILIDAD POR CAPA

El estudio de las permeabilidades es uno de los parámetros más importantes a la hora de establecer la zona de punzados, las formaciones laminares generan una variación de las

permeabilidades debido a las características de sedimentación, pueden presentar permeabilidades verticales y horizontales distintas las cuales se las denomina permeabilidades anisotrópicas y se pueden determinar a partir de los datos de prueba de pozo, por lo tanto las permeabilidades se las calcula en rangos de 1 a 3 pies en las zonas de interés

2.2.4 SATURACIÓN

Se la define como la parte, fracción o porcentaje del volumen poroso que está ocupado por un fluido en particular sea este: agua, petróleo o gas. Matemáticamente expresada por la siguiente relación:

$$\text{fluido de saturacion} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen de poro}} \quad (3)$$

Aplicado también para los diferentes tipos de fluidos en el reservorio.

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen de poro}}$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen de poro}}$$

$$S_o = \frac{\text{volumen de petroleo}}{\text{volumen de poro}}$$

Dónde:

S_w = saturacion de agua

S_g = saturacion de gas

S_o = saturacion de petróleo

Considerando la presencia de gas, agua y petróleo en un medio poroso la suma de las saturaciones debe ser igual a 1

$$S_w + S_g + S_o = 1 \quad (4)$$

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO

2.3.1 GRAVEDAD API

El Instituto Americano del Petróleo (API siglas en inglés) permite caracterizar los tipos de crudo desde ligeros, pesados y extra-pesados, se lo relaciona con la gravedad específica del petróleo y una constante estándar.

De acuerdo a la siguiente ecuación:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad (5)$$

Dónde:

$^{\circ}API = \text{Grados API del petróleo}$

$SG = \text{Gravedad específica del petróleo}$

2.3.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Es una propiedad física interna de los fluidos, interfiere en la fluidez del petróleo en un medio poroso o líneas de transporte. Se define como la resistencia que ejerce un fluido para fluir, causada por la fricción interna entre sus moléculas restringiendo el movimiento.

La viscosidad del petróleo tiende a variar por:

- Composición del petróleo
- Gas disuelto
- Presión
- Temperatura

Su unidad de medida está dada en centipoise (cp) (gr/cm*seg) y se lo representa (μ_o)

Para determinar la viscosidad del petróleo existen los métodos de laboratorio, prueba PVT y mediante análisis matemático asumiendo un petróleo muerto (sin gas

disuelto) para luego corregirlas mediante las correlaciones de Beal's, Beeg-Robinson y Glaso's.

2.3.3 PRESIÓN DE BURBUJA.

También conocida como presión de saturación, se define como la presión y temperatura mínima requerida por el petróleo saturado, para liberar la primera burbuja de gas. La presión de burbuja se puede determinar mediante pruebas de expansión en laboratorio, permite determinar el contenido de gas en el fluido del yacimiento.

Tabla # 4.- Clasificación de los Yacimientos

Características de los yacimientos según su presión	
$P_{\text{yacimiento}} \geq P_{\text{punto de burbuja}}$	Yacimiento saturado
$P_{\text{yacimiento}} < P_{\text{punto de burbuja}}$	Yacimiento sub-saturado

Elaborado Por: L. Mero, 2020

2.3.4 YACIMIENTO SATURADO

Se define como yacimiento saturado con gas asociado al yacimiento donde la presión inicial es igual o mayor a la del punto de burbuja, el crudo se encuentra con gas en solución.

2.3.5 YACIMIENTO SUB-SATURADO

Un yacimiento de petróleo sub-saturado es aquel que se encuentra con presencia de gas debido a las condiciones de reservorio, presión menor a la del punto de burbuja liberando el gas en solución.

Los pozos inicialmente producen de un yacimiento saturado con gas en solución, los cuales a medida que pasan los años de producción el yacimiento empieza a perder energía, por lo

que de ser un yacimiento saturado pasa a ser un yacimiento sub saturado liberando el gas en solución por lo que tiende a aumentar la producción de gas.

2.4 TIPOS DE REGISTROS

2.4.1 REGISTROS LITOLÓGICOS

2.4.1.1 GAMMA RAY

Es un registro de rayos gamma, nos permite obtener la medición de concentración de los minerales radioactivos como torio (T), uranio (U) y potasio (K) registrando concentraciones cada 1ft en el recorrido de la herramienta dentro del pozo, evaluando tanto en pozos con agujero abierto, como en pozos revestidos.

Permitiendo:

- Medir la radioactividad total natural de las rocas
- Medir concentración de Torio, Uranio y Potasio.
- Determinar el tope de los estratos
- Definir las zonas de lutitas y arcillas
- El contacto agua-petróleo
- El ambiente de sedimentación

Además, los resultados se pueden utilizar para realizar correlaciones con pozos cercanos, se registra en unidades API entre 0 y 150

2.4.1.2 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO “SP”

Este tipo de registro se encarga de medir las variaciones del potencial eléctrico que produce la interacción de iones de NA^+ y CL^- que fluyen en la columna de lodo y los alrededores de los estratos permeables de lutitas o arcillas, mediante las corrientes producidas por la reacción electroquímica que produce fuerzas electromotrices entre el lodo o su filtrado.

determina:

- Límite de capas
- La resistividad del agua de formación
- Rocas potencialmente productoras, porosas y permeables
- Zonas impermeables o roca sello
- Estimar el contenido de arcilla en el reservorio

Además, permite correlacionar litologías y definir modelos de depositación, se registra en mili voltios (mv) en un rango de -20 a +20.

2.4.2 REGISTROS DE POROSIDAD

Mediante la interpretación de los registros de densidad, neutrones y sónico se puede determinar con la aplicación de modelos matemáticos las características litológicas, porosidad y el tipo de fluido presentes en las zonas de interés.

2.4.2.1 PERFIL DE DENSIDAD

Es una herramienta de registro que permite registrar la densidad de las formaciones por la que atraviesa la sonda, consiste en la emisión de rayos gamma desde una fuente hacia los estratos, mediante un detector se registra los rayos gamma que retornan de la formación.

Los rayos gamma que retornan después de chocar con los electrones de la formación, generan pérdida de energía y al llegar al detector este se encarga de hacer el conteo que es proporcional a la densidad electrónica del estrato, la cual se traduce como la densidad mineralógica (Bisbe, 2007).

La densidad aparente de los estratos, esta densidad puede relacionarse con la porosidad mediante el uso de registros litológicos.

La velocidad con que se corre el registro de densidad dependerá de la densidad de formación y puede ser de 2, 3 o 4 segundos por pie; generalmente de 2 segundos

por pie para densidades bajas y 4 segundos por pie para densidades altas (Orrala & Tómalá, 2015).

El principio de medida se fundamenta en una fuente radioactiva que puede ser cobalto 60 y cesio 137, se aplica a la pared del pozo mediante un patín lateral emitiendo radiaciones gamma de mediana energía dentro de la formación. Estos rayos gamma colisionan o chocan con los electrones de la formación, con los choques de los rayos gamma van perdiendo energía y continúan con esa energía disminuida. Los choques entre las radiaciones gamma y los electrones en la formación son conocidos como el efecto de Compton, efecto de pares productores y efecto fotoeléctrico (Schlumberger, 2019).

Determina:

- Una aproximación de porosidad
- Mide la densidad
- Composición mineralógica
- Identificar las capas
- Correlacionar litologías

Se registras en unidades, gramos sobre centímetros cúbicos (gr/cc)

Formula:

$$\phi = \frac{\rho_{mat}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluid}} = \quad (6)$$

Tabla # 5.- Densidades de matriz más comunes y fluidos.

Matriz	Densidad (gr/cc)
Arenisca	2.648
Arena Calcárea	2.681
Caliza	2.71
Dolomita	2.876
Anhidrita	2.977
Arcilla	2.20 – 2.85
Sal	2.032
FLUIDO	
Agua Fresca	1.0
Agua Salada	1.1
Petróleo	0.6 – 0.9
Gas	0.01 – 0.7

(Fuente: SCHLUMBERGER, 1972)

2.4.2.2 REGISTRO DE NEUTRON

Es un registro que nos permite determinar porosidad de las formaciones presentes en el yacimiento. Su principio de funcionamiento consiste en bombardear con fuentes de neutrón (Americio y Berilio) los estratos y al chocar con átomos de hidrógenos presentes en las formaciones provocan una variación de velocidad de los neutrones que regresan.

La herramienta de Neutrón Compensado consta de un emisor y dos detectores, con lo cual se compensan los efectos del pozo y se obtiene directamente la porosidad, utilizando una matriz predeterminada (caliza, arenisca o dolomita). En realidad, esta herramienta determina el volumen de hidrógeno contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total y esto es lo que permite calcular con bastante precisión el valor de la misma. Es muy importante tener clara la litología que

predomina en el corte para determinar la porosidad, ya que esta se obtiene mediante un algoritmo que tiene en cuenta la matriz de la roca. (Bisbe, 2007)

El registro se lo toma hace a razón de 1 ft cada 2 segundos o 1800 ft por hora, debido a que los softwares comerciales realizan la lectura de forma estadística al no ser un proceso homogéneo.

Cuando los poros estén llenos con gas en lugar de aceite o agua, la porosidad del neutrón será menor que la real. Esto ocurre que porque hay menos concentración de hidrógeno en el gas comparado con el hidrocarburo o el agua. Se llama efecto de gas a la disminución de la porosidad del neutrónico al atravesar una capa con gas. (Armijo y Castillo, 2017)

Determina:

- Porosidad de la formación.
- Permite realizar una interpretación litológica en conjunto con otros registros.
- La zona de hidrocarburo ligero o gas.
- Facilita la correlación con otros pozos.

Se registra en unidades de pie cúbicos sobre pie cúbicos (ft^3/ft^3)

Fórmula autor de la fórmula para determinar la porosidad con registro de neutrón, pero toca corregirla para una arena.

$$\emptyset N = \emptyset \text{ leída en el registro} + 0.04 = \quad (7)$$

Donde:

0.04 es la correlación para porosidad en areniscas. Según (Truman et al., 1972). ver anexo (1)

2.4.2.3 REGISTRO SONICO

Con este tipo de registro podemos determinar porosidad de la formación mediante la interpretación del tiempo de transito de la onda acústica.

La herramienta usa un transmisor encima y otro debajo de dos pares de receptores; esta herramienta mide el tiempo que tarda un pulso de sonido en viajar desde el transmisor hasta el receptor dispuesto en la misma herramienta.

El pulso transmitido puede llegar a ser muy corto y de alta amplitud, el cual viaja de diferentes formas a través de la roca mientras se propaga y va perdiendo energía. Finalmente, el sonido llega al receptor en diferentes tiempos y distintos tipos de ondas, este es el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes, estos primeros arribos corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo (Orrala & Tómalá, 2015)

La longitud de la onda va ser referencia al radio de investigación que puede variar de 2.5 a 25 centímetros, donde mayor sea la longitud de la onda representara una lectura más precisa en un radio determinado y el tiempo de transito puede variar de 4 microsegundos a los 140 microsegundos y se lee en el registro como microsegundos por pie ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

Permite determinar:

- Porosidad de la matriz
- Tipo de litología correlacionando con otros registros
- Capas de gas y petróleo presentes.
- Correlacionar con otros pozos

Formula.

$$\emptyset S = \frac{\Delta t_{log} \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} \Delta t_{matriz}} = \quad (8)$$

Tabla # 6.- Constantes de tiempo de tránsito y velocidadesónicas para aplicar en la fórmula de porosidadónica.

	Velocidadónica (ft/seg)	Tiempo de transito (μ s/ft)
Areniscas	18.000 a 19.500	55.5 a 51.0
Calizas	21.000 a 23.000	47.6 a 43.5
Anhidrita	20.000	50.0
Dolomitas	23.000 a 26.000	43.5 a 38.5
Sal	15.000	66.7
Tubería(acero)	17.500	57.0

(Fuente: SCHLUMBERGER, 1972)

Tabla # 7.- Constantes de Tiempo de Transito de los Fluidos de Completación.

	Tiempo de tránsito del fluido (μ s/ft)
Agua dulce	189
Agua salada	185

(Fuente: SCHLUMBERGER, 1972)

2.5 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS RESERVORIOS EN PAKA SUR

De acuerdo a la metodología aplicada de investigación, se logró recabar información de las características de los reservorios de los PAKA SUR, en específico sobre la arena UI.

Tabla # 8.- Característica de Reservorio Y Poes.

Datos del Paka Sur – UI	
POES	31.495.830 Bls
Volumen total de la roca	32.555,0 acre-ft
Porosidad ϕ	16.5 %
Saturación de agua Sw	8.49 %
Factor volumétrico Boi	1.10 RB/STB
Volumen neto de la roca	29.610,5 acre-ft
Viscosidad	40.6 cp
Espesor promedio neto	30.37 ft
°API	26,6°

(Fuente: D. Chávez, 2017)

2.6 COMPLETACIÓN DE POZO

2.6.1 INTRODUCCIÓN

Se define como la estructura mecánica de accesorios y tubería que se ubican dentro del pozo, posterior a las operaciones de perforación o reacondicionamiento, sirve para generar una conexión adecuada para drenar o inyectar fluidos, además, permite monitorear los parámetros del reservorio.

Ésta estructura mecánica del pozo es establecida por los ingenieros de completación, adecuando cada instrumento a las condiciones de subsuelo y del yacimiento permitiendo producir de manera segura y rentable.

El proceso de completación también comprende un conjunto operaciones tales como el cañoneo, cabezal de pozo, asentamiento de líneas de producción o inyección e instalación de empaques de producción.

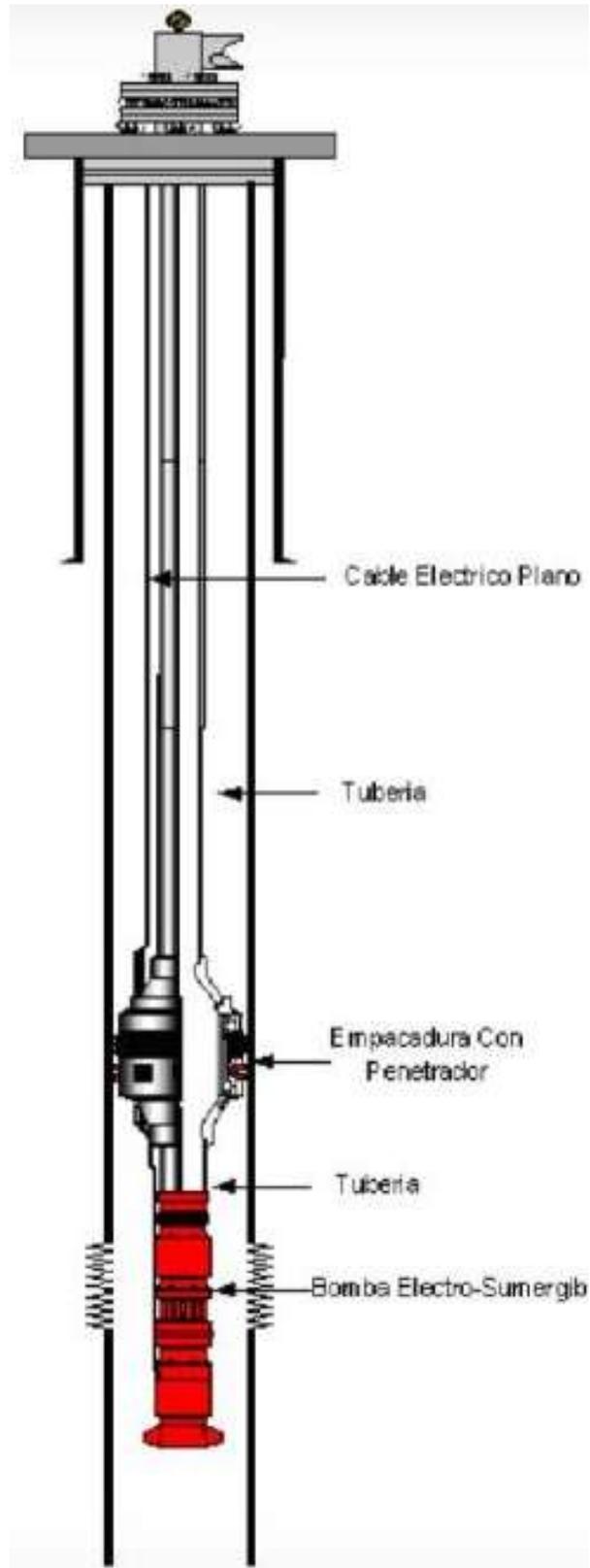


FIGURA # 2.- Completación de Pozo
Fuente: Schlumberger, Manual de Completación. 2003

2.6.2 TIPOS DE COMPLETACIÓN

Para establecer el diseño de completación se deben analizar los siguientes parámetros de pozo:

- Condición mecánicas
- Características físicas del yacimiento
- Presión
- Temperatura
- Propiedades de los fluidos
- Cantidad de zonas productoras

La estructura de una completación de pozo varía de acuerdo a las condiciones de temperatura, compresión y expansión a la que está sometida la tubería de revestimiento, las condiciones físicas y químicas de los fluidos presente en el yacimiento son indicadores para determinar la característica de la tubería que se va usar como tubería de revestimiento permitiendo extender la vida útil del pozo maximizando la recuperación de crudo del yacimiento, la configuración del BHA de producción se define a partir de las zonas productoras presentes en el pozo.

2.6.3 COMPLETACIÓN CONVENCIONAL

Es la estructura que reviste al pozo, está dividida en secciones las cuales dependen de la profundidad que se encuentre la zona de petróleo, sirve para asegurar y aislar de las zonas no consolidadas y acuíferos presentes en el pozo, permite fluir de manera segura y eficiente el crudo.

Consta de diferentes configuraciones de acuerdo a las características del yacimiento, existen completación a hueco abierto, completación con tubería ranurada no cementada y completación a hueco revestido y cañoneado. Se consideran completación convencional porque solo permite producir de una sola formación.

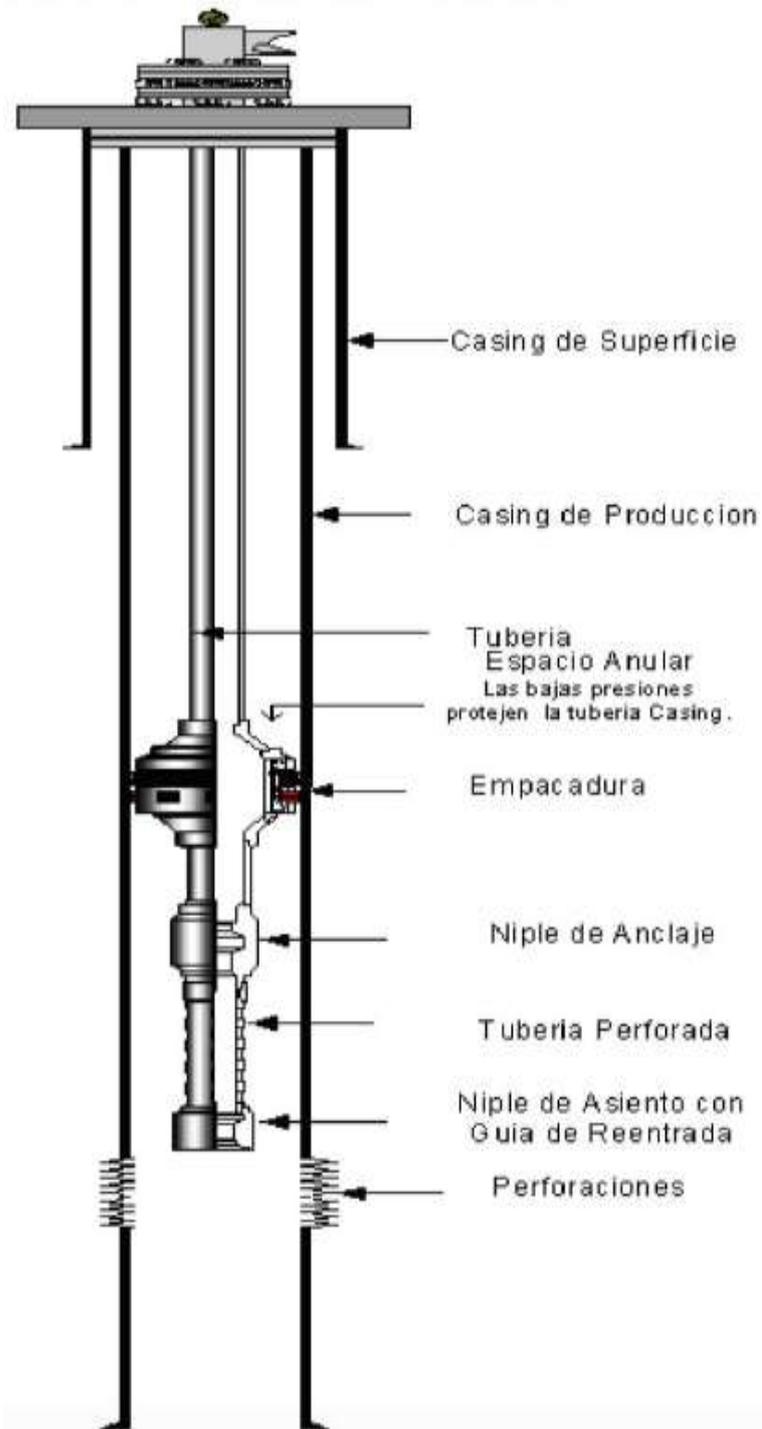


FIGURA # 3.- Completación Convencional
 FUENTE: Schlumberger, Manual de Completación. 2003

2.6.4 COMPLETACIÓN MÚLTIPLE

En los pozos con presencia de dos o más zonas de interés con potencial de hidrocarburo se seleccionan métodos de producción que permita el flujo de petróleo de las zonas de mayor interés para el mayor aprovechamiento de las reservas.

Su estructura de diseño depende únicamente de las zonas productoras y de los caudales que se esperan producir, existen completaciones múltiples donde se implementan dos bombas BES para el mayor aprovechamiento, también existen casos en donde solo se implementa una bomba BES a la completación colocada en la formación donde se espera recuperar mayor reserva, mientras que la otra zona tenga energía para producir a flujo natural.

Una completación múltiple facilita la recuperación de crudo desde subsuelo, permite la producción de dos arenas de manera simultánea e independientemente una de la otra.

Dentro de la estructura de las completaciones múltiples tenemos:

- Completación para dos zonas productoras con una línea de producción.
- Completación para dos zonas productoras con completación dual concéntricas y completación dual paralelas.
- Completación para tres zonas productoras de hidrocarburo con completación dual, combinando su configuración con 3 empaquetaduras y varias camisas de circulación.
- Completación inteligente, combinando bombas BES y mecanismos de monitoreo en tiempo real con válvulas autónomas de control de flujo permitiendo controlar o regular la producción de agua y mayor aprovechamiento a lo largo del pozo.



FIGURA # 4.- Completación Dual
FUENTE: Schlumberger, Manual de Completación. 2003

2.6.5 COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Se denomina completación inteligente al conjunto de dispositivos e instrumentos colocados a lo largo de la tubería de producción con el objetivo de concebir un sistema autónomo capaz de mantener un sistema integrado que funcione de manera óptima con las válvulas autónomas de control de flujo, sensores de fondo y el equipo de superficie.

El objetivo de diseñar una completación inteligente es; incrementar el factor de recobro, optimizar la producción de petróleo y reducir costos. (Edgar B, 2013 página 14)

El propósito de una completación inteligente es monitorear y controlar los parámetros de pozo integrado con la aplicación de válvulas de control de entrada de flujo instaladas en el ensamblaje de producción, además debe permitir producir de varios estratos controlando de manera autónomas la entrada del flujo de fluido hacia el pozo incrementando la producción de petróleo y el factor de recobro que se resume en mayor ganancia monetaria.

2.7 COMPONENTES PARA UN SISTEMA DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE

Una completación inteligente es un sistema automatizado que varía según los requerimientos de las condiciones del yacimiento con respecto a la funcionalidad y el alcance de la producción que se estima producir, constan de 5 principales componentes que deben trabajar de manera sistematizada permitiendo monitorear, transmitir, controlar y analizar la data de yacimiento para mantener una producción óptima sin necesidad de intervenciones.

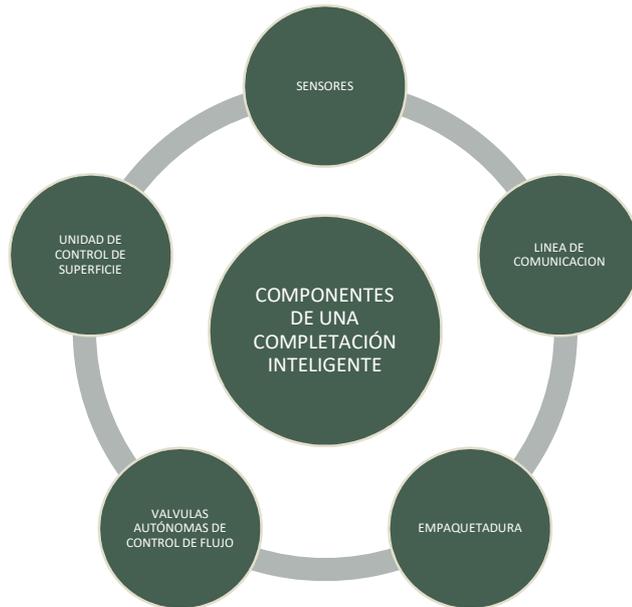


FIGURA # 5.- Componentes de una Completación Inteligente.
Elaborado Por: L. Mero, 2020

Los componentes y elementos de una completación inteligente SmartWell, varían en función de la aplicación y la necesidad, sin embargo, el siguiente diseño se aplica en ECUADOR.

Consta de: válvula de control, controlador de choque con 10 posiciones, sistema de monitoreo permanente, sistema de medición Venturi, empaquetaduras, cables con líneas hidráulicas y eléctricas, equipo de superficie.

Dentro del marco de ingeniería se analizan y regulan parámetros de diseño dando relevancia al número de zonas productoras, validadas con la aplicación local en zonas similares de producción; Los medidores de flujo se deben diseñar de acuerdo a los posibles caudales esperados por cada zona; Las válvulas de control de intervalo (ICV) permite el control de la producción con 10 posiciones para cada zona; La válvula de control de intervalo (ICV) de pistón balanceado operada hidráulicamente. El monitoreo permanente habilita al operador a controlar de manera oportuna los parámetros existentes en las zonas seleccionadas. (smartWell - Halliburton, 2017)

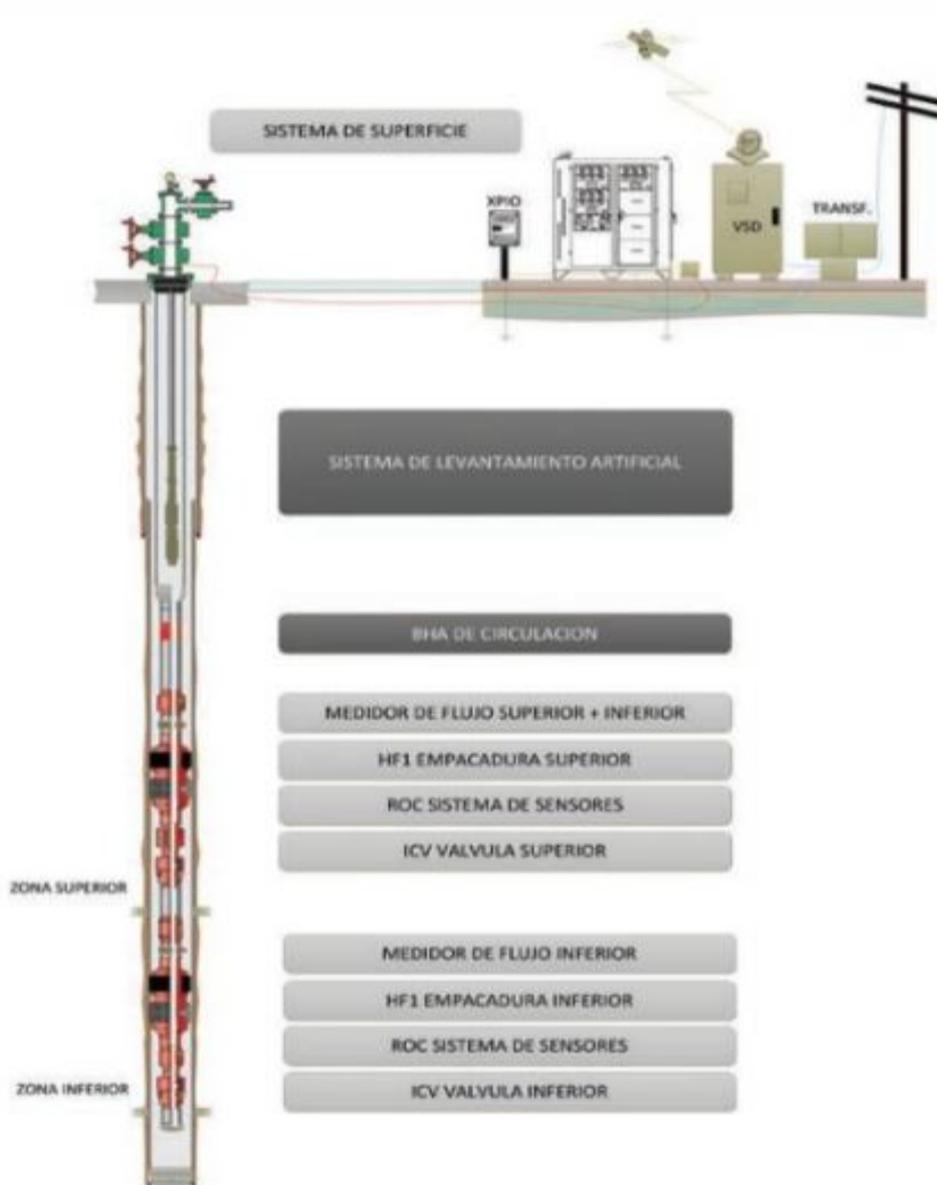


Figura # 6.- Componentes de un Sistema de Levantamiento Artificial con Aplicación de Válvulas de Control de Flujo.
FUENTE: Halliburton (Smart Well, 2017)

El desarrollo de nuevas tecnologías nos permite diseñar estructuras de completación más eficiente, de acuerdo a las características geológicas y características del reservorio con el objetivo de aprovechar al máximo las reservas de hidrocarburo presentes en el subsuelo.

Diseñar una completación debe permitir producir de manera eficiente y rentable los fluidos de interés presente en el reservorio, de modo que desde la entrada del flujo debe controlarse los fluidos de producción teniendo en cuenta que los fluidos de mayor movilidad (gas y agua) tienden a ingresar a la tubería de producción generando costos adicionales en el tratamiento en superficie. Los dispositivos de control de flujo permiten regular y reducir la producción de los fluidos no deseados presentes en el reservorio, incrementando el factor de recobro sin generar conificación en los estratos.

2.7.1 VÁLVULAS DE CONTROL DE FLUJO.

Son dispositivos capaces de restringir o direccionar el flujo de fluido debido a su diseño de configuración de abertura de la boquilla, previo a los cálculos de producción o inyección que se espera obtener.

La aplicación de válvulas de control en la tubería de producción facilita la explotación de más zonas de interés en el pozo reduciendo los cortes de agua en la tasa de producción.

Existen válvulas que se autorregulan al flujo de hidrocarburo de manera que reduce la producción de fluidos no comerciales.

2.7.2 EVOLUCIÓN DE LAS VÁLVULAS DE CONTROL DE FLUJO

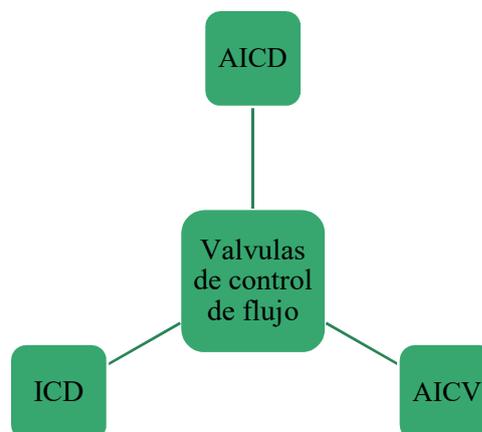


FIGURA # 7.- Tipos de Válvulas ICD
Elaborado Por: L. Mero, 2020

2.7.3 ICD: INFLOW CONTROL DEVICE

Dispositivo de control de entrada de flujo, facilita el control de flujo en pozos que requieren controlar la producción de agua, es un componente pasivo que se configura de manera óptima a partir del estudio de los fluidos y las características del yacimiento para mejorar el perfil de producción y retrasar el ingreso de fluido no deseado. Teniendo un área de flujo fijo y favoreciendo la variación de presión que genera los fluidos viscosos.

2.7.4 TIPOS DE ICD

Existen los siguientes tipos de ICD: Laberintos, helicoidales, ranurados, tubos, boquillas y orificios respectivos. Todos estos tipos de válvulas restringen el flujo, para su aplicación en formaciones no consolidadas se la realiza con filtros para prevenir el taponamiento de las válvulas. El fluido ingresa por el filtro que se lo posiciona frente la cara de la arena productora en el intervalo de interés, luego el flujo ingresa hacia la sección de la tubería de producción para encontrarse con el dispositivo de control de flujo ICD. (Mgimba, 2018)

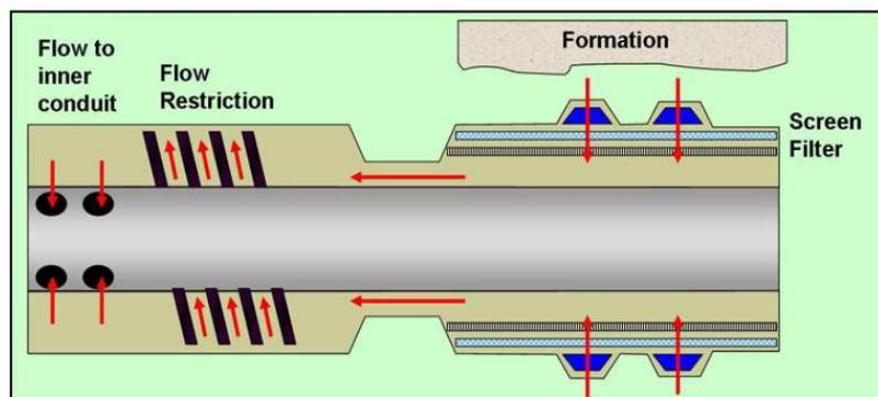


FIGURA # 8.- Dispositivo de Control de Flujo.
Fuente: (Mgimba, 2018)

2.7.4.1 TIPO LABERINTO

Su diseño consta de canales tipos laberintos, lo cual genera una variación de presión. Los fluidos ingresan a los canales siguiendo una ruta hasta llegar a la válvula para su ingreso a la tubería de producción, el tamaño de estos canales se ve influenciados por, la caída de presión que desea generarse, la viscosidad y velocidad del fluido. (Mgimba, 2018)



FIGURA # 9.- ICD Tipo Laberinto.
Fuente: (Mgimba, 2018)

2.7.4.2 TIPO HELICOIDAL

Es un tipo de ICD desarrollados por Baker oil tools y modificado por labyrinth ICD, fue diseñado con canales helicoidales previamente establecidos para generar una caída de presión y una tasa constante de flujo. Los fluidos ingresan desde la formación por el espacio anular para continuar con el flujo dentro de los canales que servirán para reducir la velocidad del fluido antes de llegar a la sección interna del revestimiento, llega a la boquilla o filtro ranurado de lodo. Este último es instalado para evitar la contaminación con lodo de matar en operaciones de workover. (Mgimba, 2018)

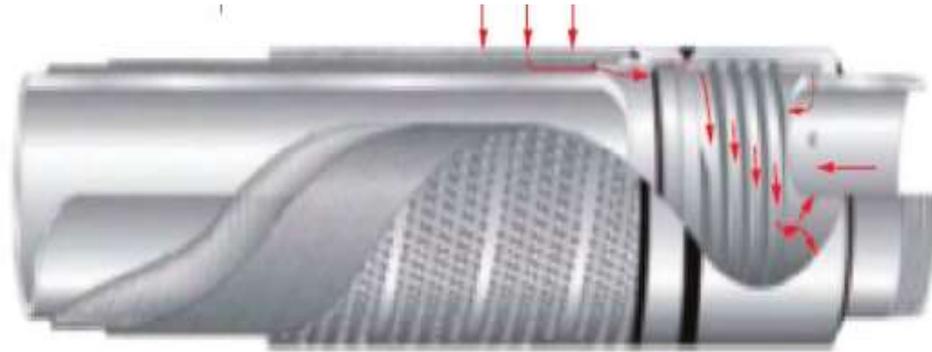


FIGURA # 10.- ICD Tipo Helicoidal.

Fuente: (Mgimba, 2018)

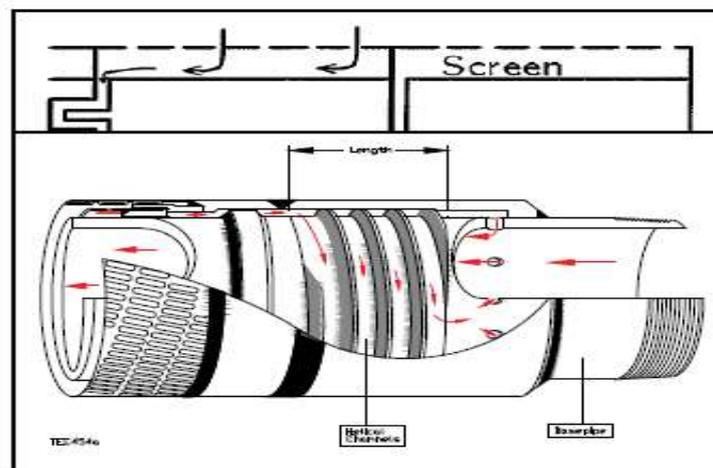


Figura # 11.- Sección De Flujo De Válvulas ICD Tipo Helicoidal

Fuente: (Mgimba, 2018)

2.7.4.3 TIPO HELICOIDAL - BAKER OIL TOOLS

Su diseño nos permite elegir entre 6 clasificaciones de resistencia al flujo (0.2, 0.4, 0.8, 1.6, 3.2, y 6.4 bar) a una tasa de flujo de agua de 26 m³/día por cada ICD. Las caídas de presiones establecidas o requeridas se las obtiene modificando el diámetro de los canales y la longitud del número de canales incorporados en el dispositivo. (Mgimba, 2018)

2.7.4.4 TIPO RANURADO

Tiene dos diseños, estos ICD tienen mínima dependencia a la viscosidad del fluido para generar una caída de presión.

1° Su diseño consta de una secuencia de discos, que contiene dos ranuras que permiten generar la caída de presión deseada con una tasa constante de flujo, la cantidad de discos incorporados determina la caída de presión deseada en el ICD.

2° El diseño se ajusta al pozo, consta de cámaras de restricciones divididas en 4 cuadrantes, cada cuadrante genera una caída de presión a un caudal establecido por lo que a mayor número de cuadrantes mayor es la caída de presión. Este diseño tiene menor dependencia de la viscosidad del fluido para generar una mayor caída de presión, manteniendo boquilla del ICD sin erosión.

Las características de flujo de estos dispositivos son similares a los tipos helicoidales (0.2, 0.4, 0.8, 1.6, 3.2, y 6.4 bar) a una tasa de flujo de agua de 26 m³/día por cada ICD. (Mgimba, 2018)

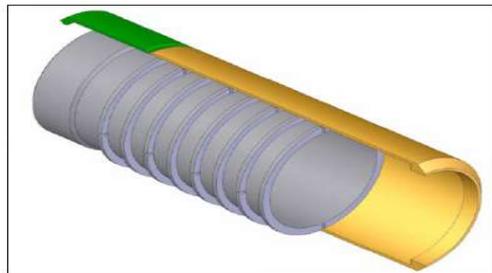


FIGURA # 12.- ICD Tipo Ranurado.
Fuente: (Mgimba, 2018)

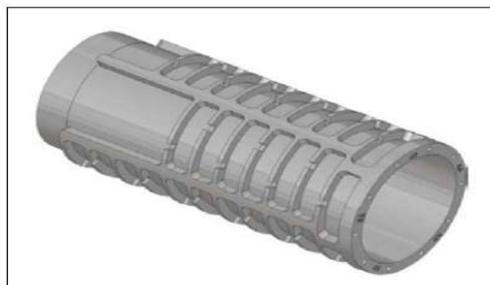


FIGURA # 13.- ICD Tipo Cuadrantes.
Fuente: (Mgimba, 2018)

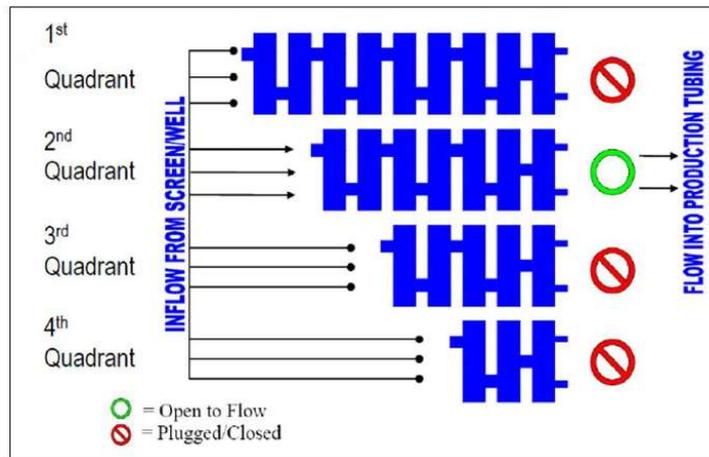


FIGURA # 14.- Cuadrantes de Flujo de las ICD.
Fuente: (Mgimba, 2018)

Los ICD tipo helicoidales generan una caída de presión más precisa debido a que sus canales garantizan una reducción de presión y a su vez protege el dispositivo de control de flujo de la erosión o el taponamiento de los ICD.

2.7.4.5 TIPO TUBO

Desarrollado por EASYWELL SOLUTIONS. Consiste en la utilización de varios tubos de flujo con un diámetro y longitud de acuerdo a la caída de presión que desea generar los diámetros y la longitud son previamente preestablecidos. Este efecto combina las caídas de presión generadas por el diámetro de la restricción y la longitud del tubo recto. Este tipo de ICD tiene mayor flexibilidad para adaptarse a las propiedades del fluido producido o inyectado. (Mgimba, 2018)

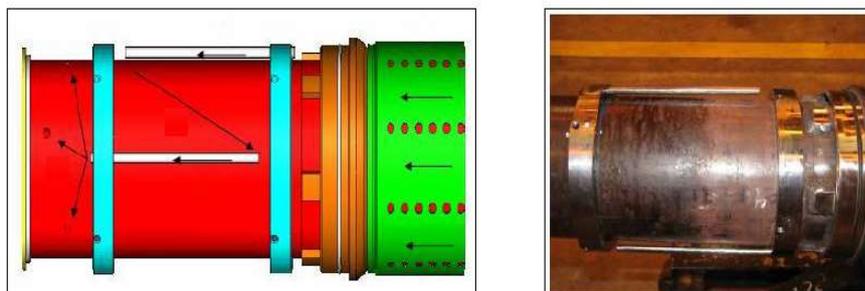


FIGURA # 15.- Válvula ICD Tipo Tubo.
Fuente: (Mgimba, 2018)

2.7.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS ICD SEGÚN SU SECCIÓN DE FLUJO (BOQUILLA)

2.7.5.1 TIPO BOQUILLA

Consta de dos proveedores de ICD tipo de boquilla, RESLINK y FLOTECH. Ambas generan una caída de presión, el flujo pasa por un conjunto de boquillas con diámetro previamente establecido para una tasa constante de flujo, la caída de presión depende de la densidad y velocidad, pero en menor dependencia de la viscosidad. La velocidad del fluido combinada con la producción de arena es una de las mayores causas de erosión en las boquillas por lo que reslink usa cerámica dura y flotech de carburo de tungsteno. (Mgimba, 2018)

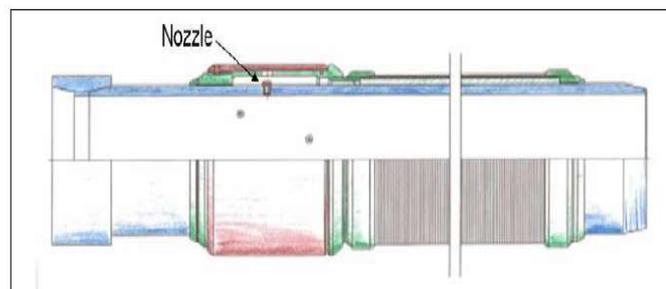


FIGURA # 16.- ICD Tipo Boquilla, RESLINK.
Fuente: (Mgimba, 2018)

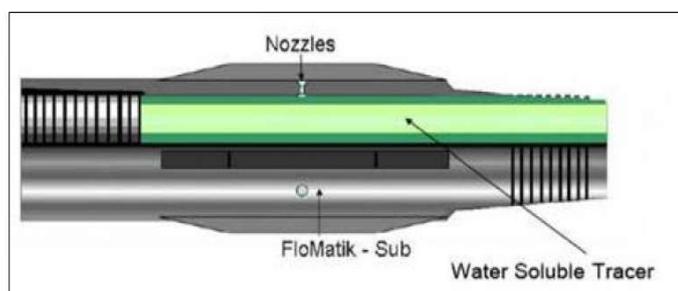


FIGURA # 17.- ICD Tipo Boquilla, FLOTECH.
Fuente: (Mgimba, 2018)

2.7.5.2 TIPO ORIFICIO

El diseño de Weatherford FloReg-ICD y Schlumberger FluxRite-ICD. Emplean múltiples orificios para generar una caída de presión requerida, cada ICD consta de una serie de orificios, de los cuales en los ICD FloReg los orificios son parte de la cubierta instalada alrededor del tubo base, dentro de la cámara del ICD, por otro lado, en FluxRite- ICD sucede diferente, la serie de orificios se encuentran en la pared del tubo base; los diámetros del ICD varían en dependencia de la caída de presión y el caudal deseado, tienen menos dependencia a la viscosidad del fluido. (T. Manee, 2013)

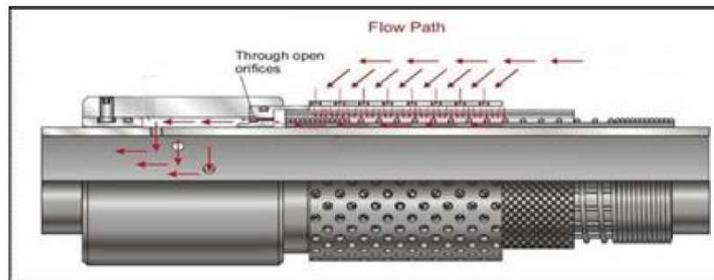


FIGURA # 18.- ICD Tipo de Boquilla FloReg

Fuente: (T. Manee, 2013)



FIGURA # 19.- ICD Tipo Boquilla FluxRite

Fuente: (T. Manee, 2013)

2.7.6 VENTAJAS DE APLICAR ICD EN UNA COMPLETACIÓN

- Equilibra el flujo de entrada a lo largo del pozo.
- Retrasa la penetración del agua y gas al pozo.
- Reduce o elimina el flujo cruzado.
- Pueden ser configurado para pozos con permeabilidad mayor a 100 md.
- Pueden ser combinados con filtros de arena o independiente.

Desventaja:

Costos elevados

2.8 ICV: INFLOW CONTROL VALVE

Válvula de control de entrada de flujo, permite controlar la entrada de flujo mediante un actuador hidráulico que opera desde superficie por lo que requiere una línea de control, esto limita el número de válvulas que se pueden aplicar a lo largo de una completación.

2.9 AICD: AUTÓNOMO INFLOW CONTROL DEVICE

Dispositivo autónomo de control de flujo de entrada, es la versión mejorada de los dispositivos de control antes vistos, los AICD permiten restringir de manera autónoma los fluidos no deseados (agua) y en pozos con altos (GOR) relación gas petróleo disminuye, pero no la controla de manera total.

En su estructura de diseño constan de un tipo de diodo que dirige los fluidos del yacimiento a través de diferentes vías, los fluidos se direccionaran según su viscosidad permitiendo producir mayor cantidad de petróleo.

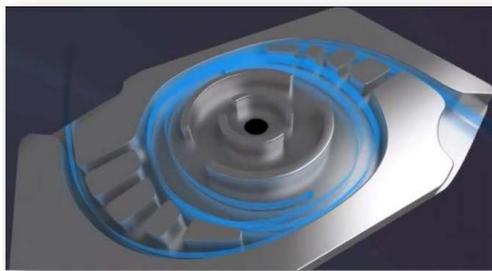


FIGURA # 20.- AICD al Flujo de Agua.

FUENTE: Halliburton

El agua y el gas con menor viscosidad giran a altas velocidades reduciendo el ingreso hacia la tubería de producción.

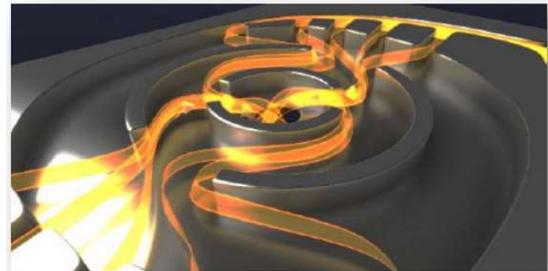


FIGURA # 21.- AICD al flujo de Petróleo.

FUENTE: Halliburton

La viscosidad del crudo brinda una presión diferencial menor facilitando el camino hacia la tubería de producción

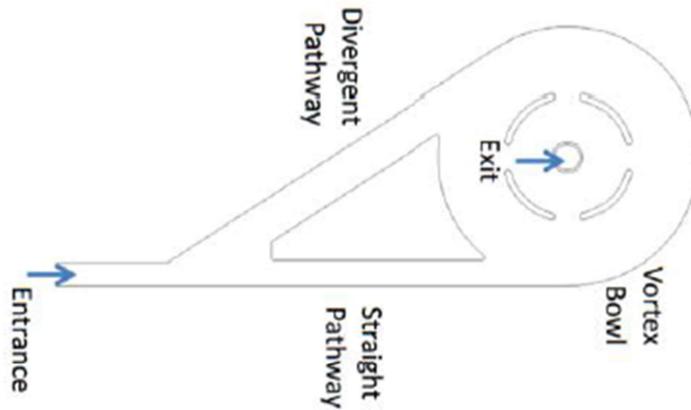


FIGURA # 22.- Diagrama de entrada de flujo de la AICD.
FUENTE: (T. Manee. 2013)

2.9.1 TIPOS DE AICD (AUTONOMOUS INFLOW CONTROL DEVICE)

Es la combinación de un ICD, pero con una sección activa. A partir del 2010, se desarrollaron cuatro tipos de AICD de los cuales tres de los diseños se basa en el concepto de flotabilidad para abrir y/o cerrar la válvula. Los cuatro diseños se basan en una Osmosis, donde se hincha el material para controlar el paso, cerrar o abrir la válvula. Posteriormente se aplicó un mecanismo de hidrociclón para restringir el ingreso de fluido no deseado en función de la viscosidad.

2.9.1.1 TIPO ALETA

Fue desarrollada por BAKER OIL TOOLS es usada para controlar el flujo de fluidos hasta el canal del ICD previo al ingreso al tubing. Tiene aletas especiales que se abren cuando la densidad del fluido coincide con la densidad del crudo y cerrar la producción de fluido cuando la densidad disminuye significativamente debido a la entrada de gas, la aleta usa un contrapeso para el accionamiento estas pueden adaptarse a las condiciones de actuación deseadas solo con aumentar el peso de las contrapesas.

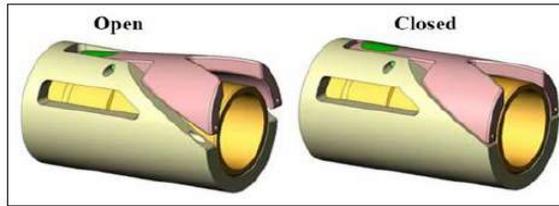


FIGURA # 23.- AICD Tipo Aleta.
FUENTE: (T. Manee. 2013)

2.9.1.2 TIPO BOLA

Desarrollado por Easywell Solutions, actúa de manera similar al AICD TIPO ALETA tiene dependencia de la densidad del fluido, este genera el efecto de flotabilidad para la actuación de la válvula, sin embargo, el AICD tipo bola tiene dos configuraciones las cuales controlan la producción de los fluidos no deseados gas o agua por lo que se diseña de manera especial para cada pozo. Las bolas flotan al notar un cambio de densidad del fluido permitiendo cerrar el paso al flujo.

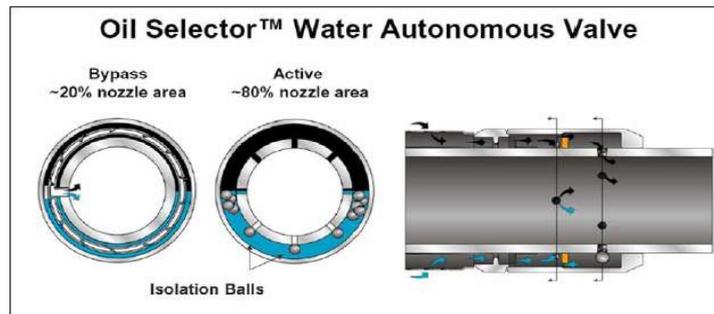


FIGURA # 24.- Funcionamiento de las AICD Tipo Bola.
FUENTE: (T. Manee. 2013)

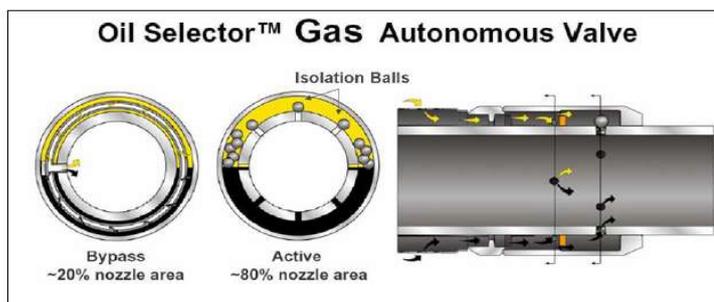


FIGURA # 25.- Funcionamiento en Presencia de Gas.
FUENTE: (T. Manee. 2013)

El dispositivo también tiene boquillas de derivación que son 20% menor al área de flujo total, las boquillas de derivación permiten que el fluido fluya a través del dispositivo incluso después de que todas las boquillas activas estén cerradas manteniendo una caída de presión en la completación facilitando el flujo. El dispositivo se puede restablecer a la posición abierta cerrando el pozo.

2.9.1.3 TIPO EXPANDIBLE

Fue desarrollado por Statoil para el control del flujo de agua.

Usa el principio de osmosis o absorción termodinámica limitando la producción de agua en función del material expandible para detectar el cambio de las propiedades del fluido que fluye. El flujo de agua se restringe mediante la expansión de la membrana obligando a una placa interna en forma de espiral, disminuyendo el área de flujo hacia la parte interna de la carcasa. La ruta del flujo de fluidos en la placa espiral se modifica en dependencia a la caída de presión a generarse. (T. Manee, 2013)

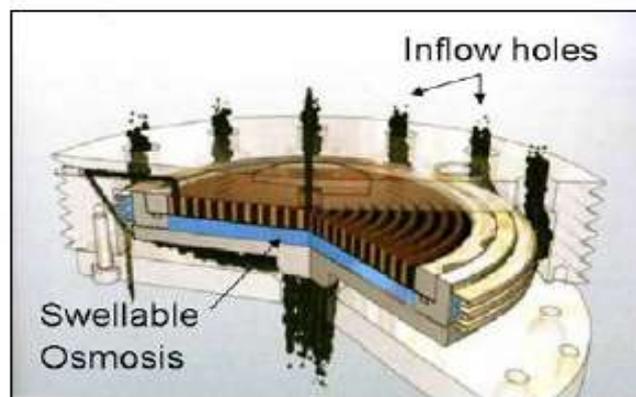


FIGURA # 26.-AICD Tipo Expandible.

FUENTE: (T. Manee, 2013)

2.9.1.4 TIPO DISCO

Fue introducida por Statoil para controlar el flujo de gas.

Está constituida por un resorte para imponer presión y mover el disco y reducir el área de flujo basado en el cambio de las propiedades del fluido, sin embargo, el exceso de flujo de gas aumenta la presión de retroceso del resorte permitiendo cerrar la ruta del flujo. El área de flujo se puede modificar de acuerdo a la caída de presión que desea generarse que ayudara a igualar la afluencia a lo largo del pozo. (T. Manee, 2013)

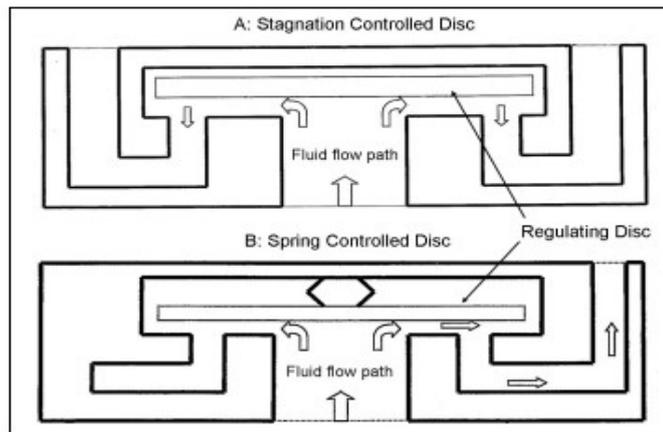


FIGURA # 27.- AICD Tipo Disco.
FUENTE: (T. Manee. 2013)

2.9.2 VENTAJAS DE APLICAR AICD EN UNA COMPLETACION

- Disminución de fluido no deseado.
- Puede combinarse con filtros de arena o independiente.
- Actúan en combinación con los ICD si se requiere una caída de presión extra.
- Permite controlar el flujo a lo largo del pozo.

2.10 AICV: AUTÓNOMO INFLOW CONTROL VALVE

Válvula autónoma de control de flujo de entrada, válvula patentada por la empresa InflowControl. Permite recuperar mayor cantidad de petróleo al actuar de manera autónoma, permitiendo restringir o cerrar completamente la producción de gas y agua en el punto de ruptura, al mismo tiempo la producción continua desde las otras

zonas de interés ya que estas válvulas se pueden colocar a lo largo de las zonas de interés. Funciona sin conexión eléctrica o hidráulica por lo que se pueden instalar el número de AICV que sean necesarios maximizando la recuperación de petróleo de manera eficiente. (V. Mathiesen, F. Posturas. 2017 PGE)

Para un funcionamiento confiable del AICV era necesario implementar un filtro que permita filtrar nuestras partículas hasta 10-80 micras sin provocar bloqueos, incrustaciones durante su vida operativa. (Auto limpieza/flujo cruzado).

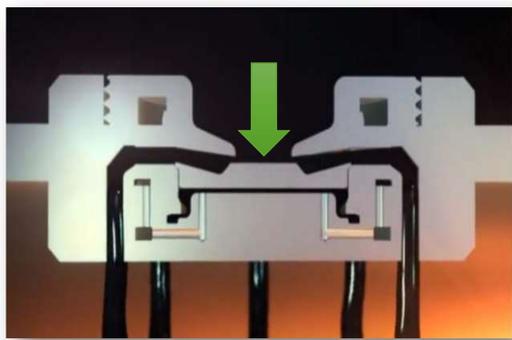


FIGURA # 28.- AICV Abierta.
Valvula completamente abierta hacia el paso de fluido viscoso.

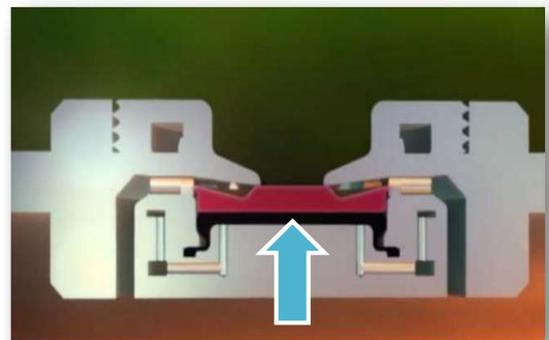
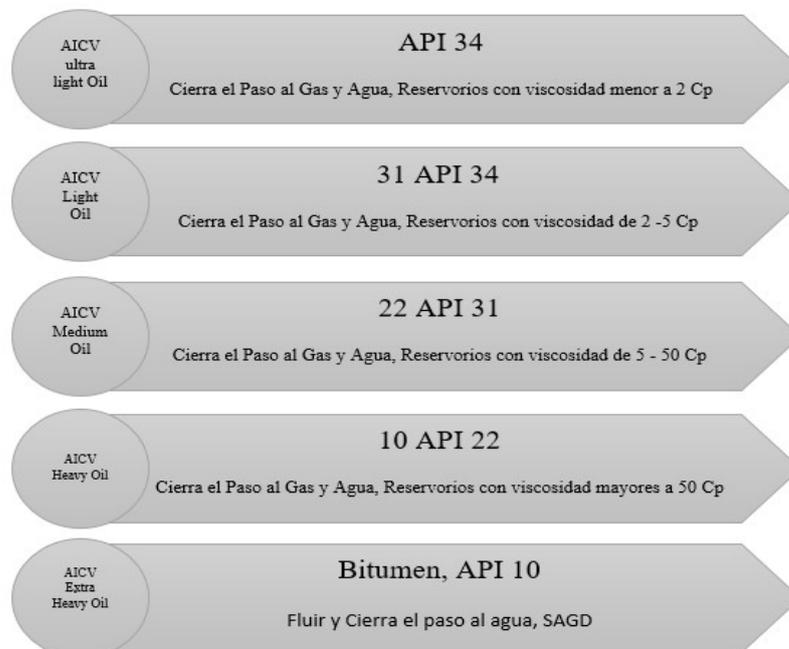


FIGURA # 29.- AICV cerrada.
La valvula cerrada al paso de fluido no deseado agua y gas.



Grafica # 1.- aplicaciones de las AICV basado en su API y Propiedades de los fluidos.

Fuente: (V. Mathiesen, F. Posturas. 2017 PGE)

2.10.1 DETALLES DEL AICV QUE SE UTILIZARAN EN LA INVESTIGACION.

- Soporta altas temperaturas, altas presiones.
- Permite el manejo de químicos peligrosos (h2s).
- Facilita la producción de flujo laminar y turbulento.
- Permite producir crudos con viscosidad que oscilen de 1 a 500 centipoise.
- Consta de un sello de elastómero, versátil a las condiciones del pozo.
- Soporta altas presiones diferenciales sin colapsar.

Existen varios diseños y dimensiones para los elementos de flujo con diferentes tipos de crudo, las combinaciones aseguran la funcionalidad del AICV, mantenerse abierto para el paso del petróleo y cerrado para el flujo de agua y gas.

CAPITULO III

MARCO CONTEXTUAL DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El proyecto se llevará a cabo mediante el estudio detallado de los registros gamma ray, registro de resistividad, registro de densidad, registro sísmico y potencial espontáneo (SP) para determinar mediante la aplicación de modelos matemáticos las permeabilidades, resistividades, porosidad y saturaciones en el yacimiento analizadas en cada una de las zonas por cada ft a lo largo de toda la completación en las formaciones de interés en pozo petrolero del oriente ecuatoriano.

Posteriormente se diseñará una completación inteligente que constará de válvulas (AICV) válvulas autónomas de control de flujo en las zonas de mayor contacto con hidrocarburo para aumentar su producción y el factor de recobro.

3.2 MODELOS MATEMÁTICOS PARA EL DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.

A continuación, revisaremos las ecuaciones que se usaran para facilitar la obtención de variables.

3.2.1 TEMPERATURA DE FORMACIÓN.

En el desarrollo de los cálculos la temperatura de formación es uno de los parámetros principales a obtener y poder continuar con el desarrollo de las ecuaciones para correlacionar datos. El gradiente de temperatura está definido a 1°C cada 33 metros. Ecuación de Wester Atlas (1985)

$$T_f = T_s + \frac{T_t - T_s}{P_t}(P_t) \quad (9)$$

T_f= temperatura de formación, °F

T_s= temperatura de superficie

T_t= temperatura de fondo

P_t= profundidad total del agujero

P_f= profundidad del intervalo de interés

3.2.2 RESISTIVIDAD DEL FILTRADO DE LODO.

Relaciona las temperaturas de fondo con las temperaturas de superficie o temperatura mínima, más una constante de temperatura multiplicado por la resistividad dada en el encabezado del registro. Ecuación de Western Atlas (1985)

$$R_{mf} = r_{mf} \frac{T_1 + C}{T_2 + C} = \quad (10)$$

R_{mf}= resistividad en la zona de interés. Dada, ohm-m

r_{mf}= resistividad leída en el encabezado del registro

T₁= el valor de temperatura leído en el encabezado del registro

T₂= temperatura calculada en T_f

C= constante de temperatura

3.2.3 FACTOR DE FORMACIÓN

Para determinar la resistividad en la formación se debe usar las ecuaciones de ARCHIE y WESTERN ATLAS de manera secuencial para obtener resultados aproximados a lo real.

Fórmula de factor de formación ecuación de ARCHIE permite determinar la resistividad del agua

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (11)$$

a= Factor de tortuosidad

m= exponente de cementación

ϕ = Porosidad

3.2.4 RESISTIVIDAD DE AGUA EQUIVALENTE (Rwe)

La ecuación de Western Atlas (1985) determina la resistividad de agua equivalente a partir de la resistividad de filtrado de lodo, el potencial espontaneo obtenido del registro de pozo, temperatura de formación y las constantes de temperatura.

$$Rwe = Rmf * 10^{\left(\frac{sp}{61+0.133*Tf}\right)} = \quad (12)$$

Rmf: Resistividad del filtrado de lodo a temperatura de formación

Sp: Potencial espontaneo leído del registro

Tf: Temperatura de fondo

Rwe: Resistividad de agua equivalente. Dada, Ω -m

Constantes: si estás trabajando con temperatura en grados Fahrenheit (61+0.133°F)

y si estas en grados Celsius(65+0.24°C)

3.2.5 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (RW)

Mediante la ecuación de Western Atlas (1985) la que mediante el uso del radio equivalente y la temperatura de formación introduciendo constantes establecida para arenas no consolidadas podremos obtener un resultado de resistividad en la ecuación siguiente.

$$R_w = \frac{(R_{we} + 0.131 * 10^{\left(\frac{1}{\log\left(\frac{T_f}{19.9}\right)} - 2\right)})}{-0.5 * R_{we} + 10^{\left(\frac{0.0426}{\log\left(\frac{T_f}{50.8}\right)}\right)}} = \quad (13)$$

Donde:

Rw= Resistividad del agua. Dada, Ω-m

Tf= Temperatura de fondo

Rwe= Resistividad de agua equivalente

3.2.6 RESISTIVIDAD DE FORMACIÓN 100% SATURADA CON AGUA (Ro)

Despejando la II ecuación de ARCHIE que relaciona las resistividades de la formación para determinar el factor de formación, entonces decimos que:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (14)$$

$$R_o = F * R_w \quad (15)$$

Donde:

F= Factor de formación

Ro= Resistividad de la formación 100% llena de agua. Ω -m

Rw= Resistividad del agua

3.2.7 ÍNDICE DE RAYOS GAMMA (IGR)

$$IGR = \frac{(Gr \log - Gr \min)}{(Gr \max - Gr \min)} = \quad (16)$$

Gr log= gamma ray de la formación

Gr máximo= gamma ray máximo en el intervalo

Gr mínimo= gamma ray mínimo en el intervalo

Tabla # 9.- Datos de Resistividad de las Zonas de Interés.

DATOS DEL REGISTRO GAMMA RAY				
N° Zonas	Profundidad(ft)	Gr log (API)	Gr max (API)	Gr min(API)
1°	11171 -11178	78	180	77
2°	11181 -11188	85	115	77
3°	11190 -11206	48	113	22

Elaborado Por: L. Mero, 2020

Con el índice de rayos Gamma mediante la siguiente formula se determina el volumen de arcilla presente en ese intervalo.

3.2.8 VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)

Mediante el modelo de Larionov (1969) establecida para el cálculo de volumen de arcilla presente en rocas pre-terciaria (rocas consolidadas).

$$V_{sh}: 0.33 * 2^{(2 * IGR)} - 1 \quad (17)$$

A partir de los datos leídos del registro de densidad podemos realizar el cálculo de porosidad, relacionando las porosidades podremos obtener la porosidad total de la zona de pago establecida anteriormente.

$$\phi_{density} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} = \quad (18)$$

Donde:

ρ_{ma} = densidad de matriz

ρ_b = densidad leída en el registro

ρ_f = densidad de lodo

$\phi_{density}$: Porosidad obtenida del registro de densidad. Dada, %

3.2.9 CÁLCULO DE SATURACIÓN

La saturación agua se la determina a partir de la resistividad del agua presente en el espacio poroso, se la expresa en porcentaje.

Es la fracción de agua presente en el espacio poroso en la zona no perturbada

3.2.9.1 SATURACIÓN DE AGUA. (S_w)

La ecuación de ARCHIE para determinar la saturación de agua incluye parámetros de propiedades físicas con sus constantes y datos de registro de pozo para mayor precisión de cálculo de saturación de agua.

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} = \quad (19)$$

R_t= Resistividad verdadera

R_w= Resistividad del agua

m= Exponente de cementación

a= Factor de tortuosidad

n= Exponente de saturación

∅ = Porosidad

3.2.9.2 SATURACIÓN DE PETRÓLEO (S_o)

A partir de los resultados de saturación de agua obtenidos, procedemos a realizar el cálculo para determinar la saturación de petróleo asumiendo que el yacimiento no contiene capa de gas.

$$S_o = 1 - S_w = \quad (20)$$

S_o= saturación de petróleo.

S_w= saturación de agua.

3.2.10 REGISTRO SÓNICO

Los cálculos de porosidad por medio del registro sísmico

Asumiendo que la formación es una arena consolidada para formaciones con poros distribuidos uniformemente, hay una relación lineal entre porosidad y el tiempo de tránsito. (Al-Kharaa, H., Al-Amri, M., Naser, M., & Okasha, T., 2014).

$$\Delta t_{log} = \phi \Delta t_{fluido} + (1 - \phi) \Delta t_{mat} = \quad (21)$$

$$\emptyset_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{mat}} = \quad (22)$$

Donde:

Δt_{log} : Tiempo de tránsito leído en el registro. $\mu s \cdot ft$

Δt_{mat} : Tiempo de tránsito del material

Δt_{fluido} : Tiempo de tránsito en el fluido

\emptyset_{sonic} : Porosidad a partir del registro sónico. Dado, %

3.2.11 POROSIDAD NEUTRÓNICA

Usando el registro de neutrón leemos directamente, pero debe ser corregido para arenas entonces:

$$\emptyset_n = \emptyset \text{ leída en el registro} + 0,04 \quad (23)$$

Dado en % poroso de la formación

3.2.12 REGISTRO DE DENSIDAD

Permite determinar la porosidad de los estratos.

$$\emptyset_d = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{formacion}}{\rho_{matriz} - \rho_{flui}} = \quad (24)$$

Donde:

ρ_{matriz} : Densidad de la matriz, gr/cc

$\rho_{formacion}$: Densidad leída en el registro, gr/cc

ρ_{fluido} : Densidad de lodo de formación, gr/cc

3.2.13 DETERMINACIÓN DE POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA DE LAS CAPAS.

Porosidad total es la suma de la porosidad obtenida en los registros de densidad, sónico y neutrón permitiendo determinar una porosidad promedio con menor incertidumbre.

$$\phi T = \frac{\phi D + \phi S + \phi N}{3} = \quad (25)$$

La porosidad efectiva está definida como el volumen poroso conectado total menos la porosidad no conectado, que se define como el volumen de arcilla presente en el reservorio.

$$\phi e = \phi T(1 - Vsh) = \quad (26)$$

3.2.14 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

3.2.14.1 PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETRÓLEO

En (1954) Corey estableció una ecuación mediante una expresión empírica de presión capilar para obtener expresiones de permeabilidad relativas de gas y petróleo.

$$K_{ro} = \left(\frac{S_o - S}{1 - S_{or}} \right)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} = \quad (27)$$

So= Saturación de petróleo

Sor= saturación residual de petróleo

Kro= permeabilidad relativa del petróleo

$\lambda = 2$ constante de tamaño de poro establecida por Brooks y Corey

3.2.14.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Mediante la ecuación de Wyllie & Rose (1952) facilita el cálculo de permeabilidad para petróleo de gravedad mediana, donde incluye el valor de porosidad y la saturación de agua irreducible.

La siguiente formula:

$$K = (250 * (\frac{\phi^3}{swirr}))^2 = \quad (28)$$

Donde:

ϕ : porosidad calculada por el registro de densidad.

swirr: 33%

3.2.14.3 PERMEABILIDAD EFECTIVA DE PETRÓLEO

A continuación, realizamos el cálculo de permeabilidad del petróleo despejando la relación de permeabilidades obteniendo:

$$k_o = k * kro = \quad (29)$$

Donde:

Ko: Permeabilidad efectiva de petróleo

Kro: Permeabilidad relativa de petróleo

K: Permeabilidad absoluta.

Unidad: milidarcy

3.2.15 OBTENCIÓN DE CAUDALES

Los resultados previamente encontrados permiten realizar el cálculo de los caudales en un intervalo de un pie de espesor en las tres zonas de interés, determinando los caudales en la zona de hidrocarburo para seleccionar las zonas donde será necesario colocar las válvulas AICV aprovechando optimizar la producción de mayor cantidad de reservas.

Para el cálculo del caudal se utilizó la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{k_o h}{141,2 \mu_o \beta_o} \frac{(P_r - P_{wf})}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} = \quad (30)$$

Ko: Permeabilidad efectiva de petróleo, milidarcy

Pr: Presión de reservorio, psi

Pwf: Presión de fondo fluyente, psi

Re: Radio externo, ft

Rw: Radio del pozo, ft

h: Espesor, ft

Q: Caudal, STB/D

β_o : Factor volumétrico, RB/STB

μ_o : Viscosidad del petróleo, cp

3.2.16 VARIACIÓN DE PRESIÓN

Con la obtención del conjunto de resultados antes determinados, se realizó el respectivo análisis para la determinación del posicionamiento de las válvulas en la completación y analizar la caída de presión que debe generarse para la obtención de una producción deseada con un barrido lateral que se lo determina mediante las permeabilidades obtenidas.

Formula usada para generar una caída de presión.

Dada por la ecuación de DARCY decimos que

$$\Delta P = 141,2 \frac{Q \mu_o \beta_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{K h} = \quad (31)$$

K: Permeabilidad absoluta, milidarcy

r_e : Radio externo, ft

r_w : Radio del pozo, ft

h: Espesor, ft

Q: Caudal, STB/D

β_o : Factor volumétrico, RB/STB

μ_o : Viscosidad del petróleo, cp

3.2.17 DIÁMETRO DE LA BOQUILLA DEL AICV

A partir del resultado de las caídas de presiones generadas podemos proceder con el cálculo del área de la boquilla de las válvulas AICV que se implementaran en la completación.

Por lo tanto:

$$\Delta P = \left(\frac{\rho v^2}{2}\right) = v = \left(\frac{Q^2}{A^2}\right) = \quad (32)$$

a partir de la formula podemos despejar el área y determinar el área de la boquilla

$$\Delta P = \left(\frac{\rho Q^2}{2A^2}\right) = \quad (33)$$

$$A = \sqrt{\frac{\rho Q^2}{2\Delta P}} = \quad (34)$$

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \quad (35)$$

$$d = 2 * r = \quad (36)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido, gr/cm³

Q = caudal seleccionado, cm³

ΔP = variación de presión calculada anteriormente, gr/cm²

r = radio de la boquilla, cm

A = área de la boquilla, cm

d = diámetro de la boquilla, cm

3.3 CASO DE ESTUDIO: POZO PETROLERO DEL BLOQUE 15 ORIENTE ECUATORIANO

Con el desarrollo del diseño de completación inteligente buscamos: poder optimizar el proceso de producción reduciendo los cortes de agua y aumentando la producción de hidrocarburo, obtener datos de fondo en tiempo real para monitorear y optimizar el proceso de producción del pozo.

Para el diseño de una completación inteligente estudiaremos parámetros tales como:

- Datos de pozos
- Registro de pozo
- Cálculos de contacto agua petróleo, permeabilidad, porosidad.
- Estructura de la nueva completación
- Aplicación de válvula autónoma de control de flujo en un pozo del Oriente Ecuatoriano del bloque 15.

El estudio exhaustivo de los parámetros del yacimiento nos permite diseñar una completación inteligente que permita aprovechar al máximo las reservas de petróleo.

3.3.1 DATOS DEL POZO

A continuación, se definen las características de la arena u inferior

Tabla # 9.- Características del Reservorio Paka Sur

PAKA SUR									
ARENA	VOLUMEN TOTAL DE ROCA	ESPEJOR PROMEDIO NETO	N/G	VOLUMEN NETO DE LA ROCA	ϕ	SW	Boi	POES	°API
	Acre-pie	pies	%	Acre-pie	%	%	RB/STB	BLS	API
UI	32.555,0	30,37	0,91	29.610,5	16,5	8,49	1,10	31.495,930	26,6

(FUENTE: Chávez, 2017)

Tabla # 10.- Datos del Encabezado del Registro de Pozo.

Datos de Registro			
Profundidad total	11622	ft	
Temperatura de superficie	110	°f	
Rmf	1,67	81,7	Ω -m @ °f
Máxima temperatura registrada	210	°f	
Saturación de agua irreducible	33 %		
Saturación de petróleo residual	10 %		

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 11.- Intervalos de Interés.

CONSTA DE TRES INTERVALOS		
Profundidad del intervalo 1°	11171-11178	Ft
Profundidad del intervalo 2°	11181-11188	Ft
Profundidad del intervalo 3°	11190-11206	Ft

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 12.- Propiedades del Reservorio

VARIABLES PARA EL DESARROLLO DE LAS ECUACIONES		
Radio externo de investigación (re)	328	Ft
Radio del pozo (rw)	0,523	Ft
Presión de fondo fluyente (Pwf)	1481,7	Psi
Presión de Reservorio (Pr)	529,7	Psi

Elaborado Por: L. Mero. 2020

El análisis de las características de los fluidos del yacimiento permite predecir las tendencias de los fluidos y facilita los cálculos para determinar la ubicación de las válvulas de control de flujo.

3.3.2 REGISTRO DE POZO

Schlumberger				
Compañía:		PETROAMAZONAS EP		
Pozo:		PAKA SUR C-18		
Campo:		PAKA SUR		
Equipo:		NABORS 609	País: ECUADOR	
Equipo: NABORS 609 Campo: PAKA SUR Locación: PSAD 1956 / UTM Zone 18 South Pozo: PAKA SUR C-18 Compañía: PETROAMAZONAS EP	REGISTRO COMPUESTO			
	AIT-LSS-PEX-GR-SP			
	ESCALA 1:200 & 1:500 MD			
	PSAD 1956 / UTM Zone 18 South		Elev. B.V.	
	N: 9949509.57 m		N.T.	788.75 ft
E: 302120.28 m		M.R.	824.65 ft	
Referencia Permanente		Nivel del Terreno	Elev.: 788.75 ft	
Registro Medido Desde		Mesa Rotaria	35.90 ft	
Perforación Medida Desde		Mesa Rotaria	Sobre Dato Perma	
Provincia:		Desviación Máxima	Longitud:	
ORELLANA			76° 46' 40.778" W	
			Latitud:	
			0° 27' 23.675" S	
Fecha de Registro		18-Ago-2013		
Número de Corrida		01: AIT-LSS-PEX		
Profundidad de Perforador		11622.00 ft		
Profundidad de Schlumberger		11604.00 ft		
Lectura Inferior		11604.00 ft		
Lectura Superior		7200.00 ft		
Tamaño de Tubería @ Prof.		9.625 in @ 10978.00 ft		
Tubería Schlumberger		10971 ft		
Tamaño de Barrena		8.5 in		
Tipo de Fluido en Agujero		PERFLEX		
LODO	Densidad	Viscosidad	9.4 lbm/gal @ 78 s	
	Enjarre	pH	11	
	Fuente de muestra de fluido			
Rm @ Temp. Medida		1.81 ohm.m @ 80.7 degF		
Rmf @ Temp. Medida		1.67 ohm.m @ 81.7 degF		
Rmc @ Temp. Medida		3.39 ohm.m @ 78.7 degF		
Fuente Rmf	Fuente Rmc	Pensado	Prensa	
Rm @ BHT	Rm @ BHT	0.73 @ 210	0.68 @ 210	
Máxima Temperatura Registrada		210 degF		
Circulación Final		18-Ago-2013 05:00:00		
Registro en Fondo		18-Ago-2013 20:15:00		
No. Unidad	Locación	5884	LAME/CG/ECLA	
Registrado Por		Vanessa Celia/Victor Flores		
Revisado Por		Victor Rulova/Marcos Mehing		

FIGURA # 30.- Encabezado del Registro de Pozo Paka sur C-0018
(Fuente: J. López, 2019)

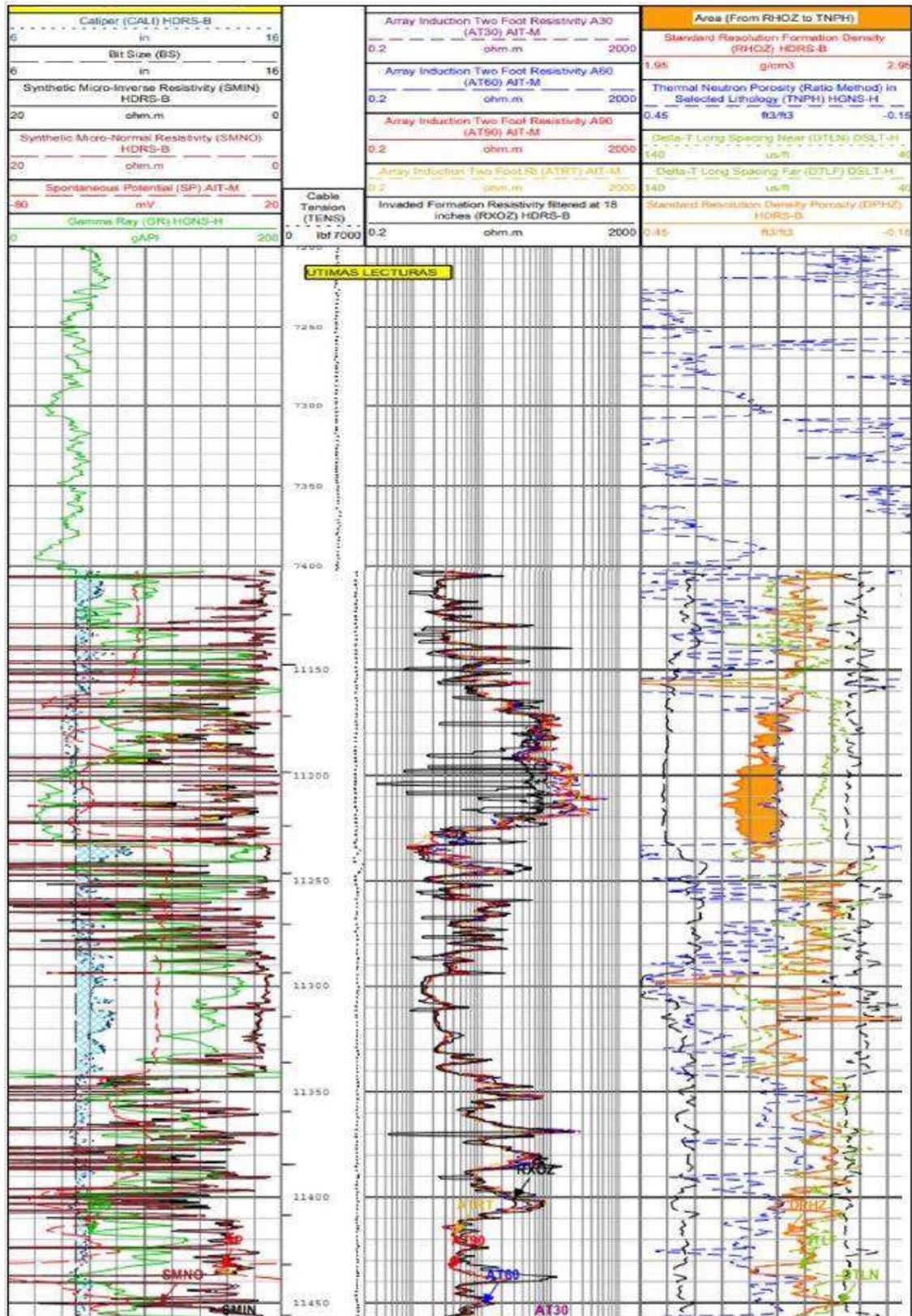


FIGURA # 31.- Registro del Pozo Paka Sur C-0018

3.3.3 CONSTANTES USADAS EN EL DESARROLLO DE LAS ECUACIONES

Tabla # 13.- Constantes Usadas En El Desarrollo De Los Cálculos.

Constantes Usadas Para El Desarrollo De Las Ecuaciones		
a	Exponente de tortuosidad	varía entre 0,6 y 1,5
m	Constante de cementación	Entre 1,8 y 2,0 para areniscas consolidadas
n	Exponente de saturación	
C	Constante de temperatura	6.77 si es °F ; 22 si es °C

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.4 RECOPIACIÓN DE DATOS DEL REGISTROS DEL POZO PAKA SUR C 018 EN EL RESERVORIO UI.

La obtención de datos de registro se las hizo de forma manual acorde a los conocimientos adquiridos en el proceso universitario, trazando líneas paralelas a la zona, consta de tres zonas, la lectura se la realizo pie a pie.

Tabla # 14.- Datos Obtenidos Del Registro Zona 1.

DATOS OBTENIDOS EN LA LECTURA DEL REGISTRO DE POZO – ZONA 1						
Profundidad MD (ft)	Lectura de SP (Ω -m)	Estándar Resolution Density Porosity (ft ³ /ft ³)	Thermal Neutron Porosity (ft ³ /ft ³)	Registro Sónico (μ s/Ft)	Array Induction Two Foot(RT) (Ω - m)	Standard Resolution Formation Density (g/cc)
11171	-58	0,13	0,09	69	50	2,55
11172	-59	0,14	0,07	70	70	2,45
11173	-62	0,12	0,06	69	90	2,4
11174	-64	0,13	0,05	71	100	2,38
11175	-70	0,12	0,06	69	80	2,4
11176	6	0,11	0,08	68	90	2,37
11177	-6	0,12	0,07	68	80	2,43
11178	-32	0,12	0,06	65	70	2,44

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 15.- Datos Obtenidos Del Registro Zona 2.

DATOS OBTENIDOS EN LA LECTURA DEL REGISTRO DE POZO - ZONA 2						
Profundidad MD (ft)	Lectura de SP (Ω -m)	Estándar Resolution Density Porosity (ft ³ /ft ³)	Thermal Neutron Porosity (ft ³ /ft ³)	Registro Sónico (μ s/Ft)	Array Induction Two Foot(RT) (Ω -m)	Standard Resolution Formation Density (g/cc)
11181	-50	0,14	0,06	68	90	2,45
11182	-55	0,14	0,08	69	100	2,38
11183	-60	0,12	0,09	70	80	2,4
11184	-58	0,14	0,09	68	70	2,38
11185	-55	0,15	0,08	69	80	2,4
11186	-50	0,14	0,1	68	90	2,41
11187	-43	0,13	0,13	69	100	2,4
11188	-42	0,12	0,12	71	70	2,43

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 16.- Datos Obtenidos Del Registro Zona 3.

DATOS OBTENIDOS EN LA LECTURA DEL REGISTRO DE POZO – ZONA 3						
Profundidad MD (ft)	Lectura de SP (Ω -m)	Estándar Resolution Density Porosity (ft ³ /ft ³)	Thermal Neutron Porosity (ft ³ /ft ³)	Registro Sónico (μ s/Ft)	Array Induction Two Foot(RT) (Ω -m)	Standard Resolution Formation Density (g/cc)
11190	-45	0,12	0,09	72	200	2,4
11191	-46	0,14	0,095	73	150	2,37
11192	-45	0,15	0,09	70	100	2,35
11193	-48	0,16	0,08	73	150	2,3
11194	-50	0,18	0,07	73	200	2,33
11195	-52	0,19	0,08	74	190	2,34
11196	-54	0,19	0,09	72	200	2,33
11197	-55	0,21	0,09	73	200	2,3
11198	-51	0,18	0,09	74	180	2,37
11199	-52	0,19	0,11	75	150	2,36
11200	-55	0,21	0,09	73	180	2,35
11201	-54	0,19	0,08	74	150	2,34
11202	-53	0,18	0,08	74	180	2,33
11203	-52	0,19	0,13	75	200	2,28
11204	-51	0,2	0,08	76	225	2,25
11205	-50	0,2	0,09	76	250	2,26
11206	-49	0,21	0,1	77	300	2,27

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.5 DESARROLLO DE CALCULOS

Mediante el uso de las ecuaciones anteriormente planteadas nos va permitir obtener los resultados requeridos, se sugiere tener en cuenta las unidades al momento de realizar los cálculos.

3.3.6 RESULTADOS OBTENIDOS

En la zona 1, se obtiene temperaturas que oscilan entre 206,12 y 206,18 °F, la cual va aumentando a mayor profundidad; también la resistividad de filtrado de lodo por lo que este valor no varía debido a que están en función de las temperaturas, de la misma manera se calculó los índices de rayos gamma permitiendo calcular el volumen de arcilla presente en la zona de interés.

Las porosidades de acuerdo a cada registro se la realizo pie a pie para obtener un valor más acertado de porosidad por lo cual el valor que se refleja en las siguientes Tablas (17,18,19). Cada cálculo de porosidad se lo realizo en función a los datos expuesto ver Tabla (14,15, 16).

Tabla # 17.- Resultado de Temperatura de Formación, Rmf y Porosidad Zona 1.

PARÁMETROS CALCULADOS DE LA ZONA 1°						
Temperatura de formación (°F)	Rmf De La Zona De Interés (Ω-M)	Índice De Rayos Gamma(API)	Volumen de Arcilla (%)	Porosidad Registro De Densidad (%)	Porosidad Registro Neutrón (%)	Porosidad Registro Sónico (%)
206,12	0,69	0,0097	0,447	15.76	10.75	9.7
206,13	0,69					
206,14	0,69					
206,15	0,69					
206,15	0,69					
206,16	0,69					
206,17	0,69					
206,18	0,69					

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 18.- Resultado de Temperatura de Formación, Rmf Porosidad Zona 2.

PARÁMETROS CALCULADOS DE LA ZONA 2°						
Temperatura de formación (°F)	Rmf De La Zona De Interés (Ω-M)	Índice De Rayos Gamma(API)	Volumen de Arcilla (%)	Porosidad Registro De Densidad (%)	Porosidad Registro Neutrón (%)	Porosidad Registro Sónico (%)
206,21	0,69	0,2105	11.18	17.58	13.37	10
206,21	0,69					
206,22	0,69					
206,23	0,69					
206,24	0,69					
206,25	0,69					
206,26	0,69					
206,27	0,69					

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 19.- Resultado de Temperatura de Formación, Rmf y Porosidad Zona 3.

PARÁMETROS CALCULADOS DE LA ZONA 3°						
Temperatura de formación (°F)	Rmf De La Zona De Interés (Ω-M)	Índice De Rayos Gamma(API)	Volumen de Arcilla (%)	Porosidad Registro De Densidad (%)	Porosidad Registro Neutrón (%)	Porosidad Registro Sónico (%)
206,28	0,69	0,2857	16.03	17	14	18
206,29	0,69					
206,30	0,69					
206,31	0,69					
206,32	0,69					
206,33	0,69					
206,33	0,69					
206,34	0,69					
206,35	0,69					
206,36	0,69					
206,37	0,69					
206,38	0,69					
206,39	0,69					
206,39	0,69					
206,40	0,69					
206,41	0,69					
206,42	0,69					
206,28	0,69					
206,29	0,69					
206,30	0,69					

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.7 RESULTADOS DE POROSIDAD

Mediante los datos leídos en los registros se realizaron los cálculos de porosidad facilitando el análisis de características petrofísicas del reservorio, los datos de porosidad se obtienen a partir de los registros Sónico, Densidad y Neutrón.

Los cálculos de porosidad se los realiza pie a pie en cada una de las zonas de interés, analizando los datos obtenidos se procedió a tomar porosidades promedias de cada registro para obtener una porosidad total y mediante el volumen de arcilla presente en las zonas se determinó la porosidad efectiva en las zonas de interés.

Tabla # 20.- Resultado de Porosidad Total y Efectiva Zona 1.

POROSIDADES OBTENIDAS ZONA 1°	
Porosidad Total (%)	13,34
Porosidad Efectiva (%)	13,28

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 21.- Resultado de Porosidad Total y Efectiva Zona 2.

POROSIDADES OBTENIDAS ZONA 2°	
Porosidad Total (%)	15,53
Porosidad Efectiva (%)	13,79

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 22.- Resultado de Porosidad Total y Efectiva Zona3.

POROSIDADES OBTENIDAS ZONA 3°	
Porosidad Total (%)	15,32
Porosidad Efectiva (%)	12,86

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.8 RESULTADOS DE RESISTIVIDAD

Mediante el análisis de los registros de resistividad que se lo obtuvo pie a pie sobre cada formación, se establece el factor de formación y a partir de ese resultado podemos calcular la resistividad de agua equivalente mediante la ecuación de Western Atlas (1985); también la resistividad de agua verdadera.

Con los resultados anteriormente obtenidos se determinó mediante la ecuación de ARCHIE la resistividad de la formación en cada una de las zonas; dado en ohm-m.

Tabla # 23.- Resultado Factor de Forma y Resistividades Zona 1.

Resultados De Resistividad Obtenidos En La Primer Zona			
Factor De Formación	Resistividad De Agua Equivalente (Ω -m)	Resistividad De Agua Verdadera (Ω -m)	Resistividad De la formación (Ω -m)
43,68	0,135	0,133	6,10
43,68	0,138	0,136	6,26
45,93	0,131	0,130	5,95
45,93	0,412	0,438	20,14
45,93	0,535	0,603	27,70
45,93	0,318	0,325	14,93
45,93	0,279	0,282	12,93
45,93	0,232	0,231	10,63

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 24.- Resultado Factor de Forma y Resistividades Zona 2.

Resultados De Resistividad Obtenidos En La Segunda Zona			
Factor De Formación	Resistividad De Agua Equivalente (Ω -m)	Resistividad De Agua Verdadera (Ω -m)	Resistividad De la formación (Ω -m)
42,60	0,189	0,186	7,94
42,60	0,166	0,163	6,95
42,60	0,145	0,143	6,11
42,60	0,153	0,151	6,43
42,60	0,166	0,163	6,95
42,60	0,189	0,186	7,93
42,60	0,226	0,225	9,59
42,60	0,232	0,231	9,86

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 25.- Resultado Factor de Forma y Resistividades Zona 3.

Resultados De Resistividad Obtenidos En La Tercer Zona			
Factor De Formación	Resistividad De Agua Equivalente (Ω -m)	Resistividad De Agua Verdadera (Ω -m)	Resistividad De la formación (Ω -m)
48,97	0,215	0,213	10,43
48,97	0,209	0,207	10,15
48,97	0,215	0,213	10,43
48,97	0,199	0,196	9,62
48,97	0,189	0,186	9,12
48,97	0,179	0,177	8,65
48,97	0,170	0,167	8,20
48,97	0,166	0,163	7,99
48,97	0,184	0,181	8,88
48,97	0,179	0,177	8,64
48,97	0,165	0,163	7,99
48,97	0,170	0,167	8,20
48,97	0,174	0,172	8,42
48,97	0,179	0,176	8,64
48,97	0,184	0,181	8,87
48,97	0,188	0,186	9,11
48,97	0,193	0,191	9,36

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.9 RESULTADOS DE SATURACIÓN

A partir del cálculo de resistividad de agua, porosidad y las constantes para arenas consolidadas se obtienen la saturación de agua presente en el reservorio para luego determinar la saturación de petróleo asumiendo que el reservorio no tiene capa de gas.

Los cálculos se los realizo pie a pie en cada zona de interés, mediante la ecuación de ARCHIE.

Tabla # 26.- Resultado de Saturación de agua y Petróleo Zona 1.

SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO PRIMER INTERVALO	
Saturación De Agua	Saturación De Petróleo
0,348	0,652
0,298	0,702
0,256	0,744
0,447	0,553
0,586	0,414
0,405	0,595
0,400	0,600
0,388	0,612

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 27.- Resultado de Saturación de agua y Petróleo Zona 2.

SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO SEGUNDO INTERVALO	
Saturación De Agua	Saturación De Petróleo
0,307	0,693
0,273	0,727
0,286	0,714
0,313	0,687
0,305	0,695
0,307	0,693
0,320	0,680
0,388	0,612

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 28.- Resultado de Saturación de agua y Petróleo Zona 3.

SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO TERCER INTERVALO	
Saturación De Agua	Saturación De Petróleo
0,220	0,780
0,251	0,749
0,311	0,689
0,244	0,756
0,206	0,794
0,206	0,794
0,195	0,805
0,193	0,807

0,214	0,786
0,231	0,769
0,203	0,797
0,225	0,775
0,208	0,792
0,200	0,800
0,191	0,809
0,184	0,816
0,170	0,830

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.10 RESULTADOS DE PERMEABILIDAD

Las permeabilidades se las obtuvo a partir de las saturaciones de petróleo en las zonas de interés, la permeabilidad absoluta está dada por una constante que multiplica a la porosidad y que divide para la saturación de agua irreductible dado por la ecuación de Wyllie & Rose (1952).

Luego, para calcular la permeabilidad del petróleo se la obtiene por relación de permeabilidad relativa al petróleo y la permeabilidad absoluta; Dado en milidarcy.

Tabla # 29.- Resultado de Permeabilidades Zona 1.

PERMEABILIDADES OBTENIDAS EN LA PRIMER ZONA		
Permeabilidad Relativa Al Petróleo (Milidarcy)	Permeabilidad Absoluta (Milidarcy)	Permeabilidad Efectiva Del Petróleo (Milidarcy)
166,9	0,03	297,4660
229,3304	1,82	408,7358
293,1921	6,94	522,5565
80,8536	11,02	144,0811
21,0919	6,94	37,5857
111,3089	13,71	198,3525
115,7032	3,22	206,1830
126,4781	2,44	225,3840

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 30.- Resultados de Permeabilidades Zona 2.

PERMEABILIDADES OBTENIDAS DE LA SEGUNDA ZONA		
Permeabilidad Relativa Al Petróleo (Milidarcy)	Permeabilidad Absoluta (Milidarcy)	Permeabilidad Efectiva Del Petróleo (Milidarcy)
216,6676	1,82	611,2194
266,3841	11,02	751,4694
246,6338	6,94	695,7539
208,2694	11,02	587,5280
219,6518	6,94	619,6378
216,7102	5,44	611,3394
199,5926	6,94	563,0508
126,5426	3,22	356,9768

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 31.- Resultados de Permeabilidades Zona 3.

PERMEABILIDADES OBTENIDAS DE LA TERCERA ZONA		
Permeabilidad Relativa Al Petróleo (Milidarcy)	Permeabilidad Absoluta (Milidarcy)	Permeabilidad Efectiva Del Petróleo (Milidarcy)
357,3865	6,94	594,6912
301,7965	13,71	502,1894
210,7336	20,73	350,6608
313,3616	52,28	521,4337
385,8627	30,54	642,0755
386,2609	25,24	642,7381
407,9614	30,54	678,8478
413,3925	52,28	687,8851
369,3164	13,71	614,5426
336,2195	16,92	559,4692
391,5174	20,73	651,4850

347,4777	25,24	578,2028
380,5141	30,54	633,1755
397,0578	72,97	660,7041
415,9894	116,50	692,2064
432,1325	100,08	719,0685
463,4246	85,63	771,1386

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.11 RESULTADOS DE CAUDAL

Los caudales se obtuvieron mediante el uso de la ecuación de Darcy ver ecuación (30) permitiendo obtener los caudales en función de la permeabilidad y viscosidad, los caudales obtenidos están dado por cada pie de formación, es decir el primer pie de formación produce 0,66 STB, el segundo pie produce 7,25 STB. De esta manera los 8 pie de formación producen 52,77 STB.

Se realizó el mismo procedimiento para las siguientes zonas de interés.

Tabla # 32.- Resultado de Caudales zona 1 y 2.

CAUDALES CALCULADOS PIE A PIE (STB/D)	
ZONA 1°	ZONA 2°
0,66	6,85
7,25	20,72
18,11	15,23
6,29	16,20
1,30	13,57
9,66	11,84
4,87	12,33
4,63	5,33

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 33.- Resultados de Caudales Zona 3.

ZONA 3°	
22,07	STB/D
26,19	STB/D
22,49	STB/D
53,11	STB/D
49,98	STB/D
45,48	STB/D
52,84	STB/D
70,06	STB/D
32,05	STB/D
32,41	STB/D
41,78	STB/D
40,92	STB/D
49,28	STB/D
79,50	STB/D
105,23	STB/D
101,32	STB/D
100,51	STB/D

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.12 CAÍDA DE PRESIÓN

Mediante los datos de pozo y para el desarrollo de la investigación se debe calcular la presión en la cara de la arena para realizar el cálculo de caída de presión que se genera al momento de instalar el dispositivo de control.

Tabla # 34.- Resultado de Presión en la cara de la Arena Zona 1 y 2.

Zona 1°		Zona 2°	
947,20	PSI	952,05	PSI
952,39	PSI	952,03	PSI
951,91	PSI	952,00	PSI
952,18	PSI	951,94	PSI
952,37	PSI	952,02	PSI
952,06	PSI	952,17	PSI
951,56	PSI	952,08	PSI
951,88	PSI	952,23	PSI

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 35.- Resultado de Presión en la cara de la Arena Zona 3.

Zona 3°	
952,01	PSI
951,97	PSI
952,03	PSI
952,01	PSI
952,00	PSI
951,99	PSI
952,01	PSI
951,99	PSI
951,98	PSI

952,00	PSI
952,00	PSI
952,02	PSI
952,01	PSI
952,01	PSI
952,00	PSI
952,00	PSI
952,00	PSI

Elaborado Por: L. Mero. 2020

3.3.13 CALCULO DEL DIAMETRO DE LA BOQUILLA (AICV)

El diámetro de la boquilla se determina mediante el uso de la ecuación de caída de presión establecida por los creadores de las válvulas AICV. Dada en pulgadas.

El Área de la boquilla se establece en función de la densidad del fluido y los caudales que se desea producir.

Se considera una densidad de $0,91 \text{ gr/cm}^3$, es característico de un crudo de 26.6° API

Tabla # 36.- Resultado del Diámetro de la Boquilla Para la Zona 1 y 2.

Zona 1°		Zona 2°	
0,766	In	0,882	in
0,892	In	0,867	in

Elaborado Por: L. Mero. 2020

Tabla # 37.- Resultado del Diámetro de la Boquilla Para la Zona 3.

Zona 3°	
2,884	in
3,291	in
3,291	in
4,703	in

Elaborado Por: L. Mero. 2020

CAPÍTULO IV

DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE IMPLEMENTANDO AICV

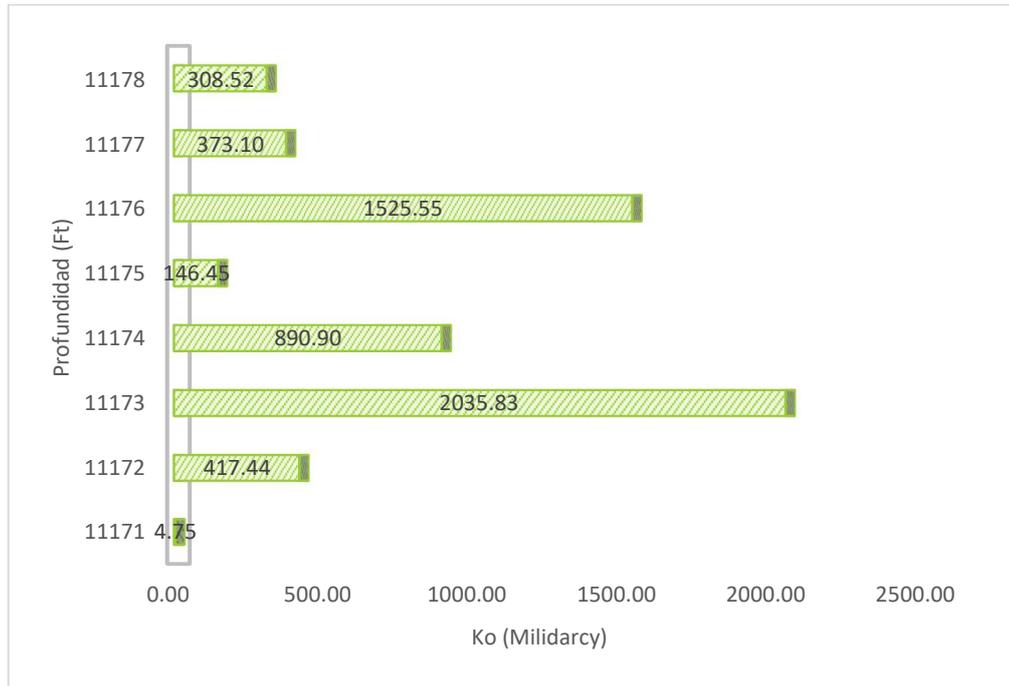
4.1 PARTES DE LA COMPLETACIÓN INTELIGENTE

La completación fue diseñada de manera que las zonas productoras optimicen la producción de petróleo. Cuenta con 8 AICV distribuidos en las 3 zonas de interés, dos en cada arena con espesor de 8 ft y 4 AICV aplicados en la zona de mayor espesor.

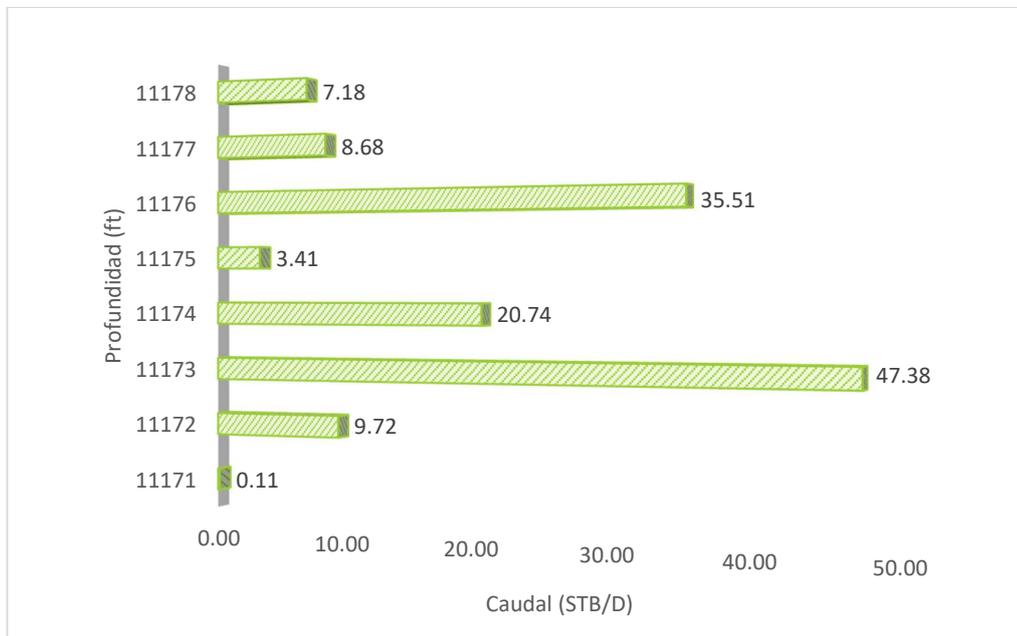
Cada válvula AICV va incluir un filtro de malla, que va asegurar el óptimo funcionamiento de la válvula. Se implementará un CIBP debajo de la formación y packers para aislar las zonas de interés. Para bajar el ensamble de producción.

4.2 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS DATOS OBTENIDOS

Los cálculos realizados permiten obtener datos importantes que se debe analizar al momento de diseñar una completación inteligente, los resultados serán analizados mediante las siguientes gráficas, en ellas se representarán las porosidades, resistividades, permeabilidades y caudales para precisar la ubicación de las válvulas autónomas de flujo que será implementada en la completación del pozo.



Grafica # 2.- Resultados Profundidad vs Permeabilidad del Petróleo. Zona 1
Elaborado Por: L. Mero. 2020

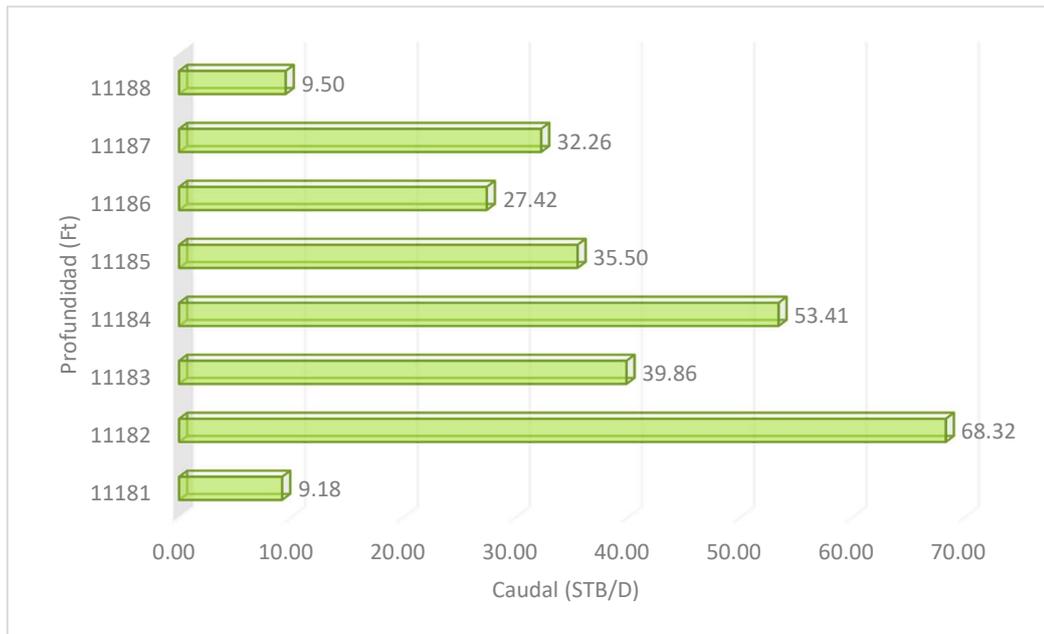


Grafica # 3.- Resultados Profundidad vs Caudales. Zona 1
Elaborado Por: L. Mero. 2020

SEGUNDO INTERVALO

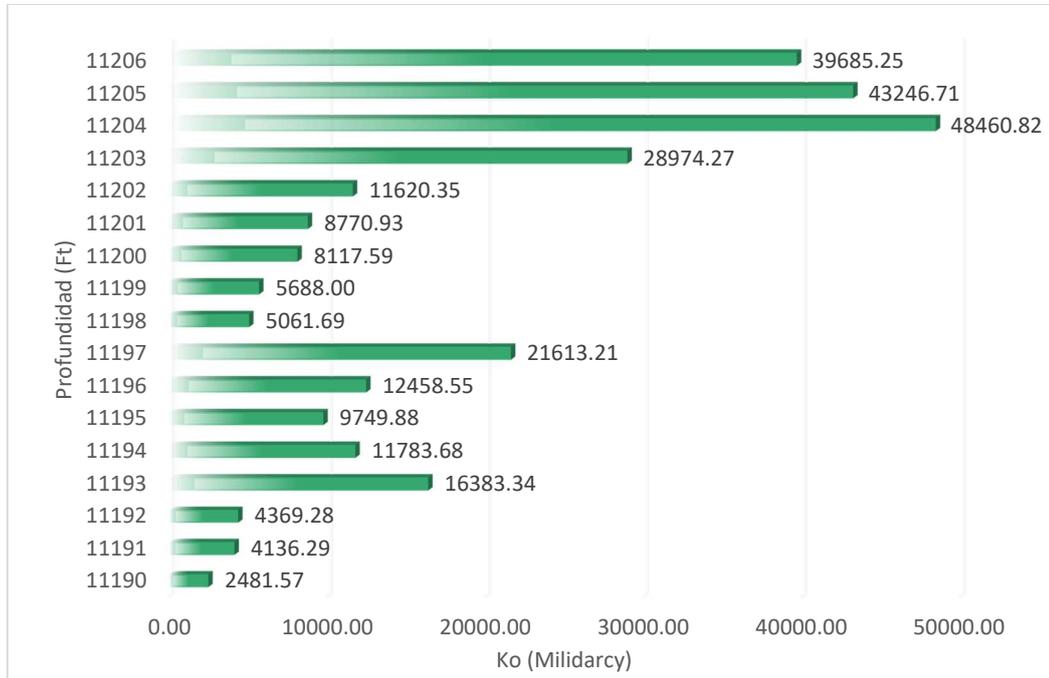


Grafica # 4.- Resultados Profundidad vs Permeabilidad del petróleo. Zona 2
Elaborado Por: L. Mero. 2020

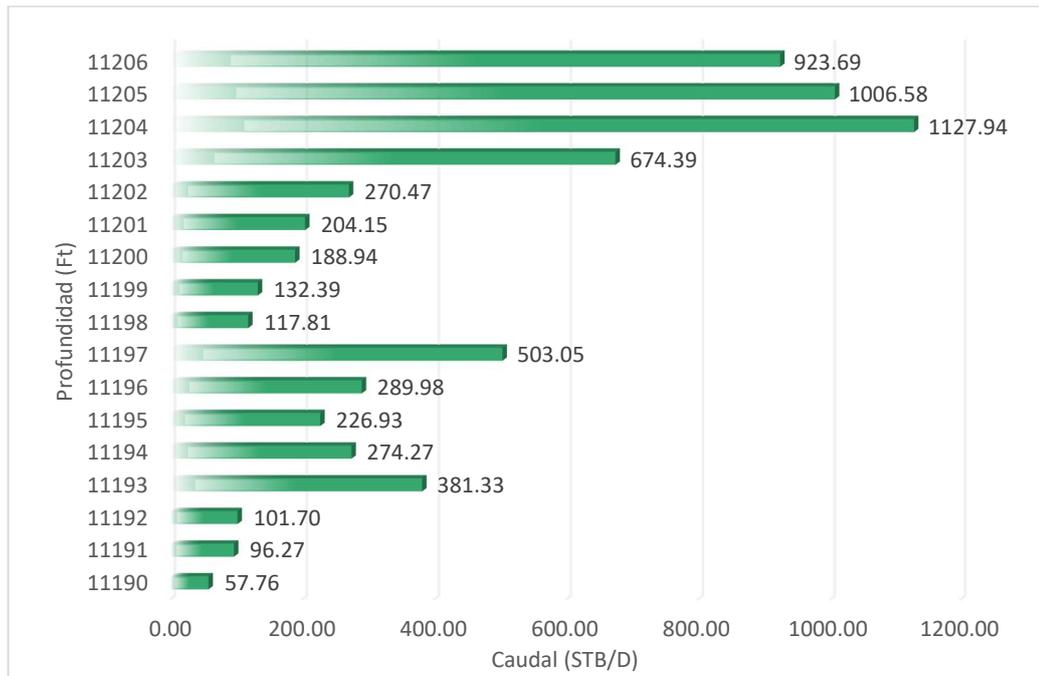


Grafica # 5.- Resultados Profundidad vs Caudales. Zona 2
Elaborado Por: L. Mero. 2020

TERCER INTERVALO



Grafica # 6.- Resultados Profundidad vs Permeabilidades. Zona 3
Elaborado Por: L. Mero. 2020



Grafica # 7.- Resultados Profundidad vs Caudales. Zona 3
Elaborado Por: L. Mero. 2020

4.3 APLICACIÓN DE LA VÁLVULA AUTÓNOMA DE CONTROL DE FLUJO EN EL SISTEMA DE COMPLETACIÓN

El análisis de la representación gráfica nos permite determinar las zonas porosas y permeables las cuales representan una zona de mayor fluidez por lo cual será una zona propensa a crear canales para el flujo de agua, conificación.

Detalladamente analizaremos dichas zonas para contrarrestar o prevenir conificación de agua en el reservorio favoreciendo a la producción de crudo disminuyendo el factor de recobro.

Previamente analizadas las zonas porosas y permeables se estableció las zonas idóneas para la aplicación de las válvulas autónomas de control de flujo. El diámetro de la boquilla se la estableció a un caudal determinado.

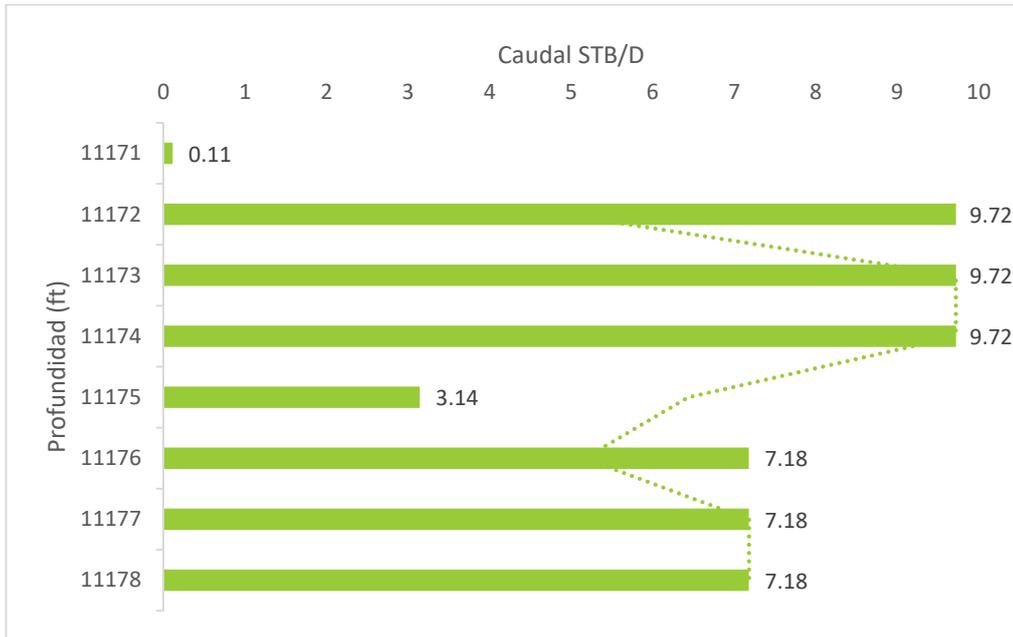
La aplicación de la válvula genera un efecto de daño de formación al colocar la reducción de flujo lo cual pretende genera un avance de fluido lateral hacia la boquilla aumentando la presión de reservorio, reduciendo el avance de flujo en las zonas porosas y permeables, el efecto de la aplicación se lo representa mediante gráficas.

Se implementarán válvulas AICV Mediun Oil (Ver Grafica #1) tipo disco de la empresa InflowControl.

En la primera zona de interés se colocaron dos válvulas AICV las cuales van a controlar la producción del estrato que tiene 8 ft de espesor.

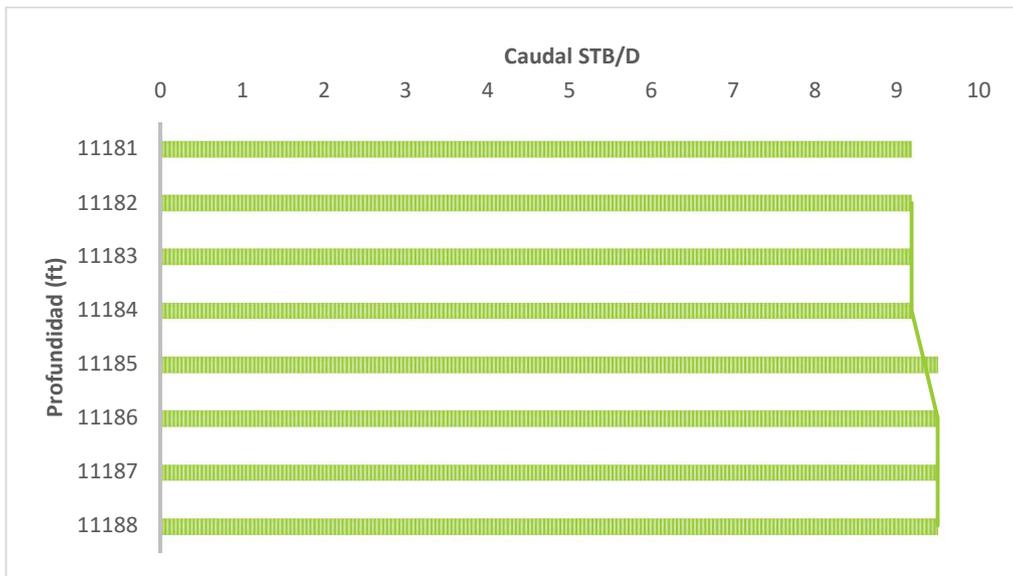
La aplicación de la válvula permite mantener un perfil de flujo constante lo cual va permitir producir más petróleo y disminuir el factor de recobro, la válvula fue aplicada a la profundidad de 11172 ft permitiendo controlar el flujo de aproximadamente 4 ft de estrato. El siguiente AICV se instaló a 11176 ft.

Es importante recalcar que los datos obtenidos y presentados en las gráficas son valores correspondientes al caudal, los valores se calcularon sin considerar restricciones de flujo, es decir el pozo está completamente abierto.



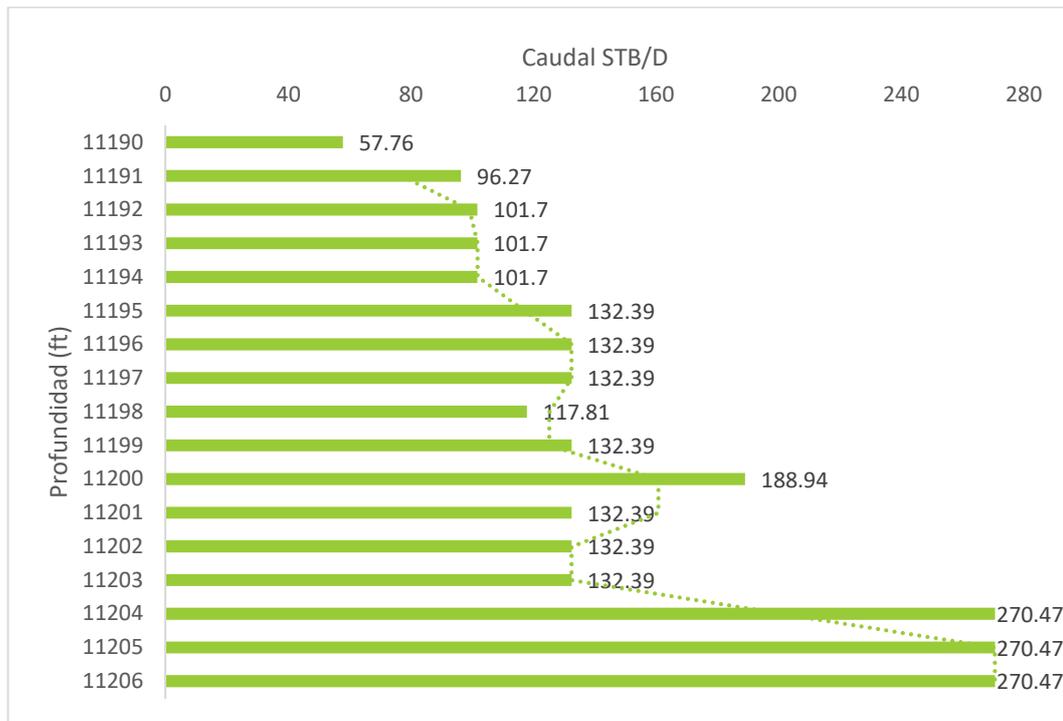
Grafica # 8.- Caudal Obtenido Implementando la Válvula AICV en la Zona 1.
Elaborado Por: L. Mero. 2020

La segunda zona de interés tiene de 8 ft de espesor, se implementarán dos válvulas AICV la cual se representa en el siguiente gráfico.



Grafica # 9.- Caudal Obtenido Implementando la Válvula AICV en la Zona 2.
Elaborado Por: L. Mero. 2020

El comportamiento del fluido en la siguiente zona representa un desafío al ser una zona con alta permeabilidad, por lo tanto, debe controlarse la movilidad de los fluidos para evitar que en lo posterior conifiquen la formación.



Grafica # 10.- Caudal Obtenido Implementando la Válvula AICV en la Zona 3.
Elaborado Por: L. Mero. 2020

Las válvulas se aplicaron a una profundidad de 11192, 11195, 11201 y 11204 ft representando una mejor condición de flujo para que la válvula logre controlar los caudales y los flujos de fluidos no deseados.

4.4 REPRESENTACIÓN DE LAS VÁLVULAS EN LA COMPLETACIÓN DEL POZO.

A continuación, se diseñó la instalación de las válvulas autónomas de flujo en la completación de producción. Conformada por: packers, tubos, filtros para las válvulas, válvulas autónomas de flujo que estas colocadas en la cara de la arena.

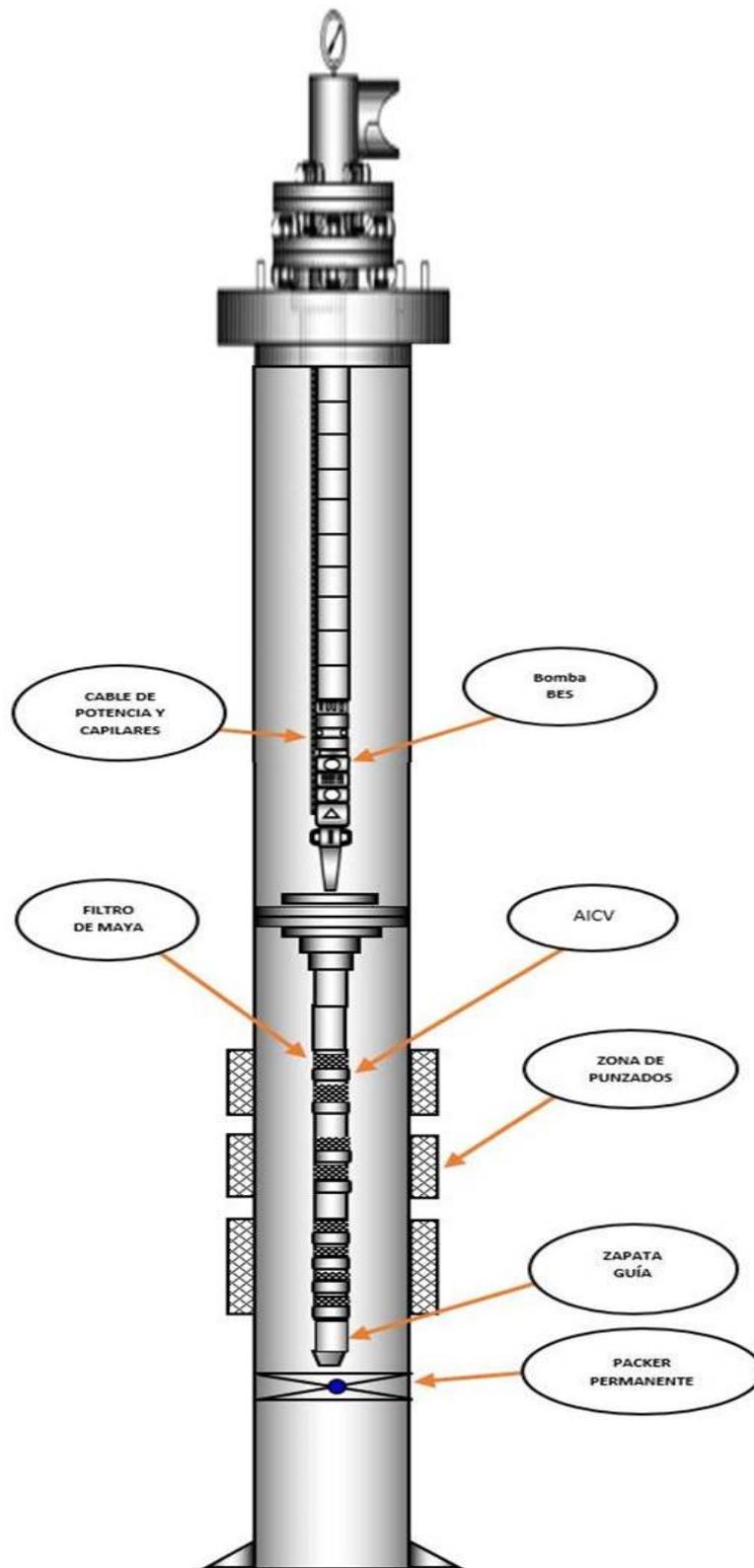
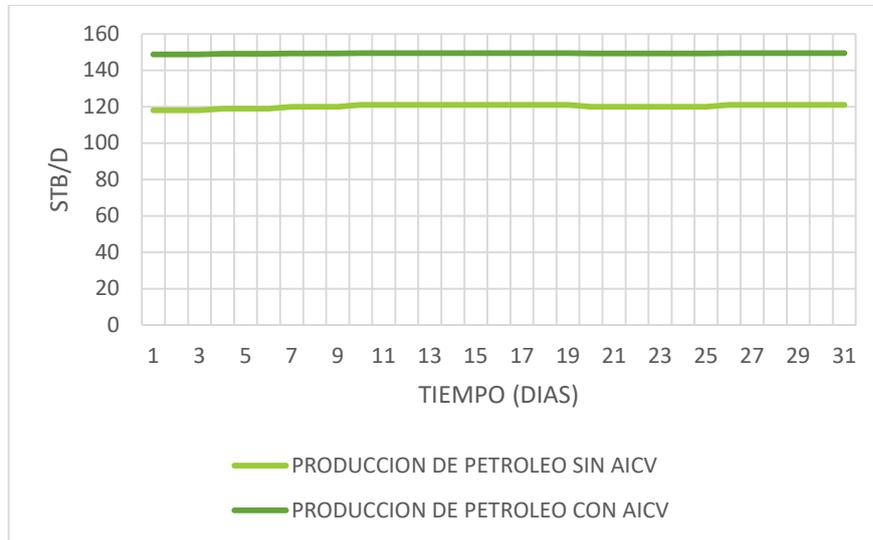


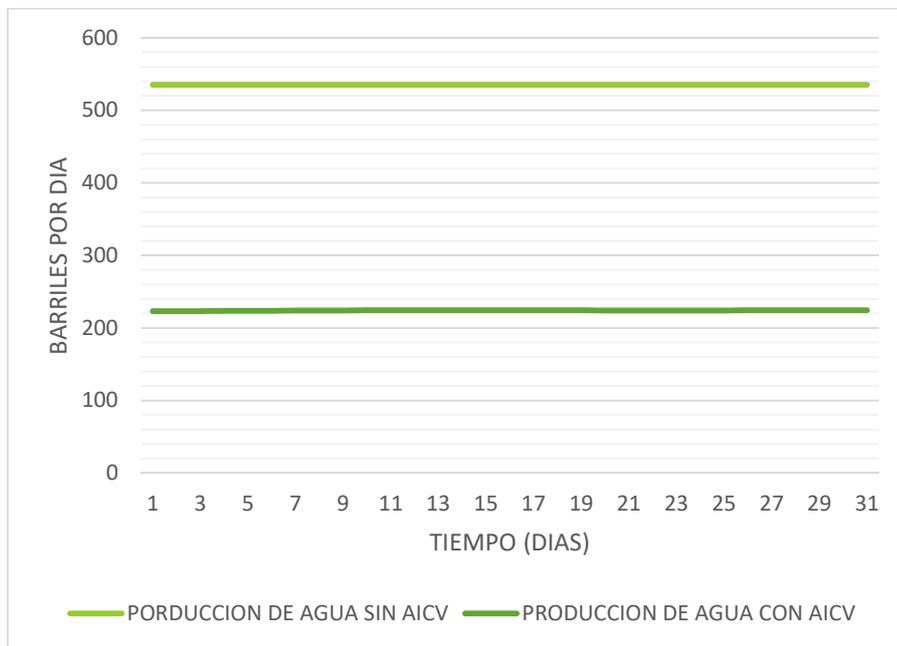
FIGURA # 32.- Diseño de Completación Inteligente con la Aplicación de Válvulas AICV.

Elaborado Por: L. Mero. 2020

4.5 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN CON AICV Y SIN AICV.



Grafica # 11.- Comparación de producción de petróleo.
Elaborado Por: L. Mero. 2020



Grafica # 12.- Comparación de producción de agua.
Elaborado Por: L. Mero. 2020

4.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Se observa un comportamiento de afluencia anómala de flujo de fluido hacia el pozo por cada pie de estrato seleccionado, formándose claramente la interdigitación de flujo en cada una de las capas debido a sus propiedades petrofísicas. (Ver Grafica#2,4,6)

De la misma forma en las gráficas # 1, 3, 5. de (permeabilidad) muestra un comportamiento en las zonas por cada pie analizado, con mayor y menor permeabilidad efectiva del petróleo. Los valores fueron obtenidos a partir de los registros de resistividad del pozo.

Con la finalidad de reducir la interdigitación de flujo en cada una de las zonas, se procedió a colocar las válvulas AICV en las arenas:

Arena 1: Se implementaron 2 AICV

Arena 2: Se implementaron 2 AICV

Arena 3: Se implementaron 4 AICV

El objetivo de colocar las válvulas AICV es de disminuir la afluencia de flujo en las capas de mayor permeabilidad y así lograr un frente de avance de fluido constante efecto pistón. Ver Grafica # 8, 9,10.

4.7 ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación, se presenta los parámetros de reservas y el factor de recobro en el pozo de estudio.

Petróleo original in situ = 31495,830 Bls

Petróleo total producido = 157286,37 Bls

Factor de recobro para el pozo Paka Sur C0018 = 0,49675582

Reservas en el subsuelo = 125790,54 Bls

4.7.1 ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO

La estimación del precio del barril de petróleo WTI permite conocer las ganancias o pérdidas y lograr determinar la factibilidad económica de un proyecto.

Se tomaron valores promedios mensuales correspondiente al precio del barril en los últimos 5 meses del 2019

Mes	Precio por Barril de Petróleo
Agosto 2019	54,20
Septiembre 2019	54,20
Octubre 2019	50,40
Noviembre 2019	52,60
Diciembre 2019	54,20
Promedio	53,12

Tabla # 38.- Estimación del Precio del Petróleo en 5 Meses

FUENTE: Banco Central del Ecuador.

4.7.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La tasa anual de variación para cada escenario es de -9,08 % por lo tanto se considera tres posibles escenarios Pesimista, Real y Optimista detallado a continuación.

- Pesimista \$ 20,00
- Real \$ 52,30
- Optimista \$ 40,00

4.7.3 ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

$$q = q_i * e^{-D_i t} \quad (38)$$

Donde:

q: Tasa de producción a cualquier Periodo días, mese años.

q_i: Tasa inicial de producción

D_i: Tasa de declinación

t: periodo de tiempo de producción

Para realizar el modelo de estudio se define la tasa de declinación.

Tasa de declinación pozo PAKA SUR C0018: 1.11%

4.7.4 INGRESOS

Es el total de dólares generados por la venta del barril de petróleo precio estimado \$52.30 por la producción neta diaria de petróleo.

4.7.5 EGRESOS

Costos Operativos por Barril se detalla a continuación por la empresa Petroamazonas EP, para el campo bloque 15 ubicado en shushufindi es de \$5,50

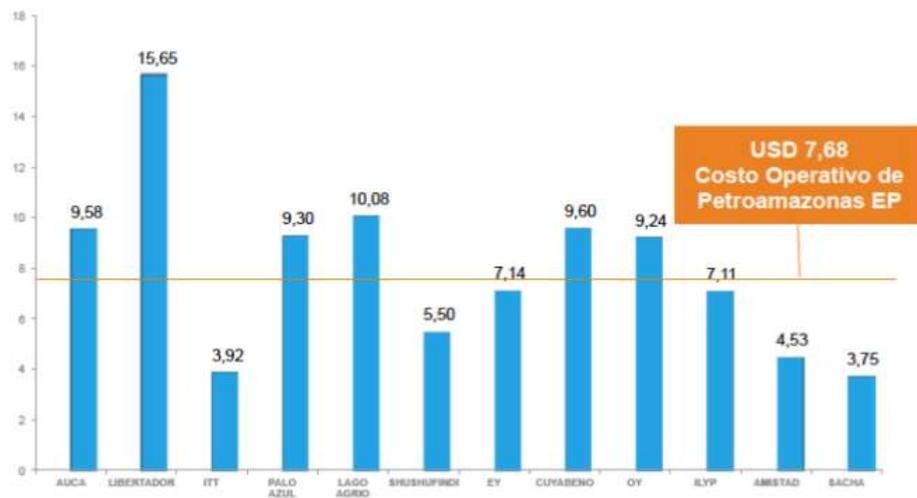


FIGURA # 33.- Costo Operativo de Petroamazonas EP
FUENTE: Petroamazonas EP

4.7.6 INVERSIÓN

Adquisición de válvulas AICV + filtro de malla + Torre WOK

Costo de 8 válvulas y 8 filtros de malla que tienen un valor de \$160000 el costo de la torre de reacondicionamiento \$267240,21. Valores Detallado en la siguiente tabla:

Tabla # 39.- Costos de Operaciones

Evento	Descripción	Cantidad	Precio Unit	Tot con IVA
Movilización	Movilización de torre	1	32000,00	35840,00
Pulling	Servicio de torre	4	7773,36	34824,65
	Servicio de slickline	24	120,00	3225,60
	Servicio de llave hidráulica	1	13800,00	15456,00
Running	Servicio de torre	3	7773,36	26118,49
	Servicio de Slick Line	24	120,00	3225,60
	Servicio inspección de tubería	1	5000,00	5600,00
	Servicio de corrida de tubería	1	15000,00	16800,00
	Materiales de completación		33727,50	38326,71
	Tubing 3 1/2 (328 reutilizados)	44	341,23	16815,81
	Bandas	40	6,95	311,19
	Protectores de cable	269	70,37	21199,71
Generales	Servicio de transporte	1	5000,00	5600,00
	Servicio de catering	100	7,00	784,00
	Servicio camión vacum	72	43,85	3536,06
	Permiso SH	1	2500,00	2800,00
	Materiales generales	1	9200,00	10304,00
	Combustibles y lubricantes	1	4640,00	5196,80
	Aceite, grasas	1	136,00	152,32
	Rentas generales (frak tank)	1	448,00	501,76
	Materiales química del pozo	1	6606,66	7399,46
Cementación	Servicio de torre	2	7773,36	17412,33
	Rentas y Materiales CIBP	1	4500,00	5040,00
Contingencias(20%)				51548,76
Costo de reacondicionamiento				267240,21
Válvulas AICV	Equipo			
	8 AICV		18000	144000
	8 FILTROS DE MALLA		2000	16000
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACION				427240,21

Fuente: P. Bernardo. 2019

4.7.7 INDICADORES ECONÓMICOS

4.7.7.1 VAN (Valor Actual Neto)

“El Valor Actual Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos periódicos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios.” (Mete, 2014, p69).

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{flujo neto de caja}}{(1+TMA)^t} - I_0 \quad (39)$$

Donde:

VAN = Valor Actual Neto

TMAR = Tasa mínima aceptable de rendimiento (%)

t = Periodo de tiempo

Io = Inversión inicial

Se considera que un proyecto es viable para ejecución si cumple los siguientes criterios

- $VAN > 0$, El proyecto genera beneficios, es viable
- $VAN \leq 0$, El proyecto no genera beneficios, no es viable

4.1.1.1 TIR (Tasa de Interna de Retorno)

“Es otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión y financiamiento. Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. Es la tasa de interés que, utilizada en el cálculo del Valor Actual Neto, hace que este sea igual a 0.” (Mete, 2014, p71)

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{\text{Flujo neto de caja}}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (40)$$

Donde

TIR = Tasa mínima de retorno (%)

La viabilidad de proyecto se refleja en que la tasa mínima aceptable debe menor que el TIR

- TIR > TMAR, se considera viable.

4.1.1.2 RELACION BENEFICIO/COSTO (B/C)

Permite determinar la viabilidad de proyectos está en función del flujo de caja y tasa mínima aceptable y la inversión inicial.

El proyecto es viable si Beneficio/Costo > 1

$$\text{Beneficio/costo} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{\text{flujo neto de caja}}{(1+TMA)^t}}{I_0} \quad (41)$$

4.1.1.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PRI)

Es un indicador que detalla el tiempo que se va recuperar la inversión, se define como viable a recuperación en un periodo corto de tiempo donde se recupera la inversión o en caso contrario deprimente si el periodo de recuperación es extenso.

Se determina con la siguiente formula:

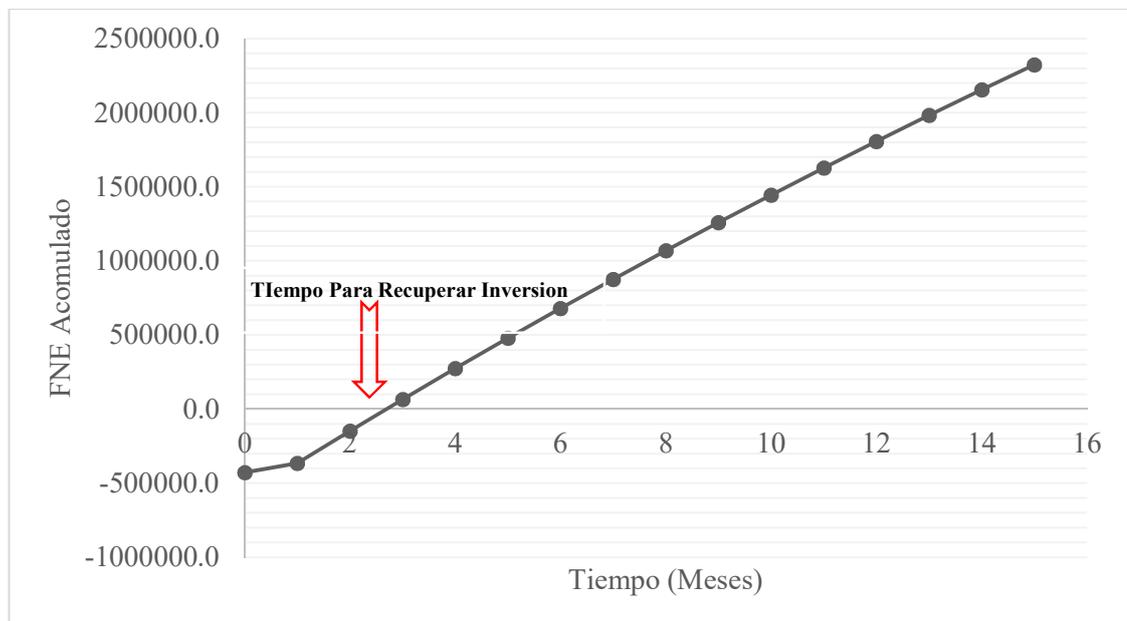
$$PRI = \frac{-FNE_{negativo}}{(-FNE_{negativo} + FNE_{positivo}) + N_{PeriodoNegativo}} \quad (42)$$

Donde:

$FNE_{negativo}$ = Flujo Neto Efectivo Negativo

$FNE_{positivo}$ = Flujo Neto Efectivo Positivo

$N_{PeriodoNegativo}$ = Numero de Periodo del Ultimo Valor Negativo



Grafica # 13.- Periodo de Recuperación de Inversión
Elaborado Por: L, Mero. 2020

El análisis económico se lo realizó en función de los caudales de fluidos producidos, es decir, agua y petróleo con la finalidad de realizar el flujo de caja a partir de los costos de producción y de tratamiento del agua de formación.

Luego se realiza un flujo de caja implementando las válvulas AICV la producción de agua va disminuir, favoreciendo la producción de hidrocarburo reduciendo el BSW del pozo. Ese costo reducido se lo tomara como ingreso para reducir el plazo de recuperación de inversión. Implementando tres posibles escenarios.

FLUJO DE CAJA SIN AICV					
TIEMPO	PRECIO PROMEDIO	INGRESO	EGRESO	FNE	FNE ACOMULADO
EN 15 MESES	52,3	\$ 2.586.394,38	\$ 415.673,66	\$ 2.170.720,72	\$ 19.319.539,90

Grafica # 14.- Flujo de Caja sin AICV
Elaborado Por: L, Mero. 2020

FLUJO DE CAJA CON AICV			
	REAL	PESIMISTA	OPTIMISTA
Inversión	\$ 427.240,21	\$ 427.240,21	\$ 427.240,21
COSTO POR BARRIL DE AGUA TRATADO	\$ 0,50	\$ 0,50	\$ 0,50
COSTO POR BARRIL DE PETROLEO PRODUCIDO	\$ 5,50	\$ 5,50	\$ 5,50
TMAR	14%	14%	14%
VAN	825.866,7	\$ -81.062,39	\$ 441.470,16
TIR	51%	10%	34%
CB	2,93	0,81	2,03
PRI	3 MESES	10 MESES	3 MES

Grafica # 15.- Flujo de Caja con AICV
Elaborado Por: L, Mero. 2020

La inversión se la recupera en un periodo de tiempo corto debido a que el costo de las válvulas y filtros de malla son menores en comparación a la implementación de una completación dual, además los costos de producción son mínimos.

Fijando como un proyecto rentable y sostenible.

CAPITULO V

5.0 CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

5.1 CONCLUSIONES

- Mediante el uso de los registros de pozo se determinó las características petrofísicas de los estratos en cada una de las zonas de interés, para caracterizar las propiedades pie a pie, de tal manera que permita definir las posibles capas para implementar las válvulas autónomas de flujo.

- De acuerdo a los datos calculados de porosidad en cada uno de los estratos se seleccionó los valores obtenido del registro de densidad, debido a que presenta mayor aproximación con los valores determinados por la empresa operadora del campo.

- El dimensionamiento (diámetro de orificio) de la válvula autónoma de control de flujo (AICV) se lo estableció después de haber determinado los caudales y caídas de presión en cada uno del estrato dentro de cada una de las zonas de interés, para disminuir la afluencia de fluido por dicha capa.

- En la zona tres debido a la alta permeabilidad que presentan en cada una de las capas es necesario la implementación de cuatro válvulas necesarias para lograr un frente uniforme de avance de fluido reservorio-pozo

- La completación inteligente establecida para el pozo PAKA SUR C-0018 del Bloque 15 se diseñó de manera que soporte las condiciones físicas del reservorio utilizando válvulas autónomas de control de flujo para crudo de

API 26.6, añadiendo filtros de malla que reducen y garantizan el correcto funcionamiento de las AICV. favoreciendo la producción de hidrocarburo y reduciendo el corte de agua.

- Mediante la implementación de las válvulas AICV en el pozo de estudio se logró disminuir el avance de agua en un 25%, lográndose disminuir los costos debido al tratamiento de agua de una manera proporcional.
- En el pozo de estudio Paka sur C-0018 se logró reducir el corte de agua y aumentar el factor de recobro al implementar las AICV en las completación de pozo ayudando disminuir conificación de agua en cada una de las formaciones.
- Al analizar los estratos muy permeables y porosas con resistividades relativamente baja se definieron zonas donde es requerido controlar permeabilidades definiendo que las válvulas autónomas de control de fueron ubicadas en zona porosa y permeable.
- De acuerdo al análisis económico realizado, representado por tres escenarios propuestos en función a las variaciones del costo del barril de petróleo, se obtuvo que el escenario con un precio del barril de \$ 31.96 es económicamente el más rentable con un plazo de recuperación de inversión en 3 meses y 21 días.

5.2 RECOMENDACIONES

Es recomendable que la interpretación de los registros se los realice usando los archivos planos del registro de pozo y mejorar la interpretación con las herramientas de medición y trazando líneas simétricas, para evitar obtener datos erróneos.

Para la selección de zonas es importante analizar los parámetros de saturaciones, permeabilidad, porosidad y resistividades que facilita determinar las zonas de hidrocarburos y contacto agua petróleo.

Ampliar el estudio en todo el campo para aumentar el factor de recobro del campo.

Es recomendable tener datos de propiedades de los fluidos y correlacionarlas con los petrofísicos al momento determinar el diámetro de la boquilla y el tipo de válvula de control de flujo.

Se considera importante analizar distintos escenarios para determinar el tiempo de recuperación de capital y la rentabilidad del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

Schlumberger, log interpretation charts. 2019.

Anita B. (et. al) Autonomous Inflow Control for Maximizing Oil Recovery and Minimizing Water/Steam Production. 2018 (SPE-190016-MS)

Anita B. (et. al) Autonomous Inflow Control for Reduced Water Cut and/or Gas Oil Ratio. 2018 (OTC-28860-MS)

Ransis K. (et. al) First Autonomous Inflow Control Valve AICV Well Completion Deployed in a Field Under an EOR Water & CO2 Injection Scheme. 2016 (SPE-181552-MS)

Felipe E. (et. al) Efecto de los Dispositivos de Control de Flujo Aplicando a un Campo Ecuatoriano Durante la Inyección de Agua. 2017
ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Melckzedek M. Numerical Study on Autonomous Inflow Control Devices: Their Performance and Effects on the Production from Horizontal Oil Wells with an Underlying Aquifer. 2018 (Norwegian University of Science and Technology).

Ayesha. M (et. al) Wellbore Segmentation using inflow control devices: design and optimization process. 2010 (SPE-137992)

Turki M. (et. al) A Comprehensive Approach to the Design of Advanced Well Completions. 2013 (Heriot-Watt University)

Llhami G. (et. al) Horizontal Infill Well with AICDs Improves Production in Mature Field – A Case Study. 2019 (SPE-195450-MS)

J. O. Arukhe (et. al) Horizontal Infill Well with AICDs Improves Production in Mature Field – A Case Study. 2017 (SPE-188732-MS)

Zhao X. (et. al) Simulation of the water controlling ability of an adaptive inflow control device. 2019 (Earth and Environmental Science 227 (2019) 052037)

Songyi G. (et. al) Structural Parameter Optimization and Performance Analysis of Autonomous Inflow Control Device. 2018 (Earth and Environmental Science 237 (2019) 032114).

<https://cordis.europa.eu/project/id/605701/reporting/es>

http://www.slb.com/services/completions/sand_control/sandscreens/inflow_control_devices.aspx

<http://www.halliburton.com/en-US/ps/completions/sand-control/screens/inflow-control/default.page>

<https://www.bakerhughes.com/capabilities/sand-control/reservoir-enhancement/equalizer-sand-and-inflow-control-technology>

<http://www.weatherford.com/en/products-services/completion-and-stimulation/sand-control/inflow-control-devices>

<http://www.tendeka.com/product-ranges/inflow-control>

<http://www.hpwellscreen.com/well-completions/oil-gas-wells/inflow-control-devices/>

<https://www.inflowcontrol.no/>

Banco Central del Ecuador: Precio promedio del crudo ecuatoriano y del mercado internacional <https://www.bce.fin.ec/>

Ecuaciones de Western Atlas para interpretación de registros petrofísicos.
<https://ecuacionespetrofisica.blogspot.com/2017/12/resistividad-del-agua-western-atlas-1985.html>

ANEXOS

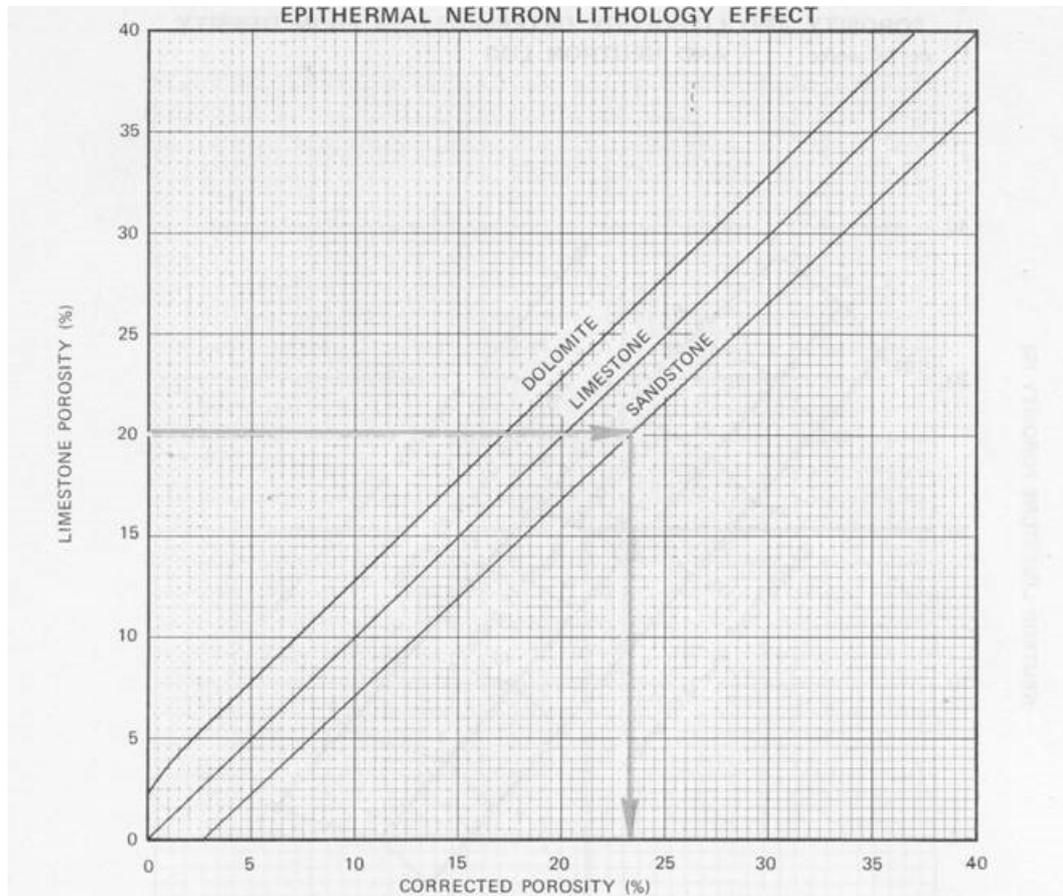


Chart ϕ F-220 is used to approximate the porosity of dolomite and sandstone from the Epithermal Neutron Log when density is not available.

Procedure:

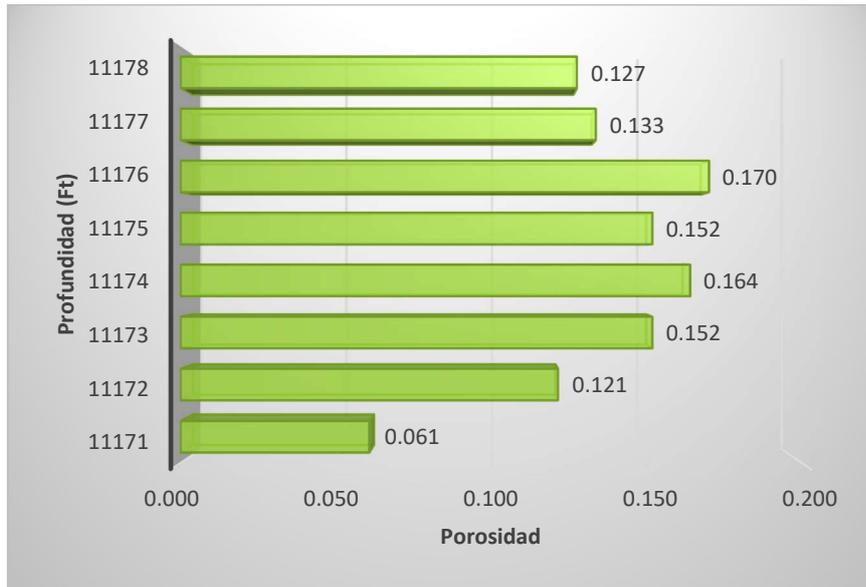
1. Enter the limestone porosity scale with the value determined from Chart ϕ F-210.
2. Proceed horizontally to the intersection with the proper lithology curve (dolomite or sandstone), then proceed vertically to read the corrected porosity on the horizontal scale.

Example:

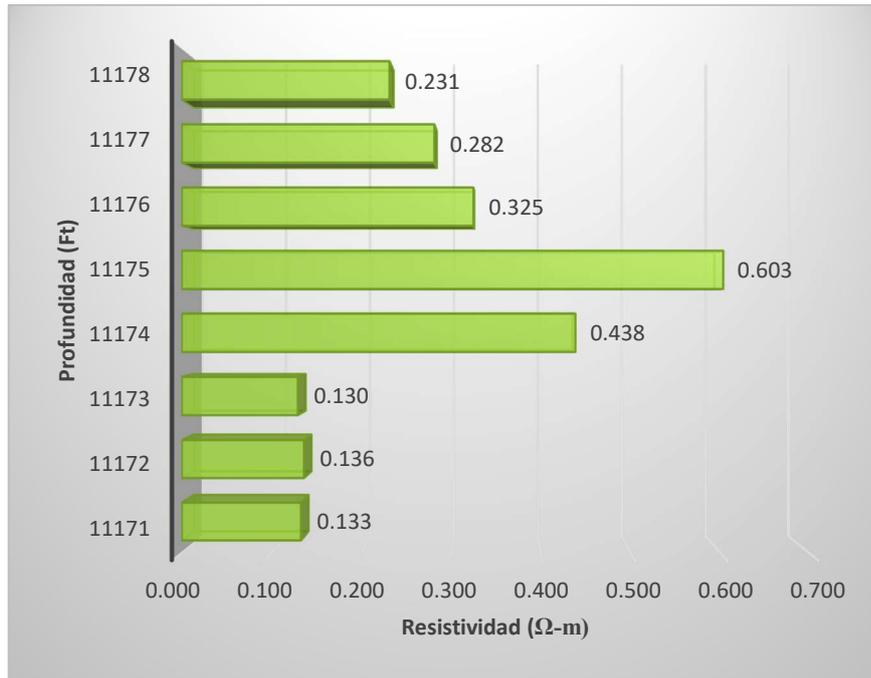
Given: Limestone Porosity = 20%
Lithology: Sandstone

Find: Sandstone Porosity

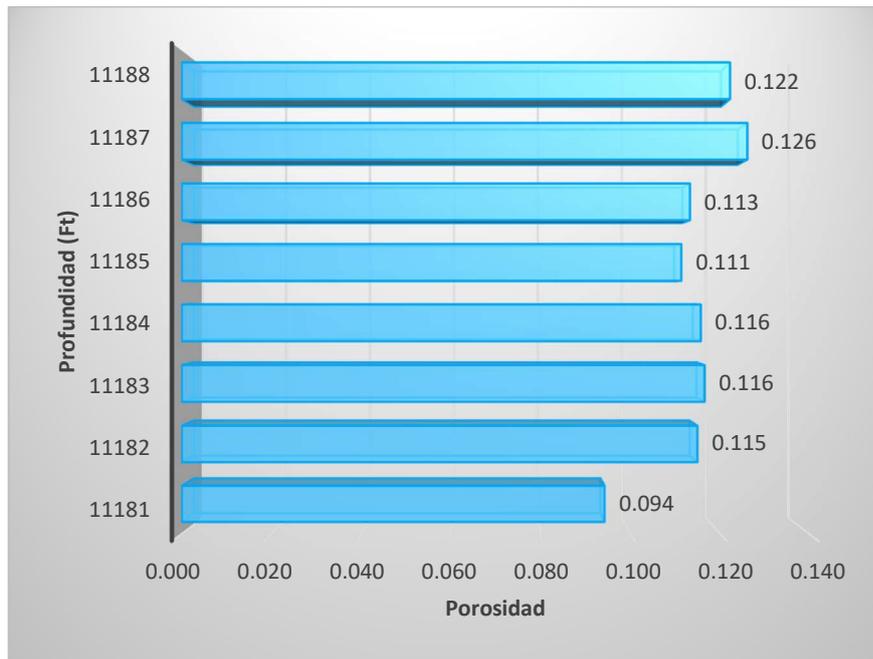
Solution: $\phi_{corr} = 23\%$



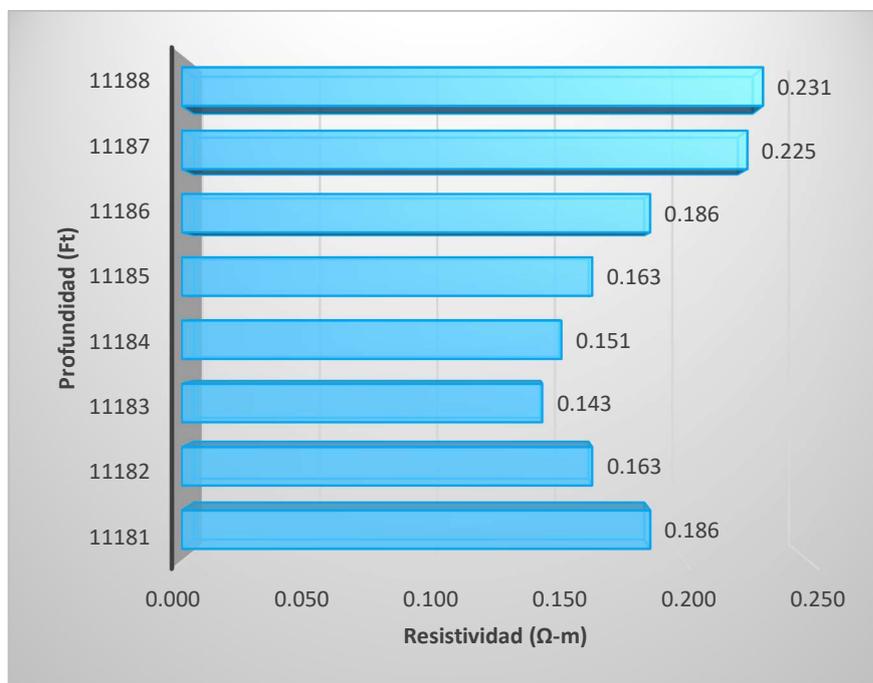
Anexo # 2.- Resultados, Profundidad vs Porosidad Zona 1.



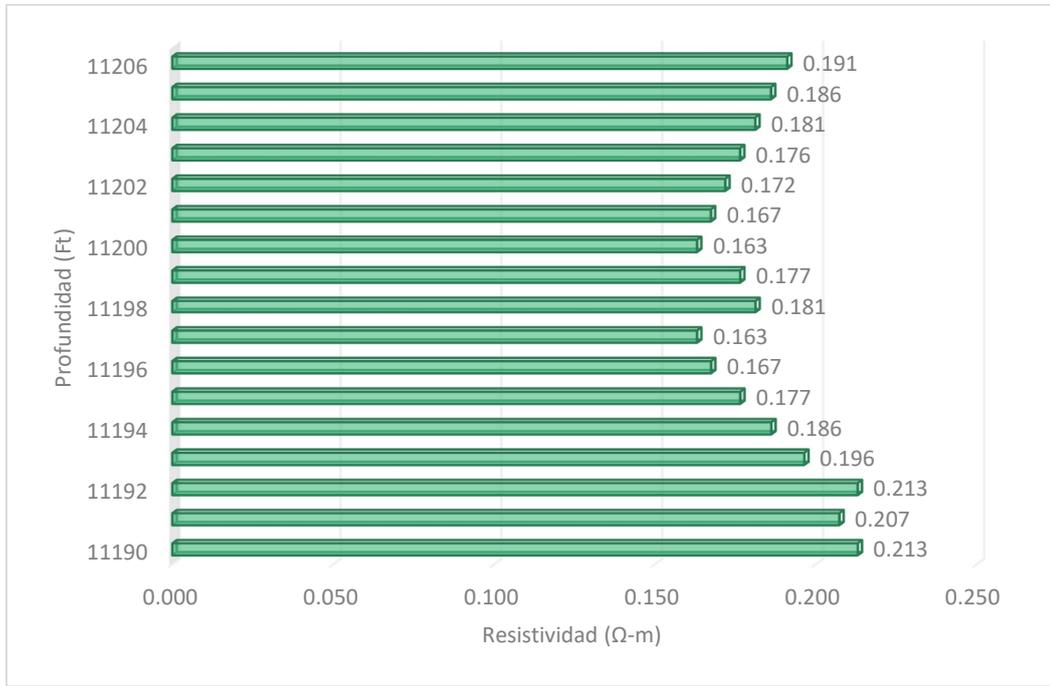
Anexo # 3.- Resultados, Profundidad vs Resistividad Zona 1.



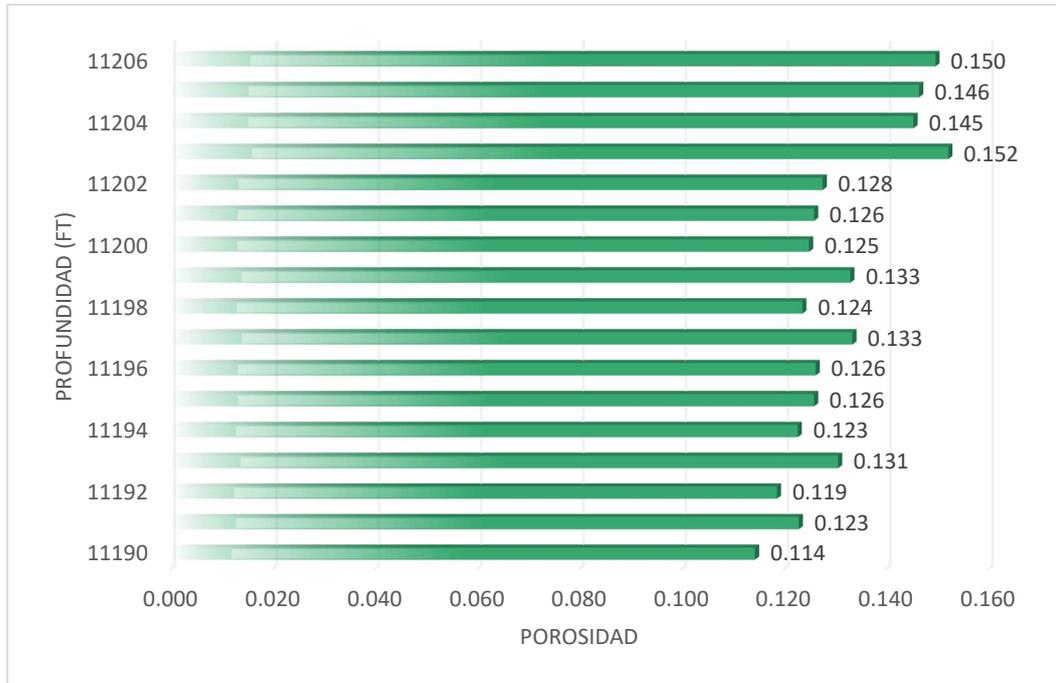
Anexo # 4.- Resultados, Profundidad vs Porosidad Zona 2.



Anexo # 5.-Resultados Profundidad vs Resistividad Zona 2



Anexo # 6.-Resultados Profundidad vs Resistividad Zona 3.



Anexo # 7.- Resultados Profundidad vs Porosidad Zona 3.

Inversión	\$427.240,21	Dado por Petroamazonas TMAR 12% ANUAL	
Costo bls WATER	\$0,50		
Costo bls	\$5,50		
Probable	\$31,96		
Pesimista	\$20,96	TMAR Mensual	1,00%
Optimista	\$45,96		

Anexo # 8.- Gastos y Costos

FLUJO DE CAJA sin AICV

periodo	produccion mensual BPPM	produccion mensual de agua BWPM	p 2019 Y 2020 F BCE	ingresos	egresos	FNE	FNE Acomulado
Inversión Inicial				\$ -		\$ -	\$ -
ene-19	3727	16953,0	\$ 48,90	\$ 182.250,30	\$ 28.975,00	\$ 153.275,30	\$ 153.275,30
feb-19	3656	17281,6	\$ 54,10	\$ 197.796,32	\$ 28.749,50	\$ 169.046,81	\$ 322.322,11
mar-19	3587	17616,7	\$ 58,50	\$ 209.815,88	\$ 28.534,61	\$ 181.281,27	\$ 503.603,39
abr-19	3518	17958,2	\$ 65,00	\$ 228.695,38	\$ 28.330,23	\$ 200.365,15	\$ 703.968,53
may-19	3451	18306,3	\$ 60,80	\$ 209.850,09	\$ 28.136,30	\$ 181.713,79	\$ 885.682,33
jun-19	3386	18661,2	\$ 55,30	\$ 187.237,25	\$ 27.952,73	\$ 159.284,52	\$ 1.044.966,84
jul-19	3321	19022,9	\$ 57,50	\$ 190.983,79	\$ 27.779,48	\$ 163.204,32	\$ 1.208.171,16
ago-19	3258	19391,7	\$ 54,20	\$ 176.599,51	\$ 27.616,46	\$ 148.983,05	\$ 1.357.154,21
sep-19	3196	19767,6	\$ 54,20	\$ 173.241,15	\$ 27.463,63	\$ 145.777,52	\$ 1.502.931,73
oct-19	3136	20150,8	\$ 50,40	\$ 158.031,57	\$ 27.320,92	\$ 130.710,65	\$ 1.633.642,38
nov-19	3076	20541,5	\$ 52,60	\$ 161.793,32	\$ 27.188,28	\$ 134.605,05	\$ 1.768.247,42
dic-19	3017	20939,7	\$ 54,20	\$ 163.544,40	\$ 27.065,66	\$ 136.478,74	\$ 1.904.726,16
ene-20	2960	21345,6	\$ 51,00	\$ 150.962,17	\$ 26.953,02	\$ 124.009,14	\$ 2.028.735,30
feb-20	2904	21759,4	\$ 44,60	\$ 129.507,33	\$ 26.850,32	\$ 102.657,01	\$ 2.131.392,31
mar-20	2849	22181,2	\$ 23,20	\$ 66.085,93	\$ 26.757,52	\$ 39.328,41	\$ 2.170.720,72
TOTAL:	49043	291877,2	52,3	\$ 2.586.394,38	\$ 415.673,66	\$ 2.170.720,72	\$ 19.319.539,90

Anexo # 9.- Flujo de caja para pozo sin AICV

ESCENARIO REAL							
FLUJO DE CAJA con AICV							
periodo	produccion mensual BPPM	produccion mensual de agua BWPM	p 2019 Y 2020 F BCE	ingresos	egresos	FNE	FNE Acomulado
Inversión Inicial	0			\$ -427.240,21		\$ -427.240,21	\$ -427.240,21
ene-19	4715,0	11787,6	\$ 48,90	\$ 230.565,46	\$ 31.826,52	\$ 198.738,94	\$ -228.501,27
feb-19	4625,4	11563,4	\$ 54,10	\$ 250.232,78	\$ 31.221,28	\$ 219.011,50	\$ -9.489,78
mar-19	4537,4	11343,5	\$ 58,50	\$ 265.438,76	\$ 30.627,55	\$ 234.811,21	\$ 225.321,43
abr-19	4451,1	11127,8	\$ 65,00	\$ 289.323,28	\$ 30.045,11	\$ 259.278,17	\$ 484.599,60
may-19	4366,5	10916,2	\$ 60,80	\$ 265.482,04	\$ 29.473,75	\$ 236.008,29	\$ 720.607,89
jun-19	4283,4	10708,6	\$ 55,30	\$ 236.874,46	\$ 28.913,25	\$ 207.961,21	\$ 928.569,11
jul-19	4202,0	10505,0	\$ 57,50	\$ 241.614,23	\$ 28.363,41	\$ 213.250,82	\$ 1.141.819,93
ago-19	4122,1	10305,2	\$ 54,20	\$ 223.416,63	\$ 27.824,03	\$ 195.592,60	\$ 1.337.412,53
sep-19	4043,7	10109,2	\$ 54,20	\$ 219.167,94	\$ 27.294,90	\$ 191.873,04	\$ 1.529.285,57
oct-19	3966,8	9917,0	\$ 50,40	\$ 199.926,26	\$ 26.775,84	\$ 173.150,42	\$ 1.702.435,99
nov-19	3891,4	9728,4	\$ 52,60	\$ 204.685,27	\$ 26.266,65	\$ 178.418,62	\$ 1.880.854,61
dic-19	3817,4	9543,4	\$ 54,20	\$ 206.900,56	\$ 25.767,14	\$ 181.133,43	\$ 2.061.988,04
ene-20	3744,8	9361,9	\$ 51,00	\$ 190.982,74	\$ 25.277,13	\$ 165.705,61	\$ 2.227.693,64
feb-20	3673,5	9183,9	\$ 44,60	\$ 163.840,15	\$ 24.796,44	\$ 139.043,71	\$ 2.366.737,36
mar-20	3603,7	9009,2	\$ 23,20	\$ 83.605,53	\$ 24.324,89	\$ 59.280,65	\$ 2.426.018,01
TOTAL:			\$ 52,30			\$ 2.426.018,01	\$ 18.368.112,45
Inversion	\$ 427.240,21						
Costo bbl WATER	0,5						
Costo bbl	5,5						
TMAR	if+riesgo de inversion (Pasa pasiva mayor 365+riesgo)						
TMAR	1%	13,33%					
TMAR	14,33%						
VAN	-427240,2083						
VAN	\$ 825.866,68	\$ 1.253.106,89					
TIR	50,68%						
CB	2,9	POR CADA DÓLAR GANAS 1,9 DOLARES					
PRC	3 MESES						

Anexo # 10.- Flujo de caja para pozo con AICV

ESCENARIO OPTIMISTA							
FLUJO DE CAJA con AICV							
periodo	produccion mensual BPPM	produccion mensual de agua BWPM	p 2019 Y 2020 F BCE	ingresos	egresos	FNE	FNE Acomulado
Inversión Inicial	0			\$ -427.240,21		\$ -427.240,21	\$ -427.240,21
ene-19	4715,0	11787,6	\$ 40,00	\$ 188.601,60	\$ 31.826,52	\$ 156.775,08	\$ -270.465,13
feb-19	4625,4	11563,4	\$ 40,00	\$ 185.014,99	\$ 31.221,28	\$ 153.793,71	\$ -116.671,42
mar-19	4537,4	11343,5	\$ 40,00	\$ 181.496,59	\$ 30.627,55	\$ 150.869,04	\$ 34.197,62
abr-19	4451,1	11127,8	\$ 40,00	\$ 178.045,09	\$ 30.045,11	\$ 147.999,98	\$ 182.197,61
may-19	4366,5	10916,2	\$ 40,00	\$ 174.659,24	\$ 29.473,75	\$ 145.185,49	\$ 327.383,10
jun-19	4283,4	10708,6	\$ 40,00	\$ 171.337,77	\$ 28.913,25	\$ 142.424,52	\$ 469.807,61
jul-19	4202,0	10505,0	\$ 40,00	\$ 168.079,46	\$ 28.363,41	\$ 139.716,05	\$ 609.523,67
ago-19	4122,1	10305,2	\$ 40,00	\$ 164.883,12	\$ 27.824,03	\$ 137.059,09	\$ 746.582,76
sep-19	4043,7	10109,2	\$ 40,00	\$ 161.747,56	\$ 27.294,90	\$ 134.452,66	\$ 881.035,42
oct-19	3966,8	9917,0	\$ 40,00	\$ 158.671,63	\$ 26.775,84	\$ 131.895,79	\$ 1.012.931,21
nov-19	3891,4	9728,4	\$ 40,00	\$ 155.654,20	\$ 26.266,65	\$ 129.387,55	\$ 1.142.318,76
dic-19	3817,4	9543,4	\$ 40,00	\$ 152.694,14	\$ 25.767,14	\$ 126.927,01	\$ 1.269.245,77
ene-20	3744,8	9361,9	\$ 40,00	\$ 149.790,38	\$ 25.277,13	\$ 124.513,25	\$ 1.393.759,02
feb-20	3673,5	9183,9	\$ 40,00	\$ 146.941,84	\$ 24.796,44	\$ 122.145,40	\$ 1.515.904,43
mar-20	3603,7	9009,2	\$ 40,00	\$ 144.147,47	\$ 24.324,89	\$ 119.822,58	\$ 1.635.727,01
TOTAL:			\$ 40,00			\$ 1.635.727,01	\$ 10.406.237,24
Inversion	\$ 427.240,21						
Costo bbl WATER	0,5						
Costo bbl	5,5						
TMAR	if+riesgo de inversion (Pasa pasiva mayor 365+riesgo)						
TMAR	1%	13,33%					
TMAR	14,33%						
VAN	-427240,2083	\$ 868.710,37					
VAN	\$ 441.470,16						
TIR	34,47%						
CB	2,0	POR CADA DÓLAR GANAS 1 DOLARES					
PRC	3 MES						

Anexo # 111.- Flujo de caja para pozo con AICV

ESCENARIO PESIMISTA							
FLUJO DE CAJA con AICV							
periodo	produccion mensual BPPM	produccion mensual de agua BWPM	p 2019 Y 2020 F BCE	ingresos	egresos	FNE	FNE Acomulado
Inversión Inicial	0			\$ -427.240,21		\$ -427.240,21	\$ -427.240,21
ene-19	4715,0	11787,6	\$ 20,00	\$ 94.300,80	\$ 31.826,52	\$ 62.474,28	\$ -364.765,93
feb-19	4625,4	11563,4	\$ 20,00	\$ 92.507,50	\$ 31.221,28	\$ 61.286,22	\$ -303.479,71
mar-19	4537,4	11343,5	\$ 20,00	\$ 90.748,29	\$ 30.627,55	\$ 60.120,74	\$ -243.358,97
abr-19	4451,1	11127,8	\$ 20,00	\$ 89.022,55	\$ 30.045,11	\$ 58.977,44	\$ -184.381,53
may-19	4366,5	10916,2	\$ 20,00	\$ 87.329,62	\$ 29.473,75	\$ 57.855,87	\$ -126.525,66
jun-19	4283,4	10708,6	\$ 20,00	\$ 85.668,88	\$ 28.913,25	\$ 56.755,64	\$ -69.770,02
jul-19	4202,0	10505,0	\$ 20,00	\$ 84.039,73	\$ 28.363,41	\$ 55.676,32	\$ -14.093,70
ago-19	4122,1	10305,2	\$ 20,00	\$ 82.441,56	\$ 27.824,03	\$ 54.617,53	\$ 40.523,83
sep-19	4043,7	10109,2	\$ 20,00	\$ 80.873,78	\$ 27.294,90	\$ 53.578,88	\$ 94.102,71
oct-19	3966,8	9917,0	\$ 20,00	\$ 79.335,82	\$ 26.775,84	\$ 52.559,98	\$ 146.662,69
nov-19	3891,4	9728,4	\$ 20,00	\$ 77.827,10	\$ 26.266,65	\$ 51.560,45	\$ 198.223,14
dic-19	3817,4	9543,4	\$ 20,00	\$ 76.347,07	\$ 25.767,14	\$ 50.579,93	\$ 248.803,08
ene-20	3744,8	9361,9	\$ 20,00	\$ 74.895,19	\$ 25.277,13	\$ 49.618,06	\$ 298.421,14
feb-20	3673,5	9183,9	\$ 20,00	\$ 73.470,92	\$ 24.796,44	\$ 48.674,48	\$ 347.095,62
mar-20	3603,7	9009,2	\$ 20,00	\$ 72.073,73	\$ 24.324,89	\$ 47.748,85	\$ 394.844,47
TOTAL:			\$ 20,00			\$ 394.844,47	\$ 35.060,95
Inversion	\$ 427.240,21						
Costo bbl WATER	0,5						
Costo bbl	5,5						
TMAR	if+riesgo de inversion (Pasa pasiva mayor 365+riesgo)						
TMAR	1%	13,33%					
TMAR	14,33%						
VAN	-427240,2083	\$ 346.177,81					
VAN	\$ -81.062,39						
TIR	10,15%						
CB	0,8						
PRC	10 MESES						

Anexo # 12.- Flujo de caja para pozo con AICV

1° 11171ft hasta 11178 ft		Lectura de SP leída en el registro		Porosidad leída en registro (estándar resolution density porosity)		Porosidad de registro (thermal neutron porosity)		Porosidad leída en el registro sonico		Registro ARRAY INDUCTION TWO FOOT(RT) leído en el registro		Standard resolution formation density leído en el registro	
11171	ft	-63	Ω -m	0,13	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	69	us/ft	50	ohm.m	2,55	g/cc
11172	ft	-62	Ω -m	0,14	ft^3/ft^3	0,07	ft^3/ft^3	70	us/ft	70	ohm.m	2,45	g/cc
11173	ft	-64	Ω -m	0,12	ft^3/ft^3	0,06	ft^3/ft^3	69	us/ft	90	ohm.m	2,4	g/cc
11174	ft	-20	Ω -m	0,13	ft^3/ft^3	0,05	ft^3/ft^3	71	us/ft	100	ohm.m	2,38	g/cc
11175	ft	-10	Ω -m	0,12	ft^3/ft^3	0,06	ft^3/ft^3	69	us/ft	80	ohm.m	2,4	g/cc
11176	ft	-30	Ω -m	0,11	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	68	us/ft	90	ohm.m	2,37	g/cc
11177	ft	-35	Ω -m	0,12	ft^3/ft^3	0,07	ft^3/ft^3	68	us/ft	80	ohm.m	2,43	g/cc
11178	ft	-42	Ω -m	0,12	ft^3/ft^3	0,06	ft^3/ft^3	65	us/ft	70	ohm.m	2,44	g/cc
2° 11181 ft hasta 11188ft		Lectura de SP leída en el registro		Porosidad leída en registro (estándar resolution density porosity)		Porosidad de registro (thermal neutron porosity)		Porosidad leída en el registro sonico		Registro ARRAY INDUCTION TWO FOOT(RT) leído en el registro		Standard resolution formation density leído en el registro	
11181	ft	-50	Ω -m	0,14	ft^3/ft^3	0,06	ft^3/ft^3	68	us/ft	90	ohm.m	2,45	g/cc
11182	ft	-55	Ω -m	0,14	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	69	us/ft	100	ohm.m	2,38	g/cc
11183	ft	-60	Ω -m	0,12	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	70	us/ft	80	ohm.m	2,4	g/cc
11184	ft	-58	Ω -m	0,14	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	68	us/ft	70	ohm.m	2,38	g/cc
11185	ft	-55	Ω -m	0,15	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	69	us/ft	80	ohm.m	2,4	g/cc
11186	ft	-50	Ω -m	0,14	ft^3/ft^3	0,1	ft^3/ft^3	68	us/ft	90	ohm.m	2,41	g/cc
11187	ft	-43	Ω -m	0,13	ft^3/ft^3	0,13	ft^3/ft^3	69	us/ft	100	ohm.m	2,4	g/cc
11188	ft	-42	Ω -m	0,12	ft^3/ft^3	0,12	ft^3/ft^3	71	us/ft	70	ohm.m	2,43	g/cc

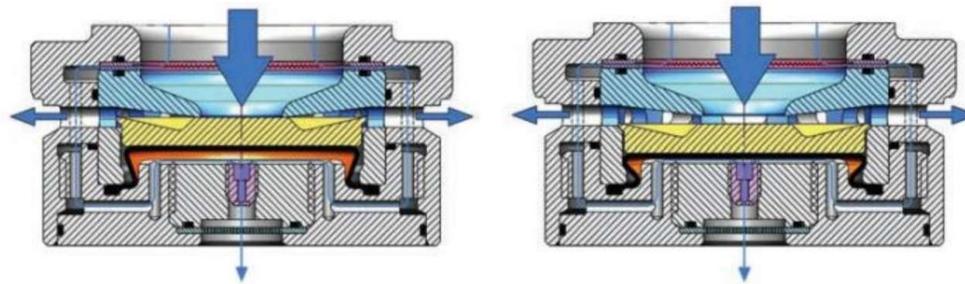
Anexo # 13.- Datos leídos en los registros de pozo en la primer y segunda zona.

3° 11190ft hasta 11206ft		Lectura de SP leída en el registro		Porosidad leída en registro (estándar resolution density porosity)		Porosidad de registro (thermal neutron porosity)		Porosidad leída en el registro sonico		Registro ARRAY INDUCTION TWO FOOT(RT) leído en el registro		Standard resolution formation density leído en el registro	
11190	ft	-45	Ω-m	0,12	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	72	us/ft	200	ohm.m	2,4	g/cc
11191	ft	-46	Ω-m	0,14	ft^3/ft^3	0,095	ft^3/ft^3	73	us/ft	150	ohm.m	2,37	g/cc
11192	ft	-45	Ω-m	0,15	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	70	us/ft	100	ohm.m	2,35	g/cc
11193	ft	-48	Ω-m	0,16	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	73	us/ft	150	ohm.m	2,3	g/cc
11194	ft	-50	Ω-m	0,18	ft^3/ft^3	0,07	ft^3/ft^3	73	us/ft	200	ohm.m	2,33	g/cc
11195	ft	-52	Ω-m	0,19	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	74	us/ft	190	ohm.m	2,34	g/cc
11196	ft	-54	Ω-m	0,19	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	72	us/ft	200	ohm.m	2,33	g/cc
11197	ft	-55	Ω-m	0,21	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	73	us/ft	200	ohm.m	2,3	g/cc
11198	ft	-51	Ω-m	0,18	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	74	us/ft	180	ohm.m	2,37	g/cc
11199	ft	-52	Ω-m	0,19	ft^3/ft^3	0,11	ft^3/ft^3	75	us/ft	150	ohm.m	2,36	g/cc
11200	ft	-55	Ω-m	0,21	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	73	us/ft	180	ohm.m	2,35	g/cc
11201	ft	-54	Ω-m	0,19	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	74	us/ft	150	ohm.m	2,34	g/cc
11202	ft	-53	Ω-m	0,18	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	74	us/ft	180	ohm.m	2,33	g/cc
11203	ft	-52	Ω-m	0,19	ft^3/ft^3	0,13	ft^3/ft^3	75	us/ft	200	ohm.m	2,28	g/cc
11204	ft	-51	Ω-m	0,2	ft^3/ft^3	0,08	ft^3/ft^3	76	us/ft	225	ohm.m	2,25	g/cc
11205	ft	-50	Ω-m	0,2	ft^3/ft^3	0,09	ft^3/ft^3	76	us/ft	250	ohm.m	2,26	g/cc
11206	ft	-49	Ω-m	0,21	ft^3/ft^3	0,1	ft^3/ft^3	77	us/ft	300	ohm.m	2,27	g/cc

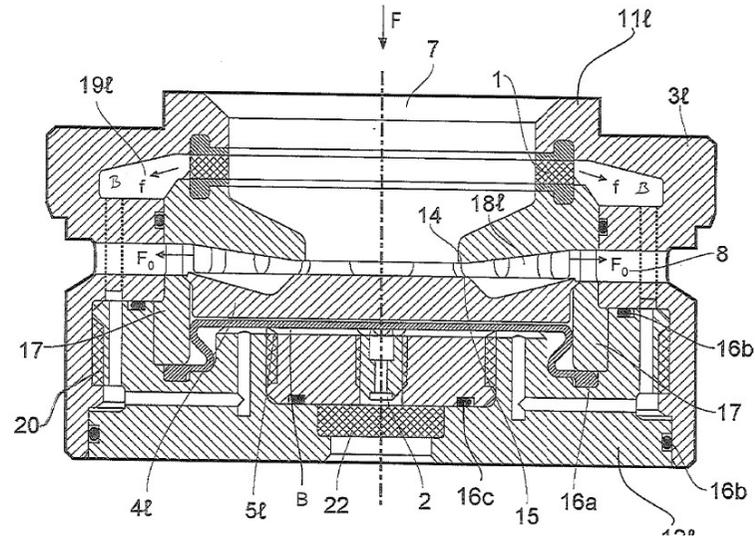
Anexo # 14.- Datos leídos en los registros de pozo en la tercera zona.



Anexo # 15.- Tamaño real del AICV



Anexo # 16.- AICV en Posición Abierta y Cerrada



Anexo # 17.- Esquema del Análisis Para el Desarrollo de las Válvulas AICV