



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

TEMA:

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES
DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL
CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR”**

**PROYECTO DE TITULACIÓN PARA OPTAR EL GRADO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTOR:

WILMER ALEXIS FALCONES REYES

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ, MSc.

LA LIBERTAD-SANTA ELENA-ECUADOR

2020

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

TEMA:

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES
DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL
CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR”**

PROYECTO DE TITULACIÓN PARA OPTAR EL GRADO DE:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR:

WILMER ALEXIS FALCONES REYES

TUTOR:

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS GUTIERREZ, MSc.

LA LIBERTAD-SANTA ELENA-ECUADOR

2020

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Yo, Wilmer Alexis Falcones Reyes, con cédula de identidad 2400308249, declaro bajo juramento que el presente trabajo de investigación es de mi autoría; cuyo tema titulado "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR", no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional en la Carrera de Ingeniería en Petróleo; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Posteriormente, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Wilmer Alexis Falcones Reyes
C.I. 2400308249

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En calidad de Tutor de Tesis "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR", desarrollada por el estudiante Wilmer Alexis Falcones Reyes, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haberla dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

XVARGAS

Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc

C.I. 0906392493

Docente Tutor.

CERTIFICACIÓN DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del trabajo de titulación, con el tema **“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR”**, elaborado por **WILMER ALEXIS FALCONES REYES**, para optar por el Grado de **INGENIERO EN PETRÓLEO**, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, diciembre de 2019



Lic. Isabel Camacho Polo

Teléfono: 0994416753
e-mail: isabelacamacho@hotmail.com
Reg. Senescyt 1023-11-1101534

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En calidad de Tutor de Tesis "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR", desarrollada por el estudiante Wilmer Alexis Falcones Reyes, egresado de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haberla dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

XVARGAS

Ing. Xavier Ernesto Vargas Gutiérrez, MSc

C.I. 0906392493

Docente Tutor.

AGRADECIMIENTOS

Muy agradecido con mis padres, que a pesar de todo siempre estuvieron apoyándome en cada paso de mi vida universitaria y ayudaron a sobrepasar cualquier obstáculo para lograr la meta de obtener mi título de grado.

A mis hermanas, que a través de su ejemplo pude mantenerme firme y no claudicar hasta cumplir mi objetivo.

Mi gratitud imperecedera a los ingenieros Geovanny Muñoz, Fidel Moreira, Paul Ñacato, Andrea Sampedro, Luis Martínez, German Morillo, Carmen Yáñez y Luis Alabuela por brindarme toda su ayuda para la obtención de información en la elaboración de este proyecto.

De la misma manera, al Ingeniero Walter Paredes por darme la confianza de realizar la tesis en conjunto con la empresa, sin esa confianza no lo podría haber realizado.

Agradecido con la Universidad, por toda la excelente formación que tuve en sus instalaciones.

DEDICATORIA

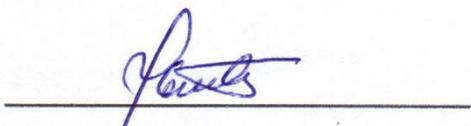
Dedico esta tesis únicamente a mi familia, a mis padres Wilmer Falcones y Lorena Reyes por su increíble apoyo a lo largo de mi carrera, simplemente son la base y la inspiración que necesitaba para poder seguir adelante y superarme, siempre estaré agradecido.

También a mis hermanas, Karen Falcones y Mayra Falcones por siempre apoyarme y seguir a mi lado.

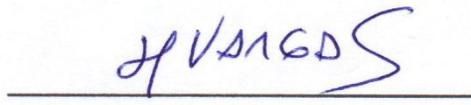
TRIBUNAL DE GRADO



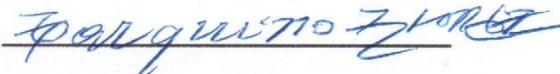
Ing. Juan Garcés, Mgp.
**DECANO DE FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**



Ing. Marilelis Gutierrez, Phd.
**DIRECTORA (E) ESCUELA DE
INGENIERÍA EN PETROLÉOS**



Ing. Xavier Vargas Gutierrez, Msc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Tarquino Lopez C., Msc.
TUTOR DE ÁREA



Abg. Lidia Villamar Moran, Msc.
SECRETARIA GENERAL (E)

ÍNDICE

CAPÍTULO I	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA	1
1.2 ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN	2
1.3 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	3
1.4 OBJETIVOS	4
1.5 JUSTIFICACIÓN	4
1.6 ALCANCE DE LA PROPUESTA	4
CAPÍTULO II	5
GENERALIDADES	5
2 DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 57.....	5
2.1 Antecedentes.....	6
2.2 Ubicación geográfica.....	7
2.3 Geología	7
2.3.1 Geología estructural	7
2.3.2 Geología Estratigráfica	9
2.3.2.1 Sección estratigráfica 1, Norte-Sur.....	9
2.3.2.2 Sección estratigráfica 2 y 3, Oeste-Este	9
2.4 Descripción Litológica.....	12
2.5 Facilidades de producción	18
2.5.1 Manifold de tres vías.....	20
2.5.2 Separadores de producción y de prueba.....	20
2.5.3 Tanques de lavado y de reposo y bota	21
2.5.4 Sistema de reinyección de agua	22
CAPÍTULO III	23
ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	23
3.1 RESERVAS DE PETRÓLEO	23
3.1.1 CERTIDUMBRE DE OCURRENCIA	24

3.1.1.1 Reservas probadas	24
3.1.1.2 Reservas probables	25
3.1.1.3 Reservas posibles	25
3.1.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	25
3.1.2.1 Reservas probadas desarrolladas.....	25
3.1.2.2 Reservas probadas No desarrolladas	26
3.1.3 METODOS DE RECUPERACIÓN.....	26
3.1.3.1 Reservas Primarias	26
3.1.3.2 Reservas Suplementarias	26
3.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS	27
3.2.1 Porosidad	27
3.2.2 Permeabilidad.....	27
3.2.3 Saturación	28
3.2.3 Resistividad	28
3.2.4 Ley de Darcy	29
3.3 Registros	29
3.3.1 Litológicos	30
3.3.1.1 Registro Gamma Ray	30
3.3.1.2 Registro de Potencial Espontáneo	30
3.3.2 Resistividad	31
3.3.2.1 Inductivos.....	31
3.3.2.2 Laterologs	31
3.3.2.3 Micro-resistivos.....	31
3.3.3 Porosidad.....	32
3.3.3.1 Registro Sónico	32
3.3.3.2 Registro densidad.....	32
3.3.3.3 Registro Neutrón	32
3.4 Propiedades de los fluidos PVT	33
3.5 Factor de recobro	33
3.6 Radio de drenaje.....	33
3.5 Registros eléctricos de los pozos SHSAC-222 Y SHSAC-228.....	33
CAPÍTULO IV	38

SISTEMA DE COMPLETACION DUAL CONCENTRICA	38
4.1 DESCRIPCIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA	40
4.2 SECCIONES DE LA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA	41
4.2.1 Ensamblaje inferior de la completación (Lower Completion Assembly).....	41
4.2.1.1 Quantum packer Recuperable	41
4.2.2 Ensamblaje de tubería de Cola	42
4.2.2.1 Ensamblajes de localizador de sellos.....	42
4.2.2.2 Blass Joint (Junta de Erosión) y Shear Sub (Junta de seguridad)	42
4.2.3 Encapsulado POD.....	43
4.2.3.1 Sistema de encapsulado.....	43
4.2.3.2 Camisa del encapsulado (POD Sleeve Sub-ensamble)	44
4.2.3.3 Colgador de encapsulado (POD Hanger Assembly)	44
4.2.4 Ensamblaje intermedio (Intermediate Assembly Tubular)	44
4.2.4.1 Sistema <i>bypass</i>	44
4.2.4.2 Pump Suport (Soporte de bomba)	45
4.2.4.3 Crossover	45
4.2.4.4 No-go	45
4.2.4.5 Standing Valve	46
4.2.4.6 Camisa de Circulación	46
4.2.4.7 Flow Cross over Assembly	47
4.2.5 Tubería de Producción Interna (Inner Production Tubing).....	47
4.2.5.1 Inner Stinger Assembly	47
4.3 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	48
4.3.1 Equipos de Fondo	48
4.3.1.1 Bomba Electrosumergible	48
4.3.1.2 Cable de Potencia	49
4.3.1.3 Separador de gas o Intake	50
4.3.1.4 Sección sellante o Protector	51
4.3.1.5 Motor eléctrico	52
4.3.1.6 Sensor de fondo.....	53
4.3.1.7 Centralizador.....	54
4.3.1.8 Cabeza de descarga	55

4.3.2 Equipo de Superficie	56
4.3.2.1 Transformador reductor (SDT)	57
4.3.2.2 Variador o controlador de Frecuencia	57
4.3.2.3 Caja de Venteo	58
4.3.2.4 Transformador Elevador (SUT)	59
4.3.2.5 Cabezal del Pozo	60
CAPÍTULO V	61
DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA PARA LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC 228.....	61
5.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN.....	61
5.1.1 Principio de la hidráulica	61
5.1.2 Cabeza estática	61
5.1.3 Gradiente de presión de un fluido	61
5.1.4 Gravedad específica	62
5.1.5 Gravedad específica promedio.....	62
5.1.6 Presión de yacimiento	63
5.1.7 Presión en el fondo del pozo	63
5.1.8 Densidad del Fluido	63
5.1.9 Diferencial de presión (Drawdown).....	63
5.1.10 Cálculo de pérdidas por fricción	64
5.1.11 Cálculo de pérdida de fricción en tuberías concéntricas	65
5.2 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA BOMBA	65
5.2.1 Historial de Producción	66
5.2.2 Pruebas de restauración de presión	66
5.2.3 Profundidad de los intervalos perforados	66
5.2.4 Tamaño y rosca de la tubería de producción	66
5.2.5 Gravedad API del petróleo.....	66
5.2.6 Índice de productividad.....	66
5.2.7 Temperatura de fondo del pozo (BHT)	67
5.2.8 Presión de Cabeza del pozo	67
5.2.9 Profundidad en la cara de formación (Mpp).....	67
5.2.10 Altura diferencial	67

5.2.11 Nivel de sumergencia y presión de entrada a la bomba (PIP)	67
5.2.12 Altura Neta	68
5.2.13 Altura dinámica total (TDH)	68
5.2.14 Relación de Solubilidad (Rs)	69
5.2.15 Factor Volumétrico del petróleo (β_o)	69
5.2.16 Factor Volumétrico del gas (β_g)	70
5.2.17 Gas total y Gas en solución	71
5.2.18 Gas Libre	71
5.2.19 Volumen total de fluido.....	71
5.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA	72
5.3.1 Número de etapas.....	72
5.3.2 Potencia.....	72
5.3.3 Carga del motor	72
5.3.4 Selección del cable de potencia	73
5.3.5 Capacidad del equipo eléctrico	74
5.4 DISEÑO DEL POZO SHSAC-222	75
5.4.1 ANTECEDENTES DEL POZO	75
5.4.2 Análisis de la arena Ti	76
5.4.3 Cálculo de reservas	77
5.4.4 Información de producción.....	77
5.4.5 Análisis de la arena Ui.....	80
5.4.6 Estimación de reservas de Ui	80
5.4.7 Índice de productividad.....	81
5.4.8 Análisis Nodal de arena Ui	82
5.4.9 Gravedad Específica de la mezcla.	83
5.4.11 Pérdida por fricción	87
5.4.12 Porcentaje de gas libre	90
5.4.13 Columna dinámica total en pies (TDH).....	92
5.4.14 Parámetros para la selección de bomba superior para ensamblaje Dual.	93
5.4.15 Potencia requerida por la bomba.....	95
5.4.16 Selección del protector.....	96
5.4.17 Extensión de conexión del motor (motor lead extensión)	96

5.4.18 Selección del cable	96
5.4.19 Sección de entrada de la bomba	96
5.4.20 Sensor de fondo	96
5.4.21 Equipos de superficie	97
CAPÍTULO VI	98
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	98
6.1 Flujo de Caja	98
6.2 Tasa interna de retorno (TIR).....	98
6.3 Valor Actual Neto (VAN).....	99
6.4 Tiempo de recuperación de la inversión	99
6.5 Costo / Beneficio	99
6.6 Costos de Operación.....	100
6.7 Ingresos por producción de petróleo.....	101
6.8 Cálculo Flujo de Caja.....	102
6.9 Cálculo de Valor actual neto	102
6.10 Cálculo tasa interna de retorno	103
6.11 Cálculo costo beneficio.....	104
6.12 Tiempo de recuperación de la inversión.....	104
6.13 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	105
Bibliografía	107
ANEXOS	109
ANTECEDENTES DEL POZO	111
5.4.2 Análisis de la arena Ti	112
5.4.3 Cálculo de reservas.....	112
Información de producción.....	113
Análisis de la arena Ui.....	115
Estimación de reservas de Ui	115
Análisis Nodal de arena Ui	116

ÍNDICE DE FÓRMULAS

Cabeza estática.....	61
Gradiente de presión de un fluido.....	61
Gravedad específica.....	62
Gravedad específica promedio.....	62
Presión de fondo del pozo.....	63
Calculo por perdida de fricción.....	64
Calculo por perdida de fricción en tuberías concéntricas.....	65
Índice de productividad.....	67
Altura diferencial.....	67
Nivel de sumergencia y presión de entrada a la bomba (PIP).....	68
Altura Neta.....	68
Altura dinámica total (TDH).....	69
Relación de Solubilidad (Rs).....	69
Factor Volumétrico del petróleo (β_o).....	69
Factor Volumétrico del gas (β_g).....	70
Gas total y Gas en solución.....	71
Gas Libre	71
Volumen total de fluido	71
Número de etapas.....	72
Potencia.....	72
Carga del motor	72
Capacidad del equipo eléctrico.....	74
Flujo de Caja.....	98
Tasa interna de retorno (TIR).....	98
Valor Actual Neto (VAN)	99
Tiempo de recuperación de la inversión.....	99
Costo / Beneficio.....	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación de los campos.....	5
Figura 1.2 Ubicación del campo Shushufindi	7
Figura 1.3 Mapa estructural Campo Shushufindi.....	8
Figura 1.4 secciones estratigráficas	10
Figura 1.5 Columna estratigráfica Campo Shushufindi.....	11
Figura 1.6: Sección estratigráfica, dirección Norte-Sur de la formación Napo en el Campo Shushufindi-Aguarico.....	15
Figura 1.7: Sección estratigráfica 2, dirección Oeste-Este.	16
Figura 1.8: Sección estratigráfica 3, dirección Oeste-Este.	17
Figura 1.9: Sistema SCADA de la estación Sur del campo Shushufindi.....	19
Figura 1.10: Separadores de prueba y producción + scrubber de la estación Sur.....	21
Figura 3.1: Esquema Ley de Darcy.....	28
Figura 3.2: Registros eléctrico del pozo SHSAC-222.....	35
Figura 3.3: Registros eléctrico del pozo SHSAC-228.....	37
Figura 4.1: Completación dual concéntrica del pozo SHSL-225.....	38
Figura 4.2: 7"x4.00" Quantum Seal Bore Retrievable Packer.....	41
Figura 4.3: Ensamble del empaque.....	41
Figura 4.4: Localizador de sellos.....	42
Figura 4.5: Capsula para BES.....	43
Figura 4.9: Standing Valve.....	46
Figura 4.10: Camisa de circulación.....	46
Figura 4.11: Flow X-Over Assembly (Pozo SHSL-225).....	47
Figura 4.12: Bomba SN-2600 157 etapas.	48
Figura 4.13: Carreto con cables de potencia y capilar.	50
Figura 4.14: Intake o Separador de gas.	51
Figura 4.15: Sección sellante o protector.	52
Figura 4.16 Motor eléctrico.....	53

Figura 4.17: Sensor de fondo.	54
Figura 4.18: Centralizador.....	54
Figura 4.19: Descarga.	55
Figura 4.20: Localizador de sellos.....	56
Figura 4.21: Equipos de superficie.....	56
Figura 4.22: Transformador reductor (SDT).....	57
Figura 4.23: Variador de frecuencia (VSD).	58
Figura 4.24: Caja de Venteo.	59
Figura 4.25: Transformador Elevador (SUT).	59
Figura 4.26: Cabezal Del Pozo.....	60
Figura 5.1: Loss of head due friction of water in pipe (William& Hazen Table).....	64
Figura 5.2: Datos para diseño de bomba para el pozo SHSJ-071 WO#22.....	65
Figura 5.3: Caída de voltaje.....	73
Figura 5.4: Diagrama actual del pozo del SHSAC-222.....	76
Figura 5.5: Análisis Nodal de pozo SHSAC-222.	79
Figura 5.6: Registro del pozo SHSAC-222 en la arena Ui.....	80
Figura: 5.7 Curvas de declinación	81
Figura 5.8: Mapa de presiones arenisca U inferior.	84
Figura 5.9: Curvas de IPR.....	85
Figura 5.10: Caudal con PIP 0.....	86
Figura 5.11: Diferencial de presión de la PIP Y Presión de descarga.....	88
Figura 5.12: Presión de Sistema.....	89
Figura 5.13: Curva de eficiencia de la bomba DN1000.....	93
Figura 5.14: Curva de eficiencia de la bomba.....	94
Figura 6.1: Costo de barril producido por departamento.....	101

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1: Pozos que producen de la estación Sur.....	18
Cuadro 1.2: Cantidad de reinyección a los pozos en la Estación Sur.....	22
Cuadro 5.1: Estimación de reservas de la arena Ti	77
Cuadro 5.2: Datos mecánicos y de fluido pozo SHSAC-222 Ti.....	78
Cuadro 5.3: Datos mecánicos y de fluido pozo SHSAC-222Ui.....	83
Cuadro 5.4: Cálculo del IPR.....	84
Cuadro 5.5: Cálculo de PIP.....	85
Cuadro 5.5: Cálculo de PIP.....	86
Cuadro 5.6: Cálculo pérdida por fricción.....	87
Cuadro 5.7: Cálculo de presión de descarga.....	88
Cuadro 5.8: Cálculo de presión de Sistema.	89
Cuadro 5.9: Descripción general del equipo BES.	97
Cuadro 5.10: Descripción general del equipo de superficie.	97
Cuadro 6.1: Costos de operación.....	100
Cuadro 6.2: Costo por cada departamento de cada barril producido.	100
Cuadro 6.3: Ingresos por producción.	101
Cuadro 6.3: Ingresos por barriles de petróleo en un año.	101
Cuadro 6.5: Flujo de caja.	102
Cuadro 6.6: Valor actual Neto.....	102
Cuadro 6.7: Tasa Interna de Retorno.....	103

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

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES
DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL
CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR”**

AUTOR: Wilmer Alexis Falcones Reyes

TUTOR: Ing. Xavier Vargas Gutiérrez. MSc.

RESUMEN

La presente investigación tiene como objeto realizar un análisis técnico-económico con respecto al diseño de una completación dual en los pozos SHSAC-222 y SHSAC-228, los cuales pertenecen al campo Shushufindi-Ecuador. El campo Shushufindi-Ecuador cuenta con 202 pozos que están obteniendo una producción total de 303,692.84 bfpd (barriles de fluido por día), de los cuales 63,360.21 son de petróleo neto y 240,332.63 de agua. En la actualidad, los pozos SHSAC-222 y SHSAC-228 están produciendo de la arena Ti, 4247 barriles de fluido, con un corte de agua de 87% (552 bppd) y 5501 barriles de fluido, con un corte de agua de 89% (605 bppd) respectivamente. Se determina cuáles son los parámetros del pozo y basados en los resultados, se diseña la completación y el tipo de bomba que se debe usar, así como los equipos en superficie que se deben instalar. Se establece un análisis técnico-económico para concluir si una completación dual en dichos pozos es rentable.

Palabras clave: Completamiento de pozos petroleros – productos de petróleo – Reacondicionamiento – BES (Bombeo Electro Sumergible)

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

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA EL DISEÑO DE COMPLETACIONES
DUALES CONCÉNTRICAS EN LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC-228 EN EL
CAMPO SHUSHUFINDI-ECUADOR”**

AUTOR: Wilmer Alexis Falcones Reyes

TUTOR: Ing. Xavier Vargas Gutiérrez. MSc.

ABSTRAC

The purpose of this research is a technical-economic analysis based on the design of a dual completion in the SHSAC-222 and SHSAC-228 wells, which belong to the Shushufindi-Ecuador field. The Shushufindi-Ecuador field has 202 wells that are producing obtaining a total production of 303,692.84 bfpd (barrels of fluid per day), of which 63,360.21 are of net oil and 240,332.63 of water. At present, SHSAC-222 and SHSAC-228 wells are producing from Ti sand, 4247 barrels of fluid, with a water cut of 87% (552 bppd) and 5501 barrels of fluid, with a water cut of 89 % (605 bppd) respectively. The parameters of the well are determined and based on the results, the completion is designed and the type of pump to be used, as well as surface equipment to be installed. A technical-economic analysis is established to conclude if a dual completion in these wells is profitable.

Keywords: Completion of oils wells - oil products – Reaconditioning – BES (Electro submersible pumping)

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA

Una Completación Dual con bomba electro sumergible es un diseño de doble sarta de tuberías, acoples, accesorios y herramientas que permite producir de dos zonas, individualmente en forma independiente y al mismo tiempo.

Estas completaciones duales se pueden clasificar de acuerdo a sus configuraciones mecánicas en duales paralelas y duales concéntricas; este trabajo se enfocara en el segundo caso, puesto que son los que trabajan con bombas electrosumergibles las cuales se encuentran en mayor porcentaje en el campo de estudio y su configuración mecánica permite tener tubería de producción de mayor diámetro (5 ½") en la zona productora superior, para soportar mayor cantidad de fluido.

Las 2 arenas candidatas a ser sometidas a producción por medio de este tipo de completación, se las aíslan utilizando empacadura o packers duales, que permiten llevar el fluido de cada una de ellas de manera separada, evitando el flujo cruzado entre las arenas. (Molineros, 2015)

El objetivo principal de una empresa operadora es producir la mayor cantidad de hidrocarburos posibles, teniendo en cuenta diferentes factores como la cantidad de petróleo que se producirá al día para no afectar a la presión de formación.

El diseño de completaciones duales en los pozos SHSAC-222 Y SHSAC-228 del Campo Shushufindi será muy útil para explotar petróleo de dos arenas productoras a la vez, aumentando la producción de dicho pozo. Uno de los factores más importantes para poder aplicar este tipo de completación es que el diámetro del casing intermedio debe

ser 9 5/8” y el casing de producción de 7” para tener un espacio suficiente de ingresar las dos bombas.

1.2 ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN

El uso de una completación dual produce algunos beneficios, en caso de un estudio realizado en el Oriente ecuatoriano para el diseño de una completación dual concéntrica en un pozo con casing de producción de 7 pulgadas, demostró que dicha implementación es positiva puesto que aumenta la producción, ya que se extrae de otro horizonte productor. Además, porque es altamente rentable y el tiempo de pago de la inversión fue de solo 44 días. (Villavicencio y Quimí; 2009)

Con el aumento de producción también habrá mayor ganancia. De acuerdo con (Romero y Bolívar; 2011) en una completación Dual concéntrica con bombas eléctricas sumergibles de un pozo en el Oriente ecuatoriano revestido con casing de 9-5/8”, concluyen que la utilidad proveniente de la inversión sigue siendo rentable, con un TIR muy alto basado en el precio del barril de petróleo en ese momento, atractivo en comparación con cualquier otro proyecto, por lo que es viable la inversión.

Se puede realizar una completación con diferentes factores, uno de ellos según la investigación de (Peralta y Baquerizo; 2011) fue de realizar una completación Dual Concéntrica con Bomba Electrosumergible y Flujo Natural la cual se realiza en un pozo en el Oriente ecuatoriano para revestimiento de 9-5/8” y liner de 7”, se pudo observar que en las completaciones con BES-FN (bombeo electrosumergible-flujo natural) se usan empacadura recuperable y camisa de circulación encima de la misma, para control del pozo.

En el diseño del espaciamiento de la completación electrosumergible se debe considerar el espaciamiento de la empacadura permanente +/- 100 pies arriba del primer punzado y para la bajada de la bomba eléctrica sumergible superior se debe calcular el nivel dinámico a partir de la presión fluyente del pozo y el asentamiento de la BES, considerando que debe estar en sumergencia para evitar problemas de cavitación de la misma. (Peralta y Baquerizo; 2011)

Este último caso se podría considerar puesto que los pozos a estudiar solo están produciendo de una arena y no se han hecho los estudios para extraer de otra arena productora simultáneamente, dependiendo de las presiones se determinará el tipo de completación se podría instalar.

1.3 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La mayor parte de los pozos que se encuentran en el bloque 57, Campo Shushufindi trabajan con Bombeo Electrosumergible simple o con Y-tool manteniendo una producción óptima pero de una sola arena; cuando la zona está depletada o cuando dicha producción no es rentable, se cambia de zona productora, en ocasiones el tiempo de corrida de algunos pozos es alta, su producción va disminuyendo haciendo que el objetivo a producir diariamente no se cumpla.

Existen eventos no esperados como un *shut-down* que produce una disminución a la producción diaria, la cual no es recuperable. Así mismo, otro problema que se da es el aumento de PIP (presión de entrada de la bomba) que normalmente se debe a un hueco en tubería y la decisión de realizar *workover* (reacondicionamiento) a dicho pozo demora, puesto que la producción diaria declina y no existen otros pozos que puedan reemplazar dicha cantidad de barriles de petróleo que el pozo está produciendo; esto provoca que el hueco se haga más grande y que al momento de intervenir exista un desprendimiento de tubería, complicando la operación teniendo una pesca e incluso si no se puede recuperar el pescado, tener que abandonar el pozo. Se puede lograr una mayor producción de los pozos realizando una completación dual en ellos, puesto que algunos pozos contienen petróleo en dos arenas productoras.

1.4 OBJETIVOS

Objetivo general

- ✓ Diseñar completaciones duales concéntricas en el Campo Shushufindi-Ecuador mediante análisis técnico-económico de los factores influyentes, para la optimización con el aumento de la producción.

Objetivos específicos

- Describir la historia y geología del Campo Shushufindi-Ecuador
- Calcular el área de drenaje y el IPR (índice de productividad) de los pozos.
- Determinar la estructura de la completación y qué tipo de bombas se deben usar.
- Efectuar un análisis técnico.
- Realizar un análisis económico.

1.5 JUSTIFICACIÓN

Cuando la cantidad de petróleo que produce un pozo ya no es rentable, se puede realizar un cambio de zona para producir de otra arena; teniendo en cuenta que esto no sucede en los pozos que analizaremos, el diseño de una completación dual nos daría beneficios de poder producir de una nueva arena y que a su vez mantengamos la producción anterior, ayudándonos a elevar la cantidad de petróleo que sale del pozo obteniendo mayores ganancias.

1.6 ALCANCE DE LA PROPUESTA

Incrementar la producción por pozo al implementar una completación dual para mejorar los ingresos de la empresa cumpliendo con el objetivo diario de producción.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2 DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 57

El activo Shushufindi comprende los campos: Shushufindi Norte, Shushufindi Central, Shushufindi Sur, Aguarico, Drago Norte, Drago Este, Cobra, Condorazo y Condorazo Sureste.

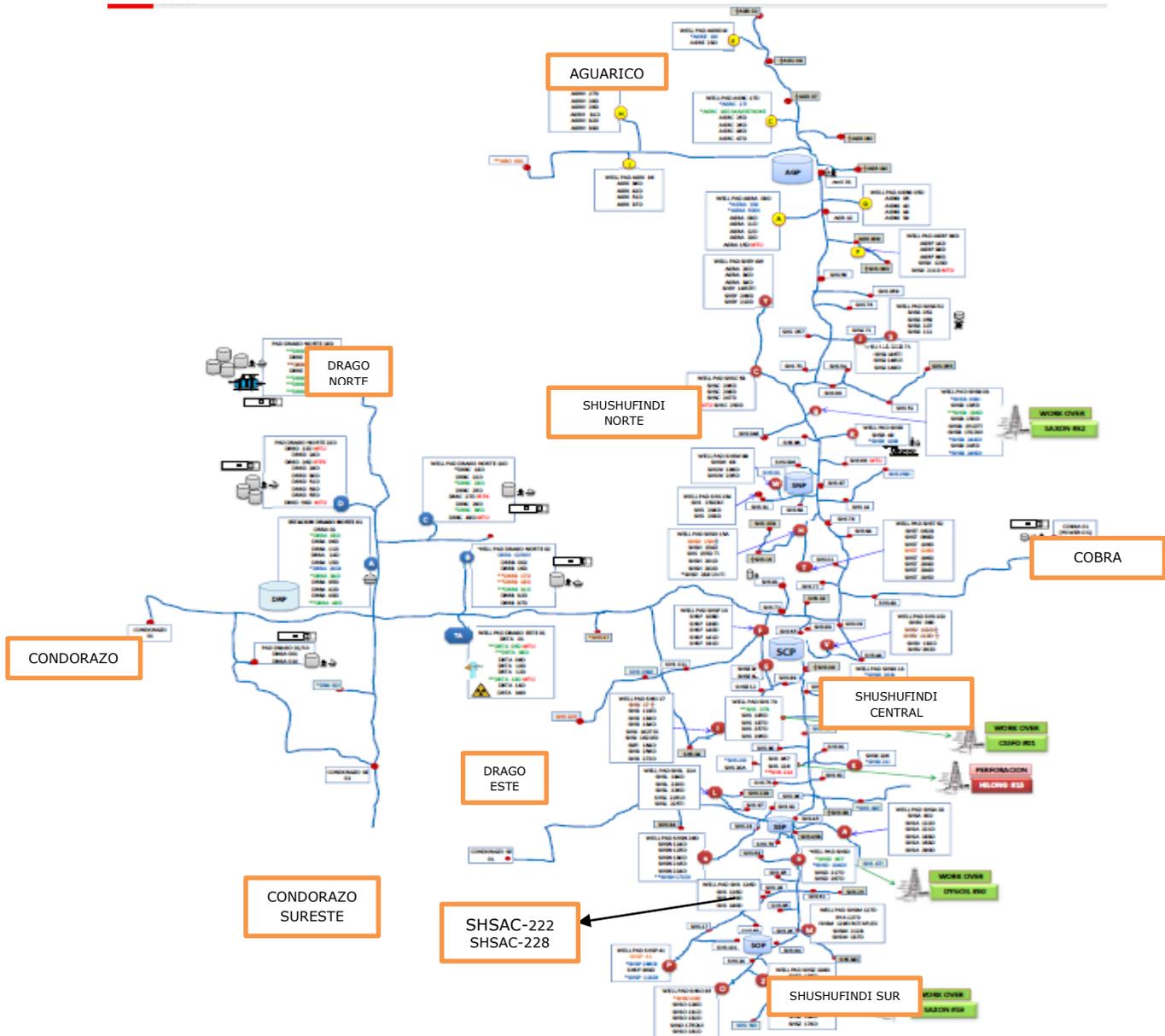


Figura 2.1 Ubicación de los campos
Fuente: Petroamazonas EP

2.1 Antecedentes

En la etapa exploratoria en (1967-1972), se confirma como cuenca petrolera el campo Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y del gran campo Auca, con lo que se produce la mayor incorporación de reservas de toda la historia.

El papel estelar en esta etapa le correspondió al Consorcio Texaco-Gulf, que desarrolló una febril actividad exploratoria, acelerada luego del descubrimiento del campo Lago Agrio, cuyas huellas cambian para siempre el frágil entorno ambiental y social de la Amazonía al atraer a miles de colonos que prácticamente liquidan la selva primaria en torno a los grandes centros petroleros Lago Agrio, Sacha, Shushufindi y Coca.

Dicho consorcio descubrió el campo Shushufindi con la perforación del pozo exploratorio SFD-01, cuya perforación se dio en 1968, completado oficialmente en 1969, alcanzó una profundidad de 9.772 pies con una producción de 2496 bppd con 26,6 de API de la arena U y de 2621 bppd con 32,5 de API de la arena T.

En abril de ese mismo año se completó el pozo exploratorio Aguarico-1. La producción oficial del campo inició en agosto de 1972, alcanzando su máxima producción en agosto de 1986 con un promedio de 126.400 barriles de petróleo diarios. El petróleo original en sitio calculado al iniciar era de 3.500 millones de barriles de petróleo con unas presiones de 3.867 psi en la arena Napo U y 4.050 psi de la arena Napo T y una reducción estable de 60 psi cada año. Para el año 2013 el Campo Shushufindi sobrepasa ya los 1.200 millones de barriles en su producción acumulada, con un 65% del reservorio Napo "T", un 35% Napo "U" y Basal Tena en menos de 1%.

El Campo Shushufindi se encuentra en su etapa de madurez, siendo uno de los mejores en la cuenca Oriente debido a su buena producción, en la actualidad son 202 pozos que están produciendo en dicho Campo: Aguarico(23), Drago Este(5), Drago Norte(26), Shushufindi Central(28), Shushufindi Norte(62), Shushufindi Sur(34) y Shushufindi Suroeste(24) obteniendo una producción total de 303,692.84 bfpd (barriles de fluido por día), de los cuales 63,360.21 son de petróleo neto y 240,332.63 de agua.

2.2 Ubicación geográfica

Este campo se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos en la Región Amazónica del Ecuador, 36 km al sur de la frontera con Colombia y 250 Km al Este de Quito, forma parte del corredor central Sacha-Shushufindi el cual pertenece a la cuenca oriente. Tiene como límite al Noreste el campo Libertador, al Sur el campo Limoncocha y al Suroeste al campo Sacha. Se extiende geográficamente desde los 00° 0' 39" a 00 ° 17' 58" latitud Este, hasta 76° 36' 55" de longitud oeste.



Figura 2.2 Ubicación del campo Shushufindi

2.3 Geología

2.3.1 Geología estructural

El Campo Shushufindi posee un anticlinal asimétrico con una orientación Norte-Sur y tres culminaciones principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y la tercera llamada Aguarico, dispuesta en echelón (segmento escalonado) que cambia su dirección a NO-SE. El anticlinal se desarrolló por una inversión tectónica del cretácico

tardío, mediante pruebas realizadas el anticlinal presenta evidencias de afectaciones estructurales del basamento, los cuales presentan lineamientos que continúan hacia el Oeste. Su estructura tiene una longitud aproximada de 30 km y un ancho de 7 km en dirección Este-Oeste, con un cierre vertical de 370 pies, por lo cual obtiene un área de 43.300 acres.

Los yacimientos “U” y “T” están detallados como anticlinales de orientación Norte-Sur, limitados en el Este por fallas totalmente no sellantes y en las otras direcciones por acuíferos laterales que se amplían regionalmente. El patrón estructural del sistema de fallas permite establecer la comunicación de los fluidos entre los diferentes estratos porosos y permeables.

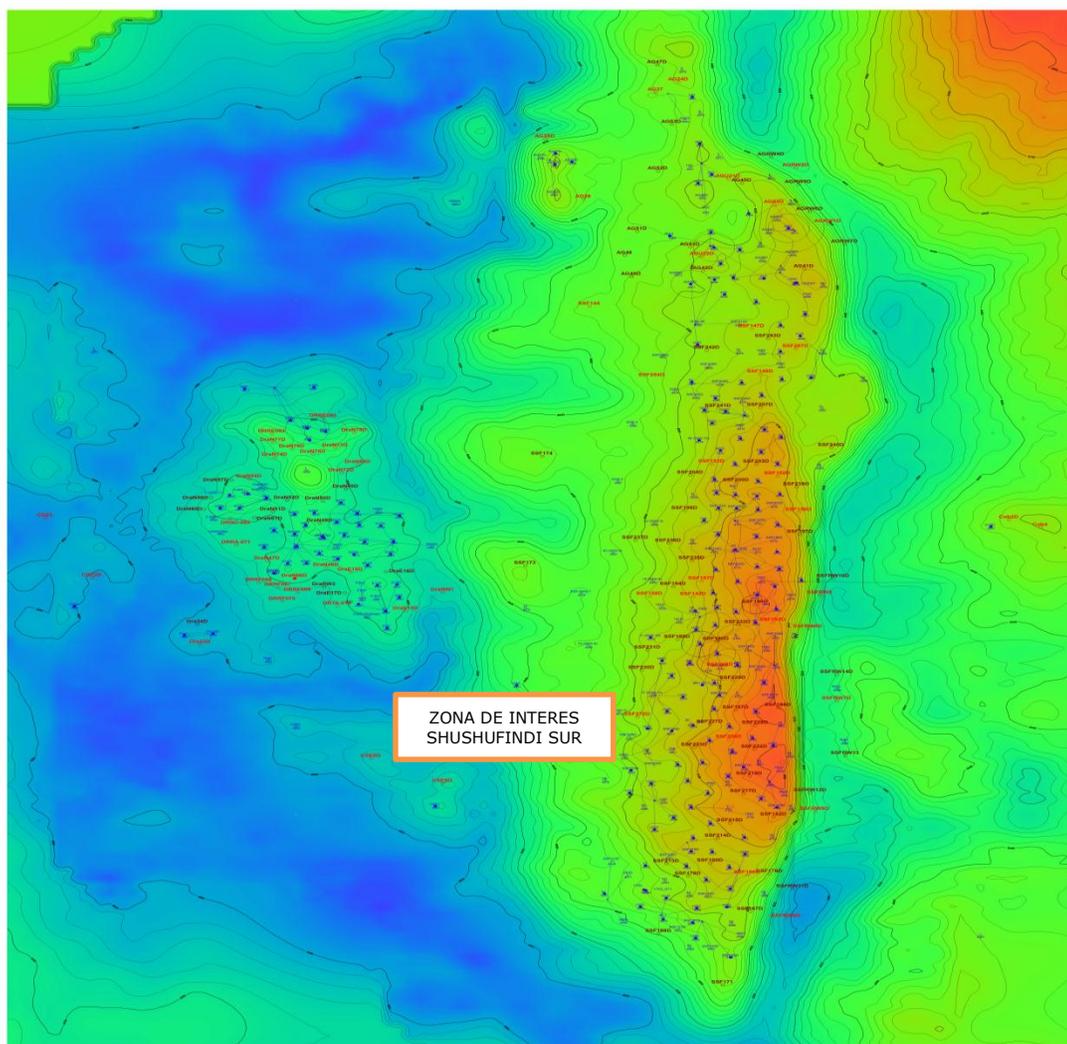


Figura 2.3 Mapa estructural Campo Shushufindi
Fuente: Petroamazonas EP

2.3.2 Geología Estratigráfica

Mediante el análisis de registros eléctricos, descripciones de núcleos se ha determinado una estratigrafía detallada del Mesozoico y Terciario. La mayoría de registros de pozos del campo fueron corridos desde la Caliza C hasta el tope de la Arenisca Basal Tena. (Figura 1.5)

El hidrocarburo originado en la cuenca oriente en el corredor Sacha Shushufindi, es de un ambiente marino resulta de reservorios que se hallan en la era mesozoica en la edad cretácica; está limitado por grandes fallas, originando grandes estructuras teniendo como resultado al Campo Shushufindi. Las arenas sobresalientes del campo U, T Y M1 se identifican por ser especialmente de grano medio y generalmente impregnadas de hidrocarburos, asimismo se caracterizan por la ausencia de matriz arcillosa.

Existen tres secciones estratigráficas, una con dirección Norte-Sur, y dos con dirección Oeste-Este, para el análisis de tendencias de espesor de la estructura. (Figura 1.4)

2.3.2.1 Sección estratigráfica 1, Norte-Sur

Dicha sección muestra una antifforma que domina la mayor parte del campo, profundizándose hacia el sur. En general la sección cretácica a partir del tope de la formación Hollín hasta el tope de la arenisca Basal Tena se engrosa hacia el sur del campo. (Petroamazonas EP, 2014)

2.3.2.2 Sección estratigráfica 2 y 3, Oeste-Este

Esta sección muestra una antifforma, no se observan variaciones de espesor significativos en este corte, lo cual muestra que la estructura vista en este corte, es posterior a la sedimentación. El corte estratigráfico Oeste-Este muestra solamente el flanco de una antifforma, dicha antifforma del Campo Shushufindi-Aguarico se ensancha hacia el sur del campo. (Petroamazonas EP, 2014)

Los reservorios que tienen un mayor potencial en la Cuenca Oriente son Napo “U” y Napo “T”. La arena Basal Tena está separada de “U” Superior por aproximadamente 600 pies

de lutitas (rocas sello no reservorio) y la Caliza "A". Posteriormente tenemos la arena Napo "U" Inferior, que está separada de la arena Napo "T" Superior por una secuencia de lutitas y la Caliza "B", para finalmente encontrar en el fondo a la arena Napo "T" Inferior.



Figura 2.4 secciones estratigráficas

Fuente: Petroamazonas EP

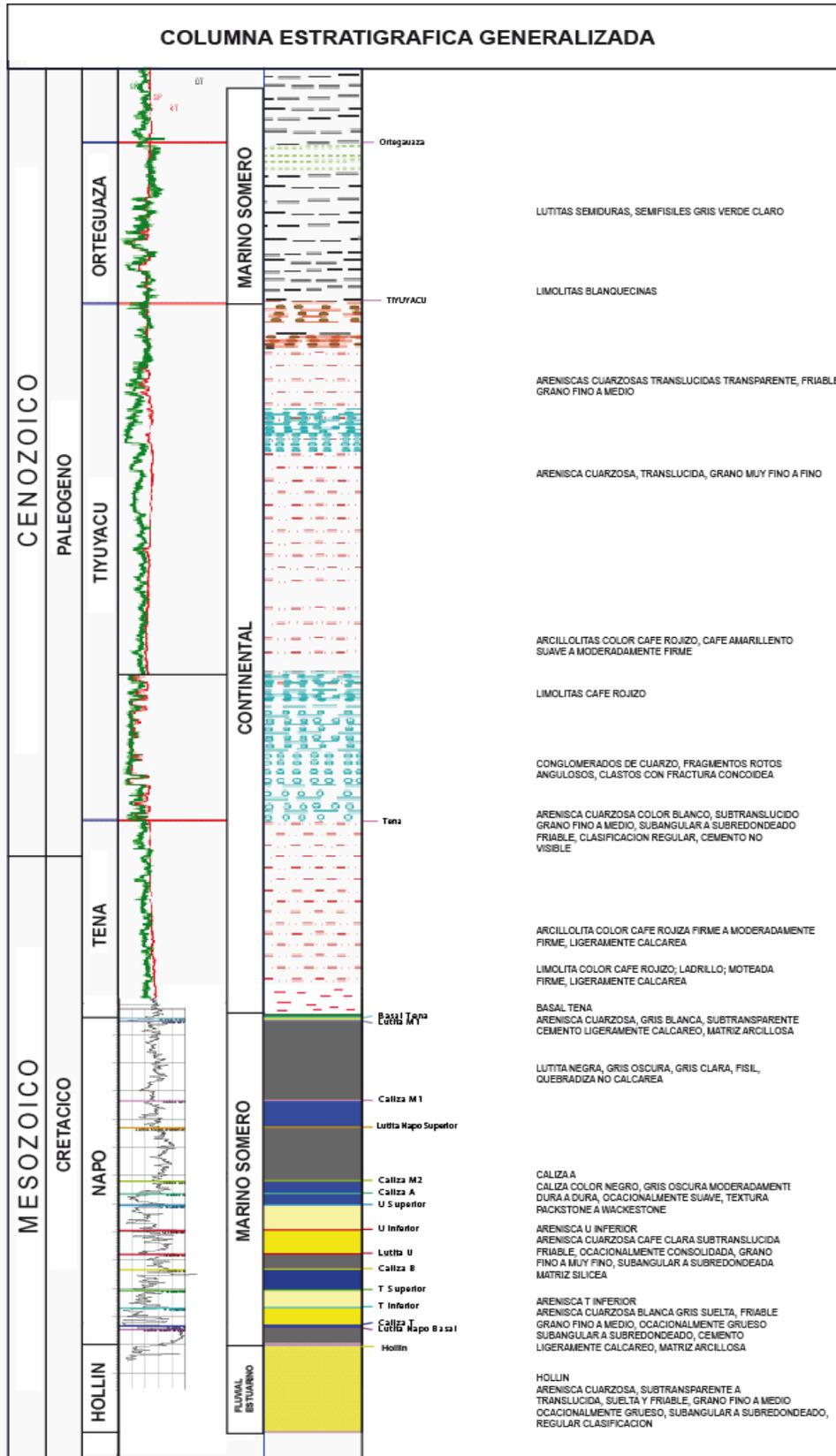


Figura 2.5 Columna estratigráfica Campo Shushufindi

Fuente: Petroamazonas EP

2.4 Descripción Litológica

Formación Tena

Las formaciones que sobreyacen la Formación Tena representan una gruesa sección de facies clásticas depositadas en respuesta a la estructuración de la Cuenca Oriente como Cuenca de tipo antepaís (Foreland basin). Este cambio al final del Cretácico se produce por el levantamiento del orógeno andino (Winkler et al., 2008) y la consiguiente flexura de la placa subyacente a la cuenca, aumento en la subsidencia y la migración de las depo-zonas hacia el este. (Petroamazonas EP)

Es un reservorio cuyos espesores que varían entre 1 a 22 pies. En la parte Sur-Oeste el espesor de este reservorio disminuye considerablemente pero a medida que va hacia el norte parece mejorar notablemente. Aparece en ciertas áreas del campo y contiene una cantidad importante de petróleo en sitio.

Formación Napo

Esta formación incluye ciclos sedimentarios depositados en respuesta a variaciones en el nivel base, que hacia la parte inferior de cada ciclo deposita arenas. Las arenas se han nombrado como T, U, las cuales constituyen roca reservorios del campo SHUSHUFINDI - AGUARICO y de la Cuenca Oriente en general. (Petroamazonas EP).

Los yacimientos Napo “U” y “T” tienen un ambiente de deposición estuarino influenciado por mareas. Son similares en origen y están conformados por areniscas de grano fino. Sin embargo, hacia el tope de la arenisca U, el ambiente de deposición cambia a un ambiente de deposición de plataforma somera con facies; regionalmente son continuos pero tienen barreras de permeabilidad tanto longitudinal como transversal que dividen al campo en otros pequeños sub campos.

Arenisca “U” Superior

El espesor varía entre 37 y 107 pies, es un reservorio secundario. El intervalo total Napo “U” Superior conserva un espesor constante, en todo el campo presenta areniscas, con laminación y presencia de glauconita lo cual revela un ambiente shoreface. Muestra un

comportamiento similar al de la Arenisca T Superior. La Caliza A presenta un aumento de espesor hacia el sur, de igual manera, la arenisca Basal Tena muestra un engrosamiento hacia el sur del campo. (Petroamazonas EP).

Arenisca “U” Inferior

Es grano decreciente, se observan arenisca de grano fino a medio, con estratificación cruzada, saturadas de petróleo, al igual que la arenisca Napo “T” inferior, tiene importantes diferencias en cuanto se refiere a la calidad del reservorio. Hacia el sur del campo, se puede ver un aumento importante de espesor.

Arenisca “T” Superior

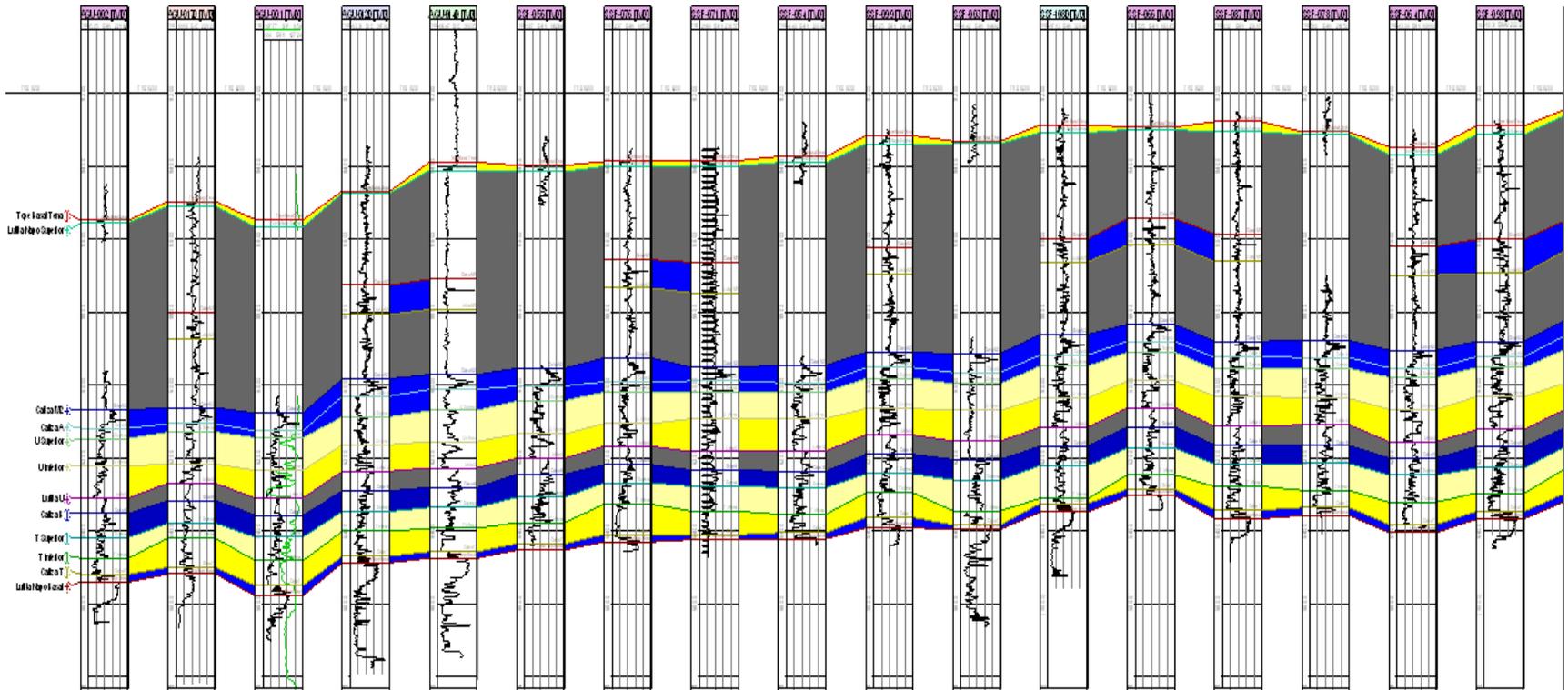
No muestran una tendencia clara de variación, posiblemente reflejando la geometría de depósitos no canalizados, o depositados como bancos o sábanas de arena. Presentan lutitas negras con laminación que sobre yacen areniscas finas de ambiente de planicie arenosa. Se tienen paquetes de areniscas finas a medio color verde por la presencia de glauconita. (Petroamazonas EP)

Arenisca “T” Inferior

Es variable a los largo del campo SHUSHUFINDI - AGUARICO, lo cual se relaciona con la presencia de canales perpendiculares a la dirección del corte. Es decir, en zonas canalizadas el espesor aumenta, mientras que en las zonas intercanales, el espesor disminuye. Sin embargo, se nota una tendencia de engrosamiento de este miembro hacia el sur. (Petroamazonas EP)

SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA 1, N-S

N



SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA 1, N-S

S

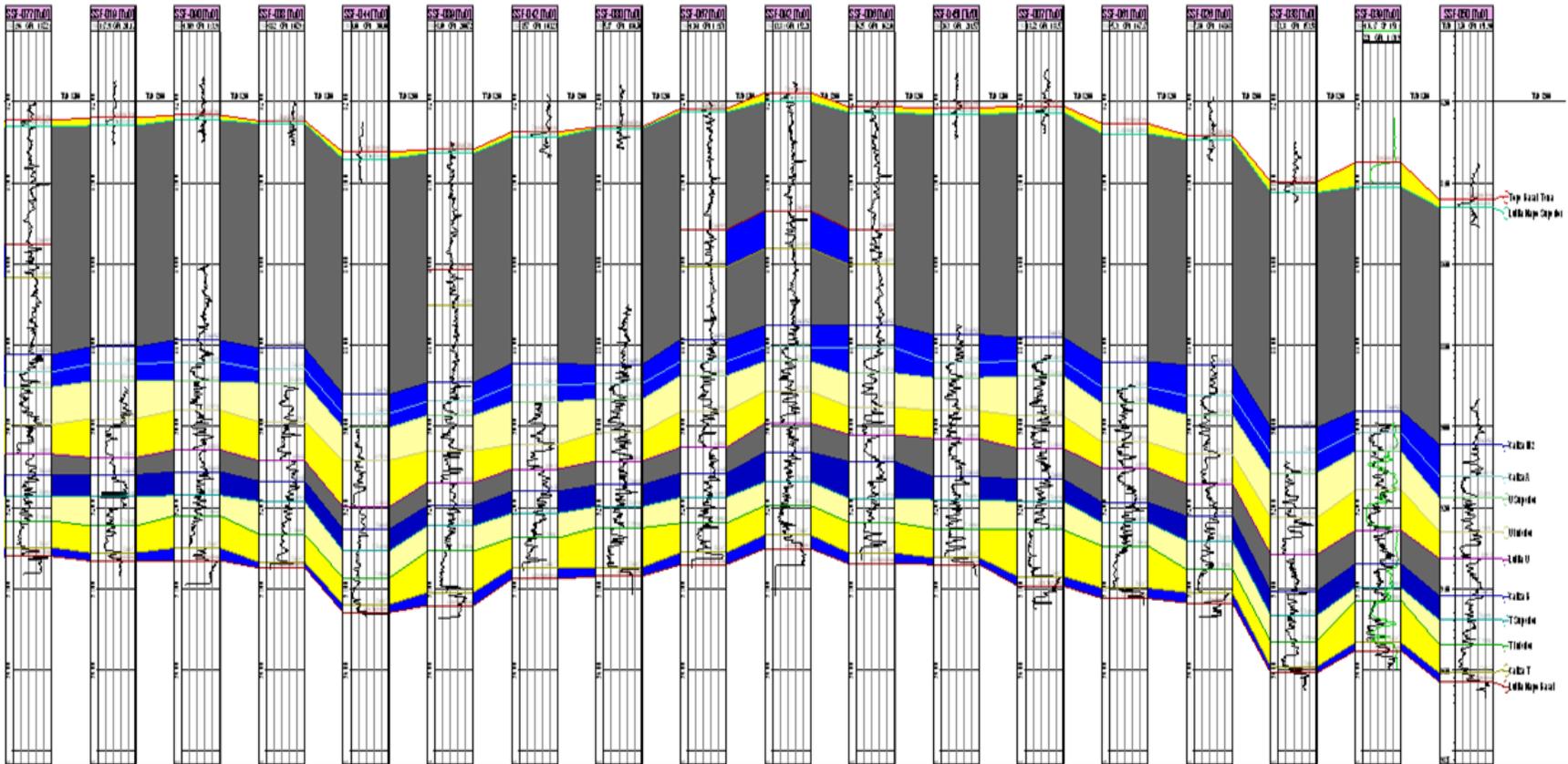


Figura 2.6: Sección estratigráfica, dirección Norte-Sur de la formación Napo en el Campo Shushufindi-Aguarico

Fuente: Petroamazonas

SECCIÓN OESTE-ESTE 2

O

E

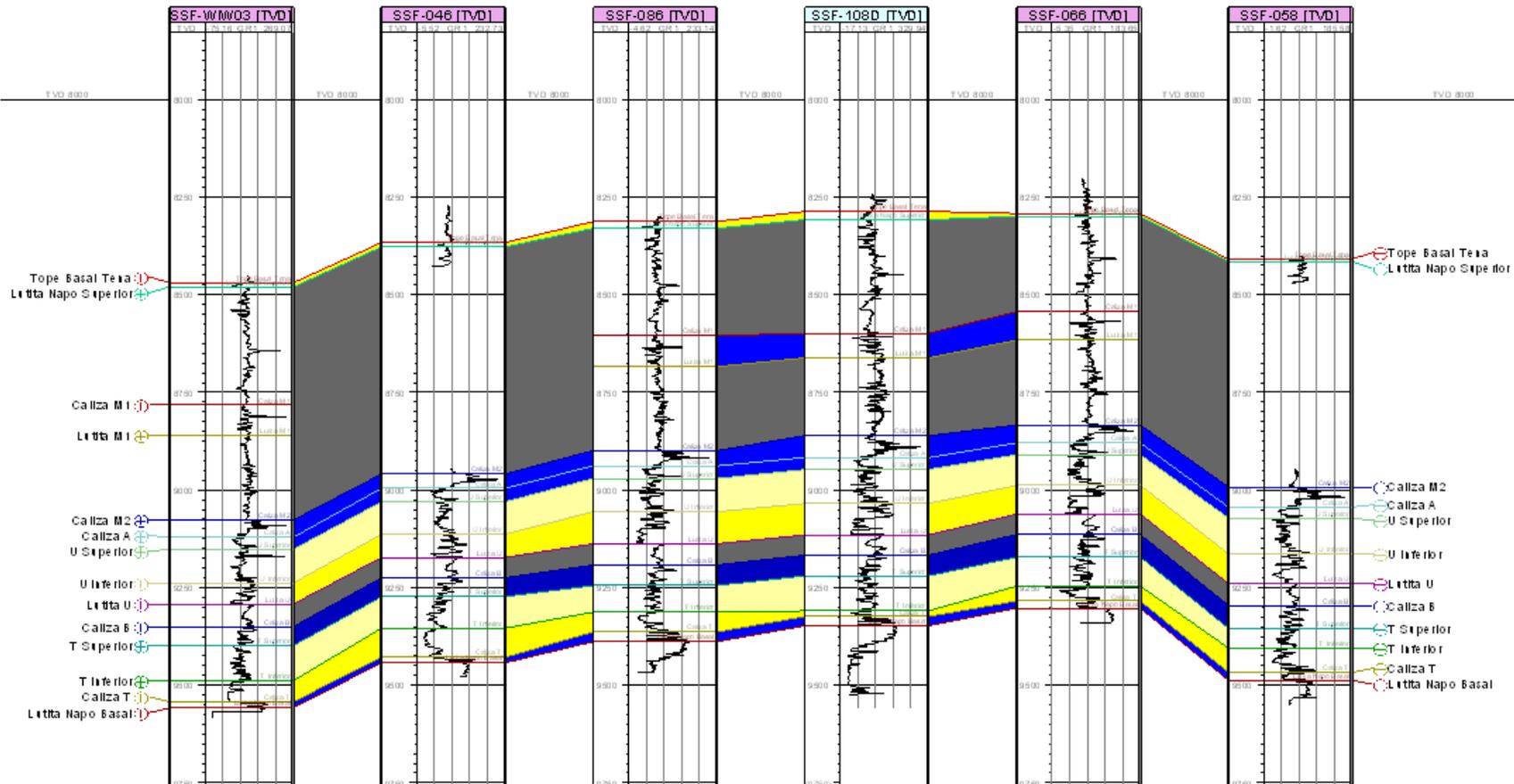


Figura 2.7: Sección estratigráfica 2, dirección Oeste-Este.
Fuente: Petroamazonas.

SECCIÓN OESTE-ESTE 3

O

E

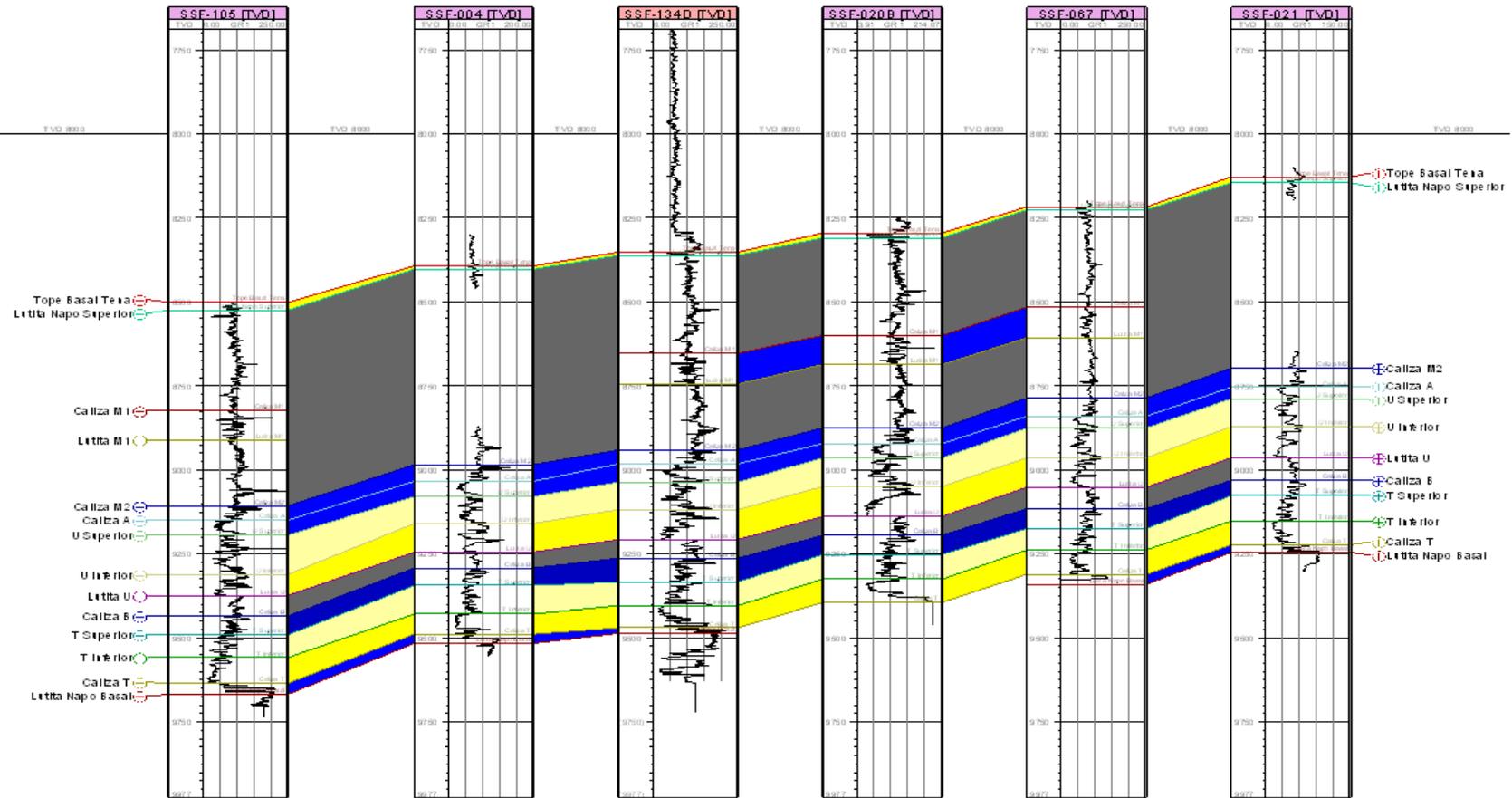


Figura2.8: Sección estratigráfica 3, dirección Oeste-Este.
Fuente: Petroamazonas.

2.5 Facilidades de producción

El campo Shushufindi posee las estaciones de producción de Aguarico, Shushufindi Norte, Shushufindi Central, Shushufindi Sur, Aguarico, Drago, Drago Norte, Drago Este, Cobra y Condorazo. Puesto que los pozos de estudio se encuentran en el PAD AC, se detallara las facilidades de la estación Shushufindi Sur.

La estación Sur consta de los pads A, AC, AD, D, L, N, Q y algunos pozos que no constan de pads puesto que son unitarios, la totalidad de producción de toda la estación es de 72,726 bfpd de los cuales 10,300 son de petróleo neto.

POZOS

SHS-023TI
SHS-028TI
SHS-028TS
SHS-028UI
SHS-045BTI
SHS-045BTS
SHS-067UI
SHS-068UI
SHS-075TI
SHS-079TI
SHS-082UI
SHS-082US
SHS-091TI
SHS-092UI
SHS-095TS
SHS-097TI
SHSA-002TI

POZOS

SHSA-122TI
SHSA-163TI
SHSA-183TI
SHSA-221TI
SHSAC-222TI
SHSAC-228TI
SHSAD-020BUI
SHSD-217TS
SHSD-267TI
SHSL-184TI
SHSL-220UI
SHSL-225UI
SHSL-226UI
SHSN-124UI
SHSN-130UI
SHSN-224UI
SHSQ-179TI

Cuadro 1.1: Pozos que producen de la estación Sur
Fuente: Petroamazonas

A continuación se detalla los equipos de superficie de dicha estación y cómo envían el fluido hacia la estación central:

- Manifold de tres vías
- 4 separadores de producción
 - 2 separadores bifásicos

- 2 separadores trifásicos
- 2 separadores de prueba bifásicos
- Medidor multifasico Vx
- Colector general de Gas
- Tanque de lavado y Bota
- Tanque de reposo
- Unidad ACT
- Sistema de Gas
- Colector condensado gas de alta
- Colector condensado gas de baja
- Transferencia de crudo y medición
- 3 bombas booster de agua
- 7 bombas de reinyección de agua
- 3 bombas booster de crudo
- Sistema de agua contra incendio
- 1 scrubber

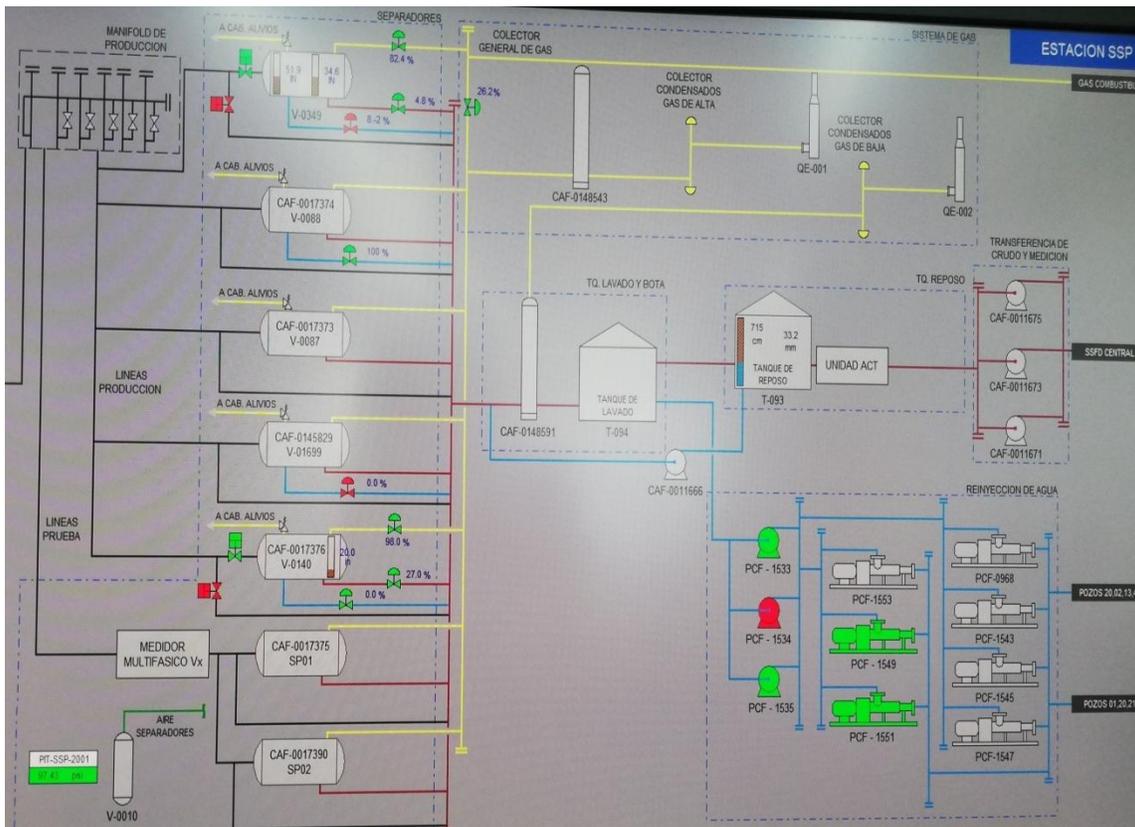


Figura 2.9: Sistema SCADA de la estación Sur del campo Shushufindi
Fuente: Petroamazonas

2.5.1 Manifold de tres vías

Combinan dos válvulas principales de bloqueo y una ecualizadora o by pass, necesarias para el montaje de manómetros y transmisores de presión diferencial. Direcciona el fluido hacia los separadores o simplemente cierra el paso del hidrocarburo.

Es la línea a donde llega la producción de los diferentes pozos, se dividen en bloques (batería), cada 5 manifolds constituye una batería, quiere decir que uno puede desarmar dicho bloque. Sigue por una línea de 4" y tienen una válvula de compuerta de tres vías, para ver si el fluido ingresa al separador de producción.

2.5.2 Separadores de producción y de prueba

Los separadores son un recipiente cilíndrico que se utiliza para separar petróleo, gas y agua del flujo total de fluido producido por un pozo. Pueden ser tipo bifásico que solo trata petróleo y gas o trifásicos que tratan petróleo, gas y agua. La segregación gravitacional es la más importante que ocurre durante la separación, lo que significa que el fluido más pesado se decanta en el fondo y el fluido más liviano se eleva hacia la superficie. Asimismo, dentro del recipiente, el grado de separación entre el gas y el líquido dependerá de la presión operativa del separador.

Los separadores de prueba tienen una capacidad para 10.000 bls diarios, contabiliza todo el fluido incluyendo gas, contiene una herramienta denominada Daniels que permite medir la cantidad de gas que pasa a través del mismo. Contiene una válvula Fisher que es automatizada, la cual está calibrada por medio de un sensor para saber en qué momento la válvula debe abrirse o cerrarse dependiendo del nivel calibrado y si dicho nivel sube envía una señal para que descargue y el separador no se inunde.

Los separadores de producción tienen una capacidad de 60.000 barriles diarios y tienen el mismo sistema de un separador de prueba, existen dos separadores bifásicos y 2 separadores trifásicos de producción, el scrubber recolecta el residuo de los gases de todos los separadores y lo envía a refinería, después todos los separadores se conectan a la línea de 10" que se dirige a la bota y tanque de lavado. (Figura 1.10)



Figura 2.10: Separadores de prueba y producción + scrubber de la estación Sur
Compilación: Wilmer Falcones

2.5.3 Tanques de lavado y de reposo y bota

Toda la producción se va hacia la bota donde hace otra separación, donde entra el fluido y el gas se va por arriba hacia la TEA y en el tanque de lavado se forma un colchón de agua y petróleo. De ahí se va el petróleo al tanque de surgencia, dicho petróleo se transfiere a la estación central para luego pasar a Lago Agrio y después al SOTE. Y el agua del tanque de lavado se va hacia al sistema de reinyección. La capacidad que tienen es de 100.000 barriles.

2.5.4 Sistema de reinyección de agua

Del tanque de lavado, el agua que sale se dirige al sistema por una línea de 16" a las bombas booster, de esas bombas se alimentan a las HP (horse power) con 100 psi, solo trabajan para 4HP inyectan hasta 61.000 bls. Son 6 pozos reinyectores: el 02, 04, 47, 290, 104 y el 172. Al inicio el agua circula normalmente después los poros se llenan de sedimentos y no se puede bombear la misma cantidad. El pozo 02 al inicio podía soportar hasta 27000 barriles con dos bombas, en la actualidad ya solo recibe 21000 aunque igual es una gran cantidad con respecto a los demás pozos. En totalidad la cantidad de reinyección en todo el Campo es de 239.260 bls de agua.

	POZOS	REINYECTADO	PSI CABEZA	HRS
ESTACION SUR	SHS-002AI	21327	2200	24
	SHSN-172I	14050	1950	24
	SHS-047I	6720	1600	24
	SHS-004	6780	1900	24
	SHS-104	7426	1700	24
	SHS-290	9925	1600	24

Cuadro 1.2: Cantidad de reinyección a los pozos en la Estación Sur

Realizado por: Wilmer Falcones

Fuente: Petroamazonas

CAPÍTULO III

ESTIMACIÓN DE RESERVAS

3.1 RESERVAS DE PETRÓLEO

Este tipo de reservas constituyen recursos descubiertos que se lograrán aprovechar. Es uno de los principales indicadores para calcular el potencial de producción petrolera de una empresa. Dichas reservas, en términos simples, son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas. Estos cálculos contienen una incertidumbre asociada, por lo mismo, los datos de ingeniería y geología deben ser los más exactos y actuales posibles.

El método de estimación de las reservas es llamado "determinístico" si se adquiere un solo valor para el mejor estimado de reservas basado en el conocimiento geológico, de ingeniería y datos económicos. El método de estimación es llamado "probabilístico" cuando el conocimiento geológico, de ingeniería y los datos económicos son empleados para crear un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas. La identificación de las reservas como probadas, probables y posibles ha sido la técnica más frecuente y provee una indicación de la probabilidad de la recuperación. Debido a la diferencia en la incertidumbre, se debe tener precaución cuando se suman reservas de diferente clasificación.

En este sentido, el grado de incertidumbre asociada consiente clasificar a las reservas según el Ministerio de Energía y Petróleo con base a tres criterios principales los cuales son:

- Certidumbre de ocurrencia
 - Reservas probadas
 - Reservas posibles
 - Reservas probables

- Facilidades de producción
 - Reservas probadas desarrolladas
 - Reservas probadas no desarrolladas
- Métodos de recuperación
 - Reservas primarias
 - Reservas suplementarias

3.1.1 CERTIDUMBRE DE OCURRENCIA

3.1.1.1 Reservas probadas

Dichas reservas son cantidades de petróleo en un yacimiento cuya existencia ha sido comprobada mediante la aplicación de pruebas de producción, también por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, con una probabilidad del 90 por ciento de extraerse.

El área de un reservorio considerado con reservas probadas incluye:

- El área delimitada por la perforación y definida por los contactos de fluidos, y
- El área no perforada del reservorio, que puede razonablemente ser considerada como productiva comercialmente sobre la base de datos disponibles de geología e ingeniería.
- Si las facilidades para procesar y transportar las reservas hacia un mercado, están en operación a la fecha del estimado o existe una razonable expectativa que tales facilidades serán instaladas.

Por el alto grado de certidumbre, de que sean recursos comercializados y se conviertan en un flujo económico de ingresos, son las reservas más importantes para gobiernos e inversionistas.

3.1.1.2 Reservas probables

Estas reservas conllevan menor certidumbre de que sean aprovechadas de forma rentable, por lo general para su determinación se suponen condiciones de mercado/económicas futuras. Poseen un nivel de certeza del 50%. Son considerados los volúmenes de petróleo que se valúan por asociaciones de acumulaciones conocidas, donde el estudio de la información geológica y de ingeniería son menos seguras que las probadas.

Las reservas probables pueden incluir:

- Reservas en formaciones que parecen ser productivas y se basan en características de perfiles eléctricos pero faltan datos de núcleos o pruebas definitivas.
- Reservas en un área donde la formación parece estar separada del área probada por fallamiento y la interpretación geológica indica que el área objetivo esta estructuralmente más alta que el área probada.

3.1.1.3 Reservas posibles

El nivel de certidumbre de este tipo de reservas es de un 10%, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento. Las reservas posibles incluyen acumulaciones basadas en la interpretación geológica de zonas aledañas a las que ya han sido especificadas como probadas y que pueden ser explotadas por métodos de recuperación mejorada.

3.1.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

3.1.2.1 Reservas probadas desarrolladas

Incluyen aquellas reservas que se esperan obtener por la aplicación de métodos de recuperación suplementaria. Se consideran como desarrolladas solo cuando el equipo

para su producción se encuentre instalado y los costos para su explotación sean menores y rentablemente recuperables económicamente.

3.1.2.2 Reservas probadas No desarrolladas

Son volúmenes de reservas probadas que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponible.

3.1.3 METODOS DE RECUPERACIÓN

3.1.3.1 Reservas Primarias

Se refieren a reservas que pueden ser recuperadas del pozo con energía primaria o natural del reservorio.

3.1.3.2 Reservas Suplementarias

Hidrocarburos que se pudieran recobrar, como efecto de la incorporación de energía adicional al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como: inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión de yacimiento. A partir de los registros eléctricos se puede analizar el reservorio, las propiedades petrofísicas ayudarán a determinar las iso-propiedades que contribuirán a entender el comportamiento de la porosidad, permeabilidad y saturación de la roca así como el fluido a lo largo del reservorio.

3.2 PROPIEDADES PETROFÍSICAS

3.2.1 Porosidad

Porcentaje de espacios porosos respecto al volumen de la roca que puede contener fluidos en cualquier condición, la porosidad puede generarse a través del desarrollo de fracturas, en cuyo caso se denomina porosidad de fractura. La porosidad efectiva es el volumen de poros interconectados, presentes en una roca, que contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento.

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_p}{(V_g + V_p)}$$

Ecuación 3.1: porosidad

$$\phi_{Total} = \phi_{efectiva} + \phi_{no\ efectiva}$$

Ecuación 3.2: porosidad total

Dónde:

ϕ = Porosidad %

V_P = Volumen Poroso ft³

V_T = Volumen Total ft³

V_g = Volumen de granos ft³

3.2.2 Permeabilidad

Capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, su unidad de medida es en milidarcy y se simboliza mD. La permeabilidad está determinada por la ecuación que define la “Ley de Darcy”, quien establece que el caudal que atraviesa un medio poroso es proporcional al gradiente hidráulico y al área de flujo.

$$Q = \frac{k \times \Delta P \times A}{\mu \times L}$$

Ecuación 3.3: Ley de Darcy

$$K = \frac{Q \times \mu \times L}{\Delta P \times A}$$

Ecuación 3.4: permeabilidad a partir de la Ley de Darcy

Dónde:

K = Permeabilidad, Milidarcy

μ = Viscosidad, Centipoise

L =Longitud.cm

ΔP =Delta de presión, atm/cm

A =Área, cm²

Q =Flujo, CC/Seg

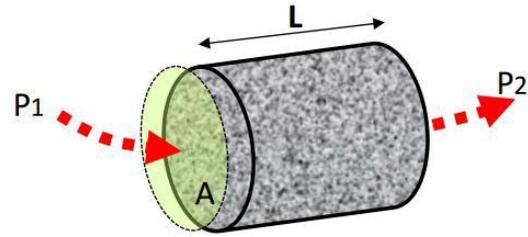


Figura 3.1: Esquema Ley de Darcy

Fuente: Rojas Suarez. Modelamiento geo estadístico

3.2.3 Saturación

La cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como una proporción del volumen. Esta permite estimar el porcentaje de contenido del fluido del reservorio.

$$S_i = \frac{V_i}{V_p}$$

Ecuación 3.5: saturación

Dónde: $1 = S_w + S_o + S_g$

Ecuación 3.6: sumatoria de saturaciones

Dónde:

Si = Fluido de agua Sw, Petróleo So y gas

Vi = Volumen de fluido. ft³

Vp = Volumen poroso. ft³

Sw = Saturación de agua, fracción.

So = Saturación de aceite, fracción.

Sg = Saturación de gas, fracción

3.2.3 Resistividad

La capacidad de un material para resistir la conducción eléctrica. Es la inversa de la conductividad y se mide en ohm-m. La resistividad es una propiedad del material, en tanto que la resistencia también depende del volumen medido.

Para prever la saturación de agua e hidrocarburos en un reservorio es importante conocer la resistividad del agua de saturación **Rw**, el factor de formación F o la porosidad Φ y la resistividad de la formación real **Rt**. La resistividad de la zona invadida **Rxo**, también es importante ya que puede emplearse para obtener el **Sw**, si se desconoce la porosidad, con la finalidad de presentar la movilidad de los hidrocarburos y cuando la invasión es profunda, a fin de obtener un mejor valor de **Rt**.

3.2.4 Ley de Darcy

La ley de Darcy para flujo radial menciona que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje e inversamente proporcional a la viscosidad.

$$q = \frac{7.08 * k * h * (Pr - Pwf)}{\mu_o B_o (LN(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75)} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Dónde:

q= tasa de flujo, caudal

h= espesor efectivo, ft

Pr= Presión de yacimiento, psi

re=Radio de drenaje, ft

Bo=factor volumétrico del aceite

k= permeabilidad efectiva, mdarcy

μo= Viscosidad prom. del petroleo, cp

Pwf= Presión de fondo fluyente, psi

rw=Radio del pozo, ft

(Pr-Pwf)= Caída de presión, psi

3.3 Registros

Estos tipos de registros nos ayudan a caracterizar las propiedades de un yacimiento, se clasifican en:

- Litológicos
 - Registro Gamma Ray
 - Registro de Potencial Espontaneo
- De resistividad
 - Registros inductivos
 - Laterologs
 - Micro-resistivos
- De Porosidad
 - Registro sónico
 - Registro densidad
 - Registro Neutrón

A continuación se presenta una breve descripción del funcionamiento de estas herramientas:

3.3.1 Litológicos

Empleados para la determinación del tipo de litología presente por medio de la estimulación de los componentes radioactivos que están inmersos en las formaciones.

3.3.1.1 Registro Gamma Ray

Mide la radioactividad natural de las formaciones que son emitidos espontáneamente por algunos elementos como Potasio (K) y Uranio (U) y dichos elementos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas.

Cuando la línea en el registro de Gamma Ray deflacta hacia el costado izquierdo indica presencia de arenas, y cuanto más cercano se encuentre de 0 API, indica q las arenas son limpias, mientras que si deflacta hacia la derecha indica niveles altos de minerales radioactivos, lo que significa que se tratan de posibles shales.

3.3.1.2 Registro de Potencial Espontáneo

La corriente espontánea se genera debido a que las formaciones contienen agua las cuales portan componentes salinos, y es el movimiento de los iones de estas sales que generan una corriente eléctrica. El registro de potencial espontáneo es quien calcula estas corrientes. Frente a las lutitas, la curva SP por lo general define una línea más o menos recta, que se denomina línea base de lutitas, mientras que, frente a formaciones permeables, la curva muestra deflexiones con respecto a esta línea base. Esta deflexión puede ser hacia la izquierda (negativa/con presencia de arena) o hacia la derecha (positiva/presencia de lutitas), dependiendo de la salinidad de la formación y filtrado de lodo.

3.3.2 Resistividad

Permiten determinar la saturación de hidrocarburos presentes. Para que se genere el paso de corriente eléctrica debe existir agua conductiva, lo cual hace más fácil descartar zonas con presencia de fluidos que no sean de interés.

3.3.2.1 Inductivos

Miden la conductividad de las formaciones mediante corrientes alternas inductivas. La ventaja de este método debido a su enfoque y radio de investigación es su habilidad para investigar capas delgadas.

3.3.2.2 Laterologs

Actúan bajo la premisa de que el pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar de manera considerable las respuestas de los sistemas eléctricos convencionales. Dentro de las ventajas de emplear dicho sistema, permite tener una resolución de respuesta más adecuada para capas con espesores delgados.

3.3.2.3 Micro-resistivos

Estos elementos se emplean para medir la resistividad de la zona lavada, R_{xo} y para describir capas permeables por medio de la detección de enjarre. Para poder realizar la medición de R_{xo} la herramienta debe tener una profundidad de investigación muy baja debido a que la zona inundada puede extenderse sólo unas cuantas pulgadas más allá de la pared del pozo.

Como en campos petroleros la formación está compuesta de rocas sedimentarias, es decir, rocas con alta resistividad, la conducción de la corriente eléctrica dependerá principalmente de los fluidos que se encuentren en las rocas, de esta manera, a partir de

estos registros se puede determinar la litología de cada uno de los estratos de la formación.

3.3.3 Porosidad

3.3.3.1 Registro Sónico

Registro continuo del tiempo que emplea una onda sonora compresional, para viajar a través de una longitud de 1 pie lineal de formación. Su objetivo fundamental es medir la porosidad de la formación lo cual dependerá de la litología de la formación y de la naturaleza de los fluidos que llenan los espacios porosos.

3.3.3.2 Registro densidad

Usados como registro para determinar porosidad, identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y litologías complejas, determinación de producción de lutitas y propiedades mecánicas de las rocas.

3.3.3.3 Registro Neutrón

Estos perfiles sirven para ubicar formaciones porosas, que son rocas con espacios vacíos denominados poros. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros se encuentren saturados con agua o aceite el registro reflejara la cantidad de porosidad saturada de líquido.

3.4 Propiedades de los fluidos PVT

Estos estudios son muy importantes para realizar análisis nodales y diseñar las instalaciones de producción.

3.5 Factor de recobro

La fórmula para obtener el factor de recobro es:

$$factor\ de\ recobro = \frac{Reservas}{N} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

3.6 Radio de drenaje

Se puede representar mediante mapas de burbuja. Se usa la siguiente ecuación para calcularla:

$$r_e = \sqrt{\frac{5.615 * N * B_{oi}}{\pi * H * \phi (1 - S_{wi})}} \text{ [pies]} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Dónde:

N= Petróleo original en sitio.

Boi: Factor volumétrico de petróleo

H= Espesor neto, pies

Swi= saturación de agua inicial, fracción.

Ø=Porosidad, fracción

3.5 Registros eléctricos de los pozos SHSAC-222 Y SHSAC-228

Se presentan los registros eléctricos de los pozos, donde principalmente están los registros de GR, Densidad, Resistividad y Neutrón

GR: GAMMA RAY

CAL: CALIPER

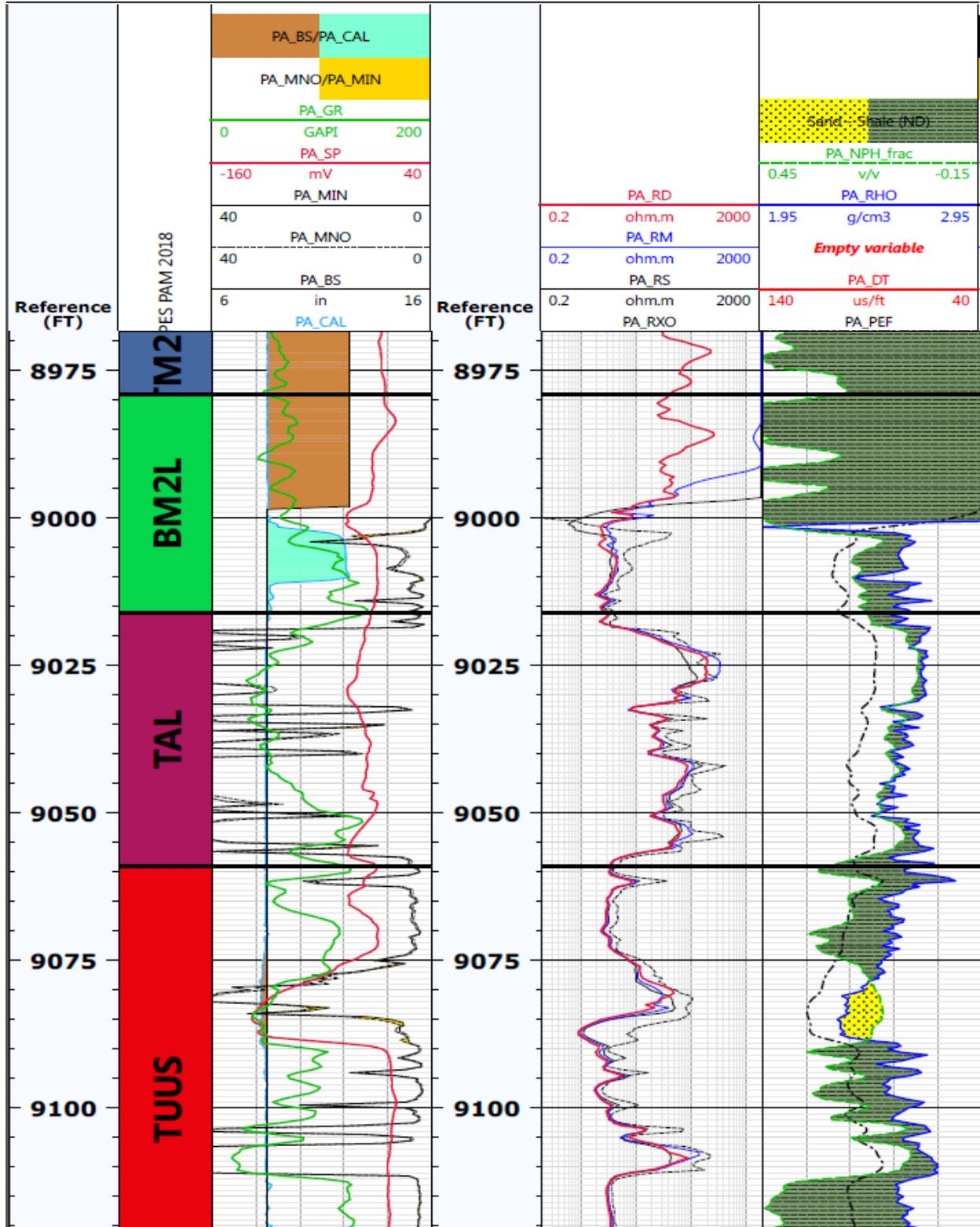
SP: POTENCIAL ESPONTANEO

NPH: NEUTRON

MIN: MICRO-RESISTIVIDAD

RHO: DENSIDAD

SHSAC-222



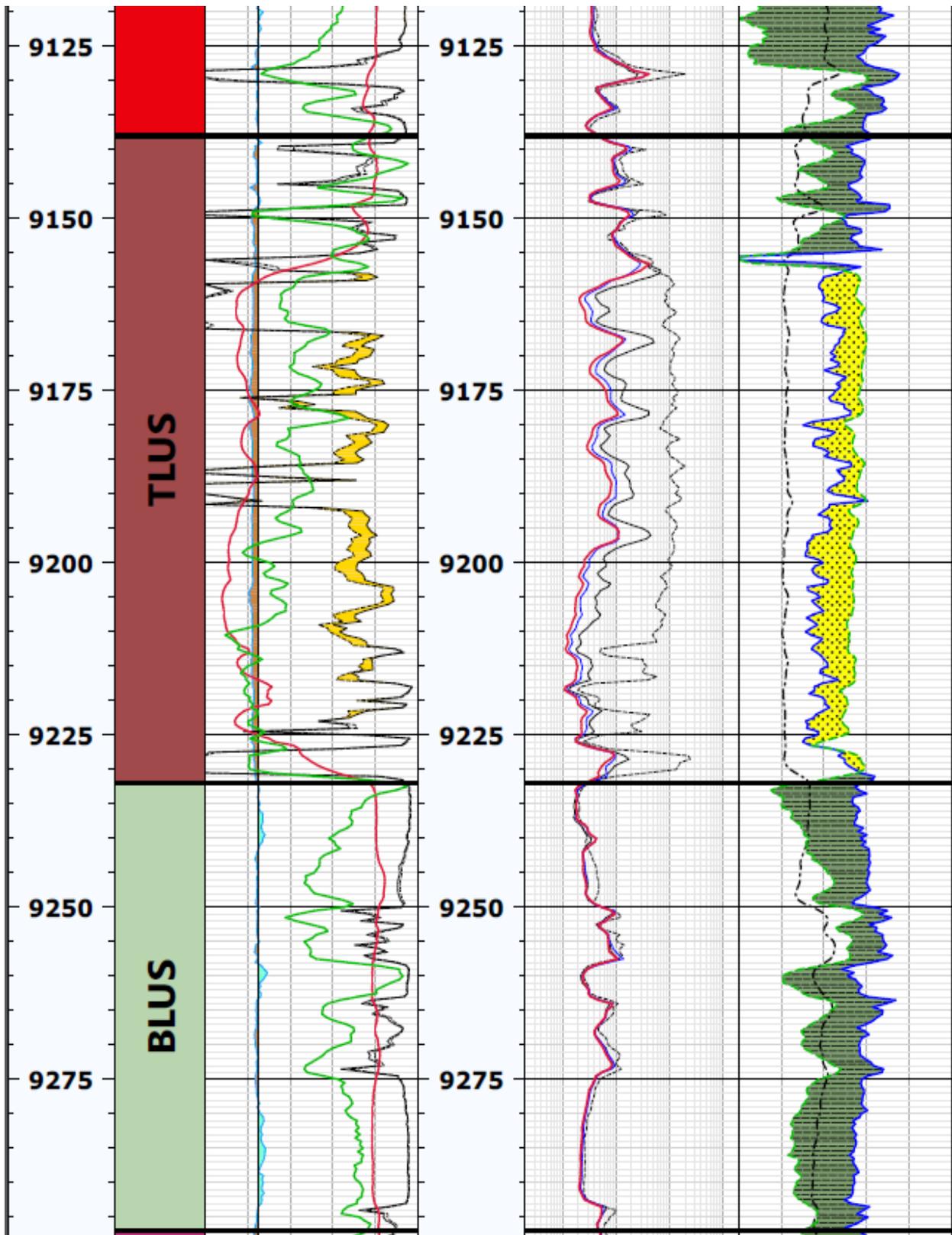
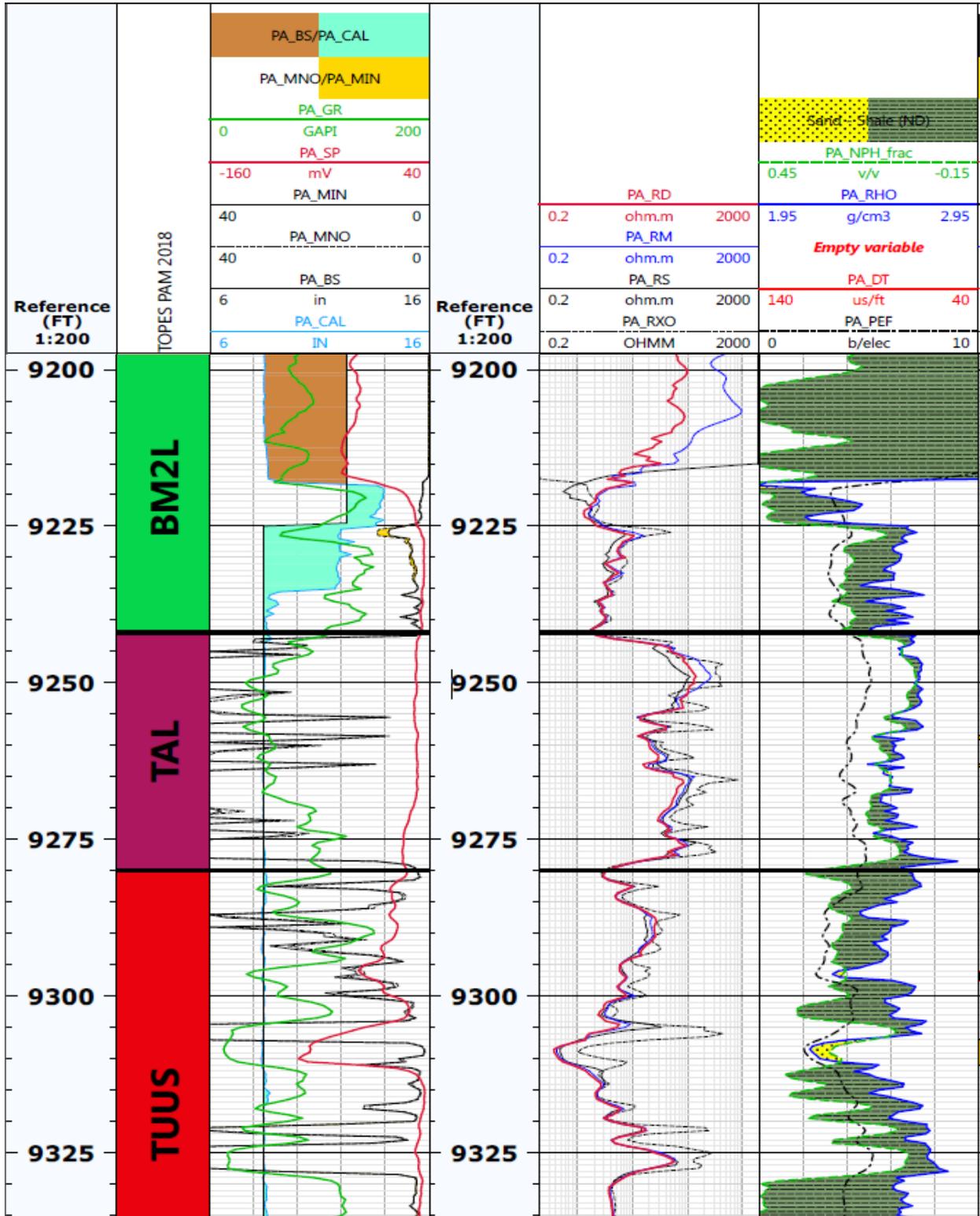


Figura 3.2: Registros eléctrico del pozo SHSAC-222
Fuente: Petroamazonas EP

SHSAC-228



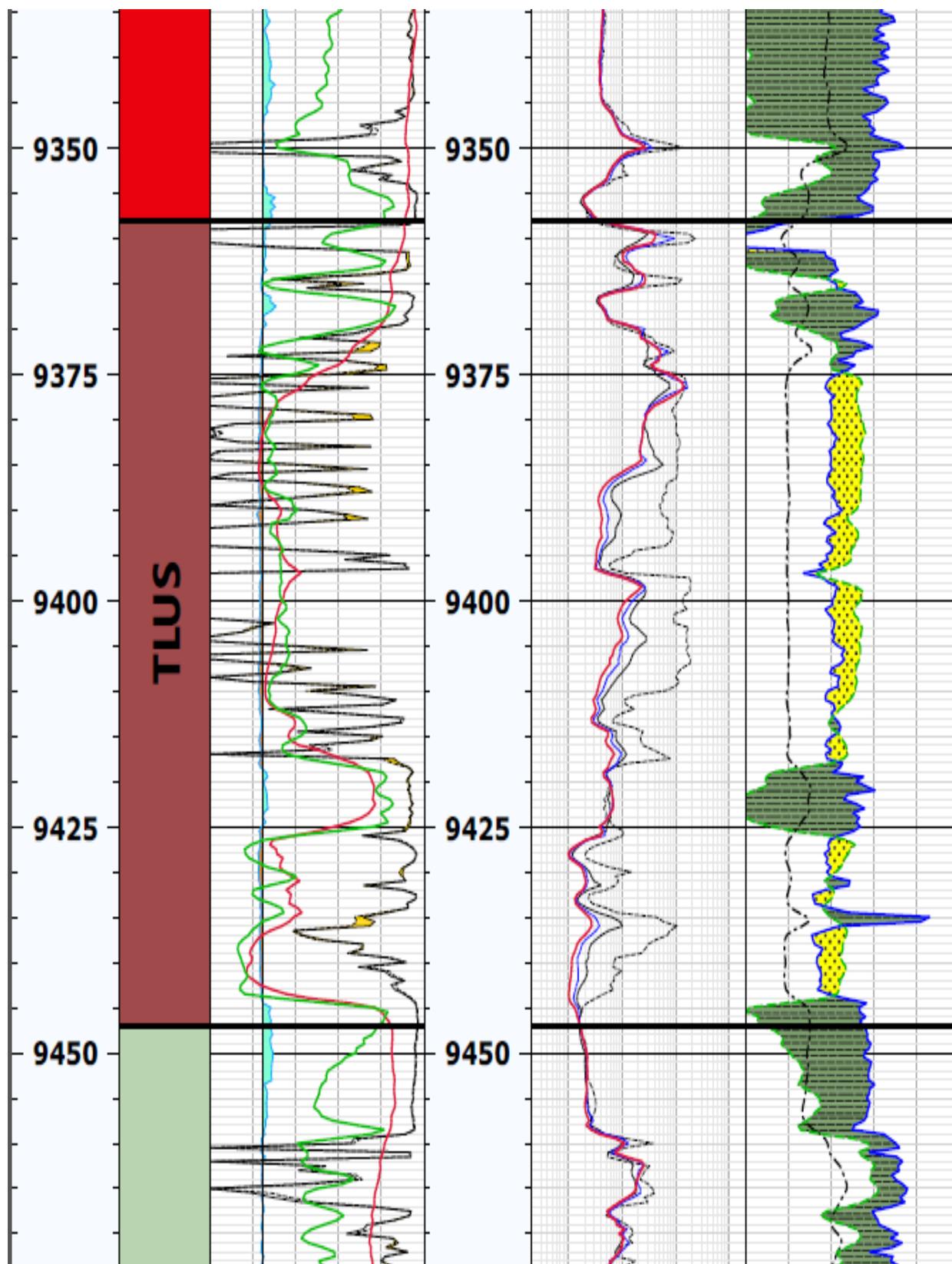
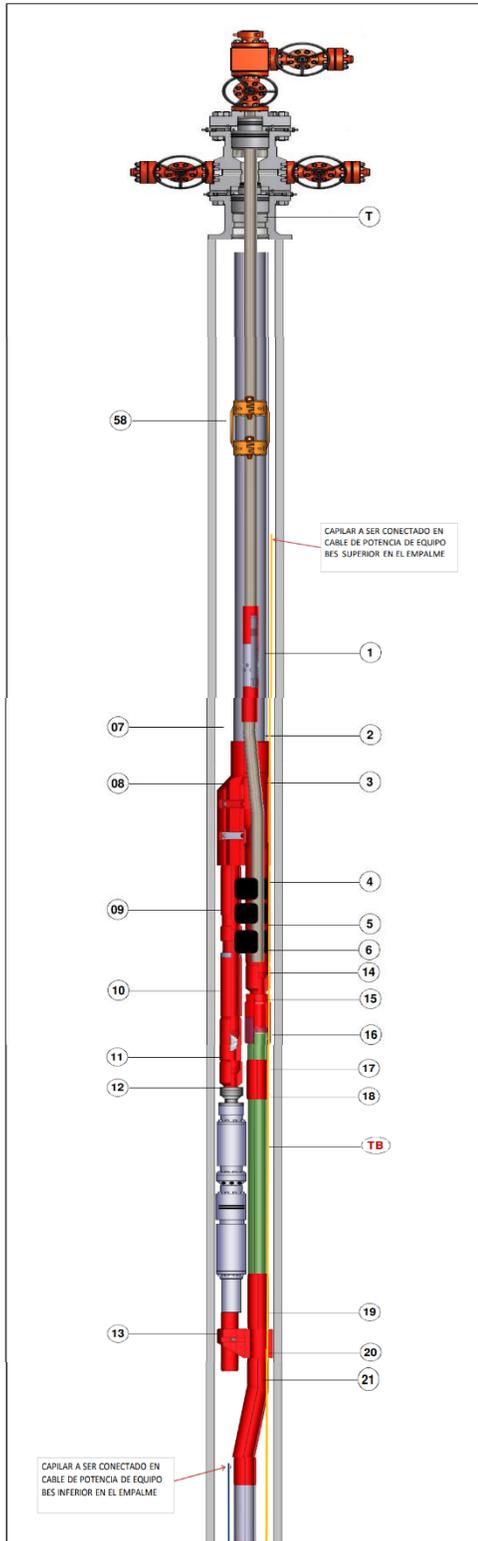


Figura 3.3: Registros eléctrico del pozo SHSAC-228
 Fuente: Petroamazonas EP

CAPÍTULO IV

SISTEMA DE COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA

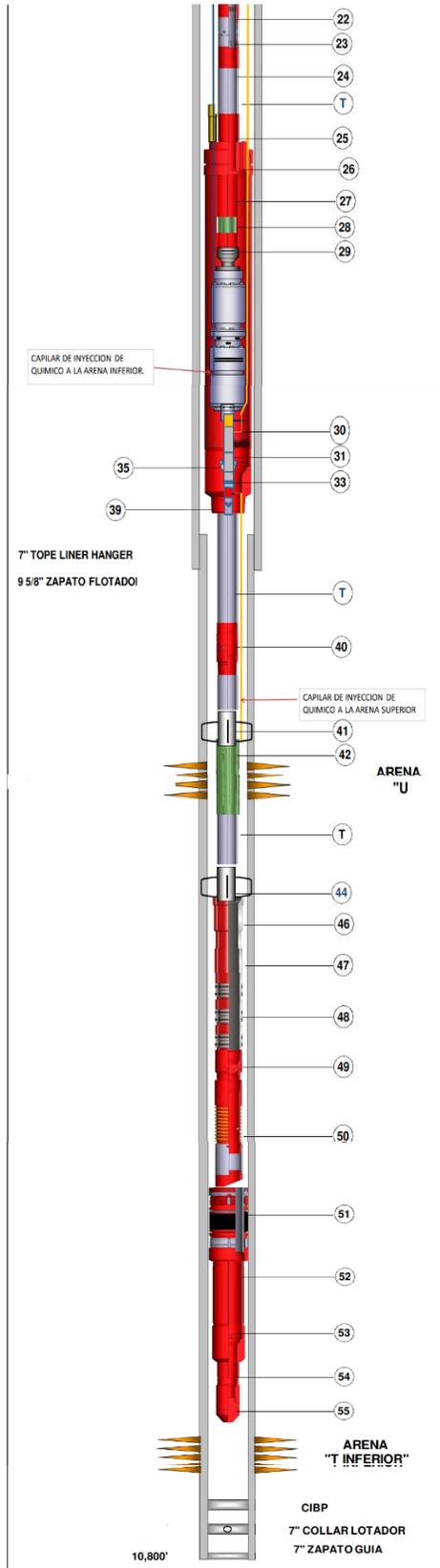


No.	DESCRIPCION
	Elevacion de la Mesa Rotaria a la seccion inferior
	Colgador 11" 5000 psi x 2-7/8" 6.5# N-80 EUE Box x Box
T	Tubos corto 2-7/8" 6.5# EUE Pin x Pin
T	Tubos cortos 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin
1	CAMISA CIRCULACION: TYPE XD SLIDING SIDE DOOR SSD, 2.31" 2 7/8 EU
T	Tubería de Producción 2-7/8" 6.5# EUE Box x Pin
2	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2 7/8 API-NUE X 2 7/8 API-EUE,ALY
3	ADAPTADOR: 2-7/8 6.5# N-80 NU Box x 2 11/16-12 UNS Pin
4	EXTENSIONES: SEAL ASSEMBLY EXTENSION SEAL UNIT EXT, 3.000 X 26.70, 2 11/16-12
5	UNIDAD DE SELLOS: SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT, CON'T. SEAL ASSY, 3.000 X 2 11/16-12 UNS
6	PATA MULA: SEAL ASSEMBLY MULE SHOE GUIDE, 2 11/16-12, UNS BOX

	Elevacion de la Mesa Rotaria a la seccion inferior
	Colgador 11" 5000 psi x 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Box
T	Tubo corto 5-1/2" 17# N-80 BTC Pin X BTC Pin
T	Tubos corto 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin
T	Tubería de Producción 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin
7	TUBO CORTO: PUP JOINT 5-1/2" 17# N-80 BTC Box x Pin
8	Y-TOOL: Y-TOOL PARA CASING DE 9 5/8" 2 7/8" EUE / BLANK

9	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2 7/8 API-EUE X 2 7/8-6.4 API-NUE
10	TELESCOPICA: JUNTA TELESCOPICA CON SWIVEL DE 2 7/8" 6.5# N-80 EUE B-P
11	CHECK VALVE: STANDING VALVE OTIS STG VLV, 2.313, 1 1/4-12 UN, BOX, 9CR, H2S
B E S S U P E R I O R	DESCARGA: 400, RLOY, 2 3/8 OD 8RD EUE
	BOMBA: DN-1100 CR-CT 100 STG 400/400 RLOY
	BOMBA: DN-1100 CR-CT 100 STG 400/400 RLOY
	BOMBA: DN-1100 CR-CT 112 STG 400/400 RLOY
	INTAKE: VGSA D20-60, 400/400 RLOY
	SELLOS: PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPB-UT, 400/400, NTB/HL, .87 INC 718, RLOY, AFL, M-TRM
SELLOS: PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPB-S/LT, 400/456, NTB/HL, .87 INC 718, RLOY, AFL, M-TRM	
	MOTOR: MAXIMUS 456-120HP-1508V-52-RA-S-RLOY-AS.
	SENSOR: BASE GAUGE: XT150 TYPE 1
12	PRONG

13	SECCION PULIDA: SEAL BORE, PBR, 3.0250, 9CR-1MO
14	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN REDCG ADPTR, 3 1/2 API-NUE X 2 7/8-6.5
15	SWIVEL: TUBING SAFETY JOINTS TRV JT-SWIVEL 2 7/8" 6.5 LBS/PIE API EUE
16	ADAPTADOR: ADPTR 2 7/8" 8.6# EUE BOX X SEC PIN
17	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5# N-80 SEC BOX X S-TL PIN
T	TUBERIA BYPASS: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2 7/8 8.6 BLNK B-P
18	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 8.6# N-80 ST-L BOX X NU PIN
19	BLOQUE SOPORTE: 2-7/8" 6.5# N-80 NU BOX X BOX X 2-1/2" ACME BOX
20	TUBO CORTO: PUP JOINT 2-7/8" 6.5 6.5# N-80 UN PIN X EUE PIN
T	TUBERIA DE PRODUCCION DE 4 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
21	ADAPTADOR: ADPTR 2 7/8" 6.5# EUE BOX X 2-3/8 EUE PIN
22	CAMISA CIRCULACION: TYPE XD SLIDING SIDD DOOR SSD, 1.87" 2-3/8 EU
23	ADAPTADOR: ADPTR 2 3/8" 4.7# EUE BOX x 2-7/8 EUE PIN
T	TUBERIA DE PRODUCCION 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
24	TUBO CORTO: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2-7/8 6.4 API-BUT B-B
25	TAPA CAPSULA: POD 7" 26# N-80 BTC PIN X 2-7/8" 6.5# P110 UN BOX X BOX X 1/2 X 3/8"



26	TUBO: FLOW COUPLINGS FLO CPL 38 ALY 2-7/8 6.4 API -BUT B-B
T	TUBO CORTO: 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
27	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2 7/8 API-EUE X 2 3/8 API-EUE, ALY
28	NIPPLE: NO-GO LN 1.8, 9CR, 2 3/8 4.7 API EU, P-P
29	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN ADPTR, 2 3/8 API-EUE X 3 1/2 API-EUE, ALY
B E S I N F E R I O R	DESCARGA: BOLT ON DISCHARGE PMP, 400
	DESCAEGA SENSOR: DISCHARGE PRESSURE SUB: REDA 400
	BOMBA: PUMP: G6200N CR-CT 22 STG 540/540 50 BTHD
	BOMBA: PUMP: G6200N CR-CT 22 STG 540/540 50 BTHD
	BOMBA: PUMP: G6200N CR-CT 22 STG 540/540 50 BTHD
	INTAKE: BOI, 540/540 RLOY
	PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL, 540/540
	PROTECTOR: MAXIMUS, BPBSL, 540/540
	MOTOR: 562, F112, 412.5HP/2840V/88.1A
	CENTRALIZADOR: MDT-XT GAUGE ASSY TYPE 1420 AFL
30	ADAPTADOR 2 3/8" EUE BOX X 2 7/8" EUE PIN
T	TUBERIA DE PRODUCCION 2 7/8 6.5# EUE BOX X PIN
31	ADAPTADOR 2 7/8" EUE PIN X 2 3/8" EUE BOX
32	ADAPTADOR, ADPATR 2 3/8" EUE BOX X 2 11/16" UNS PIN
33	EXTENSION 2 11/16-12 UNS BOX X PIN
34	SEAL ASSEMBLY UNIT, CONT SEAL ASSY, 3000 X 2 11/16-12 UNS BOX X PIN
35	SEAL ASSEMBLY MULE SHOE GUIDE COL 2 11/16-12 UN BOX X 3000
36	CENTRALIZADOR
37	SECCION PULIDA, SEAL BORE ID 3.00", 3-5/8-10 UNS PIN X PIN
38	ADAPTADOR, ADPTR 3 5/8" UNS BOX X 3-1/2" 9.3# N-80 EUE PIN
39	CAMISA (ABIERTA, PERFIL BLANK) 3 1/2" 9.3# N-80 EUE BOX PIN

T	CAPSULA DE 7" 26# N-80 BTC BOX X PIN
40	CAPSULA DE 7" 26# N-80 BTC BOX X PIN CON EQUIPO DE INYECCION DE QUIMICO
41	ADAPTADOR, ADPTR 7" 26# N-80 BTC BOX X 3 1/2" 6.5# N-80 EUE PIN
42	ADAPTADOR, ADPTR 3 1/2" 9.3# EUE BOX X 2 7/8" EUE PIN
T	TUBERIA DE PRODUCCION 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN, CUELLOS BISELADOS
43	TUBERIA DE SEGURIDAD: TUBING SAFETY JOINTS STR SHR 2 7/8" 6.5# API EUE (50000 LBS)
T	TUBERIA DE PRODUCCION 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
44	CENTRALIZADOR: 2 7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
45	JUNTA EROSION: FLOW COUPLING / BLAST NIPPLE BLS N 244 ALY 2 7/8 API-EU B-B
T	TUBERIA DE PRODUCCION 2-7/8" 6.5# EUE BOX X PIN
46	LOCALIZADOR: SEAL ASSY LOCATOR, CONT. LOC, NO-GO, 2 7/8 API-EUE X 3 1/2 -12 UN
47	EXTENSIONES: SEAL ASSEMBLY EXTENSION EXT, SEAL UNIT, 3 1/2-12 UN-2B X 3 1/2
48	UNIDAD DE SELLOS: SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT, CONT. SEAL ASSY, 3.88 X 3 1/2 API-NUE, B-P
49	TAPON EXPULSABLE: EXPENDABLE SEALING PLUGS EXPEND PLUG X 3.250
50	PATA MULA AUTOLINEANTE: MULE SHOE GID, SELF ALIGN, 3.880, 3 1/2

51	PACKER RECUPERABLE: WIRE LINE SET VERSA- TRIEVE PACKER, 7,26-29 X 3.880
52	SECCION PULIDA: SEAL ASSEMBLY SEAL UNIT SEAL ASSY, MLD, 3.880 X 3 1/2 -12 UN
53	ADAPTADOR: ADAPTERS, BOX X PIN COMB ADPTR, 3 1/2 9.2 UN 3 1/2 9.2
54	TAPON EXPULSABLE: EXPENDABLE SEALING PLUGS EXPEN PLUG X 4000

Figura 4.1: Completación dual concéntrica del pozo SHSL-225 (septiembre-2013)
Fuente: Petroamazonas EP

4.1 DESCRIPCIÓN DE UNA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA

Un equipo de completación doble concéntrica permite producir dos zonas productoras de manera simultánea usando bombas electrosumergibles (BES). Una de las restricciones para el diseño es el espacio interior del pozo, esta completación puede ser aplicada en pozos con casing de producción de 7" y un casing intermedio de 9 5/8" para tener un espacio suficiente para el ingreso de las bombas.

Una Completación Dual con bomba electrosumergibles es un diseño de doble sarta de tuberías, acoples, accesorios y herramientas que permite producir de dos zonas, individualmente en forma independiente y al mismo tiempo. El equipo BES inferior se instala dentro de una capsula (POD) de 7" en caso de que el equipo BES se asiente dentro de la tubería de 9 5/8" o de 5" en caso de que el equipo BES sea asentado en el casing de producción de 7". Bajo esta capsula se encuentra instalado un ensamblaje conocido como Tail Pipe, el cual contiene un localizador con unidades de sello y pata de mula, las cuales penetran en el *Seal Bore Packer* (ID pulido) que está situado entre las dos zonas de interés con esta configuración de packer y cápsula aíslan las zonas productoras una de otra.

El fluido de esta zona inferior fluye a través del tail pipe y llega hasta la cápsula de 7" POD, donde es levantada hasta la superficie con la ayuda del equipo BES inferior. El equipo BES inferior, está instalado con un sistema dual de flujo, el cual se lo localiza por encima de la cápsula utilizando un sistema de bypass conocido en este tipo de completaciones como Flow X-Assembly. El sistema dual de flujo, permite que el fluido producido de la zona productora inferior pase a través de éste, sin mezclarse con la producción de la zona productora superior.

El flujo que viene de la zona inferior, es conducido hasta la superficie a través de la tubería interior o Inner Production tubing de 2-7/8" con la ayuda del equipo BES inferior. El fluido proveniente de la zona productora superior, es conducido hasta la superficie a través del espacio anular entre la tubería exterior u Outer Production tubing de 5-1/2" y la tubería interior de 2-7/8" con la ayuda del equipo BES superior.

4.2 SECCIONES DE LA COMPLETACIÓN DUAL CONCÉNTRICA

4.2.1 Ensamblaje inferior de la completación (Lower Completion Assembly)

4.2.1.1 Quantum packer Recuperable

Asentado a una distancia adecuada entre las dos arenas productoras, este tipo de empaadura tiene la posibilidad de ser recuperada, puesto que se puede utilizar en completaciones simples y multizonas.

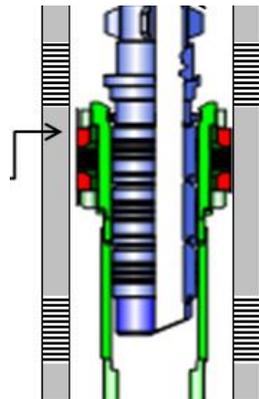


Figura 4.2: 7"x4.00" Quantum Seal Bore Retrievable Packer
Fuente: Petroamazonas EP

Como se muestra en la figura 4.2 el packer es asentado bajo el último intervalo cañoneado de la arena productora superior y por encima del primer intervalo cañoneado de la arena productora inferior. Primero se asienta el empaque y unas cortas tuberías con un niple de asentamiento para poner una válvula allí, por encima del empaque hay una sección pulida para permitir el acople de un localizador con sellos.

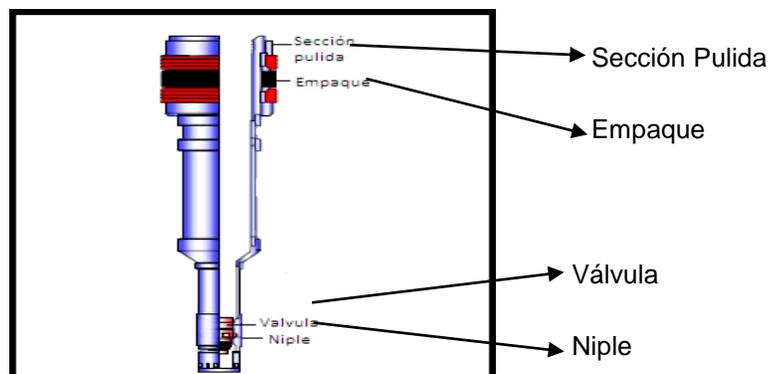


Figura 4.3: Ensamblaje del empaque
Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007.

4.2.2 Ensamblaje de tubería de Cola

4.2.2.1 Ensamblajes de localizador de sellos

Son de tipo permanente o recuperable, consta de unidades de sello y se aloja dentro del empaque para aislarlo de la tubería de producción para que los fluidos de la zona inferior se dirijan hacia la cápsula. Este ensamblaje se compone de una pata de mula o guía de reentrada lo cual facilita la entrada a la sección pulida por encima del empaque.

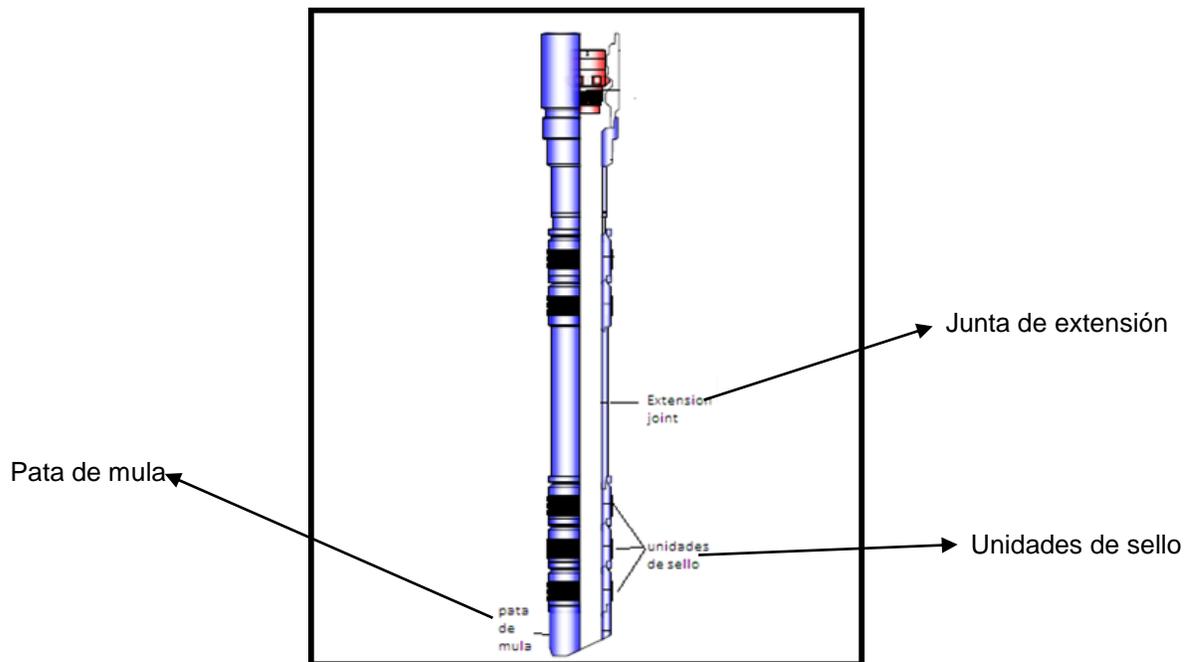


Figura 4.4: Localizador de sellos

Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007.

4.2.2.2 Blass Joint (Junta de Erosión) y Shear Sub (Junta de seguridad)

Son protectores de pared que se instalan en las tuberías de producción específicamente en tramos donde se encuentran los punzonados de las zonas de aporte del pozo y está expuesta al flujo directo de fluidos, ayudan a prevenir el daño en la tubería de producción (corrosión), por acción de fluidos y gases provenientes de las zonas productoras ya que tienen un espesor de pared mayor que las tuberías convencionales.

Las juntas de seguridad son componentes que se rompen cuando se aplica una fuerza de tensión mayor a un valor determinado lo que permite dejar libre ese extremo de la tubería y en las operaciones donde se necesite sacar la sarta para un reacondicionamiento.

4.2.3 Encapsulado POD

4.2.3.1 Sistema de encapsulado

Este sistema contiene la bomba BES inferior y evita que los fluidos de la zona superior no entren a través de ésta, la cápsula consta de la tubería donde se alojan los componentes de la bomba, las juntas de seguridad necesarias y un colgador que soporta el peso de ésta y de los demás componentes que se encuentran por debajo, este es fabricado con una aleación muy resistente y tiene elementos para asegurar la hermeticidad en el sistema evitando fugas.

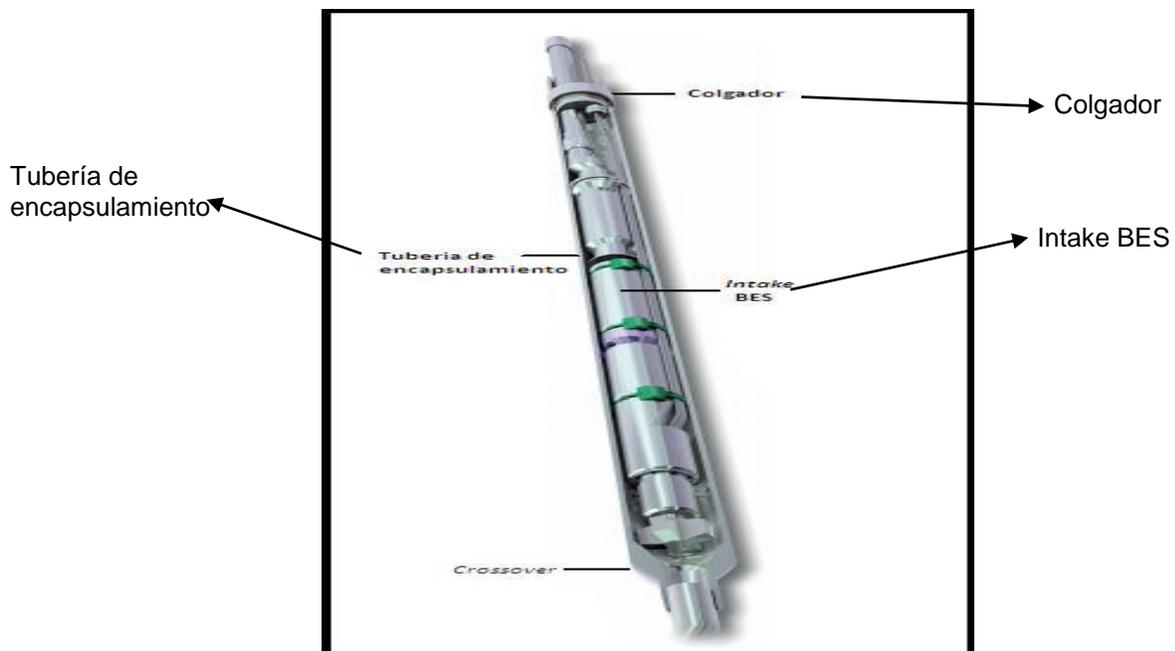


Figura 4.5: Capsula para BES
Fuente: RMSPUMPTOOLS. *Can Hanger*. [Citado el 27 de julio de 2019]. <http://www.rmsspum-tools.com/product-downloads/CAN%20Hanger%20N.pdf>.

4.2.3.2 Camisa del encapsulado (POD Sleeve Sub-ensamble)

Es la parte superior de la cápsula en donde va instalado el colgador (Hanger).

4.2.3.3 Colgador de encapsulado (POD Hanger Assembly)

Herramienta que sirve para colgar el localizador con sellos, la tubería de cola, el encapsulado y el equipo BES inferior. Va instalada dentro de la camisa del encapsulado.

4.2.4 Ensamblaje intermedio (Intermediate Assembly Tubular)

4.2.4.1 Sistema *bypass*

Este sistema está diseñado para poder acceder e intervenir la bomba electro sumergible superior sin necesidad de sacar el completamiento. En el sistema de *bypass* se encuentra el soporte de la bomba que ayuda a sostenerla.

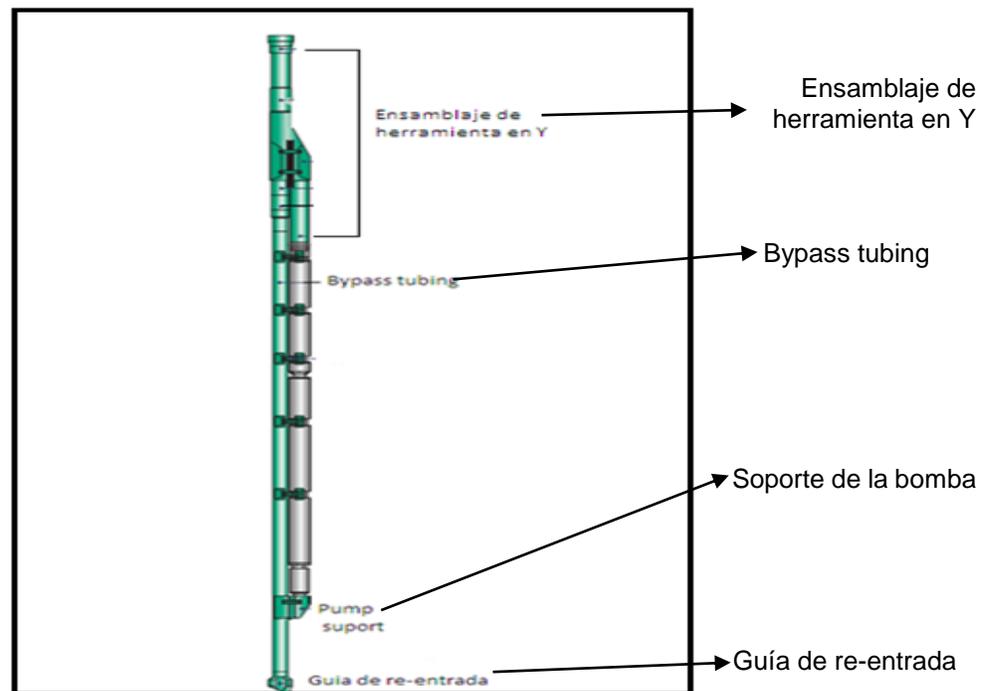


Figura 4.6: Sistema Bypass
Fuente: RMSPUMPTOOLS. *ESP Bypass System Layout*. [Citado el 12 de septiembre de 2015]. <http://www.rmstpumptools.com/product-downloads/ESP%20Bypass%20Layout.pdf>.

4.2.4.2 Pump Suport (Soporte de bomba)

Este soporte hace parte de la tubería del sistema de bypass y allí se conecta la base del motor de la bomba BES. La función principal de este bloque es el de crear una plataforma para levantar la bomba mientras se instala este ensamblaje y así evitar que se generen daños en los equipos o en el cable debido al arrastre de la tubería. También sirve para transferir las fuerzas compresionales que se dan debido al peso y para que no afecten al equipo BES.

4.2.4.3 Crossover

Esta herramienta permite acoplar tuberías de diferente clase y/o diferente diámetro según la necesidad de la completación.



Figura 4.7: X over 3 1/2" TSH BLUE PIN x 3 1/2" EUE Box
Pozo SHSL-225 WO#05 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.2.4.4 No-go

Herramienta mecánica que sirve para el asentamiento de otra herramienta, comúnmente para un standing valve.



Figura 4.8: No-Go
Pozo SHSL-225 WO#05 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.2.4.5 Standing Valve

Válvula unidireccional que actúa en forma de tapón para realizar pruebas de presión o mantener la producción del yacimiento sin que esta regrese a la descarga de la bomba, para pozos de alto caudal se recomienda retirar standing valve ya que puede producir hueco en tubería, justo arriba del std. Valve.



Figura 4.9: Standing Valve
Pozo SHSL-225 WO#05 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.2.4.6 Camisa de Circulación

Permiten el paso de fluido, una comunicación tubing / casing, las cuales se pueden manipular mediante unidad de Slickline y puede permanecer en posición de abierta totalmente, entre abierta y cerrada, lo que permite el control parcial de flujo.



Figura 4.10: Camisa de circulación
Pozo SHSL-225 WO#05 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.2.4.7 Flow Cross over Assembly

Ensamble diseñado para permitir que el fluido de la arena inferior fluya a través del by pass tubing joint, el mismo que se conecta a la tubería concéntrica interna que se encuentra dentro del handling sub de 5 ½”, lo que permite que el fluido llegue a superficie. La descarga de la bomba superior se conecta al pump sub lo cual permite que la producción superior fluya entre el anular de la tubería interna de 2 7/8” y la tubería de 5 ½”, de esa manera la producción de las dos arenas llegan a superficie de una forma independiente.

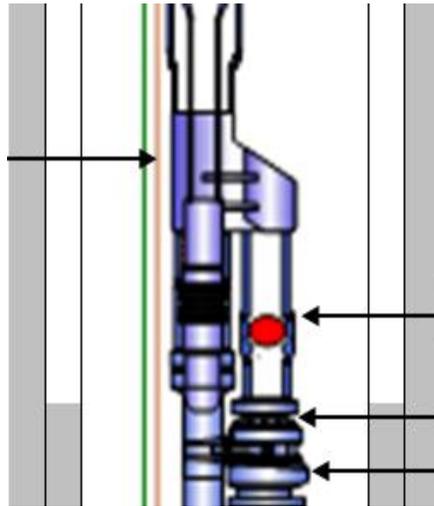


Figura 4.11: Flow X-Over Assembly (Pozo SHSL-225)
Fuente: Petroamazonas EP

4.2.5 Tubería de Producción Interna (Inner Production Tubing)

4.2.5.1 Inner Stinger Assembly

Ensamble interno que se conecta dentro del sistema dual de flujo; permite que la producción inferior fluya hasta superficie, diseñada para formar un sello hermético en un receptáculo de diámetro interno y de dimensiones similares al diámetro externo del stinger, de manera que permite el paso de los fluidos únicamente por la parte interna del stinger, quedando sellado el espacio anular.

4.3 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El método de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido del reservatorio hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosumergible. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo; la corriente eléctrica, necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es suministrada desde la superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor.

4.3.1 Equipos de Fondo

- Bomba Electrosumergible
- Cable de potencia
- Intake o Separador de Gas
- Sección Sellante
- Motor
- Sensor de fondo
- Centralizador
- Descarga

4.3.1.1 Bomba Electrosumergible

Las bombas centrífugas son máquinas rotativas capaces de transformar una energía impulsora (por lo general eléctrica o mecánica) en energía cinética de un fluido. En otras palabras las bombas centrífugas aumentan la velocidad de los fluidos para que estos puedan desplazarse grandes distancias.

Una bomba centrífuga crea presión por medio de la rotación de una serie de álabes en un impulsor. El movimiento del impulsor forma un vacío parcial a la succión del impulsor. La función del impulsor es transferir energía al rotar. El difusor entonces convierte esta energía en energía potencial elevando la presión de la descarga. La Bomba Centrífuga multietapas se caracterizan por:

- Diámetro reducido
- Gran cantidad de etapas
- Diseño para altas cargas

La bomba electrosomergible es normalmente impulsada por un motor de inducción, bipolar, trifásico, el cual opera a una velocidad típica de 3500 RPM.



Figura 4.12: Bomba SN-2600 157 etapas.
Pozo SHSL-225 WO#05 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.1.2 Cable de Potencia

Conductores que se emplean como alimentadores de equipos. Están formados por uno o más conductores, perfectamente aislados y protegidos del exterior por sucesivas capas que le dan aislamiento, hermeticidad y resistencia mecánica. El cable de potencia se encarga de transmitir la energía eléctrica que requiere el motor desde superficie por medio de un conductor, este cable trifásico consta de tres polos los cuales van recubiertos por un aislamiento y una coraza con el fin de que al ingresar al pozo no existan fugas de energía lo que provocaría que nuestro equipo se nos vaya a tierra.

Existen en varios tamaños, así como algunos materiales, y configuraciones tanto redondas como planas y pueden ser instalados en el pozo con temperaturas sobre los 300°F.



Figura 4.13: Carreto con cables de potencia y capilar.
Pozo SHS-082 WO#16 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.1.3 Separador de gas o Intake

Se usan en aplicaciones donde el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba. Estas unidades separan gran parte del gas libre del caudal que entra a la bomba. El separador de gas es un componente opcional del aparejo construido integralmente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular.

Un exceso superior al 10% de la cantidad de gas libre decrece el rendimiento de la bomba, cuando el fluido entra en el separador de gas, es forzado a cambiar de dirección. Los separadores rotativos de gas remueven la mayor cantidad de gas libre en la entrada de la bomba. Algunas de las burbujas de gas siguen subiendo por el anular mientras que otras burbujas suben dentro del separador y salen de el por los agujeros en la parte superior.



Figura 4.14: Intake o Separador de gas.
Pozo SHSL-225 WO#05 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.1.4 Sección sellante o Protector

Se localiza entre el eje del motor y el eje de la bomba, iguala la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo. Previene la entrada de fluido de pozo hacia el motor. Ayuda absorbiendo la carga axial de la bomba a través del cojinete de empuje

y dando un volumen adecuado para la expansión del aceite al calentarse por la temperatura del pozo y por el calor generado por el motor al estar trabajando.



Figura 4.15: Sección sellante o protector.
Pozo SHSL-170 WO#03 08-06-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.1.5 Motor eléctrico

El motor recibe la energía de una fuente superficial, a través del cable de potencia a través de un acople (Pothead), su diseño permite estar dentro de la tubería de revestimiento y satisfacer requerimientos de potencial grandes. El interior del aceite se llena con aceite mineral caracterizado por su alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica y capacidad para lubricar a los cojinetes. Construido de rotores superpuestos que se alojan dentro de un estator bobinado, dicho estator es

bobinado manualmente por técnicos especializados y en tres fases para desarrollar el voltaje y amperaje de acuerdo al diseño. La energía eléctrica proveniente de superficie se convierte a energía magnética en las laminaciones del estator, este campo magnético induce corriente al rotor, a su vez esta energía eléctrica en el rotor produce un campo magnético secundario en las laminaciones del rotor. Como resultado, los polos magnéticos del rotor son atraídos y repelidos por los polos magnéticos del estator lo que produce que a medida que el campo magnético del estator se mueve, el rotor también se moverá tratando de seguirlo. La velocidad del fluido que circula por el exterior del motor, debe ser de 1 pie/seg para lograr un enfriamiento adecuado. Los requerimientos de amperaje pueden variar desde 12 hasta 130 amperes (amps) y se logra mayor potencia, aumentando la longitud de la sección del motor.

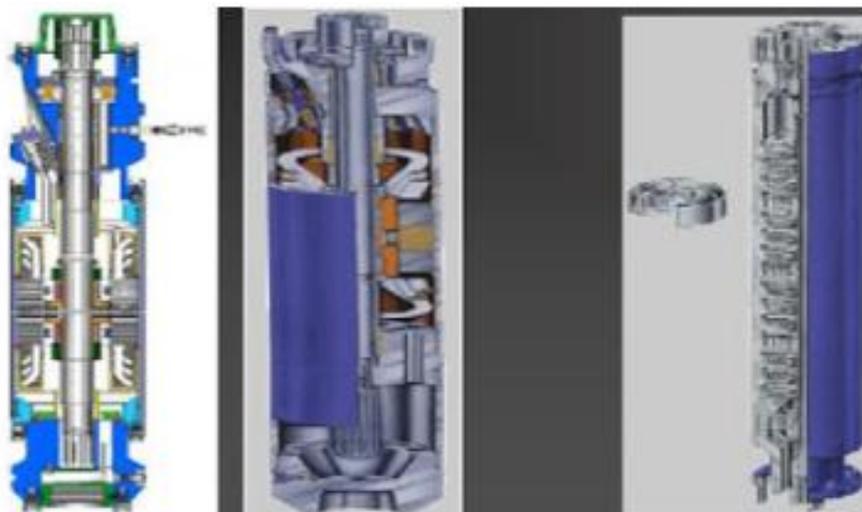


Figura 4.15: Motor Eléctrico
Fuente: Internet

4.3.1.6 Sensor de fondo

Herramienta que puede medir con exactitud y confiabilidad valores de presión y temperatura en el fondo del pozo y enviar esta información a la superficie, estos datos sirven para optimizar el desarrollo y producción de los reservorios y aumentar la vida útil del sistema. Con los parámetros de presión se pueden controlar variadores de frecuencia y por ende controlar la velocidad de la bomba dando mayor flexibilidad a todo el sistema. La herramienta en donde se coloca el sensor se llama spear.



Figura 4.17: Sensor de fondo.
Pozo SHSL-170 WO#03 08-06-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.1.7 Centralizador

Su función es de centrar el motor, la bomba, el cable durante la instalación. Se utilizan en pozos ligeramente desviados, para mantener el motor centrado, y así permitir un enfriamiento adecuado. También evitan que el cable se dañe por roce con el revestidor, a medida que es bajado en el pozo.



Figura 4.18: Centralizador.
Pozo SHSL-170 WO#03 08-06-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.1.8 Cabeza de descarga

Mide la presión a la que sale el fluido después que pasa a través de la bomba.



Figura 4.19: Descarga.
Pozo SHSL-225 WO#05 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.2 Equipo de Superficie

- Transformador Reductor (SDT)
- Variador o controlador de frecuencia (VSD)
- Caja de Venteo
- Transformador Elevador (SUT)
- Cabezal del Pozo

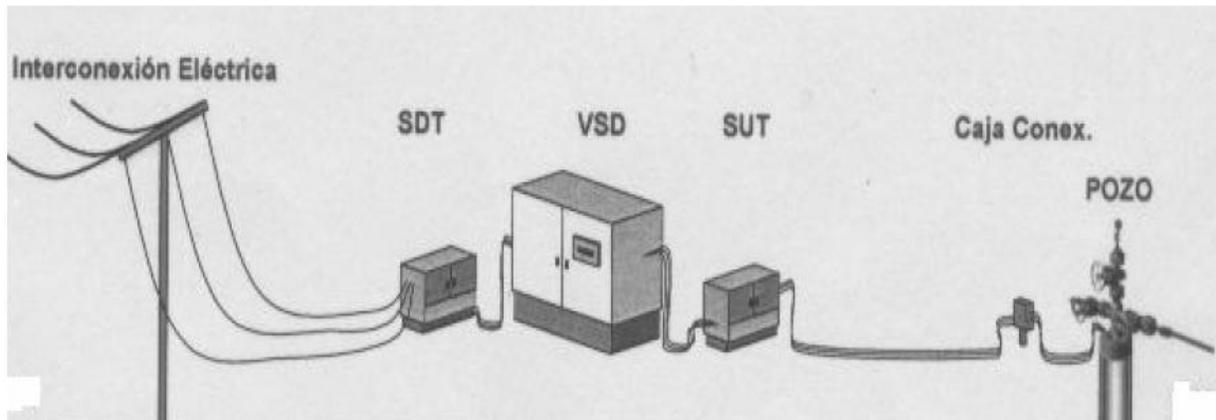


Figura 4.20: Localizador de sellos

Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007



Figura 4.21: Equipos de superficie.

Pozo SHSL-225/ 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.2.1 Transformador reductor (SDT)

Es un dispositivo electromagnético, transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna. Constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor en el fondo del pozo, por lo general suministran entre 44 y 2650 voltios. Se puede utilizar un solo transformador trifásico o un conjunto de tres transformadores monofásicos.



Figura 4.22: Transformador reductor (SDT).
Pozo SHSL-225 / 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.2.2 Variador o controlador de Frecuencia

El variador de frecuencia (VSD) es un controlador de motor que permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Estos Variadores de Frecuencia usan componentes electrónicos para variar la frecuencia

de entrada de 60 Hz y convertirla a una frecuencia que puede oscilar entre 30 - 90 Hz, permitiendo modificar la velocidad del equipo de fondo y a su vez el rendimiento y rango operacional de la bomba electrosumergible. Principalmente permite arrancar los motores a bajas velocidades, reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege al equipo de variaciones eléctricas.



Figura 4.23: Variador de frecuencia (VSD).
Pozo SHSL-225 / 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.2.3 Caja de Venteo

Se instala por razones de seguridad, se encuentra ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, es donde se empalma la salida de corriente, realiza las siguientes funciones:

- Ventear a la atmósfera cualquier gas que migre por el cable de potencia desde el fondo del pozo.
- Proveer un rápido chequeo eléctrico para diagnóstico de problemas de equipos de fondo.



Figura 4.24: Caja de Venteo.
Pozo SHSL-225 / 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.2.4 Transformador Elevador (SUT)

Esta herramienta permite incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia (VSD) al nominal requerido por el motor, para su correcto funcionamiento.



Figura 4.25: Transformador Elevador (SUT).
Pozo SHSL-225 / 08-02-2019
Compilación: Wilmer Falcones

4.3.2.5 Cabezal del Pozo

Se encuentra ubicado en la parte superior, soporta todo el equipo de fondo y la tubería de producción, para evitar fugas de gas o reventones. Las completaciones duales concéntricas utilizan tubos insertos uno dentro del otro, así se asegura la producción por el interior de unos de los tubos y a través del espacio anular entre ellos.



Figura 4.26: Cabezal de pozo de una completación Dual.
Pozo SHST-233 / 10-28-2019
Compilación: Wilmer Falcones

CAPÍTULO V

DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN DOBLE CONCÉNTRICA PARA LOS POZOS SHSAC-222 Y SHSAC 228.

5.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN

5.1.1 Principio de la hidráulica

Se define como el comportamiento de flujo de fluidos en reposo y siendo movilizados por un equipo de levantamiento artificial, es decir cuando pasan de un estado estático a un estado dinámico. El principio principal de la hidráulica es el de Pascal la cual dice que la fuerza ejercida sobre un líquido se transmite en forma de presión sobre todo el volumen del líquido y en todas direcciones.

5.1.2 Cabeza estática

En un líquido en reposo, la presión existe en cualquiera de sus puntos y es equivalente al peso del líquido en dicho punto, dicha presión se ejerce perpendicularmente a cualquier superficie en contacto con el líquido.

La cabeza estática se refiere a esta presión expresada en pies, para convertir este valor se usa la siguiente fórmula:

$$Cabeza = \frac{Presion[psi]*2.31\left[\frac{pies}{psi}\right]}{Gravedad\ especifica\ [Sgm]} \quad \text{Fórmula 5.1}$$

Dónde:

SGm: gravedad especifica de la mezcla

5.1.3 Gradiente de presión de un fluido

Esta gradiente nos permite encontrar la variación de presión [psi/ft] que ejerce una columna de fluido a cualquier profundidad.

$$Ph = 0.0052 * \rho \left(\frac{lbs}{gal}\right) \left[\frac{Psi}{Pie}\right] \quad \text{Fórmula 5.2}$$

$$Presión = gradiente \gamma \left(\frac{psi}{pie} \right) * TVD (ft) \quad \text{Fórmula 5.3}$$

Dónde:

γ = Gradiente [Psi/pie]

ρ = Densidad de fluido [lbs/gal]

TVD = Profundidad total vertical [pies]

5.1.4 Gravedad específica

La gravedad específica de una sustancia es la relación entre su densidad y la densidad de una sustancia de referencia, ambas a la misma temperatura. Para los líquidos la temperatura de referencia es el agua a 60°F ya que la gravedad específica del agua a esa temperatura es 1 y las características de rendimiento de la bomba electrosumergible se determinan empleando esa gravedad específica. Las gravedades específicas son números adimensionales. La ecuación de gravedad específica en los crudos es:

$$SG = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad \text{Fórmula 5.4}$$

5.1.5 Gravedad específica promedio

Se calcula a partir de los cortes de agua y gravedades específicas cuando tenemos una mezcla de varios componentes en el fluido, también adimensional. Su ecuación es:

$$SGm = (fw \cdot \gamma_w) + (fo \cdot \gamma_o) \quad \text{Fórmula 5.5}$$

Dónde:

fw = Fracción de agua

γ_w = Gravedad específica del agua

fo = Fracción de petróleo

γ_o = Gravedad específica del petróleo

5.1.6 Presión de yacimiento

Es la presión que generan los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta superficie. Esta presión varía a medida que se producen los fluidos del yacimiento.

5.1.7 Presión en el fondo del pozo

Es la presión del subsuelo pero referidas a la profundidad promedio de las formaciones productoras. Cuando el pozo está cerrado se le llama **presión estática**, si lo cerramos va a tener una columna de fluido dentro del mismo que alcanzará un nivel, este nivel nos da la **presión estática, que será la presión de formación**. Por último cuando el pozo está en producción se le conoce como presión de surgencia o **presión de fondo fluyente (Pwf)**. Esta presión puede ser calculada en un pozo estático relleno de fluido con la ecuación:

$$\text{BHP} = \text{MW} * \text{Profundidad} * 0,052$$

Fórmula 5.6

Dónde:

BHP= Presión de fondo del pozo (lb/in²)

MW= Peso de lodo (lb/gal)

Profundidad: profundidad vertical verdadera (ft)

5.1.8 Densidad del Fluido

Está definida como la masa por unidad de volumen, se la expresa en libras por galón.

$$\rho = m/v \text{ (lb/gal)}$$

m= masa

v= volumen

5.1.9 Diferencial de presión (Drawdown)

Es el diferencial entre la presión estática o presión de formación y la presión de fondo fluyente.

5.1.10 Cálculo de pérdidas por fricción

Se puede perder presión debido al esfuerzo del flujo de fluido para llegar a superficie. Para calcular las pérdidas por fricción se interpreta la siguiente carta:

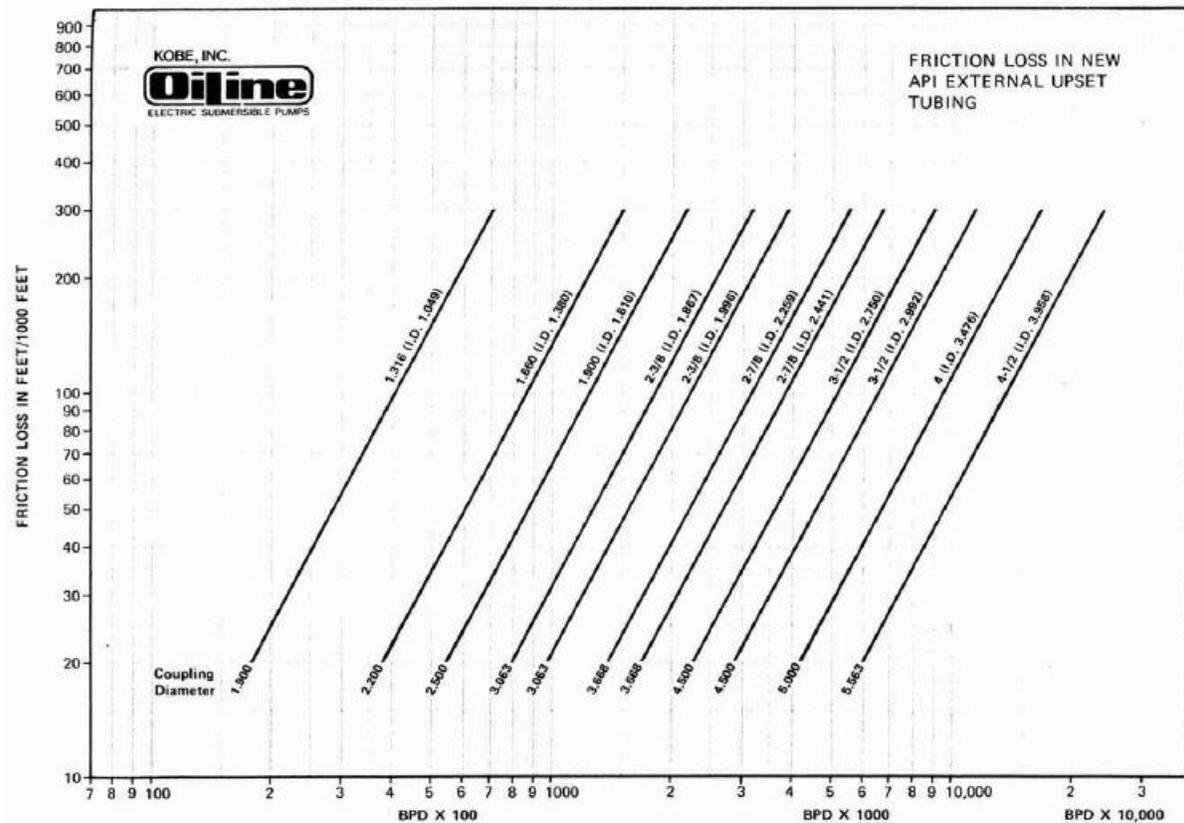


Figura 5.1: Loss of head due friction of water in pipe (base on William& Hazen Table)

Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007.

Se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$F = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1.852} \left(\frac{Q}{34.3}\right)^{1.852}}{Id^{4.8655}}$$

Fórmula 5.7

Dónde:

F= Perdidas por fricción en pies/1000pies

C=120

Q=Caudal (bpd)

Id=Diámetro interno de la tubería en (pulgadas)

5.1.11 Cálculo de pérdida de fricción en tuberías concéntricas

Para este tipo de cálculo es necesario calcular el diámetro hidráulico, con la siguiente ecuación:

$$\text{Diámetro hidráulico} = 2(r_0 - r_i) \quad \text{Fórmula 5.8}$$

Dónde:

r_0 = Radio interno de la tubería de producción externa.

r_i = Radio externo de la tubería de producción interna.

5.2 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA BOMBA

CORRELACIONES A UTILIZAR					
Dead Oil Viscosity	Beggs and Robinson	Oil FVF	Standing	Gas Z Factor	Standing
Saturated Oil Viscosity	Beggs and Robinson	Solution GOR / Pb	Standing		
Vert Flow Correl	Hagedorn & Brown	Horiz Flow Correl	Beggs & Brill Revised		

CARACTERISTICAS DEL FLUIDO (PVT)					
Pb	1058 psig	Tb	220 °F	FVF	1.245 rb/stb
GOR	173 scf/stb	Grav Gas.	1.072 SG(air)	Grav Water.	1.01 SG(water)
Densidad del Aceite:	28 API	Viscosity	0.856 cp @		220 °F
Fuente de Datos:	SHS-030-PVT ANALYSIS-TI-1973 (Valores referidos a a la Presión de Burbuja).				

INFORMACION DEL POZO						
	Top MD	Bottom MD	OD	ID	Weight	
	ft	ft	inches	inches	lb/ft	
Casing Superficial	0	2026	10 3/4"		40.5	Wellhead Temp
Casing de 7"	0	9463	7"		26	Reservoir Temp
						220 °F
						Input Voltage
	MD (ft)	TVD (ft)	Max DLS	VERTICAL @' Depth	N/A	ft (MD)
Profundidad propuesta inta	8940	-		DLS @ Prof de la Bomba		deg/100ft
Topo de Perfs:	9356	-		Desviación @ Prof de la Bomba		deg
PBTD				Máxima desviación - "Running"		deg

CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE					
CASO MÍNIMO			CASO MÁXIMO		
Índice de Productividad	4.04	STB/Psig	Índice de Productividad	4.04	STB/Psig
Presión de Yacimiento:	2000	Psig	Presión de Yacimiento	2000	Psig
Tasa de Flujo deseado:	4800	BFPD	Tasa de Flujo deseado	5800	BFPD
Presión de Fondo Fluj.	811	Psig	Presión de Fondo Fluj	563	Psig
					PIP=409
Frecuencia de Oper.:		Hz	Frecuencia de Oper.:		Hz
Corte de Agua (WC):	89	%	Corte de Agua (WC):	91	%
Tasa de petróleo	528	BOPD	Tasa de petróleo	522	BOPD
Presión en Well Head:	200	Psig	Presión en Well Head:	200	Psig
Presión en CSG:		Psig	Presión en CSG:		Psig
REQUERIMIENTOS PARA TRATAMIENTO QUIMICO:					
CORROSIÓN	x		EMULSION		
			SCALE	x	

Figura 5.2: Datos para diseño de bomba para el pozo SHSJ-071 WO#22 (12-Marzo-2019)

Fuente: Petroamazonas EP

5.2.1 Historial de Producción

Pruebas que se realizan a todos los pozos de cada una de sus arenas productoras para determinar si existen variaciones en su producción, conocer sus razones y encontrar soluciones.

5.2.2 Pruebas de restauración de presión

Con las pruebas de Build Up determina las presiones tanto de fondo fluyente así como la presión estática, daño de formación, presión de burbuja, etc.

5.2.3 Profundidad de los intervalos perforados

Tener conocimiento de cuál es la profundidad de estos intervalos es muy importante puesto que son necesarios, ya que los fluidos producidos son los que enfrían al motor del sistema cuando se encuentra operando. En caso de ubicar el equipo de fondo por debajo de las perforaciones, se debe realizar la instalación de una camisa de refrigeración.

5.2.4 Tamaño y rosca de la tubería de producción

Es importante calcular cuánta pérdida por fricción en la tubería debe cumplirse en el diseño, el valor de pérdida por fricción es uno de los tres parámetros para el cálculo de carga dinámica total en pies que debe generar la bomba para que el fluido de producción logre llegar a superficie.

5.2.5 Gravedad API del petróleo

Se puede determinar la gravedad específica del petróleo conociendo cuál es el valor de API, determinando así cuál es la potencia que se requiere para producir el fluido, además se determina valores de viscosidad en algunas correlaciones.

5.2.6 Índice de productividad

Es un indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo. Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque (Q) y la caída de presión del yacimiento.

$$IP = \frac{Q_0}{P_s - P_{wf}}$$

Fórmula 5.9

Dónde:

IP= Índice de productividad del pozo bls/día/psi

Q₀= Caudal esperado (bls/día)

P_s= Presión del reservorio (psi)

P_{wf}= Presión de fondo fluyente (psi)

5.2.7 Temperatura de fondo del pozo (BHT)

Los tipos de componentes existentes son de varios materiales, un ejemplo de ello es el cable de potencia. Conociendo la temperatura de fondo se puede seleccionar el tipo de cable a usar y evita problemas en el sensor o motor.

5.2.8 Presión de Cabeza del pozo

Es la presión a la que descarga la tubería de producción del pozo. Incluir la presión de cabeza en los cálculos de carga dinámica total (en pies) es necesario para garantizar que la producción llegue a la estación de recolección.

5.2.9 Profundidad en la cara de formación (Mpp)

Profundidad en el medio de la arena productora y se calcula sacando la media entre el tope y la base de los punzonados.

5.2.10 Altura diferencial

Es la diferencia entre las profundidades en la cara de la formación con respecto a la profundidad del Intake de la bomba.

$$\Delta H = Mpp - Prof \text{ intake de la bomba.}$$

Fórmula 5.10

5.2.11 Nivel de sumergencia y presión de entrada a la bomba (PIP)

El valor de PIP es importante para calcular la profundidad de asentamiento de la bomba dentro del fluido a producir. Dicho valor debe ser siempre que sea posible mayor a la

presión de burbuja. También evita el uso innecesario de tubería de producción y del cable de potencia, el cual es uno de los componentes más caros del sistema BES.

$$\Delta P = (Mpp - Prof. bomba) * Sgm * 0.433 \quad \text{Fórmula 5.11}$$

$$PIP = Pwf + CHP - \Delta P \quad \text{Fórmula 5.12}$$

$$Sumergencia = \frac{PIP}{0.433 * SGo} \quad \text{Fórmula 5.13}$$

Dónde:

SGm= Gravedad específica de la mezcla.

PIP= Presión de entrada a la bomba (psi)

CHP= Presión de revestimiento (psi)

Pwf= Presión de fondo fluyente (psi)

5.2.12 Altura Neta

La altura neta no cambia con respecto al asentamiento de la bomba, tampoco depende de la desviación de los pozos, la altura dinámica total no varía. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$Hf = Profundidad de la bomba - Nivel de fluido \quad \text{Fórmula 5.14}$$

Si queremos transformar la presión de fondo en distancia podemos usar la siguiente ecuación:

$$Hf = \frac{Pwf * 2.31}{0.8752} \quad \text{Fórmula 5.15}$$

Dónde:

Hf= Altura de fluidos (pies)

PIP= Presión de fondo fluyente (psi)

5.2.13 Altura dinámica total (TDH)

Es la altura que se requiere levantar para que los fluidos lleguen a la estación apoyándose de la bomba eléctrica sumergible. Se usa la siguiente ecuación:

$$TDH = h_n + p_f + p_c$$

Fórmula 5.16

Dónde:

H_n = Altura neta (pies)

P_f = Pérdidas por fricción (pies)

P_c = Presión de cabeza (pies)

5.2.14 Relación de Solubilidad (R_s)

Es la cantidad de gas medido a condiciones de superficie, que se disuelven en un barril de petróleo, también medido a condiciones de superficie. Se la puede calcular con la correlación de Glasco:

$$R_s = SG_g \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125(API)}}{10^{0.0009(T)}} \right)^{1.2048}$$

Fórmula 5.17

Dónde:

SGg = Gravedad específica del gas

T = Temperatura (F)

Pb = Punto de burbuja (psi)

5.2.15 Factor Volumétrico del petróleo (β_o)

Se define como el volumen en barriles ocupado por un barril normal de petróleo más su gas en solución.

$$\beta_o = 0.972 + 0.000147(R_s \left(\frac{SG_g}{SG_o} \right) + 1.25T)^{1.175}$$

Fórmula 5.18

Dónde:

β_o = Factor volumétrico del petróleo (bls del yacimiento / bls normales)

SGg = Gravedad específica del gas.

SGo = Gravedad específica del petróleo.

T = Temperatura °F

Rs: Relación de solubilidad

5.2.16 Factor Volumétrico del gas (β_g)

Factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento (a una determinada presión y temperatura) con el volumen de la misma masa de gas a condiciones de superficie, por lo tanto el factor volumétrico es una relación entre ambos volúmenes de esas dos masas. Se obtiene este factor volumétrico en dos casos:

- Un yacimiento netamente de gas
- Yacimiento con presión inferior a la de burbujeo.

Para encontrar este valor ingresaremos a la gráfica de standing con la presión y temperatura pseudo-reducida.

$$\beta_g = 0.00504 \frac{ZT}{P} \quad \text{Fórmula 5.19}$$

Dónde:

β_g =Factor volumétrico del gas (pcy/pcn)
Z= Factor de compresibilidad del gas (Ad).
T= Temperatura del fondo del pozo (°R)
P= Presión (psi)

Presión y temperaturas Pseudo-reducidas:

$$P_{sr} = \frac{P}{667+15*SGg+37.7*SGg^2} \quad \text{Fórmula 5.20}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168+325*SGg-12.5*SGg^2} \quad \text{Fórmula 5.21}$$

Dónde:

Ppr= Presión pseudo-reducida (psi)
Tpr= Temperatura pseudo-reducida (°F)
SGg= Gravedad específica del gas.

5.2.17 Gas total y Gas en solución

Conociendo la relación gas-petróleo se pueden calcular el volumen de gas libre:

$$Gas\ Total = \frac{GOR * BOPD}{1000} \quad (MPCD) \quad \text{Fórmula 5.22}$$

Mientras que para determinar el gas en solución utilizamos la relación de solubilidad:

$$Gas\ en\ solución = \frac{Rs * BOPD}{1000} \quad (MPCD) \quad \text{Fórmula 5.23}$$

5.2.18 Gas Libre

Se refiere al gas total menos el gas en solución y pasa a través de la entrada de la bomba:

$$Gas\ libre = Gas\ Total - Gas\ en\ solución \quad \text{Fórmula 5.24}$$

Para el diseño de sistema de bombeo electrosumergible se recomienda un porcentaje de gas libre no mayor al 10%, en caso de que exceda este valor se debe usar un separador de gas en el equipo de fondo (Intake). Este porcentaje se calcula con la ecuación:

$$Gas\ libre = \frac{Vg}{Vt} * 100 \quad \text{Fórmula 5.25}$$

5.2.19 Volumen total de fluido

Es la cantidad de fluidos que maneja la bomba:

$$V_o = BOPD * \beta_o \quad (bopd) \quad \text{Fórmula 5.26}$$

$$V_w = BOPD * \beta_w \quad (bopd) \quad \text{Fórmula 5.27}$$

$$V_g = Gas\ libre * \beta_g \quad (bgpd) \quad \text{Fórmula 5.28}$$

$$V_t = V_o + V_g + V_w \quad \text{Fórmula 5.29}$$

Dónde:

V_o= Volumen de petróleo (bls)

V_w= Volumen de agua (bls)

V_g= Volumen de gas (bls)

5.3 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBA

La selección correcta de la bomba dentro del rango permite realizar el trabajo óptimamente tanto operativa como económicamente. Se realiza la fórmula y se selecciona el número de etapas, tamaño óptimo del motor y sello así como las limitaciones del equipo. A continuación las fórmulas que se deben usar:

5.3.1 Número de etapas

Para el cálculo del número de etapas, se determina cuál es el levantamiento por etapa:

$$\text{Numero de etapas} = \frac{TDH (\text{altura dinamica total})}{\text{Cabeza por etapa}} \quad \text{Fórmula 5.30}$$

5.3.2 Potencia

Se determina la potencia que requiere la bomba por etapa, conociendo el número total de etapas se determina la potencia total:

$$HP = (\text{etapas totales}) * (Hp \text{ por etapa}) \quad \text{Fórmula 5.31}$$

Por seguridad a la potencia resultante se le aumentará un 20%, ya que el VSD también consume potencia

5.3.3 Carga del motor

El tipo de motor dependerá de la potencia que se genere, el voltaje y el amperaje, la carga del mismo es la potencia que ocupa la bomba que se transmite por el motor.

$$\text{Carga del motor} = \frac{hp \text{ bomba}}{hp \text{ motor}} \quad \text{Fórmula 5.32}$$

5.3.4 Selección del cable de potencia

Se debe tener en cuenta las condiciones a la que estará expuesto, caídas de voltaje, amperaje, espacio disponible en el anular, diámetro del revestimiento y longitud del cable

La longitud de cable que se usará determina el asentamiento de la bomba, por seguridad debe ser 150 pies mayor a la profundidad de la misma y también para permitir conectar el equipo de subsuelo con el equipo de superficie.

Las caídas de voltaje se determinan con la siguiente figura:

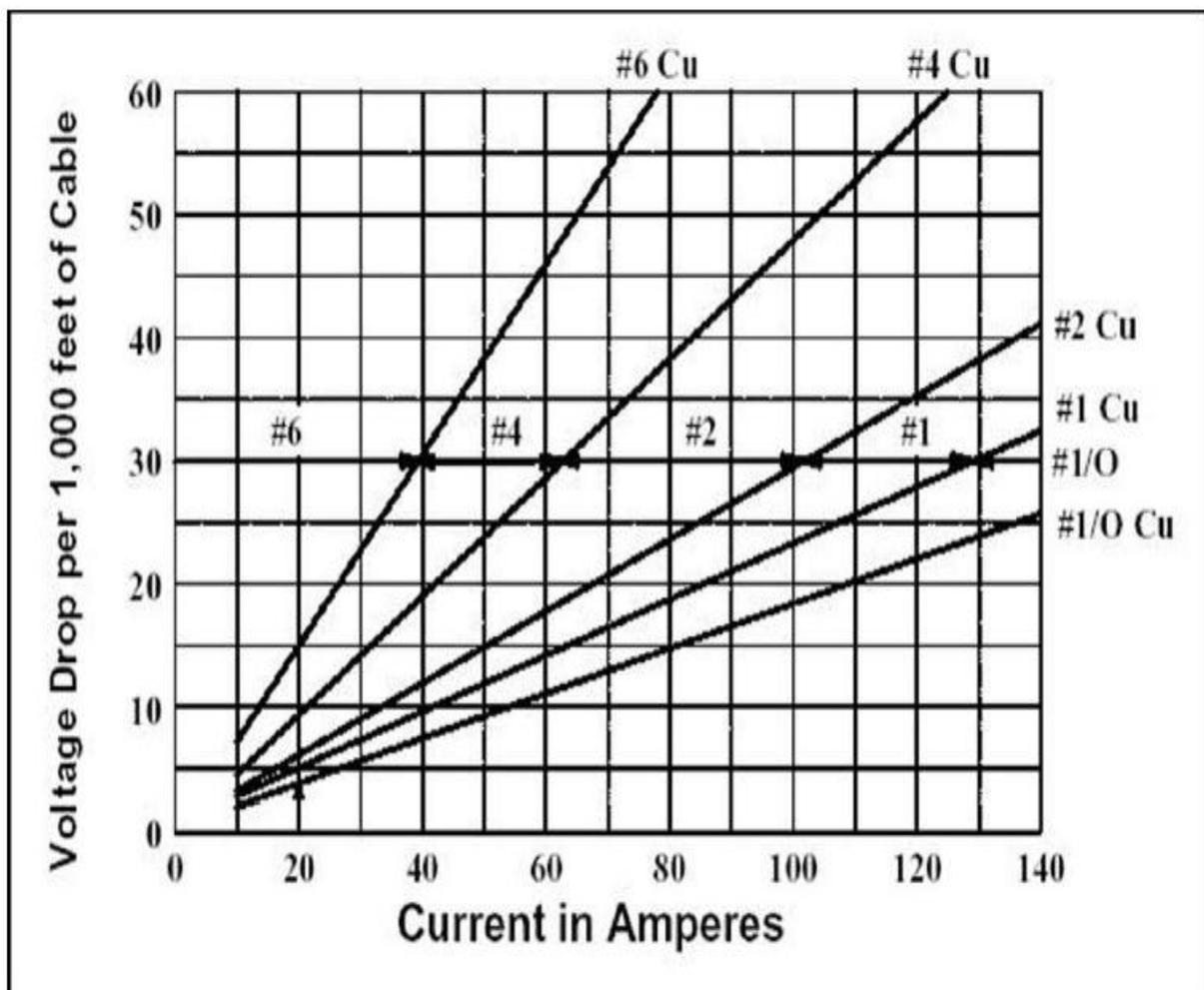


Figura 5.3: Caída de voltaje

Fuente: RUIZ JUMBO, Carlos. Producción simultánea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el Bloque 15. Tesis de grado. Escuela Politécnica Nacional. Escuela de ingeniería en petróleo. 2007.

5.3.5 Capacidad del equipo eléctrico

La potencia eléctrica se mide en Kilo-Voltio y se calcula con la siguiente ecuación:

$$KVA_{superficie} = \frac{1.732 * V_{superficie} * A_{motor}}{1000} \quad \text{Fórmula 5.33}$$

Dónde:

V_s = Voltaje en superficie

A = Amperaje normal del motor

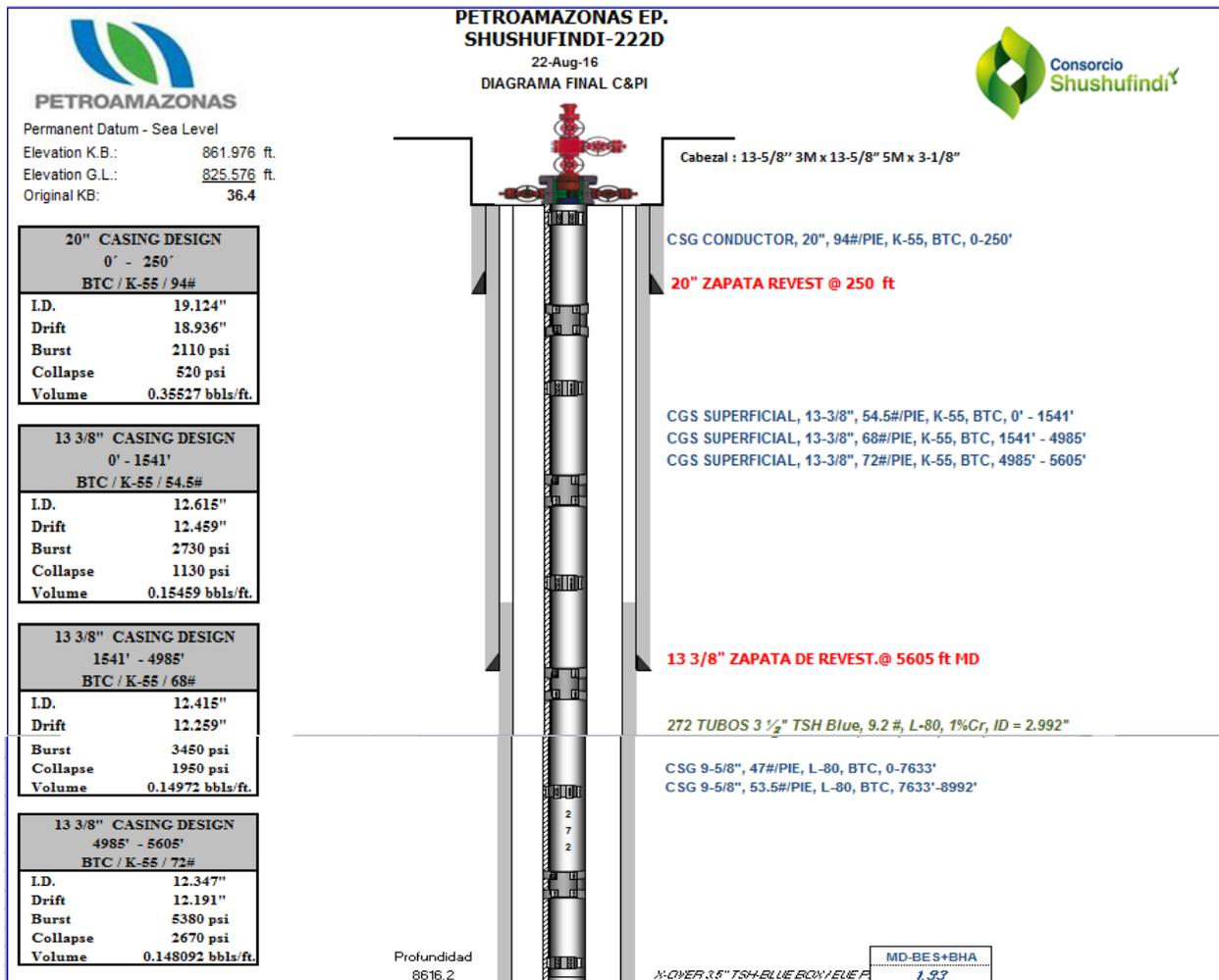
Mientras que el voltaje en superficie se calcula a través del voltaje de operación del motor y las pérdidas en el cable:

$$Voltaje \text{ en superficie} = \frac{\frac{V_{perdida}}{1000 \text{ pies}} * longitud \text{ Cable}}{1000} + Voltaje \text{ Motor} \quad \text{Fórmula 5.34}$$

5.4 DISEÑO DEL POZO SHSAC-222

5.4.1 ANTECEDENTES DEL POZO

El pozo fue perforado el 30 de julio del 2016, procediendo a realizar operaciones de completación el día 12 de agosto del mismo año, no se ha realizado ninguna intervención en el pozo, así que continúa con la completación original, la cual es una BES simple con tubería 3 1/2" TSH blue. A continuación se muestra el diagrama actual donde se encuentran los datos del casing, de las arenas productoras, las cuales solo producen de la Ti de 9405-9412(7ft) y de 9420-9433(13ft). Y de las arenas que se puede perforar de 9158-9161(3ft), 9165-9171(6ft), 9174-9178(4ft), 9180-9185(5ft) y 9188-9200(12ft).



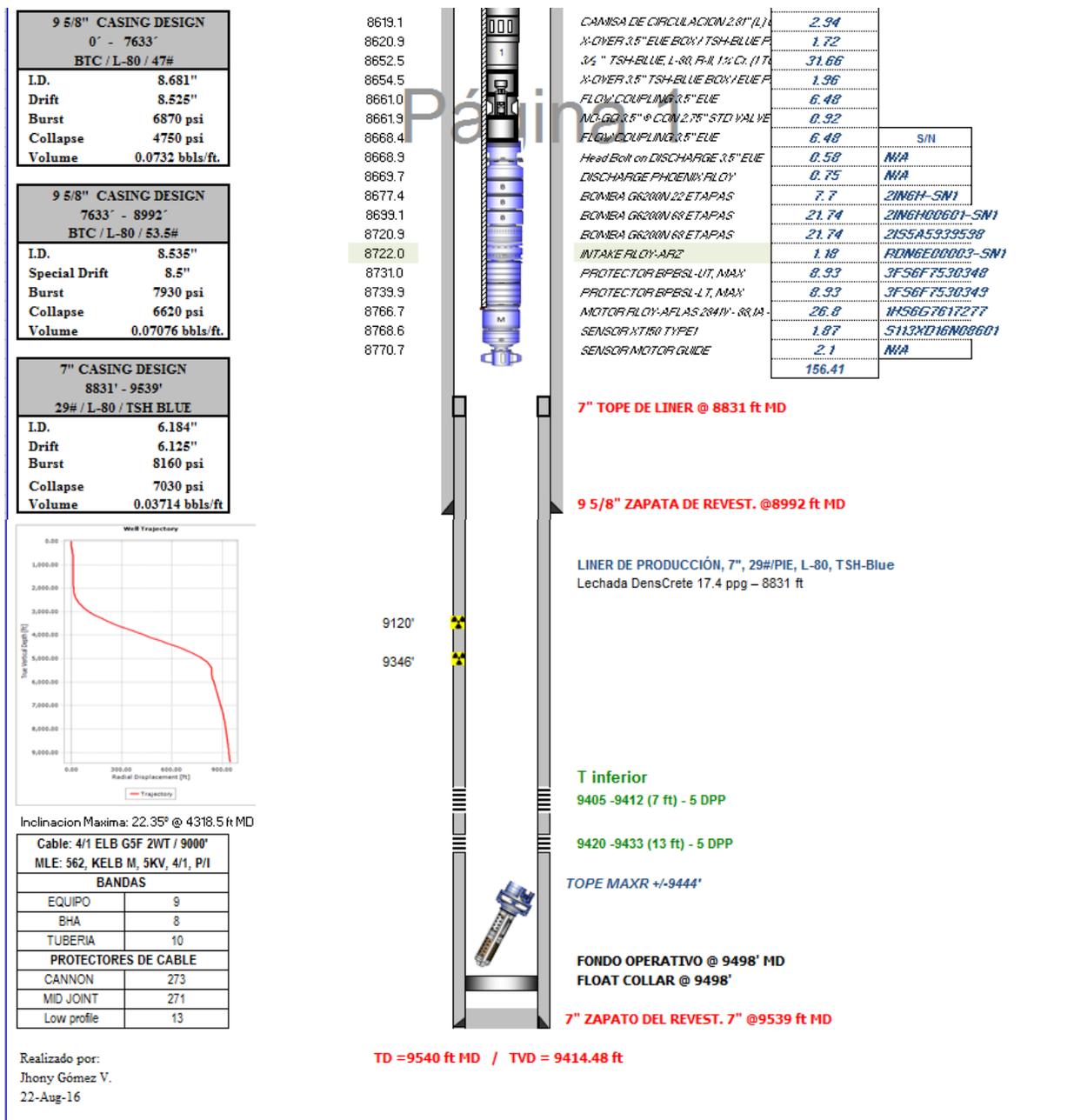


Figura 5.4: Diagrama actual del pozo del SHSAC-222
Fuente: Petroamazonas EP.

5.4.2 Análisis de la arena Ti

Actualmente se está produciendo de este yacimiento en los intervalos de 9405-9412(7ft) y 9420-9433(13ft) con un espesor neto de 20 pies, con una saturación de agua del 35%. A continuación se muestran los datos de producción:

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GOR	API	FREC	PSI CABEZA	PIP	SALIN.
SHSAC-222TI	4,239.00	551.07	3,687.93	87.0	945	30.4	64.6	220	1,091	8,000

Tabla 5.1: Producción actual del pozo SHSAC-222
Fuente: Petroamazonas EP.

5.4.3 Cálculo de reservas

En base al cálculo Volumétrico de las Reservas, indica la existencia de 655.309 barriles de petróleo recuperable en el reservorio T Inferior, el volumen in situ de esta arena es 1, 236,431 STB. Hasta el día 23 de agosto del 2019 la producción acumulada de petróleo del pozo SHSAC-222 es de 948.585 STB. Con unas, reservas remanentes de 287.846 STB.

<p style="text-align: center;">PETROAMAZONAS EP ACTIVO SHUSHUFINDI CALCULO DE RESERVAS CAMPO : SHUSHUFINDI-AGUARICO POZO : SHUSHUFINDI 222D</p>									
CALCULO DE PETROLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES									
N= 7758 * A * Ho * So * Porosidad / Boi.									
ARENA	FACTOR DE CONVERSION BBLs	AREA (ACRES)	Ho (Pies)	So	POROSIDAD.	Boi. (BR/BS)	VOLUMEN IN SITU STB	FR	RESERVAS INICIALES
T INFERIOR	7,758	90	20	0.65	0.17	1.248	1,236,431	0.53	655,309
TOTAL							1,236,431		655,309

Cuadro 5.1: Estimación de reservas de la arena Ti
Fuente: Petroamazonas Ep

5.4.4 Información de producción

La arena Ti produce actualmente 4239 bfpd de los cuales 551.07 son de petróleo neto (tabla 5.1), con una bomba G6200N serie 540, de 158 etapas en tubería 3 ½” TSH blue, una salinidad de 8000 ppm, con un IP de 5.7 STB/psig. A continuación, se muestra la información de la arena y la bomba para realizar un análisis nodal con una completación doble concéntrica:

Datos mecánicos y de fluido:

Diámetro de revestimiento	9 5/8"
Diámetro hidráulico de tubería concéntrica	2 7/8"
Tope de perforaciones TPP	9294' TVD
Profundidad de la bomba	8595' TVD
Presión estática	2060 psig
Presión de cabeza (WHP)	180 psig
Temperatura de fondo (BHT)	194°F
Relación gas aceite (GOR)	945.433 SCF/Bbl
Corte de agua (BSW)	87
Gravedad específica del agua (SGW)	1.01212
Gravedad API del aceite	30.4
Gravedad específica del gas (SGg)	1.6832 SG(air)
Presión de burbuja (Pb)	1050 psig
Factor volumétrico del aceite (Bo)	1.248

Cuadro 5.2: Datos mecánicos y de fluido pozo SHSAC-222 Ti.

Fuente: Petroamazonas Ep

Realizado por: Wilmer Falcones

Se realiza un análisis nodal con los datos actuales en la misma tubería de 3 ½" y luego se observa el cambio que tendría, en la completación el nuevo diámetro sería de 2 7/8".

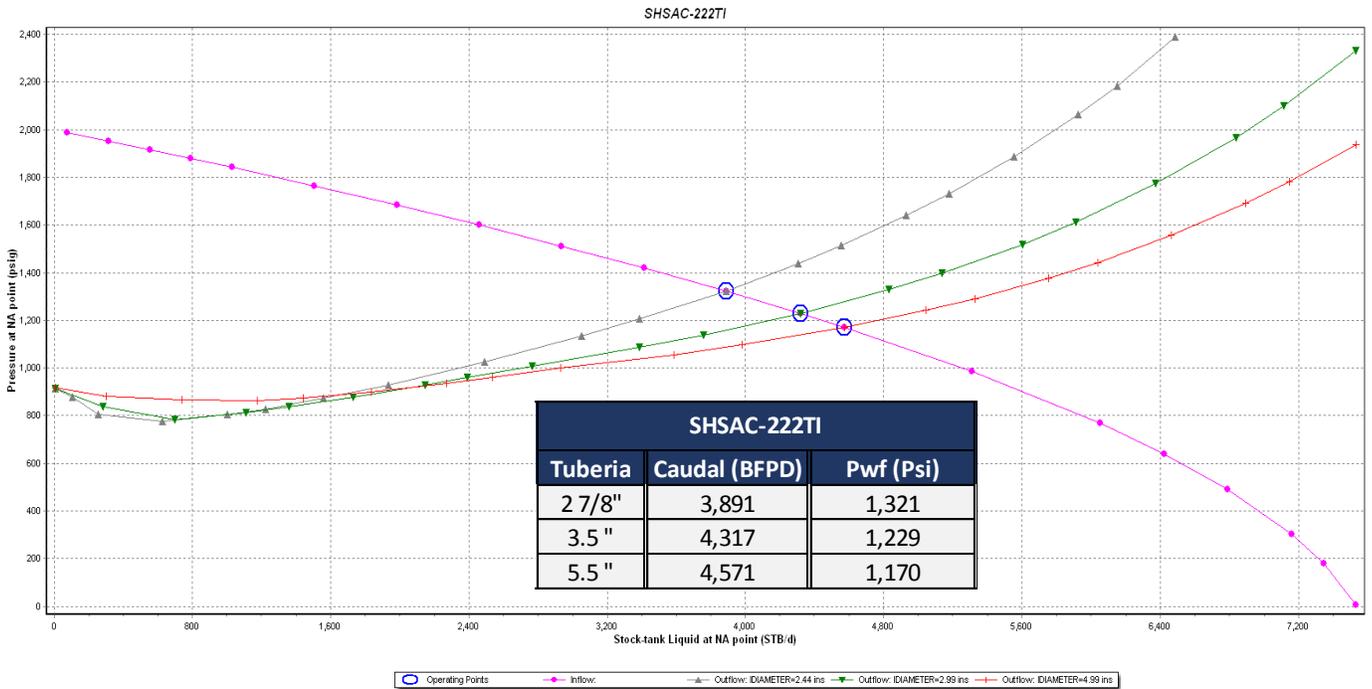


Figura 5.5: Análisis Nodal de pozo SHSAC-222.
Fuente: Ccsfd.

Basado en el análisis nodal realizado al pozo SHSAC-222, en caso de cambiar el diámetro de tubería se perdería 426 bfpd, con un corte de agua de 87%, serian 55 bfpd. Se puede recuperar la cantidad de fluido que se pierde por el cambio de diámetro de tubería subiendo la frecuencia de operación de la bomba.

5.4.5 Análisis de la arena Ui

Teniendo en cuenta que la arena correspondida a la Ui no está perforada en los intervalos ya dados anteriormente se procede a realizar un análisis petrofísico, la cual indica que se encuentra saturado de petróleo, con un espesor neto de pago de 60 pies, con una saturación de agua del 42.6%, y porosidad de 14.8%.

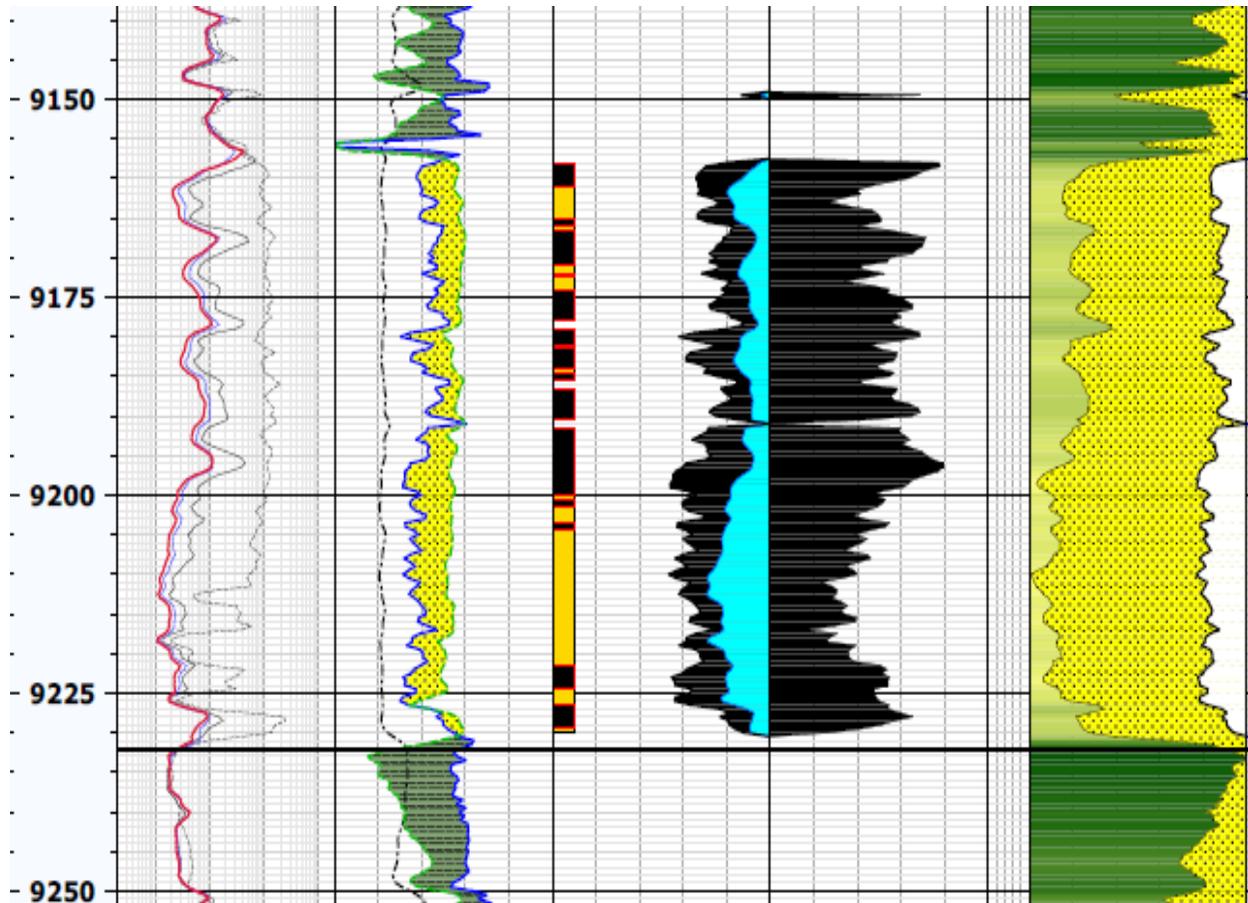


Figura 5.6: Registro del pozo SHSAC-222 en la arena Ui
Fuente: Petroamazonas

5.4.6 Estimación de reservas de Ui

El pozo no está en producción, por tanto las reservas se estiman con respecto a la producción de pozos vecinos. Se estima una reserva de 733.752 STB, basados en los pozos aledaños.

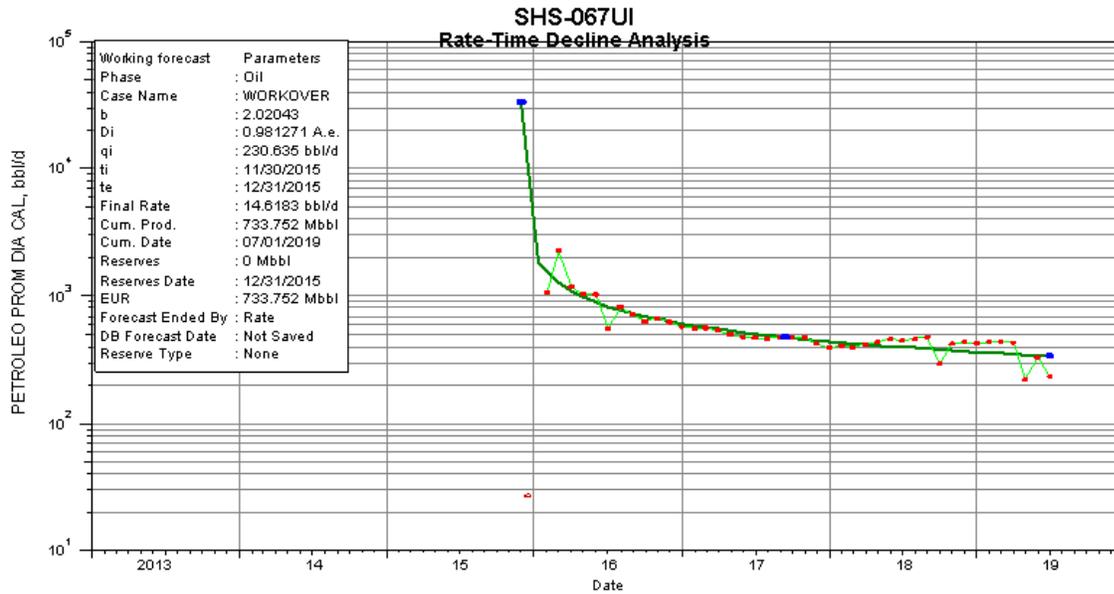


Figura 5.7: Curvas de declinación
Fuente: Petroamazonas EP

5.4.7 Índice de productividad

Para poder calcular el IPR en esta arena, se debe aplicar la ley de Darcy para flujo en medios porosos con flujo radial (Ecuación 3.7). Sin considerar el daño de los disparos ya que al momento de producir, el flujo limpiará la cara de la formación.

$$IP = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} = \frac{7.08 \times 10^{-3} * k * h}{\mu_o \beta_o * (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75)} \quad (3.7)$$

Los datos requeridos son:

Ko= 108.66

h= 30 ft.

μo= 1.83262 Cp.

re= Radio de drene.

rw= Radio del pozo.

Bo=1.1831

A partir de las reservas estimadas de 733.752 STB y un factor de recobro del 53% se calcula el petróleo original en sitio (parte de la ecuación 3.8):

$$Fr = \frac{Reservas}{N} \quad (3.8)$$

$$N = \frac{Reservas}{Factor\ de\ recobro}$$

$$N = \frac{733.752}{0.53} = 1384437\ STB$$

De esta manera usando la ecuación 3.9 podemos calcular al área de drenaje teórico, teniendo en cuenta que los pozos tengan drenaje circular y flujo radial hacia la cara de la formación:

$$r_e = \sqrt{\frac{5.615 * N * B_{oi}}{\pi * H * \phi(1 - S_{wi})}} [pies]$$

$$r_e = \sqrt{\frac{5.615 * 1384437 * 1.1831}{\pi * 42 * 0.148(1 - 0.426)}} [pies]$$

$$r_e = 905.777\ pies$$

Ahora reemplazando los datos para determinar IPR:

$$IP = \frac{Q}{(P_r - P_{wf})} = \frac{7.08 * 108.66 * 30}{1.83262 * 1.1831 * (\ln(\frac{908.777}{0.4}) - 0.75)} = 1.5\ bppd/psi$$

5.4.8 Análisis Nodal de arena Ui

Datos mecánicos y de fluido

Diámetro de revestimiento	9 5/8"
Diámetro hidráulico de tubería concéntrica	2,137"
Tope de perforaciones TPP	9048 TVD

Presión estática	1300 a MPP
Presión de cabeza (WHP)	180 psig
Temperatura de fondo (BHT)	215°F
Relación gas aceite (GOR)	700 SCF/Bbl
Corte de agua (BSW)	87
Gravedad específica del agua (SGW)	1.02
Gravedad API del aceite	26.3
Gravedad específica del gas (SGg)	1.08 SG(air)
Presión de burbuja (Pb)	1150 psig
Factor volumétrico del aceite (Bo)	1.1831

Cuadro 5.3: Datos mecánicos y de fluido pozo SHSAC-222 Ui.

Fuente: Petroamazonas Ep

Realizado por: Wilmer Falcones

5.4.9 Gravedad Específica de la mezcla.

Se calcula a partir de la fórmula 5.4 y 5.5:

$$SG = \frac{141.5}{131.5+26.3} = 0.896 \quad (5.4)$$

$$SGm = 1.02 * 0.85 + 0.8969 * (1 - 0.85) = 1.0011 \quad (5.5)$$

5.4.10 Calculo de PIP

Se calcula mediante la diferencia entre la profundidad de asentamiento de la bomba a 8344' TVD y la profundidad al tope de las perforaciones a 9048' TVD. Dicha diferencia es el peso de la columna hidrostática. (Formula 5.11)

$$\Delta P = (Mpp - Prof. bomba) * Sgm * 0.433 \quad (5.11)$$

$$\Delta P = (9048 - 8344) * 1.0011 * 0.433 = 305.16 \text{ psi}$$

Despejando la fórmula de IPR:

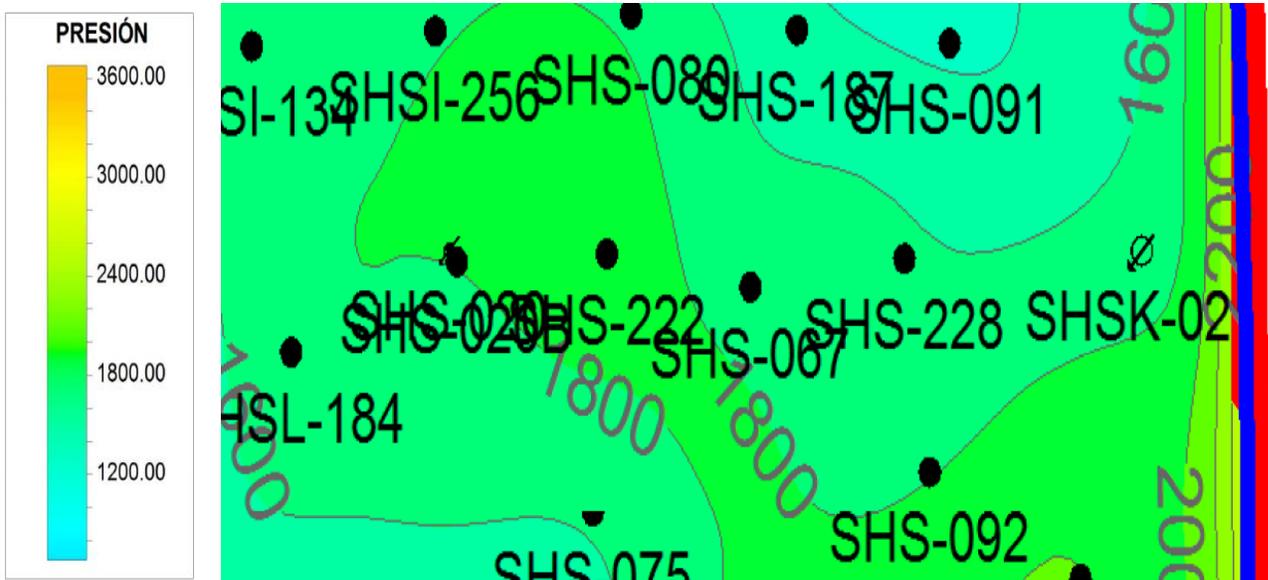


Figura 5.8: Mapa de presiones arenisca U inferior.
Fuente: Petroamazonas EP

$$P_{wf} = P_r - \frac{q}{IP}$$

Basado en las presiones de reservorio que se observa en la figura 5.8 se procede a realizar cálculo para diferentes caudales:

FLUJO	Pwf
0	1800
500	1473
1000	1146
1500	818
2000	491
2500	164
2750.5	0

Cuadro 5.4: Cálculo del IPR
Realizado por: Wilmer Falcones

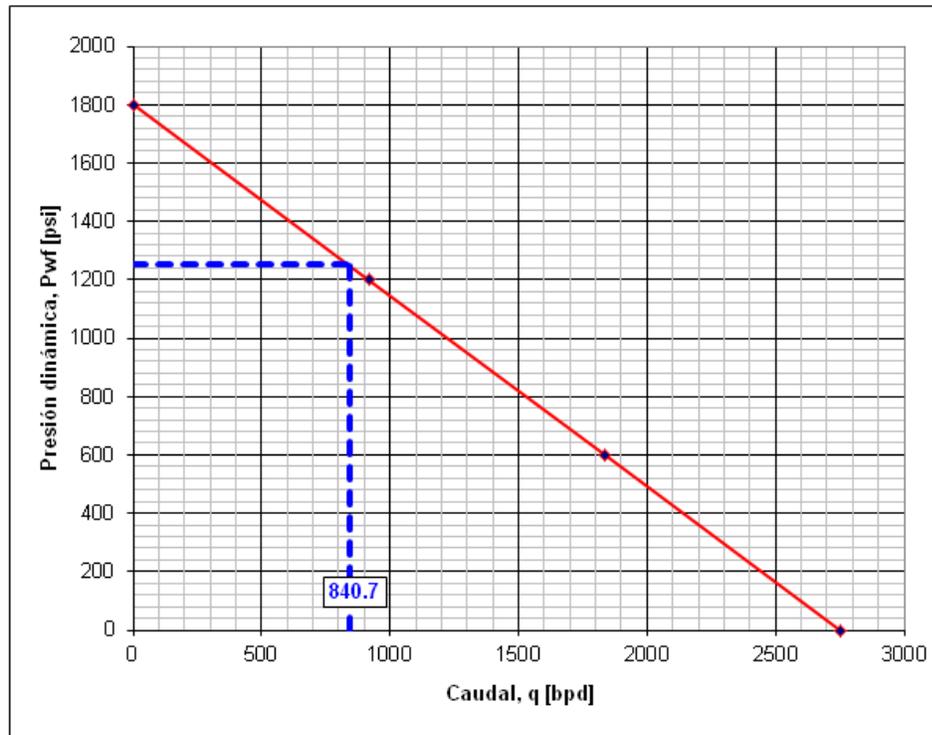


Figura 5.9: Curvas de IPR
Fuente: Petroamazonas EP
Realizado por: Wilmer Falcones

Actualizando la tabla incluyendo la PIP (Presión de entrada a la bomba). A cada Pwf se le resta la columna hidrostática de 305 psi, obteniendo la PIP. (Ecuación 5.12)

$$PIP = Pwf - \Delta P \quad (5.12)$$

Caudal	Pwf	PIP
0	1800	1495
500	1495	1190
1000	1190	885
1500	885	580
2000	580	355
2500	355	50
2750	0	-305

Cuadro 5.5: Calculo de PIP
Realizado por: Wilmer Falcones

Se observa que en 2750 bpd, la PIP es -305 psi. Significa que verdaderamente a la profundidad de asentamiento de la bomba, el pozo no es capaz de producir 2750. Por lo que se procede a calcular la Pwf a la cual será una presión de entrada a la bomba de 0 psi.

Caudal	Pwf	PIP
0	1800	1511
500	1511	1222
1000	1222	933
1500	933	644
2000	644	355
2284	305	0

Cuadro 5.5: Calculo de PIP en Pwf 0
Realizado por: Wilmer Falcones

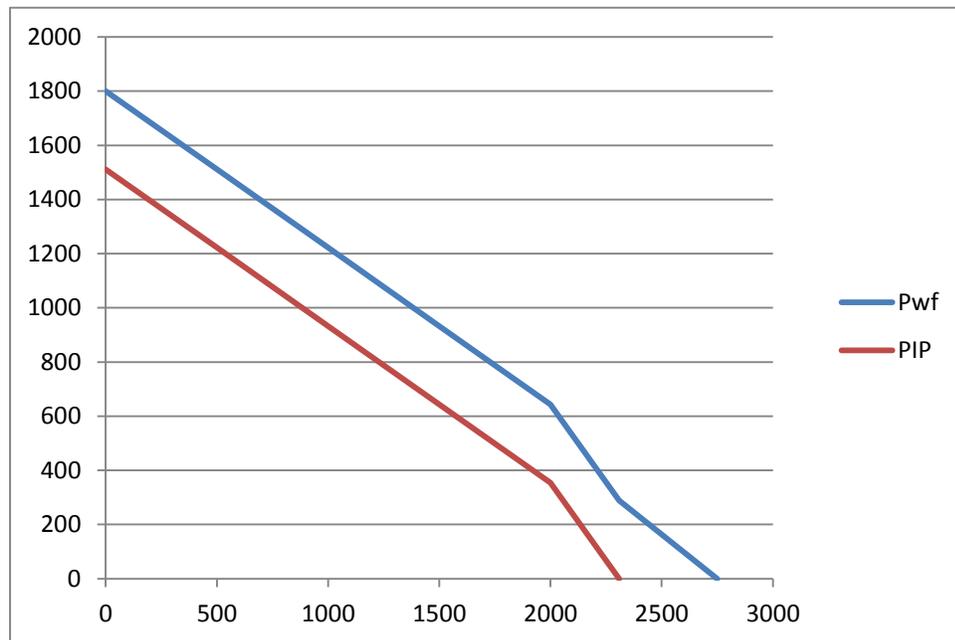


Figura 5.10: Caudal con PIP 0
Realizado por: Wilmer Falcones

Ahora basado en la presión requerida en el cabezal de 180 psi y teniendo en cuenta el diámetro de la tubería de 2" se calcula en dirección opuesta, es decir, desde superficie al fondo para ver cuál será la presión en la tubería con respecto al asentamiento de la bomba (8344 ft).

5.4.11 Pérdida por fricción

Determinado gracias al gráfico 5.2 se tiene pérdida por fricción de 31 pies, en tubería de 2 7/8", teniendo un caudal de 2000 bls.

$$Pies\ de\ friccion = \frac{pies}{1000} * Profundidad\ de\ la\ bomba$$

$$Pies\ de\ friccion = \frac{31}{1000} * 8344 = 259\ Pies$$

Se procede a convertir este valor a presión con la fórmula 5.1:

$$Cabeza = \frac{Presion[psi]*2.31\left[\frac{pies}{psi}\right]}{Gravedad\ especifica\ mezcla\ [Sgm]} \quad (5.1)$$

$$Presión = \frac{Cabeza * Sgm}{2.31}$$

$$Presión = \frac{259 * 1.0011}{2.31} = 112\ PSI$$

Caudal	Perdida de fricción (ft)	Pies de fricción	PSI de fricción
0	0	0	0
500	2.8	23.36	10.223
1000	10	83.44	36.518
1500	19	158.53	68.703
2000	31	258.66	112.040
2284	40	333.76	144.643

Cuadro 5.6: Calculo perdida por fricción
Realizado por: Wilmer Falcones

Calculando la presión causada por la columna de fluido a una altura de 8344 pies de altura se puede determinar la diferencia de presión debida a la gravedad. Usando la misma fórmula 5.1 para convertir a presión conociendo la gravedad específica de la mezcla, se obtiene el valor de 3616 PSI. Es decir, que si en el cabezal la presión fuera cero, la presión en el fondo sería de 3616 PSI, solo si la tubería está llena con el fluido, ya que la presión es causada por el peso de dicho fluido.

Sumando todos las presiones de entrada a la tubería podemos encontrar la presión real.

Flujo BPD	Pwh PSI	Fricción PSI	P. hidrostática	P Descarga
0	180	0	3616.094	3796.094
500	180	10.223	3616.094	3806.317
1000	180	36.518	3616.094	3832.612
1500	180	68.703	3616.094	3864.797
2000	180	112.040	3616.094	3908.134
2284	180	144.643	3616.094	3940.557

Cuadro 5.7: Calculo de presión de descarga
Realizado por: Wilmer Falcones

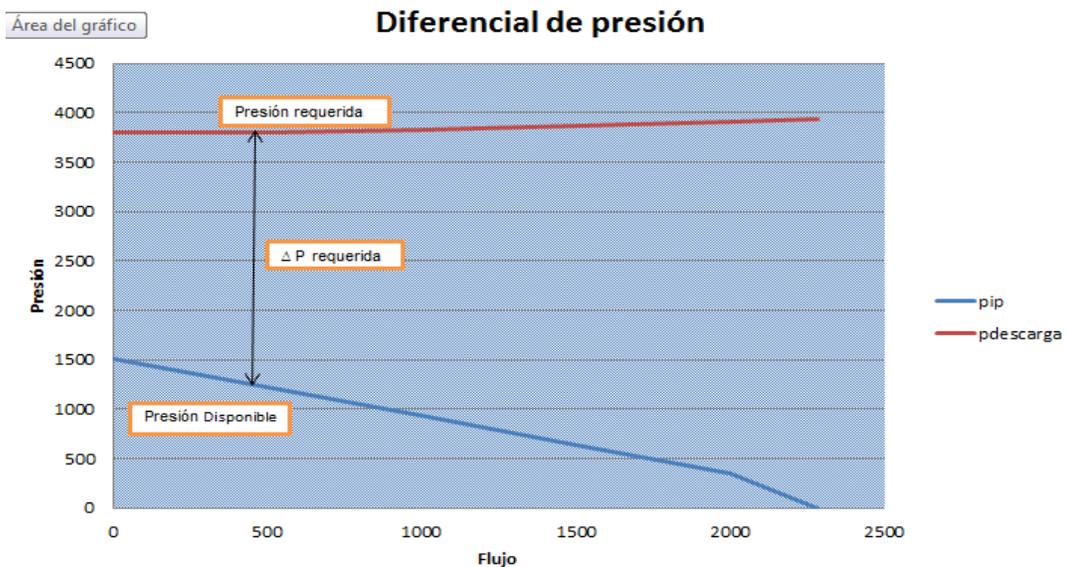


Figura 5.11: Diferencial de presión de la PIP Y Presión de descarga.
Realizado por: Wilmer Falcones

Comparando los valores como se observa en la gráfica 5.7 entre la PIP (Presión de entrada a la bomba) que es la cantidad de energía disponible de la formación y la presión de descarga que es la cantidad requerida para levantar el fluido a la superficie, se puede apreciar el diferencial de presión que existe entre ambas, y dicha presión es la energía adicional que brinda la bomba para que el sistema sea capaz de fluir.

Restando la presión de descarga con la presión de entrada de la bomba se encuentra la presión del sistema.

Flujo	PIP PSI	P Descarga	P Sistema
0	1511	3796.094	2285.094
500	1222	3806.317	2584.317
1000	933	3832.612	2899.617
1500	644	3864.797	3220.797
2000	355	3908.134	3553.134
2284	0	3940.557	3940.557

Cuadro 5.8: Cálculo de presión de Sistema.
Realizado por: Wilmer Falcones

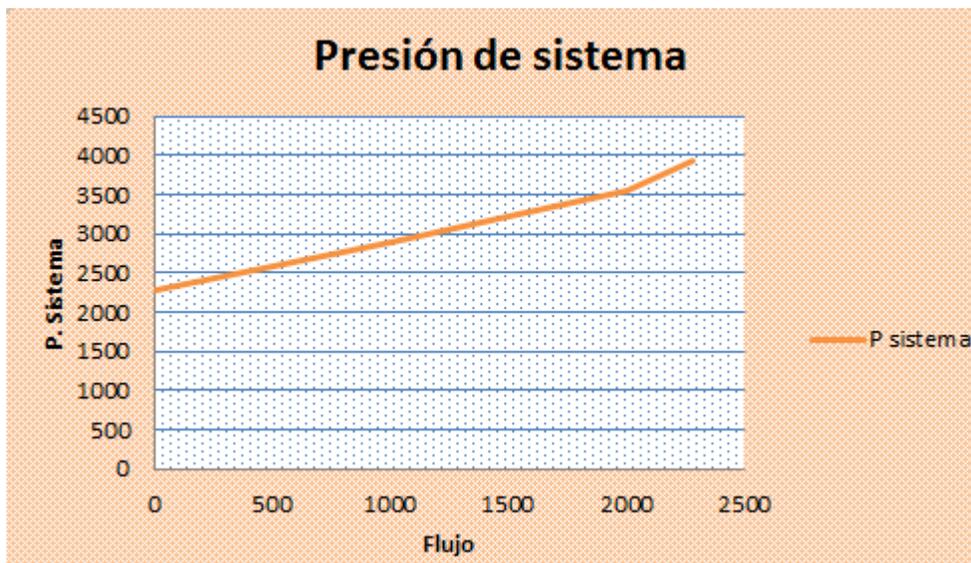


Figura 5.12: Presión de Sistema.
Realizado por: Wilmer Falcones

La bomba se dimensionará para levantar 1000 bfpd. Se calcula un diferencial de presión en base a la presión de entrada a la bomba PIP para la producción mencionada y el índice de productividad.

$$DD= Pr-Pwf= q/IP$$

$$DD= 1000/1.5=666.66$$

Entonces se obtiene la Pwf:

$$Pwf= Pr-DD$$

$$Pwf= 1800-666.66= 1133.334 \text{ psi}$$

$$PIP= Pwf + CHP + \Delta P$$

$$PIP= 1133.334+0-305.16= 828.174$$

Teniendo el valor de PIP se puede obtener la sumergencia de la bomba en pies y se usa la gravedad específica del petróleo (se usa la gravedad específica del petróleo pues se supone que el fluido a la entrada de la bomba es solo petróleo debido al efecto de separación de la mezcla por la gravedad):

$$\text{Sumergencia} = PIP / 0.433 * SGo$$

$$\text{Sumergencia} = 828.174 / 0.433 * 1.83262 = 1043.665 \text{ pies}$$

5.4.12 Porcentaje de gas libre

De los 2500 bfpd se halla los volúmenes correspondientes de gas, agua y petróleo. Se puede calcular el volumen de agua y petróleo con las fórmulas 5.26 y 5.27.

$$V_o = 1000 * (1 - 0.77) * 1.1832 = 272.136 \text{ BOPD} \quad (5.26)$$

$$V_w = 1000 * 0.77 * 1 = 770 \text{ BWPD} \quad (5.27)$$

En caso del cálculo de gas en el fondo, se inicia calculando el gas en solución con la ecuación 5.17:

$$R_s = SGg \left(\frac{P_b}{18} * \frac{10^{0.0125(API)}}{10^{0.0009(T)}} \right)^{1.2048} \quad (5.17)$$

$$R_s = 1.08 \left(\frac{1150}{18} * \frac{10^{0.0125(26.3)}}{10^{0.00091(215)}} \right)^{1.2048}$$

$$R_s = 233.86 \text{ scf/STB}$$

Se continúa calculando el factor volumétrico del gas (ecuación 5.19) calculando antes la presión y temperatura pseudo-reducida (ecuación 5.20 y 5.21):

$$P_{sr} = \frac{Pr}{667+15*SGg+37.7*SGg^2} = \frac{1800}{667+15*1.08+37.7*1.08^2} = 2.476 \quad (5.20)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{168+325*SGg-12.5*SGg^2} = \frac{215+460}{168+325*1.08-12.5*1.08^2} = 1.338 \quad (5.21)$$

Una vez obtenidas la presión y temperatura pseudo reducida se puede encontrar el factor de compresibilidad de gas ($Z=0.67$) a través del gráfico (Anexo 3) y a su vez obtener el factor volumétrico del gas:

$$\beta_g = 0.00504 \frac{ZT}{P_i p}$$

$$\beta_g = 0.00504 \frac{0.67*(215+460)}{828} = 0.00275 \text{ Bls/ MPCS}$$

Se calcula el gas total que se producirá (ecuación 5.22):

$$Gas \text{ Total} = \frac{GOR*BOPD}{1000} \quad (5.22)$$

$$Gas \text{ Total} = \frac{700*1000(0.23)}{1000} = 161 \text{ MPCS}$$

Con la ecuación 5.23 se calcula el gas en solución y la ecuación 5.24 para determinar el gas libre, la cantidad de fluido que se producirá es de 1000 bfpd debido a que la pwf para esa cantidad es de 1200 psi, es decir nos mantenemos por encima del punto de burbuja:

$$\text{Gas en solución} = \frac{R_s * BOPD}{1000} \quad (5.23)$$

$$\text{Gas en solución} = \frac{233.86 * 1000 * 0.23}{1000} = 53.787 \text{ MPCS}$$

$$\text{Gas libre} = \text{Gas Total} - \text{Gas en solución} \quad (5.24)$$

$$\text{Gas libre} = 161 - 53.787 = 107.212 \text{ MPCS}$$

Con el cálculo de Bg se puede determinar el volumen de gas que pasa por la sección de entrada a la bomba (ecuación 5.28) y a su vez el volumen total que manejará la bomba (ecuación 5.29):

$$V_g = 107.212 * 0.00275 = 0.29483 \text{ BGPD} \quad (5.28)$$

$$V_t = V_{\text{agua}} + V_{\text{oil}} + V_{\text{gas}}$$

$$V_t = 272.136 + 770 + 0.29483 = 1042.430834 \text{ BFPD}$$

Usando la ecuación 5.25 se calcula el porcentaje de gas libre:

$$\text{Gas libre} = \frac{V_g}{V_t} * 100 \quad (5.25)$$

$$\text{Gas libre} = \frac{0.1286}{1042.3657} * 100\% = 0\%$$

5.4.13 Columna dinámica total en pies (TDH)

$$\text{TDH} = h_f + p_f + p_c$$

La profundidad de la bomba para la arena Ui será aproximadamente 200 ft por encima de la bomba para la arena inferior, La cabeza dinámica consta de **(hn)**:

$$H_f = \text{Profundidad de la bomba} - \text{Nivel de fluido}$$

$$H_f = 8344 - 1043.665 = 7300.335$$

La pérdida de fricción **(Pf)** con 1000 bfpd es de **83.44 pies** en tubería de 2 7/8".

Presión en cabeza en pies:

$$\text{Cabeza} = \frac{\text{Presion}[\text{psi}] * 2.31 \left[\frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]}{\text{Gravedad especifica} [\text{Sgm}]}$$

$$\text{Cabeza} = \frac{180 * 2.31 \left[\frac{\text{pies}}{\text{psi}} \right]}{1.0011} = 415.34 \text{ ft}$$

Volviendo a la fórmula original:

$$\text{TDH} = h_n + p_f + p_c$$

$$\text{TDH} = 7300.335 + 83.44 + 415.34 = 7799. \text{ ft.}$$

5.4.14 Parámetros para la selección de bomba superior para ensamblaje Dual. DN1000

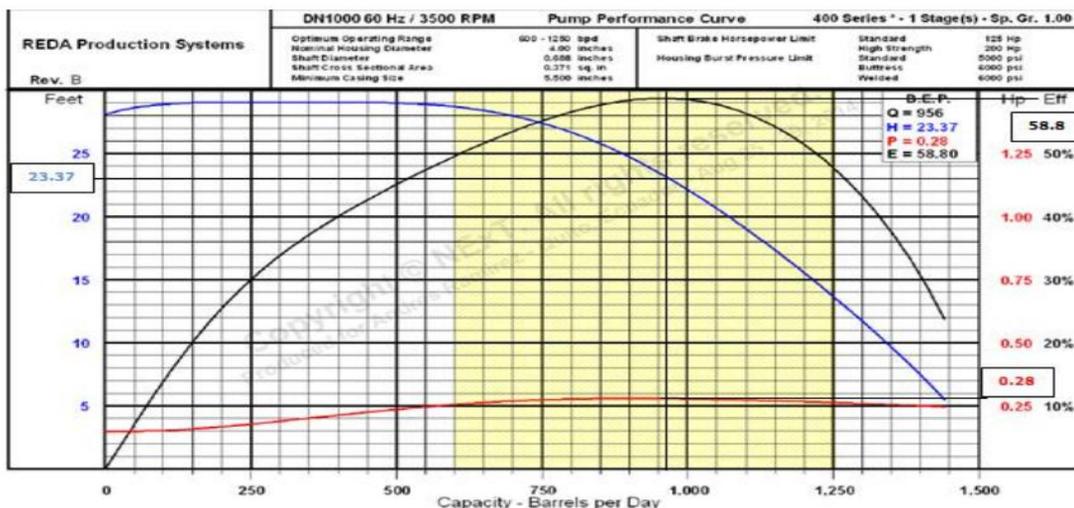


Figura 5.13: Curva de eficiencia de la bomba DN1000 (REDA Schlumberger, 2009).

Datos

Cabeza = 23.39/ etapa

Potencia= 0.28 hp/ etapa

Eficiencia= 61%

Calculo del número de etapas (formula 5.30):

$$\text{Numero de etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza por etapa}}$$

$$\text{Numero de etapas} = \frac{7799}{23.39} = 333.43$$

Bomba DN 1100

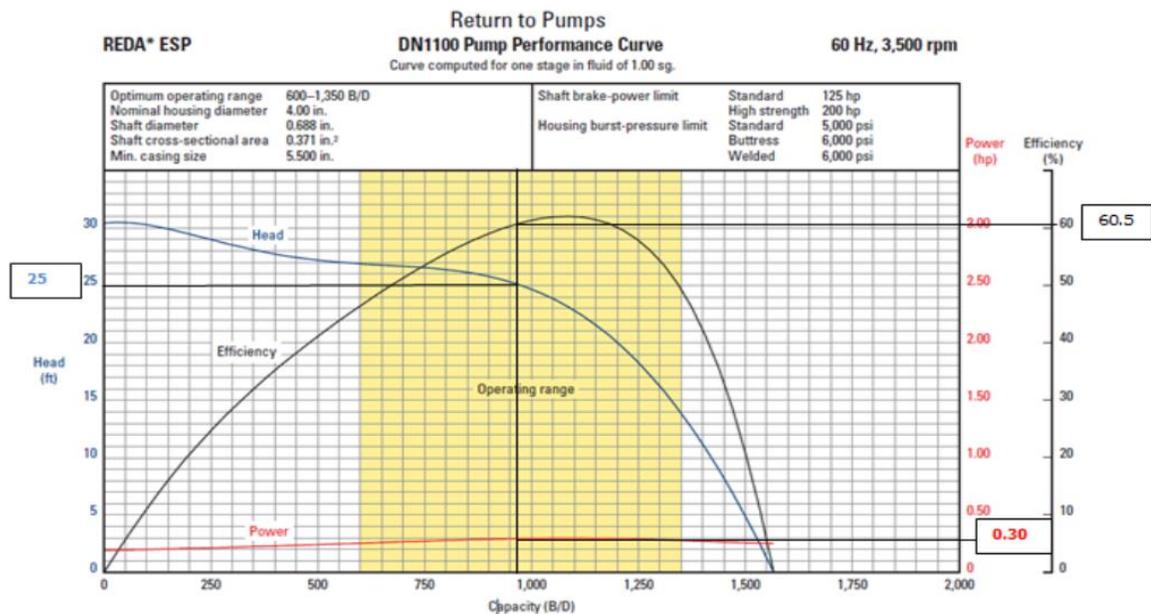


Figura 5.14: Curva de eficiencia de la bomba DN1100 (REDA Schlumberger, 2009).

Datos:

Cabeza: 25 pies/ etapa

Potencia: 0.30 HP/ etapa

Eficiencia: 60.5 %

Cálculo del número de etapas (fórmula 5.30):

$$\text{Número de etapas} = \frac{TDH}{\text{Cabeza por etapa}}$$

$$\text{Número de etapas} = \frac{7799}{25} = 311.96$$

Se determina la bomba DN-1100 por tener una menor cantidad de etapas, con metalurgia resistente a la corrosión y es una bomba estabilizada.

5.4.15 Potencia requerida por la bomba

Una vez seleccionada la bomba se calcula la potencia (fórmula 5.31)

$$HP = (\text{etapas totales}) * (Hp \text{ por etapa})$$

$$HP = (312) * (0.30) = 93.6 \text{ HP}$$

La bomba requiere 93.6 Hp, MAS 20% de factor de seguridad para una mejor operación del variador del motor, entonces se necesita 112.32 HP.

Se selecciona motor MAXIMUS 456-120HP-1508V-52-RA-S-RLOY-AS.

La carga del motor se calcula con la fórmula 5.32:

$$\text{Carga del motor} = \frac{hp \text{ bomba}}{hp \text{ motor}}$$

$$\text{Carga del motor} = \frac{93.6}{120} * 100\% = 78\%$$

Otro cálculo que se debe obtener es la frecuencia a la cual el eje de la bomba falla, con el caballaje de la placa que se encuentra en la figura 5.10 en la parte superior, donde se observa que a 55 Hz dicho caballaje es 235 Hp.

$$\text{Frecuencia} = 55 * \sqrt{\frac{NPHP}{HP}}$$

$$\text{Frecuencia} = 55 * \sqrt{\frac{125}{93.6}} = 63.55 \text{ Hz}$$

5.4.16 Selección del protector

PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPB-UT, 400/400, NTB/HL, .87 INC 718, RLOY, AFL, M-TRM

PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPB-S/LT, 400/456, NTB/HL, .87 INC 718, RLOY, AFL, M-TRM

5.4.17 Extensión de conexión del motor (motor lead extensión)

MLE: 456 MAXLOK-400, 100FT, KELB M, 5KV, 4/1, P/I

5.4.18 Selección del cable

CABLE: REDALEAD 4, 5KV (4/1 ELB .020 G5F W/2 3/8 x .049 SS TUBES)

5.4.19 Sección de entrada de la bomba

INTAKE: VGSA D20-60, 400/400 RLOY .87 INC 718, M-TRM, ES, EXTD HEAD, FACT SHIM

5.4.20 Sensor de fondo

Se usa para tener lecturas en superficie datos de:

- PIP
- Presión de descarga
- Temperatura en fondo
- Vibración del sistema
- Temperatura de motor

BASE GAUGE: XT150 TYPE 1, VITON/AFLAS, 13CR.

DESCRIPCIÓN GENERAL BES	Descarga	HEAD: BOLT ON DISCHARGE PMP, 400, RLOY, 2 3/8 OD 8RD EUE
	Succión / Separador de Gas	INTAKE: VGSA D20-60, 400/400 RLOY .87 INC 718, M-TRM, ES, EXTD HEAD, FACT SHIM
	Protector Superior	PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPB-UT, 400/400, NTB/HL, .87 INC 718, RLOY, AFL, M-TRM
	Protector Inferior	PROTECTOR: MAXIMUS, LSBPB-S/LT, 400/456, NTB/HL, .87 INC 718, RLOY, AFL, M-TRM
	Motor	MAXIMUS 456-120HP-1508V-52-RA-S-RLOY-AS.
	Sensor de fondo	BASE GAUGE: XT150 TYPE 1, VITON/AFLAS, 13CR
	Cable de Potencia	CABLE: REDALEAD 4, 5KV (4/1 ELB .020 G5F W/2 3/8 x .049 SS TUBES)
	MLE	MLE:456 MAXLOK-400, 100FT, KELB M, 5KV, 4/1, P/I

Cuadro 5.9: Descripción general del equipo BES.
Realizado por: Wilmer Falcones

5.4.21 Equipos de superficie

$$\text{Voltaje en superficie} = \frac{V_{\text{perdida}} * \text{Longitud cable}}{1000 \text{ pies}} + \text{Voltaje Motor}$$

$$\text{Voltaje en superficie} = \frac{17 * 8344}{1000 \text{ pies}} + 1508 V = 1649 V$$

$$KVA_{\text{superficie}} = \frac{1.732 * V_{\text{superficie}} * A_{\text{motor}}}{1000}$$

$$KVA_{\text{superficie}} = \frac{1.732 * 1649 * 52}{1000} = 148.5 KVA$$

Voltaje de Superficie	1649 VOLTS
KVA Requerido	148.5 KVA
SDT	650 KVA 12 PULSOS
VSD	518 KVA 18 PULSOS
SUT	520 KVA

Cuadro 5.10: Descripción general del equipo de superficie.
Realizado por: Wilmer Falcones

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Los métodos para determinar si el proyecto es económicamente rentable:

- TIR: Tasa interna de retorno
- VAN: Valor actual neto
- Tiempo de recuperación de la inversión
- Costo / Beneficio

6.1 Flujo de Caja

El informe financiero que resume los ingresos y egresos de una empresa en un período dado se conoce como Flujo de Caja. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Flujo de caja: Ingresos} - \text{Gastos} \qquad \text{Fórmula 6.1}$$

6.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Medidor empleado en la evaluación de proyectos de inversión, ligado con el Valor Actual Neto. También se considera como el valor de la tasa de descuento que consigue que el VAN resulte igual a cero. Se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+TIR)} + \frac{C_1}{(1+TIR)^2} + \frac{C_1}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} = 0 \qquad \text{Fórmula 6.2}$$

C_0 = Capital inicial aportado para el proyecto

C_n = Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

n= Número de años en los que se calcula la inversión.

Si el $VAN > 0$ y el $TIR >$ Tasa de descuento, el proyecto es rentable.

6.3 Valor Actual Neto (VAN)

Es un indicador financiero que sirve para determinar la viabilidad de un proyecto. Si tras medir los flujos de los futuros ingresos y egresos y descontar la inversión inicial queda alguna ganancia, el proyecto es viable.

$VAN < 0$ el proyecto no es rentable.

$VAN = 0$ el proyecto es rentable

$VAN > 0$ el proyecto es rentable.

Se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_1}{(1+i)^2} + \frac{C_1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad \text{Fórmula 6.3}$$

C_0 = Capital inicial aportado para el proyecto

C_n = Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

i = Tasa de descuento ajustada al riesgo=Interés que se puede obtener del dinero en inversiones

n = Número de años en los que se calcula la inversión.

6.4 Tiempo de recuperación de la inversión

El tiempo de recuperación de la inversión mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente.

6.5 Costo / Beneficio

La relación costo beneficio toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por la cantidad de dinero que se sacrifica en el proyecto. Se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\text{Costo / Beneficio} = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos} + \text{Inversión}} \quad \text{Fórmula 6.4}$$

6.6 Costos de Operación

COSTOS ESTIMADOS	
Movimiento de la torre	38,008.00 (+/-)
Trabajo de la torre	180,202.24
Químicos + píldoras de limpieza	155,879.00
Supervisión + Equipo BES	1,192.725.00
Cañoneo TCP / WL (Cemento)	125,518.28
Spooler + Vacuum + Corrida + Tubing	254,016.00
Serv. SL + Herramienta fondo	246,372.70
Completación + Prueba	389,264.00
Contingencias	177,044.60
Well Head + Cable electrico	98,599.00
TOTAL	2,857,628.33 (INVERSION)

Cuadro 6.1: Costos de operación.
Fuente: Wilmer Falcones

Basado en meses anteriores se promedia el costo por cada barril producido de petróleo por día.

COSTO REAL POR AÑO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
OPR	\$ 1.82	\$ 2.69	\$ 2.57	\$ 2.79	\$ 2.76	\$ 2.46	\$ 2.75	\$ 2.38
LEV. ART.	\$ 0.77	\$ 1.30	\$ 0.87	\$ 0.99	\$ 0.84	\$ 1.28	\$ 1.45	\$ 0.58
MNT	\$ 0.15	\$ 0.50	\$ 0.25	\$ 0.21	\$ 0.38	\$ 0.83	\$ 0.22	\$ 0.25
FIC	\$ 0.09	\$ 0.17	\$ 0.14	\$ 0.12	\$ 0.12	\$ 0.17	\$ 0.33	\$ 0.21
REAC.	\$ 1.93	\$ 2.25	\$ 1.76	\$ 2.13	\$ 2.05	\$ 2.33	\$ 1.40	\$ 1.63
SOPORTE	\$ 0.69	\$ 0.65	\$ 0.33	\$ 0.68	\$ 0.58	\$ 0.39	\$ 0.85	\$ 0.41
- TI	\$ 0.01	\$ 0.01	\$ 0.01	\$ 0.02	\$ 0.00	\$ 0.01	\$ 0.01	\$ 0.01
- SSA	\$ 0.12	\$ 0.12	\$ 0.07	\$ 0.08	\$ 0.08	\$ 0.07	\$ 0.05	\$ 0.07
- SEGF	\$ 0.07	\$ 0.08	\$ 0.07	\$ 0.28	\$ 0.07	\$ 0.07	\$ 0.23	\$ 0.07
- RSRC	\$ 0.01	\$ 0.01	\$ 0.02	\$ 0.02	\$ 0.01	\$ 0.02	\$ 0.01	\$ 0.01
- SERV.GEN.	\$ 0.11	\$ 0.12	\$ 0.11	\$ 0.10	\$ 0.09	\$ 0.10	\$ 0.23	\$ 0.10
- MTL	\$ 0.03	\$ 0.05	\$ 0.03	\$ 0.03	\$ 0.03	\$ 0.05	\$ 0.03	\$ 0.06
- LGL	\$ 0.14	\$ 0.21	\$ (0.02)	\$ 0.10	\$ 0.16	\$ -	\$ 0.13	\$ -
- FIN	\$ 0.04	\$ 0.04	\$ (0.00)	\$ 0.03	\$ 0.01	\$ 0.02	\$ 0.08	\$ 0.03
- QAQC	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
- C.FIN	\$ 0.16	\$ 0.02	\$ 0.06	\$ 0.00	\$ 0.12	\$ 0.06	\$ 0.06	\$ 0.06
TOTAL	\$ 5.45	\$ 7.57	\$ 5.92	\$ 6.92	\$ 6.72	\$ 7.46	\$ 6.99	\$ 5.46

Cuadro 6.2: Costo por cada barril producido.
Fuente: Petroamazonas EP.

Se promedia un valor de \$6,56 el costo por cada barril producido.

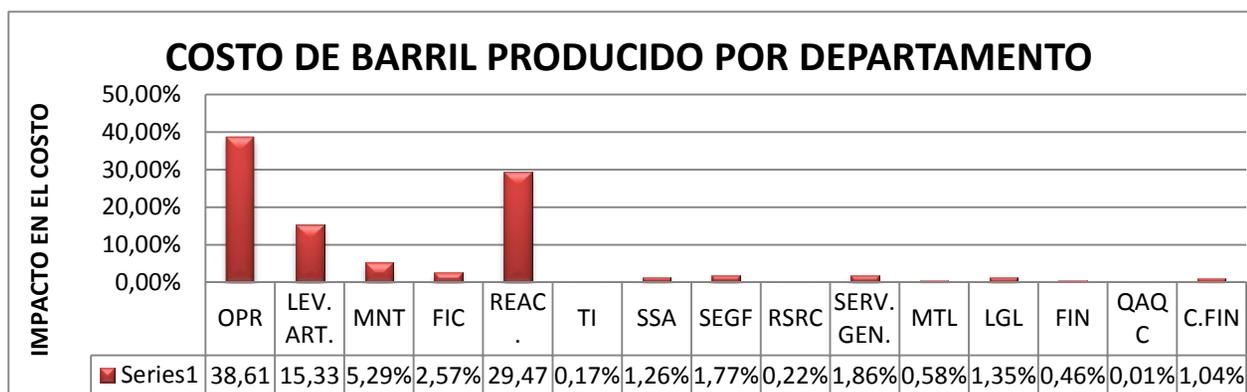


Figura 6.1: Costo de barril producido por departamento.
Fuente: Petroamazonas EP.

6.7 Ingresos por producción de petróleo.

SHSAC-222	FLUIDO	OIL	WATER	BSW	PRECIO BLS OIL	INGRESO TOTAL POR DIA
Ti	4500 Bls	585 Bls	3915 Bls	87%	53.17 \$	31104.45 \$
Ui	1000 Bls	230 Bls	770 Bls	77%	53.17 \$	12229.1 \$
TOTAL	5500 Bls	815 Bls	4685 Bls			43333.55 \$

Cuadro 6.3: Ingresos por producción.
Fuente: Wilmer Falcones

Proyección de ingreso por barriles de petróleo en un año:

	Noviembre Diciembre	Enero Febrero	Marzo Abril	Mayo	Junio Julio	Agosto	Septiembre Octubre	Noviembre	Total
Ti	\$1,897,371.45	\$1,866,267	\$ 1,751,419	\$890,065.8	\$1,605,468.1	\$815,893.65	\$1,459,516.5	\$717,795	\$11,003,796.5
Ui	\$745,975.1	\$733,746	\$713,541.4	\$350,922.4	\$681,107.7	\$334,971	\$648,674	\$319,020	\$ 4,527,957.60
	\$2,643,346.55	\$2,600,013	\$2,464,960	\$1,240,988.20	\$2,286,575.80	\$1,150,864.65	\$2,108,190.5	\$1,036,815	\$15,531,753.70

Cuadro 6.4: Ingresos por barriles de petróleo en un año.
Fuente: Wilmer Falcones

6.8 Cálculo Flujo de Caja

Meses	Ingresos	Costos	Flujo de Caja
Noviembre Diciembre	\$2,643,346.55	\$ 286,114.4	\$2,357,232.15
Enero Febrero	\$2,600,013	\$ 281,424	\$2,318,589.00
Marzo Abril	\$2,464,960	\$ 264,105.6	\$2,200,854.40
Mayo	\$1,240,988.20	\$ 134,217.6	\$1,106,770.60
Junio Julio	\$2,286,575.80	\$ 242,096.8	\$2,044,479.00
Agosto	\$1,150,864.65	\$ 123,032.8	\$1,027,831.85
Septiembre Octubre	\$2,108,190.50	\$ 220,088	\$1,888,102.50
Noviembre	\$1,036,815	\$ 108,240	\$928,575.00
Total	\$15,531,753.70	\$ 1,659,319.20	\$ 13,872,434.50

Cuadro 6.5: Flujo de caja.
Fuente: Wilmer Falcones.

Flujo de caja: Ingresos – Gastos

Fórmula 6.1

Flujo de caja: \$15, 531,753.70 -- \$ 1, 659,319.20 = \$ 13, 872,434.50

6.9 Cálculo de Valor actual neto

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_1}{(1+i)^2} + \frac{C_1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

Fórmula 6.3

i= 13% en base a un valor referencial

Meses		VAN
Noviembre Diciembre	\$2,357,232.15	\$ 2,086,046.15
Enero Febrero	\$2,318,589.00	\$ 1,815,795.29
M4arzo Abril	\$2,200,854.40	\$ 1,525,302.5
Mayo	\$1,106,770.60	\$ 678803.136
Junio	\$2,044,479.00	\$ 1,109,661.29

Julio		
Agosto	\$1,027,831.85	\$ 493686.681
Septiembre	\$1,888,102.50	\$ 802558.064
Octubre		
Noviembre	\$928,575.00	\$ 349292.644
Total	\$ 13,872,434.50	\$ 8,861,145.75

Cuadro 6.6: Valor actual Neto.
Fuente: Wilmer Falcones.

Al valor total del VAN se resta la inversión inicial:

$$\$ 8, 861,145.75 - 2, 857,628.33= \$ 6, 003,517.42$$

6.10 Cálculo tasa interna de retorno

Para hallar TIR, se debe encontrar un valor de tasa de descuento, del tal manera que el -VAN sea igual a cero.

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+TIR)} + \frac{C_1}{(1+TIR)^2} + \frac{C_1}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad \text{Fórmula 6.2}$$

Meses		VAN
Noviembre	\$2,357,232.15	\$ 1,350,825.51
Diciembre		
Enero	\$2,318,589.00	\$ 761,408.229
Febrero		
Marzo	\$2,200,854.40	\$ 414,173.211
Abril		
Mayo	\$1,106,770.60	\$ 119,356.261
Junio	\$2,044,479.00	\$ 126,347.642
Julio		
Agosto	\$1,027,831.85	\$ 36,400.1737
Septiembre	\$1,888,102.50	\$ 38,318.0897
Octubre		
Noviembre	\$928,575.00	\$ 10,799.2145
Total	\$ 13,872,434.50	\$ 2,857,628.33
Inversión		\$ 2, 857,628.33

Cuadro 6.7: Tasa Interna de Retorno.
Fuente: Wilmer Falcones.

El TIR es igual a 74.503082%.

6.11 Cálculo costo beneficio

$$\text{Costo / Beneficio} = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos+Inversion}} \quad \text{Fórmula 6.4}$$

$$\text{Costo/Beneficio} = \frac{\$15,531,753.70}{1,659,319.20+2,857,628.33} = \$ 3.44.$$

Por cada dólar invertido en el proyecto se tendrá una ganancia de \$3.44.

6.12 Tiempo de recuperación de la inversión

Con una producción de 815 bppd y a su precio de \$ 53.17 por barril la inversión se recupera en aproximadamente en 73 días incluyendo las perdidas por los gastos de operación.

POZO SHSAC-222	
VAN	\$ 6, 003,517.42
TIR	74.503082%.
COSTO/BENEFICIO	\$3.44 por cada dólar invertido
TIEMPO DE RECUPERACIÓN	73 días

6.13 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El tipo de completación dual concéntrica es una buena alternativa para obtener mayor producción de diferentes arenas de forma simultánea bajo los reglamentos de la ARCH (Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos), de otra manera solo se podría producir de una arena hasta que se drene, y después cambiar de arena, ya que la ARCH exige el control independiente de cada arena.
2. Aunque la inversión es mayor a la de una completación convencional, mediante análisis económico se demostró que se generará buenos ingresos, suficientes para solventar gastos de operación e inversión, así que se concluye que el proyecto es 100% rentable.
3. Con la ayuda del quantum packer se podrá aislar las dos zonas evitando que los fluidos se mezclen, así como el inconveniente de tener diferentes presiones de reservorio.
4. En caso de que un equipo BES falle, se puede seguir produciendo de la otra arena siempre que sea rentable, pero a su vez en el caso de realizar un tratamiento a una de las arenas o realizar un trabajo de reacondicionamiento en la arena afectada también se tendrá pérdida de producción de la otra arena.
5. Para usar este tipo de completación es necesario usar casing de diámetro de 9 5/8" y un liner de 7", puesto que las herramientas son diseñadas para dichas condiciones.

RECOMENDACIONES

1. En base al estudio económico realizado, se recomienda a PETROAMAZONAS EP se implemente el cambio de completación de convencional a Sistema dual concéntrico en los pozos señalados SHSAC-222 Y SHSAC-228.
2. Se debe aplicar torque de apriete recomendado (óptimo) en las uniones de la sarta, y usar un solo tipo de tubería para evitar usos de X-Over, preferible que sea TSH Blue por el buen sello metal-metal.
3. Optimizar el tiempo necesario al correr la sarta, junto con el equipo BES, lo recomendable es correr 4 tubos por hora, esto evita que el cable de potencia y los capilares durante su instalación sufran golpes.
4. La conexión de capilares para inyectar anticorrosivo y anti escala se debe realizar técnicamente.
5. Realizar prueba de presión para descartar comunicación entre los equipos BES inferior y superior
6. A la profundidad de asentamiento de la bomba, la desviación por cada 100 ft (dog leg) no debe ser mayor a 2°, para que el espacio sea el necesario para instalar el equipo BES y sus accesorios de completación.
7. Un correcto diseño en el input nos permite seleccionar la bomba correcta para evitar realizar trabajo en Uptrust o Downtrust, de trabajar de esa manera el run life de la bomba es menor.
8. No es recomendable usar una completación doble para yacimientos con bajas reservas por cuanto la inversión es muy alta.

Bibliografía

- Benavides, H., & Galvez, L. (2013). *Actualización de las reservas y predicción de producción del campo Cuyabeno-Sanahuari*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Orellana, D. (2016). *Estudio técnico económico en la producción simultánea de dos arenas mediante la implementación de completaciones duales en el campo Victor Hugo Ruales*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Najera, L. (2011). *Estudio del sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible instalado en el pozo J1, para verificar si la instalación es la adecuada*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Falla, E. (2005). *Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo*. Lima: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- García, L. (2009). *Análisis Técnico-económico de completaciones dobles y su aplicación en pozos de la cuenca Amazónica del Ecuador*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Morales, A. (20 de 11 de 2009). *blogspot*. Recuperado el 15 de 8 de 2019, de <http://astrid26morales.blogspot.com/2009/11/clasificacion-de-las-reservas-de.html>
- Obando, S., & Guachamin, D. (2012). *Estudio Técnico-Económico de completaciones dobles en pozos del campo Edén Yuturi*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Santiago, W. (2015). *Estudio del potencial de recuperación avanzada de petróleo en las arenas Napo "U" y "T" del campo Shushufindi*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Rivadeneira, M. (2004) Breve reseña histórica de la exploración petrolera de la Cuenca Oriente In: La Cuenca Oriente: Geología y petróleo [en línea]. Lima: Institut français d'études andines. Disponible en Internet: <<http://books.openedition.org/ifea/3019>
- Torres, G. (2016). Estudio de factibilidad técnico-económica para la implementación de completaciones inteligentes en el campo AT del Oriente ecuatoriano. (Tesis de grado, Universidad Central del Ecuador)

Villavicencio, E. and Quimi, S. (2009). Diseño de una completación dual concéntrica BES-BES de un pozo en el oriente ecuatoriano revestido con un casing de 7 pulgadas. (Artículo tesis de grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral).

Ruiz, C. (2007). Producción simultanea de petróleo de dos arenas diferentes mediante completaciones dobles concéntricas en el bloque 15. (Tesis de grado, Escuela Politécnica Nacional)

Romero, C., & Gómez, A. (2011). Completación Dual concéntrica con Bombas eléctricas sumergibles de un pozo en el Oriente Ecuatoriano revestido con Casing de 9-5/8. (Artículo tesis de grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral)

Peralta, E., & Baquerizo, F. (2011). Completación Dual Concéntrica con Bomba Electrosumergible y Flujo Natural de un pozo en el Oriente Ecuatoriano para revestimiento de 9-5/8" y liner de 7. (Artículo tesis de grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral)

ANEXOS

Anexo 1

Nomenclatura:

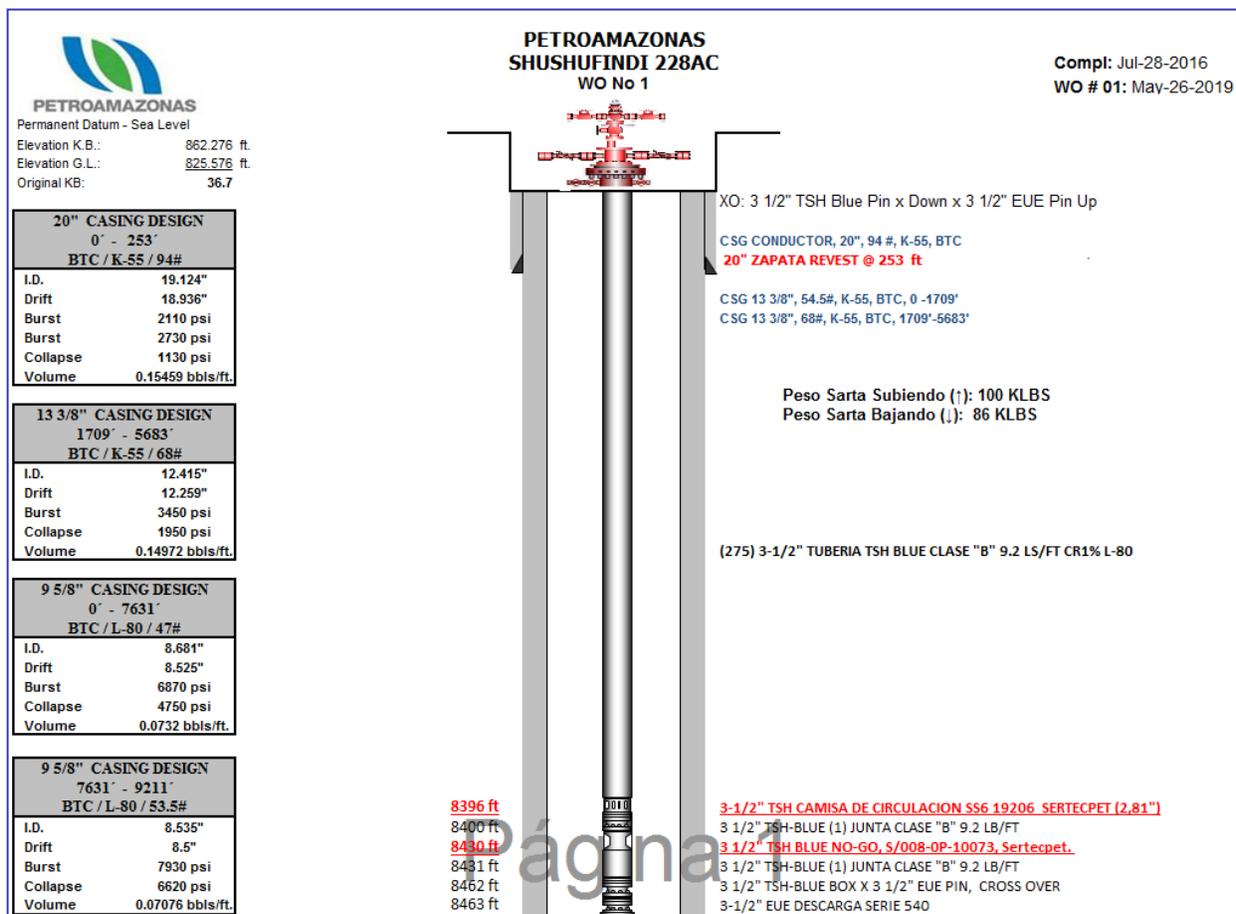
Símbolo	Definición
\varnothing	Porosidad
μ	Viscosidad
ΔP	Caída de presión
Sw	Saturación de agua
So	Saturación de petróleo
Sg	Saturación de gas
Pr	Presión de reservorio
Pb	Presión de burbuja
Pwf	Presión de fondo fluuyente
Pwh	Presión de cabeza
Psep	Presión de separador
PIP	Presión de entrada a la bomba
K	Permeabilidad
J	Índice de productividad
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Bg	Factor volumétrico del gas
TVD	Profundidad vertical verdadera
MD	Profundidad medida
GOR	Relación Gas-Petróleo
GLR	Relación Gas-Líquido
Rs	Relación de solubilidad
Re	Radio exterior
Rw	Radio del pozo
BSW	Corte de agua

FR	Factor de recobro
S	Factor de daño
API	American Petroleum Institute
Bls	Barriles
BES	Bombeo Electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BPPD	Barriles de petróleo por día
BAPD	Barriles de agua por día
HP	Caballos de fuerza
OD	Diámetro externo
ID	Diámetro interno
Psig	Libra-fuerza por pulgada cuadrada
WO	WorkOver

Anexo 2
SHSAC-228

ANTECEDENTES DEL POZO

El pozo fue perforado el 3 de julio del 2016, procediendo a realizar operaciones de completación el día 20 de julio del mismo año, se ha realizado una intervención en el pozo por falla eléctrica el 15 de mayo del 2019, la completación es una BES simple con tubería 3 1/2" TSH blue. A continuación se muestra el diagrama actual donde se encuentra los datos del casing, de las arenas productoras, las cuales solo producen de la Ti de 9616-9420(4ft) y de 9628-9645(17ft). Y de las arenas que se puede perforar de 9375-9395(20ft), 9397-9412(15ft).



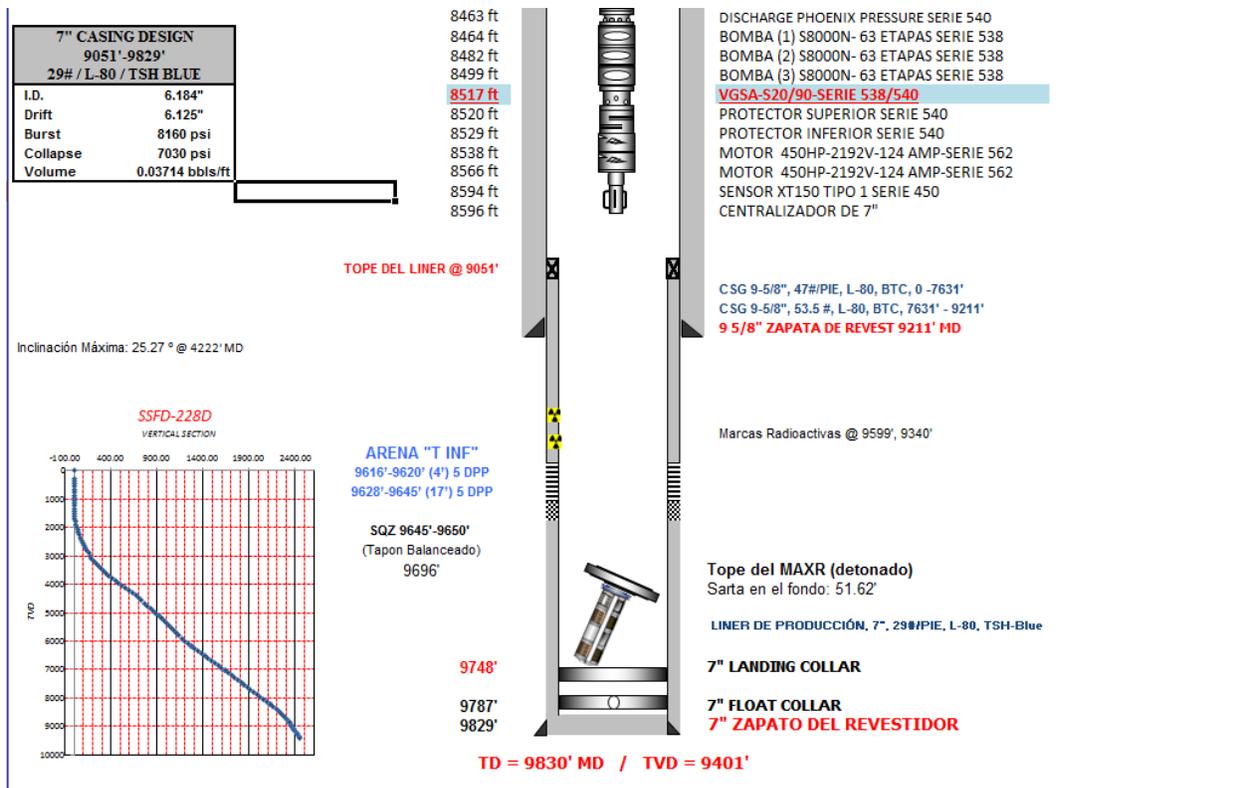


Diagrama actual pozo SHSAC-228

5.4.2 Análisis de la arena Ti

Actualmente se está produciendo de este yacimiento en los intervalos de 9616-9620(4ft) y 9628-9645(117ft) con un espesor neto de 21 pies, con una saturación de agua del 37%. A continuación se muestran los datos de producción:

POZO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	GOR	API	FREC	PSI CABEZA	PIP	SALIN.
SHSAC-228TI	5,444	598.84	4845.16	89.0	104	31.2	52	210	779	9,000

Producción actual del pozo SHSAC-222

5.4.3 Cálculo de reservas

En base al cálculo Volumétrico de las Reservas, indica la existencia de 523.061 barriles de petróleo recuperable en el reservorio T Inferior, el volumen in situ de esta arena es 986, 907 STB.

<p style="text-align: center;">PETROAMAZONAS EP ACTIVO SHUSHUFINDI CALCULO DE RESERVAS CAMPO : SHUSHUFINDI-AGUARICO POZO : SHUSHUFINDI 228D</p>											
CALCULO DE PETROLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES											
N= 7758 * A * Ho * So * Porosidad / Boi.											
ARENA	FACTOR DE CONVERSION BBLs	AREA (ACRES)	Ho (Pies)	So	POROSIDAD	Boi. (BR/BS)	VOLUMEN IN SITU STB	FR	RESERVAS INICIALES	NP	RESERVAS REMANENTES
T INFERIOR	7,758	70	21	0.60	0.18	1.248	986,907	0.53	523,061	63,915	459,146
TOTAL							986,907		523,061	63,915	459,146

Información de producción

La arena Ti produce actualmente 5444 bfpd de los cuales 598.84 son de petróleo neto, con una bomba S8000N serie 538, de 189 etapas en tubería 3 ½" TSH blue clase B, una salinidad de 9000 ppm, con un IP de 5.9 STB/psig. A continuación se muestra la información de la arena y la bomba para realizar un análisis nodal con una completación doble concéntrica:

Datos mecánicos y de fluido:

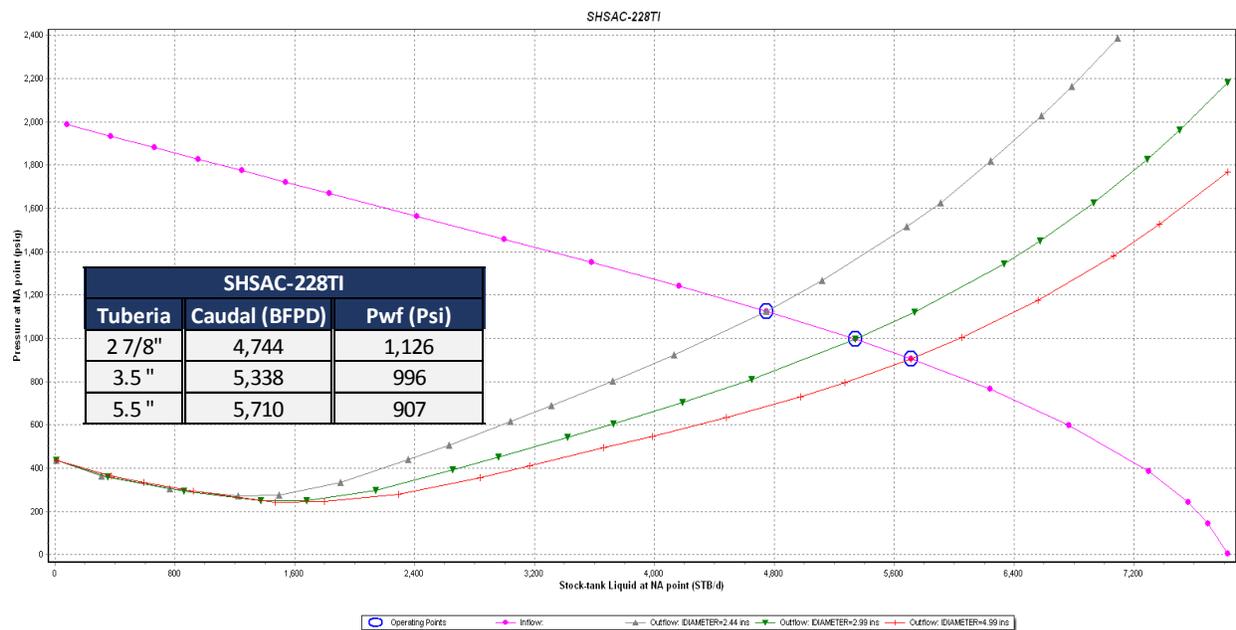
Diámetro de revestimiento	9 5/8"
Diámetro hidráulico de tubería concéntrica	2 7/8"
Tope de perforaciones TPP	9193' TVD
Profundidad de la bomba	8594' TVD
Presión estática	1900 psig
Presión de cabeza (WHP)	200 psig

Temperatura de fondo (BHT)	215°F
Relación gas aceite (GOR)	400 SCF/Bbl
Corte de agua (BSW)	89
Gravedad específica del agua (SGW)	1.01212
Gravedad API del aceite	31.2
Gravedad específica del gas (SGg)	1.6832 SG(air)
Presión de burbuja (Pb)	1100 psig
Factor volumétrico del aceite (Bo)	1.248

Datos mecánicos y de fluido pozo SHSAC-228 Ti.

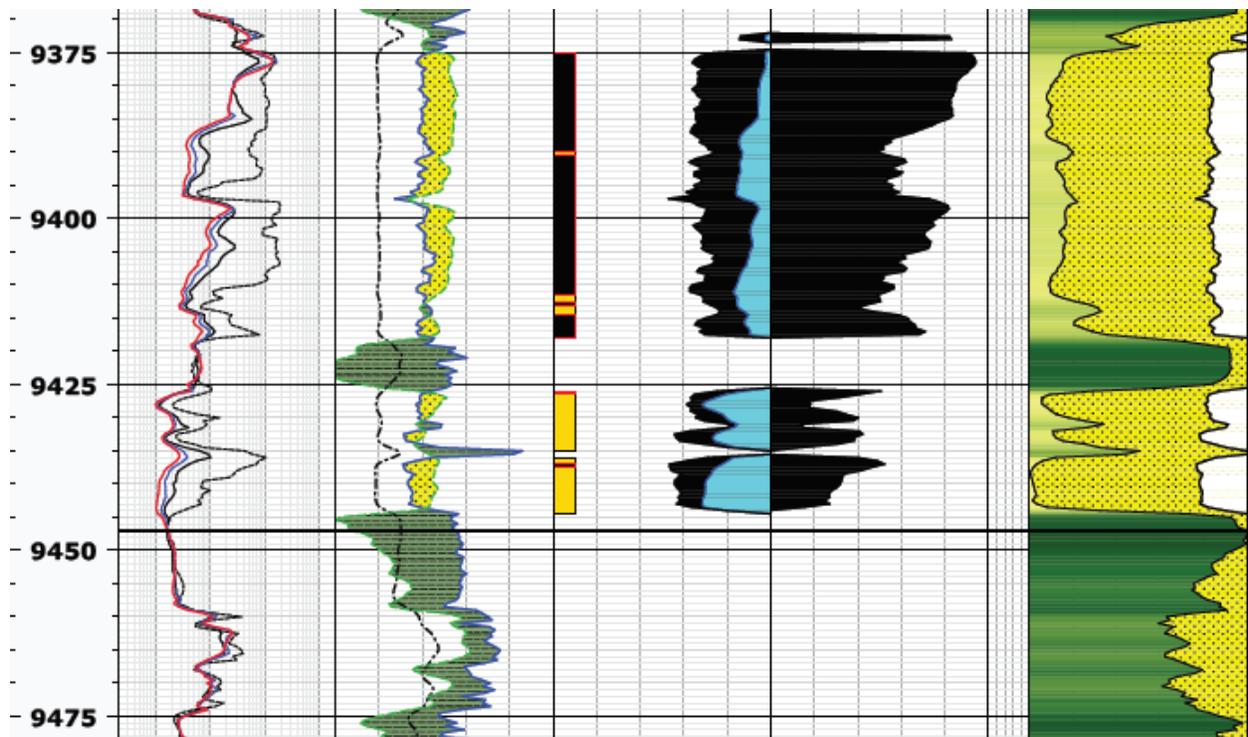
Se realiza un análisis nodal con los datos actuales en la misma tubería de 3 ½” y luego se observa el cambio que tendría, en la completación el nuevo diámetro sería de 2 7/8”.

Se puede recuperar la cantidad de fluido que se pierde por el cambio de diámetro de tubería subiendo la frecuencia de operación de la bomba.



Análisis de la arena Ui

Teniendo en cuenta que la arena correspondida a la Ui no está perforada en los intervalos ya dados anteriormente se procede a realizar un análisis petrofísico, la cual indica que se encuentra saturado de petróleo, con un espesor neto de pago de 43 pies, con una saturación de agua del 35.8%, y porosidad de 16.9%.



Registro del pozo SHSAC-222 en la arena Ui

Estimación de reservas de Ui

El pozo no está en producción por tanto las reservas se estiman con respecto a la producción de pozos vecinos. Se estima una reserva de 1, 959.879 STB, basados en los pozos aledaños.

CALCULO DE RESERVAS REMANENTES											
CAMPO : SHUSHUFINDI											
POZO : SSFD-92											
CALCULO DE PETROLEO EN SITIO, RESERVAS INICIALES Y REMANENTES											
N= 7758 * A * Hb * So * Porosi dad / Boi .											
ARENA	F.Conv.BL	AREA (ACRES)	Ho (Pies)	So	PORO.	Boi. (BR/BS)	V.IN S. STB	FR	RESERVAS INICIALES	NP	RESERVAS REMANENTES
U1	7,758	100	25	0.78	0.17	1.297	1,959,879	0.30	587,964	0	587,964
TOTAL							1,959,879		587,964	0	587,964

Calculo de reservas.

Análisis Nodal de arena U1

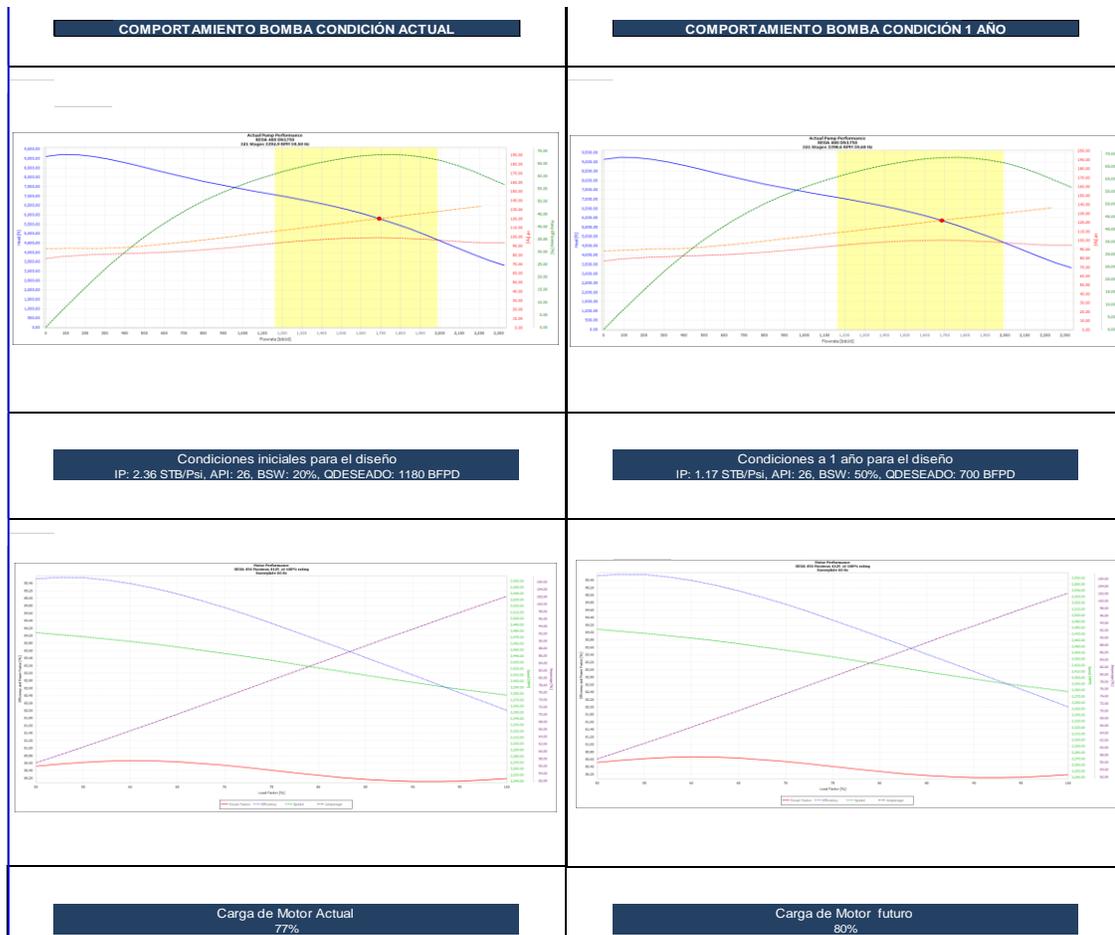
Datos mecánicos y de fluido

Diámetro de revestimiento	9 5/8"
Diámetro hidráulico de tubería concéntrica	2"
Tope de perforaciones TPP	8967 TVD
Presión estática	1900 a MPP
Presión de cabeza (WHP)	200 psig
Temperatura de fondo (BHT)	215°F
Relación gas aceite (GOR)	400 SCF/Bbl
Corte de agua (BSW)	80
Gravedad específica del agua (SGW)	1.02
Gravedad API del aceite	31.2
Gravedad específica del gas (SGg)	1.05 SG(air)
Presión de burbuja (Pb)	1100 psig
Factor volumétrico del aceite (Bo)	1.1734

Datos mecánicos y de fluido pozo SHSAC-228 U1.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA SELECCIONADO:			
BOMBA DN1750, 321 ETAPAS, MAXIMUS 456 - 180 HP, 2519 V, 46.6 A RLOY			
	PARÁMETROS	CONDICIÓN ACTUAL	CONDICIÓN A 1 AÑO
FLUIDOS	GOR	600 scf/stb	600 scf/stb
	Índice de Productividad	2,29 STB/psig	2,29 STB/psig
	Corte de Agua	80 %	83 %
	Tasa de Flujo deseada	1600 BFPD	1600 BFPD
CONDICIONES DE OPERACIÓN BES	Profundidad del Intake	8266 FT	8266 FT
	Tasa de Flujo de Operación	1601 BFPD	1600 BFPD
	Tasa de Flujo total al Intake	1713 BFPD	1704 BFPD
	Tasa de líquido al Intake	1701 BFPD	1694 BFPD
	Tasa de gas dentro de la Bomba	0,00 BFPD	0,00 BFPD
	Fracción de gas a la entrada de la Bomba	0,00%	0,00%
	Gas en el Intake	0,69%	0,59%
	Eficiencia de Separación	98%	98%
	Cabeza Dinámica Total (TDH)	5803 FT	5854 FT
	Presión en la entrada de la bomba (PIP)	712 PSI	704 PSI
	Presión de descarga (Pd)	3299 PSI	3330 PSI
	Presión de fondo fluyente (PWF)	1100 PSI	1100 PSI
Frecuencia de operación	59,5 Hz	59,6 Hz	
DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA	BOMBA - MODELO & TIPO	DN 1750	
	Serie de la Bomba	400	
	Configuración de la Bomba	CR-CT	
	Número de Etapas	321	
CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL MOTOR	Descripción del Motor	180 HP, 2519 V, 46.6 A RLOY	
	Velocidad de Operación del Motor	3393 RPM	3399 RPM
	Amperaje del Motor	32,2 A	32,4 A
	Voltaje del Motor	2374 V	2378 V
	Carga Total de la Operación	79%	80%
	Eficiencia	85%	85%
	Temperatura del MLE	215,59 F	215,59 F
	Velocidad del Fluido	0,41 ft/seg	0,41 ft/seg
Temperatura del Motor	284,13 F	283,03 F	
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SUPERFICIE			
SDT-VSD-SHIFT-SUT	Voltaje de Superficie	2515 V	2520 V
	KVA Requerido	140 kVA	141 kVA
	SDT	300 KVA 12 PULSOS	
	VSD	260 KVA 12 PULSOS	
	SHIFT	-	
	SUT	300 KVA	
	Conector de Superficie	RMS o QCI	
DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE FONDO			
DESCRIPCIÓN GENERAL BES	Descarga	HEAD: BOLT ON DISCHARGE PMP, 400, RLOY, 3.50 OD 8RD EUE	
	Descarga Sensor	DISCHARGE PRESSURE SUB: REDA 400, 13 CR	
	Bomba	PUMP: DN1750N CR-CT 102 STG 400/400 RLOY BTHD, .68 INC718, M-TRM, AFLAS, ARZ-TT, FACT	
	Bomba	PUMP: DN1750N CR-CT 102 STG 400/400 RLOY BTHD, .68 INC718, M-TRM, AFLAS, ARZ-TT, FACT	
	Bomba	PUMP: DN1750N CR-CT 117 STG 400/400 RLOY BTHD, .68 INC718, M-TRM, AFLAS, ARZ-TT, FACT	
	AGH	AGH: D5-21 C-CT 400/400 RLOY BTHD, .87 INC, M-TRM, AFL, ARZ-TT, NI-RST, EXTD HEAD	
	Succión / Separador de Gas	INTAKE: VGSA D20/60, 400/400 RLOY .87 INC, M-TRM, AFL, FACT SHIM	
	Protector Superior	PROTECTOR: MAXIMUS, BSBSL-UT, 400/400, KTB/HL, .87 INC 625, CS, AFL, M-TRM, 6 OIL, FACT S	
	Protector Inferior	PROTECTOR: MAXIMUS, LSBSB-S/LT, 400/456, NTB/HL, .87 INC 625, RLOY, AFL, M-TRM, FACT SH	
	Motor	MOTOR: 456, 12, 4125, MAXIMUS, RA-S, RLOY, M-TRM, AS, AFL, HL, OIL 6, GRB, MAXJOINT, 180HP, 2519V, 46	
	Sensor de fondo	BASE GAUGE: XT150 TYPE 1, VITON/AFLAS, 13CR	
	Centralizador Motor Guía	NO	
	Cable de Potencia	CABLE: REDALEAD 4, 5KV (4/1 ELB .020 G5F W/2C 3/8 x.049 SS TUBE)	
	MLE	MLE:456 MAXLOK-400, 100FT, KELB M, 5KV, 6/1, P/I	
	Cápsula / Camisa de refrigeración	NO	
	Y-Tool / Bypass Tubing	SI	
Protectores de Cable	SI		
DESCRIPCIÓN DE CRITERIO DE DISEÑO			
BOMBA	La bomba puede manejar los volúmenes de producción esperados dentro del rango.		
PROTECTOR	Configuración de protectores para alta carga.		
MOTOR	Carga de operación del motor dentro de los parámetros normales.		
SENSOR	Sensor Phoenix XT-150 Tipo 1 para monitoreo continuo de las condiciones de operación.		
CABLE	AWG 4 con capilar para tratamiento químico en fondo		
EQUIPO DE SUPERFICIE	Equipo de superficie acorde a la capacidad del equipo de fondo.		

Descripción del sistema



Comportamiento de la bomba

Análisis económico

Costos de Operación

COSTOS ESTIMADOS	
Movimiento de la torre	38,008.00 (+/-)
Trabajo de la torre	180,202.24
Químicos + píldoras de limpieza	155,879.00
Supervisión + Equipo BES	1,192,725.00
Cañoneo TCP / WL (Cemento)	125,518.28
Spooler + Vacuum + Corrida + Tubing	254,016.00
Serv. SL + Herramienta fondo	246,372.70
Completación + Prueba	389,264.00
Contingencias	177,044.60
Well Head + Cable electrico	98,599.00
TOTAL	2,857,628.33

Se promedia un valor de 6,56 \$ por cada barril de petróleo que se produce.

Ingresos por producción de petróleo.

SHSAC-228	FLUIDO	OIL	WATER	BSW	PRECIO BLS OIL	INGRESO TOTAL POR DIA
Ti	5444 bls	598.84	4845.16	89%	53.17 \$	31848.83 \$
Ui	1600 Bls	320 Bls	1280 Bls	80%	53.17 \$	17014.4 \$
TOTAL	7044 Bls	919 Bls	6125 Bls			48863.23 \$

Proyección de ingreso por barriles de petróleo en un año:

	Noviembre Diciembre	Enero Febrero	Marzo Abril	Mayo	Junio Julio	Agosto	Septiembre Octubre	Noviembre	Total
Ti	\$1,942,778.63	\$1,910,929	\$1,765,690	\$897,317.9	\$1,589,251.3	\$807,586.3	\$1,412,551.9	\$694,697	\$11,020,802.03
Ui	\$1,037,878.4	\$1,020,864	\$985,984.4	\$501,074	\$934,090.5	\$474,701.7	\$882,196	\$433,867	\$ 6,270,656
	\$2,980,657.03	\$2,931,793	\$2,750,674	\$1,398,391.9	\$2,523,341.8	\$1,282,288	\$2,294,747.9	\$1,128,564	\$17,291,458.03

Cálculo Flujo de Caja

Meses	Ingresos	Costos	Flujo de Caja
Noviembre Diciembre	\$2,980,657.03	\$ 286,114.4	\$2,694,542.63
Enero Febrero	\$2,931,793	\$ 281,424	\$2,650,369.00
Marzo Abril	\$2,750,674	\$ 264,105.6	\$2,486,568.40
Mayo	\$1,398,391.9	\$ 134,217.6	\$1,264,174.30
Junio Julio	\$2,523,341.8	\$ 242,096.8	\$2,281,245.00
Agosto	\$1,282,288	\$ 123,032.8	\$1,159,255.2
Septiembre Octubre	\$2,294,747.9	\$ 220,088	\$2,074,659.9
Noviembre	\$1,128,564	\$ 108,240	\$1,020,324.00
Total	\$17,291,458.03	\$ 1,659,319.20	\$ 15,632,138.83

Flujo de caja: Ingresos – Gastos

Fórmula 6.1

Flujo de caja: \$15, 531,753.70 -- \$ 1, 659,319.20 = \$ 15, 632,138.83

Cálculo de Valor actual neto

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_1}{(1+i)^2} + \frac{C_1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n}$$

Fórmula 6.3

Meses		VAN
Noviembre Diciembre	\$2,694,542.63	\$ 2,384,551
Enero Febrero	\$2,650,369.00	\$ 2, 075,627.69
Marzo Abril	\$2,486,568.40	\$ 1,723,316.6
Mayo	\$1,264,174.30	\$ 775,341.773
Junio Julio	\$2,281,245.00	\$ 1,238,168.39

Agosto	\$1,159,255.2	\$ 556, 811.750
Septiembre	\$2,074,659.9	\$ 881, 856.272
Octubre		
Noviembre	\$1,020,324.00	\$ 383,804.934
Total	\$ 15,632,138.83	\$ 10,019,478.42

Al valor total del VAN se resta la inversión inicial:

$$\text{\$ } 10, 019,478.42 - 2, 857,628.33 = \text{\$ } 7, 161,850.08$$

Cálculo tasa interna de retorno

Para hallar TIR, se debe encontrar un valor de tasa de descuento, del tal manera que el -VAN sea igual a cero.

$$VAN = -C_0 + \frac{C_1}{(1+TIR)} + \frac{C_1}{(1+TIR)^2} + \frac{C_1}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad \text{Fórmula 6.2}$$

Meses		VAN
Noviembre	\$2,694,542.63	\$ 1,445,051.06
Diciembre		
Enero	\$2,650,369.00	\$ 762,259.092
Febrero		
Marzo	\$2,486,568.40	\$ 383,526.003
Abril		
Mayo	\$1,264,174.30	\$ 104,568.167
Junio	\$2,281,245.00	\$ 101,195.827
Julio		
Agosto	\$1,159,255.2	\$ 27,578.3235
Septiembre	\$2,074,659.9	\$ 26,468.7759
Octubre		
Noviembre	\$1,020,324.00	\$ 6,981.0891
Total	\$ 15,632,138.83	\$ 2,857,628.33
Inversión		\$ 2, 857,628.33

El TIR es igual a 86.4669491%.

6.11 Cálculo costo beneficio

$$\text{Costo / Beneficio} = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Costos+Inversion}} \quad \text{Fórmula 6.4}$$

$$\text{Costo/Beneficio} = \frac{\$17,291,458.03}{1,659,319.20+2,857,628.33} = \$ 3.82.$$

Por cada dólar invertido en el proyecto se tendrá una ganancia de \$3.82.

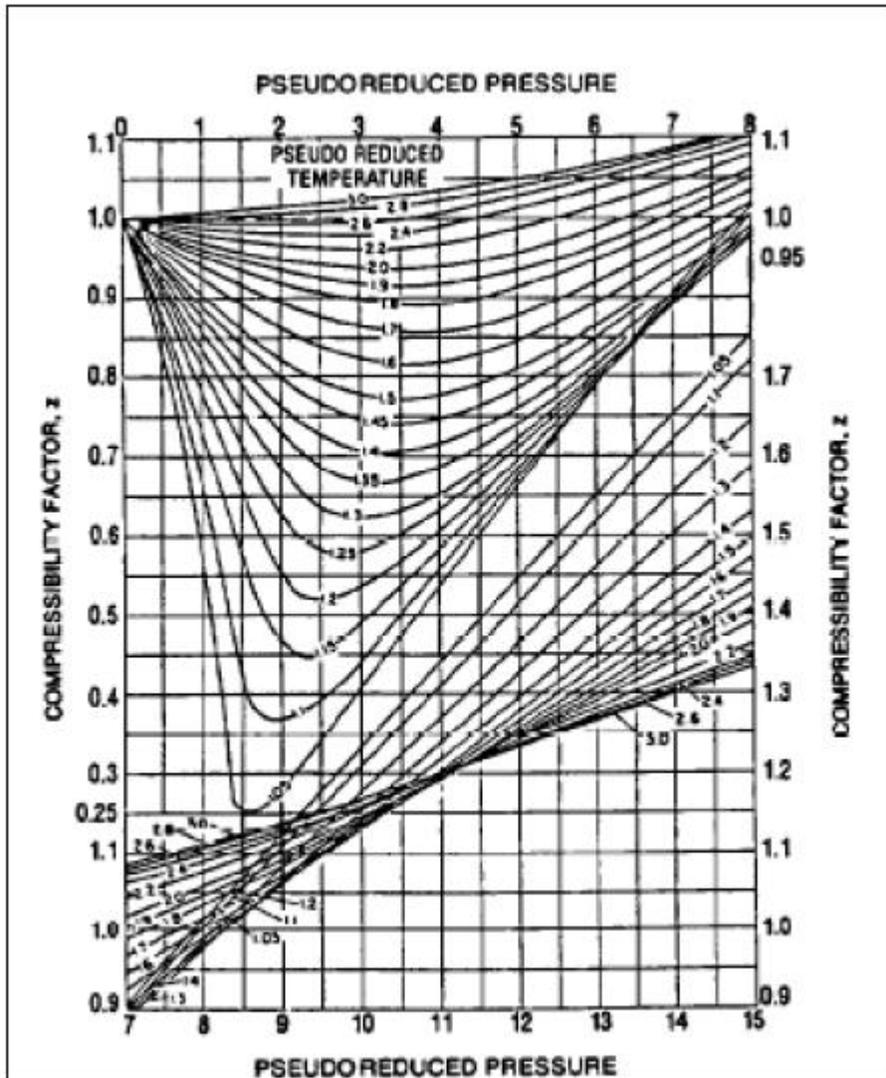
6.12 Tiempo de recuperación de la inversión

Con una producción de 919 bppd y a su precio de \$ 53.17 por barril, y descontando los gastos de operación, la inversión se recupera en aproximadamente en 59 días.

POZO SHSAC-228	
VAN	10, 019,478.42
TIR	86.4669491%.
COSTO/BENEFICIO	\$3.82 por cada dólar invertido
TIEMPO DE RECUPERACIÓN	59 días

Anexo 3

Tabla de presión y temperatura pseudo-reducida



Anexo 4

Programa de WO

- I. Mover e instalar taladro de Workover a la locación del pozo SHSAC-222.
- II. Verificar presiones por tubería y anular. Desfogar con presión controlada hasta 0 psi monitoreando lecturas de gas en superficie.
- III. Tomar nivel de fluido por anular para estimar el volumen de fluido necesario para llenar y circular el pozo. Monitorear comportamiento del nivel de fluido.
- IV. Con unidad de Slickline armar shifting tool, bajar y abrir camisa. Recuperar herramienta+ cable a superficie. Verificar circulación. Desarmar unidad de slickline. (se debe verificar con personal de slickline la disponibilidad de la herramienta para realizar “tubing punch” mecánico en caso de contingencia)
- V. Controlar por circulación inversa o directa a la estación con fluido de control especial, preparado con agua filtrada y tratada, de acuerdo a la formulación de la empresa encargada de preparar el fluido de control.
- VI. Instalar BPV. Retirar línea de flujo, instrumentación y sección C del cabezal. Instalar set de BOP´s. realizar prueba de BOP´s en baja y en alta por 10 min, sin exceder:
 - a. Capacidad de trabajo del cabezal
 - b. 70% de la presión interna de estallido del casing de 9 5/8”.
 - c. Máxima presión anticipada en superficie.
- VII. Instalar piso de trabajo, rampa, escaleras, ´catwalk´, y periféricos adicionales en boca de pozo. Instalar niple de campana y línea de flujo.
- VIII. Instalar tubo de maniobra. Levantar sarta. Registrar peso de la sarta. Retirar tubing hanger. Cortar cable. Instalar equipo de ´spooler´ + subir y asegurar las poleas. Instalar llave de apriete.
- IX. Recuperar tubería quebrando + completación de fondo con equipo BES.

- X. Desarmar equipo BES. (PULLING: Revisar si existe presencia de sólidos, escala, corrosión, agujeros, etc.)
- XI. Armar BHA de (calibración-limpieza-acondicionador) compuesto de manera general por: Taper mil de 6 1/8" + 2 x 5" canastas + Razorback&Magnostar para casing de 7" + herramientas de acondicionador. De TOL Polished Mill & Dresser Mill en tándem + Razorback&Magnostar para casing 9 5/8". Bajar BHA en tubería Drill pipe 3 1/2" 1x1 desde los caballetes, rompiendo circulación cada 3000'. Tomar parámetros. Ingresar al liner lentamente y continuar bajando hasta ubicar punta de la sarta en el tope de arenisca T inferior & hasta tocar el TOL con el Dresser Mill. Reciprocarse en zona de interés. Preparar y bombear tren de píldoras de limpieza. Bombear en directa, hasta recuperar las píldoras en superficie y obtener retornos limpios. Realizar flow check.
- XII. Levanta la sarta 1 parada (2 tubos). Armar unidades de bombeo. Probar líneas. Realizar cool-down. Desplazar fluido del pozo con N2, hasta dejar una columna hidrostática equivalente a la presión de yacimiento de la arenisca T inferior + 200 psi de sobre balance, a través de BHA de limpieza y hacia el tanque bota del Rig. Verificar volumen desplazado con medición física en el tanque. Desfogar el pozo a través del choke manifold hasta 0 psi. Verificar nivel de fluido con echo meter (tubing & casing). Desarmar unidades.
- XIII. Sacar BHA de limpieza con tubería DP en paradas. Desarmar. Cuantificar y reportar la cantidad de limallas y material recuperado en las canastas & magnetos del BHA. Verificar condición del Polished& Dresser Mill. Verificar condición del Junk Mill.
- XIV. Con unidad WL, armar cañón, bajar, correlacionar en profundidad y disparar los intervalos de la arenisca U inferior. Recuperar cable a superficie. Verificar cañones detonados 100% detonados.
- XV. Tomar nivel de fluido con echometer. Verificar nivel. Bombear fluido para recuperar nivel y presión hidrostática de ser necesario.
- XVI. Armar primera sección de la COMPLETACION DUAL CONCÉNTRICA, con packer Quantum + Wireline Adapter Kit (WLAK). Bajar, correlacionar y asentar

- según diseño. Verificar caída de tensión y liberación del WLAK. Recuperar cable a superficie. Desarmar unidad de WL. Instalar niple de campana + línea de flujo-
- XVII. Tomar nivel de fluido con echometer. Verificar nivel. Bombear fluido para recuperar nivel y presión hidrostática de ser necesario.
- XVIII. Armar BHA de prueba de packer Quantum compuesto de manera general por: conjunto de sellos + flow sub + 7" packer mecánico + Marker Sub. Bajar BHA en tubería DP sin llenar hasta ubicar en profundidad. Tomar pesos. Localizar packer Quantum con peso. Levantar y realizar espaciamento. Asentar packer mecánico.
- XIX. Armar unidades de WS. Probar Quantum Packer inferior con 1500 psi x 15 min. Registrar prueba. Reportar. Desfogar presión hasta 0 psi. Desasentar packer. Recuperar BHA de prueba a superficie. Desarmar.
- XX. Tomar nivel de fluido con echometer. Verificar nivel. Bombear fluido para recuperar nivel y presión hidrostática de ser necesario.
- XXI. Armar segunda sección de completación dual concéntrica, compuesta de manera general por: unidad de sellos + 3 ½" tail pipe + 3 ½" blast joints + equipo BES inferior (Ti) encamisado en casing de 7" + POD Hanger + Equipo BES superior (Ui) + by pass tubing & flow X-Over. Realizar conexión de conector y capilares. Bajar completación en casing 5 ½" 1x1 midiendo, calibrando, instalando protectores, megando y probando con 2000 psi c/2000' por 10 min y utilizando llave de apriete con registro computarizado. Cambiar carretos. Bajar hasta ubicar la sarta +/- 50' arriba del packer quantum. Tomar pesos de la sarta (subiendo/bajando). Localizar packer. Realizar espaciamento de la sarta. Instalar casing hanger de 5 ½" BTC. Realizar prueba final de la sarta con 2000 psi x 15 min. Instalar tubo de maniobras y asentar sarta sobre la sección B del cabezal. Como recomendación se debe aplicar torque de apriete recomendado (óptimo) de acuerdo a la siguiente tabla:

TUBERIA				TORQUE (LB-PIE)		
DIAMETRO (PULG)	PESO (LB/PIE)	GRADO	ROSCA	MINIMO	OPTIMO	MAXIMO
2 7/8	6.4	L-80 1%Cr	TSH BLUE	2280	2530	2780
3 ½	9.2	L-80 1%Cr	TSH BLUE	3400	3780	4160
5-1/2	17	L-80 1%Cr	TSH-BLUE	5290	5880	6470
7	26	L-80 1%Cr	TSH-BLUE	8110	9010	9910
7	29	L-80 1%Cr	TSH-BLUE	9320	10350	11390

- XXII. Realizar prueba de presión para descartar comunicación entre los equipos BES inferior y superior, aplicando 500 psi por anular de 9 5/8"-5 ½". Registrar presión de manera individual en los equipos. Reportar.
- XXIII. Instalar BPV en tubing hanger de 5 ½" BTC. Retirar se de BOP's. Instalar/Probar Spool DUAL. Realizar conexión eléctrica y de instrumentación en Spool Dual. Instalar set de BOP's. cambiar RAM's de BOP's si es necesario. Realizar prueba de los BOP's en baja y alta.
- XXIV. Armar y bajar tercera y última sección de la completación, compuesta por: 2 3/8" stinger con niple NOGO de 2.25" con standing valve + camisa deslizable de 2 7/8" x 2.31. Bajar completación en tubería 2 7/8" 1x1 midiendo, calibrando, probando con 2000 psi cada 2000 pies por 10 minutos y utilizando llave de apriete con registro computarizado. Bajar hasta ubicar en profundidad. Registrar pesos (subiendo/bajando). Ingresar sellos del stinger en el Polished Bore Receptacle. Realizar espaciamento de la sarta. Instalar tubing hanger de 2 7/8" EUE. Realizar prueba de integridad por el anular entre 5 ½"- 2 7/8" con 2000 psi por 15 min.
- XXV. Arman unidad de SLK (slickline). Arman pulling tool, bajar y pescar standing valve. Recuperar cable + herramienta en superficie. Desarmar unidad de SLK.
- XXVI. Instalar válvula de contra presión (BPV) en el colgador de tubería y asentar en Spool Dual. Quitar BOP's y accesorios.
- XXVII. Instalar cabezal de producción, realizar pruebas de presión correspondientes. Retirar BPV.
- XXVIII. Efectuar instalaciones eléctricas y de instrumentación (conector superior, capilares, etc).

- XXIX. Instalar línea desde el cabezal hasta el trip/cath tank. Realizar prueba de giro en ambos equipos.
- XXX. Conectar bayoneta y línea de producción. Bajar torre. Realizar prueba de producción para ambas zonas.
- XXXI. Finaliza operaciones. Liberar taladro.

Cuadro de tiempo de avance

Ítem	Operación	Plan (Hrs)	Plan Acum. (Hrs)	Plan (Dias)	Plan Acum. (Dias)
1	Mover/Armar taladro de Workover	30	30	1.25	1.25
2	Tomar NF. Preparar fluido. Abrir camisa. Controlar pozo	20	50	0.83	2.08
3	Retirar cabezal. Instalar/Probar BOPs	10	60	0.42	2.50
4	Instalar piso de trabajo. Recuperar equipo BES. Desarmar.	36	96	1.50	4.00
5	Armar/Bajar BHA de calibración & limpieza. Circular píldoras.	36	132	1.50	5.50
6	Desplazar fluido.	15	147	0.63	6.13
7	Recuperar BHA de calibración y limpieza. Desarmar.	18	165	0.75	6.88
8	Disparar intervalos de Ui.	16	181	0.66	7.54
9	Armar/Bajar packer Quantum con WL.	6	187	0.25	7.79
10	Armar/Bajar BHA de prueba. Probar packer Quantum	55	242	2.29	10.08
11	Armar/Correr Completación Dual.	96	338	4.00	14.08
12	Retirar BOPs. Instalar Spool Dual. Instalar/probar BOPs	12	350	0.50	14.58
13	Continuar corrida Completación Dual (Inner String)	36	386	1.50	16.08
14	Retirar BOPs. Instalar/Probar sección C del cabezal	8	394	0.33	16.41
15	Retirar piso de trabajo. Bajar torre.	4	398	0.17	16.58
16	Instalar línea de producción, conector e instrumentación.	6	404	0.25	16.83
17	Realizar prueba de giro	18	422	0.75	17.58
18			422	0.00	
	TOTAL	422		17.58	