



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA
APLICACIÓN DE COMPLETACIÓN INTELIGENTE EN UN POZO DEL
CAMPO VHR DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

CARLA ANDREA MAGALLANES ECHEVERRÍA

JULIO CESAR SÁNCHEZ ZAMBRANO

GUAYAQUIL – ECUADOR

2018

DEDICATORIA

A mis padres Germania y Karol que han sido un pilar fundamental para terminar mi carrera universitaria.

A mi querida abuelita Laura Pérez por su amor y cariño que me brinda día a día. A mis hermanos Sebastián, Karen y Gabriela y demás familiares por su amor infinito.

A mis amigos Julio, Eunice, Joshua y Fabian por haber sido parte de esta larga etapa universitaria.

Carla Andrea Magallanes Echeverría

DEDICATORIA

Dios, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

Mi madre y padre, por dárme todo, quererme mucho, creer en mí y porque siempre me apoyan.

Todos mis amigos, Carla, Eunice, Medardo, Adrián, Fabian y demás, por compartir los buenos y malos momentos.

Julio Cesar Sánchez Zambrano

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, a Dios, por darnos la sabiduría y fortaleza necesaria para culminar con éxito nuestra carrera universitaria.

Al Ingeniero Fernando Sagnay y al Ingeniero Danilo Arcentales porque con su ayuda hemos culminando con éxito este proyecto.

Carla Andrea Magallanes Echeverria

Julio Cesar Sánchez Zambrano

TRIBUNAL DEL PROYECTO

MSc. Xavier Vargas Gutiérrez
COORDINADOR DE CARRERA

MSc. Danilo Andrés Arcentales Bastidas
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fernando Sagnay Sares
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Carla Andrea Magallanes Echeverría

Julio Cesar Sánchez Zambrano

RESUMEN

El presente proyecto de grado tiene como objetivo principal realizar un análisis de factibilidad económica de las tecnologías inteligentes implicadas en la completación de pozos dicho estudio determinará su rentabilidad y desempeño frente a completaciones sencillas que operan actualmente en el campo.

En el capítulo I se elabora el planteamiento del problema mostrando las dificultades y ventajas al realizar una completación inteligente junto con el bombeo eléctrico sumergible, presentando la Metodología mediante etapas.

El capítulo II comienza con una recopilación de todos los fundamentos teóricos sobre las herramientas utilizadas en el diseño de la completación inteligente que va en conjunto con el bombeo eléctrico sumergible ya que en nuestro país es el tipo de levantamiento artificial más utilizado.

Establecidos estos fundamentos, en el capítulo III con los datos obtenidos en el pozo VHR 17 se realizan todos los criterios previos a la selección del pozo candidato para la instalación de la completación inteligente aplicando el análisis nodal a las distintas arenas productoras. También se explicará el procedimiento de dimensionamiento para el equipo eléctrico sumergible.

En el capítulo IV se complementa con un análisis técnico y económico aplicando las principales herramientas para evaluar un proyecto. Comparando

el tiempo de recuperación de la inversión con una completación sencilla con bombeo eléctrico sumergible. Los indicadores económicos VAN, TIR, Relación costo/beneficio tomando en consideración las estimaciones de costos del pozo, el precio de barril para enero de 2018 obteniendo resultados positivos para establecer las conclusiones y recomendaciones del proyecto en el capítulo V.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DEL PROYECTO	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS	XV
SIMBOLOGÍA	XVII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIX
ÍNDICE DE TABLAS	XXI
CAPÍTULO 1.....	23
INTRODUCCIÓN	23
1.1 Preámbulo	24
1.2 Planteamiento de problema	25
1.3 Formulación de problema	26
1.4 Objetivos.....	26
1.4.1 Objetivo General	26
1.4.2 Objetivos Específicos.....	27
1.5 Metodología de estudio.....	27
CAPÍTULO 2.....	29
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	29

2.1	Ubicación Geográfica.....	30
2.2	Geología del Campo.....	31
2.3	Características petrofísicas de las arenas	31
2.4	Reservas.....	33
2.5	Completaciones	33
2.5.1	Completación Convencional.....	33
2.5.2	Completación Dual	34
2.5.2.1	Diseño de completación Dual	34
2.6	Completación inteligente.....	35
2.6.1	Beneficios de la completación inteligente.....	37
2.6.2	Aplicaciones de las completaciones inteligentes.....	38
2.7	Herramientas de las completación inteligente	39
2.7.1	Válvulas de control de flujo de fondo de pozo.....	39
2.7.1.1	Válvula MC-ICV	39
2.7.1.2	Válvula de circulación HS	41
2.7.1.3	Válvula Lubricadora LV-ICV.....	41
2.7.2	Conectores multi viaje	43
2.7.2.1	Seal Stack Assembly	43
2.7.3	Packer de aislamiento zonal para completación inteligentes	44
2.7.3.1	Packer HF-1.....	44
2.7.3.2	Packers MC	46
2.7.4	Herramientas para monitoreo Permanente	47

2.7.4.1	ROC Permanent Downhole Gauges	47
2.7.4.2	FloStream Venturi Flow meter	49
2.7.5	Sistemas de control de fondo de pozo	50
2.7.5.1	SCRAMS® Sistema de análisis y gestión de completación controlados en superficie.....	50
2.7.5.2	Sistema de control de fondo de pozo SmartPlex™	52
2.7.6	Elementos auxiliares	55
2.7.6.1	Control-Line Cut Sub	55
2.7.6.2	Splice Clamp / Sub	57
2.8	Ventajas de integrar ESPs con completaciones inteligentes	58
2.9	Retos de la integración de completaciones inteligentes con ESP ...	59
2.10	Método para combinar completaciones inteligentes con el sistema ESP	60
2.11	Análisis Nodal.....	61
2.12	OPEX.....	66
2.13	CAPEX.....	67
2.14	Método de evaluación económica de un proyecto.....	68
2.14.1	Factores e indicadores	68
2.14.1.1	Factores económicos.....	68
2.14.1.2	Los indicadores de la Evaluación	69
2.15	Flujo de caja	70
2.16	Valor actual neto (VAN)	70

2.17 Tasa interna de retorno (TIR)	71
2.18 Relación Costo-Beneficio (RCB).....	72
CAPÍTULO 3.....	74
METODOLOGÍA.....	74
3.1 Criterios de selección de pozo candidato para la instalación de completación inteligente	75
3.2 Características del pozo VHR 17	77
3.3 Parámetros para realizar cálculo de reservas del pozo VHR 17.....	80
3.3.1 Método volumétrico para la estimación de reservas	80
3.3.2 Calculo de reservas originales probadas	81
3.4 Selección del pozo.....	82
3.5 Parámetros a tomar al momento de realizar el análisis nodal	82
3.5.1 Análisis de pozo seleccionado para la instalación de la completación inteligente.....	83
3.5.2 Análisis nodal de la arena M-2 pozo VHR 17.....	84
3.5.3 Análisis nodal de la arena UI pozo VHR 17	84
3.5.4 Análisis de los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo seleccionado	85
3.6 Sistema de levantamiento artificial aplicado en completaciones inteligentes.	86
3.6.1 Cálculos para la selección del equipo Eléctrico sumergible	87

3.6.1.1	Calculo de propiedades del yacimiento y asentamiento de la bomba	88
3.6.1.2	Selección de la Bomba	91
3.6.1.3	Selección del sello y motor	95
3.6.1.4	Selección del Cable	96
CAPÍTULO 4	99
ANÁLISIS Y RESULTADOS	99
4.1	Diseño de Bombeo Eléctrico sumergible para completación inteligente del pozo VHR 17	100
4.2	Diseño de la completación inteligente con producción en conjunto de las arenas M-2 y UI.....	101
4.3	Factibilidad Técnica y Económica.....	103
4.3.1	Análisis técnico.....	104
4.3.2	Análisis económico.....	105
4.4	Tasa de actualización	105
4.5	Porcentaje de declinación.....	106
4.6	Tiempo de recuperación de la inversión	107
4.7	Análisis de producción	108
4.8	Costo de la completación.....	110
4.9	Inversión total de las completaciones	111
4.10	Tiempo de Recuperación de la inversión.....	111
4.11	Ingresos	112

4.12 Egresos.....	113
4.13 Valor actual neto.....	115
4.14 Análisis de resultados de los indicadores económicos	116
CAPÍTULO 5.....	117
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	117
Conclusiones	118
Recomendaciones	119

ANEXO

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	Instituto Americano del Petróleo
BAPD	Barriles de agua producidos por día
BCR	Relación costo-beneficio
BES	Bombeo eléctrico sumergible
BFPD	Barriles de fluido producidos por día
BHP	Potencia consumida por la etapa
BPPD	Barriles de petróleo producidos por día
CAPEX	Inversión de capital
ESP	Bomba electro sumergible
FR	Factor de Recobro
GOR	Relación gas-petróleo
HS-ICV	Válvula de circulación
ICD	Dispositivos de control de entrada
ICV	Válvula de control de intervalos

IP	Índice de productividad
IPR	Curva de oferta
IR	Índice de rentabilidad
IRR	Tasa Interna de Retorno
LV-ICV	Válvula de control de intervalo del lubricador
MC-ICV	Válvula de múltiples posiciones
MD	Profundidad vertical verdadera
NCFT	Flujo de efectivo del periodo
OPEX	Gastos de explotación
PDG	Medidores de fondo de pozo permanentes
POES	Petróleo original en sitio
ROC	Medidores permanentes de fondo de pozo
RSI	Retorno sobre la inversión
SCSSV	Válvula de seguridad subsuperficial
TIR	Tasa interna de retorno
VAN	Valor actual neto
VHR	Víctor Hugo Rúales

SIMBOLOGÍA

B_o	Factor Volumétrico del petróleo (RB/STB)
H_o	Espesor de la formación (ft)
J	Índice de productividad (BPD/PSI)
K	Permeabilidad efectiva del reservorio (md)
P_r	Presión del reservorio (Psi)
P_{wf}	Presión de fondo fluyente (Psi)
S_o	Saturación de petróleo en la arena productora (%)
B_{oi}	Factor volumétrico inicial de petróleo (RB/STB)
\emptyset	Porosidad de la formación (%)
M	Viscosidad (cp)
T_f	Temperatura de fondo (°F)
P_{ws}	Presión en el yacimiento (psia)
P_b	Presión de burbuja (psia)
P_{wh}	Presión de cabeza (psia)

BSW	Contenido de sólido y agua (%)
A	Área de drenaje (acres)
Q	Caudal producido (bbl)
Rs	Cantidad de gas disuelto
γ_w	Gravedad específica del agua
γ_o	Gravedad específica del petróleo
Hm	Estimar la altura de la mezcla (pies)
ND	Estimar el Nivel dinámico
Gtd	Gradiente dinámico
Z	Factor de compresibilidad
Bg	Factor volumétrico del gas
Rsw	Solubilidad del gas en el agua
Σ	Sumatoria
T	Período en el que nos encontramos
K	Vida de la propuesta de la inversión
R	Tasa interna de rendimiento
Qi	Tasa de producción al inicio

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología del Proyecto.....	28
Figura 2.1 Mapa de la ubicación del Campo VHR.....	30
Figura 2.2 Diseño de completación inteligente de dos arenas	35
Figura 2.3 Válvula MC-ICV	40
Figura 2.4 Válvula LV-ICV	42
Figura 2.5 Seal Stack Assembly	44
Figura 2.6 Packer-MC	47
Figura 2.7 Gauge Mandrel	49
Figura 2.8 Venturi Flow Meter	50
Figura 2.9 Control de fondo de pozo SCRAMS.....	52
Figura 2.10 Sistemas SmartPlex	55
Figura 2.11 Control-Line Cut Sub	56
Figura 2.12 Splice Clamp Sub	57
Figura 2.13 Sistema de producción y pérdida de presión asociado.....	64
Figura 3.1 Diagrama mecánico del pozo VHR 17.....	79
Figura 3.2 Análisis nodal arena M-2	84
Figura 3.3 Análisis nodal arena Ui	84
Figura 3.4 Serie de la bomba, motor y sello.....	92
Figura 3.5 Modelo de Bombas Eléctrosumergibles	93
Figura 3.6 Curva característica del modelo GC2200	94

Figura 3.7 Motores serie 562	96
Figura 3.8 Perdida de voltaje en el cable.....	97
Figura 3.9 Temperatura del pozo vs Corriente	97
Figura 4.1 Completación Inteligente planteada para pozo VHR 17	103
Figura 4.2 Diferencial del crudo ecuatoriano frente al WTI 2017	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Propiedades Petrofísicas de las arenas.....	33
Tabla II. Propiedades PVT del pozo VHR 17.....	78
Tabla III. Condiciones mecánicas del pozo	78
Tabla IV. Calculo de reservas Pozo VHR 17.....	81
Tabla V. Calculo de reservas Pozo VHR 17	81
Tabla VI. Datos para selección de equipo BES.....	87
Tabla VII. Calculo de instalación de Separador de gas	100
Tabla VIII. Dimensiones calculadas para la Bomba centrífuga	100
Tabla IX. Dimensiones calculadas para el motor	101
Tabla X. Dimensiones del cable de voltaje.....	101
Tabla XI. Porcentaje de incremento y declinación del pozo	106
Tabla XII. Costos de intervención con Completación básica.....	107
Tabla XIII. Costos de intervención con Completación inteligente.....	108
Tabla XIV. Costos de producción con una completación básica.....	109
Tabla XV. Costos de producción con una completación inteligente	109
Tabla XVI. Costo de una completación básica con BES.....	110
Tabla XVII. Costo de una completación Inteligente con BES.....	110
Tabla XVIII. Inversión de las completaciones	111
Tabla XIX. Tiempo de recuperación de la inversión	111
Tabla XX. Datos de completación inteligente con bombeo eléctrico.....	112

Tabla XXI. Ingresos mensuales actualizados.....	113
Tabla XXII. Egresos mensuales actualizados.....	114
Tabla XXIII. Valor actual neto	115
Tabla XXIV. Análisis de los indicadores económicos	116

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

El término "completación inteligente" se refiere a pozos equipados con equipos permanentes de medición de fondo de pozo y válvulas de control que proporcionan la capacidad de monitorear y controlar cada segmento del pozo de manera automática.

Se caracteriza por la capacidad de recopilar y analizar datos del pozo y permite el monitoreo y control directo del yacimiento, pozo y procesos de producción utilizando equipos especiales que se instalan dentro del pozo.

El presente proyecto nos permitirá implementar una completación inteligente en un pozo ubicado en un campo maduro del oriente ecuatoriano.

Para ello se aplicarán conceptos obtenidos a lo largo de la carrera que nos ayudarán a realizar el estudio correcto del pozo candidato para la implementación de esta nueva tecnología de producción.

Debemos conocer las propiedades petrofísicas, propiedades PVT, historial de producción, para poder determinar el diseño apropiado y qué tan factible será la implementación de esta completación inteligente en el pozo.

1.2 Planteamiento de problema

La necesidad de recuperar más hidrocarburos, reducir el gasto de capital, producir desde yacimientos más complejos y campos maduros son unos de los problemas que se tienen al momento de producir petróleo.

La pérdida de dinero debido al cierre de pozos para obtener datos también tiene un impacto importante en los ingresos en los pozos convencionales.

La ventaja más importante de implementar completaciones inteligentes es que permite mejorar la productividad del pozo y proporcionar una solución rápida y eficiente para casi todos los problemas de producción sin requerir una intervención directa en el pozo.

La primera completación inteligente fue instalada en el sur del Mar de Noruega en 1997. Desde entonces, la tecnología de pozos inteligentes se ha aplicado a miles de campos en todo el mundo y este método varía de acuerdo con las propiedades y los requisitos del pozo, cada caso se considera único.

En Ecuador la primera completación inteligente fue instalada en Shushufindi en el año 1999 desde ese entonces hasta ahora se han instalado en 4 pozos (Schlumberger, 2017), se debe tener en cuenta que no tuvieron éxito debido al poco petróleo recuperado, por este motivo decidieron dejar de usarlas al poco tiempo de ser instaladas.

1.3 Formulación de problema

En general, los factores de recuperación de petróleo en el Ecuador son inferiores al 40% (PETROAMAZONAS, 2016), por lo tanto, el objetivo de estudio será de alcanzar un 80% la tasa de recuperación de los pozos del Oriente Ecuatoriano.

Teniendo en cuenta eso, se realizará un cambio de completación convencional a completación inteligente en campos maduros, esto mediante la instalación de sensores de fondo de pozo y actuadores para recopilar datos más precisos y proporcionar un control de los dispositivos de fondo de pozo, con estos equipos se podrá monitorear y evaluar el desempeño de los diversos pozos en tiempo real.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Realizar un análisis de factibilidad económica de las tecnologías inteligentes en la completación de pozos y su aplicación en campos maduros en el Oriente Ecuatoriano mediante un análisis nodal del pozo, describiendo diferentes estrategias de control y su mejora en las tasas de recuperación para lograr una mayor gestión de yacimientos.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Definir un marco económico para implementación de una completación inteligente en campo maduro
- Definir qué herramientas serían las más óptimas a utilizar en la completación inteligente que realizaremos
- Realizar un análisis nodal de las arenas productoras del pozo VHR 17
- Definir el tiempo de la recuperación de la inversión de la instalación de una completación inteligente

1.5 Metodología de estudio

La estrategia para el desarrollo del proyecto se muestra en la Figura

1.1:

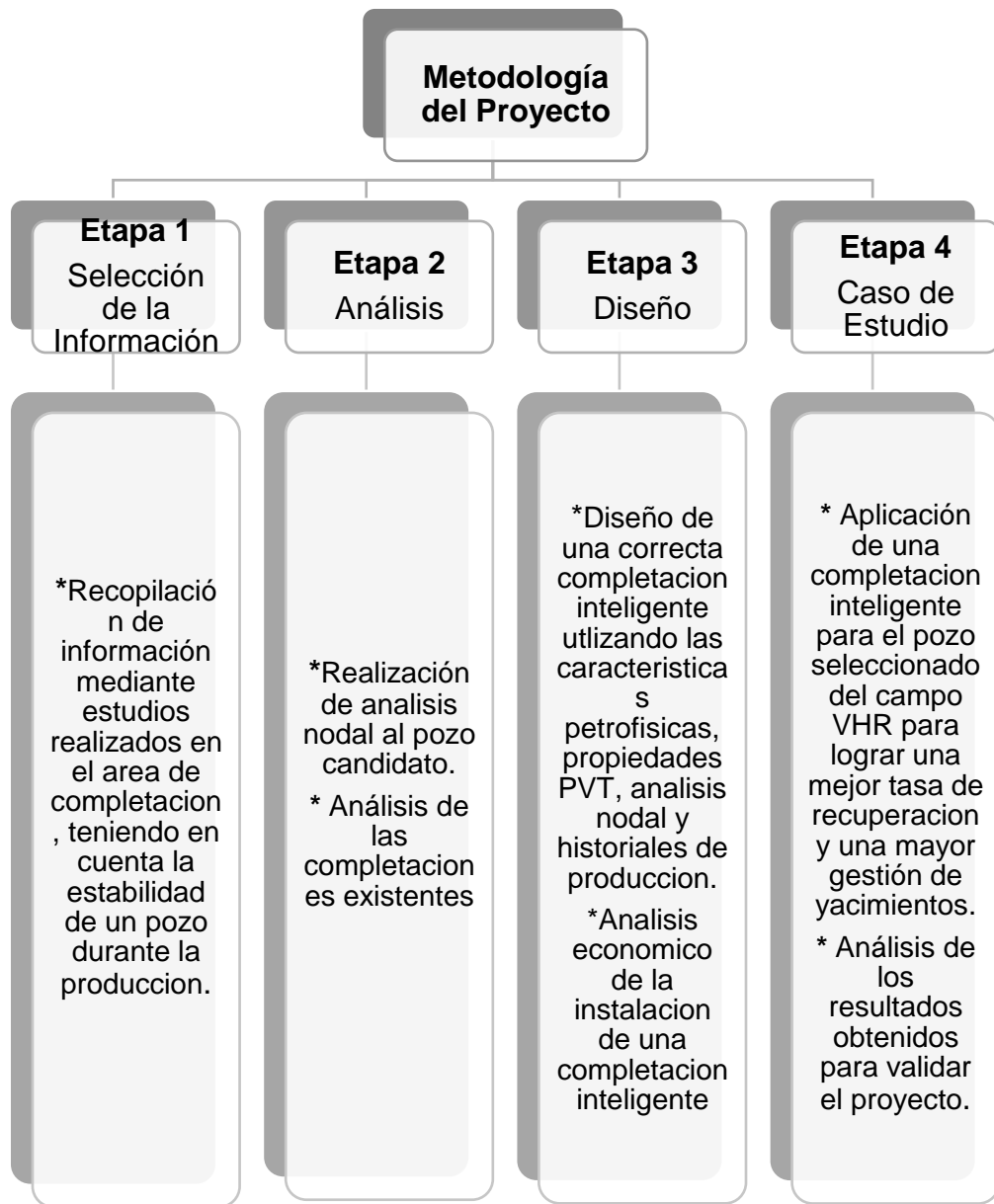


Figura 1.1: Metodología del Proyecto
Fuente: Sánchez, J., Magallanes, C., 2017.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Ubicación Geográfica

El campo Víctor Hugo Rúaless o VHR como es llamado actual, forma parte del bloque 58 en la provincia de Sucumbíos. “Se encuentra ubicado al Norte de la Cuenca Oriente, limitado al Norte y al Este por la frontera con Colombia, al Sur por el campo Cuyabeno- Sansahuari, y hacia el oeste por los Campos Tapi-Tetete y Frontera”. (Benavides & Trejo , 2012)

Mediante estudios técnicos se conoce que posee reserva de 34 millones de barriles de petróleo, el primer pozo dentro de este campo fue perforado en el año 1988, la producción de este pozo correspondía a los reservorios T, U, M2 y BT con 33 °API, 32 °API, 32 °API y 20 °API respectivamente.

Actualmente tiene 26 pozos perforados donde 23 están produciendo, 1 está cerrado y 2 es pozo inyector. (Torres G. , 2016)

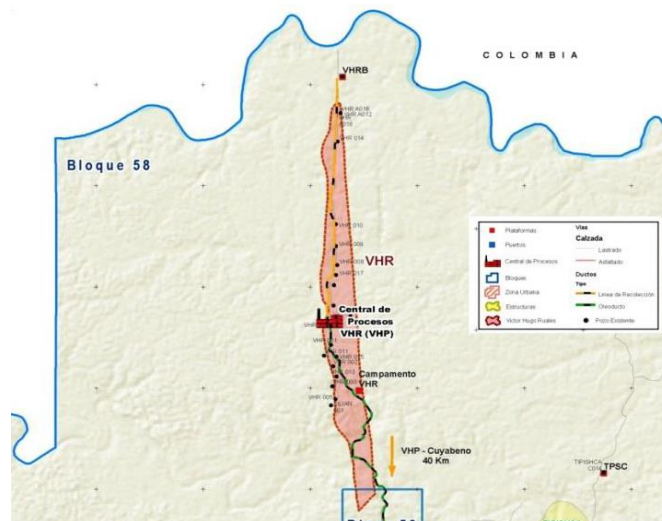


Figura 2.1. Mapa de ubicación del Campo VHR
Fuente: PETROAMAZONAS EP.

2.2 Geología del Campo

El campo VHR es un anticlinal alargado de orientación N-S de aproximadamente 15km., de largo 4Km. y de ancho asociado al paleo alto de basamento de edad Precámbrica separa la sub-cuenca Napo de la sub-cuenca Putumayo. (Benavides & Trejo , 2012)

El campo presenta a los diferentes niveles cretácicos una configuración morfológica estructural caracterizada por un anticlinal fallado, elongado en dirección N-S. (Benavides & Trejo , 2012)

2.3 Características petrofísicas de las arenas

Las arenas que se encuentran producción actualmente son:

U Superior. Es un cuerpo arenoso no muy desarrollado, posee una buena porosidad y permeabilidad moderada. Esta arena tiene un petróleo mediano y de gran espesor neto. El petróleo producido posee un °API promedio de 32 y un Factor de Recobro de 28%. (Benavides & Trejo , 2012)

U Inferior. - Se encuentra separada de la caliza B por un intervalo de lutitas. Su espesor varía de 40 a 60 pies con buenas porosidades y grandes espesores netos de petróleo, el petróleo de esta arena posee un °API promedio de 32 y un factor de recobro de 29%. (Benavides & Trejo , 2012)

Basal Tena. - Posee una moderada saturación de petróleo y el espesor de la arena es muy pequeños, el petróleo que proveniente de esta arena posee un °API promedio de 19.50 y un Factor de recobro de 45%. (Benavides & Trejo , 2012)

T superior. - Esta capa es de gran espesor neto de petróleo, con porosidades y permeabilidades relativamente buenas. No se observa contacto agua petróleo, pero posee una gran entrada de agua debido a existen flujos laterales, el petróleo de esta arena posee un °API promedio de 31 y un Factor de Recobro de 20% Basal tena. (Benavides & Trejo , 2012)

La Tabla 1, contiene las características petrofísicas de las formaciones productoras del campo VHR

Tabla I. Propiedades Petrofísicas de las arenas

Propiedades petrofísicas de las arenas					
Parámetros	Basal Tena	Arenisca M-2	Arenisca US	Arenisca UM	Arenisca UI
Ho (Pies)	9	12	18	10	43
So (%)	63	50	78	75	72
Boi	1.0852	1.1237	1.1790	1.1806	1.9248
Ø (%)	15.5	13.2	16.0	15.7	15.7
Fr (%)	20	20	28	29	20

k (md)	889	116	1468	592	1048
Tf (F)	196	198	198	198	198
μ (cp)	8	5.63	2	2	2

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

2.4 Reservas

Las acumulaciones de petróleo y gas se producen en trampas subterráneas formadas por rasgos estructurales y/o estratigráficos. Afortunadamente, las acumulaciones de hidrocarburos generalmente ocurren en la porción más porosa y permeable. Un reservorio es la porción de la formación atrapada que contiene petróleo y/o gas como un solo sistema conectado hidráulicamente. En algunos casos toda la trampa se llena de petróleo o gas, y en estos casos la trampa y el yacimiento son los mismos

2.5 Completaciones

2.5.1 Completación Convencional

La completación es un conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones eficientes de producción tanto de fluidos de formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas. Para esto es necesario realizar un análisis completo de las

perspectivas de productividad del pozo para un diseño adecuado.

(Borja & Escorza , 2017)

Existen varios tipos de completaciones, cada tipo de completación se selecciona de acuerdo con los siguientes parámetros:

- Condiciones mecánicas
- Características físicas del yacimiento
- Presión
- Temperatura
- Propiedades de los fluidos

2.5.2 Completación Dual

Las completaciones duales son utilizadas para producir de dos arenas de forma independiente y simultánea. Según su configuración mecánica se clasifican en dos tipos: Duales Paralelas y Duales Concéntricas. (Borja & Escorza , 2017)

2.5.2.1 Diseño de completación Dual

Diseño de completación para dos arenas distintas con tecnología inteligente

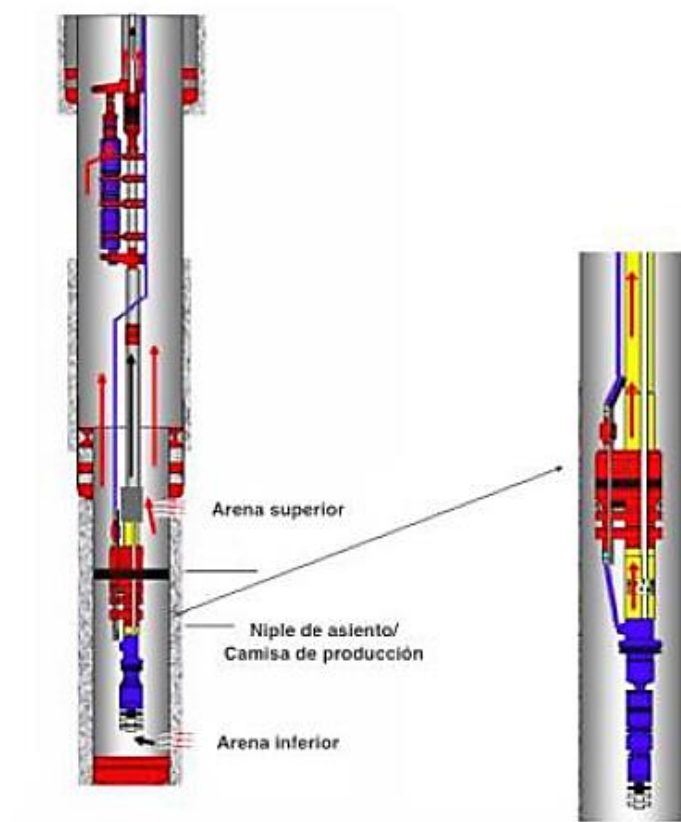


Figura 2.2 Completación inteligente de dos arenas
Fuente: Gas& Petróleo 2017.

2.6 Completación inteligente

Los avances en las tecnologías de exploración y producción de hidrocarburos han llevado a mejoras en la complejidad de la arquitectura de pozos, y los pozos inteligentes se consideran el método más avanzado de completación de pozos disponible. Aunque el concepto de pozos inteligentes existe desde hace más de una década, sigue recibiendo mucha atención, debido a la enorme cantidad de beneficios acumulables, si se aplica de manera efectiva. Los primeros

en la lista de beneficios es la tasa acelerada de producción y el aumento en el factor de recuperación del yacimiento, también permite la explotación de reservas marginales y la aceleración de la producción de hidrocarburos mediante la producción conjunta de diversas arenas.

(Adekunle, 2012)

Las funciones de la completación inteligente de pozos se pueden considerar en dos frentes, es decir, monitoreo y control. Los sensores de fondo de pozo actúan para medir varias propiedades del pozo, mientras que los ICD (dispositivos de control de entrada) controlan y regulan el flujo de fluido en diversos puntos en función de los resultados del sensor.

Tanto los sectores de monitoreo y control deben trabajar en sinergia para que un pozo sea verdaderamente considerado inteligente.

(Adekunle, 2012)

El concepto de completación inteligente de pozos se ha investigado desde diferentes perspectivas, que van desde su aplicabilidad bajo diferentes condiciones y escenarios múltiples, hasta los beneficios y desafíos encontrados en la operación.

El amplio intercambio de conocimientos sobre la aplicación de la tecnología de la completación inteligente de pozos ha impulsado su

crecimiento. Se ha llevado a cabo una revisión de investigaciones y aplicaciones. (Adekunle, 2012)

2.6.1 Beneficios de la completación inteligente

- Reducción o eliminación de pozos adicionales, instalaciones de superficie y procedimientos de intervención
- Reducción en el corte de agua
- Gastos operacionales reducidos (OPEX)
- Mantener el pico de producción de petróleo y gas
- Extender la vida útil de pozos y reservas
- Control, eliminación del flujo cruzado y asignación inversa de la producción combinada para la explotación económica de reservas marginales
- Maximizar la eficiencia del barrido de inyección regulando las tasas de inyección
- Reducir la incertidumbre geológica por una mayor caracterización del yacimiento
- Reducción del tiempo no productivo y el tiempo de parada de la plataforma
- Medición y transmisión en tiempo real de las propiedades del yacimiento para una mejor gestión del yacimiento

- Reducir el riesgo de accidentes de personal, ya que existe una necesidad reducida de su presencia en el sitio del pozo

2.6.2 Aplicaciones de las completaciones inteligentes

Un pozo equipado con herramientas inteligentes se considera "inteligente" solo cuando contribuye a optimizar y maximizar la productividad del pozo durante la vida del proyecto. (Arfaoui, 2009)

El funcionamiento de la completación inteligente de pozos se relaciona principalmente con tres elementos clave: control de flujo, monitoreo de flujo y optimización de flujo. El control de flujo es la capacidad de dividir el pozo en unidades de flujo individuales y controlar el flujo sin la necesidad de una intervención directa. La supervisión del flujo es la capacidad de proporcionar datos en tiempo real sobre los parámetros clave del yacimiento (temperatura, presión, caudal, propiedades de fluidos, etc.) a frecuencias adecuadas para modelar y comprender el pozo. (Arfaoui, 2009)

La optimización del flujo es la capacidad de combinar los datos de parámetros del yacimiento recolectados en el fondo del pozo con datos relevantes de recolección y producción de procesos y analizar estos datos para generar información sobre el rendimiento

del yacimiento, tomar decisiones para modificar la arquitectura de terminación de pozos usando ICVs y cambiar la configuración de los dispositivos de control de manera oportuna. (Arfaoui, 2009)

2.7 Herramientas de las completación inteligente

Cada pozo es distinto por este motivo cada completación inteligente a instalar es diferente de la otra, están conformado por diversas herramientas entre ellas:

2.7.1 Válvulas de control de flujo de fondo de pozo

Las válvulas de control de flujo se utilizan en completaciones inteligentes multizona, completaciones de flujo combinado, pozos a flujo natural de elevación de gas y entornos de pozo con deposición de incrustaciones, erosión severa o condiciones de alta temperatura. (Schlumberger, 2017)

2.7.1.1 Válvula MC-ICV

La válvula de múltiples posiciones MC-ICV proporciona control de flujo incremental sobre las zonas de depósito individuales, lo que permite la optimización de la

arquitectura del Completación y maximiza la recuperación.

Los sistemas de control de superficie proporcionan un control incremental preciso sobre el embobinado MC-ICV y se pueden adaptar para satisfacer las necesidades del operador. (Halliburton, 2016)

El MCC-ICV está equipado con un borde de flujo de carburo de tungsteno para controlar la erosión de condiciones agresivas de fondo de pozo. (Halliburton, 2016)

Beneficios

- Control remoto de los intervalos del reservorio sin la necesidad de una buena intervención.



Figura 2.3. Válvula MC-ICV
Fuente: Halliburton 2017.

2.7.1.2 Válvula de circulación HS

La válvula de circulación HS es una válvula de pistón equilibrada bidireccional accionada hidráulicamente con un mecanismo de sellado redundante hermético. El mecanismo de sellado consiste en un sello primario de metal a metal, tolerante a los desechos y un conjunto secundario de sellos termoplásticos. El mandril de la válvula incorpora una punta de carburo para evitar la erosión de las áreas de superficie de sellado. (Halliburton, 2016)

Beneficios

- Ayuda a eliminar la necesidad de circular a través del packer, reduciendo el riesgo de daño al elemento
- Evita que las presiones de circulación impacten el yacimiento
- Velocidades de circulación más rápidas que reducen el tiempo de la plataforma

2.7.1.3 Válvula Lubricadora LV-ICV

La válvula de control de intervalo del lubricador (LV-ICV) es un sistema de lubricación de fondo de pozo de alto

rendimiento, controlado a distancia y transportado por tubería. El LV-ICV aísla la presión o el flujo por encima o por debajo de su posición en el cordón de la tubería. (Halliburton, 2016)

El LV-ICV se puede usar en cualquier completación donde se requiera aislamiento de presión o flujo en la tubería, Se puede usar para controlar el flujo dentro o fuera de los intervalos del depósito. (Halliburton, 2016)

Beneficios

- Ayuda a garantizar la integridad de la presión desde arriba y desde abajo
- Ayuda a controlar los intervalos del reservorio sin una buena intervención



Figura 2.4 Válvula LV-ICV
Fuente: Halliburton 2017

2.7.2 Conectores multi viaje

Esenciales para instalaciones de terminación inteligente multi viaje, estos conectores permiten la recuperación de la terminación superior sin alterar la terminación inferior y sus empaquetadores de aislamiento zonal, válvulas de control de flujo, mandriles de inyección de productos químicos, válvulas de aislamiento y sensores de monitoreo. (Halliburton, 2016)

2.7.2.1 Seal Stack Assembly

Aísla las zonas individuales en los sistemas inteligentes de completación en aplicaciones donde no es posible o deseable utilizar packer para el aislamiento. (Halliburton, 2016)

El conjunto de Seal Stack Assembly permite el desvío de las líneas de control para comunicarse con el equipo instalado más abajo en la cadena de completación. Las aplicaciones típicas son el paquete de grava o las completaciones de ESS donde el conjunto de la pila de sellado se clavará en un orificio pulido para proporcionar aislamiento entre los diferentes intervalos de depósito en la completación de la cara de arena.

El dispositivo es capaz de aislar zonas con una presión diferencial de hasta 7,500 psi, pero, a diferencia del rango de packer HF-1, no tiene capacidad de carga.

Beneficios

- Se instala sobre ICV y medidores de fondo de pozo permanentes
- Aísla los intervalos del depósito sin requerir un empacador
- Ayuda a eliminar la necesidad de establecer / liberar el sistema

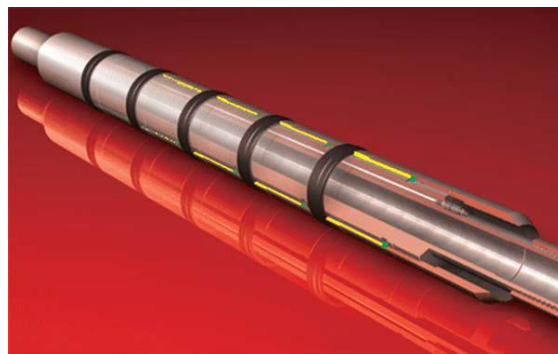


Figura 2.5 Seal Stack Assembly
Fuente: Halliburton 2017.

2.7.3 Packer de aislamiento zonal para completación inteligentes

2.7.3.1 Packer HF-1

El Packer HF-1 es un empacador de hoyo entubado recuperable de una sola cuerda que cuenta con una función para derivación de múltiples líneas de control eléctricas y / o hidráulicas. Disponible para su uso tanto como el packer de producción superior o como uno de los muchos empaquetadores inferiores que aíslan las zonas adyacentes, el packer HF-1 incluye una configuración de deslizamiento especializada y un anillo de seguridad adicional que le permite operar con cargas mayores y mayores presiones que la producción estándar empacadores. (Halliburton, 2016)

Características

- El mecanismo de enclavamiento activado hidráulicamente evita el ajuste prematuro

Beneficios

- Totalmente recuperable después de la instalación
- Puede usarse tanto como packer de producción superior como packer de aislamiento inferior
- Evita dañar la línea de control durante el ajuste

2.7.3.2 Packers MC

Los empaquetadores MC, disponibles tanto para aplicaciones de producción (MC-1) como de aislamiento (MC-0) (sin resbalones), son empaquetadores recuperables, de un solo cordón, perforados y diseñados principalmente para su uso en completaciones en activos marginales o maduros. (Halliburton, 2016)

Tanto los packer de producción MC como los de aislamiento tienen la capacidad de alimentar hasta ocho líneas de control hidráulico o eléctrico, lo que permite la comunicación con otros equipos SmartWell sin comprometer la integridad de las zonas aisladas.

En algunos casos, el empaquetador de producción MC se ha utilizado como un empaquetador de aislamiento por debajo del empaquetador de producción primario HF-1. (Halliburton, 2016)

Beneficios

- Aplicar la tecnología en activos marginales o maduros
- Mantener la integridad zonal

- Realizar pruebas de presión de alta presión / tubería
- Lograr la comunicación con herramientas láser



Figura 2.6 Packer-MC
Fuente: Halliburton 2017.

2.7.4 Herramientas para monitoreo Permanente

2.7.4.1 ROC Permanent Downhole Gauges

Los medidores de fondo de pozo (PDG) permanentes de ROC ayudan a aumentar la productividad a lo largo de la vida del pozo o reservorio al proporcionar un control permanente confiable y en tiempo real de las condiciones de fondo de pozo. Basado en un sensor de cristal de cuarzo resonante probado en el campo, estándar de la industria, los medidores ROC se pueden utilizar para aplicaciones de monitoreo de zona única o multizona. En aplicaciones de múltiples zonas, están disponibles variaciones del medidor estándar, junto con conjuntos de

bloques divisores dobles, triples y cuádruples para capacidades de caída múltiple. (Halliburton, 2016)

Características

- Sensor preciso de presión / temperatura de cuarzo
- Diseñado para hasta 25,000 psi
- Disposición de sellado de metal a metal de doble presión comprobable en terminación de cable y calibre
- Diseño de medidor de OD reducido
- Capacidad de caída múltiple en un conductor encamisado

Beneficios

- Obtiene datos continuos de presión y temperatura sin la necesidad de una buena intervención
- Mejora la gestión del yacimiento
- Ayuda a aumentar la confiabilidad del sistema usando mediciones estables de presión /

temperatura obtenidas de las pruebas de estado del arte



Figura 2.7 Gauge Mandrel
Fuente: Halliburton 2017.

2.7.4.2 FloStream Venturi Flow meter

Usa el mismo diseño modular que los mandriles de los sensores duales de Welldynamics, exactamente los mismos gauges, arreglos de montaje y terminaciones.

El cable de fondo, protectores de cable, conectores y el interfaz del sistema de control submarino son idénticos entre el Flow meter y los sistemas de sensores estándar.

(Halliburton, 2016)

El *FloStream Flow meter* tiene un perfil de tubos Venturi y dos sensores permanentes de fondo ROC para medir presión absoluta en la entrada y salida de la garganta del Venturi. (Halliburton, 2016)

Beneficios

- Medición precisa del caudal de fondo de pozo
- Sin partes móviles significa alta confiabilidad

- La medición de presión absoluta permite la redundancia en la medición de presión y una ventana de medición de caudal amplia

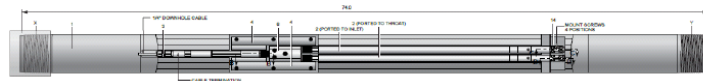


Figura 2.8 Venturi Flow Meter
Fuente: Halliburton 2017.

2.7.5 Sistemas de control de fondo de pozo

Los sistemas de control de fondo de pozo proporcionan un método para integrar el sistema de control de superficie (ya sea manual o automatizado) con equipos de fondo de pozo SmartWell®. (Halliburton, 2016)

2.7.5.1 SCRAMS® Sistema de análisis y gestión de completación controlados en superficie

El sistema SCRAMS® es un sistema de control y adquisición de datos completamente integrado que permite al operador controlar remotamente el pozo y obtener datos de presión / temperatura en tiempo real para cada zona.

Esta retroalimentación de datos y la capacidad precisa de control de flujo permiten al operador optimizar el rendimiento del Completación y mejorar la gestión del Completación. (Halliburton, 2016)

El sistema SCRAMS es ideal para aplicaciones en tierra, plataformas y submarinos y, por lo general, se usa para controlar la válvula HS-ICV para un control preciso del flujo dentro o fuera de un intervalo de depósito. (Halliburton, 2016)

Características

- Puede usarse para controlar válvulas de control de flujo hidráulico infinitamente variables
- Se puede usar para aplicaciones terrestres, de plataforma o submarinas
- Capaz de interactuar con múltiples proveedores de control submarino
- Posicionamiento infinitamente variable de la válvula de control
- Estimación de flujo derivada de metrología fundamental

Beneficios

- Optimizar el rendimiento del Completación mediante el control de múltiple yacimiento sin intervención
- Mejora la gestión del Completación a través de la adquisición de datos en tiempo real
- Controlar de forma remota el pozo

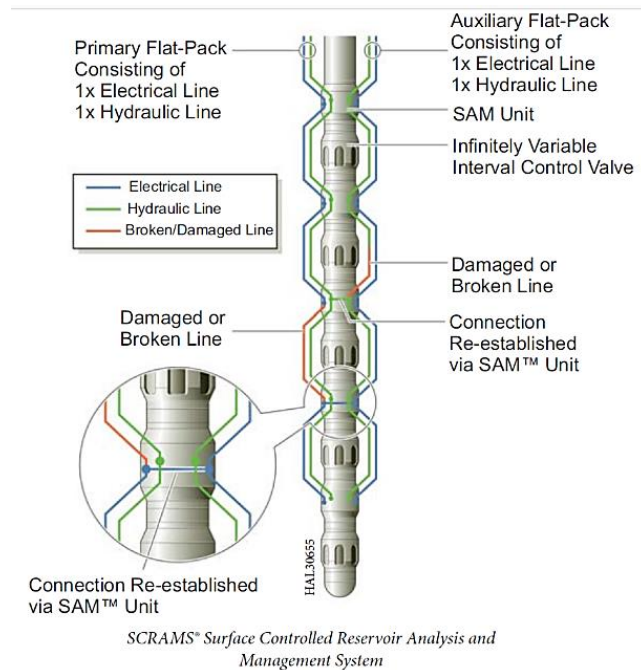


Figura 2.9 Control de fondo de pozo SCRAMS
Fuente: Halliburton 2017.

2.7.5.2 Sistema de control de fondo de pozo SmartPlex™

El sistema de control de fondo de pozo SmartPlex™ es un sistema electrohidráulico de caída múltiple que

proporciona control zonal simple y confiable de múltiples válvulas en un solo pozo con un número mínimo de líneas de control. El sistema de control de fondo de pozo SmartPlex utiliza dos líneas hidráulicas y una eléctrica desde la superficie para accionar de forma remota y selectiva varios dispositivos de control de flujo de fondo de pozo como válvulas de control de intervalo (ICV). Esto hace innecesarias una gran cantidad de penetraciones de suspensión de tubos y reduce la complejidad y el riesgo operacional. (Halliburton, 2016)

El sistema SmartPlex puede controlar cualquier herramienta de control de flujo en la cartera de Halliburton probada en campo. (Halliburton, 2016)

Características

- Tres líneas de control para hasta 12 dispositivos de fondo de pozo o cuatro líneas de control para hasta 24 dispositivos de fondo de pozo
- Uso mínimo de componentes eléctricos pasivos y no activos

- El sistema puede permanecer presionado al operar cualquiera de los ICV en la misma dirección, disminuyendo significativamente los tiempos de actuación de ICV
- Se puede implementar con sistemas no integrados y fibra óptica
- Admite tipos de dispositivo "falla como está"
- Independiente de la presión del tubo o anillo
- Se puede usar para posicionar ICV en aplicaciones de asfixia

Beneficios

- Ayuda a reducir el costo en completaciones multiválvulas
- Tiempo de activación más rápido para las válvulas
- Reduce el tiempo de la plataforma a través de una mayor facilitación de la instalación y recuperación de la completación
- El sistema electrohidráulico proporciona un alto nivel de potencia motriz para operar ICV
- Permite que el ICV se cierre en un solo paso

- Proporciona la capacidad de mover el ICV de cerrado a cualquier posición de asfixia en un solo paso

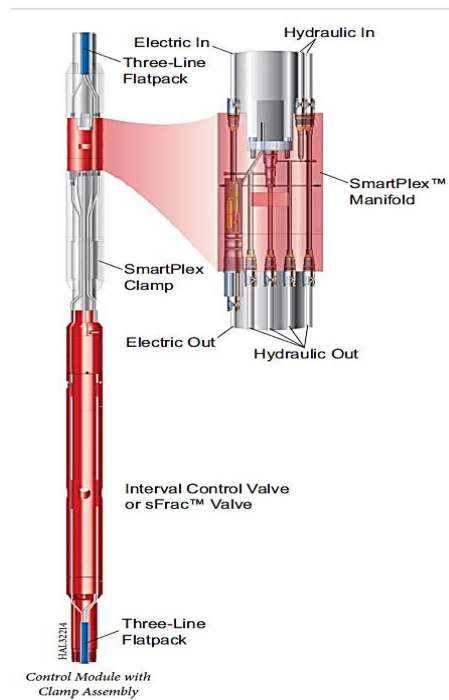


Figura 2.10 Sistemas SmartPlex
Fuente: Halliburton. 2017

2.7.6 Elementos auxiliares

2.7.6.1 Control-Line Cut Sub

El Line Cut Sub incorpora métodos confiables y probados en campo para la eliminación efectiva de la cadena de tubería y las líneas de control en situaciones de contingencia. El CLCS ayuda a asegurar la recuperación

adecuada de completaciones superiores complejas, asegurando un tubo limpio para operaciones de pesca posteriores. (Halliburton, 2016)

El CLCS se utiliza en las completaciones SmartWell® donde se utilizan los paquetes de línea hidráulica y de línea eléctrica, y donde es necesaria la eliminación de la completación superior compleja. (Halliburton, 2016)

Beneficios

- Empalme múltiples líneas hidráulicas con un solo sub-conector de empalme
- Omitir libremente una línea E desnuda
- Arme fácilmente en el campo
- Minimice las operaciones de reparación

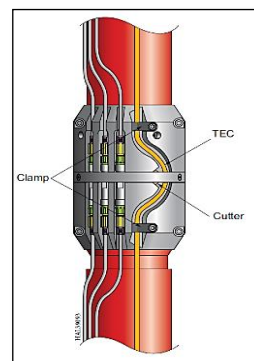


Figura 2.11 Control-Line Cut Sub
Fuente: Halliburton. 2017.

2.7.6.2 Splice Clamp / Sub

Nos ayuda a empalmar dos extremos del conductor encapsulado, se utiliza en la mayoría de las completaciones con SmartWell® donde se implementa flatpack o TEC, incluidos pozos con líneas de control permanente de monitoreo, inyección de productos químicos, fibra óptica y válvula de seguridad subsuperficial controlada por superficie (SCSSV). (Halliburton, 2016)

Beneficios

- Empalme múltiples líneas dentro de un único conector Splice Sub, dependiendo del tamaño
- Línea de control de bypass libre / TEC que no requiere empalme

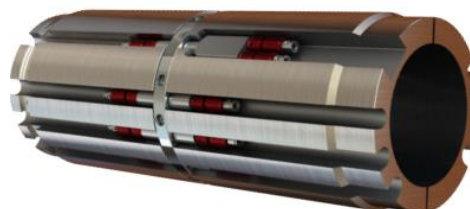


Figura 2.12 Splice Clamp Sub
Fuente: Halliburton-2017.

2.8 Ventajas de integrar ESPs con completaciones inteligentes

La tecnología inteligente de monitoreo y control de pozos complementa las capacidades de los sistemas ESP al proporcionar la capacidad de equilibrar la producción de múltiples zonas, restringir o cerrar zonas con alta producción de agua o gas, y probar selectivamente las zonas para monitorear el desempeño del reservorio. (Ali., 2008)

La tecnología de completación inteligente se puede utilizar en las siguientes aplicaciones:

- Pozos que producen a partir de múltiples zonas o mezclan múltiples yacimientos
- Pozos horizontales que explotan embalses con alto grado de heterogeneidad
- Pozos multilaterales para controlar el flujo de las distintas ramas
- Pozos que utilizan la separación y disposición de aceite/agua en el fondo del pozo

Los beneficios de integrar la tecnología de completaciones inteligentes con las instalaciones ESP, incluyen la energía ESP que se puede dedicar a elevar el petróleo en lugar del agua, a cerrando las zonas productoras de agua. (Ali., 2008)

- El perfil de flujo a lo largo de largos tramos horizontales puede ser manejado para evitar el rápido avance del agua.

- El tamaño del ESP puede reducirse para adaptarse mejor a los requisitos de recuperación del petróleo.
- Se puede reducir el tamaño del separador de gas ESP del fondo del pozo y del equipo de manejo de gas.
- El pozo puede cerrarse en la cara de arena mientras se extrae el ESP a la superficie, manteniendo así el control del pozo y minimizando el daño de la formación. Estos beneficios resultan en una mayor producción, mejor recuperación y menores costos de recuperación.

2.9 Retos de la integración de completaciones inteligentes con ESP

El principal reto a la hora de combinar completaciones inteligentes con ESPs es la gestión de las líneas y cables de control necesarios para la completación inteligente y para el sistema ESP. (Ali., 2008)

La cantidad de espacio disponible entre el tubo de producción y el casing es limitada y debe repartirse entre las líneas de control de completación inteligentes y el cable ESP.

Además, hay un número limitado de penetraciones que se pueden hacer a través de Packers de producción y cabezales de pozo.

El problema se puede resolver utilizando sistemas multi-drop que permiten compartir líneas de control entre dos o más dispositivos, y

compartir el cable ESP para la transmisión de datos y energía a la completación inteligente. (Ali., 2008)

La práctica actual consiste en utilizar líneas de control y cables fuera de los tubos de producción y la completación se instala en "single trip". Si se va a instalar un sistema ESP en la misma cadena de producción que la completación inteligente, se requerirá que la completación inteligente sea recuperada del pozo cada vez que se reemplace el ESP. (Ali., 2008)

2.10 Método para combinar completaciones inteligentes con el sistema ESP

Las completaciones inteligentes generalmente se instalan durante toda la vida útil del pozo, y se consideran difíciles de recuperar debido a los múltiples Packers, las líneas de control y el riesgo de dañar los sensores y otros equipos del pozo durante la recuperación y reinstalación. (Ali., 2008)

El equipo de completación inteligente ha evolucionado durante los últimos años y el equipo moderno es mucho más robusto, de menor costo y puede soportar un tratamiento mucho más duro.

En el caso de los pozos revestidos, las completaciones inteligentes pueden configurarse de manera que se puedan recuperar cada vez que el sistema ESP necesite ser reemplazado. (Ali., 2008)

Con el fin de configurar una completación inteligente "recuperable", se seleccionan los Packers de aislamiento para facilitar la recuperación. Dependiendo del diseño de completación y el movimiento de la tubería, los Packers de aislamiento entre zonas se ejecutan sin anclaje. Estas empaquetadoras pueden ser de tipo taza o convencionales, sin anclajes deslizantes. (Ali., 2008)

El Packer de producción superior y, si es necesario, la mayoría de los Packers de fondo con anclajes proporcionan suficiente fuerza de anclaje para eliminar cualquier movimiento del tubing en la mayoría de los casos.

La recuperación de una completación inteligente requiere el manejo de la línea de control y cables recuperados. Las líneas de control recuperadas generalmente no se recomiendan para su reutilización.

El manejo y la eliminación de las líneas de control recuperadas puede ser desordenado en la superficie. Por lo tanto, el equipo de bobinado para líneas recuperadas necesita ser seleccionado cuidadosamente para acomodar la longitud completa de las líneas, que pueden tender a "hacer nido" en el tambor. (Ali., 2008)

2.11 Análisis Nodal.

El análisis de sistemas se ha utilizado durante muchos años para analizar el rendimiento de sistemas compuestos de múltiples

componentes interactivos. El objetivo del análisis de sistemas es combinar los diversos componentes del sistema de producción para un pozo individual para estimar las tasas de producción y optimizar los componentes del sistema de producción. (Mach J., 1979)

Necesidad de examinar el flujo a través del sistema

El flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el tanque de almacenamiento requiere un entendimiento de los principios del flujo de fluidos a través de medios porosos.

A medida que el fluido se mueve a través del sistema de producción, habrá una caída de presión asociada para acompañar el flujo del fluido. Esta caída de presión será la suma de las caídas de presión en los distintos componentes del sistema de producción.

Debido a la naturaleza compresible de los fluidos producidos en las operaciones de petróleo y gas, la caída de presión depende de la interacción entre los diversos componentes del sistema.

Esto ocurre porque la caída de presión en un componente en particular no sólo depende del caudal a través del componente, sino también de la presión media que existe en el componente. (Mach J., 1979)

Como resultado, el diseño final de un sistema de producción requiere un enfoque integrado, ya que el sistema no puede ser separado en un componente del yacimiento o un componente de la tubería y manejado independientemente.

La cantidad de petróleo y gas producido desde el yacimiento hasta la superficie depende de la caída de presión total en el sistema de producción, y la caída de presión en el sistema depende de la cantidad de fluido que fluye a través del sistema. Por lo tanto, todo el sistema de producción debe ser analizado como una unidad o sistema. (Mach J., 1979)

Dependiendo del extremo terminal del sistema de producción, se produce una caída de presión total desde la presión del yacimiento hasta la superficie, como se muestra en la Fig. 1. Si el separador representa el final del sistema de producción, la pérdida de carga total en el sistema es la diferencia entre la presión media del yacimiento la presión del separador (Mach J., 1979):

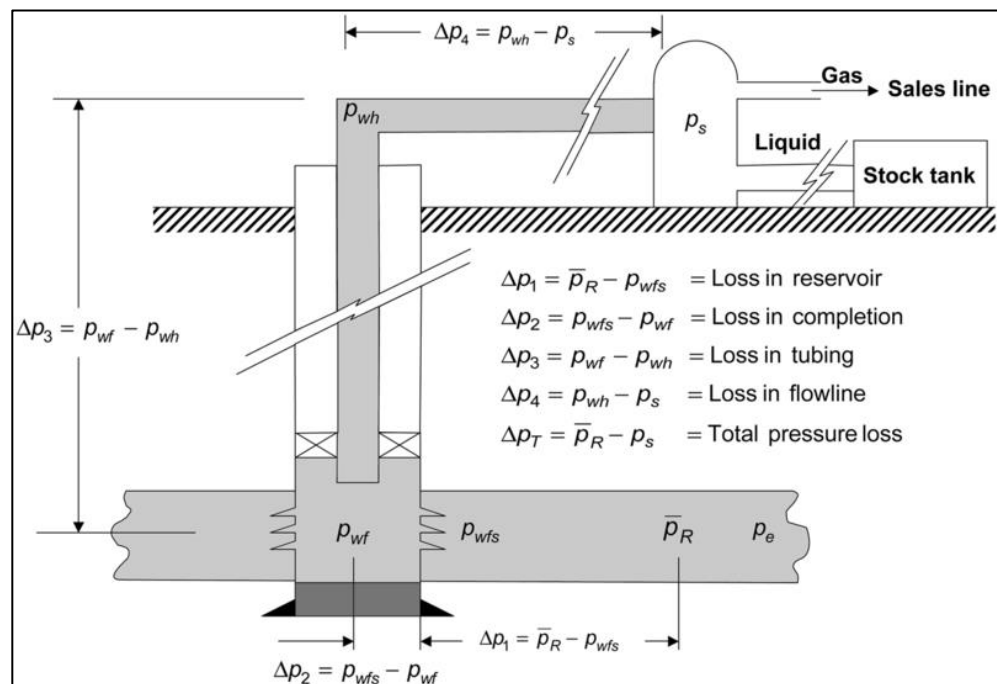


Figura 2.13 Sistema de producción y pérdida de presión asociado.
Fuente: (Benavides & Trejo , 2012)

El análisis de sistemas puede ser utilizado para muchos propósitos en el análisis y diseño de pozos de petróleo y gas. El enfoque es adecuado para evaluar pozos que fluyen y aplicaciones de levantamiento artificial. La técnica proporciona una visión poderosa en el diseño de una competición inicial. Incluso con datos limitados, se pueden evaluar varios escenarios finales para obtener una estimación cualitativa del comportamiento esperado de los pozos. Este proceso es muy útil en el análisis de pozos productores actuales al identificar restricciones de flujo u oportunidades para mejorar el desempeño. (Mach J., 1979)

Factibilidad Técnica y Económica

Completación inteligente es el término utilizado para englobar el uso de herramientas y tecnologías para la monitorización y control del rendimiento del pozo, sin tener que alterar la configuración física del pozo.

Una estrategia de intervención mínima puede reducir el riesgo económico, seguridad y medio ambiente asociado con la producción de petróleo y gas.

El motor clave del desarrollo de completaciones inteligentes es la economía. Para reemplazar el agotamiento de reservas y cumplir con la futura demanda, los operadores deben explorar formaciones más profundas.

Para que estas obras sean económicas, la gestión del yacimiento debe cambiar.

La industria siempre ha sabido cómo optimizar el valor económico a través de un activo de gestión del yacimiento. La tecnología es vista como un conductor, pero esta tecnología ha sido impulsada por la necesidad de eliminar nuevos obstáculos económicos; de ahí el ímpetu para desarrollar el concepto de la completación inteligente. (Docherty, 2001)

Los operadores se centran en dos áreas con aspectos principales: maximización y aceleración de la producción y minimizando, eliminando

la intervención. La tecnología actual tiende como resultado un retraso en la producción y con lo que se reduce el Valor Presente Neto (VAN). Los operadores quieren acelerar la producción para alcanzar los beneficios económicos tan pronto como sea posible.

A medida que el ciclo de vida del pozo avanza, también requieren numerosas intervenciones para recopilar datos (características de los yacimientos) y posteriormente cerrar o abrir nuevas zonas. Estas intervenciones puede ser el costo más grande en la vida de un pozo. Los cuales son lo suficientemente caros en condiciones normales. (Docherty, 2001)

2.12 OPEX

Los gastos de explotación (OPEX) en régimen de arrendamiento financiero son los costes directos asociados a la producción o a la inyección. OPEX incluye los costes operativos fijos, por ejemplo, honorarios de gestión y costes operativos variables que incluyen servicios públicos, mantenimiento, costes de producción, etc. La cantidad se cotiza como un costo anual y puede incluir lo siguiente: (Benyiwa, 2013)

- Alquiler de instalaciones
- Costos de operación, mantenimiento y transporte de la plataforma

- Costes de exportación, incluidos los pagos arancelarios, la explotación de buques cisterna, gasoductos o terminales
- Operaciones de reacondicionamiento en pozos
- Seguros y administración

2.13 CAPEX

La inversión de capital (CAPEX) se refiere a que el costo inicial es el capital invertido en activos que generarán beneficios por más de un año. Estos incluyen el costo de perforación y desarrollo de pozos, equipo de superficie, completación, instalación de facilidades para recuperación mejorada, etc. CAPEX consiste en materiales tangibles tales como el costo de equipos de superficie, etc. y CAPEX intangibles tales como adquisición sísmica, etc. (Benyiwa, 2013)

Cubre varias etapas relacionadas con la inversión en nuevos activos físicos o mejoras a activos existentes. Capex cubre las siguientes áreas:

- Exploración - geofísica, perforación y geología
- Valoración - Geología, geofísica, perforación y pruebas de pozos
- Desarrollo de yacimientos - Perforación, pozos de producción, estructuras de apoyo, instalaciones de producción e instalaciones de exportación

- Modificaciones de Campo - Pozos adicionales, instalaciones de inyección, levantamiento artificial, compresión de gas
- Abandono - Sellado de pozos, remoción de instalaciones

2.14 Método de evaluación económica de un proyecto

2.14.1 Factores e indicadores

La evaluación económica puede ser un marco amplio que incluye muchos elementos e instrumentos, dependiendo del propósito de la evaluación.

Este marco contiene diversos temas (por ejemplo, factores, conceptos, indicadores y ecuaciones) integrados entre sí en el proceso de recopilación de datos e información, así como en el de cálculo de resultados.

A continuación, se ofrecen más detalles:

2.14.1.1 Factores económicos

Debería disponerse de información de diversas fuentes sobre precios, tasa de inflación, tipo de interés, tipo de descuento, tipo de cambio, impuestos y depreciación.

Estos serán utilizados para construir y analizar los principales elementos de la evaluación (costo e ingresos como flujos de caja del proyecto).

2.14.1.2 Los indicadores de la Evaluación

Se utilizan diferentes criterios como indicadores de evaluación para examinar y evaluar el proyecto (posibilidad de inversión).

Aunque el rendimiento de la inversión es básicamente el indicador más importante, la evaluación económica no se limita a un solo indicador.

En la práctica, existen algunos indicadores, al menos a este respecto, que se aplican para comprobar y juzgar la viabilidad de un proyecto determinado.

Los economistas pueden utilizar dos o más indicadores, según la naturaleza del proyecto y las intenciones de las partes implicadas.

Los indicadores de la evaluación, que a menudo se calculan según las fórmulas y ecuaciones particulares de maneras simples y complejas, se clasifican en el

valor temporal del dinero (métodos descontados) tales como el Valor Presente Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), y el Índice de Rentabilidad.

2.15 Flujo de caja

Se lo conoce como el método más simple para indicar la factibilidad de un proyecto siendo esta la suma de todos los cobros (ingresos) menos todos los pagos (egresos) durante toda la vida del proyecto al cual se va a invertir. (Benavides & Trejo , 2012)

2.16 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es el método de evolución de proyecto. El valor real se obtiene restando el valor actual de las salidas periódicas de efectivo del valor actual de las entradas periódicas de efectivo. (Benyiwa, 2013)

Este valor nos permitirá calcular el valor presente de los ingresos y egresos.

Para el descuento de fin de año, el VAN viene dado por:

$$VAN = \sum_{t=0}^k \frac{NCF_t}{(1+r)^t} \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

VAN: Valor actual neto

t: Periodo en el que nos encontramos

NCFt: Flujo de efectivo del periodo

K: Vida de la propuesta de inversión

r: Tasa interna de rendimiento

Este estudio adoptó el método de descuento de fin de año para los cálculos del valor real. Según el criterio del VAN si el VAN es mayor a cero, el proyecto debe aceptarse, si el VAN es menor a 0 entonces el proyecto debe rechazarse, si el VAN=0 significa que no existen perdidas ni ganancias. (Zambrano, 2012)

2.17 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno, se la puede definir como la tasa de interés máxima a la que se puede endeudar para no perder dinero con la inversión.

Se toma como criterio la tasa interna de retorno bajo los siguientes parámetros, si tu TIR es mayor a "r" se acepta el proyecto, pero si de lo contrario el TIR es menor a "r" el proyecto se rechaza debido a que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

En palabras simples es la tasa en la que los ingresos y de egresos del proyecto se igualan para reducir a cero el valor presente. (Zambrano, 2012)

$$VAN = \sum_{t=0}^k \frac{NCF_t}{(1+r)^t} = 0 \quad \text{Ec.2}$$

Donde:

VAN: Valor actual neto

t: Periodo en el que nos encontramos

NCFt: Flujo de efectivo del periodo

K: Vida de la propuesta de inversión

r: Tasa interna de rendimiento

2.18 Relación Costo-Beneficio (RCB)

Una relación costo-beneficio (RCB) intenta proponer la relación que existe entre el costo y el beneficio del proyecto. Las relaciones costo-beneficio se utilizan con mayor frecuencia en el financiamiento corporativo para detallar la relación entre los costos y beneficios, ya sean estos mostrados cualitativamente o cuantitativamente, de emprender nuevos proyectos o reemplazar los antiguos. La ecuación 3

muestra la relación entre el valor presente neto y la inversión inicial siendo esto la relación costo-beneficio (3)

$$\text{Relación Costo – Beneficio} : \frac{VPN}{INVERSION INICIAL} \quad \text{Ec.3}$$

Si un proyecto tiene un RCB superior a 1, indica que el VAN del proyecto es superior al VAN de los costes. Por lo tanto, el proyecto debe ser considerado, si el valor es significativamente mayor que 1. Si el RCB es igual a 1, la ratio indica que el VAN de los beneficios esperados es igual a los costes. Si el RCB de un proyecto es inferior a 1, los costos del proyecto superan los beneficios y el proyecto no debe ser considerado.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

3.1 Criterios de selección de pozo candidato para la instalación de completación inteligente

Para establecer los criterios de selección se toma como consideración fundamental que los pozos se encuentren activos o cerrados, descartando los pozos abandonados y que sean inyectoros. Esta consideración es tomada muy en cuenta, puesto que de esta depende que el pozo continúe en el proceso de selección o no, para finalmente determinar su diseño y aprobación para su implementación. (Torres G. , 2016)

No obstante, es necesario recalcar que las completaciones inteligentes que se implementen en el pozo seleccionado para este estudio, se efectúa el pozo existente a manera de trabajo de Workover, los cuales tienen configuraciones de revestimiento de 7" y 9-5/8" o únicamente 9-5/8" y no presentan problemas mecánicos severos. (Torres G. , 2016)

Los criterios posteriores a tomar en consideración son los siguientes:

- EL pozo debe tener no menos de dos arenas seleccionadas como prospectivas, para la implementación de esta tecnología y no deben presentar intervenciones previas por el proyecto (Torres G. , 2016)
- La producción actual del pozo candidato debe ser menor o igual a 130 BPPD esto para evitar que existan problemas mecánicos en el pozo (Torres G. , 2016)

- Si el pozo tiene una arena productora tras una camisa deslizable de producción, y esta arena no ha entrado en producción, inmediatamente se lo descarta; a consecuencia de que este pozo es considerado como candidato para ejecutar trabajos de '*slickline*' (Torres G. , 2016)
- Para que el pozo sea seleccionado para la implementación de la tecnología propuesta, debe tener un estimado de producción post-*workover* mayor o igual a 300 BPPD. Estas tasas de producción aportadas por el pozo seleccionado son estimadas de acuerdo a un análisis nodal

Esta condición es tomada muy en cuenta para que la implementación de esta completación sea económicamente rentable, y a su vez el retorno de la inversión se la obtenga en un corto plazo (Torres G. , 2016)
- La producción del pozo debe tomar muy en cuenta la presión de fondo fluyente (P_{wf}) de cada una de las arenas a producir; esto para evitar que las mismas no tengan mucha diferencia, debido al choque necesario a realizar en cada una de ellas para tener una producción neta conjunta (Torres G. , 2016)
- El diseño de la completación final del pozo seleccionado se lo realiza con los resultados que se obtendrán del análisis nodal, el cual se lo

ejecuta de manera individual y en conjunto de cada uno de los reservorios con potencial hidrocarburífero (Torres G. , 2016)

3.2 Características del pozo VHR 17

El pozo VHR 17 se encuentra dentro del campo VHR, con coordenadas en X 356212.44 y Y 10035580.52, es un pozo vertical posee una profundidad en MD de 8236. Se encuentra produciendo de la arena U Inferior tiene una producción diaria de 1800 barriles, posee una completación sencilla y produce mediante el Bombeo electro sumergible (BES). Las zonas productoras están aisladas mediante Packers asentados en la tubería de revestimiento.

La tabla 2 nos muestra las propiedades PVT por arenas productoras del pozo VHR 17.

Tabla II. Propiedades PVT del pozo VHR 17

DATOS PVT DE POZO		
PARAMETROS	NAPO M2	NAPO UI
Pwf (psi)	1530.3	2728.5
Pws (psi)	2361.8	3068.1
Pb (psi)	480	800
Pc (psi)	90	90
°API	31.5	29.9
RGP (scf/stb)	100	300
K prom (md)	116	1010
Intervalos y DPP	7748-7760' (12)'	7937-7948 (11)'
BFPD (BLS)	956	1800
BPPD (BLS)	918	396
BAPD (BLS)	38	1404
BSW (%)	3 %	78 %
T (F)	205	210
μ (cp)	5.63	1.5414

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2012.

Tabla III Condiciones mecánicas del pozo

Pozo	Profundidad tubing MD	Profundidad Casing MD	Diámetro interno tubing ft	Diámetro externo tubing ft	Diámetro interno casing ft	Diámetro externo casing ft
	Ft	Ft				
VHR 17	7.240	7.780	2.992	3 ½	6.276	7

Fuente: PETROAMAZONAS EP, 2012

Diagrama del pozo VHR 17

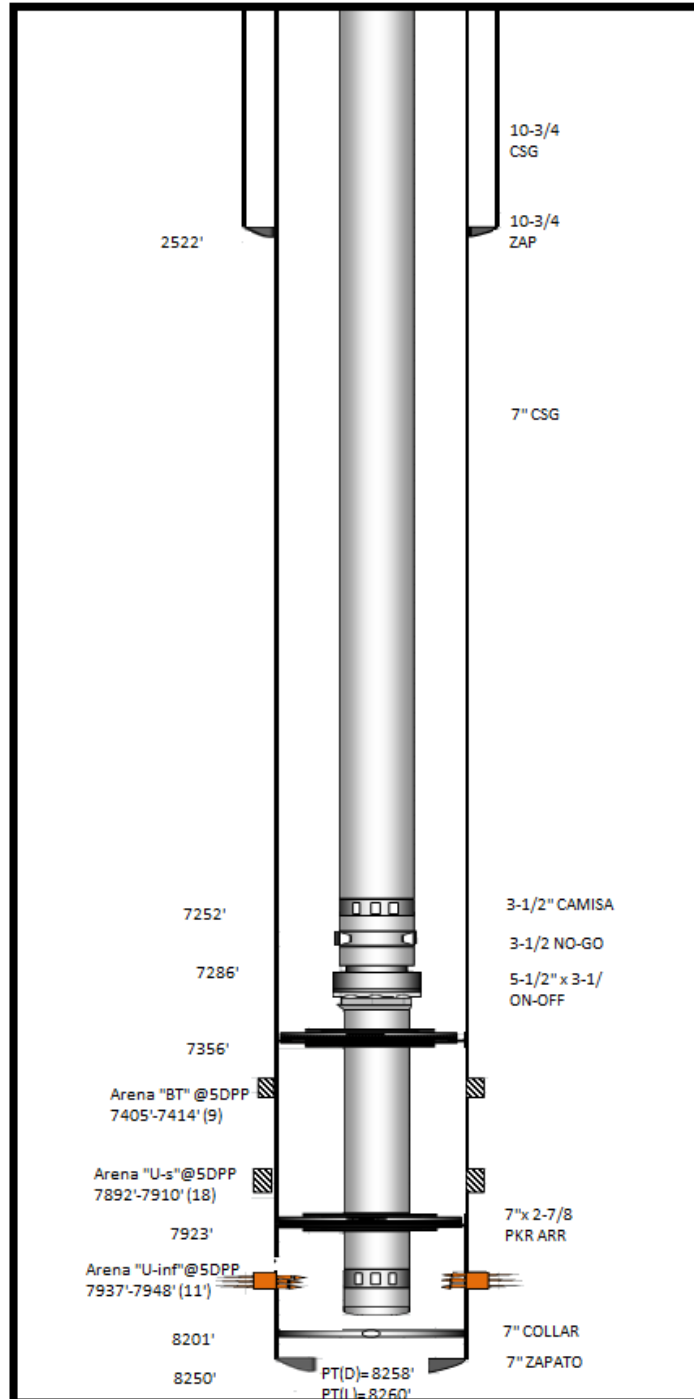


Figura 3.1 Diagrama mecánico del pozo VHR 17
Fuente: PETROAMAZONAS EP.

3.3 Parámetros para realizar cálculo de reservas del pozo VHR 17

Para poder conocer las reservas de petróleo existente en cada arena se debe conocer:

- El área de drenaje (A)
- La saturación de espacios porosos de la roca (S_o)
- La porosidad (ϕ)
- Factor volumétrico del petróleo (B_o)
- Espesor de las arenas productoras (h_o)

3.3.1 Método volumétrico para la estimación de reservas

Para realizar el respectivo cálculo de reservas de las posibles arenas productoras para que se agreguen a la producción del pozo VHR 17, tenemos que realizar un cálculo individual de cada una de las reservas.

Para poder realizar cálculo de las reservas para las arenas productoras se usará el método volumétrico que es en base del volumen de las cantidades de petróleo in situ que se encuentran en los yacimientos. (Benavides & Trejo , 2012)

Para calcular el petróleo en sitio en condiciones estándares se usa la ecuación 4:

$$POES = \left[7758 \frac{BY}{acre-pie} * A(acres) * h_o(pies) * \phi * S_o \right] / B_{oi} \quad Ec.4$$

Tabla IV Calculo de reservas Pozo VHR 17

Arena	AREA	Ho	So	Ø	Boi	POES
	(ACRES)	(PIES)	(%)	(%)	(BY/BN)	(BN)
Basal Tena	782	9	63	15.5	1.0852	4,913,166.7
M-2	842	12	50	13.2	1.123	4,606,884.1
US	1563	18	78	16.0	1.1790	6,469,043.4
UM	1563	10	75	15.7	1.1806	3,507,235.1
UI	1563	43	72	15.7	1.9248	30,621,308.7
Total						50,117,638

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

3.3.2 Calculo de reservas originales probadas

$$\text{Reserva iniciales} = \text{POES} * \text{Fr} \quad \text{Ec. 5}$$

Tabla V Calculo de reservas Pozo VHR 17

Arena	POES	Fr	Reservas originales probadas	Producción de petróleo 2017	Producción acumulada	Reservas remanentes
	(BN)	(%)	(BN)	(bbl)	(bbl)	(bbl)
Basal Tena	4,913,166.7	20	982,633.34	-	-	982,633.34
M-2	4,606,884.1	20	921,376.82	-	-	921,376.82
US	6,469,043.4	28	1,811,332.15	-	-	1,811,332.15
UM	3,507,235.1	29	1,017,098.71	-	-	1,017,098.71
UI	30,621,308.7	20	6,124,261.74	396	1,445,400	4,678,861.74
Total			10,856,702.76			9,411,301.76

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

3.4 Selección del pozo

Un pozo para poder ser candidato para instalar una completación Inteligente debe tener dos o más zonas que puedan ser productoras, se debe conocer también: (Torres G. , 2016)

- Sistema artificial de la producción
- Diagramas de completación actual del pozo
- Datos PVT de los fluidos
- Propiedades petrofísicas
- Datos de pruebas de restauración de presión
- Características del potencial del yacimiento

Los datos mencionados se encuentran en las Tabla I, II, III y Anexo 1. Después de un análisis y evaluación de los diversos datos se elige al pozo VHR 17 debido a que contiene más de una arena productora (M-2 y Ui), contiene reservas muy altas, el bajo aporte de agua en las arenas, presenta levantamiento artificial BES y no presenta problemas en su completación actual.

3.5 Parámetros a tomar en cuenta al momento de realizar el análisis nodal

Los resultados obtenidos del análisis nodal del sistema no solamente permiten la determinación de la capacidad de un pozo a determinadas condiciones, sino que también a su vez muestran los cambios en

cualquiera de los parámetros que se vean afectados en su comportamiento. Por lo tanto, el resultado obtenido es la identificación de los parámetros que controlan el flujo en el sistema de producción. (Torres G. , 2016)

Por otra parte, la correcta selección del nodo o los nodos iniciales depende principalmente del componente del sistema que se va a evaluar; para lo cual su posición debe ser tal, para que muestre de mejor manera la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para obtener como resultado final una evaluación total del problema, aportando así una solución confiable. (Torres G. , 2016)

3.5.1 Análisis de pozo seleccionado para la instalación de la completación inteligente

La información obtenida de las pruebas de restauración realizadas anteriormente (ANEXO A) en el pozo VHR 17 se usarán para realizar el análisis nodal de manera manual para simular las condiciones de producción de las arenas a producir.

Se realizará graficas de las curvas IPR (*inflow*) e *intake* (*outflow*) con la producción estimada, de acuerdo a las mejores condiciones que se presenten en las arenas M-2 y U inferior. Se realizará con arreglo 2,0 y 0,2 donde solo se encuentre una arena produciendo.

3.5.2 Análisis nodal de la arena M-2 pozo VHR 17

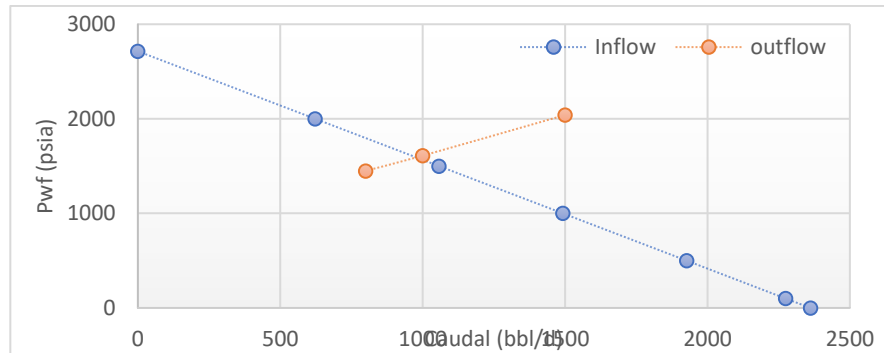


Figura 3.2 Análisis nodal arena M-2
Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

De acuerdo al análisis nodal realizado en la arena M-2 del pozo VHR 17 se determina lo siguiente:

IP: 1.15 BFPD/psi

Caudal óptimo de producción: 1000 BFPD

Presión de fondo fluyente: 1610 psi

3.5.3 Análisis nodal de la arena UI pozo VHR 17

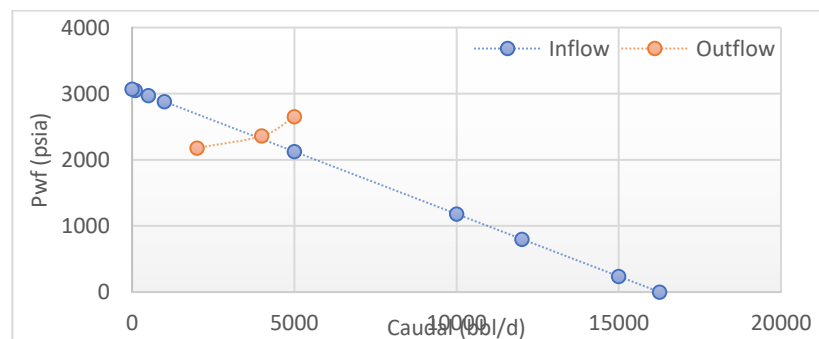


Figura 3.3 Análisis nodal arena Ui
Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

De acuerdo al análisis nodal realizado en la arena Ui del pozo VHR 17 se determina lo siguiente:

IP: 5.30 BFPD/psi

Caudal óptimo de producción: 4000 BFPD

Presión de fondo fluyente: 2360 psi

3.5.4 Análisis de los resultados obtenidos del análisis nodal del pozo seleccionado

El punto óptimo de operación donde cada arena puede producir de forma óptima y sin restricciones es el punto de solución que se obtuvo para la CI propuesta. Se debe tener en cuenta que se puede cambiar la combinación de válvulas si se observa cambios en las condiciones del yacimiento, esto conociendo los caudales o puntos óptimos de operación de cada arena productora (M-2 o Ui), para evitar el contraflujo que puede restringir que produzcan las arenas con menor presión.

Ahora bien, con la producción obtenida mediante el análisis nodal de las arenas del pozo VHR 17, se podrá realizar el diseño de la bomba electrosumergible, el que ayudará al manejo del caudal de producción que este aportará.

Este diseño se lo realiza a partir de las condiciones en el que las válvulas de las arenas M-2 y Ui se encuentren 100% abiertas,

debido a que partir de esta posición se puede obtener el caudal óptimo de producción de las dos arenas que presenta el pozo VHR 17.

3.6 Sistema de levantamiento artificial aplicado en completaciones inteligentes.

“Más del 90% de todos los pozos productores de petróleo requieren algún tipo de levantamiento artificial para aumentar el flujo de fluidos de los pozos cuando un yacimiento ya no tiene suficiente energía para producir naturalmente a tasas económicas o para impulsar la producción temprana para mejorar el rendimiento financiero” (Torres G. , 2016). Uno de los métodos de elevación artificial más versátiles y adaptables es el bombeo electro sumergible.

El diseño se lo realiza con la finalidad de poder seleccionar la o las bombas correctas para el pozo. Esta selección se fundamenta de acuerdo a un previo análisis nodal realizado a las arenas Ui y M-2, el cual se basa en el cálculo del índice de productividad de las arenas a producir, cálculo de caudal, presión de yacimiento, P_{wf} y diámetros de tuberías de producción y *casing*.

Estos parámetros afectarán directamente a la selección del equipo eléctrico sumergible, debido a que nos brindan características de la

bomba como capacidad, poder, número de etapas, presión de entrada y descarga. (Torres G. , 2016)

3.6.1 Cálculos para la selección del equipo Eléctrico sumergible

Para realizar los cálculos para la selección del equipo eléctrico sumergible se tomará en cuenta los siguientes datos:

Tabla VI Datos para selección de equipo BES.

Pr	214.95 psi	Profundidad del pozo	8236 ft
Q querido	2000 BFPD	Intervalos productores	7748-7948 ft
Pwf	1930 psi	GOR	200
API	30.7	Rs	2 pcn/bn
T fondo	200 °F	Bo	1.16
T superficie	90 °F	Pwh	90 psi
Fw	0.81	Frecuencia	60 hertz
γ_g	1.31		
γ_w	1.01		

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Pasos para la selección correcta del sistema eléctrico sumergible

3.6.1.1 Cálculo de propiedades del yacimiento y asentamiento de la bomba

- a) Estimar el caudal a producir del intervalo productos con la ecuación 6 y 7

$$Q = IP(P_r - P_{wf}) \quad \text{Ec. 6}$$

$$P_r - \frac{Q_o}{J} = P_{wf} \quad \text{Ec. 7}$$

- b) Determinar el Nivel dinámico del Líquido (pies) y Profundidad de asentamiento de la bomba

Con la ecuación 8 se puede calcular la gravedad específica del petróleo

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + API} \quad \text{Ec. 8}$$

Con la ecuación 9 se puede calcular la gravedad específica de la mezcla

$$\gamma_m = \gamma_o f_o + \gamma_w f_w \quad \text{Ec. 9}$$

Con la ecuación 10 se puede calcular el gradiente de la mezcla

$$G_m = 0.433 * \gamma_m \quad \text{Ec. 10}$$

Con la ecuación 11 se puede estimar la altura de la mezcla (pies)

$$h_m = \frac{P_{wf}}{G_m} \quad \text{Ec. 11}$$

Con la ecuación 12 se puede Estimar el Nivel dinámico

$$ND = Prof \text{ total del pozo} - hm \quad \text{Ec. 12}$$

Con la ecuación 13 se puede calcular la profundidad de asentamiento

$$Prof \text{ asentamiento} = ND + \Delta hd(\text{sumergencia}) \quad \text{Ec. 13}$$

c) Calcular la temperatura y presión a la entrada de la bomba

Con la ecuación 14 se puede calcular el gradiente dinámico

$$Gtd = \frac{[T_{fondo} - T_{superf}]}{profundidad} \quad \text{Ec. 14}$$

Con la ecuación 15 se puede calcular la temperatura a la entrada de la bomba

$$T_{entrada} = T_{fondo} - Gdt * (Prof.Total - Prof \text{ Asentamiento de la bomba}) \quad \text{Ec. 15}$$

Se calcula la presión en la entrada de la bomba con la ecuación 16

$$P_{entrada} = 0.433 * \gamma m * \Delta hd \quad \text{Ec. 16}$$

d) Se determinan las propiedades PVT de los fluidos con las ecuaciones 17, 18.

$$z = \left\{ 1 + \left[\frac{344400 * P \text{ (lpca)} * 10^{1.85 + \gamma g}}{T(^{\circ}R)^{3.825}} \right] \right\}^{-1} \quad \text{Ec. 17}$$

$$Bg = \frac{(0.00503 * z * T(^{\circ}R))}{P (lpca)} \quad \text{Ec. 18}$$

Con la ecuación 19 se puede determinar la fracción de gas a la entrada de la bomba

$$\gamma_g = \frac{[(1-f_w) * (RGP - R_s) - f_w * R_{sw}] * B_g}{f_w * B_w + (1-f_w) * B_o + [(RGP - R_s) * (1-f_w) - f_w * R_{sw} * B_g]} \quad \text{Ec. 19}$$

e) Carga dinámica Total (THD) está dada por la suma del nivel de fluido dinámico más la pérdida de fricción de la tubería más la presión de descarga. Ecuación 20.

$$TDH = ND + F + Pd \quad \text{Ec. 20}$$

Con la ecuación 21 se puede calcular la presión de descarga

$$Pd = \frac{P_{wh}}{G_m} \quad \text{Ec. 21}$$

Con la ecuación 22 se puede calcular la pérdida de fricción en la tubería

$$F = 2.083 * \left[\frac{100}{C} \right]^{1.85} * \left[\frac{Q}{34.3} \right]^{1.85} * \frac{1}{ID^{4.8655}} \quad \text{Ec. 22}$$

Donde

F=Perdida de carga en ft/1000 ft

Q= caudal (BFPD)

C=120

3.6.1.2 Selección de la Bomba

La selección de la bomba para el sistema BES se basa en el caudal que aportará el pozo para una determinada carga dinámica y según las restricciones que se puedan encontrar en el tamaño del *casing*.

La bomba seleccionada deberá ser aquella en la que el caudal teórico a extraerse se encuentre en los límites óptimos de trabajo de la misma y cerca de la máxima eficiencia. (Diaz , 2010)

La siguiente tabla nos permite encontrar la serie de la bomba, motor y sello a utilizar, ingresamos con el diámetro y peso del *casing* y dependiendo a ellos podemos determinar el tipo de bomba a usar.

T.R. APT DIAM. EXT.	PESO		SERIE DE EQUIPO QUE ADAPTA			*TAMANO MAXIMO RECOMENDADO PARA CABLE REDONDO CON VARIOS TAMAÑOS DE T.P.																
	LB/PIE	KG/M	MOTOR	SECCIÓN SELLO	BOMBA	API EXTERNAL			API NON-UPSET													
						UPSET			NON-UPSET													
						2 /	2 /	3 /	2 /	2 /	3 /	4 /	5 /	7								
4 1/2" (114.3MM)	9.5 10.5 11.6	14.1 15.6 17.3	375	338	338	†			†													
5 1/2" (139.7MM)	** 20.0	29.9	375,450	338,400	338,400	1	-	-	1	***5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	17.0	25.3				1	6	-	1	***4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	15.5	23.0				1	6	-	1	***4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	14.0	20.7				1	6	-	1	***2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6 5/8" (168.3MM)	28.0	41.7	375,450	338,400	338,400	1	1	6	1	1	***4	-	-	-	-	-	-	-	-			
	26.0	38.7	450,544	400,513	400,513	1	1	***4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-			
	24.0	35.8			400,513	1	1	***4	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-			
20.0	29.9	400,516,562			1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-				
7" (177.8MM)	32.0	47.6	450,544,562	400,513	400,513	1	1	2	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-			
	29.0	43.3				400,513	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-		
	26.0	38.7				400,513	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-		
	23.0	34.1				400,513,562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-		
	20.0	29.9				400,513,562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-		
17.0	25.3	400,513,562	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-						
7 5/8" (193.7MM)	39.0	58.1	450,544,562	400,513	450,544,562	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
	33.7	50.2				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	29.7	44.3				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	26.4	34.4				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	24.0	35.8				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	20.0	29.9				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
8 5/8" (219.1MM)	49.0	72.8	450,544,562	400,513	450,544,562	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	-			
	44.0	65.6				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	-		
	40.0	59.4				y	y	y	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	36.0	53.5				725	675	675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	32.0	47.6				725	675	675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
	27.0	40.8				725	675	675	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
10 3/4" (273.0MM)	55.5	82.7	450,544,562	400,513,675	400,513,562	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
	32.7	48.5			675 y	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
13 3/8" (339.8MM)	83.0	123.4	y 725	y 805	400,513,562	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				
	48.0	71.5			675,875 1,025	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1				

Figura 3.4 Serie de la bomba, motor y sello
Fuente: Baker Hughes

En la figura 3.5 podemos determinar el modelo de la bomba a usar, esto se hace ingresando con la serie seleccionada de la bomba y el caudal deseado.

SERIE	TIPO	CAUDAL DE FLUJO A MEJOR EFICIENCIA		RANGO DE OPERACION			
		60HZ (BPD)	50HZ M ³ /D	60HZ (BPD)		50HZ M ³ /D	
338	DC800	750	99	550	950	73	126
	DC1000	950	126	700	1300	93	172
	DC1250	1250	165	950	1700	126	225
	DC2200	2270	300	1250	2750	166	364
	DC2500	2400	318	1500	3100	199	411
400	FS400	400	53	180	530	24	70
	FS650	625	83	450	850	80	113
	FS925	925	122	700	1200	93	159
	FS1200	1180	154	800	1520	106	201
	FS1650	1550	205	1200	2100	159	278
	FC450	450	59	200	650	27	83
	FC650	650	98	450	850	80	113
	FC925	925	122	700	1150	93	153
	FC1200	1140	151	950	1550	126	205
	FC1600	1550	205	1200	2100	159	278
	FC2200	2250	297	1500	2800	199	371
	FC2700	2650	350	1800	3500	238	464
	FC4300	4300	568	3000	5200	397	689
	FC6000	5600	740	3600	6800	477	901
513	GS2300	2400	317	1500	3000	199	398
	GC1150	1180	158	750	1500	99	199
	GC1700	1750	231	1300	2200	72	292
	GC2200	2200	291	1500	3000	199	397
	GC2900	2850	377	1800	3500	239	464
	GC3000	2900	383	2200	3600	291	477
	GC3500	3600	476	2200	4700	291	623
	GC4100	4000	529	2500	5600	331	742
	GC6100	6100	808	3650	8100	484	1073
	GC8200	8100	1070	4400	10300	583	1365
	GC10000	9000	1193	4400	12000	583	1590
562	KC12000	12000	1590	9500	14500	1259	1921
	KC15000	14500	1916	11250	18750	1490	2500
	KC16000	16000	2133	11250	20000	1490	2649
	KC20000	19000	2518	17500	24000	2319	3180
675	HC7000	6750	892	4500	9000	596	1192
	HC9000	8750	1159	6000	11500	800	1533
	HC12000	11500	1520	7500	15000	1000	1987
	HC19000	19400	2571	12000	24500	1590	3246
	HC27000	28000	3710	23500	33000	3114	4373
	HC35000	35500	4705	31000	48000	4108	6096
875	IA600	21000	2783	10300	27500	1365	3643
	IB700	24500	3246	12700	32200	1693	4266
1025	JA1100	36500	4836	19200	45900	2544	6081
	JB1300	43000	5698	19900	56900	2653	7853

Figura 3.5 Modelo de Bombas Electrosomergibles
Fuente: Baker Hughes

Una vez seleccionado el tipo de bomba, En la Figura 3.6 se puede observar los tres tipos de curvas correspondientes al comportamiento de una etapa de la bomba:

- 1) BHP (Potencia consumida por la etapa Rojo)
- 2) Capacidad de Elevación (Azul)
- 3) Eficiencia de la etapa (Verde)

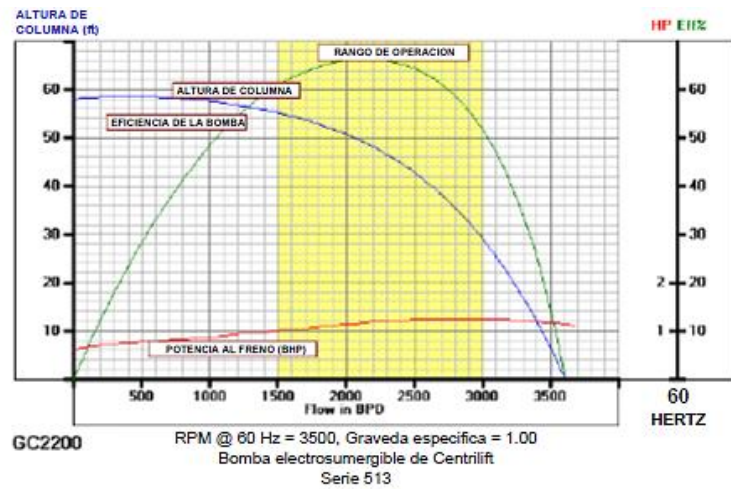


Figura 3.6 Curva característica del modelo GC2200
Fuente: Baker Hughes

Determinamos el número de etapas requeridas para la bomba con datos encontrados en la Figura 3.6.

$$No \text{ Etapas} = \frac{\text{Altura Dinamica}}{\text{Levantamiento de cada etapa}} \quad \text{Ec. 23}$$

Después que se ha calculado el máximo número de etapas con la ecuación 23, se procede a calcular los HP (ecuación 24) requeridos para el total de etapas a usar en la bomba:

$$HP \text{ total} = Hp - \text{Etapa} * N^{\circ} \text{Etapas} * \gamma m \quad \text{Ec. 24}$$

3.6.1.3 Selección del sello y motor

Normalmente la serie de la sección sello es la misma que la de la bomba; sin embargo, existen excepciones y hay adaptadores especiales para conectar las unidades de diferentes series o de diferentes fabricantes.

El requerimiento de potencia para la sección sello es función de la cabeza dinámica total producida por la bomba. Por lo tanto, con la ecuación 25 se calculará el requerimiento de la potencia total:

$$Hp \text{ totales} = HP \text{ para la bomba} + HP \text{ para el sello Ec. 25}$$

Para la selección del motor se debe tener en cuenta:

- Los motores de alto voltaje causan bajas pérdidas en el cable y requieren cables de pequeño tamaño de conductor
- Entre más alto sea el voltaje del motor, más costoso será el controlador del motor

La figura 3.7 nos permite determinar el voltaje y amperaje del motor a usar, se ingresa con los HP totales a la frecuencia dada en los datos y se determina el mejor motor a usar.

Motores de Serie 562 KME

Tamaño, HP		Volts / Ampe		Longitud		Peso	
60 Hz.	50Hz.	60 Hz.	50Hz.	Pies	M	Lbs.	Kg.
35	29	460/44	383/44	5.4	1.65	383	174
35	29	1250/16	1042/16	5.4	1.65	383	174
50	42	460/63	383/63	6.8	2.08	486	221
50	42	1250/23	1041/23	6.8	2.08	486	221
65	54	805/47	671/47	8.3	2.52	590	268
65	54	1250/30	1042/30	8.3	2.52	590	268
82	68	780/60	650/60	9.7	2.95	693	314
82	68	1230/38	1025/38	9.7	2.95	698	314
100	83	805/72	671/82	11.1	3.39	796	361
100	83	2145/27	1787/27	11.1	3.39	796	361
115	96	780/85	650/85	12.5	3.82	899	408
115	96	2030/33	1692/33	12.5	3.82	899	408
130	108	1250/60	1042/60	14.0	4.26	1003	455
130	108	2145/35	1787/35	14.0	4.26	1003	455
150	125	1205/72	1004/72	15.4	4.69	1106	502
150	125	2210/39	1842/39	15.4	4.69	1106	502
165	137	1115/85	929/85	16.8	5.13	1209	548
165	137	2230/43	1858/43	16.8	5.13	1209	548
180	150	1230/84	1025/84	18.2	5.56	1312	595
180	150	2210/47	1842/47	18.2	5.56	1312	595
195	162	1055/105	879/105	19.7	6.0	1415	642
195	162	2145/52	1787/52	19.7	6.0	1415	642
225	187	1230/105	1025/105	22.5	6.87	1622	736
225	187	2190/59	1825.59	22.5	6.87	1622	736
255	212	1405/105	1171/105	25.4	7.74	1828	829
255	212	2145/69	1787/69	25.4	7.74	1828	829

Figura 3.7 Motores serie 562

Fuente: Baker Hughes

3.6.1.4 Selección del Cable

La selección adecuada del tamaño del cable depende de factores combinados de caída en el voltaje, amperaje y espacio disponible entre las uniones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento. La figura 3.8 muestra la caída de voltaje en diferentes tamaños de cable. El voltaje debe ser corregido cada mil pies mediante la tabla en la figura 3.9.

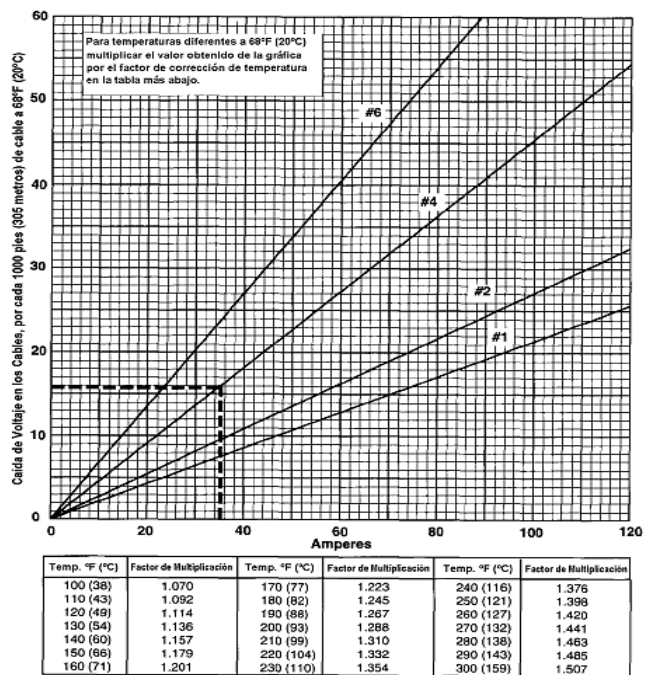


Figura 3.8 Perdida de voltaje en el cable
Fuente: Baker Hughes

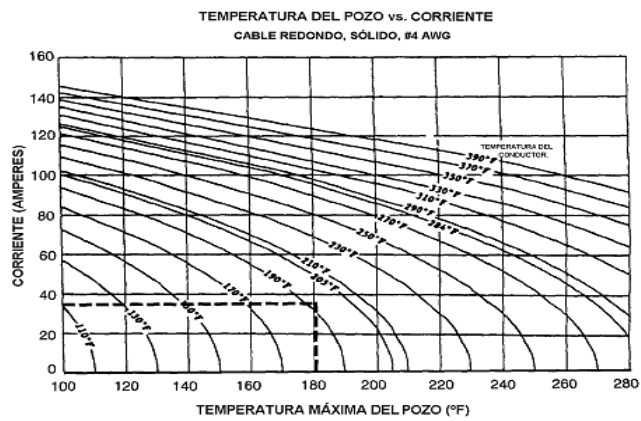


Figura 3.9 Temperatura del pozo vs Corriente
Fuente: Baker Hughes

Ingresando la corriente del motor y la temperatura de fondo de pozo en la figura 3.9 se encuentra la temperatura

de funcionamiento del cable. Seleccionar el cable en base a esta temperatura de operación.

Luego debemos determinar el voltaje de superficie requerido, que es igual al voltaje de placa del motor más la caída del voltaje y se calcula los KVA del sistema con la ecuación 26.

$$KVA = \frac{\text{voltaje en superficie} * \text{amperios del motor} * 173}{1000} \quad \text{Ec. 26}$$

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 Diseño de Bombeo Eléctrico sumergible para completación inteligente del pozo VHR 17

Al realizar los cálculos correspondientes nos dio como resultado:

La Tabla VII nos indica que no se debe colocar un separador de gas debido a la poca cantidad de gas existente en las arenas Ui y M-2.

Tabla VII Cálculo de instalación de Separador de gas

Separador de gas	Z	0.2190
	Bg	0.0007
	Separador	NO
	Λ_g	0.000332

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

La Tabla VIII nos indica la dimensión calculada de la bomba a instalar en el equipo BES.

Tabla VIII Dimensiones calculadas para la Bomba centrífuga

		Dimensiones de la bomba	
Datos	BHP	1.2	HP
	<i>Head Capacity</i>	51	
	Eficiencia	0.7	
	Número de etapas	128.5484	
	HP Totales	150.5177	HP

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

La Tabla IX nos indica la dimensión del motor del motor a instalar en el equipo BES

Tabla IX Dimensiones calculadas para el motor

Selección Motor		
HP totales	150.0000	HP
Voltaje	2210	V
Amperaje	39	A

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

La tabla X nos muestra el tipo cable de voltaje a usar en el equipo BES

Tabla X Dimensiones del cable de voltaje

Selección Cable		
Voltaje	4	V

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Se decidió usar la bomba GC2200 debido a que es una bomba con un diámetro mayor siendo así la opción más económica debido a que aumentará su eficiencia y el fluido recorrerá el motor a mayor velocidad y la unidad funciona mejor refrigerada.

4.2 Diseño de la completación inteligente con producción en conjunto de las arenas M-2 y UI

Los componentes y elementos de la completación inteligente varían en función de la aplicación y la necesidad, sin embargo, en el pozo VHR 17 se aplica el siguiente diseño:

- Válvula de control de intervalos (IVC)
- Controlador de choque con diez posiciones (ACCUPULSE)

- Sistema de medición Venturi (Flowmeter)
- Permanent Downhole Gauges (ROC)
- HF1 Packer
- Splice Subs
- Cable con líneas hidráulicas y eléctricas
- Equipos de superficie

“Se usarán válvulas de control de intervalos (IVC) debido a que son camisas deslizantes o válvulas de control de flujo que permite alta resolución en el control de la producción con posiciones para cada zona. La instalación del sistema de medición Venturi debido a que proveen de información de fondo relevante para tomar acciones de manera oportuna en la operación del pozo y de las zonas de producción”. (Morales, Diego; Guillermo, Corrales; Byron, Calvopiña, 2017)

Los equipos de superficie son los que permitirán el control y operación de las válvulas ICV a través de las líneas hidráulicas y eléctricas, así como la adquisición de datos desde los sensores ROC. El sistema en superficie estará construido para operar en condiciones externas que puedan garantizar estos procesos con total confianza, evitando eventos que pongan en riesgo la información o la falta de control de los equipos en fondo.

Este sistema de adquisición de datos puede ser conectado a cualquier sistema de telemetría para su transmisión a lugares remotos, desde se lo puede operar con la ayuda del software especializados.

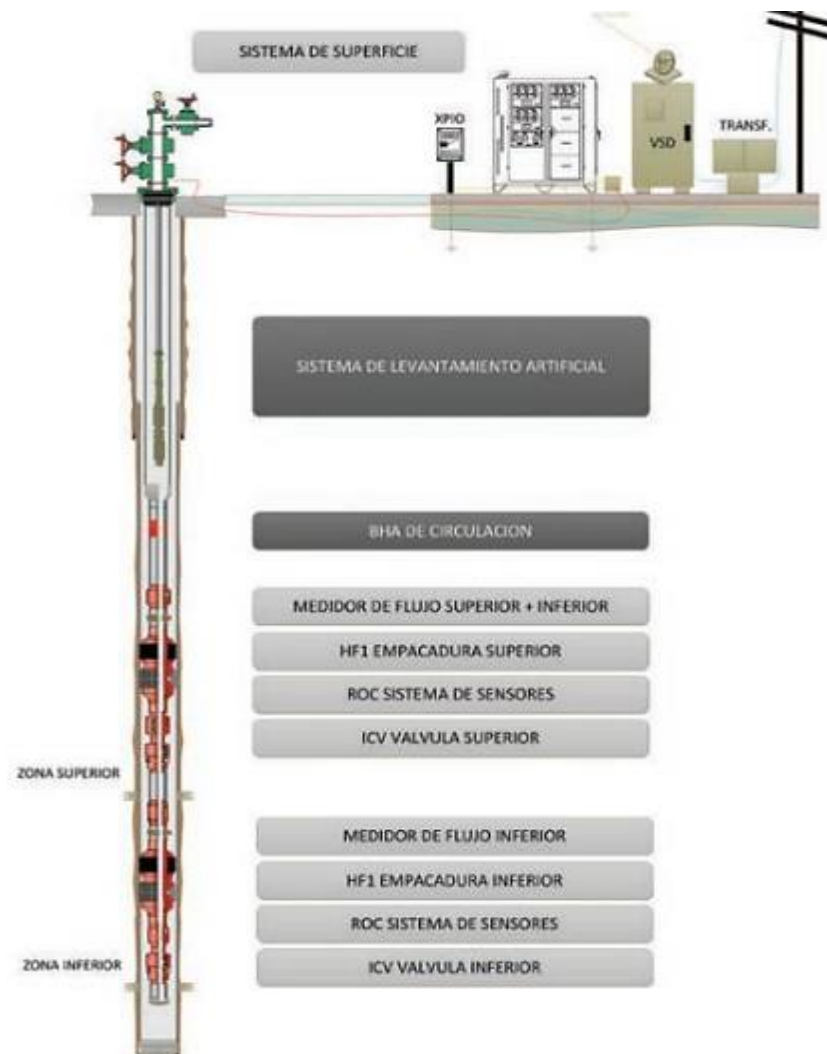


Figura 4.1 Completación Inteligente planteada para pozo VHR 17
Fuente: (Morales, Diego; Guillermo, Corrales; Byron, Calvopiña, 2017)

4.3 Factibilidad Técnica y Económica

4.3.1 Análisis técnico

La evaluación técnica corresponde a un análisis profundo y objetivo realizado por especialistas del tema, que consiste en revisar que las especificaciones se ajusten a las necesidades reales de la producción, que resulte del proyecto y que dichas especificaciones estén correctamente aplicadas.

La implementación de las completaciones inteligentes están determinadas a partir de una factibilidad técnica y económica en conjunto, en un principio este tipo de completaciones únicamente se limitaban al análisis económico, actualmente se considera el análisis técnico en conjunto al análisis económico para mejorar la administración del activo.

La integración de un sistema inteligente requiere de un equipo multidisciplinario y la administración de cada proceso; esto involucra evaluar los resultados obtenidos de la simulación del yacimiento y particularmente del análisis nodal de los pozos. Para llevar a cabo un correcto análisis técnico se debe considerar los parámetros de riesgo durante la operación, especificaciones técnicas de los dispositivos y factibilidad de la instalación. (Docherty, 2001).

4.3.2 Análisis económico

La toma de decisiones en el análisis de la inversión requiere que los ingresos previstos y el coste de las alternativas de inversión se pongan sobre una base equivalente. Como resultado de la tasa de interés, la inflación y la inversión de riesgo de hoy pueden no tener el mismo valor mañana. (Benyiwa, 2013)

El análisis económico de cada escenario se basó en el valor temporal del dinero comparando el flujo de caja después de impuestos en cada caso; considerando el CAPEX, el OPEX y algunos indicadores económicos para tomar en cuenta en el desarrollo del proyecto son: la tasa interna de retorno (TIR), el retorno sobre la inversión (RSI), Índice de Rentabilidad (IR). (Benyiwa, 2013)

4.4 Tasa de actualización

Es una medida financiera aplicada para determinar el valor actual de un pago a futuro. La tasa de rendimiento que la empresa Petroamazonas usa es de 12% anual siendo de un 1% mensual. (Altamirano & Paucar, 2014)

4.5 Porcentaje de declinación

Se utilizará la declinación exponencial por ser esta la más adaptable a los campos petroleros ecuatorianos, además de su facilidad de uso y empleo en periodos cortos de tiempo. Según el informe de gestión del año 2016 de Petroamazonas declara que la declinación se estima en un 30% anual. (Altamirano & Paucar , 2014)

Para el cálculo de producción de petróleo del pozo VRH 17 se utilizará la ecuación dada por el método de declinación exponencial. (Altamirano & Paucar , 2014)

$$Q = q_i * e^{-Dt} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

Q: Tasa de producción al tiempo t

Qi: Tasa de producción al inicio

D: Porcentaje de declinación (mensual)

T: tiempo (meses)

Tabla XI Porcentaje de incremento y declinación del pozo

ARENAS	% DE DECLINACION ANUAL DE LA PRODUCCION DE PETROLEO	% DE INCREMENTO ANUAL DE LA PRODUCCION DE AGUA
U INFERIOR	29,68	28,44
M 2	21,84	10,64

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.6 Tiempo de recuperación de la inversión

Costo y tiempo por intervención de *workover* (completación básica con bombeo eléctrico sumergible y con completación inteligente con bombeo eléctrico sumergible).

El termino *workover* se refiere al termino para referirse a cualquier tipo de intervención, mantenimiento mayor o tratamiento remedial en un pozo de petróleo y gas. En la mayoría de los casos, la intervención la remoción y reemplazo de tubería de producción.

Mas específicamente, sin embargo, se referirá al costoso proceso de reemplazar una completación. La mayoría de estos trabajos van de la mano con servicios como lo es la implementación de un sistema de levantamiento artificial.

Tabla XII Costos de intervención con completación básico

COMPLETACION BASICA CON BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE (ARENA Ui)			
DETALLE	VALOR/DIA	DIAS	TOTAL
Taladro de <i>Workover</i>	8000,00	3	24000,00
Operadores de servicio (5 PERSONAS)	10000,00	3	30000,00
Herramientas de trabajo	20000,00	-	20000,00
Total			74000,00

Fuente: Costo de *workover*, 2009 (García, 2009).

Tabla XIII Costos de intervención con completación inteligente

COMPLETACION INTELIGENTE CON BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE (ARENA Ui y M2)			
DETALLE	VALOR/DIA	DIAS	TOTAL
Taladro de <i>Workover</i>	8000,00	7	56000,00
Operadores de servicio (5 PERSONAS)	10000,00	7	70000,00
Herramientas de trabajo	20000,00	-	20000,00
Total			146000,00

Fuente: Costo de *workover*, 2009 (Garcia, 2009)

4.7 Análisis de producción

En Ecuador el precio del petróleo es dictado por crudo WTI siendo este importante porque es un punto de referencia del petróleo. La importancia de un punto de referencia en el mercado del petróleo. Los puntos de referencia del petróleo se citan frecuentemente en los medios de comunicación como el precio del petróleo.

Aunque hay muchas variedades diferentes de petróleo crudo, hay tres puntos de referencia principales: WTI, Brent del Mar del Norte crudo, a menudo conocido simplemente como Brent crudo, y crudo de Dubai. Para el análisis se tomará en cuenta un precio de \$61.44.



Figura 4.2 Diferencial del crudo ecuatoriano frente al WTI 2017
Fuente: (Morales, Diego; Guillermo, Corrales; Byron, Calvopiña, 2017)

Tabla XIV Costos de producción con una completación básica

COMPLETACION BASICA CON BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE (ARENA Ui)			
Fluido	Valor * Barril USD	Barriles	Total USD
Valor barril petróleo	61.44	396	24330.24
Costo bbl petróleo producido	17.53	396	6941.88
Costo bbl agua producido	0.70	1404	982.80
Total			16405.56

Fuente: PETROAMAZONAS 2017.

Tabla XV Costos de producción con una completación inteligente

COMPLETACION INTELIGENTE CON BOMBEO ELECTRICO SUMERGIBLE (ARENA Ui Y M2)						
Fluido	Valor bbl USD	Barriles		Valor USD		Total USD
		ARENA Ui	Arena M2	ARENA Ui	Arena M2	
Valor bbl petróleo	61.44	880	970	54067.20	59596.80	113664.00
Costo bbl petróleo producido	17.53	880	970	15426.40	17004.10	32430.50
Costo bbl agua producido	0.7	3120	30	2184.00	21.00	2205.00
TOTAL						79028.50

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.8 Costo de la completación

Los costos de una completación dependen del tipo y del diseño de pozo.

(Garcia, 2009)

Tabla XVI Costo de una completación básica con BES

Completación básica con bombeo electico sumergible (Arena Ui)	
Descripción	Valor en USD
Tubería externa de 5 1/2 pulgadas.	160300,00
Accesorios de completación (Tubo corto de 5-1/2", Y-tool de 5-1/2", Camisa, NO-GO).	18638,00
Equipo de bombeo eléctrico sumergible.	700000,00
Servicios (Cuadrilla, Operador, movilización y desmovilización de Herramientas).	20220,00
TOTAL	899158,00

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Tabla XVII Costo de una completación Inteligente con BES

Completación inteligente con bombeo electico sumergible (Arena Ui y M2)	
Descripción	Valor en USD
Tubería externa de 5 1/2 pulgadas	163240,00
Tubería de producción de 3 1/2 pulgadas	81620,00
Accesorios de completación (Packer HF1 de 7", Splice camps, Venturi flowmetre, Válvulas ICV, Accupulse Gauge mandril).	800000,00
Servicios (Cuadrilla, Operador, movilización y desmovilización de Herramientas, corrida de la completación dual).	37200,00
Sistema de bombeo eléctrico sumergible.	700000,00
TOTAL	1782060,00

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.9 Inversión total de las completaciones

Se representa la inversión total del proyecto como la suma entre los costos de intervención de *workover* y los costos de la completación, el análisis se realiza separando el proyecto para una completación básica con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui) y una completación inteligente con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui y M2)

Tabla XVIII Inversión de las completaciones

Inversión		
	Completación básica con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui) en Usd	Completación inteligente con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui y M2)
Costos de intervención de <i>workover</i>	74000,00	146000,00
Costos de la completación	899158,00	1782060,00
Inversión total	973158,00	1928060,00

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.10 Tiempo de Recuperación de la inversión

Tabla XIX Tiempo de recuperación de la inversión

Tiempo de Recuperación de la inversión (días)		
	Completación básica con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui) en Usd	Completación inteligente con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui y M2)
Inversión total	973158.00	1928060.00
Ganancia por producción diaria	16405.56	79028.50
Tiempo de Recuperación de la inversión (días)	59.32	24.40

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.11 Ingresos

Hemos tomado como visualización de la producción hacia unos 18 meses ya que este sería el periodo en el cual se comienzan los trabajos de *workover* que podrían ser desde un cambio de la bomba BES o una estimulación de la producción. Determinaremos estos ingresos multiplicando la producción diaria a partir del mes de enero del 2018 al mes julio del 2019 con la producción del pozo VHR-17 de 1850 BPPD por el costo de barril de \$61.44.

Tabla XX Datos de completación inteligente con bombeo eléctrico

Completación inteligente con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui y M2)			
Caudal Inicial	1850	Precio x BI (USD)	61.44
Tasa de declinación mensual	2,50%	Tasa de actualización mensual	1%

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Tabla XXI Ingresos mensuales actualizados

# Meses	Producción diaria conjunta Ui y M2 (BPPD)	Producción mensual (BPPM)	Ingresos (USD)	Ingresos actualizados (USD)
0	1850.00	0	0	0
1	1803.75	54112.50	3324672	3291425.28
2	1758.66	52759.69	3241555.2	3209139.648
3	1714.69	51440.70	3160516.32	3128911.157
4	1671.82	50154.68	3081503.412	3050688.378
5	1630.03	48900.81	3004465.827	2974421.168
6	1589.28	47678.29	2929354.181	2900060.639
7	1549.54	46486.33	2856120.327	2827559.123
8	1510.81	45324.18	2784717.318	2756870.145
9	1473.04	44191.07	2715099.385	2687948.392
10	1436.21	43086.29	2647221.901	2620749.682
11	1400.30	42009.14	2581041.353	2555230.94
12	1365.30	40958.91	2516515.319	2491350.166
13	1331.16	39934.94	2453602.436	2429066.412
14	1297.89	38936.56	2392262.376	2368339.752
15	1265.44	37963.15	2332455.816	2309131.258
16	1233.80	37014.07	2274144.421	2251402.977
17	1202.96	36088.72	2217290.81	2195117.902
18	1172.88	35186.50	2161858.54	2140239.955
TOTAL			48674396.94	48187652.97

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.12 Egresos

Para el cálculo de los egresos tomaremos en consideración la inversión inicial de la tabla XVII Costos de completación Inteligente con bombeo eléctrico sumergible (Arena Ui y M2). Los egresos relacionados al costo

operativo se obtendrán multiplicando el costo operativo por barril de 17.53 USD/barril por la producción mensual. Tomando en cuenta que estos costos cubren gastos administrativos y de operación. (Altamirano & Paucar , 2014)

Tabla XXII Egresos mensuales actualizados

# Meses	Producción mensual (BPPM)	Inversión	Egresos (USD)	Inversión + egresos (USD)	Egresos actualizados (USD)
0	0.00	1928060.00	0.00	1928060.00	1928060.00
1	54112.50	0.00	948592.13	948592.13	939106.20
2	52759.69	0.00	924877.37	924877.37	915628.59
3	51440.70	0.00	901755.47	901755.47	892737.92
4	50154.68	0.00	879211.54	879211.54	870419.42
5	48900.81	0.00	857231.20	857231.20	848658.89
6	47678.29	0.00	835800.42	835800.42	827442.42
7	46486.33	0.00	814905.36	814905.36	806756.31
8	45324.18	0.00	794532.88	794532.88	786587.55
9	44191.07	0.00	774669.46	774669.46	766922.76
10	43086.29	0.00	755302.66	755302.66	747749.64
11	42009.14	0.00	736420.22	736420.22	729056.02
12	40958.91	0.00	718009.69	718009.69	710829.60
13	39934.94	0.00	700059.50	700059.50	693058.90
14	38936.56	0.00	682557.90	682557.90	675732.32
15	37963.15	0.00	665494.02	665494.02	658839.08
16	37014.07	0.00	648856.65	648856.65	642368.08
17	36088.72	0.00	632635.26	632635.26	626308.91
18	35186.50	0.00	616819.35	616819.35	610651.15
TOTAL				15815791.07	15676913.76

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.13 Valor actual neto

El cálculo del VAN se consigue con los flujos netos de caja para los 18 meses de manera que se suma los valores ingresos – egresos para obtener la ganancia al tiempo actual. (Altamirano & Paucar , 2014)

Tabla XXIII Valor actual neto

# Meses	Producción mensual (bbl)	FNC (USD)	FNC Actualizado (USD)	FNC Actualizado Acumulado (USD)
0	0.00	-1928060.00	-1928060.00	-1928060.00
1	54112.50	2376079.88	2352319.08	424259.08
2	52759.69	2316677.99	2293511.06	2717770.13
3	51440.70	2258761.14	2236173.24	4953943.37
4	50154.68	2202292.00	2180268.95	7134212.33
5	48900.81	2147234.57	2125762.28	9259974.61
6	47678.29	2093553.71	2072618.22	11332592.83
7	46486.33	2041214.75	2020802.81	13353395.64
8	45324.18	1990184.74	1970282.60	15323678.24
9	44191.07	1940429.88	1921025.63	17244703.87
10	43086.29	1891918.99	1873000.04	19117703.91
11	42009.14	1844621.34	1826174.92	20943878.83
12	40958.91	1798505.74	1780520.57	22724399.40
13	39934.94	1753543.22	1736007.51	24460406.91
14	38936.56	1709704.35	1692607.43	26153014.34
15	37963.15	1666961.92	1650292.18	27803306.52
16	37014.07	1625287.81	1609034.90	29412341.42
17	36088.72	1584655.70	1568808.99	30981150.41
18	35186.50	1545039.22	1529588.80	32510739.21
VAN:			32510739.21	

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

4.14 Análisis de resultados de los indicadores económicos

Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno para el proyecto es de 120%

Relación Costo-Beneficio

La relación costo-beneficio para este proyecto es de 6.11

Por lo tanto, por cada dólar que se gasta se obtiene 5.11 USD de ganancia.

Tabla XXIV Análisis de los indicadores económicos

INDICADORES ECONOMICOS DEL PROYECTO	
VAN	32510739.21
TIR	120%
COSTO/BENEFICIO	6.11
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION	24.4 días

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Según nuestro análisis económico se muestra un VAN positivo y con una enorme diferencia de la inversión inicial lo que genera un gran beneficio económico, mostramos un TIR con un porcentaje alto y mayor a la tasa de rendimiento requerida, mostramos una relación costo beneficio de 6,11 USD es decir que por cada dólar se gana 5.11 USD. Al final el tiempo de recuperación de la inversión será de 24.4 días lo que se puede definir como un proyecto rentable económicamente.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El análisis técnico del pozo VHR-17 se realizó para las dos arenas productoras que tenía este pozo obteniendo una producción de 2000 bbl/d de ambas arenas.

La implementación de tecnologías inteligente ayudara en el monitoreo en tiempo real de las dos arenas productoras obteniendo parámetros como presión y temperatura ayudando en la identificación de anomalías durante la producción y se reduco el número de intervenciones en el pozo.

El análisis económico del pozo VHR-17 se realizó para un horizonte de producción de 18 meses para tomarse en cuenta los costos de una posible estimulación o reacondicionamiento. Teniendo una producción combinada de petróleo del pozo VHR-17, los indicadores económicos para el proyecto dan una justificación para la inversión presentando un tiempo de recuperación de la inversión de 24.4 días.

Debido a la reducción de costos operativos y de reacondicionamiento al verse disminuido las intervenciones en el pozo tenemos como resultado un aumento en los ingresos totales todo esto al verse aplicado una completación inteligente.

RECOMENDACIONES

Es importante tomar en cuenta los factores operativos que forman parte de la inversión para obtener resultados más fiables tomando como referencia un gran intervalo de tiempo.

Se recomienda que cuando se tenga dos arenas productoras con estas características se utilice completaciones inteligentes para poder controlar el pozo de manera efectiva

Se recomienda el cambio de la bomba electro sumergible después de cambiar el tipo de completación para poder adaptarla al nuevo caudal de producción.

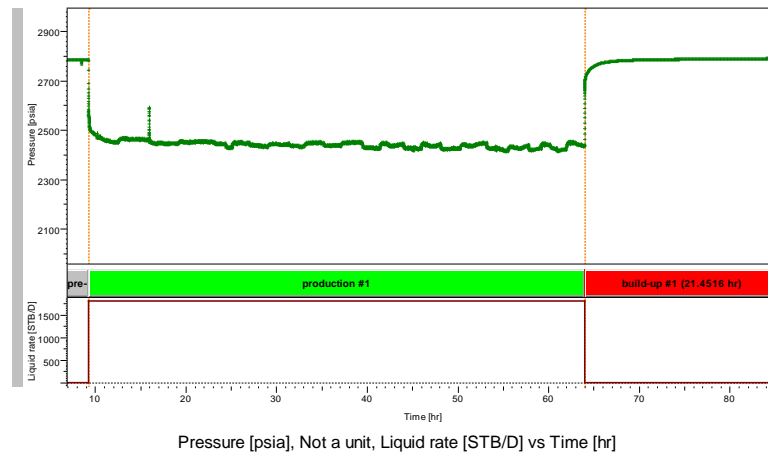
Es importante realizar un análisis nodal a cada arena productora para poder conocer de manera correcta el punto óptimo de producción.

ANEXOS

ANEXO A

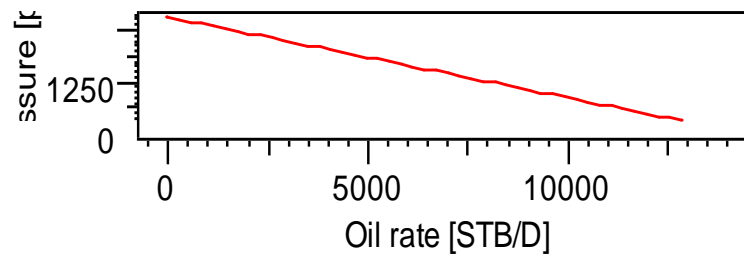
Prueba de restauración de presión de la Arena UI

Figura A-1 Prueba de restauración de presión UI



Fuente: Petroamazonas

Figura A-2 Prueba de restauración de presión- Arena UI



Fuente: Petroamazonas

Corrección de presiones a mitad de la formación

A prof memoria

Formación

P1hr 2757.9 psi 3040.0 psi

Resumen:

K promedio 1010 md

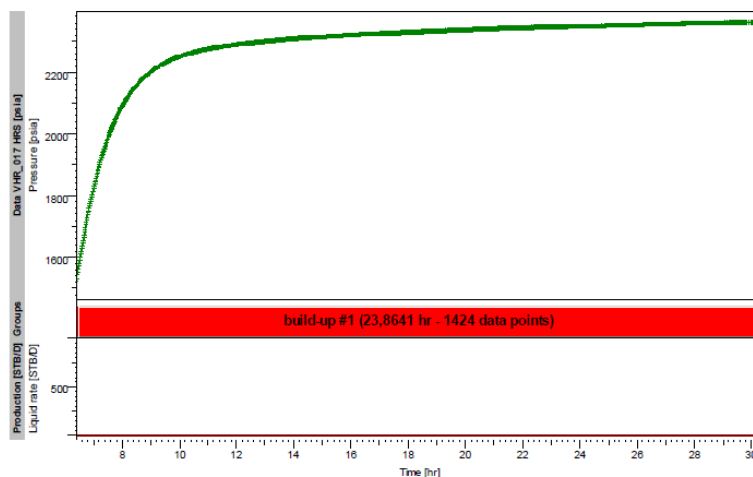
kh 11100 md.pie

S total 0.461

IPR 5.14 STB/D/PSI

Prueba de restauración de presión de la Arena M2

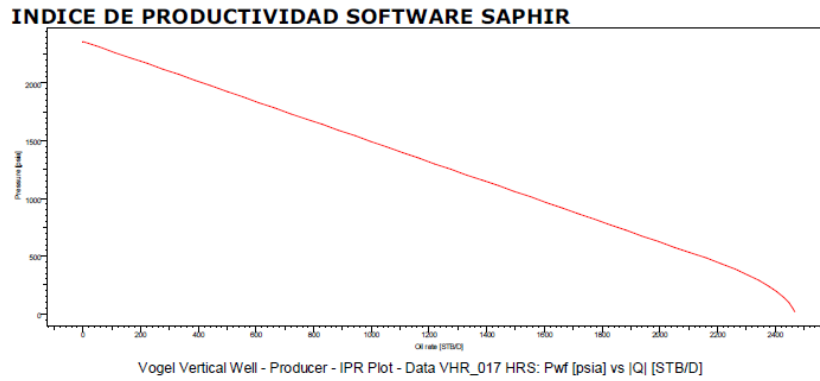
Figura A-3 Prueba de restauración de presión- Arena M2



Pressure [psia], Not a unit, Liquid rate [STB/D] vs Time [hr]

Fuente: Petroamazonas

Figura A-4 Prueba de restauración de presión-Arena UI



Fuente: Petroamazonas

Corrección de presiones a mitad de la formación

Presión a	prof. sensor	Mitad formación
Pws	2361.8 psi	2550.6 psi
Pwf	1530.3 psi	1719.1 psi
P*	2383.5 psi	2572.3 psi

Resumen:

K absoluta	116 md
Ko	112 md
kh	1400 md.pie
S total	-3.14
IP	1.149 STB/D/PSI

ANEXO B

Calculo para el análisis nodal de las arenas M-2 y Ui

Análisis nodal de la arena M-2 pozo VHR 17

Tabla B-1 Datos de la arena M-2

Pr (psi)	2361.8	Pwf (psi)	1530.3	Qo (BFPD)	956	Profundidad de la arena	7754
Pb (psi)	480	Pc (psi)	90	GOR	200		

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Calculo de curva inflow

$$Q_o = IP(P_r - P_{wf})$$

$$956 = IP (2361.8 - 1530.3)$$

$$IP = 1.15$$

$$P_r - \frac{Q_o}{J} = P_{wf}$$

Tabla B-2 Datos para curva IPR

Pwf (psi)	Qo (BFPD)
0	2714.15
622.66	2000
1057.47	1500
1492.23	1000
Y1927.01	500
2274.04	100
2361.8	0

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Calculo para curva Outflow para análisis nodal

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_t$$

Tabla B-3 Datos para curva outflow

Qo (BFPD)	Psep (psi)	Pwh (psi)	Pwf (psi)
800	90	140	1450
1000	90	190	1610
1500	90	200	2040

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Análisis nodal de la arena UI pozo VHR 17

Tabla B-4 Datos de la arena UI

Pr (psi)	3068.1	Pwf (psi)	228.5	Qo (BFPD)	1800	Profundidad de la arena	7942
Pb (psi)	800	Pwh (psi)	90	GOR	200		

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Calculo de curva inflow

$$Q_o = IP(P_r - P_{wf})$$

$$1800 = IP(3068.1 - 228.5)$$

$$IP = 5.30$$

$$P_r - \frac{Q_o}{J} = P_{wf}$$

Tabla B-5 Datos para curva IPR

Pwf (psi)	Qo (BFPD)
0	16260.93
237.91	15000
800	12020.93
1181.3	10000
2124.7	5000
2879.42	1000
2973.76	500
3048.23	100
3068.1	0

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

Calculo para curva Outflow para análisis nodal

$$Pwf = Psep + \Delta Pt$$

Tabla B-6 Datos para curva outflow

Qo (BFPD)	Psep (psi)	Pwh (psi)	Pwf (psi)
2000	90	260	2180
4000	90	470	2360
5000	90	600	2650

Fuente: Magallanes C., Sánchez J., 2017.

BIBLIOGRAFÍA

Adekunle A. (2012). *Intelligent well applications in production wells (17-19)*. University of Aberdeen. Aberdeen, Escocia.

Altamirano E. y Paucar W. (2014). "Estudio de factibilidad para la implementación de completaciones inteligentes en el campo Edén Yuturi". Tesis de Ingeniería. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador

Arfaoui. G (2009). *Applications of smart well completion technology*. En *Smart Well Completion (32-40)*. Mining University Leoben. Leoben 8700,

Benavides E. & Trejo P. (2012). "Aplicación de completaciones tipo *commingled* censadas para incremento de la producción de petróleo en el Campo VHR". Tesis de Ingeniería. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.

Benyiwa B. (2013). *Quantifying incremental oil production and economics of using intelligent completion as a tool for reservoir management*. The African University of Science.

Borja P. y Escorza L. (2017) "Comparación técnico-económica entre sistemas de completación inteligente y dual concéntrica para optimizar la producción del activo Lago Agrio". Tesis de Ingeniería. Universidad Central Del Ecuador. Quito-Ecuador.

Chancay J. y Rumipamba L. (2007). "Incremento de la producción de petróleo en el campo Libertador mediante la implementación de completaciones inteligentes". Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador

Días S. (2010). "Análisis del control de flujo de fondo en las completaciones inteligentes de pozos petroleros verticales". Tesis de Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México. México.

Docherty A. (2001). *Intelligent completions: Potential, but some hurdles. Drilling Contractor. The Expro Group*

Field C. Rodriguez, Schlumberger; J. Dutan, Petroamazonas; G. Serrano, L. Sandoval, J. Arevalo, and A. Suter, *Schlumberger Compact Intelligent. (2014). "Completion: A Game Change for Shushufindi" Society of Petroleum Engineers Journal (May-2014). Maracaibo-Venezuela*

Halliburton. (2016). *Halliburton*. Obtenido de Catalogo de herramientas Intelligent Completions: Manual Halliburton http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Books_and_Catalogs/web/CPSCatalog/03_Intelligent_Completions.pdf

García L. (2009). “Análisis técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en la cuenca amazónica del Ecuador”. Tesis de Ingeniería. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.

Martínez F. (2011) “Evaluación de la factibilidad técnico-económica del uso de las completaciones inteligentes en los campos Zapatos Mata-R”. Tesis de Ingeniería. Universidad de Oriente. Barcelona-España.

Morales D., Corrales G. y Calvopiña B. (2017). Diseño de completación inteligente SmartWell para producción multizona de pozos. *Petroleo&Gas*,40-52.

Proaño M. and Brown, K.E. (1979). *A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well. Paper SPE 8025 available from SPE, Richardson, Texas.*

Schlumberger. (2017). *Schlumberger*. Obtenido de *Intelligent Completions* : <http://www.slb.com/services/completions/intelligent.aspx>

Torres A. y Torres J. (2014). “Estudio para la optimización de producción mediante los sistemas de completación inteligente (*Intelligent Well Systems-IWS*) en pozos del área Auca y Cuyabeno”. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.

Sigcho M. (2017). “Estudio y optimización del modelo integrado de Pozo-Redes en el campo Víctor Hugo Rúaes mediante análisis nodal”. *Tesis de Ingeniería*. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.

Torres G. (2016). “Estudio de factibilidad técnico-económica para la implementación de completaciones inteligentes en el campo AT del oriente ecuatoriano”. *Tesis de ingeniería*. Universidad Central del Ecuador. Quito-Ecuador

Zambrano R. (2012). Análisis técnico-económico para aumentar la producción de petróleo mediante la aplicación de completaciones dobles concéntricas del campo Cuyabeno. Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador