

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS**

**SIMULACIÓN Y MODELADO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN EN EL
CAMPO SINGUE**

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

STALIN MANOLO CHUGCHILÁN TIPÁN

stali_ch189@hotmail.com

FABRIZIO PAÚL RODRÍGUEZ SIERRA

fabrizio_rodriguez@outlook.com

DIRECTOR:

ING. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA

ivcgoil@gmail.com

Quito, Diciembre 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Stalin Manolo Chugchilán Tipán y Fabrizio Paúl Rodríguez Sierra, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

STALIN MANOLO CHUGCHILÁN TIPÁN

FABRIZIO PAÚL RODRÍGUEZ SIERRA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Stalin Manolo Chugchilán Tipán y Fabrizio Paúl Rodríguez Sierra, bajo mi supervisión.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, con todo mi corazón porque grande es su misericordia conmigo y ha librado mi alma de las profundidades. Por darme salud y fuerza hasta este día, ya que todas las cosas proceden de él, existen por él y para él.

A mis padres, Manuel y Olga por confiar en mí, por haberme entregado todo su cariño, ser ejemplo de vida e incondicionalidad. De la misma manera, a mis hermanos, por su apoyo y confianza.

A Gente Oil Ecuador, empresa que me vio nacer como profesional y permitió conocer las más de grandes personas. Jacques Millette, Fernando Velásquez, Patricio Gómez, Marlon Díaz y Fernando Ramírez, quienes impartieron toda su sabiduría. Doy gracias a la Escuela Politécnica Nacional y sus profesores; Bladimir Cerón y Gonzalo Cerón que brindaron su tiempo en los momentos más críticos.

A todos mis amigos, que compartieron buenos y malos momentos conmigo. Las aventuras inolvidables en YMCA of the Rockies USA. El compañerismo y cooperación del Equipo de Petrobowl EPN 2016, El aprecio de mis amigos de la Facultad de Ingeniería en Petróleos de la EPN. Y sin duda, cómo olvidar a mis maestros y camaradas de los cursos de idiomas; Inglés, Francés y Mandarín.

“Lots of thanks”

“Merci beaucoup”

“非常感谢”

Stalin

Primeramente doy gracias a Dios, por iluminar mi mente y bendecirme con una familia amorosa que siempre me apoyo y que con su inmenso cariño me guiaron por el camino del bien para lograr alcanzar esta anhelada meta.

A mi querido país Ecuador.

Gracias a la Escuela Politécnica Nacional, por la excelente formación académica y moral que me brindo, en el tiempo que con tanto orgullo fui parte de ella.

A los docentes de la carrera de Ingeniería en Petróleos que con su sabiduría e inteligencia, inculcaron en mí un profesional honesto y capaz. En especial al Director del proyecto, Ingeniero Bladimir Cerón, por todo su conocimiento y apoyo brindado, también al Ingeniero Gonzalo Cerón quien deposito su tiempo para guiarnos en la culminación de este objetivo.

Un especial agradecimiento a la empresa Gente Oil Ecuador, que me dio la oportunidad de realizar mis pasantías profesionales y confiar en mí para la realización de este proyecto. En particular a los Ingenieros Fernando Velásquez, Fernando Ramírez, Marlon Díaz, Mauricio Hidalgo, Patricio Gómez y a todos quienes la conforman por la sabiduría y sincera amistad que me supieron brindar.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico (ARCH) por permitir el uso del software PIPESIM.

A todos mis compañeros y amigos, con quienes compartí tantos momentos de felicidad en toda mi vida universitaria, en especial a quienes conformamos e hicieron posible el equipo Petrobowl EPN 2016.

Fabrizio Paúl

DEDICATORIA

*A Dios, mi familia y amigos
que sin ellos este trabajo
no hubiera sido posible*

Stalin

Dedico este proyecto en primer lugar a Dios porque sin su bendición y guía nada es posible.

Con mucho amor, a las personas más importantes en mi vida, que con su ejemplo me enseñaron a esforzarme para cumplir mis objetivos y siempre estuvieron a mi lado apoyándome en los momentos felices y tristes de mi vida, a mi madrecita Rosita, que con su inmenso amor y paciencia supo fortalecerme en los momentos más difíciles, a mi padre Héctor y mi hermano Edison, las tres personas que tanto quiero y respeto, a quienes les debo lo que soy y espero algún día poder retribuir su gran esfuerzo.

A todos mis familiares y amigos por su apoyo, enseñanzas y consejos.

A mi abnegad tenacidad y dedicación que con perseverancia me han permitido alcanzar las metas que me he propuesto.

Fabrizio Paúl

ÍNDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
RESUMEN	XIX
PRESENTACIÓN	XX
CAPÍTULO 1	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 MODELO DE SIMULACIÓN	2
1.1.1 MODELO ESTÁTICO	2
1.1.1.1 MODELO ESTRUCTURAL	2
1.1.1.2 MODELO DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS	3
1.1.2 MODELO DINÁMICO	4
1.1.2.1 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD	4
1.1.2.2 ETAPAS DE LA SIMULACIÓN DINÁMICA	5
1.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	5
1.3 TIPOS DE PRODUCCIÓN	6
1.3.1 FLUJO NATURAL	6
1.3.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	7
1.3.2.1 BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE	7
1.3.2.2 BOMBEO MECÁNICO	8
1.4 IPR	8
1.4.1 FLUJO DE UNA SOLA FASE	8
1.4.1.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD – IP	8
1.4.2 FLUJO BIFÁSICO	9
1.4.2.1 IPR COMPUESTO	9
1.4.2.2 MÉTODO DE VOGEL	10
1.4.3 IPR PARA POZOS HORIZONTALES	10
1.4.3.1 ÁREA DE DRENAJE	11
1.4.3.2 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	12
1.5 ANÁLISIS NODAL	12
1.5.1 ENTRADA AL NODO (INFLOW)	14
1.5.2 SALIDA DEL NODO (OUTFLOW)	14
1.6 FACILIDADES E INSTALACIONES DE SUPERFICIE	15
1.6.1 SISTEMA DE SEPARACIÓN	15
1.6.1.1 CRITERIOS DE DISEÑO	16
1.6.1.2 COMPONENTES DE UN SEPARADOR	17
1.6.1.3 TEORÍA DE SEPARACIÓN	17
1.6.1.4 PROCEDIMIENTO PARA DISEÑO DE SEPARADORES HORIZONTALES	21
1.7 CAMPO SINGUE	23
1.7.1 GENERALIDADES	23
1.7.1.1 UBICACIÓN	23

1.7.2	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	24
1.7.3	HISTORIAL DE PRESIÓN.....	24
1.7.3.1	ARENISCA T SUPERIOR	24
1.7.4	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INSTALADO	25
1.7.5	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN INSTALADAS	26
1.7.5.1	PLATAFORMA B.....	26
1.7.5.2	PLATAFORMA A.....	26
CAPITULO 2	27
2	METODOLOGÍA DEL PROYECTO	27
2.1	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN ACTUAL 29	
2.1.1	PASO 1: SELECCIÓN DE LOS POZOS A SER EVALUADOS.....	29
2.1.2	PASO 2: COMPENDIO DE LA INFORMACIÓN	29
2.1.3	PASO 3: VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRESENTE	29
2.1.4	PASO 4: IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS.	30
2.1.5	PASO 5: OPTIMIZACIÓN.	30
2.2	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN FUTURO 32	
2.2.1	PASO 1: MODELO DE SIMULACIÓN DEL RESERVORIO	33
2.2.2	PASO 2: "FORECAST" DE PRODUCCIÓN.....	34
2.2.3	PASO 4: DISEÑO DE BOMBA Y ANÁLISIS NODAL.....	35
2.3	METODOLOGÍA DEL DIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES	36
2.3.1	PASO 1: SEPARADOR TRIFÁSICO	36
2.3.2	PASO 2: HEATER TREATER.....	37
CAPITULO 3	38
3	ESCENARIOS DE LA SIMULACIÓN DEL RESERVORIO	38
3.1	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE	38
3.2	MODELO ESTÁTICO	38
3.2.1	MODELADO ESTRUCTURAL.....	39
3.2.1.1	SÍSMICA	39
3.2.1.2	MAPEO ESTRUCTURAL	39
3.2.1.3	MAPEO ESTRUCTURAL DE SECUENCIAS INTERMEDIAS	40
3.2.2	MODELO DE FALLAS Y POLÍGONO.....	42
3.2.2.1	SUPERFICIES	42
3.2.2.2	HORIZONTES.....	42
3.2.3	MALLA GEOLÓGICA	43
3.2.3.1	LAYERING	44
3.2.4	CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS.....	44
3.2.4.1	CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	44
3.2.4.2	CORRELACIÓN ESTRUCTURAL.....	46
3.2.5	MODELO PETROFÍSICO	47
3.2.5.1	EVALUACIÓN DE REGISTROS DE POZOS	47
3.2.6	MODELO DE FACIES	48
3.2.6.1	GENERACIÓN DE LITOTIPOS	49

3.2.6.2	MODELO SEDIMENTARIO	49
3.2.6.3	DEFINICIÓN DE TIPO DE ROCA	51
3.2.6.4	POBLADO DE CELDAS	52
3.3	MODELO DINÁMICO	53
3.3.1	ESTUDIO PVT.....	53
3.3.2	SCHEDULE.....	55
3.3.3	INICIALIZACIÓN	56
3.3.4	AJUSTE DE HISTORIA.....	56
3.3.4.1	RESERVORIO U.....	56
3.3.5	PRONÓSTICOS	58
3.3.5.1	U INFERIOR.....	58
3.3.6	UBICACIÓN DE POZOS NUEVOS	60
3.3.6.1	T SUPERIOR	68
CAPÍTULO 4	71
4	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN	71
4.1	ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 1”	71
4.1.1	ANÁLISIS POZO B-2.....	71
4.1.2	ANÁLISIS POZO B-3.....	75
4.1.3	ANÁLISIS POZO B-4.....	79
4.1.4	ANÁLISIS POZO B-5.....	83
4.1.5	ANÁLISIS POZO B-6.....	87
4.1.6	ANÁLISIS POZO B-7.....	91
4.1.7	ANÁLISIS POZO B-9.....	94
4.1.8	ANÁLISIS POZO A-11.....	100
4.2	ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 2”	103
4.2.1	ANÁLISIS POZO B-4.....	104
4.2.2	ANÁLISIS POZO B-6.....	105
4.2.3	ANÁLISIS POZO B-9.....	107
4.3	ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 3”	109
4.3.1	ANÁLISIS POZO H-1.....	109
4.3.1.1	ANÁLISIS NODAL.....	109
4.3.2	ANÁLISIS POZO H-2.....	110
4.3.2.1	ANÁLISIS NODAL.....	111
4.3.3	ANÁLISIS POZO H-3.....	111
4.3.3.1	DISEÑO DE BES.....	111
4.3.3.2	ANÁLISIS NODAL.....	111
4.3.4	ANÁLISIS POZO H-4.....	112
4.3.4.1	DISEÑO DE BES.....	112
4.3.4.2	ANÁLISIS NODAL.....	113
4.4	ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 4”	113
4.4.1	ANÁLISIS POZO H-1.....	114
4.4.1.1	ANÁLISIS NODAL.....	114
4.4.2	ANÁLISIS POZO H-2.....	114
4.4.2.1	DISEÑO DE BES.....	114
4.4.2.2	ANÁLISIS NODAL.....	115

4.4.3 ANÁLISIS POZO H-3.....	116
4.4.3.1 DISEÑO DE BES.....	116
4.4.3.2 ANÁLISIS NODAL.....	116
4.4.4 ANÁLISIS POZO H-4.....	117
4.4.4.1 DISEÑO DE BES.....	117
4.4.4.2 ANÁLISIS NODAL.....	118
4.5 ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 7”	118
4.5.1 ANÁLISIS POZO H-1.....	119
4.5.1.1 ANÁLISIS NODAL.....	119
4.5.2 ANÁLISIS POZO V-2.....	119
4.5.2.1 DISEÑO DE BES.....	119
4.5.2.2 ANÁLISIS NODAL.....	120
4.5.3 ANÁLISIS POZO V-3.....	121
4.5.3.1 ANÁLISIS NODAL.....	121
4.5.4 ANÁLISIS POZO V-4.....	121
4.5.4.1 DISEÑO DE BES.....	121
4.5.4.2 ANÁLISIS NODAL.....	122
4.5.5 ANÁLISIS POZO V-5.....	123
4.5.5.1 DISEÑO DE BES.....	123
4.5.5.2 ANÁLISIS NODAL.....	123
CAPÍTULO 5.....	124
5 DIMENSIONAMIENTO DE FACILIDADES.....	124
5.1 SIMULACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO.....	124
5.1.1 MÁXIMA VELOCIDAD PERMISIBLE EN FLUJO BIFÁSICO	126
5.1.2 ANÁLISIS HIDRÁULICO DE LAS LÍNEAS DE FLUJO	127
5.1.2.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	127
5.2 DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS	133
5.2.1 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN.....	133
5.2.2 TRATADOR ELECTROSTÁTICO.....	135
CAPÍTULO 6.....	138
6 EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA.....	138
6.1 INGRESOS DEL PROYECTO	138
6.2 EGRESOS DEL PROYECTO	138
6.3 INDICADORES ECONÓMICOS	139
6.4 EVALUACIÓN INDIVIDUAL DE POZOS NUEVOS	139
6.5 EVALUACIÓN GENERAL.....	140
CAPÍTULO 7.....	142
7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	142
7.1 CONCLUSIONES.....	142
7.2 RECOMENDACIONES.....	143
BIBLIOGRAFÍA	145

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Esquema de trabajo para el desarrollo de un campo.....	1
Figura 1.2	Sistema de producción	6
Figura 1.3	IPR Compuesto	10
Figura 1.4	Esquema de drenaje de un pozo horizontal.....	11
Figura 1.5	Ubicación de nodos	13
Figura 1.6	Procedimiento de análisis nodal	14
Figura 1.7	Esquema de un separador horizontal trifásico.....	18
Figura 1.8	Modelo de un separador horizontal	18
Figura 1.9	Longitud de costura a costura en un separador horizontal	22
Figura 1.10	Ubicación geográfica del campo.....	23
Figura 3.1	Sección sísmica con dirección Este – Oeste	40
Figura 3.2	Diagrama esquemático que muestra la metodología de mapeo de reservorios	41
Figura 3.3	Mapa estructural en profundidad – Tope U superior.....	41
Figura 3.4	Mapa estructural en profundidad – Tope U inferior.....	41
Figura 3.5	Mapa estructural en profundidad – Tope T superior	42
Figura 4.1	Historial de parámetros BES B-2.....	72
Figura 4.2	Historial de producción B-2.....	72
Figura 4.3	Historial de parámetros BES B-3.....	76
Figura 4.4	Historial de producción B-3.....	76
Figura 4.5	Historial de parámetros BES B-4.....	80
Figura 4.6	Historial de producción B-4.....	80
Figura 4.7	Historial de parámetros BES B-5.....	84
Figura 4.8	Historial de producción B-5.....	84
Figura 4.9	Historial de parámetros BES B-6.....	88
Figura 4.10	Historial de producción B-6.....	88
Figura 4.11	Historial de parámetros BES B-7	91
Figura 4.12	Historial de producción B-7.....	91
Figura 4.13	Historial de parámetros BES B-9.....	95
Figura 4.14	Historial de producción B-9.....	95
Figura 4.15	Historial de parámetros BES A-11	100
Figura 4.16	Historial de producción A-11.....	100

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1	Comportamiento de presiones en la arenisca T superior	24
Gráfico 1.2	Comportamiento de presiones en la arenisca U inferior	25
Gráfico 2.1	Metodología para la simulación y modelado del sistema de producción ..	28
Gráfico 2.2	Metodología de análisis para el sistema de producción actual	31
Gráfico 2.3	Metodología de análisis para el sistema de producción futuro	32
Gráfico 2.4	Simulación de reservorio.....	34
Gráfico 2.5	Metodología del dimensionamiento de facilidades	37
Gráfico 3.1	Polígono U inferior	43
Gráfico 3.2	Malla geológica U inferior.....	43
Gráfico 3.3	Layering U inferior.....	44
Gráfico 3.4	Correlación estratigráfica pozos campo Singue	46
Gráfico 3.5	Correlación estructural pozos campo Singue	47
Gráfico 3.6	Identificación de tipo de arcilla, arenisca T superior	50
Gráfico 3.7	Identificación de tipo de arcilla, arenisca U inferior.....	50
Gráfico 3.8	Tipos de roca definidos del pozo B-2	52
Gráfico 3.9	Modelo de K, U inferior	52
Gráfico 3.10	Modelo de \emptyset , U inferior	52
Gráfico 3.11	Modelo NTG U inferior	53
Gráfico 3.12	Curva de presión capilar arenisca U inferior.....	54
Gráfico 3.13	Curvas de permeabilidad relativa de la arenisca U inferior.....	55
Gráfico 3.14	Ajuste de historia de la arenisca U inferior	57
Gráfico 3.15	Caso Base: Caudal de Petróleo y Agua	58
Gráfico 3.16	Caso Base: Producción acumulada	59
Gráfico 3.17	Caso 2: Caudal de Petróleo y Agua	59
Gráfico 3.18	Caso 2: Producción acumulada	60
Gráfico 3.19	Espesores de saturación de petróleo	61
Gráfico 3.20	Caso 3: Caudal de Petróleo y Agua	62
Gráfico 3.21	Caso 3: Producción acumulada	63
Gráfico 3.22	Caso 4: Caudal de Petróleo y Agua	63
Gráfico 3.23	Caso 4: Producción acumulada	64
Gráfico 3.24	Caso 5: Caudal de Petróleo y Agua	64
Gráfico 3.25	Caso 5: Producción acumulada	65
Gráfico 3.26	Caso 6: Caudal de Petróleo y Agua	66
Gráfico 3.27	Caso 6: Producción acumulada	66
Gráfico 3.28	Caso 7: Caudal de Petróleo y Agua	67
Gráfico 3.29	Caso 7: Producción acumulada	67

Gráfico 3.30 Arenisca T: declinación de producción	68
Gráfico 3.31 Arenisca T: declinación de agua	69
Gráfico 4.1 Análisis nodal B-2	72
Gráfico 4.2 Perfil de Presión-profundidad B-2	73
Gráfico 4.3 Análisis nodal de bomba B-2.....	73
Gráfico 4.4 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-2	74
Gráfico 4.5 Análisis nodal B-3	76
Gráfico 4.6 Perfil de Presión-profundidad B-3	77
Gráfico 4.7 Análisis nodal de bomba B-3.....	77
Gráfico 4.8 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-3	78
Gráfico 4.9 Análisis nodal B-4	80
Gráfico 4.10 Perfil de Presión-profundidad B-4	81
Gráfico 4.11 Análisis nodal de bomba B-4.....	81
Gráfico 4.12 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-4	82
Gráfico 4.13 Análisis nodal B-5	84
Gráfico 4.14 Perfil de Presión-profundidad B-5	85
Gráfico 4.15 Análisis nodal de bomba B-5.....	85
Gráfico 4.16 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-5	86
Gráfico 4.17 Análisis nodal B-6	88
Gráfico 4.18 Perfil de Presión-profundidad B-6	89
Gráfico 4.19 Análisis nodal de bomba B-6.....	89
Gráfico 4.20 Análisis nodal B-7	92
Gráfico 4.21 Perfil de Presión-profundidad B-7	92
Gráfico 4.22 Análisis nodal de bomba B-7.....	93
Gráfico 4.23 Análisis nodal B-9	95
Gráfico 4.24 Análisis nodal B-9 con $S = 0$	96
Gráfico 4.25 Daño T superior B-9.....	96
Gráfico 4.26 Daño U inferior B-9	97
Gráfico 4.27 Perfil de Presión-profundidad B-9	97
Gráfico 4.28 Análisis nodal de bomba B-9.....	98
Gráfico 4.29 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-9	98
Gráfico 4.30 Análisis nodal A-11	101
Gráfico 4.31 Perfil de Presión-profundidad A-11	101
Gráfico 4.32 Análisis nodal de bomba A-11.....	102
Gráfico 4.33 Análisis Nodal B-4.....	104
Gráfico 4.34 Análisis nodal de bomba B-4.....	104
Gráfico 4.35 Análisis Nodal B-6.....	105

Gráfico 4.36 Análisis nodal de bomba B-6.....	106
Gráfico 4.37 Análisis Nodal B-9 (U inferior)	107
Gráfico 4.38 Análisis Nodal B-9 (S > 20)	107
Gráfico 4.39 Análisis Nodal B-9 (S = 0)	108
Gráfico 4.40 Análisis nodal de bomba B-9.....	108
Gráfico 4.41 Análisis nodal pozo H-1	110
Gráfico 4.42 Análisis nodal pozo H-2	110
Gráfico 4.43 Comportamiento de la bomba GN3200 (pozo H-3)	111
Gráfico 4.44 Análisis nodal pozo H-3	112
Gráfico 4.45 Comportamiento de la bomba G2700 (pozo H-4).....	112
Gráfico 4.46 Análisis nodal pozo H-4	113
Gráfico 4.47 Análisis nodal H-1	114
Gráfico 4.48 Diseño de bomba H-2	115
Gráfico 4.49 Análisis nodal H-2	115
Gráfico 4.50 Diseño de bomba H-3	116
Gráfico 4.51 Análisis nodal H-3	117
Gráfico 4.52 Diseño de bomba H-4	117
Gráfico 4.53 Análisis nodal H-4	118
Gráfico 4.54 Análisis nodal pozo H-1	119
Gráfico 4.55 Diseño de bomba V-2	120
Gráfico 4.56 Análisis nodal V-2	120
Gráfico 4.57 Análisis nodal V-3	121
Gráfico 4.58 Diseño de bomba V-4	122
Gráfico 4.59 Análisis nodal V-4	122
Gráfico 4.60 Diseño de bomba V-5	123
Gráfico 4.61 Análisis nodal V-5	123
Gráfico 5.1 P&ID Pad B.....	125
Gráfico 5.2 Esquema de líneas de flujo en la estación	128
Gráfico 5.3 Perfil de presión ramal: Manifold – Separador – Tratador	129
Gráfico 5.4 Esquema de líneas de flujo en el escenario crítico.....	131
Gráfico 5.5 Ramal Manifold- Bota de gas	132
Gráfico 5.6 P&ID Separador de producción.....	134
Gráfico 5.7 P&ID Tratador electrostático	137
Gráfico 6.1 Valor Actual Neto de los CASOS	141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Aproximación a un proceso diferencial	16
Tabla 1.2	Tamaño de gota de líquido	19
Tabla 1.3	Tiempo de retención	20
Tabla 1.4	Propiedades PVT	24
Tabla 1.5	Sistema de levantamiento artificial y estado del pozo	25
Tabla 3.1	Características del modelo	44
Tabla 3.2	Parámetros petrofísicos y CAP de los yacimientos	48
Tabla 3.3	Schedule del campo Singue	55
Tabla 3.4	Áreas de drenaje de la arenisca U inferior	60
Tabla 3.5	Ubicación de pozos propuestos	61
Tabla 3.6	POES por arenisca del campo Singue	69
Tabla 3.7	Predicción de producción del campo Singue	70
Tabla 3.8	Recobro del campo Singue	70
Tabla 4.1	Test Point B-2	71
Tabla 4.2	Datos de Producción B-2	71
Tabla 4.3	Análisis y resultados B-2	74
Tabla 4.4	Propuesta del análisis B-2	75
Tabla 4.5	Test Point B-3	75
Tabla 4.6	Datos de Producción B-3	75
Tabla 4.7	Análisis y resultados B-3	78
Tabla 4.8	Propuesta del análisis B-3	79
Tabla 4.9	Test Point B-4	79
Tabla 4.10	Datos de Producción B-4	79
Tabla 4.11	Análisis y resultados B-4	82
Tabla 4.12	Propuesta del análisis B-4	83
Tabla 4.13	Test Point B-5	83
Tabla 4.14	Datos de Producción B-5	83
Tabla 4.15	Análisis y resultados B-5	86
Tabla 4.16	Propuesta del análisis B-5	87
Tabla 4.17	Test Point B-6	87
Tabla 4.18	Datos de Producción B-6	87
Tabla 4.19	Análisis y resultados B-6	90
Tabla 4.20	Propuesta del análisis B-6	90
Tabla 4.21	Test Point B-7	91
Tabla 4.22	Datos de Producción B-7	91
Tabla 4.23	Análisis y resultados B-7	93

Tabla 4.24 Propuesta del análisis B-7	94
Tabla 4.25 Test Point B-9.....	94
Tabla 4.26 Datos de Producción B-9.....	94
Tabla 4.27 Análisis y resultados B-9	99
Tabla 4.28 Propuesta del análisis B-9	99
Tabla 4.29 Test Point A-11.....	100
Tabla 4.30 Datos de Producción A-11.....	100
Tabla 4.31 Análisis y resultados A-11	102
Tabla 4.32 Propuesta del análisis A-11	103
Tabla 4.33 Resumen Análisis nodal Caso base	103
Tabla 4.34 Análisis y resultados B-4	105
Tabla 4.35 Análisis y resultados B-6	106
Tabla 4.36 Análisis y resultados B-9	109
Tabla 4.37 Producción pozos Caso 3.....	109
Tabla 4.38 Producción pozos Caso 4.....	113
Tabla 4.39 Producción pozos Caso 7.....	118
Tabla 5.1 Criterios de caída de presión para tuberías de petróleo	124
Tabla 5.2 Criterios de velocidad y caída de presión para tuberías de agua.....	126
Tabla 5.3 Criterios de caída de presión para tuberías de gas.....	126
Tabla 5.4 Presiones y caudales individuales de los pozos	127
Tabla 5.5 Presiones, longitudes y diámetros de líneas de flujo	127
Tabla 5.6 Longitudes y diámetros de líneas (Pozos – Manifold).....	128
Tabla 5.7 Simulación líneas (cabezales – manifold).....	129
Tabla 5.8 Simulación líneas (manifold – bota de gas)	130
Tabla 5.9 Datos de producción escenario crítico	131
Tabla 5.10 Simulación líneas (manifold – bota de gas)	132
Tabla 5.11 Datos para el dimensionamiento del separador de producción.....	133
Tabla 5.12 Resultados de dimensionamiento de separador de producción.....	135
Tabla 5.13 Datos para el dimensionamiento del tratador electrostático	135
Tabla 5.14 Resultados de dimensionamiento del tratador electrostático	136
Tabla 6.1 Costos iniciales del proyecto	138
Tabla 6.2 Indicadores económicos.....	139
Tabla 6.3 Evaluación por pozo nuevo	140
Tabla 6.4 Evaluación general del proyecto.....	141

GLOSARIO DE ABREVIATURAS

Término	Significado	Dimensión
A	Área transversal del bloque	L^2
a	Mitad del eje mayor de la elipse de drenaje en plano horizontal	L
A_d	Área de drenaje	L^2
A_p	Área de la sección de la partícula	L^2
b	Mitad del eje menor de la elipse de drenaje en plano vertical	L
β_o	Factor volumétrico del petróleo	
C	Constante depende de las características de fluido y tubería	
c	Compresibilidad total	Lt^2/M
C_d	Coefficiente de arrastre	
δL	Diferencial de longitud	L
d	Diámetro del tanque	L
d_m	Diámetro de la partícula	L
ΔSG	Delta de gravedad específica	
ρ	Densidad de fluido	M/L^3
ρ_g	Densidad del gas	M/L^3
ρ_l	Densidad de líquido	M/L^3
ρ_m	Densidad media	M/L^3
δP	Diferencial de presión	M/Lt^2
δr	Diferencial de radio externo del pozo	L
Δt	Delta de tiempo	t
δt	Diferencial de tiempo	t
δx	Diferencial de la distancia de bloque	L
$\delta \rho$	Diferencial de la densidad	M/L^3
F_B	Fuerza de boyanza o de gravedad	ML/t^2
F_D	Fuerza de arrastre	ML/t^2
g	Gravedad	L^2/t
h	Espesor de la arena	L
IP	Índice de productividad	$L^4 t/M$
K	Permeabilidad de la roca	L^2
k_h	Permeabilidad horizontal	L^2
k_o	Permeabilidad efectiva de petróleo	L^2
k_v	Permeabilidad vertical	L^2
L	Longitud	L
L_{eff}	Longitud efectiva	L
L_h	Longitud horizontal del pozo	L
L_{ss}	Longitud entre costuras	L
\emptyset	Porosidad de la roca	

P	Presión	M/Lt ²
P _b	Presión de burbuja	M/Lt ²
P _r	Presión de reservorio	M/Lt ²
P _{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt ²
q	Tasa de flujo	L ³ /t
q _b	Tasa de flujo en la presión de burbuja	L ³ /t
Q _g	Tasa de flujo de gas	L ³ /t
q _o	Tasa de flujo de petróleo	L ³ /t
Q _t	Tasa de flujo total de líquido	L ³ /t
r	Radio externo del pozo	L
Re	Número de Reynolds	
r _e	Radio de drenaje	L
r _{eh}	Radio de drenaje del pozo horizontal	L
r _w	Radio del pozo	L
S	Daño	
T	Temperatura	T
t	Tiempo	t
t _r	Tiempo de retención	t
μ	Viscosidad de fluido	M/Lt
μ _g	Viscosidad del gas	M/Lt
μ _o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
v	Velocidad	L/t
V	Volumen	L ³
V _e	Velocidad máxima permisible	L/t
V _t	Velocidad terminal	L/t
Z	Factor de compresibilidad del gas	

RESUMEN

El presente estudio teórico-experimental realiza el análisis técnico y económico del sistema de producción del Campo Singue utilizando los programas: Rubis, OFM, Pipesim y Subpump. El proyecto es considerado una simulación integral del campo que involucra el reservorio y facilidades de superficie. De la misma manera, hace énfasis en la evaluación económica para la toma de decisiones y tener una mejor visión a futuro del campo.

En el primer capítulo se puntualiza los fundamentos teóricos que se manejan en el proyecto. Describen un enfoque en la necesidad de contar con una estrategia para resolver problemas actuales y planificar su acción en el tiempo. Se bosqueja la problemática y detalla los aspectos generales del campo para su análisis. El segundo capítulo involucra la metodología que permite visualizar los pasos para alcanzar los objetivos del proyecto, recalcando el funcionamiento de los simuladores de manera teórica y práctica. En el tercer capítulo se presenta la simulación del reservorio, a partir de su sísmica, caracterización del reservorio, modelo estático, modelo dinámico y finalmente los siete escenarios de predicción.

En el cuarto capítulo, se analiza la red de producción integrada por todos los pozos del campo y las tres mejores estrategias de operación evaluadas en el modelo de reservorio. Cada uno de los pozos es ajustado individualmente de acuerdo a la Correlación de flujo multifásico, análisis nodal, perfil de presiones en función de la profundidad y análisis de levantamiento artificial. En el quinto capítulo, se estudia el procesamiento del flujo multifásico, de acuerdo a las condiciones de operación actuales y a las predicciones generadas en el modelo de simulación, tomando en consideración los criterios de diseño establecidos en normas de manejo de facilidades de superficie.

En el Capítulo 6 se realiza la evaluación económica de acuerdo a los indicadores VAN, TIR y B/C de forma individual para cada nuevo pozo y en general para todos los casos de desarrollo analizados en el proyecto. En el Capítulo 7 se detallan las conclusiones y recomendaciones del análisis técnico y económico previamente realizado.

PRESENTACIÓN

TÍTULO: SIMULACIÓN Y MODELADO DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO SINGUE

AUTORES: STALIN MANOLO CHUGCHILÁN TIPÁN
FABRIZIO PAÚL RODRÍGUEZ SIERRA

La licitación de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos regularmente se realizan para un largo periodo de tiempo. A partir de su firma, los contratistas son responsables de cubrir todos los costos, personal, materia prima, tecnología y financiamiento necesarios para la ejecución de las actividades petroleras. Por aquello, es fundamental realizar un plan anual integral de desarrollo del campo.

Dicho proyecto incorpora la evaluación de diferentes escenarios de desarrollo en función de las necesidades de la empresa y país donde se desempeñen las actividades hidrocarburíferas, realizando un análisis que integre el estudio de estos casos a nivel de los reservorios, redes de pozos y facilidades de superficie de acuerdo al comportamiento dinámico del yacimiento; para lo cual, es necesario simular el reservorio, realizar análisis nodal presente y futuro y dimensionar los equipos de producción.

Adicionalmente estos estudios permiten seleccionar el mejor caso de desarrollo de acuerdo al petróleo acumulado, factor de recobro y evaluación económica de los mismos, siendo el principal desafío encontrar cuellos de botella en el sistema de producción.

Palabras clave: Sistema de producción, Facilidades de superficie, Simular el reservorio, Análisis nodal, Evaluación económica.

Nota: *El significado físico de todas las formulas y términos empleados en el proyecto se describen al inicio del trabajo de titulación.*

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Las empresas operadoras de campos petroleros; posterior a la declaratoria de comercialidad y al estudio de factibilidad, se encuentran obligadas a presentar un Plan anual de Desarrollo del Campo. Estos proyectos de desarrollo deben ser acompañados por una adecuación de pozos, instalaciones y redes de superficie, siendo el mayor desafío la detección de cuellos de botella.

En numerosas ocasiones es necesario ampliar las capacidades o diseñar una redistribución eficiente, a un ritmo que acompañe el avance del proyecto. La clave de este proceso es la interacción de los escenarios de desarrollo con un modelo de redes de superficie, es decir todo el sistema de producción que permita visualizar capacidades de procesamiento, balance de fluidos, presiones y un estudio económico del mismo. Figura 1.1



Figura 1.1 Esquema de trabajo para el desarrollo de un campo
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

1.1 MODELO DE SIMULACIÓN

La simulación de yacimientos consiste en construir un modelo numérico para representar el comportamiento de un sistema físico, luego de lo cual se comprueba que dicho modelo sea apegado a la realidad del caso en estudio. (Arias & Morales, 2012)

El modelar un sistema físico conlleva conocer un sin número de aspectos que intervienen en el sistema. En ocasiones, la falta de conocimiento direcciona a una incorrecta realidad del mismo. Por lo tanto, uno de los principales objetivos de la simulación es llegar a comprender el comportamiento del reservorio en su totalidad. Y al mismo tiempo optimizar el recobro de hidrocarburo mediante predicciones económicas, en las cuales se minimiza la inversión y los gastos.

1.1.1 MODELO ESTÁTICO

La geometría de un yacimiento, parámetros petrofísicos y la acumulación de hidrocarburo en el reservorio, son los elementos que pueden ser definidos en el modelo estático, en ellos se interpreta la realidad en un instante concreto. (Sierra et al., 2015)

Estos volúmenes calculados a través de sus saturaciones originales y distribuciones de presiones permiten poblar las celdas, donde son invariables durante largos periodos de tiempos. Sin embargo la clave para desarrollar un modelo geológico no solamente es dar valores, sino más bien caracterizar el reservorio de acuerdo a los criterios de ingeniería.

1.1.1.1 Modelo Estructural

El modelo estructural permite establecer características y determinar las estructuras de un yacimiento, además consiste de dos elementos primarios que son las fallas y superficies. (Ibíd., 2015)

Modelo de Fallas: Es el proceso de construcción de fallas en base a polígonos, líneas de interpretación sísmica, mapas estructurales, entre otros.

Modelado de Horizontes: Consiste en insertar las superficies, presentes en la base de datos, en la grilla 3D.

Modelado de Capas: Es la creación de capas de escalamiento fino, para el modelamiento de propiedades petrofísicas

Escalamiento: El escalamiento de registros de pozos se elabora para distribuir los valores de propiedades para cada celda en la geometría de la grilla 3D, nos permite escalar facies, porosidad, saturación de agua y todas las propiedades que se requieran para la creación del modelo. (Cerón & Chango, 2009)

Construir la arquitectura del modelo radica en un trabajo multidisciplinario enfocado a cumplir con los requerimientos interpretativos de la estructura. Inicialmente es necesario contar con la sísmica, la cual representa parte fundamental para conocer estructuras heterogéneas que permiten la formación de horizontes.

El criterio de investigación de la zona está en relación a las características del reservorio (espesor, extensión, entre otros) con el objetivo de conseguir resultados más reales. Aunque, la curiosidad del ingeniero de simulación es un factor aún más relevante en decidir el refinamiento del modelo.

1.1.1.2 Modelo de propiedades petrofísicas

Modelo petrofísico: Este modelo es construido en base a análisis petrofísicos, comparación con datos de núcleos, geología y producción. Para ello se aplica el proceso de upscaling well logs que entrega datos bidimensionales de pozos individuales para finalmente generar modelos tridimensionales de yacimientos. (Ibíd., 2009)

1.1.2 MODELO DINÁMICO

Es el modelo que mediante métodos de procesos numéricos, suministra información de utilidad a la hora de caracterizar el historial de un yacimiento, con una serie de bloques interconectados considerando sus heterogeneidades y flujos a través de ellos. (Cerón & Chango, 2009)

Los cambios de presiones y producción de fluidos son parámetros que indican alteraciones del sistema físico. El proceso se fundamenta en la ley de conservación de la masa, dónde intervienen la producción, inyección y cambios de volumen, tal y como se especifica en la teoría del balance de materiales. Posteriormente sirve de herramienta para predecir el comportamiento del reservorio en base al historial del campo.

Los procesos numéricos resultan de las combinaciones de las ecuaciones de flujo (ecuación de Darcy), de continuidad (conservación de la masa) y de estado (relación presión-volumen o presión-densidad para los fluidos) en la ecuación de Difusividad.

1.1.2.1 Ecuación de Difusividad

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.1)$$

Ecuación de Darcy: Enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$v = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial L} \quad (1.2)$$

Ecuación de continuidad: Expresa una ley de conservación de forma matemática, ya sea de forma integral como de forma diferencial.

$$(Masa\ entra) - (Masa\ sale) = (Acumulación)$$

$$\Delta t q \rho|_x - \Delta t q \rho|_{x+\Delta x} = \phi V \rho|_{t+\Delta t} - \phi V \rho|_t \quad (1.3)$$

$$-\frac{\partial}{\partial x}(q\rho) = \frac{\partial}{\partial t}(\phi A \rho) \quad (1.4)$$

Ecuación de estado: Describe el estado de agregación de la materia como una relación matemática entre la temperatura, la presión, el volumen, la densidad y la energía interna.

$$c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (1.5)$$

1.1.2.2 Etapas de la simulación dinámica

Inicialización: Es asignar toda la información necesaria al modelo para que pueda calcular el volumen de fluidos en sitio, incluyendo la malla y la distribución de las propiedades en la misma, además de las características iniciales de los yacimientos.

Ajuste histórico: Consiste en ajustar las propiedades geológicas y de fluidos para cotejar el modelo simulado con el comportamiento histórico real del yacimiento.

Predicciones: Es un pronóstico que asume las condiciones de funcionamiento de la aplicación y establece una base para comparar los cambios en el desempeño del campo resultado de los cambios en las condiciones existentes de operación. (Cerón & Chango, 2009)

1.2 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

“Un sistema de producción es aquel que tiene la capacidad de transportar el petróleo o gas desde el reservorio hasta el tanque de almacenamiento o líneas de envío.” (Beggs, 2003)

Para levantar los fluidos desde el reservorio se necesita de la presión suficiente para vencer las pérdidas por fricción y elevación, con el objetivo de llevar los productos a superficie. Durante este proceso, los hidrocarburos son tratados y procesados para

la comercialización o para su transporte desde el campo a las diferentes estaciones receptoras. Los componentes fundamentales del sistema de producción son: pozos, líneas de superficie, manifolds, separadores, procesadores, instrumentos y tanques de almacenamiento. Figura 1.2

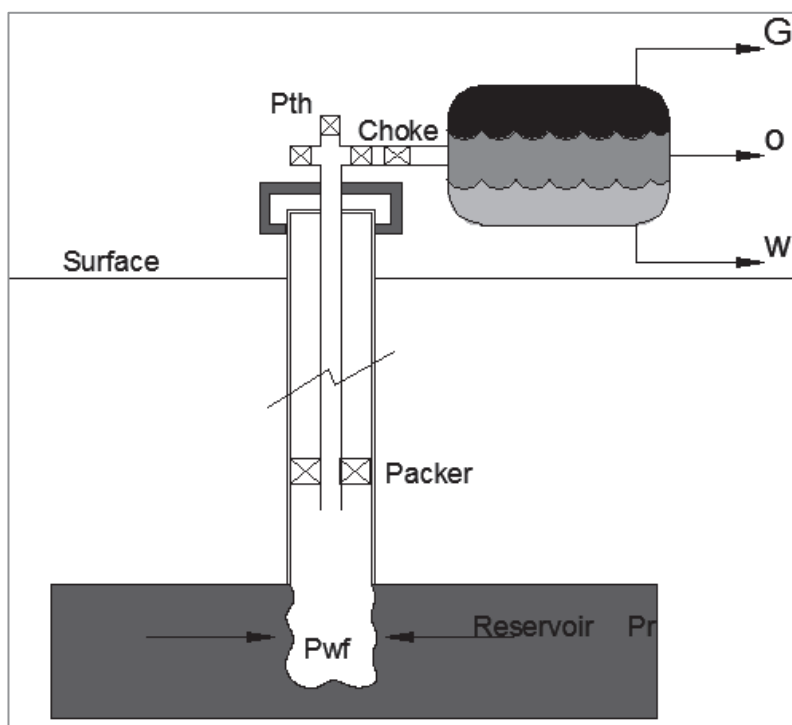


Figura 1.2 Sistema de producción
ELABORADO POR: Hirschfelt, Oilproduction.net, 2008

1.3 TIPOS DE PRODUCCIÓN

1.3.1 FLUJO NATURAL

La producción natural de los yacimientos de petróleo, se basa principalmente en la capacidad de transportar los fluidos hacia la superficie por la acción de su propia energía o presión del reservorio. Es ahí, dónde se evalúa el rendimiento del mismo; en base a sus presiones, las cuales son proporcionadas por su mecanismo de empuje. (Carvajal, 2010)

En el oriente ecuatoriano, la mayoría de pozos al ser perforados cuentan con una fuente natural que los mantiene en producción. Estos son conocidos como mecanismos de empuje, siendo los más comunes el lateral y el de fondo. Sin embargo, el efecto es relativamente corto y es necesario de una fuente de energía que ayude a la producción.

1.3.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Luego de una pérdida paulatina de energía por acciones ajenas al yacimiento, éste comienza una etapa de depleción; tanto de presión como de volumen. A medida de que pase el tiempo se necesita de una fuente externa de energía o levantamiento artificial, en las palabras de Carvajal (2010) “La utilización de esta fuente tiene el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, para maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos”.

Actualmente el campo Singue no produce a flujo natural, y como levantamiento artificial se utiliza Bombeo Electrosumergible y Mecánico (Rotaflex). Por lo que sólo se describirán estos dos sistemas:

1.3.2.1 Bombeo electro sumergible

Es un sistema que convierte la energía eléctrica en mecánica, que consta de bombas eléctricas sumergibles para levantar el fluido y disminuir la presión dinámica de fondo. Estas bombas son centrífugas multi-etapas, alimentadas por un motor eléctrico localizado en el pozo en la parte inferior de la bomba. (Beggs, 2003)

La clave para el uso correcto de un sistema BES es la coherencia del área de ingeniería en petróleos, eléctrica de superficie y de fondo. Pues, el motivo es optimizar y extender el tiempo de vida de la misma. Su alta eficiencia conlleva a ser muy utilizados en los campos petroleros, además que no solamente son diseñados para pozos con alto potencial debido a su amplio rango de aplicación.

1.3.2.2 *Bombeo mecánico*

Una unidad de bombeo alimentada de energía por un motor en superficie que gira una manivela subiendo y bajando un extremo de un eje de metal, transmite el movimiento a la unidad de subsuelo a través de una sarta de cabillas. En el otro extremo, el eje metálico está unido a una bomba de subsuelo con una barra que se mueve hacia arriba y hacia abajo. (Comunidad petrolera, 2008)

Este sistema es uno de los más antiguos para la extracción de hidrocarburos, el cual fue inicialmente utilizado para pozos de agua. Su profundidad originalmente fue una desventaja que paulatinamente fue solucionada, aunque su baja eficiencia se ha mantenido.

1.4 IPR

Es un indicador de la capacidad de producción de un pozo de petróleo entre el rango de presión desde la promedio de reservorio a la atmosférica, siendo el Q máx., el flujo correspondiente a la mínima presión dinámica de fondo, a la vez que el flujo a la presión promedio del reservorio es cero.

1.4.1 FLUJO DE UNA SOLA FASE

Para una sola fase, el IPR está determinado por la Ley de Darcy para flujo radial.

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_o h (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right] - 0.75 + S} \quad (1.6)$$

1.4.1.1 *Índice de productividad – IP*

Es una aproximación del potencial de productividad de un pozo para una caída de presión en el área de drene del mismo. (Pazmiño, 1993)

El valor es comúnmente obtenido de Build-ups a través de pruebas de productividad al inicio de la perforación de pozos. Los parámetros de la izquierda de la ecuación

1.6 son constantes que se los agrupa en un solo coeficiente llamado Índice de Productividad.

$$IP = \frac{q_o}{(\bar{P}_r - P_{wf} - \Delta P_s)} \quad (1.7)$$

1.4.2 FLUJO BIFÁSICO

La ley de Darcy es aplicable para flujo monofásico y en un reservorio de petróleo, el flujo monofásico solo ocurre cuando la presión dinámica de fondo es mayor a la presión de punto de burbuja a la temperatura del yacimiento.

Durante la depleción natural, la presión de reservorio disminuye por debajo del punto de burbuja, lo que produce una combinación de un flujo bifásico en el interior del reservorio. Este fenómeno requiere del uso del IPR Combinado. (Hirschfelt, Oilproduction.net, 2008)

El cambio de fase ocurre dentro de un rango de temperaturas hasta llegar al punto crítico. Esta zona es considerada un yacimiento de petróleo que al descender va liberar gas en solución y convertir en gas libre. El efecto en las zonas de yacimiento de gas condensado y de gas va a tener un comportamiento diferente al mencionado anteriormente.

1.4.2.1 IPR Compuesto

Es la combinación de índices de productividad. Se emplea la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio son mayores a la presión de punto de burbuja o reservorio sub-saturado y si la presión es menor a esta en el caso de un reservorio saturado, se utiliza un procedimiento de IPR para flujo multifásico (Vogel) como se muestra en la Figura 1.3 (Ibíd., 2008)

La aproximación para su cálculo es muy acertada en su forma de la Ecuación 1.9, no obstante existen diversas relaciones que fueron planteadas para tener una mayor exactitud que dependen del tipo de reservorio.

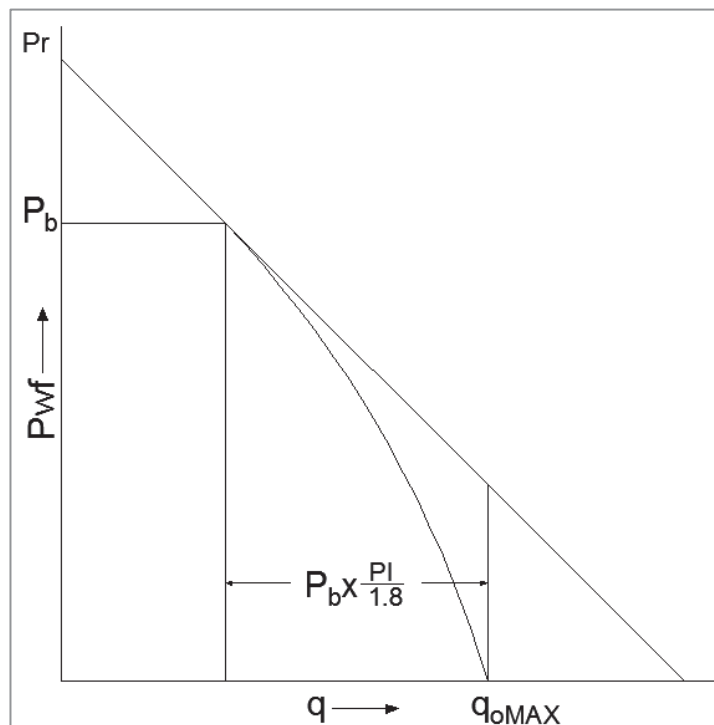


Figura 1.3 IPR Compuesto
ELABORADO POR: Hirschfelt, Oilproduction.net, 2008

1.4.2.2 Método de Vogel

La sencilla formulación utilizada en la industria petrolera es la siguiente.

$$q_b = IP(\bar{P}_r - P_b) \quad (1.8)$$

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{IP * P_b}{1.8} \right) \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right] \quad (1.9)$$

1.4.3 IPR PARA POZOS HORIZONTALES

Existen varias formas de determinar el índice de productividad para pozos horizontales, uno de los más conocidos es el método de Joshi que en 1991 propuso las siguientes técnicas para calcular el área de drenaje y su IP.

1.4.3.1 Área de drenaje

Está representada por dos semicírculos de radio b (equivalente a un radio de un pozo vertical) en cada extremo y un rectángulo de dimensiones L ($2b$), en el centro. Figura 1.4 (Joshi, 1991)

La forma ideal es correspondiente a una elipse regular con terminaciones equivalentes a dos pozos verticales.

$$A_d = \frac{L_h * 2b + \pi b^2}{43560} \quad (1.10)$$

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43560 A_d}{\pi}} \quad (1.11)$$

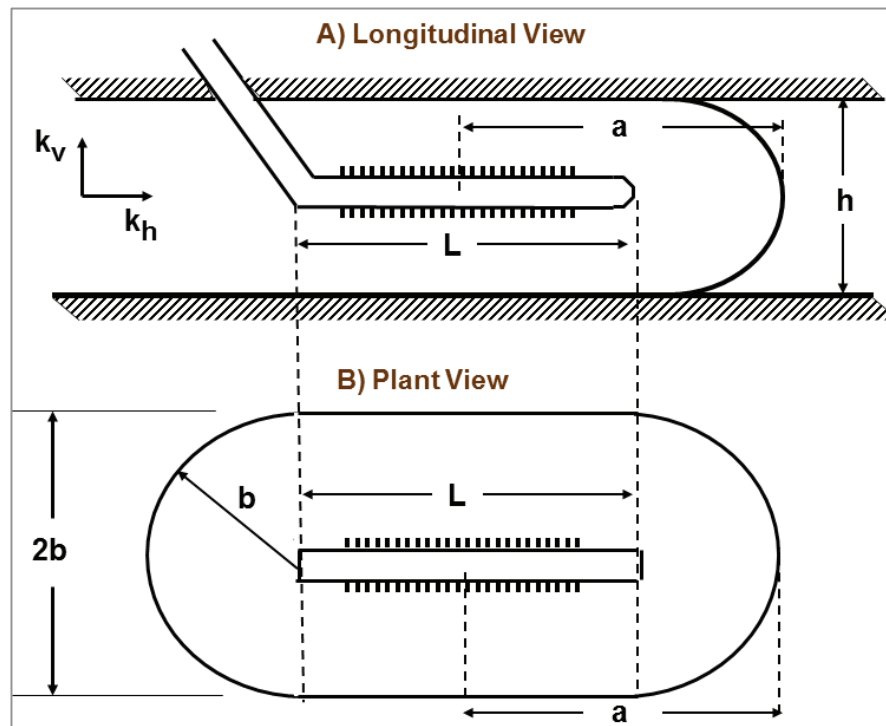


Figura 1.4 Esquema de drenaje de un pozo horizontal
ELABORADO POR: JOSHI, 1991

1.4.3.2 Índice de productividad

$$J_h = \frac{0.00708 h k_h}{\mu_o \beta_o \left[\ln R + \left(\frac{B^2 h}{L_h} \right) \ln \left(\frac{h}{2 r_w} \right) \right]} \quad (1.12)$$

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (1.13)$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2} \right)^2}}{\frac{L}{2}} \quad (1.14)$$

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(2 \frac{r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5} \quad (1.15)$$

1.5 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal permite analizar el rendimiento actual y futuro de sistemas compuestos por múltiples componentes. El procedimiento consiste en seleccionar un nodo y dividir el sistema en este punto para calcular caídas de presión, así como gasto de los fluidos producidos y determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. (Beggs, 2003)

La colocación de los nodos depende del análisis del sistema. Regularmente se lo realiza en la cabeza o en el fondo del pozo. El punto principal del nodal es la calibración a los datos reales que se debe hacer con el criterio del comportamiento del reservorio y levantamiento artificial.

Como producto de este estudio se obtiene una optimización de la eficiencia de flujo cuando se analiza un pozo en producción, para el caso de un pozo nuevo, nos ayuda a determinar el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del choque y

línea de superficie, así como predecir su comportamiento de flujo y presión para diferentes condiciones de operación. Figura 1.5 (Brawn, 2002)

Los componentes aguas arriba del nodo (Upstream) comprenden la sección de ingreso (Inflow section), mientras que la sección de descarga (outflow section) consiste en los elementos que se sitúan aguas abajo del nodo (Downstream). Una relación entre el flujo y la caída de presión debe estar disponible para cada parte del sistema. (Ibíd., 2002)

El cruce de las dos curvas muestra el punto de operación del sistema, sin importar donde se encuentre el nodo. Además, nos ayuda a determinar si es necesario poner un sistema de levantamiento artificial. El flujo en el sistema se determina cuando las siguientes condiciones son satisfechas:

- El flujo a la entrada del nodo es igual al flujo a la salida del mismo.
- Una sola presión existe en el nodo.

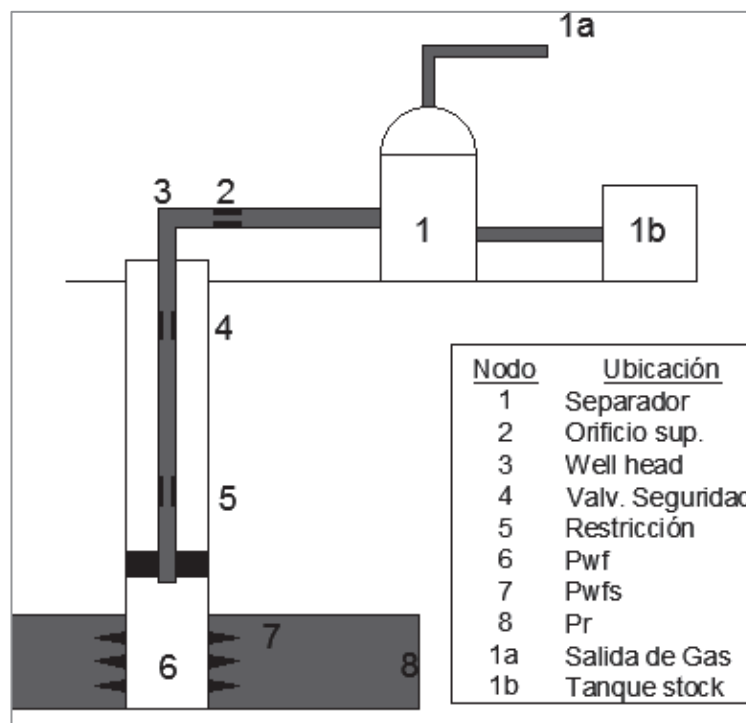


Figura 1.5 Ubicación de nodos
ELABORADO POR: Beggs, 2003

En un sistema de producción y en un instante determinado, hay dos presiones que permanecen constantes y no son función del volumen de flujo. Una de ellas es la presión promedio del reservorio, y la otra es la presión de salida del sistema. La última es generalmente la presión del separador y una vez que el nodo es seleccionado, la presión es calculada en ambas direcciones comenzando desde las fijas. (Beggs, 2003)

1.5.1 ENTRADA AL NODO (INFLOW)

$$\bar{P}_r - \Delta P (\text{upstream components}) = P_{\text{nodo}}$$

1.5.2 SALIDA DEL NODO (OUTFLOW)

$$P_{\text{sep}} - \Delta P (\text{downstream components}) = P_{\text{nodo}}$$

La caída de presión Δp , en cualquier componente varía con el caudal, q . Por lo tanto, un Figura de la presión en el nodo versus el caudal producirá dos curvas, las cuales se interceptaran satisfaciendo las condiciones 1 y 2 antes mencionadas.

Figura 1.6

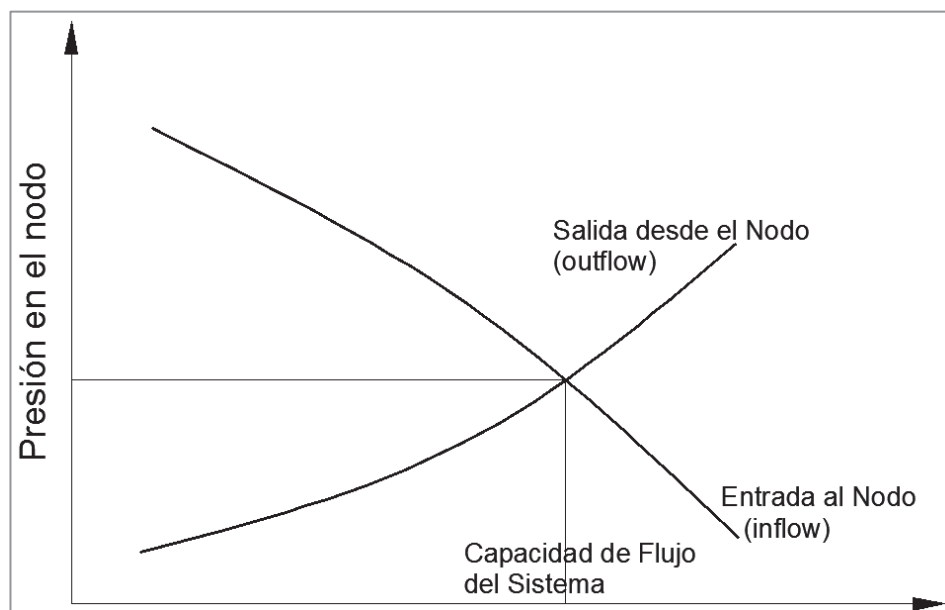


Figura 1.6 Procedimiento de análisis nodal
ELABORADO POR: Beggs, 2003

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características del componente que fue cambiado. Si el cambio fue realizado en un componente aguas arriba (upstream), la curva de salida (outflow) no sufrirá cambios. Por lo tanto, si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará, y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo. Las curvas también se pueden desplazar si cambia cualquiera de las condiciones fijas, por ejemplo la presión de reservorio o un cambio en las condiciones de las instalaciones en superficie. (Beggs, 2003)

1.6 FACILIDADES E INSTALACIONES DE SUPERFICIE

El trabajo de un sistema de facilidades es separar la corriente de fluido producido en tres componentes, normalmente llamados "fases" (petróleo, gas y agua), y el procesamiento de estas fases en algún producto comercializable o disponer de ellas de una manera ambientalmente aceptable. (Arnold & Stewart, 2008)

Los procedimientos para la separación de un campo petrolero inicialmente son a través de tanques de rebose. En cada circulación se reduce el porcentaje de agua hasta el mínimo permitido para su aceptación. No obstante al pasar el tiempo, la cantidad de agua se incrementa y es necesario tener equipo especializado para su separación, tales como: separador trifásico, heater treater, bota de gas, entre otros.

1.6.1 SISTEMA DE SEPARACIÓN

Los equipos utilizados para separar el fluido producido en las fases de: Petróleo, agua y gas se denominan separadores y del adecuado diseño que se realice se podrá lograr una óptima separación en los términos que se fijen previamente. (Pazmiño, 1993)

1.6.1.1 Criterios de diseño

Alta eficiencia: Es determinada por la cantidad de líquido arrastrado por el flujo de gas; el máximo valor permisible es 0,1 galones por cada millar de pies cúbicos a condiciones estándar.

Incrementar volúmenes de producción: El ritmo de producción de un pozo depende de la contrapresión en superficie por lo cual se debe lograr un óptimo diseño que module la presión en la batería de separación.

Maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos: De acuerdo a los procesos de separación de fases. La separación instantánea ocurre cuando se reduce bruscamente la presión y como resultado se produce más gas que líquido. En la separación diferencial el gas a medida que se libera es removido del sistema, obteniéndose mayor producción de líquido que gas. El objetivo de los dispositivos de los separadores es aproximarse a ésta última, ya que el gas y el líquido son separados y descargados por líneas independientes.

Una separación diferencial ideal se logra adicionando en serie los separadores. En la Tabla 1.1 se observa el porcentaje de aproximación de acuerdo al número de etapas.

Tabla 1.1 Aproximación a un proceso diferencial

ETAPAS DE SEPARACIÓN	Porcentaje de aproximación a un proceso diferencial
2	0
3	75
4	90
5	96
6	98.5

ELABORADO POR: Pazmiño, 1993

Estabilización: Consiste en reducir las pérdidas por evaporación, para lo cual es necesario controlar la presión de vapor del crudo por debajo de la atmosférica a la temperatura máxima esperada. (Pazmiño, 1993)

1.6.1.2 Componentes de un separador

Sección de Separación Primaria: Se encarga de separar la mayor cantidad de líquidos de la corriente de flujo y reducir las turbulencias. Se encuentra en la entrada al separador y contiene un invertidor de flujo que cambia bruscamente la dirección de éste.

Sección de Separación Secundaria: Conocida como sección de asentamiento por gravedad, su objetivo es remover las gotas de líquido. Consiste en combinar baja turbulencia con velocidad de corriente del gas y una longitud suficiente para lograr una alta recuperación de hidrocarburos líquidos.

Sección de Extracción de Niebla: Conocida como sección de coalescencia, remueve las gotas de líquido que no se han separado en las secciones anteriores mediante la fuerza centrífuga.

Sección de Almacenamiento: El objetivo es almacenar y maximizar el área de interfase gas – líquido. Utiliza el tiempo de retención para eliminar las últimas burbujas de gas. (Pazmiño, 1993)

1.6.1.3 Teoría de separación

Asentamiento: En la sección de asentamiento por gravedad las gotas de líquido son removidas del gas utilizando la fuerza de gravedad y se depositan en el fondo a una “velocidad de asentamiento”. A ésta velocidad la fuerza de gravedad o fuerza de flotación negativa sobre la gota es igual a la fuerza de arrastre ejercida sobre la misma gota, debido a su movimiento en el medio gaseoso. Figura 1.7 y Figura 1.8 (Arnold & Stewart, 2008)

$$F_D = F_B \quad (1.16)$$

$$F_D = C_D * A_p * \rho \left(\frac{Vt^2}{2g} \right) \quad (1.17)$$

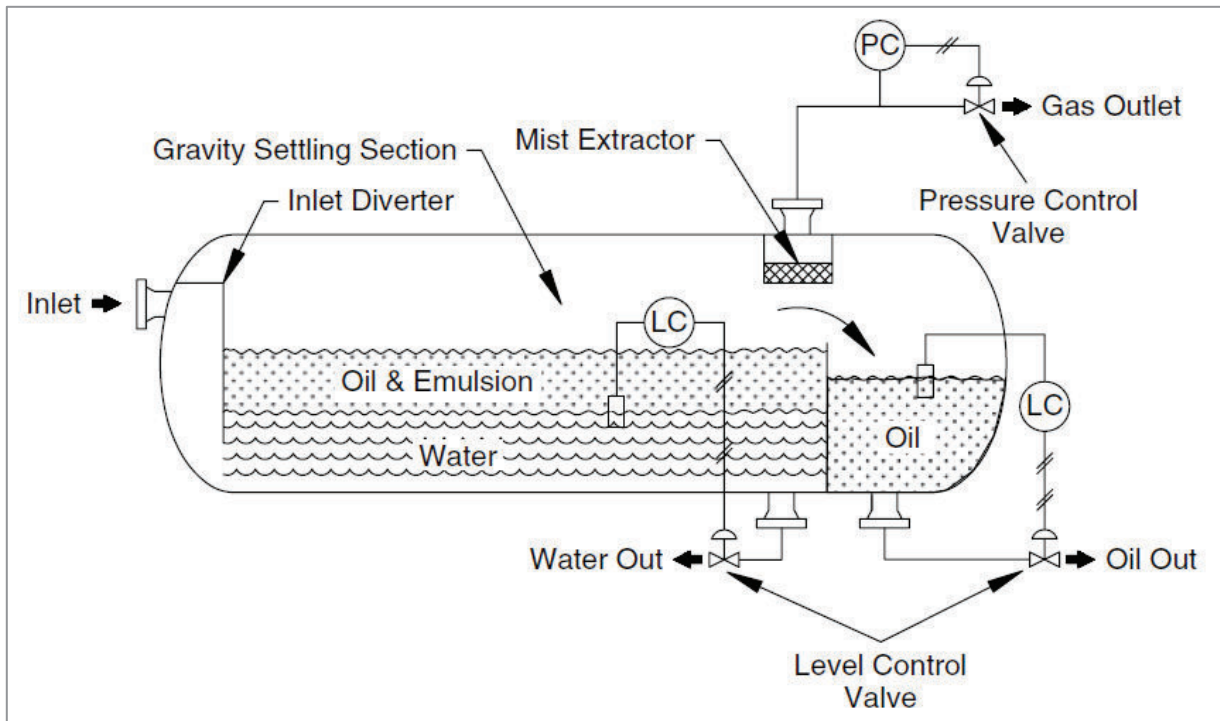


Figura 1.7 Esquema de un separador horizontal trifásico
ELABORADO POR: Arnold & Stewart, 2008

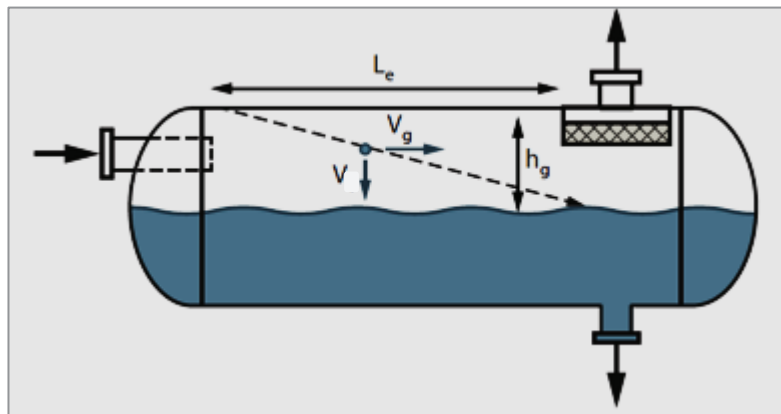


Figura 1.8 Modelo de un separador horizontal
ELABORADO POR: Arnold & Stewart, 2008

Si el flujo es laminar, entonces la ley de Stokes es gobernada por:

$$C_D = \frac{24}{Re} \quad (1.18)$$

En tal caso la velocidad de asentamiento en unidades de campo:

$$V_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu_g} \quad (1.19)$$

Si el flujo es turbulento, entonces la velocidad de asentamiento en unidades de campo:

$$V_t = 0.0119 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{1/2} \quad (1.20)$$

Para $C_D=0.34$

$$V_t = 0.0204 \left[\left(\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) d_m \right]^{1/2} \quad (1.21)$$

Tamaño de la gota: El propósito de la sección de asentamiento por gravedad es acondicionar el gas para su final disposición en el extractor de neblina, para aplicar las ecuaciones de asentamiento el tamaño de la gota debe estar en un rango determinado de acuerdo a la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Tamaño de gota de líquido

Tamaño de la partícula	Disposición final
10 micrones < d_m < 100 micrones	Retenidas por el extractor de neblina
100 micrones < d_m < 500 micrones	Se asientan por el efecto de gravedad
< 10 micrones	Se depositan en la zona de retención de líquido

ELABORADO POR: Arnold & Stewart, 2008

Tiempo de retención: Para asegurar que se alcance el equilibrio entre el líquido y el gas a una presión determinada en el interior del separador, se requiere de un cierto tiempo de almacenamiento, este se denomina tiempo de retención o tiempo medio que una molécula se mantiene en el recipiente, entonces este tiempo se define como el volumen de líquido en almacenamiento dividido para el caudal de líquido.

Tabla 1.3 (Arnold & Stewart, 2008)

Tabla 1.3 Tiempo de retención

°API	Tiempo de retención (min)
35 +	0.5 a 1
30	2
25	3
20 +	4 +
Si existe espuma se incrementa el tiempo en factor de 2 a 4 minutos. Si existe alta presencia de CO2 use un máximo de 5 minutos.	

ELABORADO POR: Arnold & Stewart, 2008

De pruebas en laboratorio se ha determinado que el tiempo de retención adecuado para el crudo del oriente ecuatoriano se encuentra en el orden de 5 a 10 minutos. (Chilla & Nieto, 2016)

Limitación de la capacidad de gas: Los principios para el asentamiento de gotitas de líquido a través de un medio gaseoso pueden ser utilizados para desarrollar una ecuación para el tamaño de un separador en base a una tasa de flujo de gas. Las ecuaciones de restricción de capacidad de gas se basan en ajustar el tiempo de retención de gas igual al tiempo requerido para que una gota de líquido se asiente en la interfase gas-líquido, en un recipiente lleno en un 50% de líquido, y la separación de gotas de líquido mayores a 100 micras desde el gas: (Arnold & Stewart, 2008)

En unidades de campo:

$$d L_{eff} = 420 \left(\frac{T Z Q_g}{P} \right) \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad (1.22)$$

Limitación de la capacidad de líquido: Para que un recipiente lleno en un 50% de líquido, con un caudal de líquido y un tiempo de retención especificado, lo siguiente puede ser usado para determinar el tamaño del separador: (ibíd., 2008)

En unidades de campo:

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_r Q_t}{0.7} \quad (1.23)$$

Longitud de costura a costura: La longitud efectiva puede calcularse a partir de las ecuaciones antes descritas, pero la longitud real de costura a costura depende del diseño físico de la parte interna del recipiente, además como se muestra en la Figura 1.9, en los separadores basados en la capacidad de gas, se requiere que alguna parte de la longitud permita distribuir el flujo uniformemente cerca del desviador de entrada y otra porción de la longitud para el extractor niebla.

La longitud del separador entre el desviador de entrada y el extractor niebla con el flujo uniformemente distribuido es el L_{eff} calculada a partir de las ecuaciones anteriores. En base a estos conceptos, junto con la experiencia de campo, la longitud de costura a costura de un separador puede ser estimado como el más grande de lo siguiente:

Para capacidad de gas:

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad (1.24)$$

Para capacidad de líquido:

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (1.25)$$

1.6.1.4 Procedimiento para diseño de separadores horizontales

1. El primer paso es establecer los criterios de diseño básicos: caudales máximos, mínimos, presión, temperatura de operación y diámetro de partícula a ser removida (si no existe utilizar una gota de 500 micrones).
2. Preparar una tabla con los valores de (L_{eff}), para valores de (d) establecidos que satisfagan la ecuación para la capacidad de gas, y determinar (L_{ss}):

$$dL_{eff} = 420 \left(\frac{TZQ_g}{P} \right) \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2} \quad (1.26)$$

$$L_{ss} = L_{eff} + \frac{d}{12} \quad (1.27)$$

3. Para los mismos valores de (d) calcular (L_{eff}) para capacidad de líquido y determinar (L_{ss}) en la misma tabla:

$$d^2 L_{eff} = \frac{t_r Q_t}{0.7} \quad (1.28)$$

$$L_{ss} = \frac{4}{3} L_{eff} \quad (1.29)$$

4. El (L_{ss}) utilizado debe ser el mayor para cada (d).
5. Seleccionar la combinación de (d) y (L_{ss}) que satisfaga la relación de Slenderness que se encuentre entre 3 y 4. (Arnold & Stewart, 2008)

$$3 < 12 \frac{L_{ss}}{d} < 4 \quad (1.30)$$

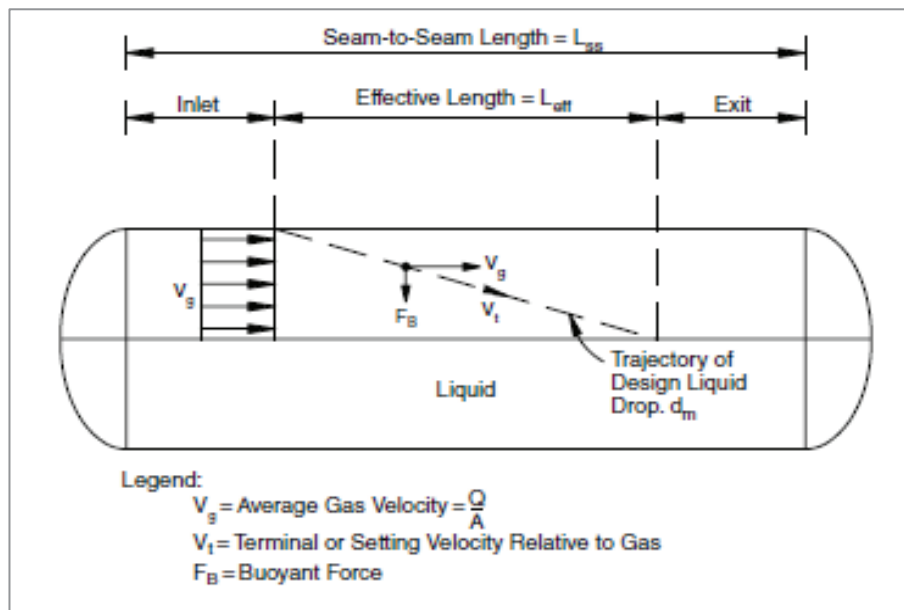


Figura 1.9 Longitud de costura a costura en un separador horizontal
ELABORADO POR: Arnold & Stewart, 2008

1.7 CAMPO SINGUE

En ésta sección se va a tratar los aspectos generales y operacionales del Campo Singue, lo que permitirá el estudio y análisis del proyecto.

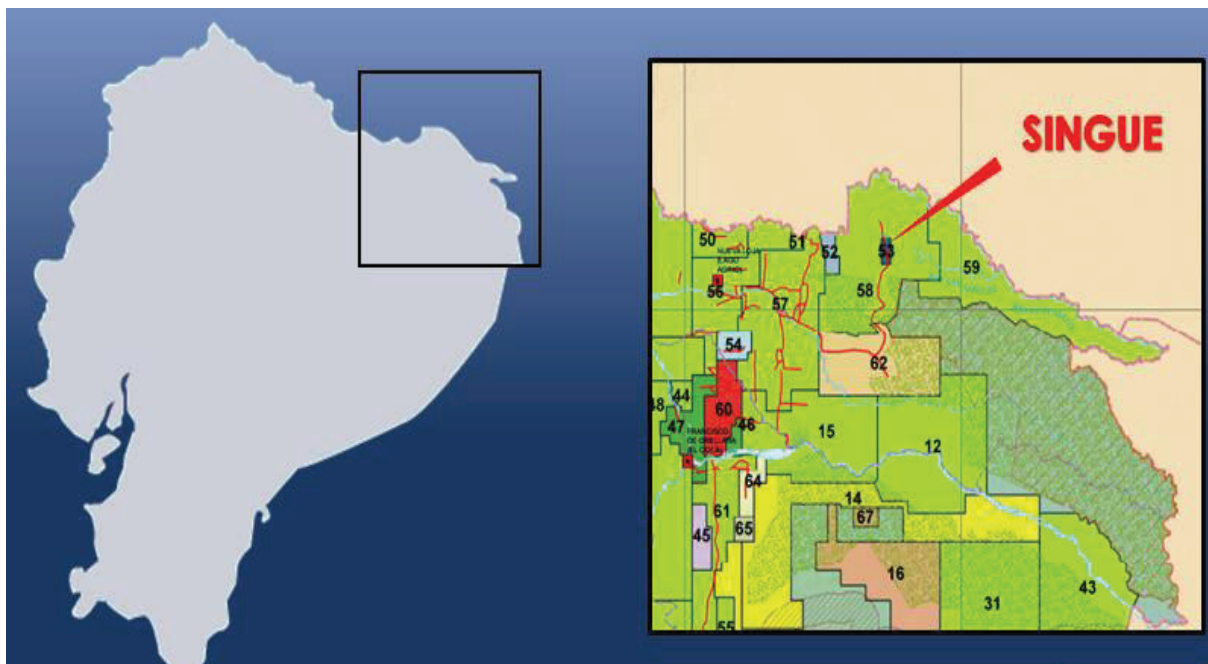


Figura 1.10 Ubicación geográfica del campo
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

1.7.1 GENERALIDADES

El Campo Singue se encuentra operado por la empresa Gente Oil Ecuador Pte Ltda., desde el año 2012 donde el bloque fue adjudicado. El campo cuenta con instalaciones de proceso, manejo, almacenamiento y transporte de hidrocarburos.

1.7.1.1 Ubicación

El campo Singue está situado en la provincia de Sucumbíos, cantones Putumayo y Lago Agrio, parroquias Pacayacu y Palma Roja. Tiene un área de 3.446 hectáreas. El área del bloque es de 85.934 km². Figura 1.10 (Gente Oil Ecuador Pte. Ltd, 2015)

1.7.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

La Tabla 1.4 resume las principales características de los fluidos del campo Singue

Tabla 1.4 Propiedades PVT

Análisis PVT						
Pozo	Arenisca	API	Bo (B@y/B@sc)	Uo (cp)	GOR (scf/B@sc)	Salinidad (ppm)
Singue-B6	U inferior	25	1.161	2.61	202	12400
Singue-B2	T superior	29.2	1.19	1.55	188.4	6500

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015

1.7.3 HISTORIAL DE PRESIÓN

Para obtener datos del comportamiento actual de presiones de las diferentes areniscas, se reúne la información de pruebas de presión de reservorio realizadas desde el inicio de su producción y se realiza el procedimiento detallado en el Anexo 1.1, obteniéndose los siguientes gráficos de presión para cada formación corrigiendo a su respectiva profundidad en TVDss de Datum, 6900 ft y 7025 para U inferior y T superior respectivamente Gráfico 1.1 y Gráfico 1.2:

1.7.3.1 Arenisca T superior

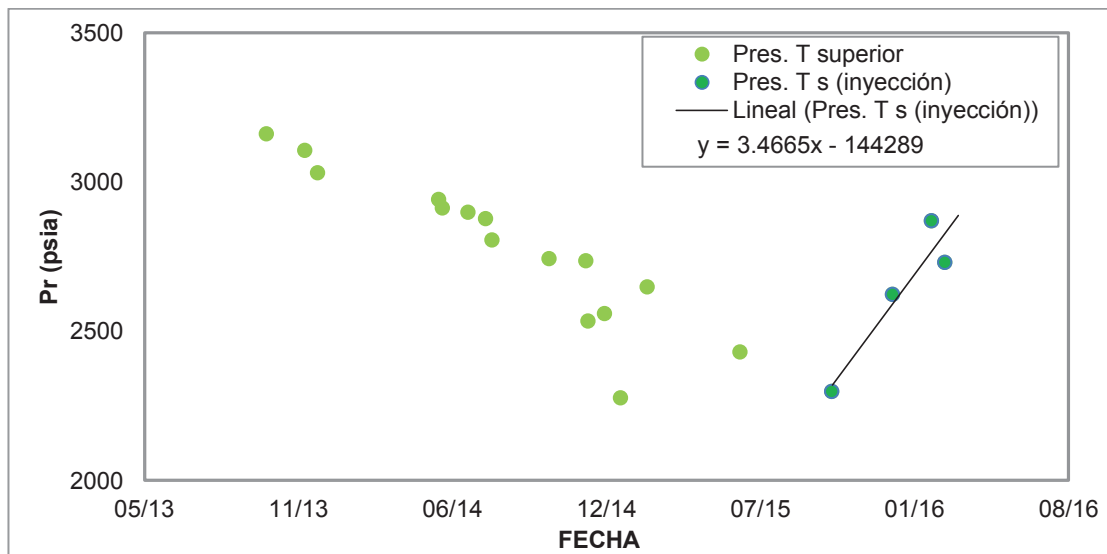


Gráfico 1.1 Comportamiento de presiones en la arenisca T superior

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Arenisca U inferior

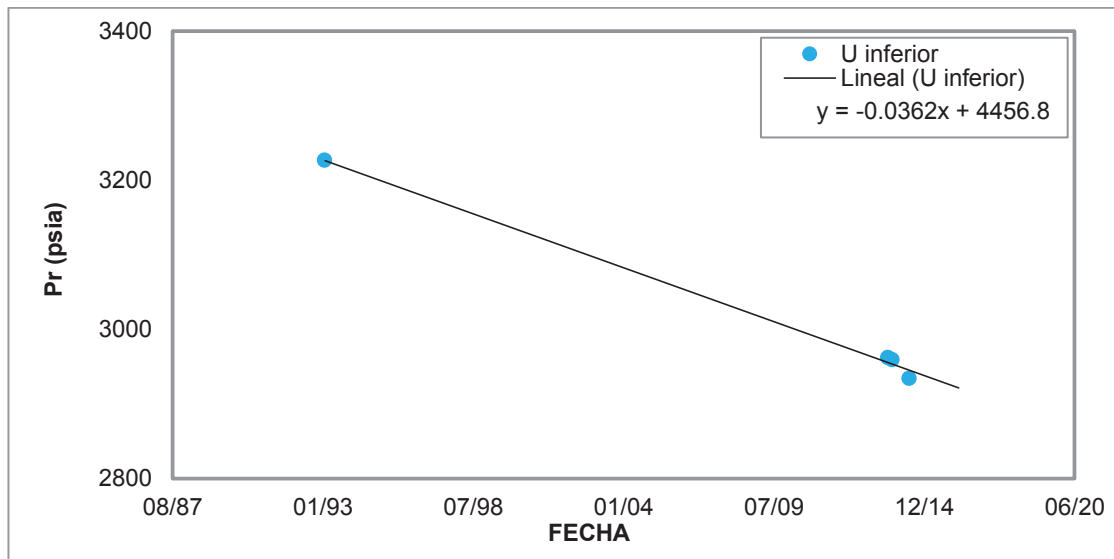


Gráfico 1.2 Comportamiento de presiones en la arenisca U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Se determina que la presión de reservorio actual de las areniscas U y T son 2890 y 2920 psia., respectivamente.

1.7.4 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL INSTALADO

La Tabla 1.8 detalla las unidades de bombeo presentes en cada pozo del campo, los diagramas de completación de los mismos se encuentran en el Anexo 1.2

Tabla 1.5 Sistema de levantamiento artificial y estado del pozo

POZO	RESERVORIO	TIPO	BOMBA	ESTADO
A-10	TS			INYECTOR
A-1	UI	MECÁNICO	30-225-RHBC-32-5-2-1	PRODUCCIÓN
B-2	TS	BES	D1750N	PRODUCCIÓN
B-3	TS	BES	D1150N	PRODUCCIÓN
B-4	TS			CERRADO
	UI	BES	D1750N	PRODUCCIÓN
B-5	TS	BES	D1050N	PRODUCCIÓN
	H			CERRADO
B-6	TS			CERRADO
	UI	BES	D1750N	PRODUCCIÓN
B-7	TS	BES	D1750N	PRODUCCIÓN
	US			CERRADO

B-9	TS	BES	D3500N	PRODUCCIÓN
	UI			PRODUCCIÓN
A-11	UM	BES	D1050N	PRODUCCIÓN

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015

1.7.5 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN INSTALADAS

La compañía posee un sistema de tratamiento de Petróleo y de Agua de Producción con sus equipos y facilidades dispuestas en dos plataformas denominadas PAD – A y PAD – B. El Anexo 1.3 indica la distribución de los equipos en las dos plataformas. (Gente Oil Pte. Ltd., 2016)

1.7.5.1 *Plataforma B*

Planta de producción:

Three Phase Separator, Electrostatic Treater, Treater Water Discharge Pump, Crude Oil Storage, Crude Loading Station, Flare KO Drum and Pumps, Flare Stack and Ignition System.

1.7.5.2 *Plataforma A*

Planta de tratamiento de Agua:

Water Buffer Tanks (6x500 bbl.), Buffer Tanks Discharge Pumps, CPI Unit, CPI Discharge Pumps, DAF Unit, DAF Discharge Pumps, Filtrations System (Walnut Shell and Cartridge Filters), PWIP Buffer Tank (1x500 bbl), PWIP Booster Pumps, Produced Water Injection Pumps, Reject Drain Sump and Reject Buffer Tank, Solid Removal System.

CAPITULO 2

METODOLOGÍA DEL PROYECTO

Este proceso se fundamenta en el análisis nodal de cada sección del sistema de producción con el fin de encontrar cuellos de botella y optimizar el sistema de producción en su totalidad.

El campo Singue cuenta en la actualidad con 8 pozos productores y 1 pozo inyector, tal y como se especifica en el Capítulo 1. Su mayor producción básicamente depende de dos areniscas; la U inferior, cuyo mecanismo de producción es un acuífero de fondo y la T superior, con un empuje lateral. Una de éstas areniscas, se encuentra en su segunda etapa de producción (inyección de agua), ocasionando la producción de altos caudales de líquido y por lo tanto un alto corte de agua. En consecuencia, 7 de los 8 pozos en el campo cuentan con el sistema de levantamiento Bombeo Eléctrico Sumergible (BES) con el objetivo de manejar la gran cantidad de fluido. Por este motivo, la mejor forma de evaluación del sistema fue realizada a través del estudio de análisis nodal utilizando el programa PIPESIM.

PIPESIM software es un simulador de flujo multifásico para el diseño y análisis de diagnóstico de los sistemas de producción de petróleo y gas. Permite un modelo de flujo desde el yacimiento hasta el cabezal de pozo. También analiza la línea de flujo y el rendimiento de las instalaciones de superficie para generar un análisis exhaustivo del sistema de producción. El programa reúne características de los fluidos, petrofísicas y datos de los pozos, sensibilizando en diferentes escenarios para observar el comportamiento actual del sistema.

De la misma manera, PIPESIM nos permitió evaluar el sistema de producción para los escenarios futuros del modelo de simulación de reservorios. Los mencionados pronósticos de producción, realizados con los programa RUBIS y OFM, conllevan pozos nuevos, recompletaciones, recuperación secundaria, entre otros. En cada uno de los casos se ejecutó una evaluación técnica con el objetivo de encontrar

problemas en el manejo de fluido y proponer un rediseño de los equipos de superficie, tales como; tanques de almacenamiento, separador multifásico, heater treater, y demás.

Finalmente se procedió a la evaluación económica de los distintos escenarios con el fin de elegir el mejor de ellos, este análisis involucra un proceso de gran complejidad. Entre algunos de los elementos de evaluación se tienen: la infraestructura, los ingresos, los costos de operación, los costos de mantenimiento, impuestos y el impacto económico, para luego presentar los resultados finales.

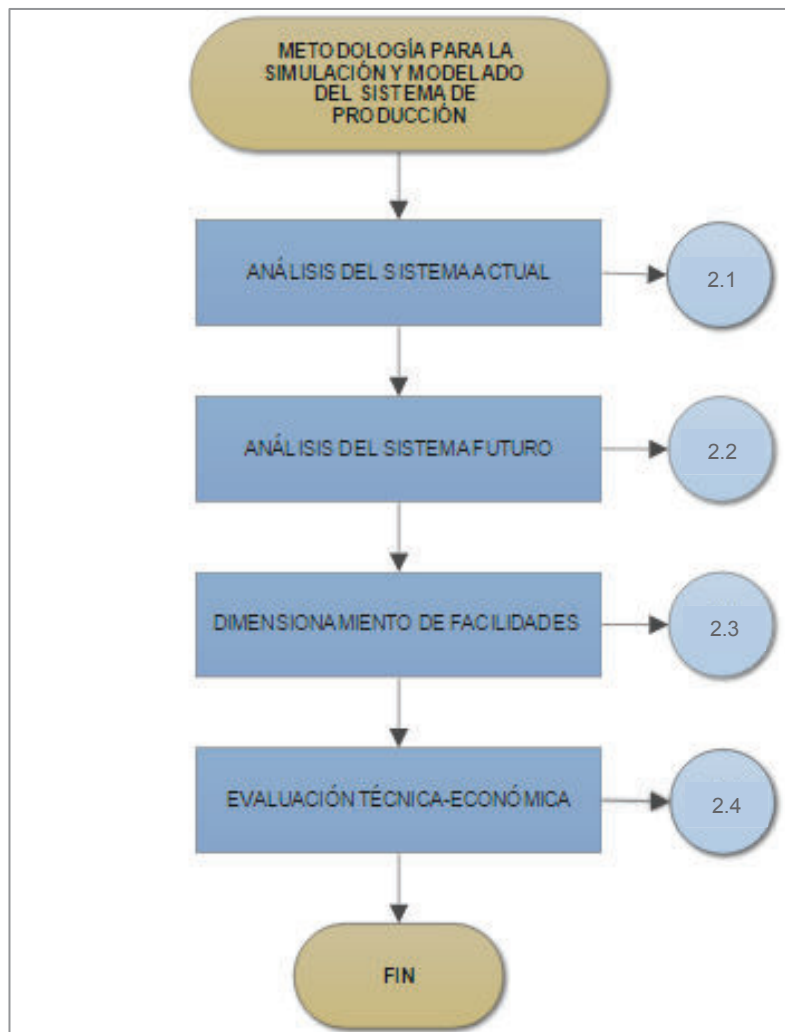


Gráfico 2.1 Metodología para la simulación y modelado del sistema de producción

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

2.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN ACTUAL

El análisis de los pozos productores se realizó mediante el siguiente esquema del Gráfico 2.2, en el cual se especifica el proceso a detalle:

2.1.1 PASO 1: SELECCIÓN DE LOS POZOS A SER EVALUADOS

La evaluación con análisis nodal se efectuó a 7 de los 8 pozos productores del campo Singue. El pozo "A-1" no fue tomado en consideración, ya que fue el primer pozo perforado en el campo en el año 1992 y posteriormente fue cerrado hasta el año 2013. Es decir, no cuenta con información estable y actual para poder simularlo correctamente.

Adicionalmente es el único pozo en el campo que funciona a través del sistema de bombeo mecánico, lo cual indica que no produce grandes cantidades de fluido. En consecuencia, este pozo se lo va a considerar como una fuente en el diagrama del sistema de producción.

2.1.2 PASO 2: COMPENDIO DE LA INFORMACIÓN

La información entregada por la empresa Gente Oil Ecuador Ltd. Pte. para la ejecución del proyecto fue la siguiente: diagrama de completación de los pozos, información del equipo de fondo, survey, build ups, pruebas de producción, historial de bombas, datos petrofísicos y PVT. Para luego ser analizada en función del tiempo, con el objetivo de tener información estable y veraz.

2.1.3 PASO 3: VERIFICACIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRESENTE

Para la incorporación de los parámetros al software PIPESIM se siguió el siguiente orden:

- a) Datos del yacimiento, tales como: presión de reservorio, temperatura, espesor de la arenisca, diámetro del pozo, permeabilidad y radio de drenaje.

- b) Parámetros de fluido, como: corte de agua, relación gas petróleo, densidad de los fluidos, factor volumétrico, presión de burbuja, viscosidad y el ajuste respectivo de las correlaciones.
- c) Survey, especificando profundidad; Measured Depth (MD), True Vertical Depth (TVD), e inclinación.
- d) Configuración del tubing, como: diámetro interno, MD y espesor de la pared.
- e) Equipo de fondo específicamente las características de la bomba (BES), y por lo tanto se ingresará el modelo, frecuencia y etapas.

Posteriormente, para analizar la influencia directa del reservorio y la bomba, se colocó el nodo en el fondo. Inmediatamente, se procedió a graficar las curvas Inflow/Outflow de cada uno de los pozos y observar si el comportamiento del modelo coincide con el real.

2.1.4 PASO 4: IDENTIFICACIÓN DE PROBLEMAS.

Inicialmente se realizó con un análisis individual de la bomba mediante la intersección con la curva del sistema y compararlo con el punto real. Además, este proceso se pudo corroborar con los datos históricos de los mismos para reconocer problemas como; desgaste de la bomba, escala, ruptura del eje, hoyo en el tubing, entre otros.

2.1.5 PASO 5: OPTIMIZACIÓN.

Una vez ajustado el modelo se procedió a realizar las sensibilidades del diámetro del tubing, frecuencia y etapas de la bomba, profundidad de asentamiento y daño. Consecutivamente plantear las mejores condiciones óptimas de operación de cada uno de los pozos.

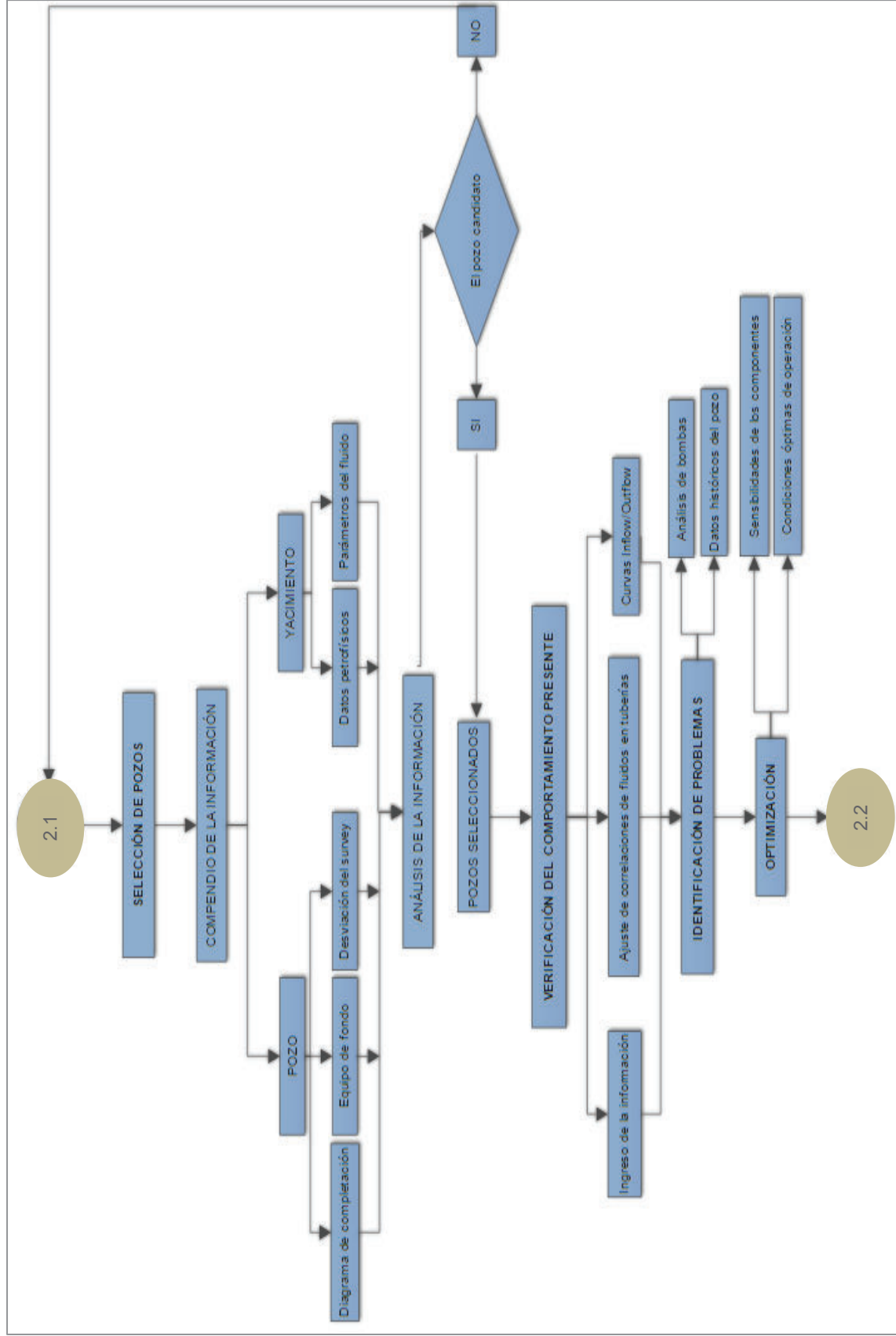


Gráfico 2.2 Metodología de análisis para el sistema de producción actual
ELABORADO POR: Chughilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

2.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS PARA EL SISTEMA DE PRODUCCIÓN FUTURO

El análisis futuro de los pozos productores se realizó mediante el esquema del Gráfico 2.3, en el cual se especifica el proceso a detalle.



Gráfico 2.3 Metodología de análisis para el sistema de producción futuro
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

2.2.1 PASO 1: MODELO DE SIMULACIÓN DEL RESERVORIO

El modelo de simulación del reservorio del campo Singue realizado con el programa Rubis es especificado con mayor detalle en el Capítulo 3. El proceso del análisis se desarrolla con el flujo grama del Gráfico 2.4.

1. Inicialmente se realiza la recolección de datos para su construcción y definición de las respectivas dimensiones ortogonales.
2. La superficie y escalamiento vertical se precisa en base al cierre estructural y análisis de propiedades petrofísicas.
3. La caracterización de los yacimientos se realiza para todo el campo, mediante el análisis sedimentológico de los núcleos, correlaciones estratigráficas y estructurales evaluadas.
4. La evaluación del modelo estático fue elaborado para tener una validación del modelo sin errores y con buen tiempo de corrida. Además se verifica las saturaciones iniciales, presiones, datos de fluidos y POES.
5. El caudal de petróleo y agua se ajusta de acuerdo al historial de producción del campo, modificando tamaño del acuífero, permeabilidades relativas y presiones capilares.
6. Los escenarios o “forecast” de producción se plantean partiendo del caso base o actual en la arenisca U inferior. Los demás casos sirven para evaluar la inyección de agua, inserción de pozos nuevos (horizontales y verticales) con ciertas consideraciones de producción.

El modelo dinámico únicamente se realiza para la arenisca U inferior, ya que implica la inclusión de pozos nuevos en esta formación.

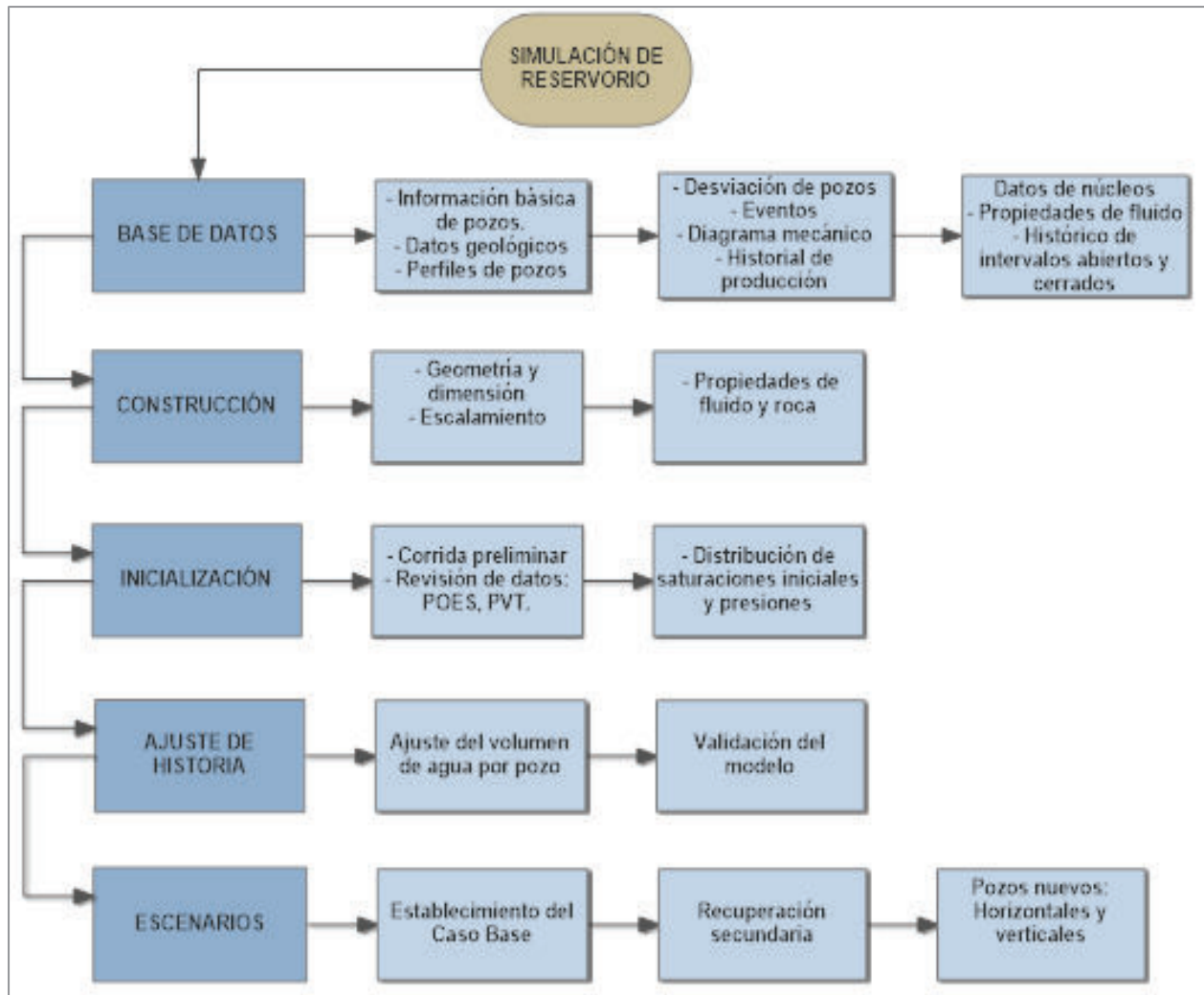


Gráfico 2.4 Simulación de reservorio
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Los resultados de la simulación de reservorio indican la cantidad de fluido (petróleo y agua) que puede producir cada pozo en el tiempo. Lo cual sirve para el diseño de las bombas en los pozos nuevos (profundidad de asentamiento, caballos de fuerza, frecuencia, serie, capacidad, etapas, entre otros) y el análisis nodal cuando alcance su máximo pico de producción.

2.2.2 PASO 2: “FORECAST” DE PRODUCCIÓN

Para obtener la cantidad de fluido futuro en la arenisca T se desarrolla la declinación utilizando el software Oil Field Manager OFM. Para lo cual, se procede a la recopilación de la información para realizar los pronósticos de cada caso. Entre esta información se

tiene: el historial de producción por pozo, el historial de presiones por arenisca y de acuerdo al modelo se introducen parámetros obtenidos del análisis nodal del anterior paso. Esta información es ingresada por medio de una base de datos que se carga al programa. En la interface de OFM se sigue los siguientes pasos:

1. Crear un nuevo "Forecast": En la pestaña Home, en el grupo "Launch Analysis"
2. En el panel de navegación se cargan los datos para lo que se haya seleccionado (completación, grupo de completaciones o pozos).
3. En la pestaña "Format", en el grupo "Edit" seleccionamos Escenario.
4. En la ventana de Modelado de fluido, en la sección de variables asociadas, se selecciona Petróleo.
5. Se ingresa información como: Fecha inicial y final, programación del escenario, tipo de declinación y rata de declinación.
6. Se seleccionada una descripción de modelo empírica.

Finalmente, se graficaron las curvas de producción vs tiempo, luego se estableció la mejor declinación (Hiperbólica $b = 0.5$), de acuerdo al historial de producción para obtener las respectivas reservas.

Las declinaciones de fluido no se realizaron para la arenisca U inferior, ya que se obtienen directamente del modelo de simulación de reservorio especificado anteriormente.

2.2.3 PASO 4: DISEÑO DE BOMBA Y ANÁLISIS NODAL

Para el diseño de tipo de levantamiento artificial en Subpump se procede a la incorporación de los parámetros. Este procedimiento es similar al del programa PIPESIM. Dicha metodología es idéntica a la anterior del análisis actual del sistema de

producción. Por lo tanto, para analizar la influencia directa del reservorio y la bomba, se colocó el nodo en el fondo y se graficó las curvas Inflow/Outflow de cada uno de los pozos nuevos.

2.3 METODOLOGÍA DEL DIMENSIONAMIENTO DE LAS FACILIDADES

El tratamiento de los fluidos de producción en la superficie abarca un caudal actual de aproximadamente 5000 BFPD. Este proceso de separación reúne la producción de los pozos en la plataforma B, donde se cuenta con dos manifolds. Luego se direcciona hacia el separador trifásico, heater treater, bota de gas y finalmente hacia el tanque de almacenamiento de capacidad de 8000 barriles. La mayoría de los cabezales de los pozos están en la misma plataforma del tratamiento, sin embargo el pozo Singue-1 se encuentra en la plataforma A, cuyo caudal se direcciona a la plataforma B e inmediatamente se incorpora al tratamiento del fluido.

La capacidad de las instalaciones y del procesamiento del crudo se ven afectadas a través del tiempo. En consecuencia, el dimensionamiento de los equipos de acuerdo al caudal proyectado en cada uno de los casos de simulación de reservorios fue realizado mediante el siguiente esquema del Gráfico 2.5, en el cual se especifica el proceso a detalle.

2.3.1 PASO 1: SEPARADOR TRIFÁSICO

La selección del dimensionamiento de estos equipos se realiza siguiendo el procedimiento mencionado en el Capítulo 1. Para el siguiente análisis se requiere y obtiene la información de las condiciones iniciales de tratamiento y propiedades del crudo como: caudal de crudo, caudal de agua, caudal de líquido, viscosidad del crudo, diámetro de la partícula, gravedad API, densidad del agua, gravedad específica del aceite, gravedad específica del agua, delta de gravedades, tiempo de residencia, salinidad, etc.

El dimensionamiento empieza con el cálculo de la velocidad de asentamiento, luego se determina la longitud y el diámetro de referencia. Una vez obtenidas estas variables se realizan varias iteraciones para finalmente tener las dimensiones correctas.

2.3.2 PASO 2: HEATER TREATER¹

El procedimiento de dimensionamiento un heater treater es exactamente el mismo para dimensionar un separador de tres fases.

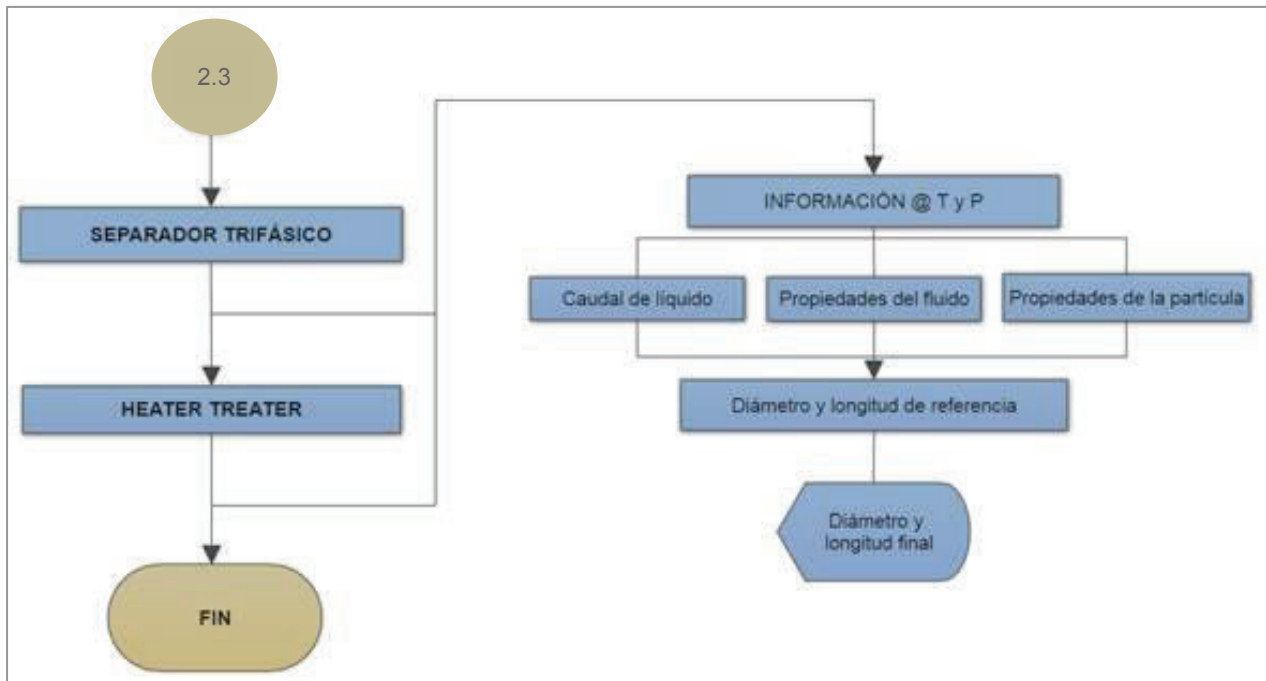


Gráfico 2.5 Metodología del dimensionamiento de facilidades

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

¹Ver en (Arnold & Stewart, 2008)

CAPITULO 3

ESCENARIOS DE LA SIMULACIÓN DEL RESERVORIO

El software seleccionado para el desarrollo del modelo numérico es Rubis del paquete Kappa, cuyas características facilitan las tareas de crear modelos 3D de reservorios sin necesidad de entrar en detalles de simulación. Estas particularidades del software simplifican el diseño y facilitan la ejecución del trabajo, brindando la oportunidad de dedicar mayor énfasis al análisis de resultados que a la elaboración del modelo en sí.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

Ecrin es una plataforma de análisis de datos dinámicos de la compañía KAPPA, la cual es una empresa dedicada principalmente al desarrollo de software para la industria petrolera, que posee los siguientes módulos para analizar datos:

TOPAZE (análisis de producción)

RUBIS (modelamiento numérico completo del campo para ajuste histórico)

DIAMANT (monitoreo del reservorio por medio de sensores de presión permanentes)

EMERAUDE (análisis de registros eléctricos)

AMETHYSTE (análisis del comportamiento de pozo)

SAPHIR (análisis de pruebas de presión transitoria).

El software utilizado para este proyecto es el módulo RUBIS que no es un complicado simulador como los que se emplean cotidianamente en la industria sino que es un software que permite una simulación rápida y simplificada de un campo entero. Sus ventajas radican en la rapidez con la que nos permite modelar el reservorio y tomar decisiones. (Izurieta, 2012)

3.2 MODELO ESTÁTICO

El modelo geológico del campo Singue fue desarrollado en las areniscas: U superior, U inferior y T superior. Para su simulación se utilizó información geofísica, geológica y petrofísica. La construcción partió de dos horizontes sísmicos; Caliza A y Napo T. Sin

embargo, por restricciones del programa se utilizó los horizontes de cada arenisca para crear tres modelos individuales, los cuales corresponden a las tres formaciones de interés.

En general, el modelo se describe en un total de 196463 celdas. Además su resolución vertical aproximada corresponde a 5 pies de un general de 25 capas.

3.2.1 MODELADO ESTRUCTURAL

La construcción del modelo estructural es la base del modelado del yacimiento. Se monta a partir de los horizontes, polígonos de fallas y topes interpretados en la sísmica.

3.2.1.1 Sísmica

La actual interpretación sísmica 3D fue realizada por Gente Oil Ltd. Pte., con el Software Kingdom. Los datos VSP (“Vertical Seismic Profile”) y “Check shot”, se obtuvieron de los pozos de desarrollo, más un inyector perforados entre el 2013 y 2015. Los marcadores sísmicos más característicos están muy bien identificados y corresponden a los topes de las arenisca M-2, Caliza A, Napo T y Chapiza como se puede apreciar a lo largo del campo en la Figura 3.1. Se observa marcadores homogéneos y continuos (sin fallas), sin mostrar cambios abruptos en sus amplitudes, lo cual indica poca variabilidad de espesor y litología en los intervalos que representan. (Gente Oil Ecuador Pte. Ltd, 2015)

3.2.1.2 Mapeo estructural

Una vez identificados los horizontes sísmicos, se procedió a realizar un picado general (aprox. 14 Km²), para luego realizar un “autotracking”. Este paso se lo realizó para cada horizonte sísmico definido anteriormente con una malla de 50x50, para no perder detalles de la interpretación.

Se obtuvo cuatro mapas en tiempo, los de mayor importancia son el del tope de la Caliza A y Napo T, por representar los principales reservorios; U inferior y T superior respectivamente. En estos mapas se muestra la estructura Singue como un anticlinal

bastante simétrico y alargado de Norte-Sur, donde los pozos ubicados en el flanco este se encuentran mejor posicionados estructuralmente.

Luego de realizar, analizar las velocidades e ingresar las tablas tiempo-profundidad de los pozos se los convierte en mapas de profundidad TVDSS de los marcadores sísmicos. (Gente Oil Ecuador Pte. Ltd, 2015)

3.2.1.3 Mapeo estructural de secuencias intermedias

En la Figura 3.2 se indica de forma esquemática, la metodología aplicada para obtener los mapas del Campo Singue. Para esto se utilizaron los mapas estructurales en profundidad de los marcadores sísmicos, a los cuales se sumaron o restaron los mapas isópacos de intervalos superiores e inferiores, previamente generados a partir de datos de pozos (topes y bases en profundidad TVDSS). (Gente Oil Ecuador Pte. Ltd, 2015)

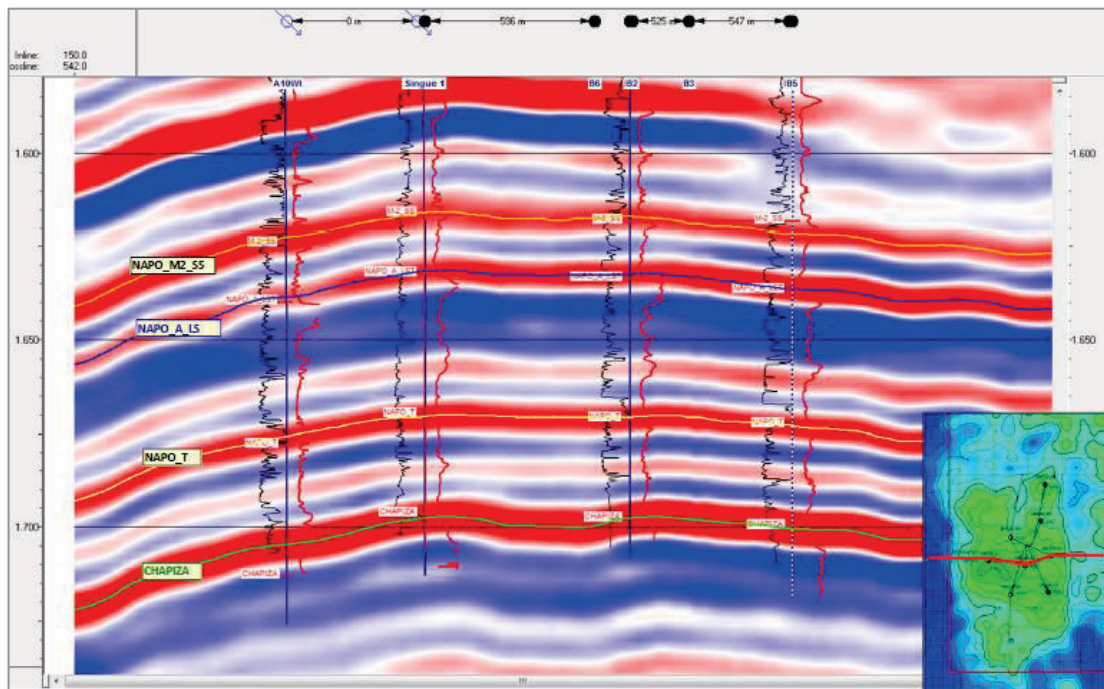


Figura 3.1 Sección sísmica con dirección Este – Oeste
ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015

Para el caso del mapa al tope del reservorio T superior Figura 3.5, se obtienen directamente del mapeo del marcador sísmico Napo T. Los mapas al tope de los

reservorios U superior Figura 3.3 y U inferior Figura 3.4, se generan a partir del mapa al tope de la Caliza A, a este se añaden mapas isópacos de intervalos inferiores y se llega al tope de los reservorios en mención.

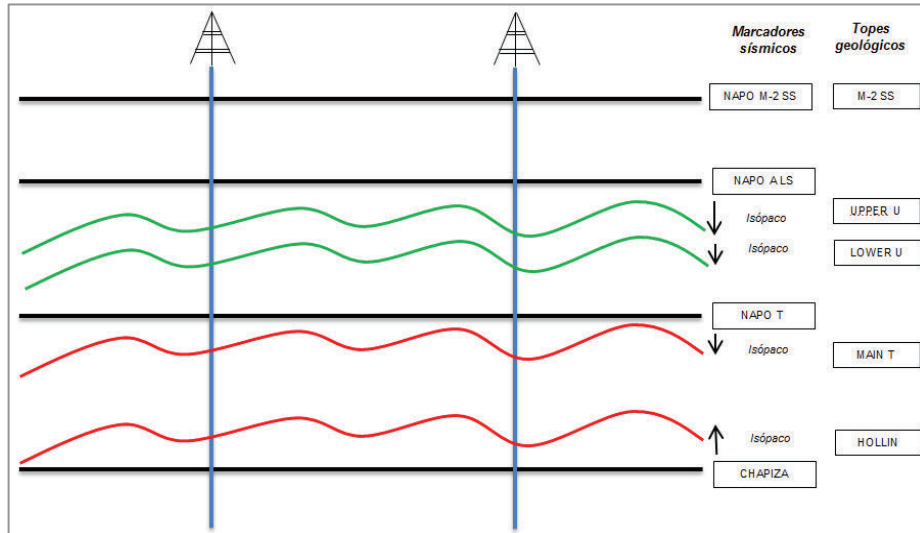


Figura 3.2 Diagrama esquemático que muestra la metodología de mapeo de reservorios

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015



Figura 3.3 Mapa estructural en profundidad – Tope U superior
ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015

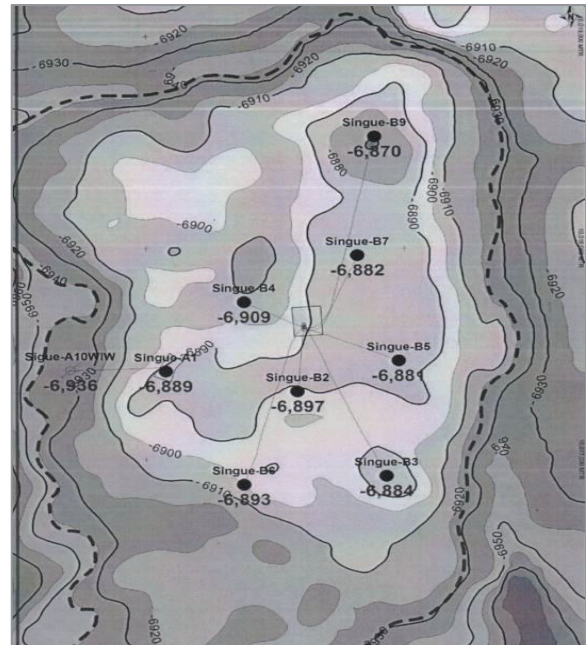


Figura 3.4 Mapa estructural en profundidad – Tope U inferior
ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015

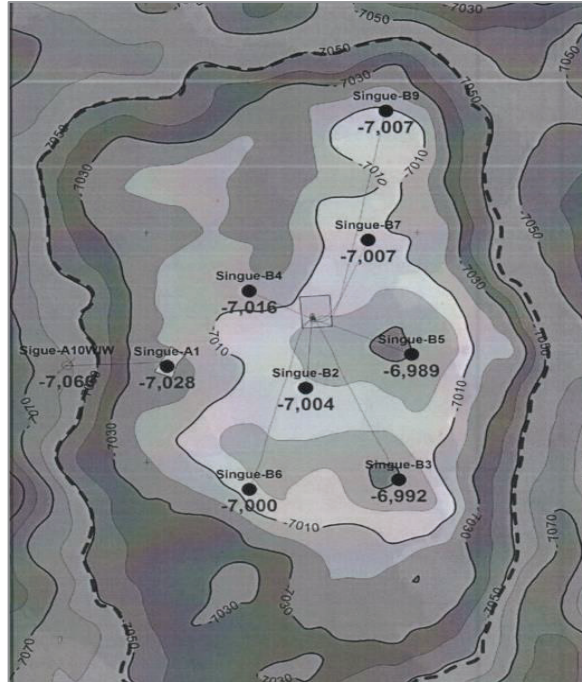


Figura 3.5 Mapa estructural en profundidad – Tope T superior
ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015

3.2.2 MODELO DE FALLAS Y POLÍGONO

Rubis permite cargar una imagen del mapa estructural del reservorio a modelar, al cual se define la escala y coordenadas geográficas para ajustar las dimensiones de la estructura, finalmente se traza el polígono correspondiente al cierre estructural y las fallas del mismo como el Gráfico 3.1. Los tres reservorios desarrollados en el proyecto no presentan fallas en su estructura por lo cual se omite este paso y se describe cada uno de los polígonos que representan los límites externos del yacimiento.

3.2.2.1 Superficies

Se carga y mapea la superficie al tope de cada arenisca de interés: U superior, U inferior y T superior.

3.2.2.2 Horizontes

Para obtener un horizonte se proyecta el tope de la arenisca hacia los topes y bases secundarios interpretados en la correlación de registros eléctricos de los pozos.

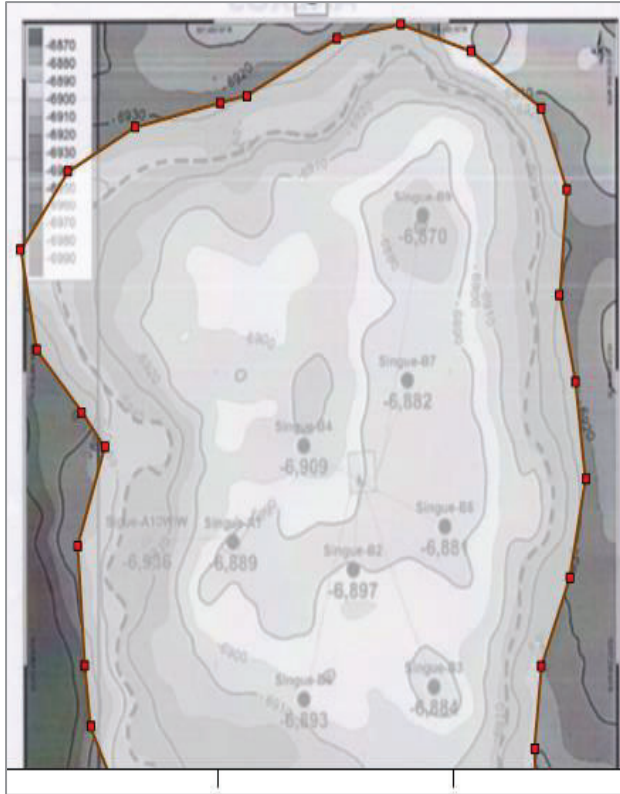


Gráfico 3.1 Polígono U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin,
 Rodríguez Fabrizio

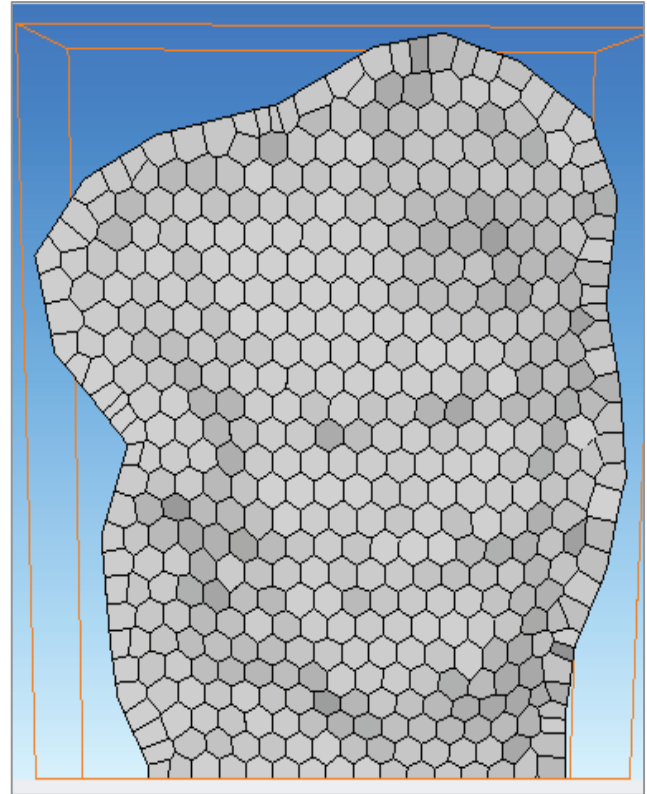


Gráfico 3.2 Malla geológica U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin,
 Rodríguez Fabrizio

3.2.3 MALLA GEOLÓGICA

Rubis genera un grillado automático del modelo geológico, siguiendo un procedimiento de grillas no estructuradas (Voronoi PEBI), añadiendo más celdas en las cercanías de los pozos.

Para construir una grilla Voronoi se usa la superposición de módulos simples, que son conjuntos de sitios asociados a un elemento del reservorio. Módulo de Base, que puede ser rectangular o hexagonal. Módulo de Segmento, introducido para respetar las restricciones de las líneas como el contorno del reservorio o las fallas. Módulos de Esquina, para las restricciones presentes en las esquinas. Módulos de Pozo, que son radiales para pozos verticales pero presentan geometrías más complejas para pozos fracturados, horizontales y de penetración parcial. Gráfico 3.2.

3.2.3.1 Layering

En este paso se generan los niveles de celdas o subdivisiones de las zonas. Las zonas que no tienen mayor importancia recibirán menores subdivisiones, y así no incrementar el número de celdas de manera innecesaria. Las zonas de interés serán divididas de acuerdo a su espesor y nivel de investigación del mismo. Esto implicará reducir el tiempo de generación y corridas de simulación.

El modelo tiene las características indicadas en la Tabla 3.1 y el Gráfico 3.3 muestra esta representación en el reservorio U inferior.

Tabla 3.1 Características del modelo

	FECHA	Enero, 2016
U SUP	Pozos	N/A
	Celdas	35720
	Capas	5
U INF	Pozos	1 Productor
	Celdas	71441
	Capas	10
T SUP	Pozos	7 Prod. 1 Iny.
	Celdas	89302
	Capas	10

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin,
Rodríguez Fabrizio

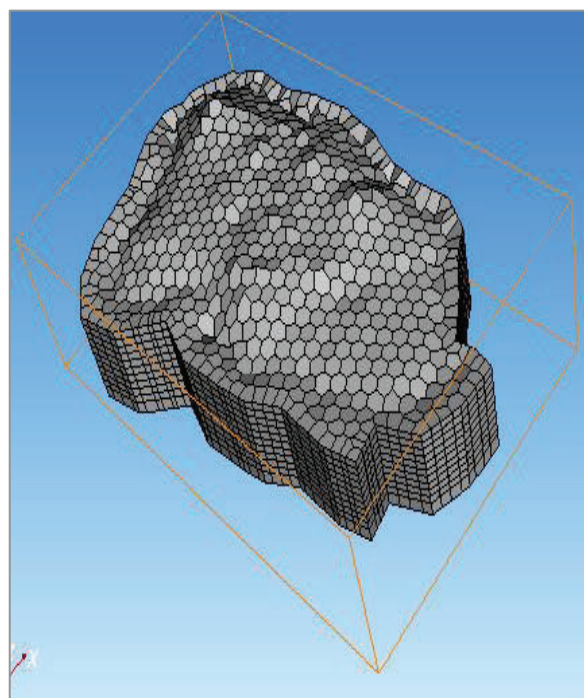


Gráfico 3.3 Layering U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin,
Rodríguez Fabrizio

3.2.4 CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS

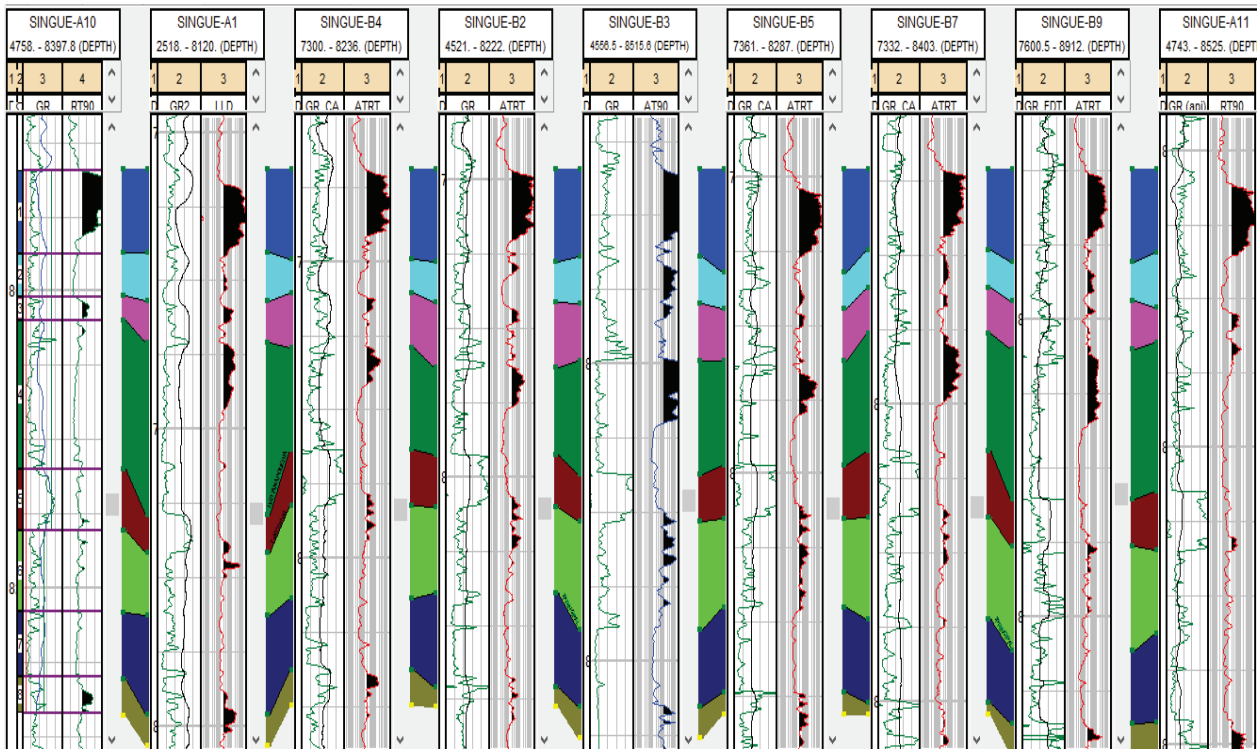
3.2.4.1 Correlación estratigráfica

El Gráfico 3.4 corresponde a una correlación estratigráfica del Campo Singue, mediante la cual se puede observar la geometría de los reservorios y su variación de

espesor. La Caliza A muestra un espesor prácticamente constante de composición litológica correspondiente a una caliza masiva, siendo el mejor marcador sísmico.

El reservorio U superior, no tiene variaciones considerables de espesor y está presente en todos los pozos perforados hasta el momento. La U inferior muestra variaciones de espesor, lo cual es característica de depósitos fluvio-estuarinos y la caliza U media que separa a estos dos reservorios.

La Lutita Napo Media es considerada de espesor homogéneo a excepción en el pozo A-1, donde existe un mayor desarrollo de la U inferior, lo cual provoca que el intervalo T pierda posición estructural. La T superior presenta variaciones de espesor poco considerables, mientras que la T principal varía en espesor tal y como sucede en la U inferior. Además, en los pozos localizados en la parte central y nororiental se encuentra la leve presencia de la arenisca U media, la cual estuvo en producción en el pozo A-11 con un petróleo de características distintas a la de los demás reservorios.



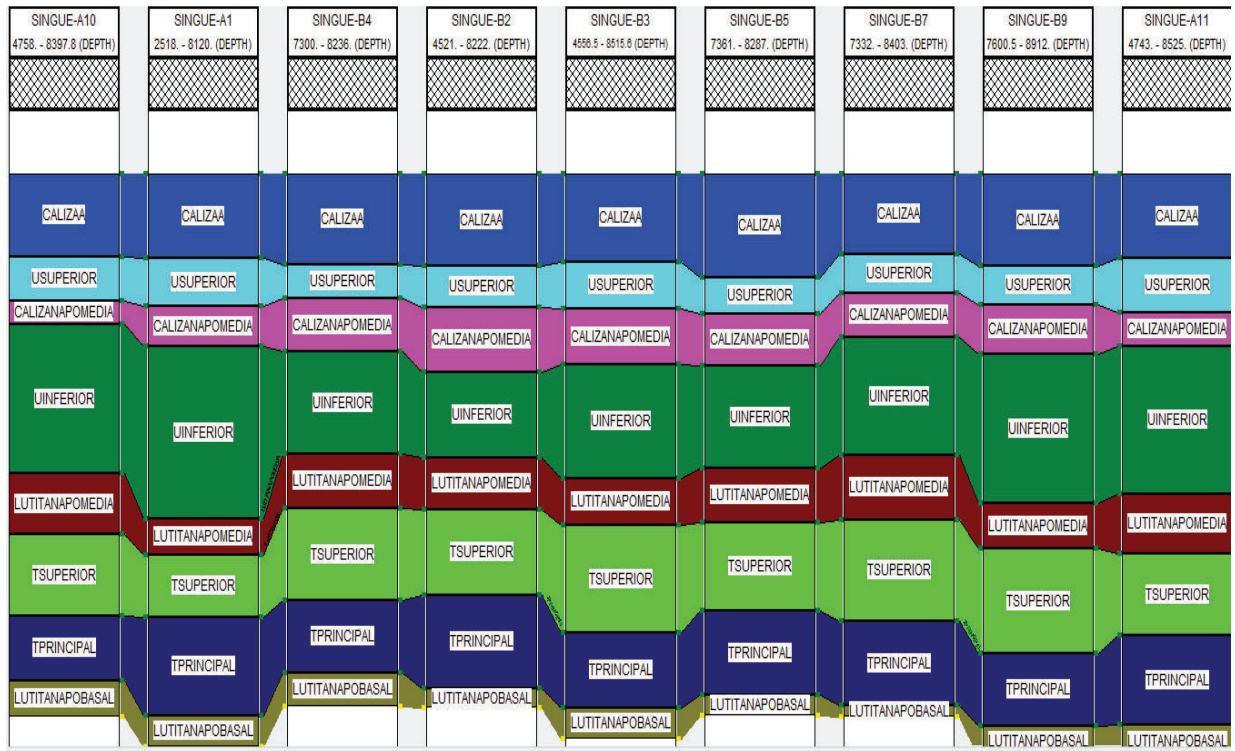


Gráfico 3.4 Correlación estratigráfica pozos campo Singue
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.2.4.2 Correlación estructural

En la correlación mostrada en el Gráfico 3.5 se muestra claramente que el espesor de la U inferior del pozo A-1, provoca que la T superior pierda posición estructural y por ende columna de petróleo. Esto no pasa en los siguientes pozos a partir del B-2, los cuales se encuentran en una mejor posición estructural que el pozo A-1, permitiendo tener más prospección y determinar el mayor potencial de la arenisca T superior que inicialmente se creía no productiva en este campo.

También podemos apreciar que el contacto agua petróleo (CAP.) en la T superior es prácticamente horizontal con muy pocas variaciones alrededor del campo con un promedio del campo de 7050 pies en TVDSS. En la U inferior, se aprecia que el contacto es muy variable con una inclinación hacia el oeste, por lo que se destaca un CAP. inclinado.

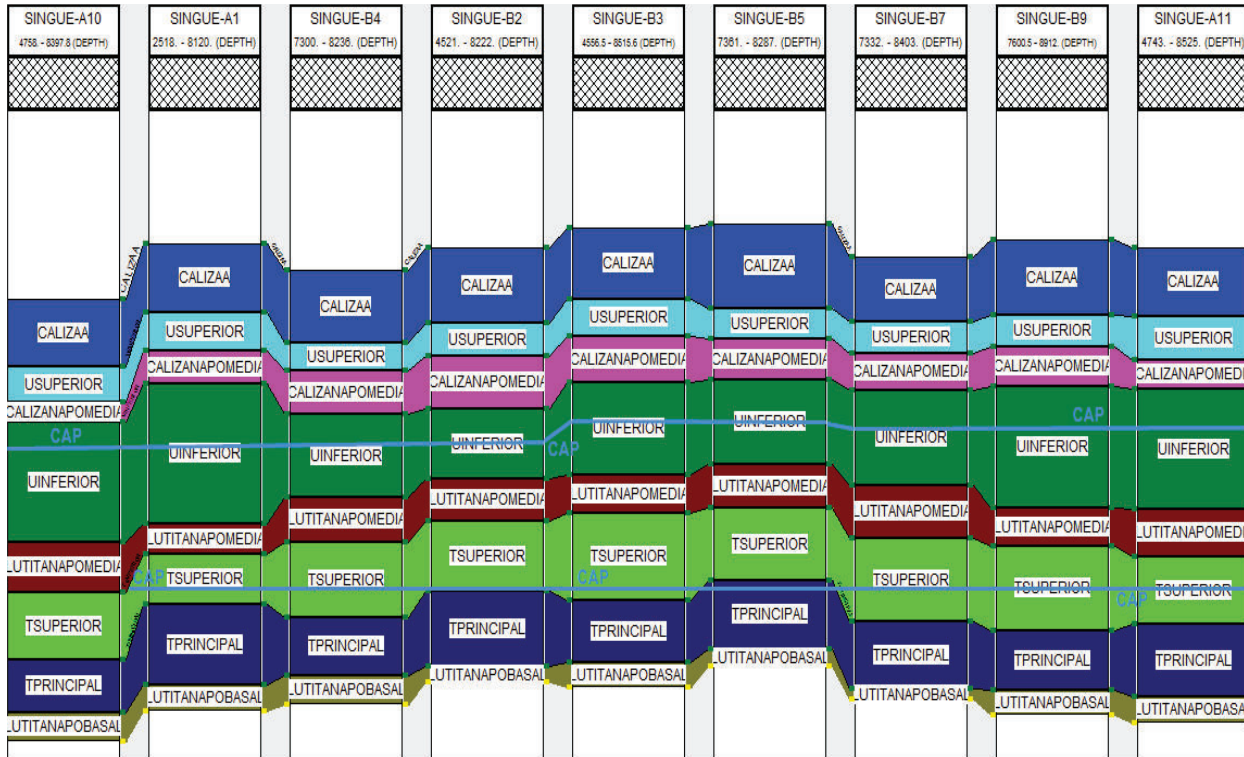


Gráfico 3.5 Correlación estructural pozos campo Singue
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.2.5 MODELO PETROFÍSICO

3.2.5.1 Evaluación de registros de pozos

Los registros disponibles en el campo Singue, fueron corridos a hueco abierto, mediante los cuales se pudo realizar la mejor caracterización posible de los reservorios. El análisis petrofísico se elaboró con registros básicos convencionales que incluyeron curvas de Gamma Ray GR (GR), Spontaneous Potential (SP), Caliper, Resistivity (Induction), y de porosidad (Density, Neutron y Sonic).

Una vez determinadas las zonas de cada registro se procedió a realizar el análisis petrofísico de cada pozo, obteniéndose volumen arcilloso a partir del registro de GR, porosidad efectiva mediante la combinación de las curvas de densidad y sónica, siendo validada con la información del núcleo obtenido en el pozo B-2. La saturación de agua inicial se determinó con los datos de resistividad registrados y la de las formaciones obtenidas de sus salinidades.

Finalmente se obtuvo las zonas de reservorio y pago con los siguientes cortes: 10 % para porosidad, 60 % para saturación de agua y 40 % para el volumen de arcilla. Los datos petrofísicos obtenidos se muestran en la Tabla 3.2 y Anexo 3.1

Tabla 3.2 Parámetros petrofísicos y CAP. de los yacimientos

ARENISCA U SUPERIOR						ARENISCA T SUPERIOR					
Pozo	H total [ft]	H neto [ft]	NGR [%]	Por [%]	SW [%]	Pozo	H total [ft]	H neto [ft]	NGR [%]	Por [%]	SW [%]
A1	35.5	9.50	26.8	20.4	44.7	A1	46.0	2.00	4.0	12.3	66.1
B2	27.5	9.75	35.5	20.5	63.35	B2	57.5	35.00	60.9	16.9	19.9
B3	26.2	22.57	86.0	20.1	19.80	B3	26.2	23.00	93.9	20.1	19.8
B4	21.5	5.75	26.7	21.5	66.15	B4	61.0	25.50	41.8	18.4	50.4
B5	14	11.25	80.4	19.0	42.35	B5	59.5	26.50	44.5	14.5	27.3
B7	26.0	20.5	78.8	14.3	56.2	B7	68.0	27.50	40.4	16.3	67.2
B9	26.0	21.0	80	19.2	48.4	B9	70.0	14.0	20	15.9	65.1
A11	36.7	10.13	27.6	16.0	53.2	A11	55.2	19.75	43.7	13.5	22.5
A10	29	0	0	17.9	99.4	A10	55.0	1.0	0	14.9	89.8
Promedio	26.93	12.27	49.08	18.77	54.84	Promedio	55.38	19.36	38.80	15.87	47.57

ARENISCA U INFERIOR					
Pozo	H total [ft]	H neto [ft]	NGR [%]	Por [%]	SW [%]
A1	111.5	45.25	40.6	19.7	49.7
B2	58.0	25.75	44.4	20.8	55.6
B3	77.7	43.19	55.6	22.1	52.7
B4	69.5	20.25	29.1	21.0	52.5
B5	60.0	27.25	45.4	20.3	53.0
B7	79.0	44.00	55.6	19.8	55.4
B9	98.0	42.75	43.6	21.8	55.1
A11	99.0	41.63	42.1	18.2	58.6
A10	100	2.5	0	18.2	93.9
Promedio	83.63	32.51	39.6	20.21	58.50

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.2.6 MODELO DE FACIES

Este modelo se construye con las electro facies identificadas en los pozos y distribuyéndolas estadísticamente a lo largo de la malla 3D, para determinar las direcciones de continuidad de los lito tipos en los yacimientos.

3.2.6.1 Generación de lito tipos

Para la construcción del modelo geo estadístico, se crea los registros de facies para todos los pozos, caracterizando los tipos de roca de acuerdo al análisis de núcleo del pozo B-2 y las curvas obtenidas en el análisis petrofísico.

Para el actual estudio se contó con información de 9 pozos, registros básicos iniciales, marcadores geológicos, evaluación petrofísica e información de núcleos, con lo cual se pudo realizar la caracterización del reservorio.

3.2.6.2 Modelo sedimentario

Se partió del estudio del “Modelo sedimentológico y estratigráfico del Campo Singue”, el cual fue realizado a través del análisis de núcleos del pozo B-2 para los yacimientos de interés.

La arenisca T principal corresponde a sedimentos de ambiente fluvial a marino, además de tener presencia de areniscas de cuarzo y no tener acumulación de petróleo.

La arenisca T Superior como reservorio tiene características variables, su espesor promedio es 63 pies en TVD. De acuerdo a su análisis del Spectral Core Gamma de torio vs potasio del Gráfico 3.6 y Gráfico 3.7 se observa intercalaciones de areniscas, calizas y gran presencia de arcillas. Además de depósitos glauconíticos con areniscas cuarzosas de color café claro y tamaño de arenisca medio-fino.

La presencia de arcillas como Caolinita, Montmorillonita y Clorita es evidente en esta arenisca. La Clorita, que muestra un comportamiento similar a la Illita, tiene la forma estructural de panal de abejas que aumenta el volumen de micro porosidad. En consecuencia, se observa un incremento de las fuerzas capilares retentivas en los poros, una alta saturación de agua irreductible y una baja permeabilidad de petróleo.

En el caso de la glauconita su principio es similar al de la clorita, lo cual reduce grandemente el POES, y sus lecturas en el registro eléctrico muestran presencia de agua en lugar de petróleo, por lo tanto, es necesario corregir este aspecto para representar este mineral en la caracterización del reservorio.

Basado en datos de presión y de litología esta puede ser dividida en dos unidades de flujo T superior-1 y T superior-2, donde la T superior-1 es el principal productor de petróleo actualmente y T superior-2 muestra presencia de petróleo en algunos pozos, esta puede ser llamada también T Media.

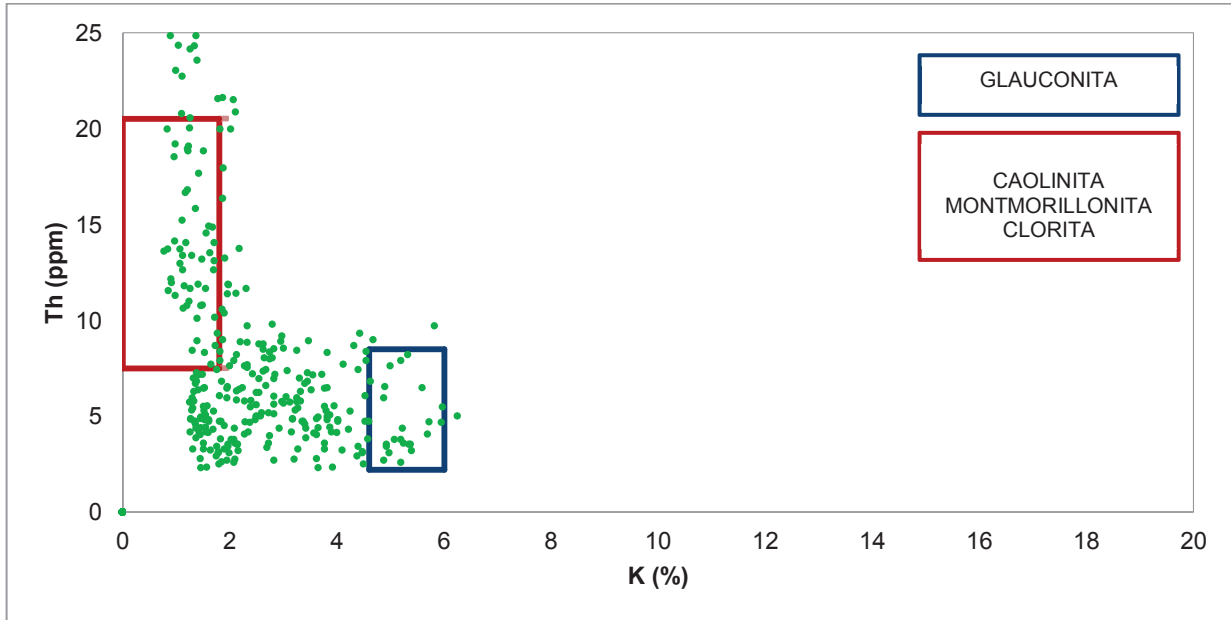


Gráfico 3.6 Identificación de tipo de arcilla, arenisca T superior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

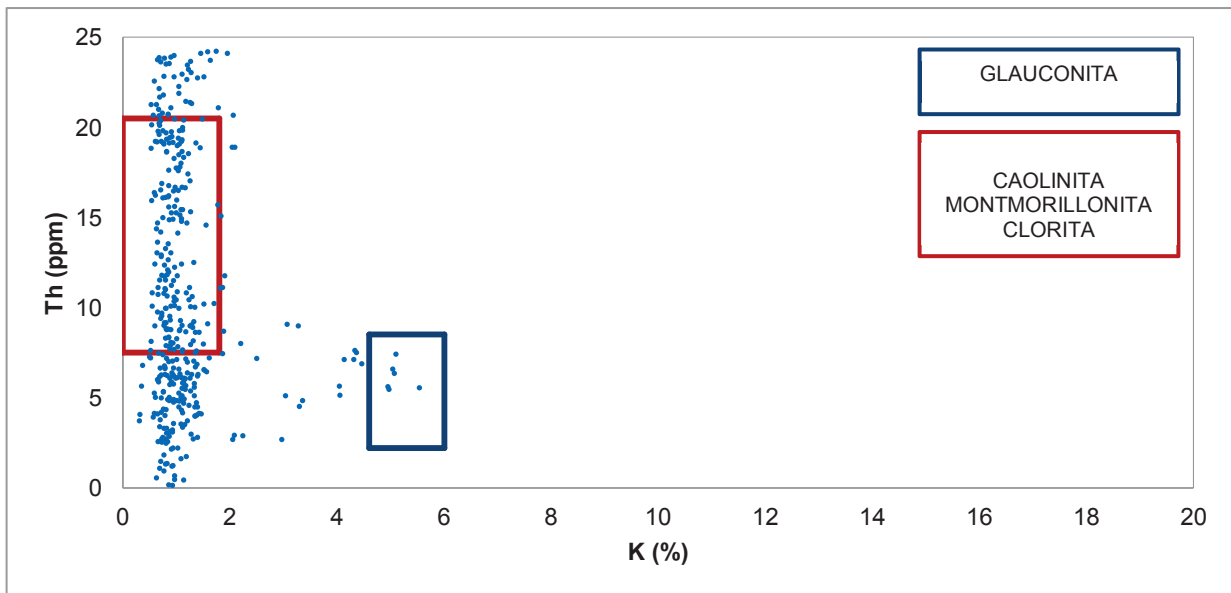


Gráfico 3.7 Identificación de tipo de arcilla, arenisca U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

La Arenisca U Inferior tiene influencia fluvial en la base y marina en el tope, constituida especialmente de granos de cuarzo sobre el miembro de U media con una intercalación de areniscas con facies de limolita. En el Gráfico 3.7, se muestra una influencia marina con presencia de glauconita, aunque no en la misma cantidad de la anterior arenisca, además tiene excelentes características petrofísicas.

La Arenisca U Superior, es un reservorio secundario compuesto de areniscas con intercalaciones de areniscas lodosas y facies de limos, la presencia de glauconita sugiere una influencia marina.

3.2.6.3 Definición de tipo de roca

Utilizando el método de Winland como se muestra en el Gráfico 3.8 y tomando como referencia los valores de los análisis de laboratorio de los núcleos (pozo B-2) se definieron tres tipos de roca dentro de las rocas yacimiento: tipo de roca 1, tipo de roca 2 y tipo de roca 3. Los criterios para su definición fueron: el volumen de arcilla asociado, los radios de garganta de poros y los valores de corte de porosidad que emplea Gente Oil Ecuador Ltd. Pte.

El tipo de roca 1 es una roca de buena calidad con permeabilidades y porosidades altas. Se encuentra en su totalidad en la arenisca U inferior y parcialmente en la T superior-1 con un buen radio de grano.

El tipo de roca 2 es una roca de mediana calidad y el tipo de roca 3 es una roca de mala calidad con radio menor de grano. Estas dos rocas corresponden a la arenisca T superior, evidenciando las intercalaciones de arcillas. Para la arenisca U superior, se asumió un tipo de roca similar al de la U inferior.

Una vez ya definidos los tipos de roca se trazó líneas de tendencia para obtener ecuaciones en función de la porosidad y poder poblar el modelo con las permeabilidades.

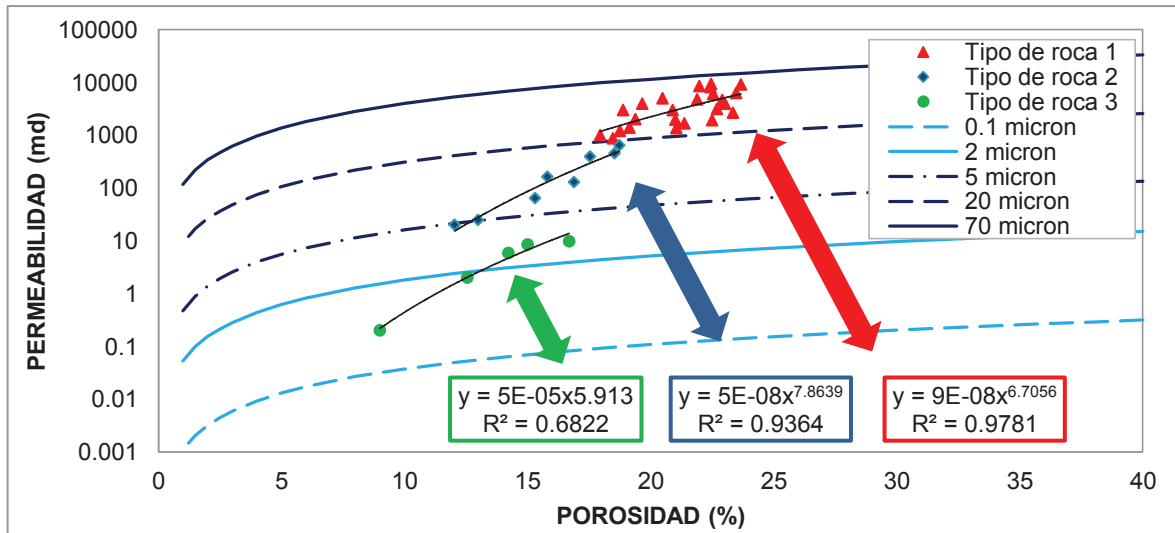


Gráfico 3.8 Tipos de roca definidos del pozo B-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.2.6.4 Poblado de celdas

Para generar los datos de las propiedades petrofísicas, porosidad, permeabilidad, “net to gross” en todas las celdas se usan algoritmos de interpolación/extrapolación como el de “Inverse distance weighting”, acorde con los tipos de rocas determinados. El modelo puede generar un grillado automático adaptándose al contorno del reservorio, las fallas internas y los pozos.

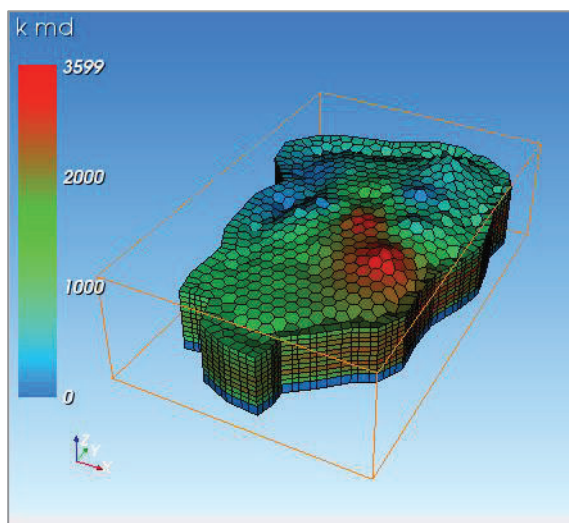


Gráfico 3.9 Modelo de K, U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin,
 Rodríguez Fabrizio

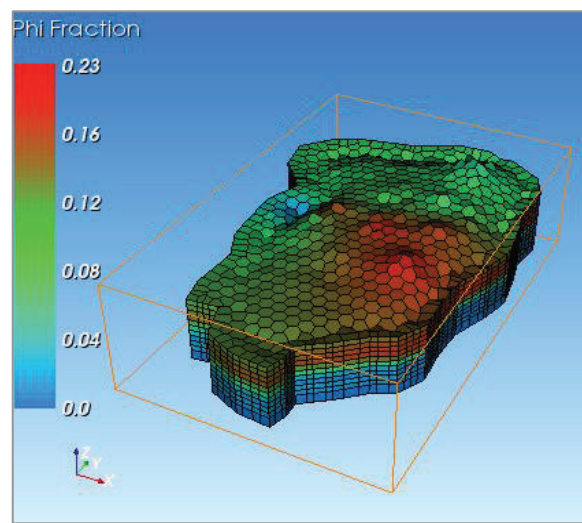


Gráfico 3.10 Modelo de Ø, U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin,
 Rodríguez Fabrizio

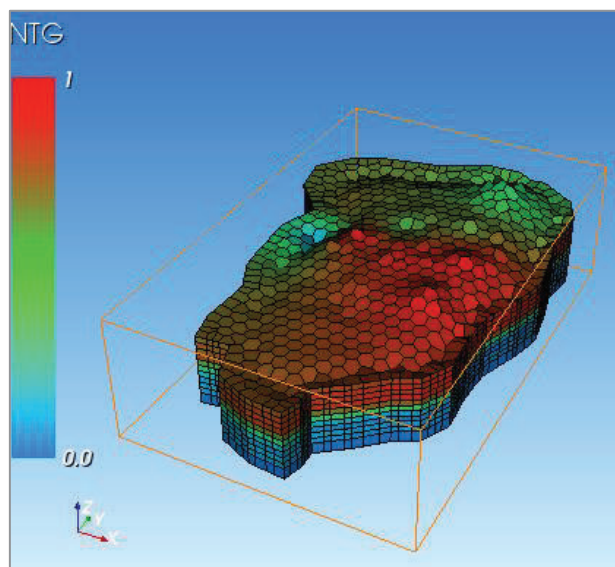


Gráfico 3.11 Modelo NTG U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Los gráficos de las propiedades de cada una de las areniscas modeladas se encuentran como Anexo 3.2.

3.3 MODELO DINÁMICO

El programa RUBIS es un simulador integral. Es decir, aparte de realizar el modelo estático se puede hacer los respectivos “Forecast” de producción.

La base de su construcción es basada en el modelo geológico descrito anteriormente. Además, fue complementado con la información de permeabilidad relativa, presión capilar, datos de completación, producción del campo, entre otros.

3.3.1 ESTUDIO PVT

Los datos del análisis PVT fueron tomados de las muestras de los pozos B-9 y B-2 en el Campo Singue, de las que se determinaron los parámetros como: presión de burbuja, factor volumétrico, relación de solubilidad, densidad del petróleo y demás. Estos valores fueron ingresados después de hacer las respectivas validaciones y correcciones de todas las curvas. Dicho proceso no es especificado a continuación ya que fue realizado por la empresa auspiciadora.

Análisis de núcleos: En ocasiones, las medidas de laboratorio resultantes generan errores en las curvas tanto de presión capilar como de permeabilidad relativa. Esto debido a que existe incertidumbre en la tensión interfacial y ángulo de contacto, por lo que es un parámetro que se puede modificar en el ajuste.

Presión capilar: La curva de presión capilar establece la distribución de los fluidos en el reservorio. Además, nos ayuda a señalar la zona de transición petróleo-agua a través del medio poroso. En la parte izquierda del Gráfico 3.12, nos muestra la saturación de agua irreductible 0.2, mientras que en la parte derecha nos indica la zona saturada de 100% de agua, la cual es considerada como el CAP. En el reservorio U superior se ocupó la misma curva de la U inferior, esto debido a la falta de información en esta arenisca. Inicialmente se ocupó las gráficas especificadas anteriormente, las cuales van a ser modificadas en el ajuste de historia del proyecto.

Permeabilidades relativas: Para el estudio se consideró los datos de permeabilidad relativa obtenidos del núcleo del pozo B-2 del Gráfico 3.13. Las curvas fueron suavizadas para no tener problemas de convergencia y optimizar los tiempos de corridas. Estos datos fueron ingresados en el módulo propiedades del modelo, los cuales indican la caracterización del movimiento de los fluidos.

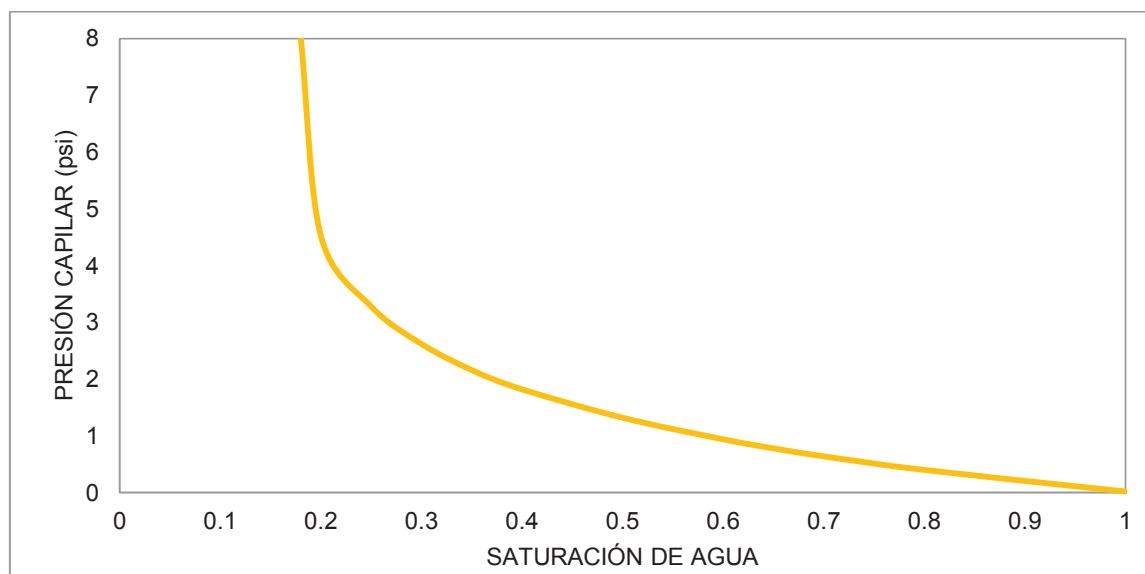


Gráfico 3.12 Curva de presión capilar arenisca U inferior.
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

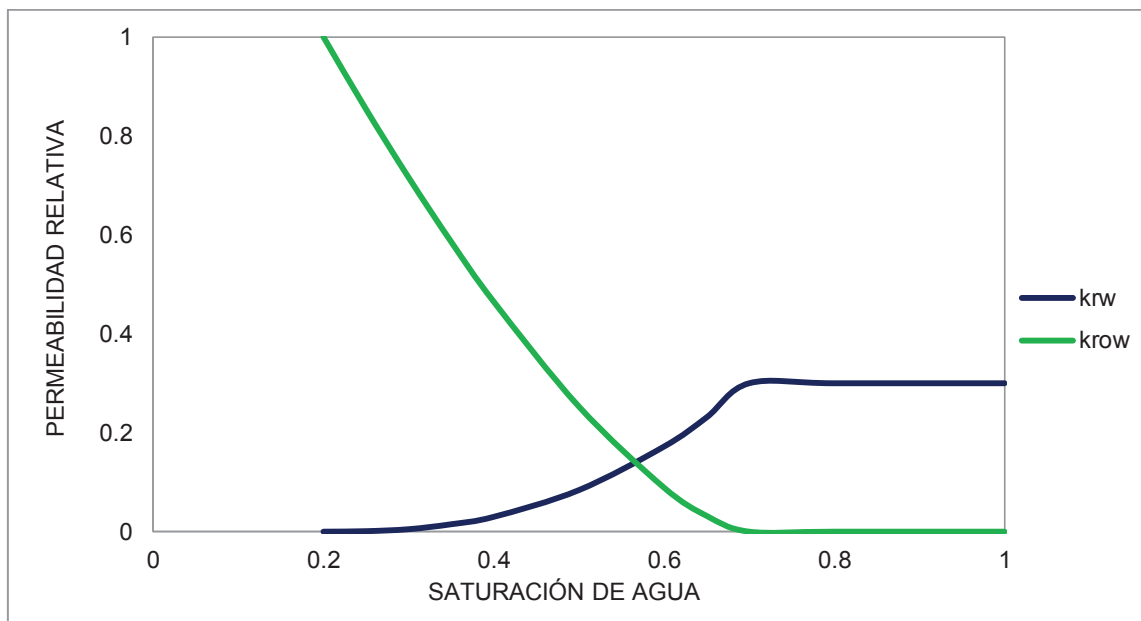


Gráfico 3.13 Curvas de permeabilidad relativa de la arenisca U inferior.
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.3.2 SCHEDULE

Los pozos del campo Singue constan de un historial de producción no continuo, y para muestra es el pozo A-1 en la arenisca U inferior. Este pozo fue perforado en el año 1991 por Petroproducción y cerrado en el año 1998. Luego fue re-perforado en el año 2013 por Gente Oil, y a partir de esa fecha tiene un historial continuo como los demás pozos.

Existen pocos eventos como se especifican en la Tabla 3.3, sin embargo no se tiene certeza del historial del primer período, ya que estuvo a cargo de Petroproducción y es información antigua. Los demás trabajos no fueron especificados por falta de información.

Tabla 3.3 Schedule del campo Singue.

FECHA	POZO	ARENISCA	EVENTO	INTERVALO
01/04/1991	A-1	U inferior	Perforación	10 pies
01/01/1998	A-1	U inferior	Squeeze	
01/01/2013	A-1	U inferior	Reperforación	5 pies
01/09/2013	B-2	T superior	Perforación	25 pies

01/11/2013	B-3	T superior	Perforación	30 pies
01/06/2014	B-4	T superior	Perforación	18 pies
23/01/2016	B-4	U inferior	Perforación	17 pies
01/08/2014	B-5	Hollín	Perforación	18 pies
01/06/2015	B-5	Hollín	Squeeze	
01/06/2015	B-5	T superior	Perforación	30 pies
01/10/2014	B-6	T superior	Perforación	56 pies
13/01/2016	B-6	U inferior	Perforación	18 pies
01/09/2014	B-7	U superior	Perforación	15 pies
01/09/2014	B-7	U superior	Squeeze	
01/12/2014	B-7	T superior	Perforación	26 pies
01/12/2014	B-9	T superior	Perforación	26 pies
01/01/2016	B-9	U inferior	Perforación	30 pies
01/03/2016	A-11	U media	Perforación	10 pies

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015

3.3.3 INICIALIZACIÓN

La inicialización del modelo dinámico se realizó en base a la saturación de cada fase y al gradiente de presión hidrostática basado en la profundidad de los contactos y la presión a una profundidad conocida. Al tratarse de un modelo simple, no requirió la necesidad de dividir en regiones debido al contacto inclinado. El cual afectara parcialmente el cálculo del POES.

3.3.4 AJUSTE DE HISTORIA

El pozo tomado en consideración es el A-1. Dicho pozo cuenta con un historial de producción considerable, datos estables y continuos de la arenisca U inferior en un período de tiempo aceptable para poder realizar el ajuste.

3.3.4.1 Reservorio U

El historial de producción de este yacimiento está enfocado en la arenisca U inferior. Para el ajuste histórico de dicha formación, se tomó en cuenta la incertidumbre del intervalo perforado en el pozo A-1, el tamaño del acuífero, permeabilidad vertical, y curvas de permeabilidad relativa.

El mecanismo de empuje es un acuífero activo de fondo, el cual fue ingresado con mayor fuerza en la parte oriental que en la occidental. El efecto fue corroborado por las interpretaciones de la correlación estructural, en donde se señala un CAP. inclinado. La permeabilidad vertical es un dato con el cual no se contó, por lo tanto fue utilizado para el ajuste en una relación de 1 a 100 con respecto a la permeabilidad horizontal.

En la curva de permeabilidad relativa, inicialmente se observó una carencia de agua en el modelo, para lo cual se incrementó la pendiente de la permeabilidad relativa correspondiente al agua. Con ello se logró mayor flujo de la misma cuando la saturación de su fase se incrementó.

El modelo fue ajustado solo de acuerdo a su historial de producción como se especifica en el Gráfico 3.14, ya que no existen datos confiables de presiones de fondo en el pozo para poder cotejarlo y solo se revisó que tenga un comportamiento normal. El porcentaje de error es menor a 10%.

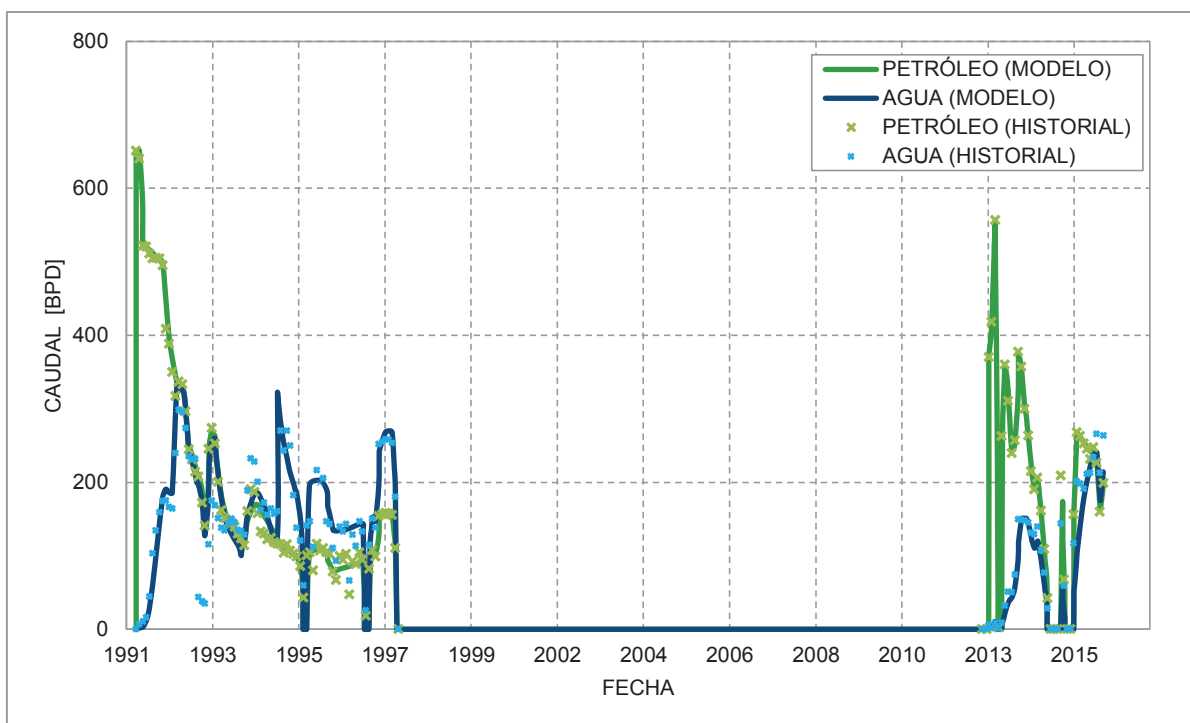


Gráfico 3.14 Ajuste de historia de la arenisca U inferior
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.3.5 PRONÓSTICOS

3.3.5.1 *U inferior*

Los siguientes escenarios fueron generados usando el ajuste histórico del modelo de simulación. Todos ellos formados para investigar el efecto de las nuevos pozos horizontales, verticales e inyección en las areniscas U y T.

El primer escenario es llamado “Caso Base”, Gráfico 3.15 y Gráfico 3.16, en el cual se proyecta el estado actual de la explotación de la arenisca U inferior. Además, éste caso es tomado como una referencia para su modificación y posterior creación de los diferentes escenarios a futuro. A enero del 2016, la arenisca cuenta con 1 pozo productor y 3 recompletaciones.

El Caso 2, Gráfico 3.17 y Gráfico 3.18, está compuesto por un nuevo pozo inyector I-2. La reinyección del nuevo pozo se la realiza en la arenisca U inferior. El modelo está programado para cerrarse cuando el caudal de petróleo descienda bajo los 50 BPD por pozo. Cabe recalcar que en este caso no existe ningún pozo productor adicional que modifique su caudal, repentina depleción u otras.

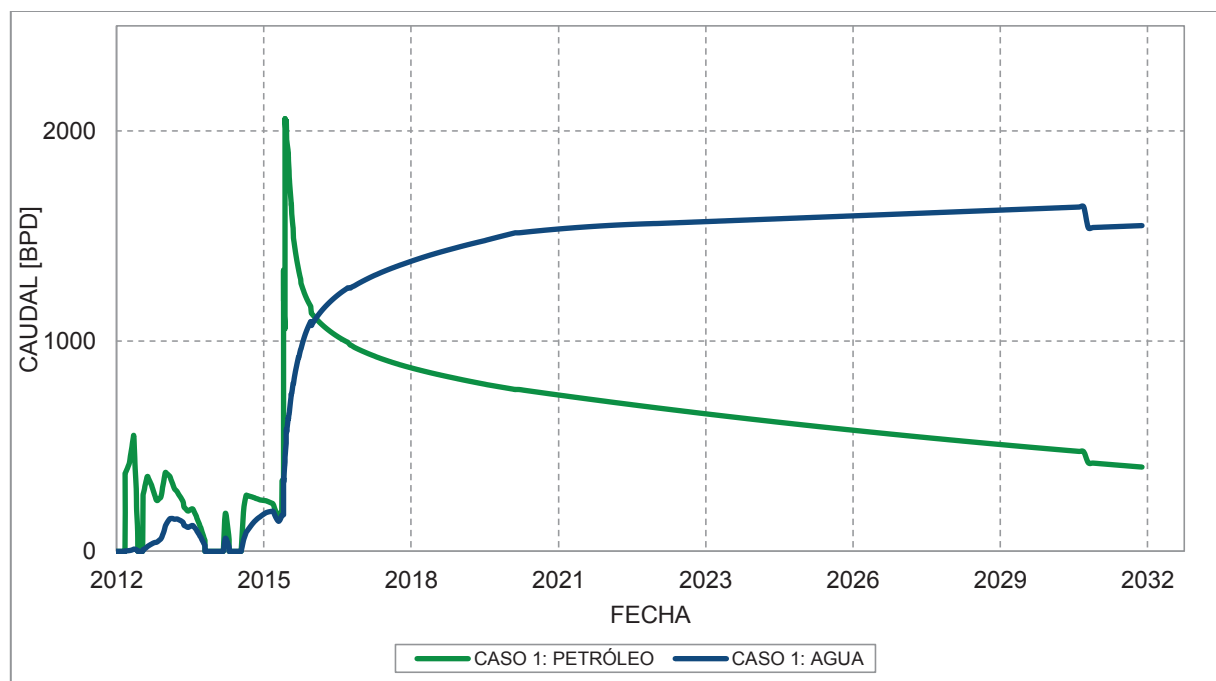


Gráfico 3.15 Caso Base: Caudal de Petróleo y Agua
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

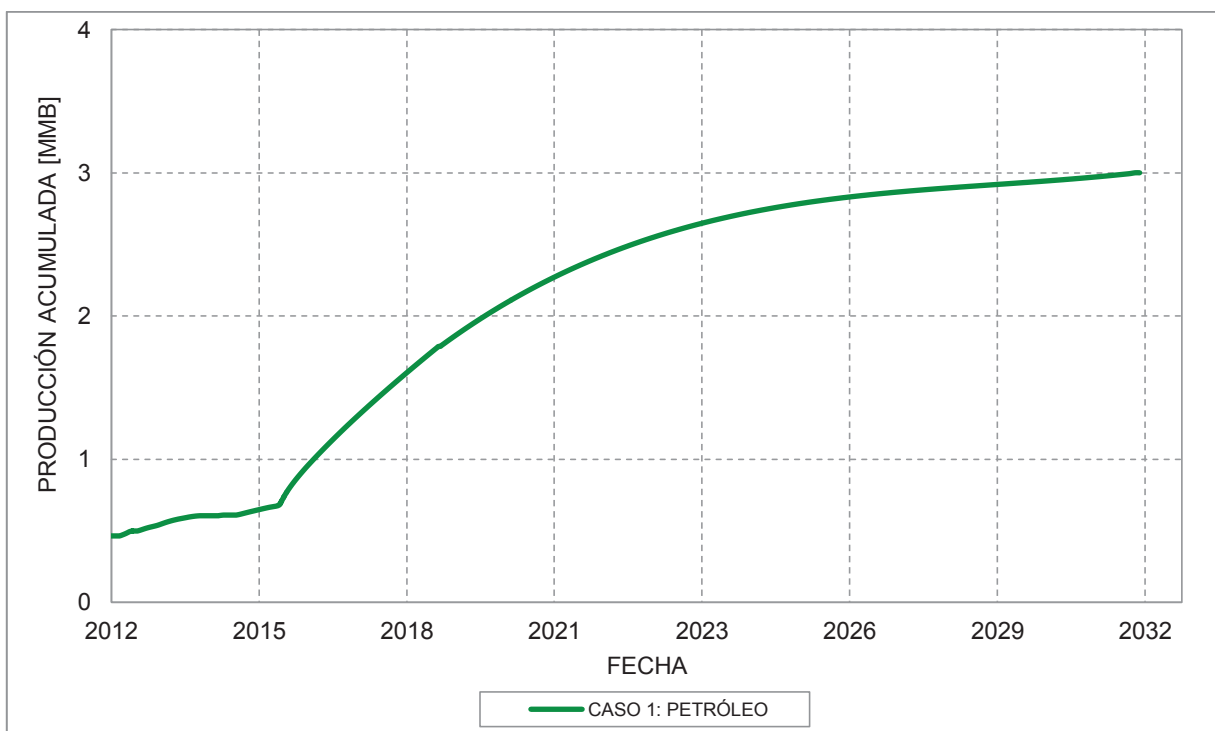


Gráfico 3.16 Caso Base: Producción acumulada
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

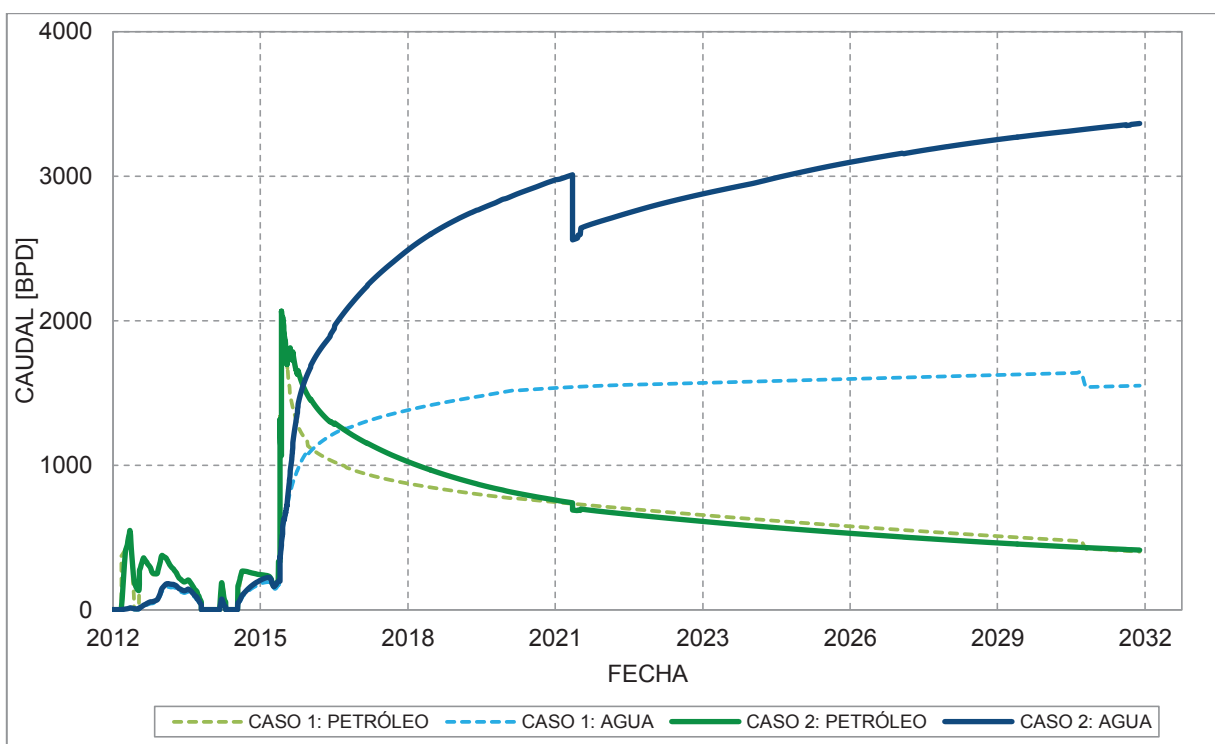


Gráfico 3.17 Caso 2: Caudal de Petróleo y Agua
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

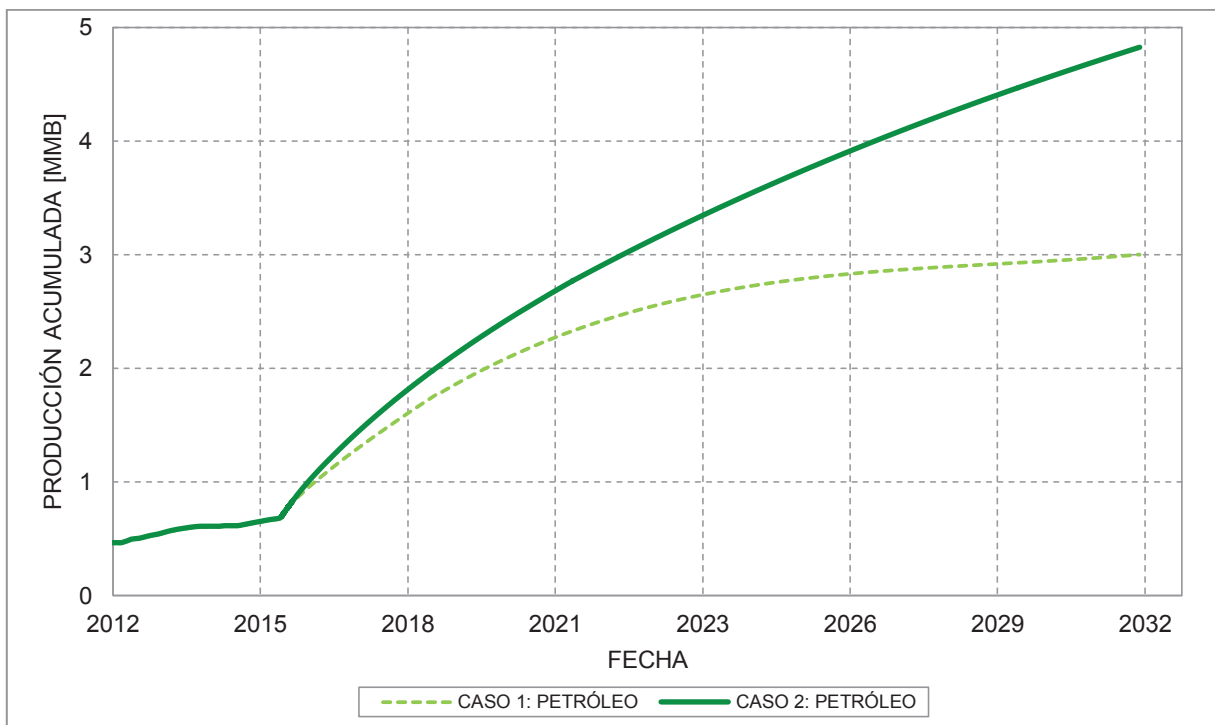


Gráfico 3.18 Caso 2: Producción acumulada
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.3.6 UBICACIÓN DE POZOS NUEVOS

La metodología para ubicar los pozos nuevos se basó en:

1. Reconocimiento de los puntos de mejor posición estructural basados en el mapa estructural de la arenisca U inferior.
2. Cálculo del radio de drenaje de los pozos perforados en la arenisca en cuestión, asumiendo un área de drenaje circular. En la Tabla 3.4. se indican los valores para cada pozo.

Tabla 3.4 Áreas de drenaje de la arenisca U inferior.

POZO	Petróleo acumulado [Bbl]	Factor volumétrico [Bbl/BF]	Porosidad	Saturación de agua	Espesor [pies]	Radio de drenaje [pies]	Área [m ²]
A-1	716,470	1.161	0.24	0.258	5	1292.49	487568
B-4	142,110	1.161	0.203	0.291	17	347.25	35193
B-6	81,500	1.161	0.201	0.283	18	255.39	19037
B-9	26,212	1.161	0.193	0.263	30	112.93	3722

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3. Realización del mapa de petróleo original en sitio en función del área del Gráfico 3.19, con el objetivo de obtener el espesor neto de petróleo de cada pozo y sus ubicaciones en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5 Ubicación de pozos propuestos

POZOS	X (m)		Y (m)	
Pozo V-1	357721,57		10017031,65	
Pozo V-2	357664,36		10017761,27	
Pozo V-3	357218,86		10017253,49	
Pozo V-4	357741,69		10018445,35	
Pozo V-5	357034,66		10018416,63	
	Inicio		Fin	
Pozo H-1	357725.79	357725.79	10017232.39	10016927.51
Pozo H-2	357664.46	357664.46	10017761.64	10018066.52
Pozo H-3	357386.57	357189.19	10017505.05	10017272.69
Pozo H-4	357264.31	357080.83	10018111.87	10018355.36

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

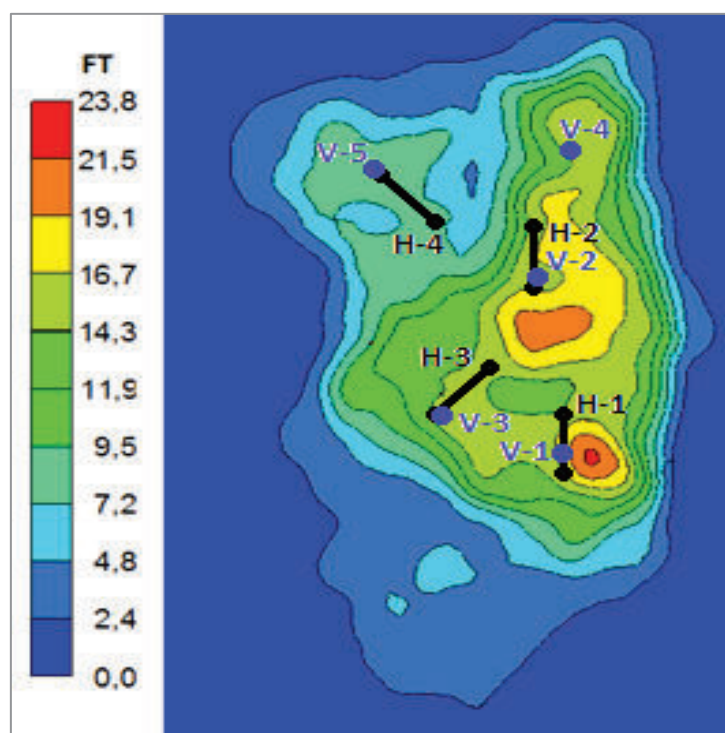


Gráfico 3.19 Espesores de saturación de petróleo
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4. Establecimiento de características petrofísicas de las zonas posibles de los pozos: porosidad y permeabilidad.
5. En el caso de los pozos horizontales se procede a localizarlos en la parte superior del reservorio para prevenir problemas de conificación o exceso por presencia de agua.

El Caso 3, Gráfico 3.20 y Gráfico 3.21, es el primero en introducir pozos productores. Siendo éstos, cuatro pozos horizontales perforados cada dos meses, comenzando el 1º de julio del 2016. El caudal máximo por pozo horizontal es de 2000 BPD. Asimismo, se mantiene la reinyección en la arenisca U inferior.

El Caso 4, Gráfico 3.22 y Gráfico 3.23, presenta cuatro pozos horizontales perforados cada dos meses, comenzando el 1º de julio del 2016 con un caudal máximo de 4000 BPD por pozo horizontal. Igualmente contiene las anteriores condiciones.

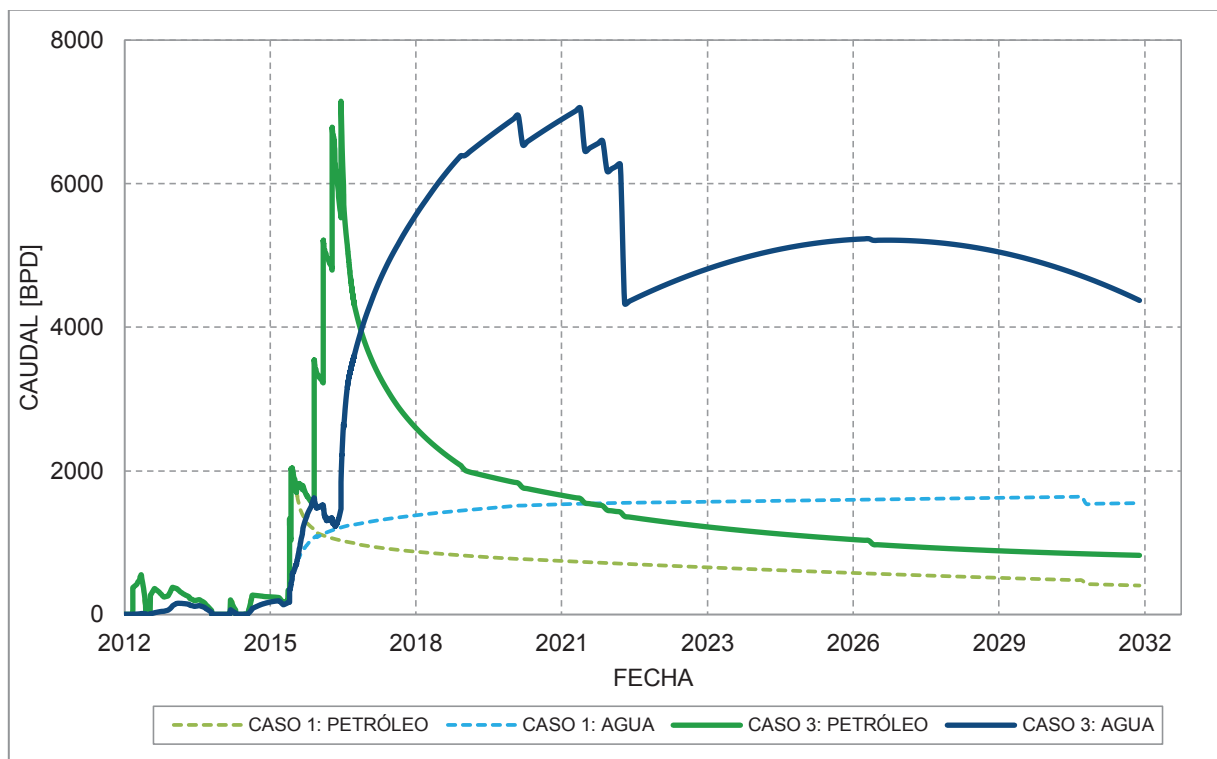


Gráfico 3.20 Caso 3: Caudal de Petróleo y Agua
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

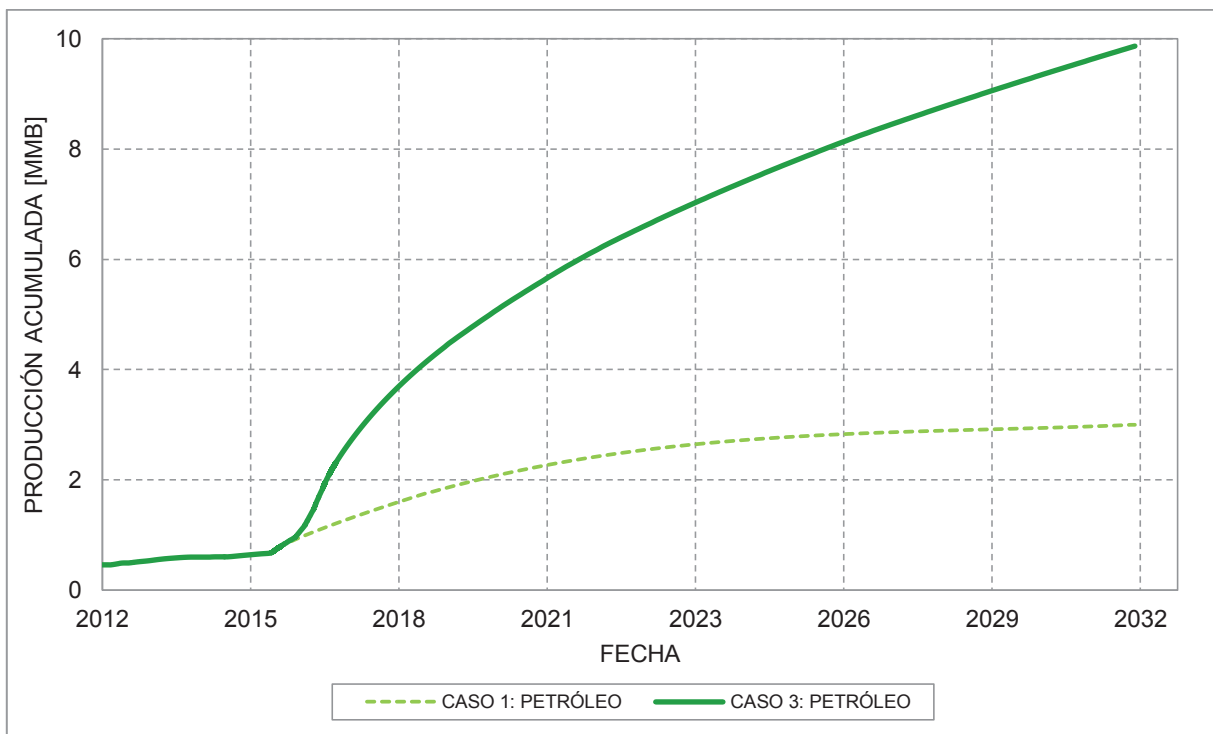


Gráfico 3.21 Caso 3: Producción acumulada
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

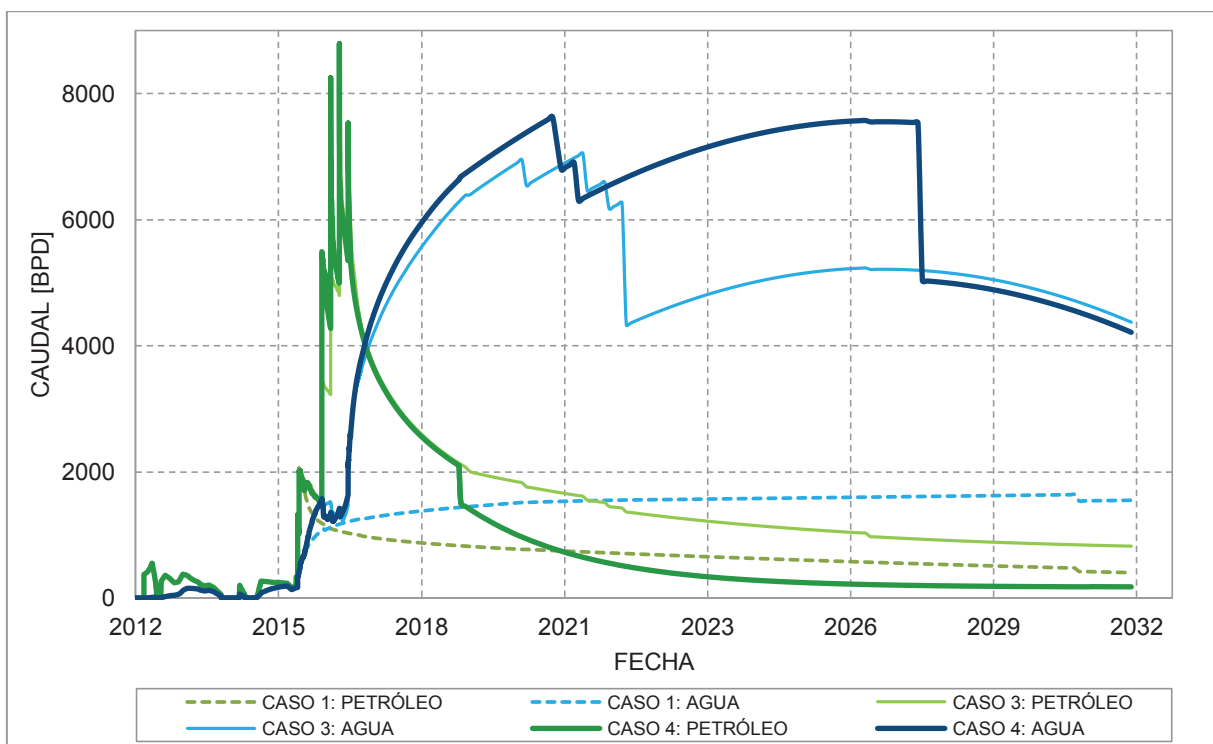


Gráfico 3.22 Caso 4: Caudal de Petróleo y Agua
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

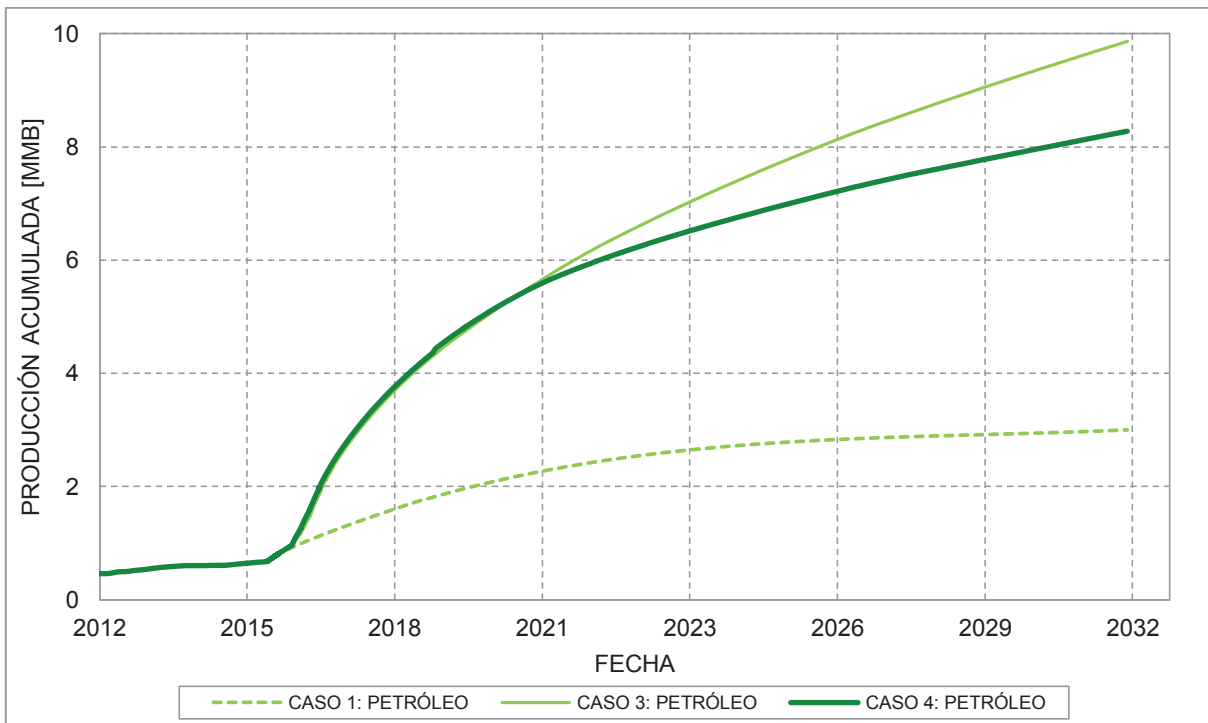


Gráfico 3.23 Caso 4: Producción acumulada
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

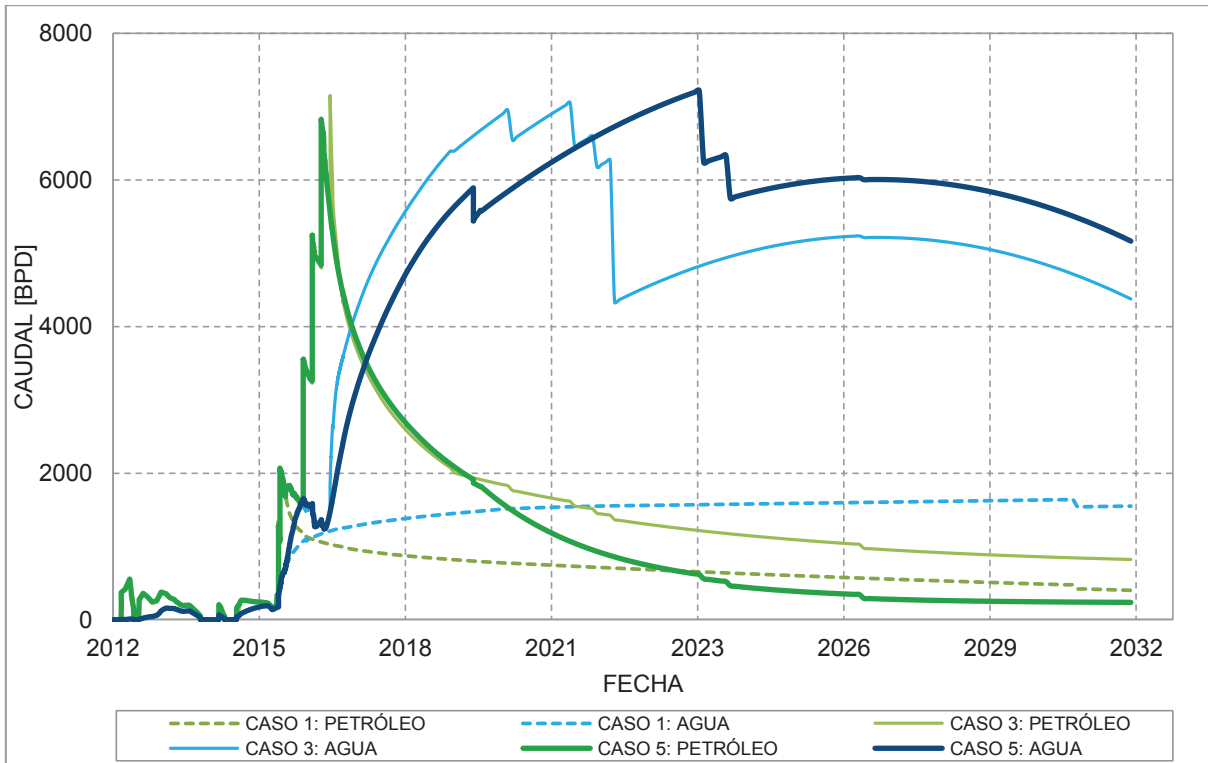


Gráfico 3.24 Caso 5: Caudal de Petróleo y Agua
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

El Caso 5, Gráfico 3.24 y Gráfico 3.25, se encuentra formado de tres pozos horizontales, los cuales son perforados cada dos meses, comenzando el 1º de julio del 2016. Estos involucran un funcionamiento por pozo horizontal con un caudal máximo de 2000 BPD. El pozo que se descarta es el H-4, debido a que el corte de agua inicial es de producción es muy alto y su tiempo de vida es muy bajo.

El Caso 6, Gráfico 3.26 y Gráfico 3.27, corresponde al escenario que se encuentra conformado por cinco nuevos pozos verticales. Ellos perforados cada dos meses, comenzando el 1º de julio del 2016. Éstos pozos verticales cuentan con un caudal máximo de 1500 BPD.

El Caso 7, Gráfico 3.28 y Gráfico 3.29, presenta una combinación de pozos horizontales y verticales. Un pozo horizontal al 1º de julio del 2016 con un caudal máximo de 2000 BPD y cuatro pozos verticales perforados cada dos meses. Estos pozos describen un caudal máximo de 1500 BPD.

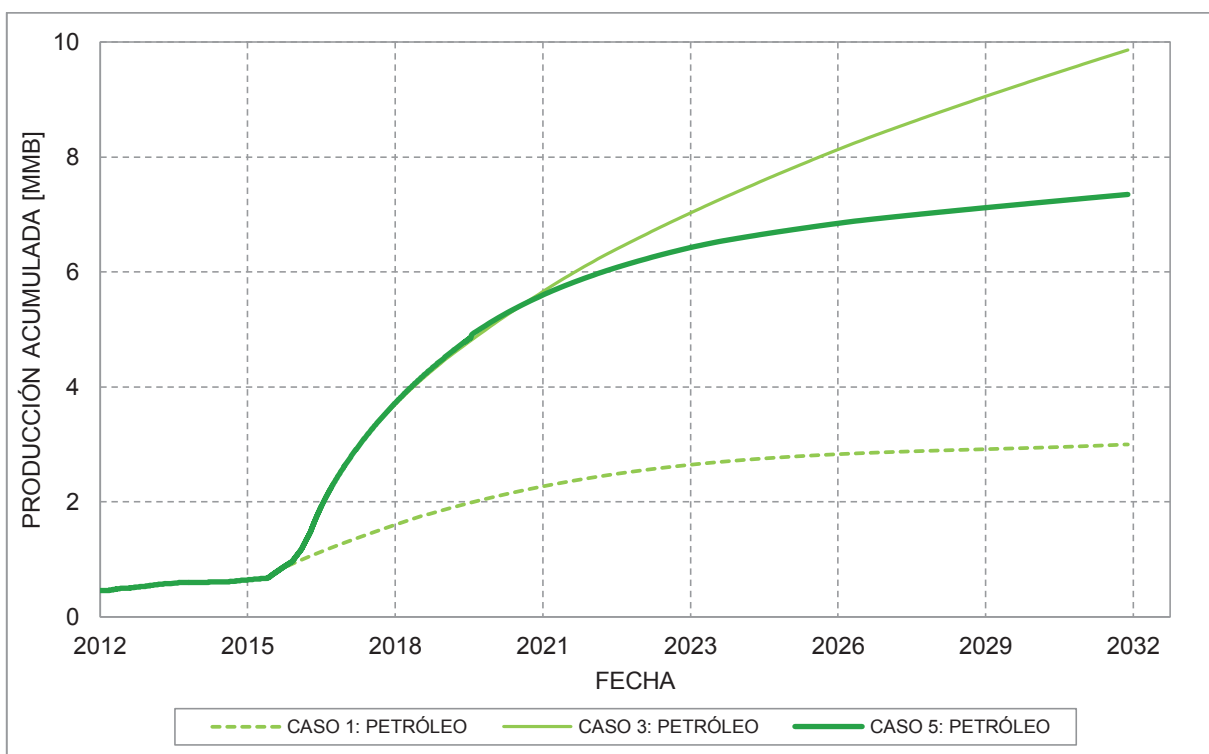
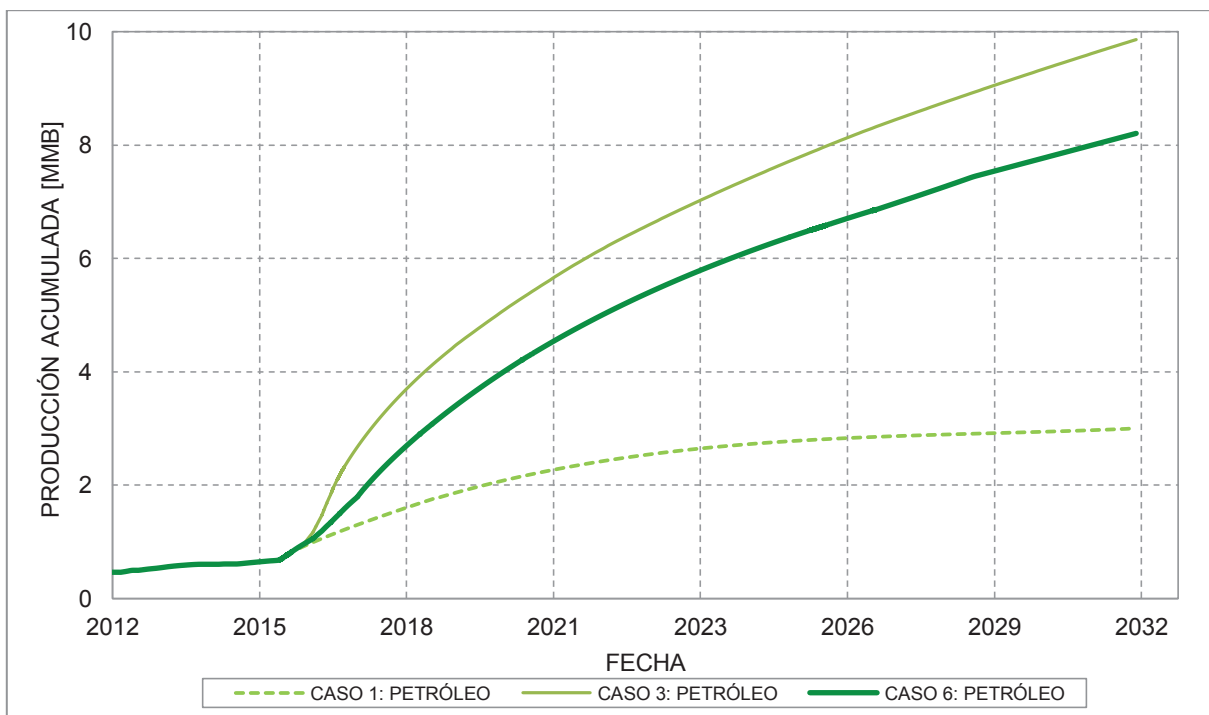
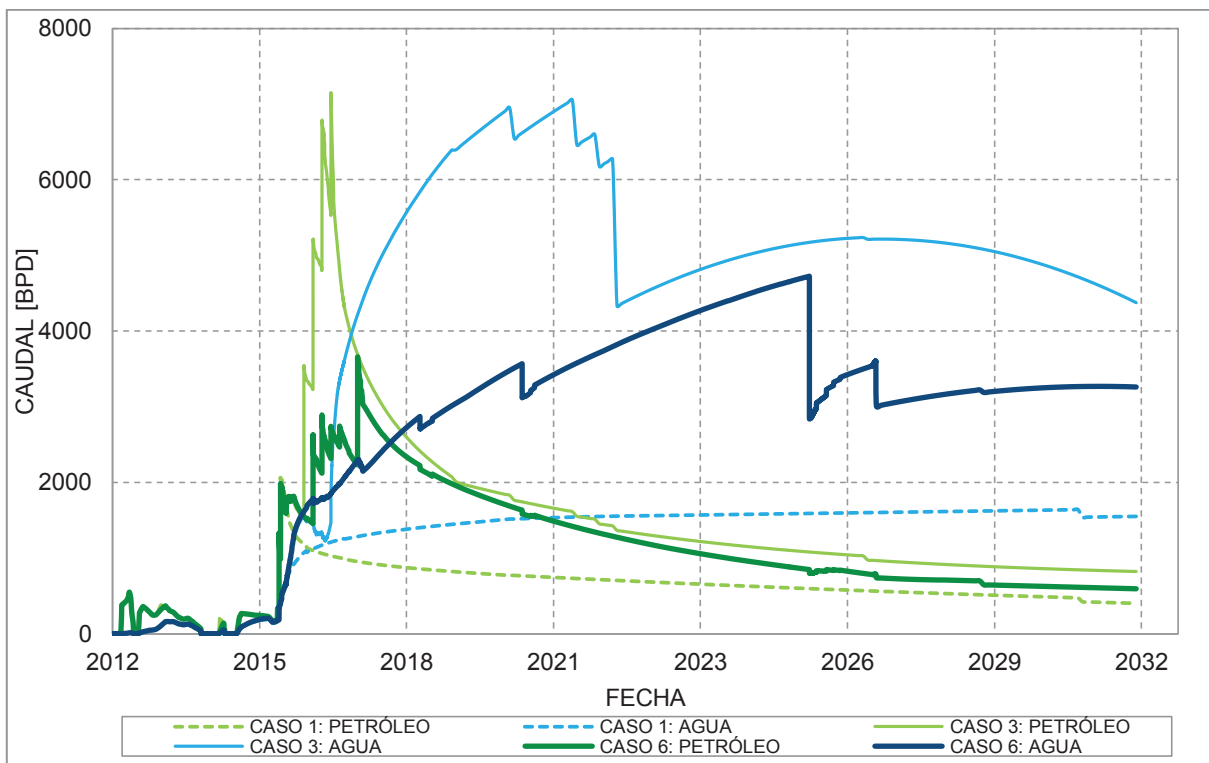


Gráfico 3.25 Caso 5: Producción acumulada
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio



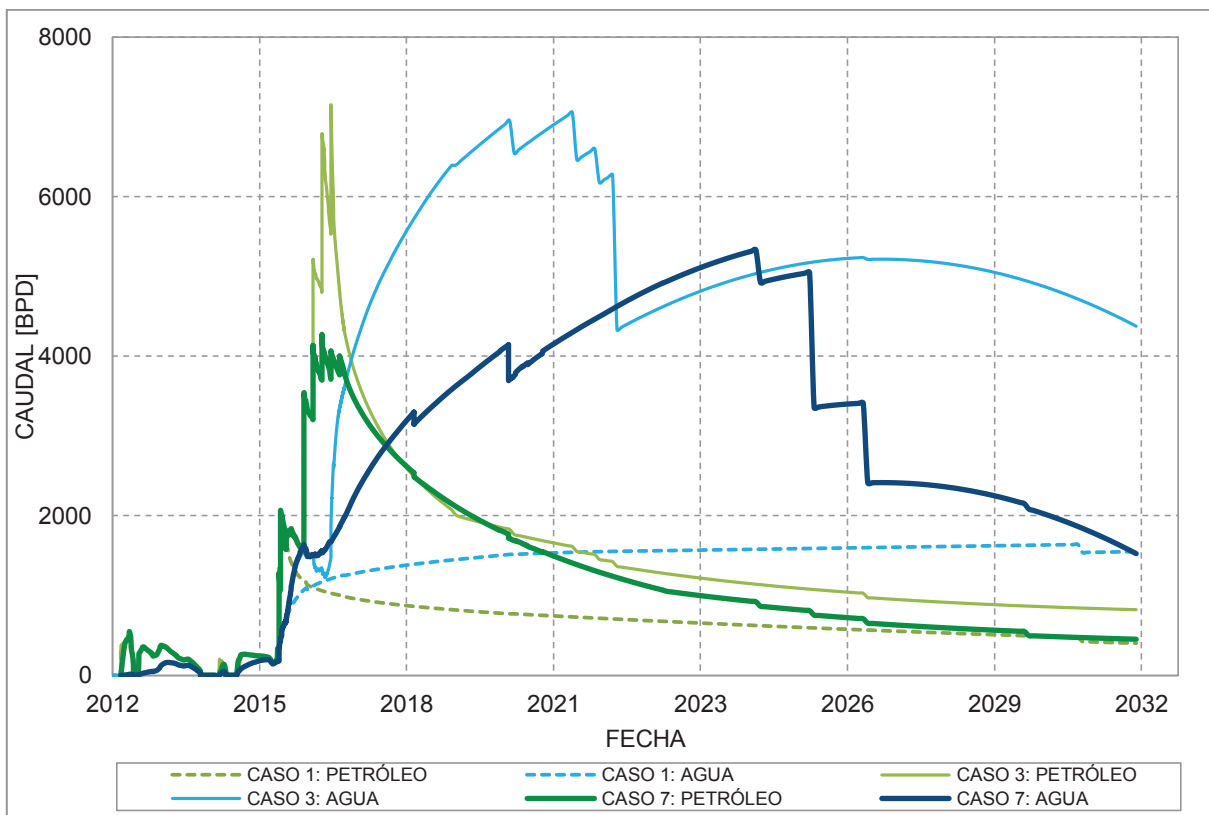


Gráfico 3.28 Caso 7: Caudal de Petróleo y Agua
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

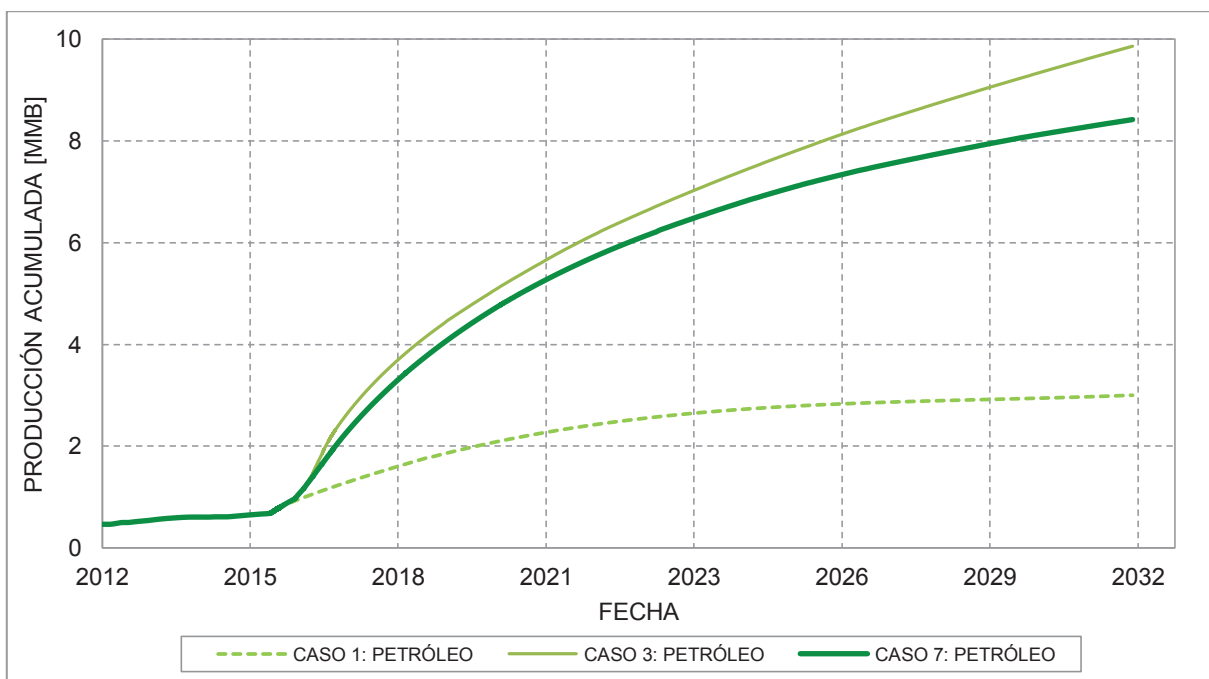


Gráfico 3.29 Caso 7: Producción acumulada
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

3.3.6.1 T Superior

Las curvas de declinación permiten tener información rápida y confiable sobre las expectativas de producción y se ha demostrado que muchos pozos en el oriente ecuatoriano tienen comportamiento exponencial en sus etapas iniciales de declinación, provocando predicciones muy conservadoras de la vida productiva del mismo, que no reflejan la realidad del campo, por lo que se recomienda que su análisis sea realizado con una declinación hiperbólica.

En el reservorio T superior se determina que la declinación hiperbólica con un coeficiente de $b = 0,5$ es la adecuada para el campo Singue Gráfico 3.30 y Gráfico 3.31, ya que se tiene un buen historial de producción de los actuales pozos en éste yacimiento. (Mendoza, 2004)

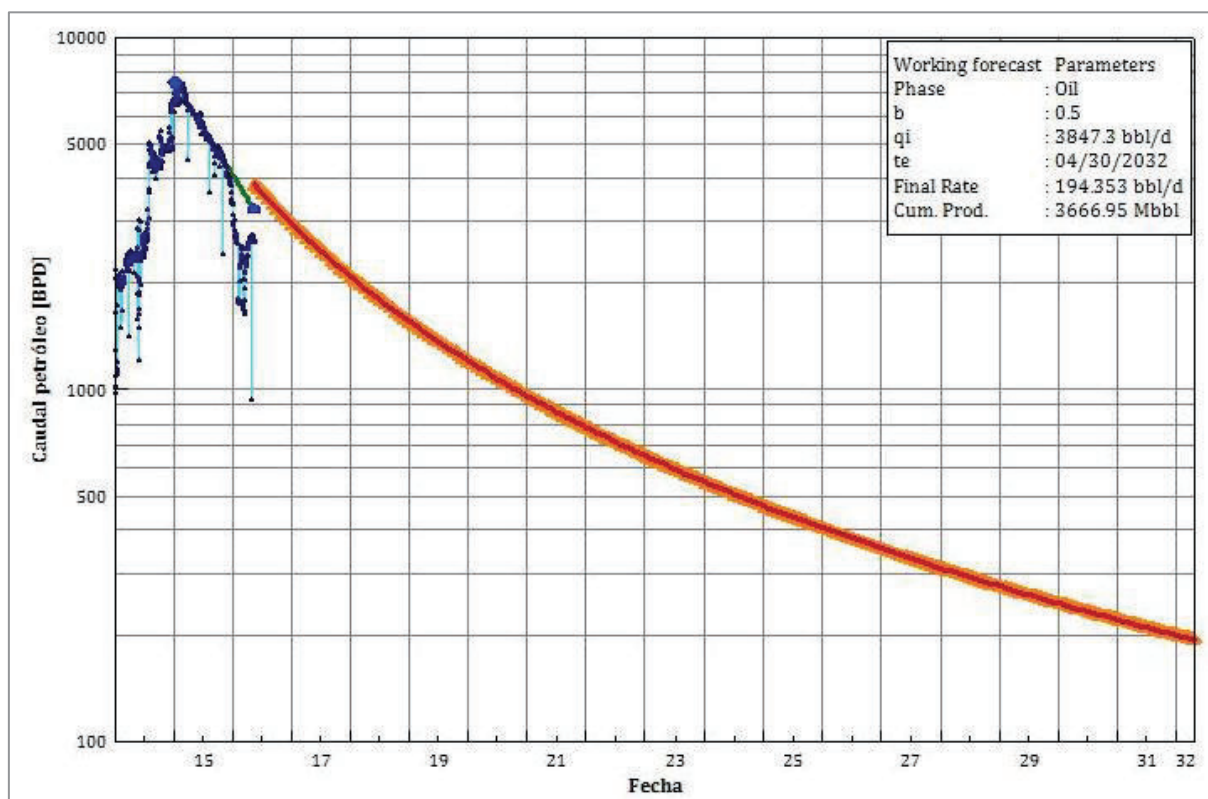


Gráfico 3.30 Arenisca T: declinación de producción
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

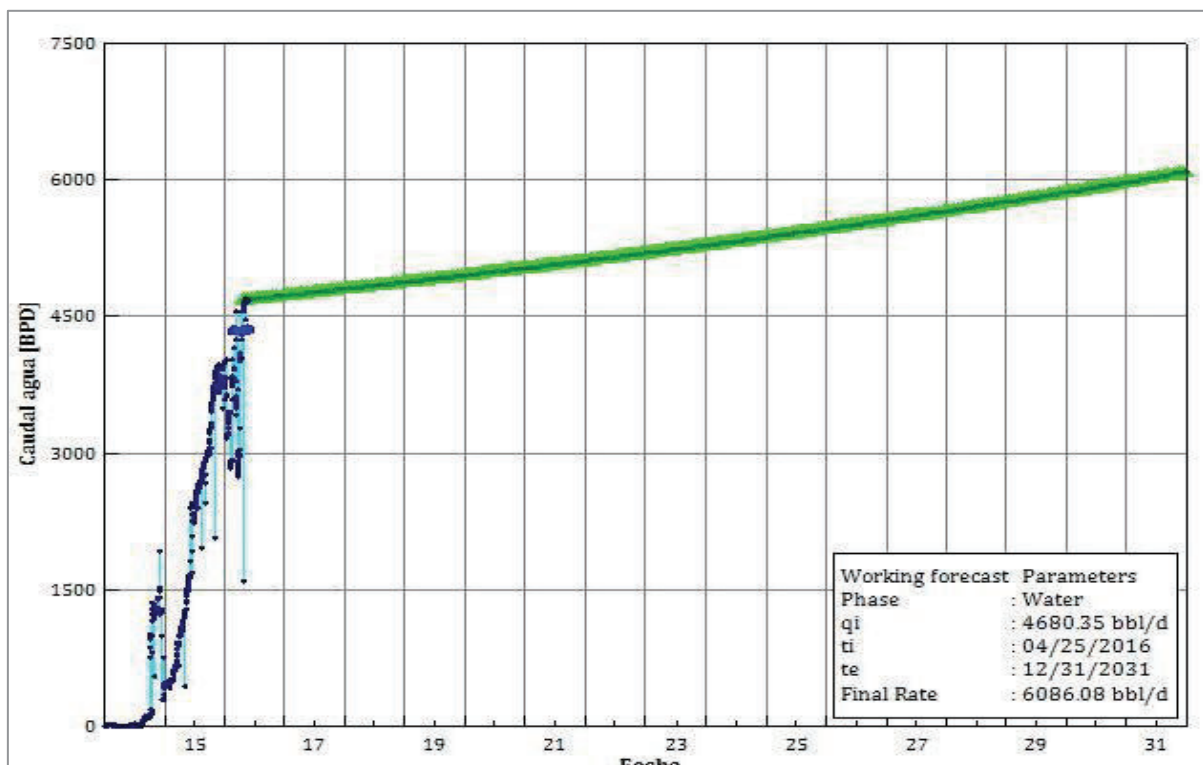


Gráfico 3.31 Arenisca T: declinación de agua
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

La simulación dinámica del reservorio U inferior y la declinación de producción de T superior, nos entregan el resumen de predicción indicado en la Tabla 3.6, Tabla 3.7 y Tabla 3.8 considerando la producción de los dos principales yacimientos del campo Singue. Se debe notar que no se considera el desarrollo del yacimiento U superior, que en la simulación estática indicó importante presencia de hidrocarburos.

Tabla 3.6 POES por arenisca del campo Singue

YACIMIENTO	POES (MM Bbl)
U superior	8.82
U inferior	25.70
T superior	18.88
TOTAL	53.40

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 3.7 Predicción de producción del campo Singue

YACIMIENTO	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
	PETRÓLEO ACUMULADO (MM Bbl)						
U inferior	3	4.83	9.86	8.28	7.35	8.21	8.42
T superior	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
TOTAL (MM Bbl)	11.7	13.53	18.56	16.98	16.05	16.91	17.12

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 3.8 Recobro del campo Singue

YACIMIENTO	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7
	FACTOR DE RECOBRO (%)						
U inferior	12	19	38	32	29	32	33
T superior	46	46	46	46	46	46	46
TOTAL	29	32.5	42	39	37.5	39	39.5

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

En el presente capítulo se plantea la simulación de los pozos de producción para los tres escenarios de desarrollo que entregaron los mayores factores de recobro siendo éstos los casos 3, 4 y 7. Además de ello también se modelan los casos 1 y 2 debido a que son las situaciones actuales de operación del campo, para entregar a la compañía una optimización de la situación existente así como también encontrar posibles cuellos de botella.

Se presentan los gráficos de sensibilidades de los parámetros cuyo efecto mostro algún cambio en la productividad de los pozos.

4.1 ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 1”

El análisis nodal de los correspondientes pozos y bombas instaladas en cada uno de ellos se lo realiza en base a las condiciones actuales de producción y operación, como resultados se obtienen los problemas que existen en el sistema, que impiden mayor productividad y eficiencia en la producción del campo. Además de ello se realiza dos propuestas para la empresa operadora, la primera modificando las instalaciones existentes, cuando las condiciones lo permiten y la segunda proponiendo un rediseño de las mismas.

4.1.1 ANÁLISIS POZO B-2

Tabla 4.1 Test Point B-2

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	PIP (psia)	Pwf corregida (psia)
1761.10	846.06	915.06	1313	1389.65

Tabla 4.2 Datos de Producción B-2

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
T Superior	D1750N	52	26.8	284	60	60

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

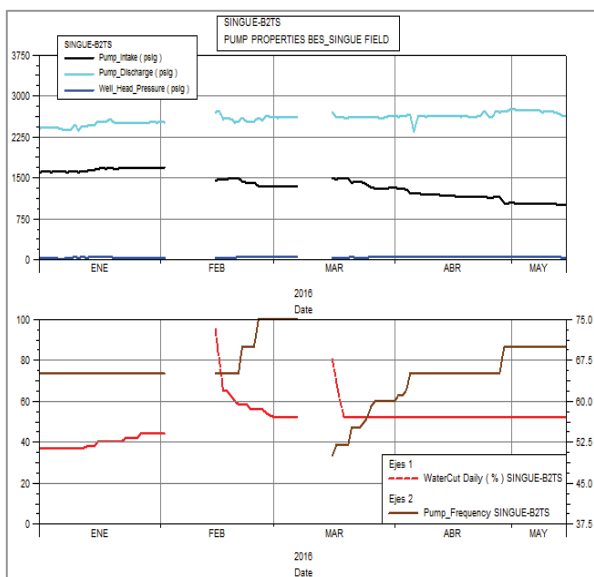


Figura 4.1 Historial de parámetros BES B-2

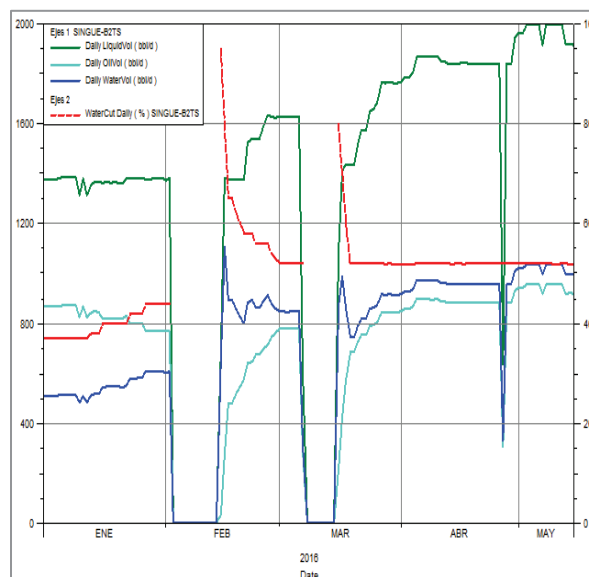


Figura 4.2 Historial de producción B-2

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd.,2015.

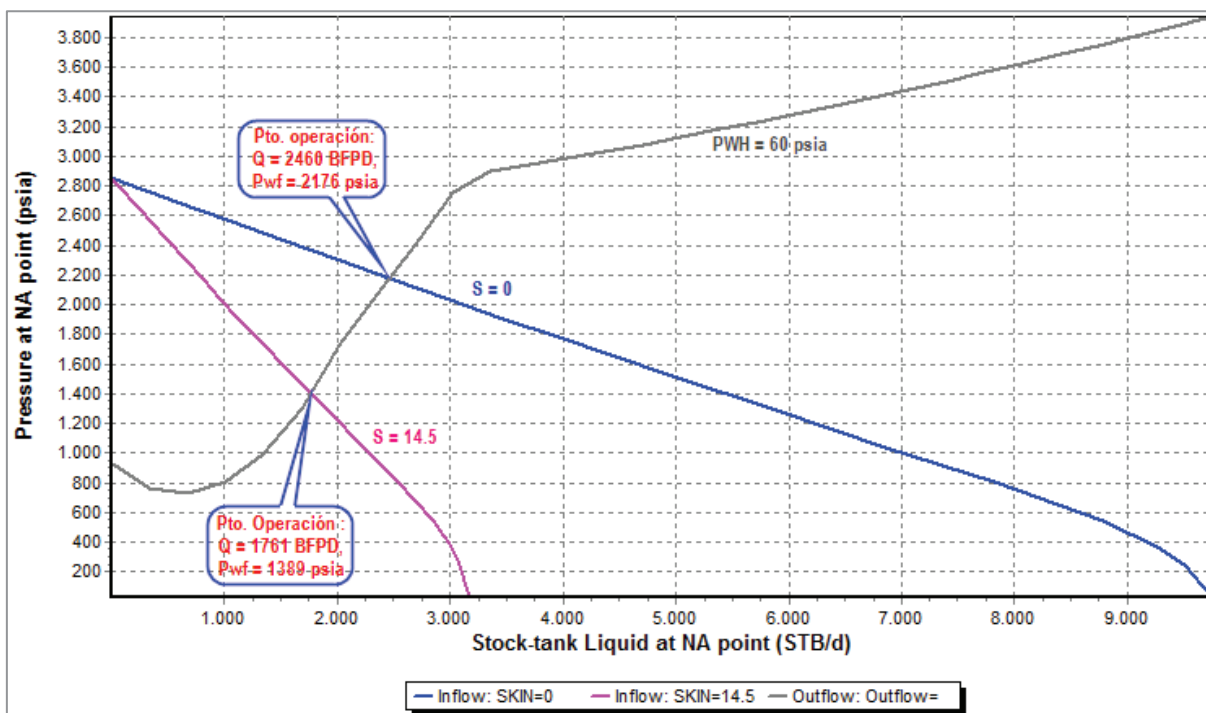


Gráfico 4.1 Análisis nodal B-2

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

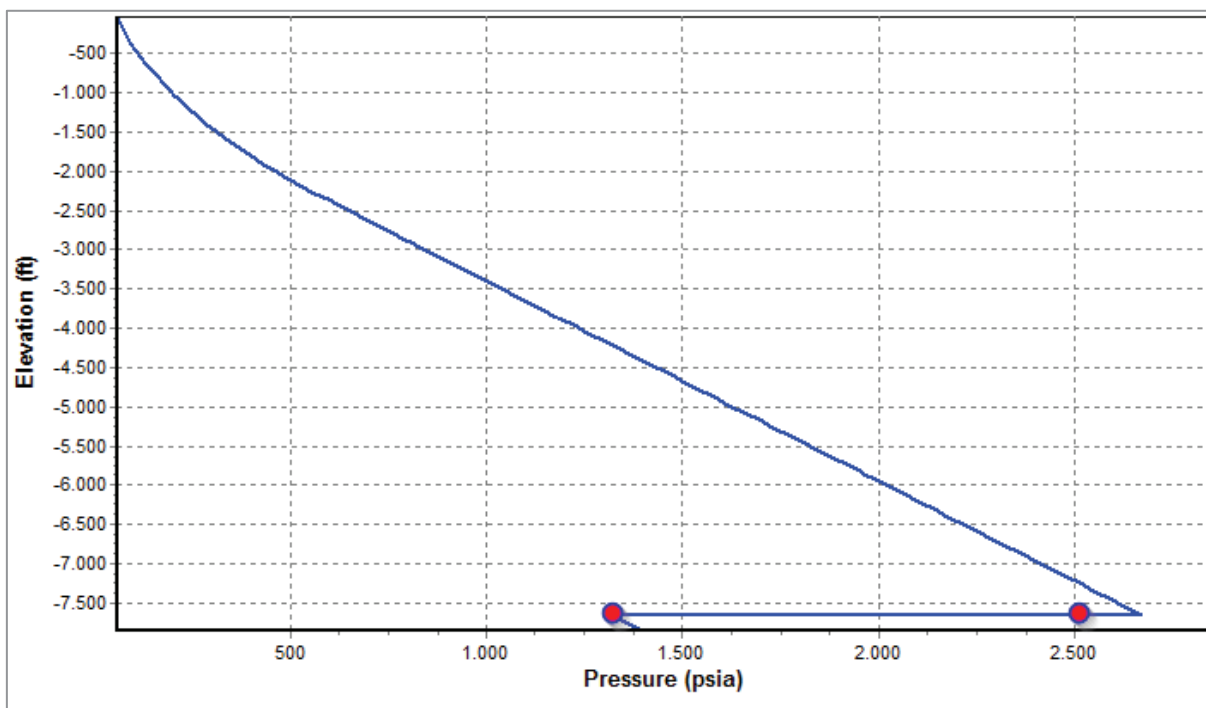


Gráfico 4.2 Perfil de Presión-profundidad B-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

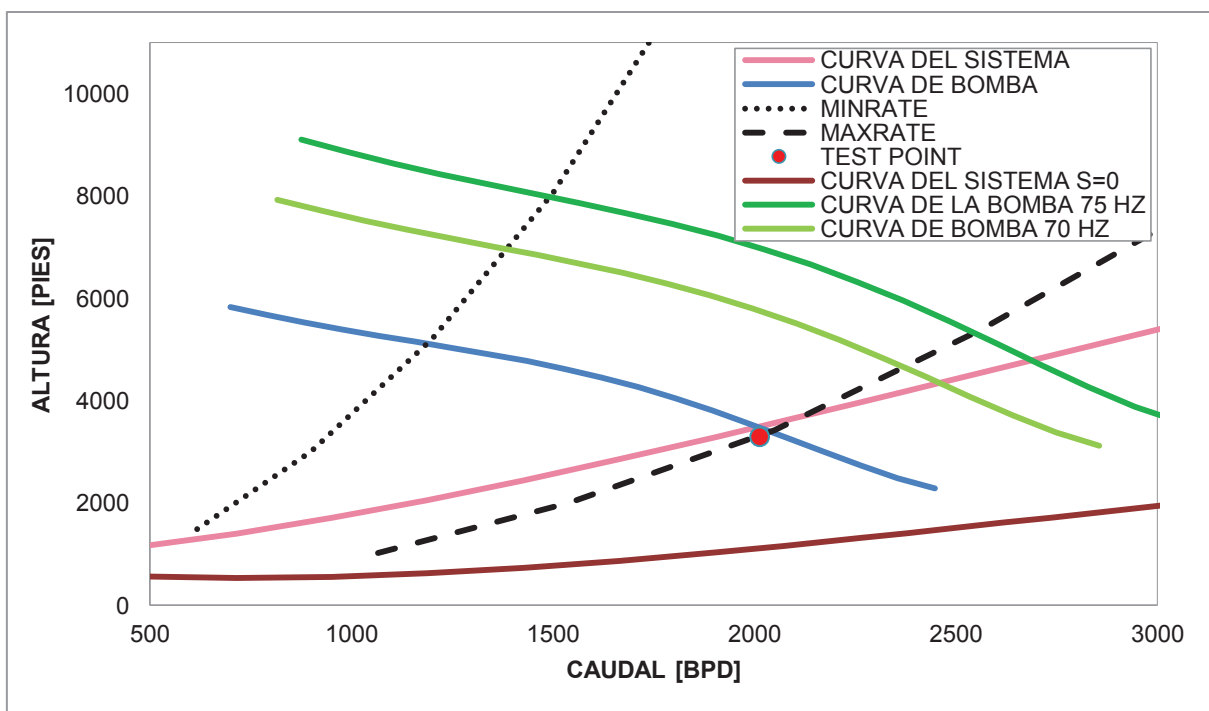


Gráfico 4.3 Análisis nodal de bomba B-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

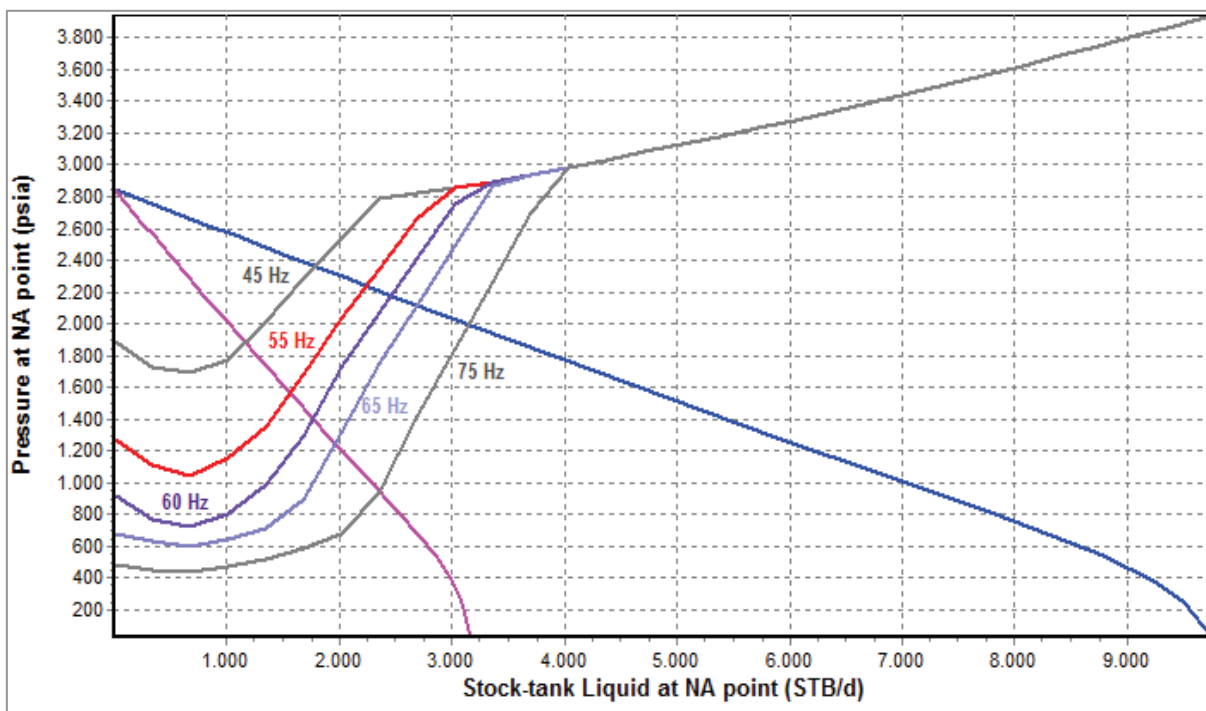


Gráfico 4.4 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.3 Análisis y resultados B-2

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B - 2	NODAL	El punto operativo es 1760 BFPD y 1390 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto coincide con el modelo a sus condiciones actuales.	El pozo se encuentra con un daño aproximado de 14.
	HISTORIAL BES	Se indica una WHP normal, la PIP disminuye proporcionalmente al aumento de frecuencia y un BSW constante.	No hay presencia de escala ni obstrucciones de acuerdo a su comportamiento.
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El ΔP que genera la bomba en el modelo es aproximadamente el mismo que el real.	No existe evidencia de obstrucciones en la bomba.
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra dentro del rango de la unidad en las condiciones actuales del pozo, pero si se elimina el Daño, la bomba estaría sub-dimensionada.	Bomba sub-dimensionada, debido a la inyección de agua.
		El punto actual de operación se encuentra en el límite Upthrust.	El punto de operación actual no indica presencia de escala en la unidad de bombeo.

SENSIBILIDADES	La sensibilidad de tubing no indica variación importante en la producción.	No se recomienda el cambio de tubing
	De acuerdo al análisis de bomba, si es posible realizar una sensibilidad de frecuencia para la actual unidad .	El valor máximo al que se puede elevar la frecuencia es 70 Hz.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.4 Propuesta del análisis B-2

	PROPUESTA	OBSERVACIONES
SINGUE B - 2	Diseñar la bomba de acuerdo a las condiciones actuales del pozo y eliminar el daño de formación.	

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

La propuesta de rediseñar la bomba considera incrementar la producción del pozo hasta 2500 BFPD a una Pwf de 2200 psia aproximadamente, después de realizarse un trabajo para la eliminación del Daño de formación, lo que daría como resultado un aumento neto de producción de petróleo de 355 BPPD.

4.1.2 ANÁLISIS POZO B-3

Tabla 4.5 Test Point B-3

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	PIP (psia)	Pwf corregida (psia)
1591.16	573.41	1017.75	2041	2320

Tabla 4.6 Datos de Producción B-3

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
T Superior	D1150N	64	26.2	284	70	120

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

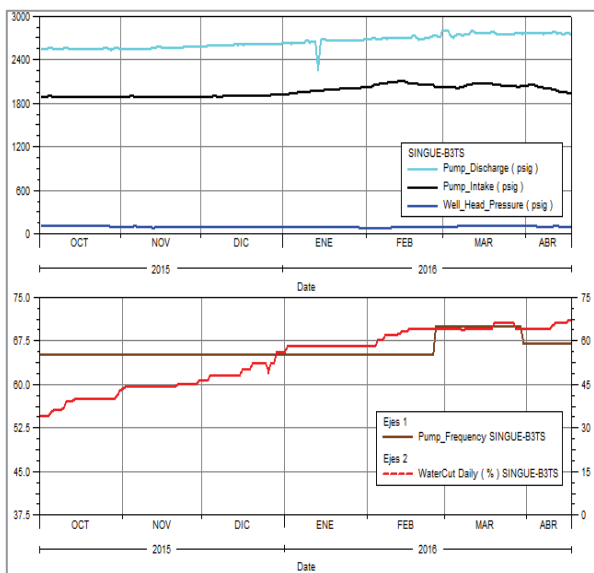


Figura 4.3 Historial de parámetros BES B-3

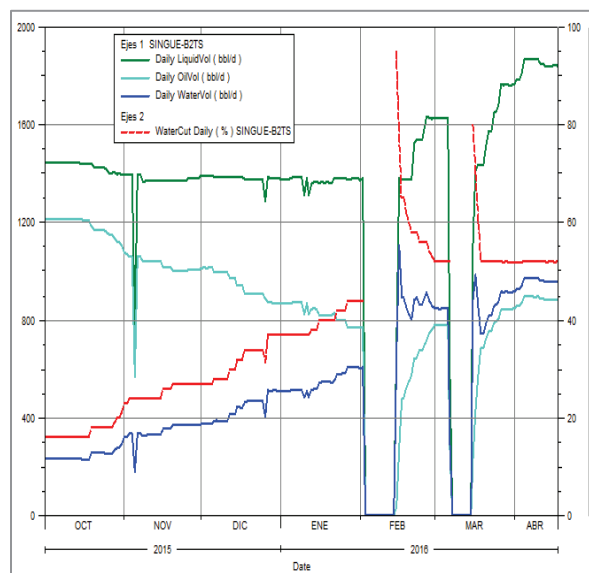


Figura 4.4 Historial de producción B-3

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

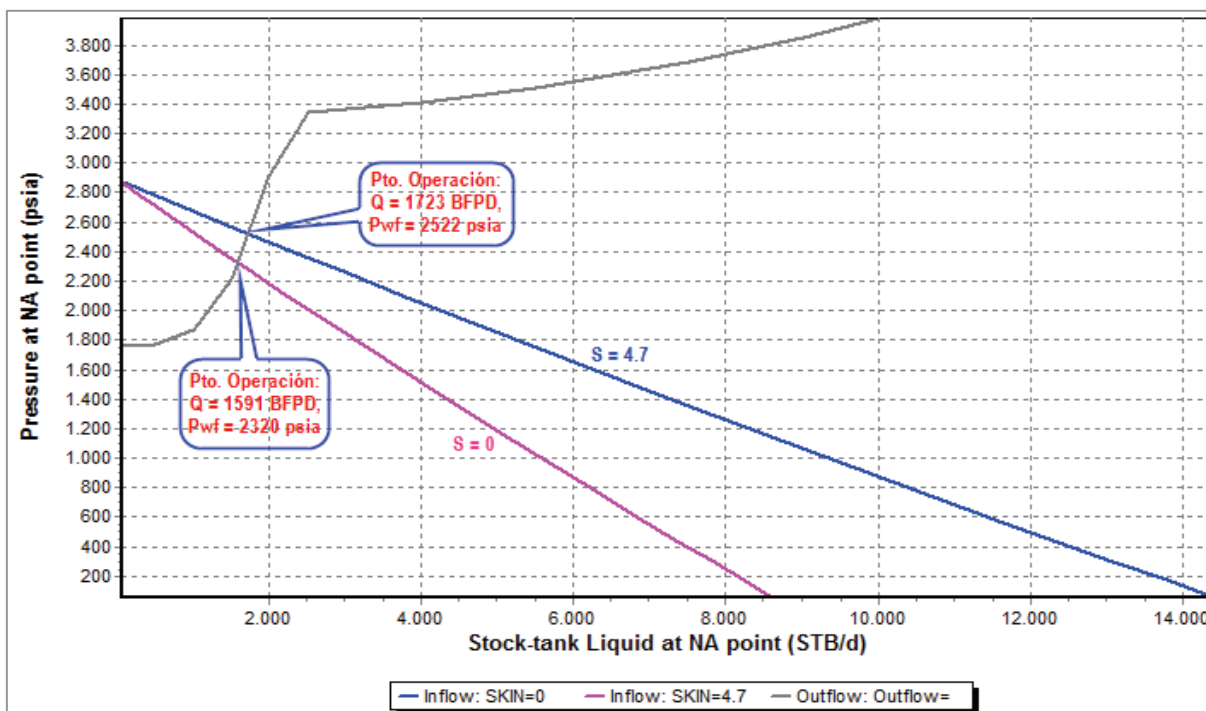


Gráfico 4.5 Análisis nodal B-3

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

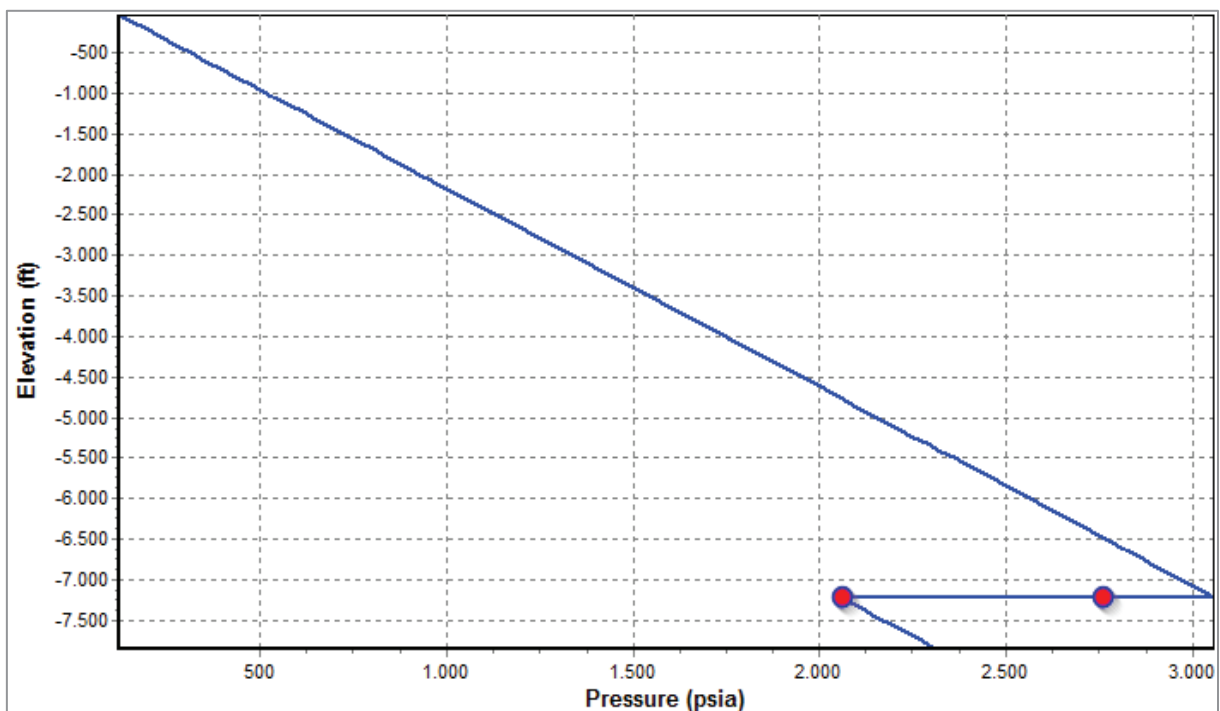


Gráfico 4.6 Perfil de Presión-profundidad B-3
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

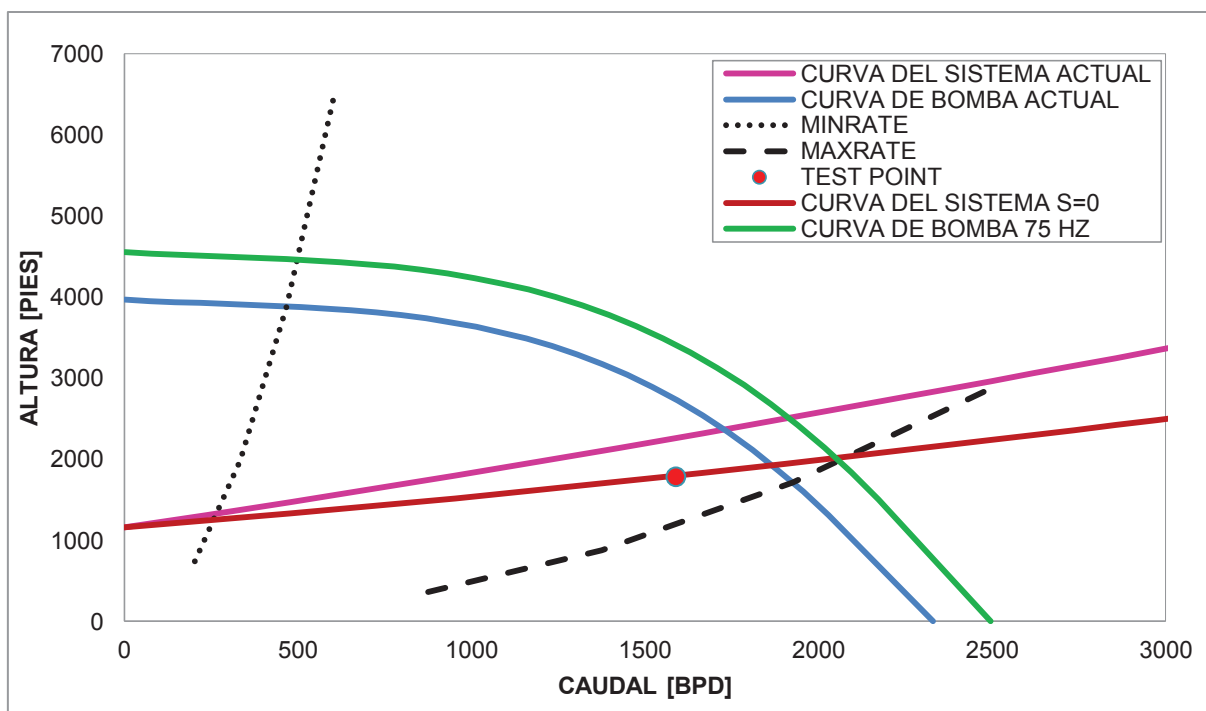


Gráfico 4.7 Análisis nodal de bomba B-3
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

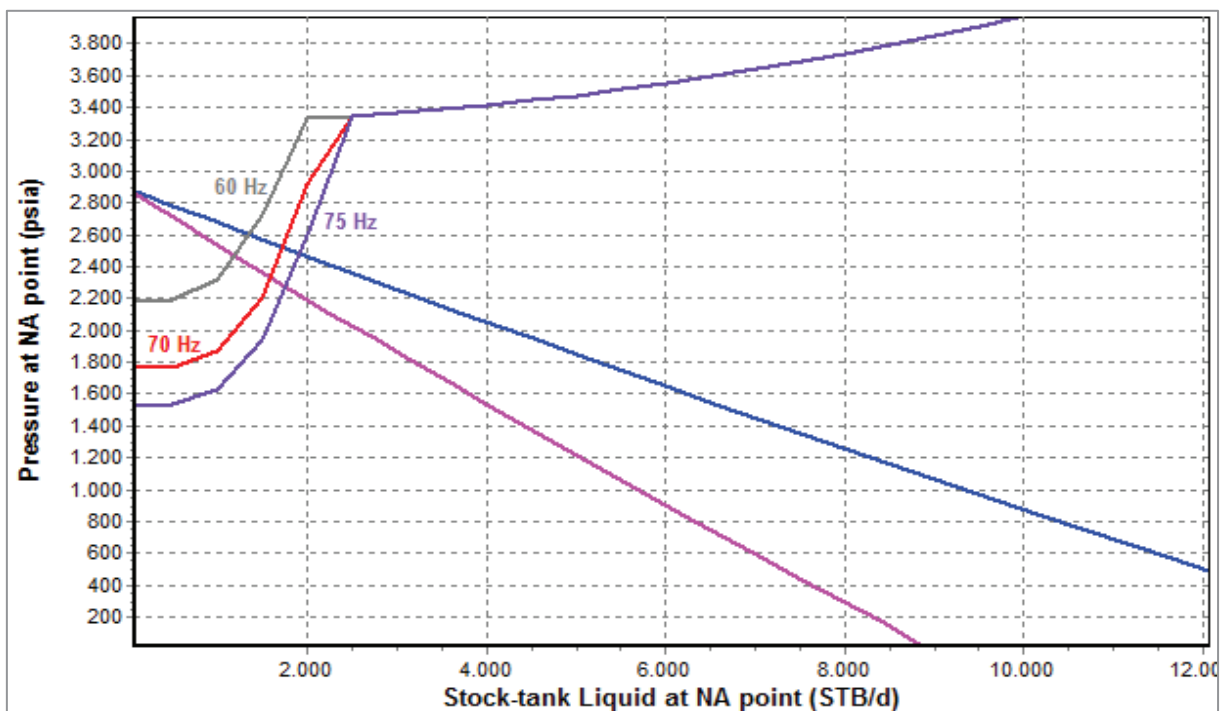


Gráfico 4.8 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-3
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.7 Análisis y resultados B-3

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B - 3	NODAL	El punto operativo es 1590 BFPD y 2320 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto coincide con el modelo a sus condiciones actuales.	El pozo se encuentra con un daño aproximado de 4.5
	HISTORIAL BES	Se indica una WHP normal, la PIP disminuye proporcionalmente al aumento de frecuencia y un BSW incrementándose.	El comportamiento es normal, lo cual no indica obstrucciones en la bomba.
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El ΔP que genera la bomba en el modelo difiere con el real.	Existe evidencia de obstrucciones y escala en la bomba.
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra dentro del rango de la unidad tanto en las condiciones actuales del pozo como cuando se encuentre sin daño de formación. El punto actual de operación se encuentra cercano al límite Upthrust.	Dimensionamiento de la bomba correcto. El punto de operación actual indica presencia de escala y obstrucciones en la unidad de bombeo.

SENSIBILIDADES	La sensibilidad de tubing no indica variación importante en la producción.	No se recomienda el cambio de tubing
	De acuerdo al análisis de bomba, si es posible realizar una sensibilidad de frecuencia.	Se puede elevar la frecuencia hasta 75 Hz (Máximo recomendable para bombas BES)

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.8 Propuesta del análisis B-3

	PROPUESTA	OBSERVACIONES
SINGUE B-3	Realizar un trabajo para eliminar el Daño de formación.	Se obtiene un incremento de producción de 137 BFPD, con la actual bomba.
	Incrementar la frecuencia hasta 75 Hz, sin remediar el Daño de formación.	Se obtiene un incremento de producción de 158 BFPD, en las actuales condiciones del pozo.
	Incrementar la frecuencia hasta 75 Hz y eliminar el Daño de formación.	Se obtiene un incremento de producción de 325 BFPD, lo que corresponde a 117 BPPD.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

4.1.3 ANÁLISIS POZO B-4

Tabla 4.9 Test Point B-4

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	PIP (psia)	Pwf corregida (psia)
1381.84	608.56	773.28	2708	2756.88

Tabla 4.10 Datos de Producción B-4

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
U inferior	D1750N	56	23.1	180	50	95

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

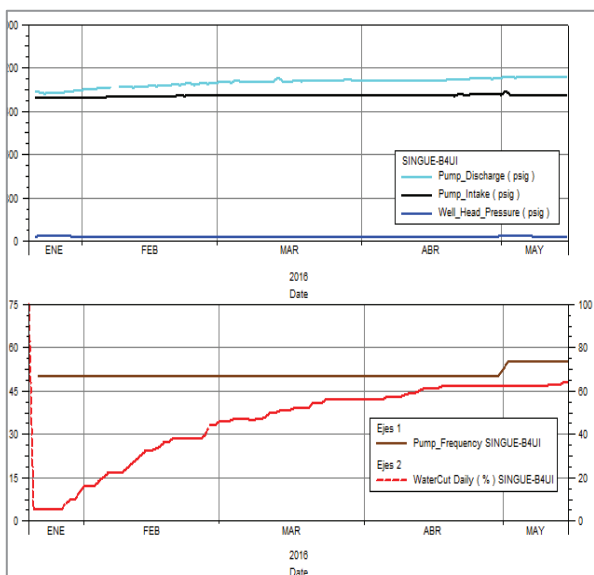


Figura 4.5 Historial de parámetros BES B-4

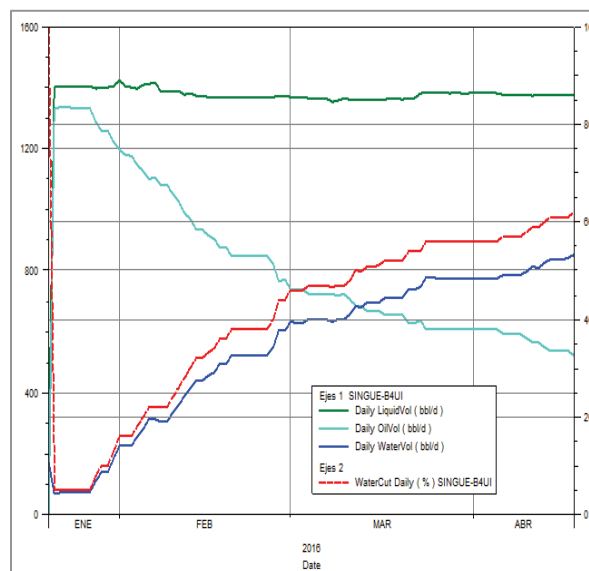


Figura 4.6 Historial de producción B-4

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

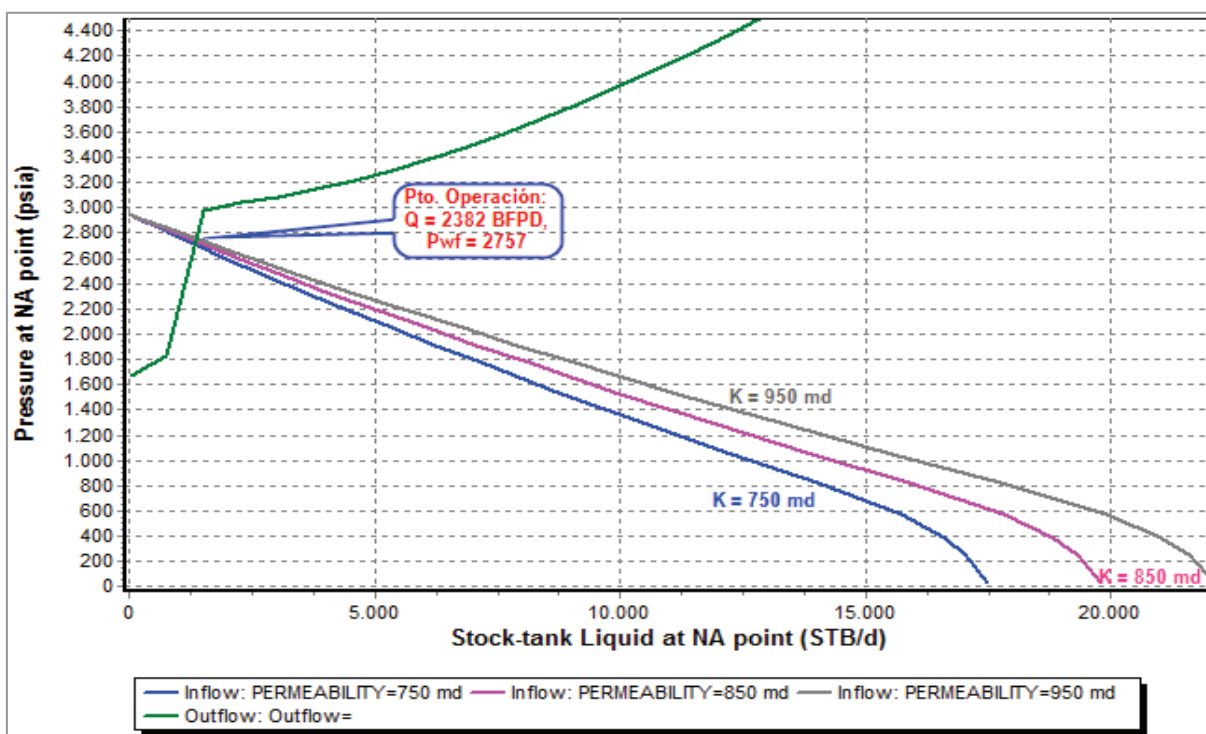


Gráfico 4.9 Análisis nodal B-4

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

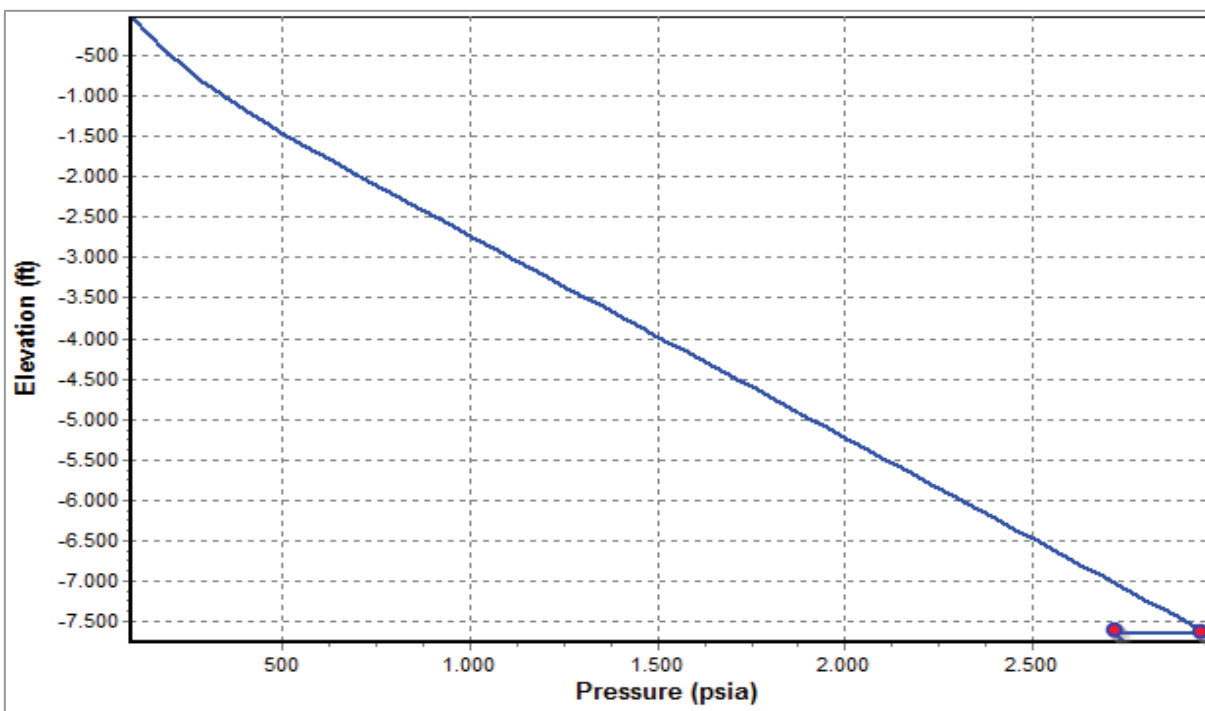


Gráfico 4.10 Perfil de Presión-profundidad B-4
 ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

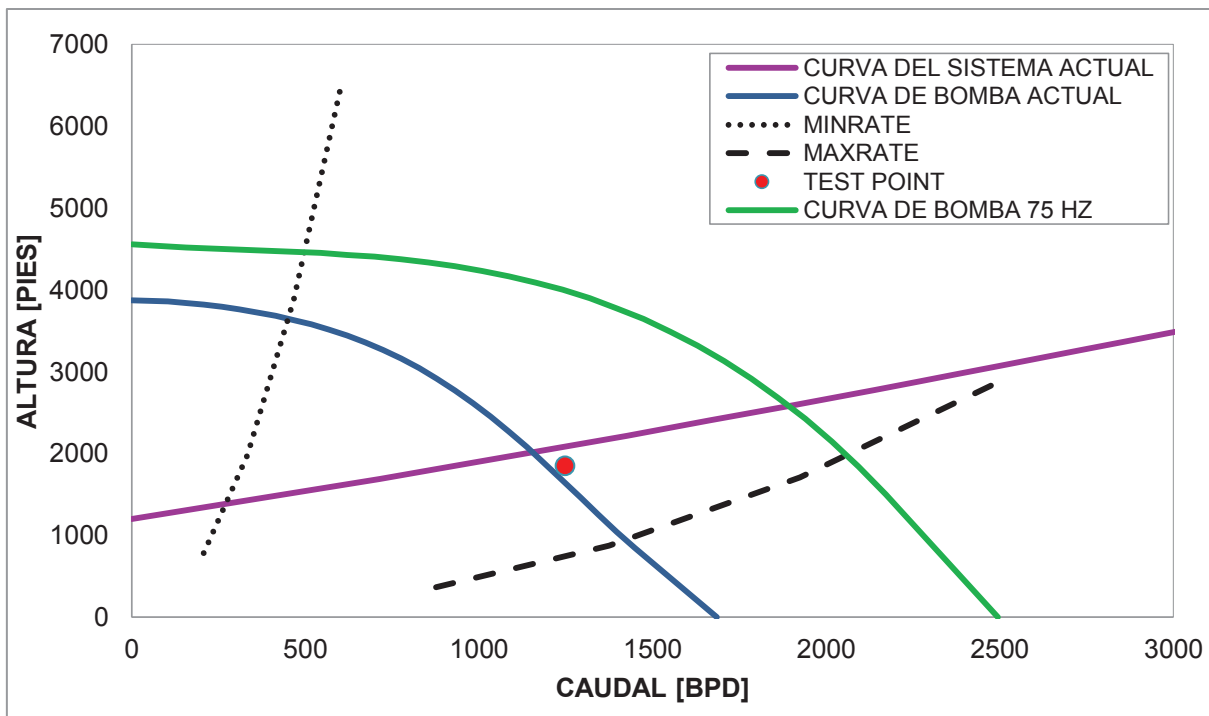


Gráfico 4.11 Análisis nodal de bomba B-4
 ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

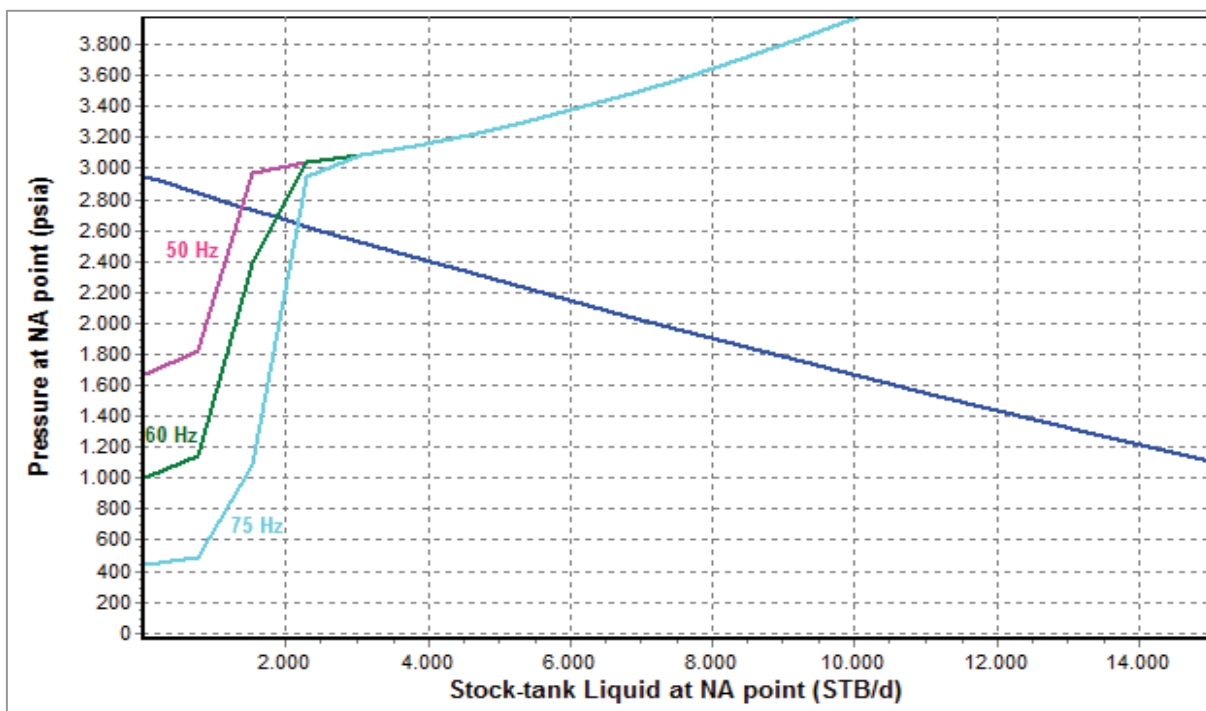


Gráfico 4.12 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-4
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.11 Análisis y resultados B-4

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B - 4	NODAL	El punto operativo es 1380 BFPD y 2755 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto se lo obtuvo realizando sensibilidad de permeabilidad debido a la incertidumbre del dato.	La permeabilidad de la formación en el pozo es 950 md.
	HISTORIAL BES	Los parámetros del sistema BES, WHP, PIP y PDP son normales acorde a la frecuencia de trabajo.	El comportamiento no indica obstrucciones en la bomba.
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El ΔP que genera la bomba en el modelo es idéntico con el real.	No existe evidencia de obstrucciones y escala en la bomba.
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra en el rango de la unidad tanto en las condiciones actuales como con daño cero.	
		El punto actual de operación es semejante al punto óptimo.	No indica presencia de escala y obstrucciones en la unidad de bombeo.

SENSIBILIDADES	La sensibilidad de tubing no indica variación importante en la producción.	No se recomienda el cambio de tubing
	De acuerdo al análisis de bomba, si posible realizar una sensibilidad de frecuencia.	Se puede elevar la frecuencia hasta 75 Hz (Máximo recomendable para bombas BES)

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.12 Propuesta del análisis B-4

	PROPUESTA	OBSERVACIONES
B-4	Incrementar la frecuencia hasta 75 Hz.	Se obtiene un incremento de producción de 270 BPPD, en las actuales condiciones del pozo.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

4.1.4 ANÁLISIS POZO B-5

Tabla 4.13 Test Point B-5

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	PIP (psia)	Pwf corregida (psia)
1429.89	242.96	1186.93	1925	1987.10

Tabla 4.14 Datos de Producción B-5

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
T Superior	D1050N	83	25.4	306	50	110

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

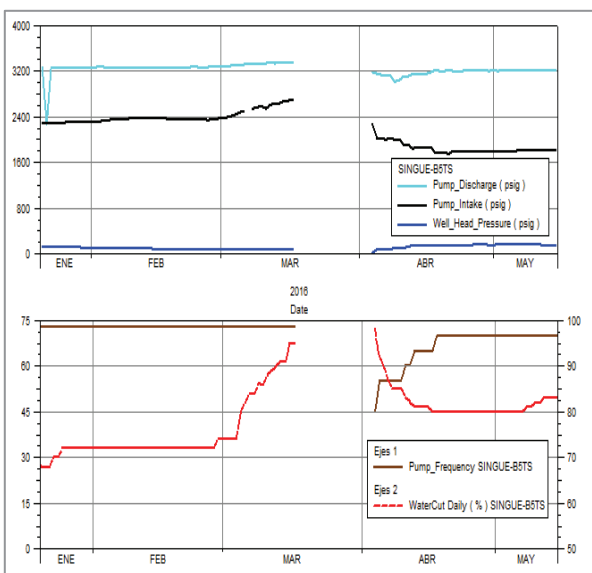


Figura 4.7 Historial de parámetros BES B-5

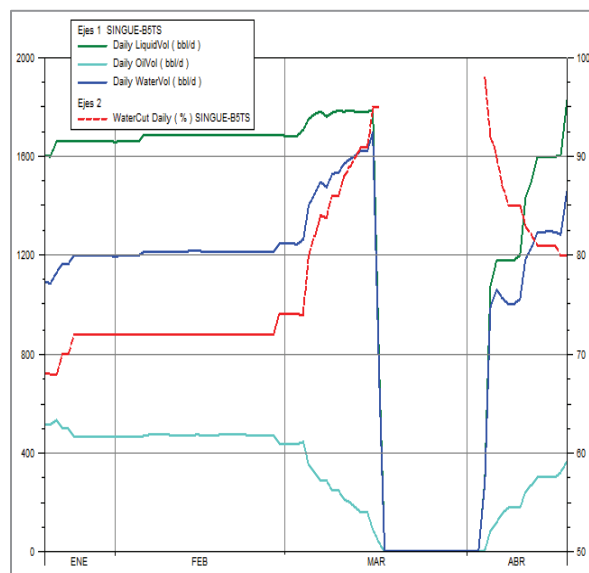


Figura 4.8 Historial de producción B-5

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

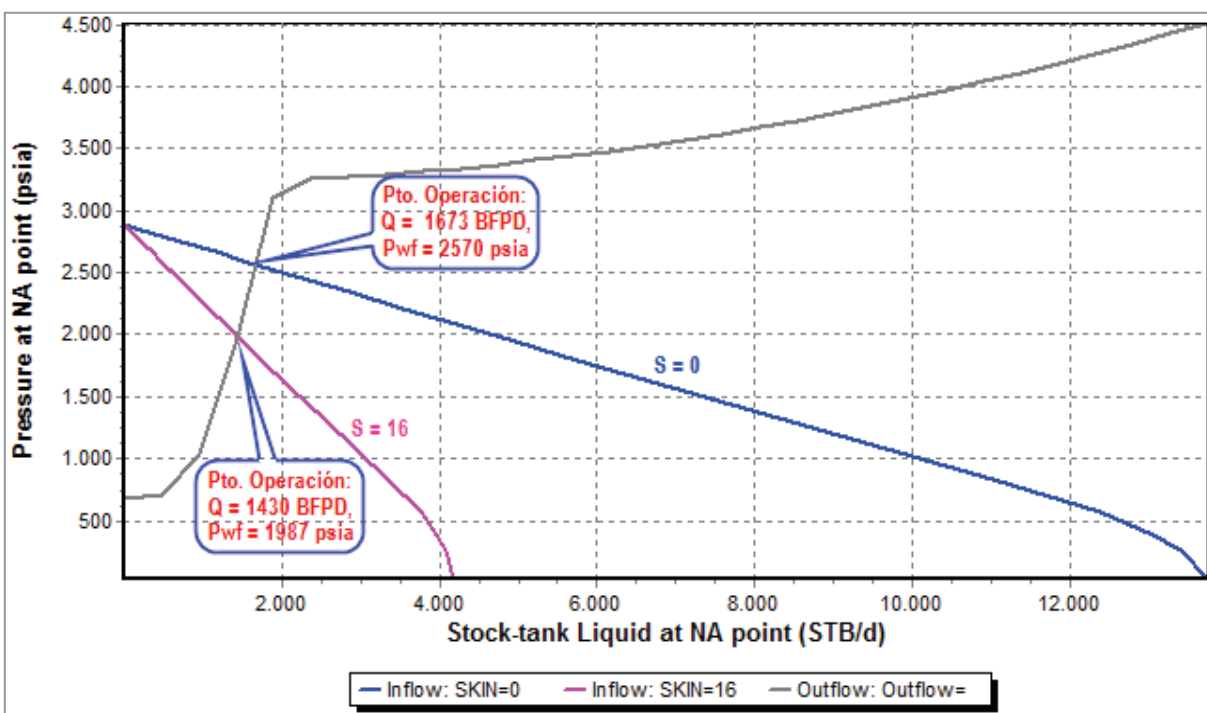


Gráfico 4.13 Análisis nodal B-5

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

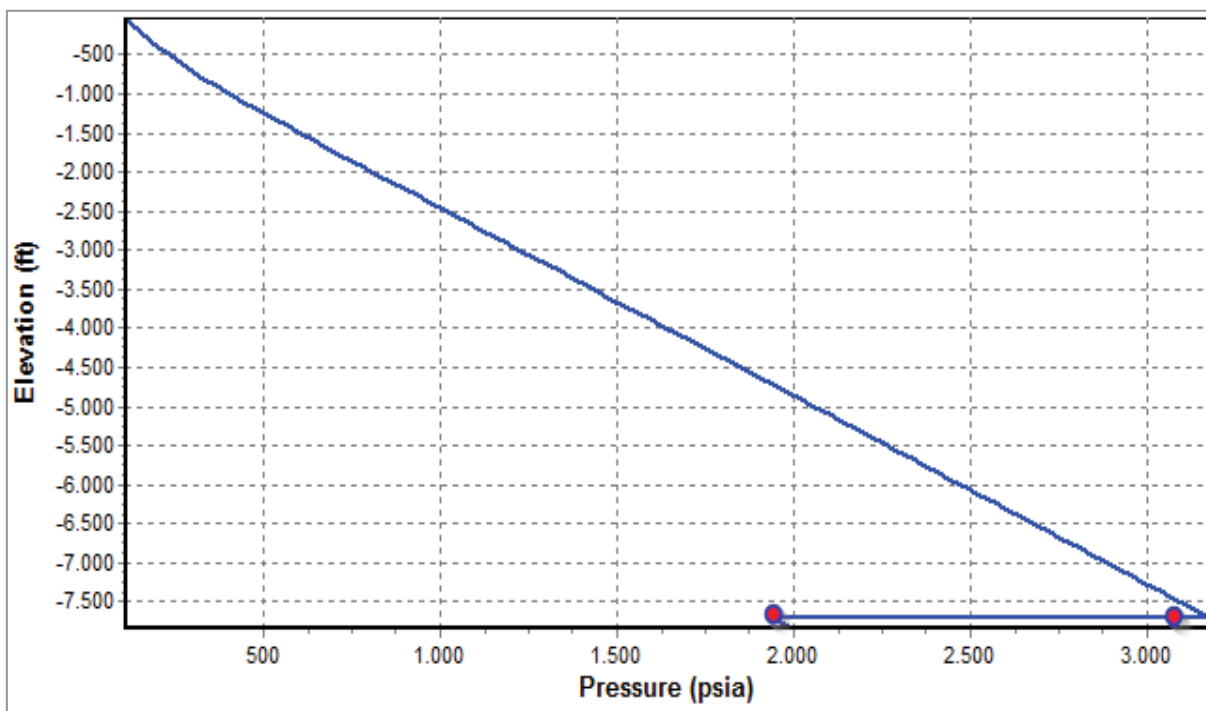


Gráfico 4.14 Perfil de Presión-profundidad B-5
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

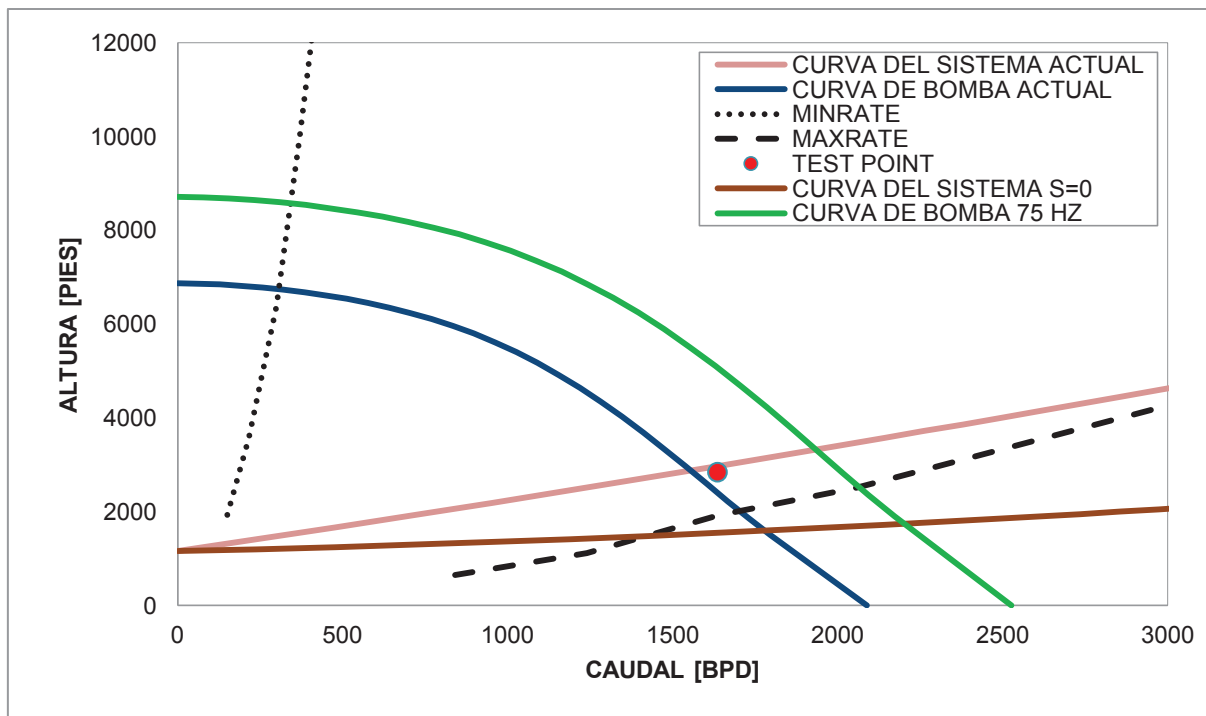


Gráfico 4.15 Análisis nodal de bomba B-5
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

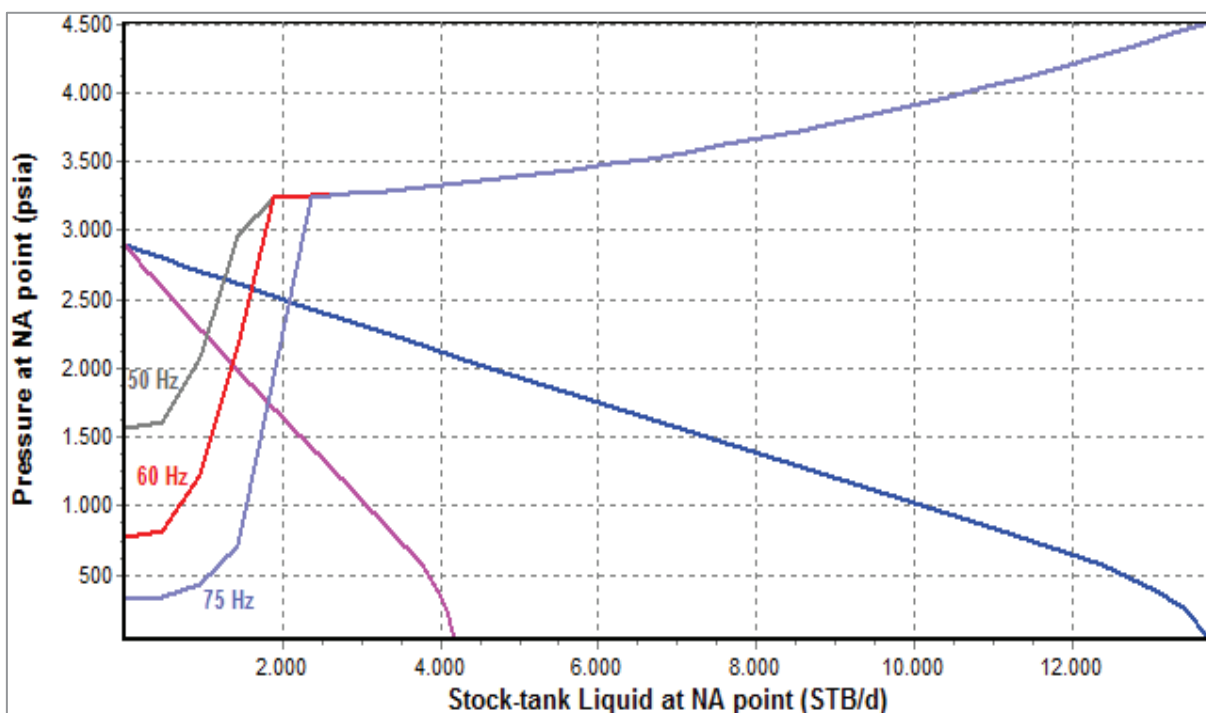


Gráfico 4.16 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-5
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.15 Análisis y resultados B-5

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B - 5	NODAL	El punto operativo es 1430 BFPD y 1986 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto coincide con el modelo a sus condiciones actuales.	El pozo se encuentra con un daño aproximado de 16
	HISTORIAL BES	Los parámetros del sistema BES, PIP, PDP son normales indicando un buen estado de la bomba	No indica obstrucciones en la bomba.
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El Delta de presión real, que genera la bomba es similar al simulado.	El comportamiento ratifica que no existen obstrucciones en la bomba.
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra dentro del rango de la unidad en las condiciones actuales del pozo, pero sale del mismo cuando posea un Daño = 0.	Sub-dimensionada para Daño = 0
		El punto actual de operación se encuentra en el rango óptimo de operación.	No presenta señal de escala ni desgaste de la bomba

SENSIBILIDADES	La sensibilidad de tubing no indica variación importante en la producción.	No se recomienda el cambio de tubing
	De acuerdo al análisis de bomba, si es posible realizar una sensibilidad de frecuencia para la actual unidad.	El valor máximo al que se puede elevar la frecuencia es 75 Hz.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.16 Propuesta del análisis B-5

	PROPUESTA	OBSERVACIONES
SINGUE B-5	Realizar un trabajo para eliminar el Daño de formación.	Se obtiene un incremento de producción de 70 BFPD, con la actual bomba.
	Incrementar la frecuencia hasta 60 Hz, sin remediar el Daño de formación.	Se obtiene un incremento de producción de 80 BFPD, en las actuales condiciones del pozo.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

No se considera rediseñar la bomba debido al alto corte de agua que posee el pozo por lo que al incrementar la caída de presión en el yacimiento, se aumentaría la producción de agua del mismo y el incremento en petróleo sería mínimo. Al eliminar el daño de formación se obtiene un incremento de producción de petróleo de 55 BPPD.

4.1.5 ANÁLISIS POZO B-6

Tabla 4.17 Test Point B-6

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	PIP (psia)	Pwf corregida (psia)
1390.83	611.97	778.86	2728	2793.76

Tabla 4.18 Datos de Producción B-6

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
U inferior	DN1750	56	23.10	220	38	105

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

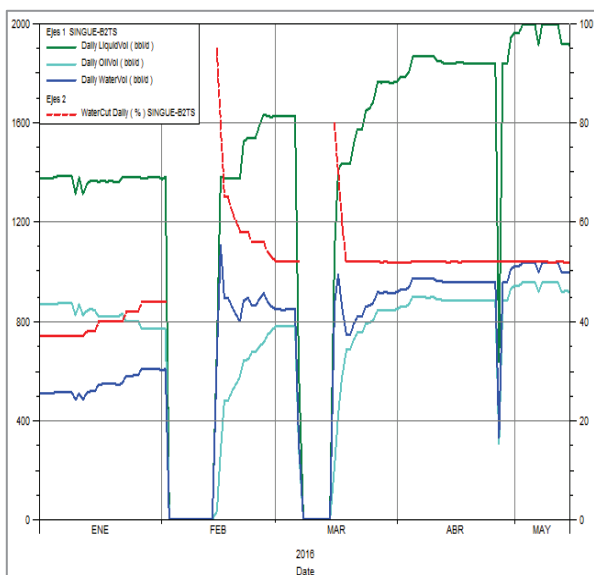


Figura 4.9 Historial de parámetros BES B-6

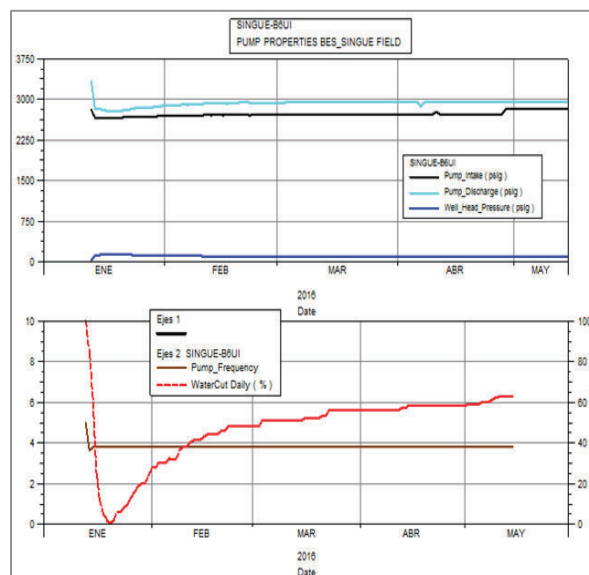


Figura 4.10 Historial de producción B-6

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

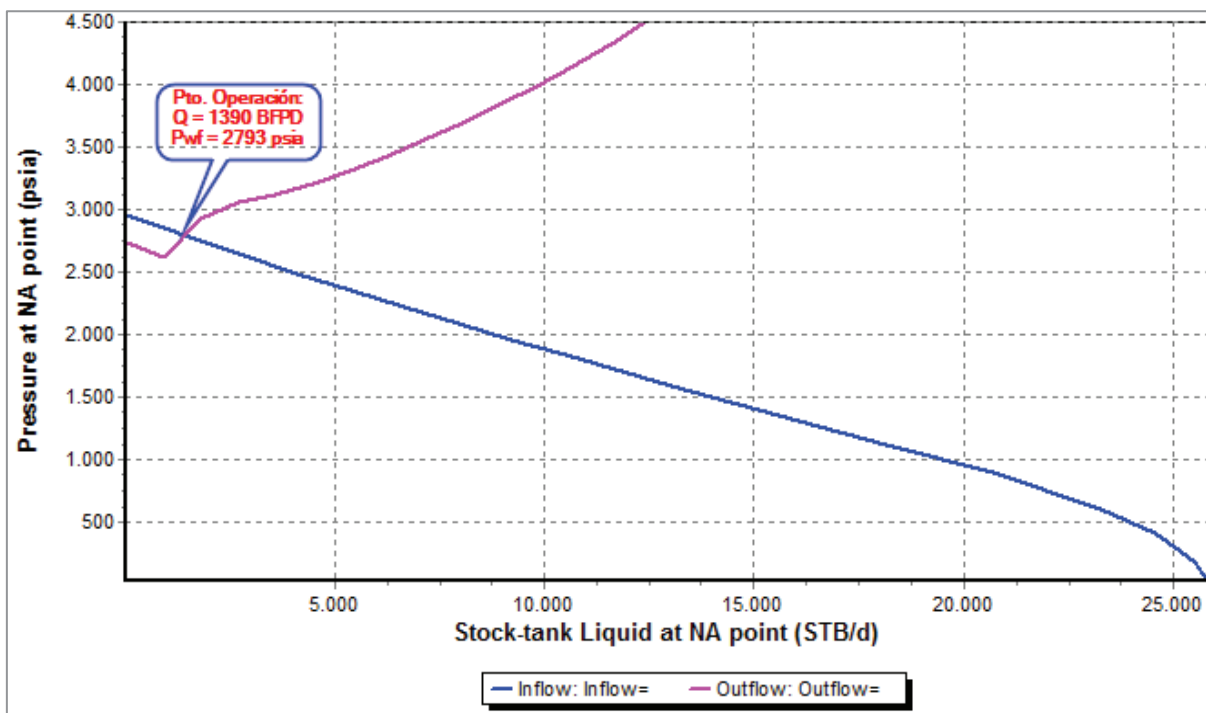


Gráfico 4.17 Análisis nodal B-6

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

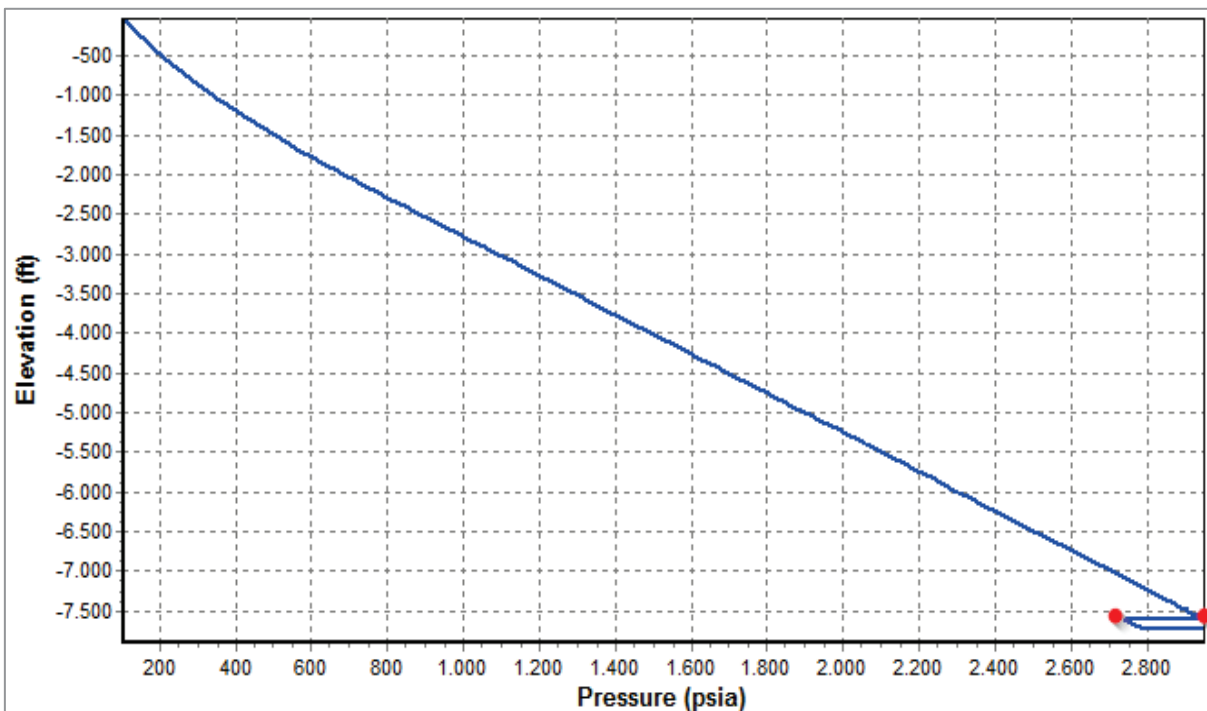


Gráfico 4.18 Perfil de Presión-profundidad B-6
 ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

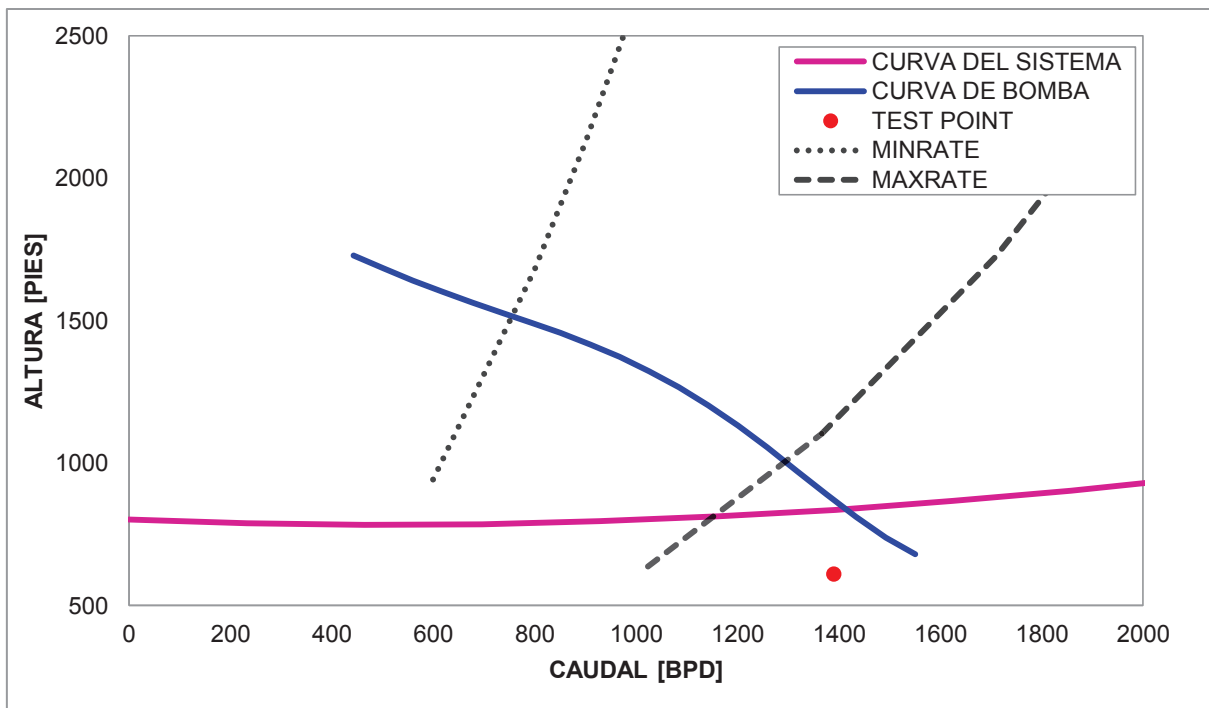


Gráfico 4.19 Análisis nodal de bomba B-6
 ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.19 Análisis y resultados B-6

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B - 6	NODAL	El punto operativo es 1390 BFPD y 2793 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto coincide con el modelo a sus condiciones actuales.	El pozo se encuentra sin daño.
	HISTORIAL BES	Se indica una WHP normal, la PIP aumenta levemente sin el cambio de frecuencia y un BSW aumentando.	El incremento de la PIP se debe al corte de agua y se evidencian leves obstrucciones.
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El ΔP que genera la bomba en el modelo es aproximadamente el mismo que el real.	Existen leves obstrucciones en la bomba.
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra fuera del rango de la unidad en las condiciones actuales del pozo.	La bomba está subdimensionada.
		El punto actual de operación se encuentra en Upthrust, además se evidencia una diferencia de altura.	La pérdida de levantamiento se debe a la presencia de obstrucciones en la bomba.
	SENSIBILIDADES	El tubing actual es el óptimo para la operación.	Al aumentar el diámetro no existe un cambio en la cantidad de fluido.
La profundidad de asentamiento de la bomba a 8025 pies es la óptima.		Al aumentar la profundidad no existe un cambio en la cantidad de fluido.	

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.20 Propuesta del análisis B-6

		PROPUESTA	OBSERVACIONES
SINGUE B - 6		Diseñar la bomba de acuerdo a las condiciones actuales del pozo.	
		No incrementar la frecuencia.	Pozo está en upthrust

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

La propuesta de rediseñar la bomba se detallará en el análisis del caso 2, cuando se conozca los parámetros del sistema considerando la inyección en la arenisca U inferior.

4.1.6 ANÁLISIS POZO B-7

Tabla 4.21 Test Point B-7

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	PIP (psia)	Pwf corregida (psia)
2007.55	963.62	1043.93	1627	1711.37

Tabla 4.22 Datos de Producción B-7

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
T Superior	DN1750	52	26.20	239	70	55

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

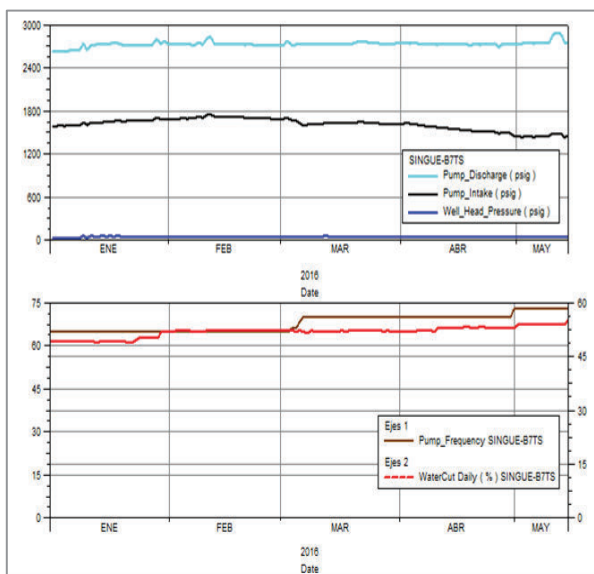


Figura 4.11 Historial de parámetros BES B-7

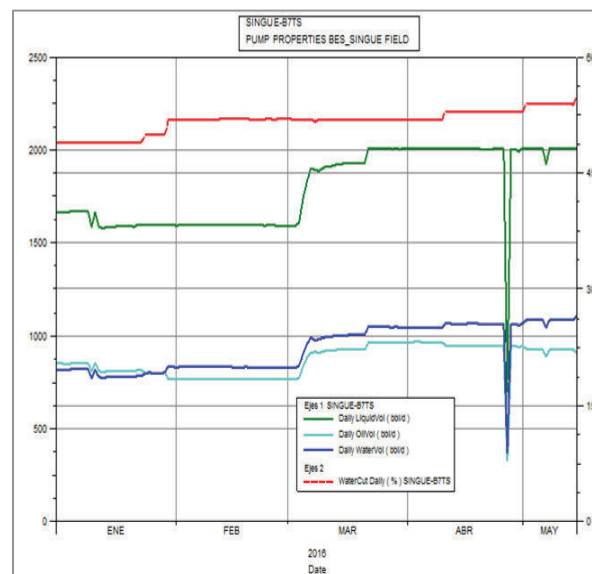


Figura 4.12 Historial de producción B-7

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

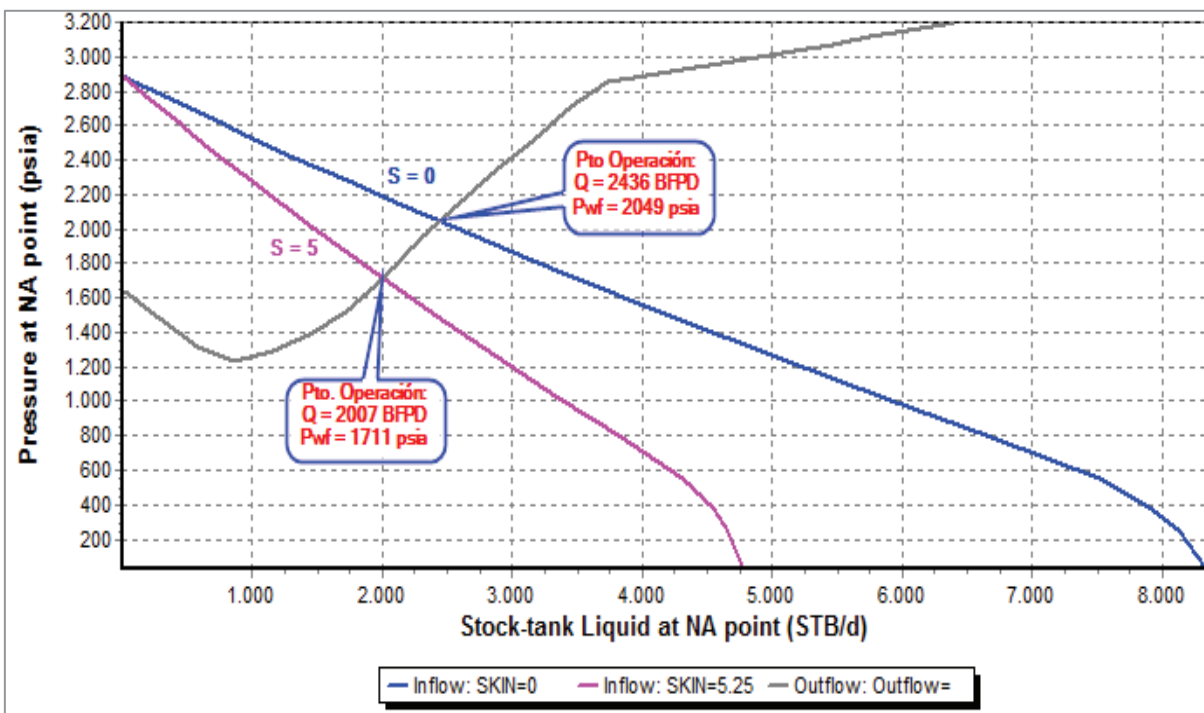


Gráfico 4.20 Análisis nodal B-7
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

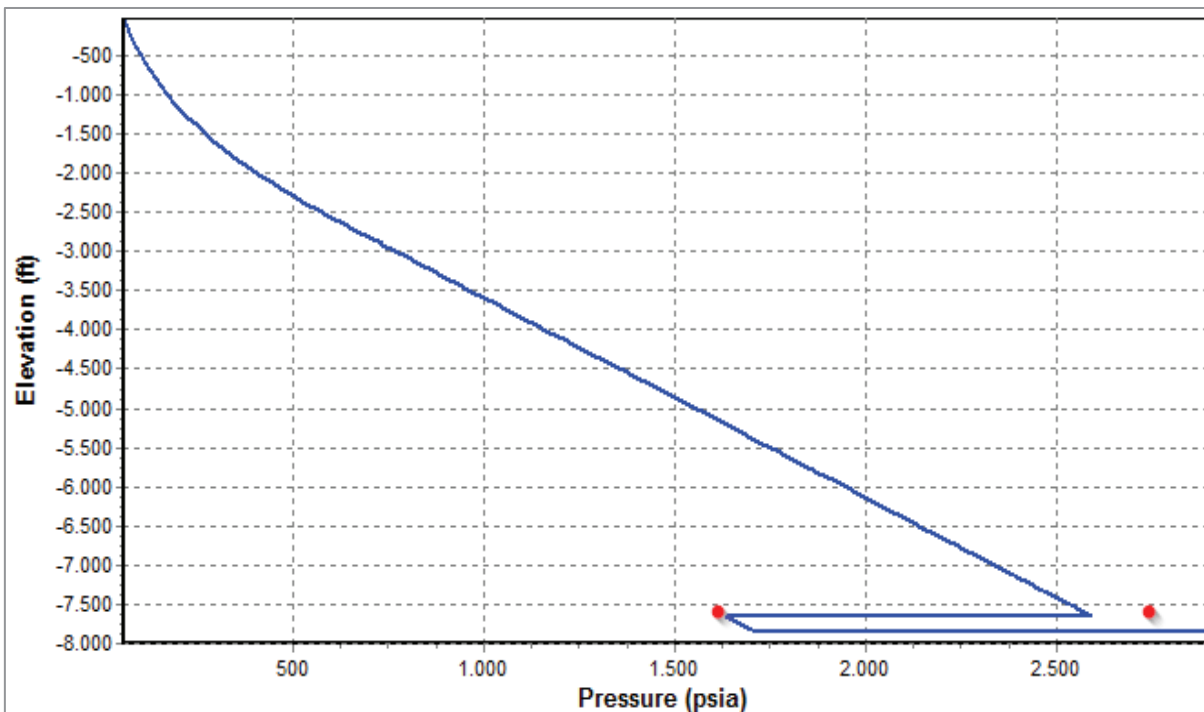


Gráfico 4.21 Perfil de Presión-profundidad B-7
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

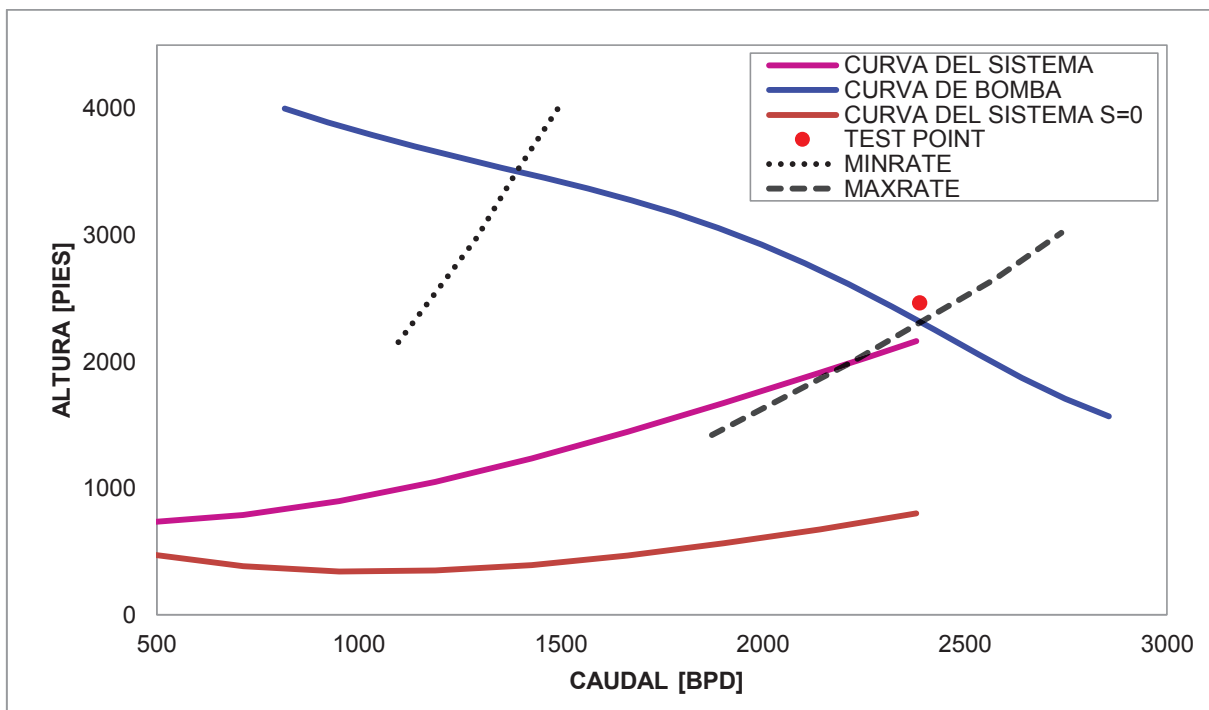


Gráfico 4.22 Análisis nodal de bomba B-7
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.23 Análisis y resultados B-7

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B - 7	NODAL	El punto operativo es 2007 BFPD y 1711 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto coincide con el modelo a sus condiciones actuales.	El pozo se encuentra con un daño aproximado de 5.
	HISTORIAL BES	Se indica una WHP normal, la PIP disminuye proporcionalmente al aumento de frecuencia y un BSW aumentando tras dicho cambio.	No hay presencia de escala u obstrucciones.
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El ΔP que genera la bomba en el modelo es menor que la real. La presión de descarga es mucho mayor que la del modelo.	Esto se debe al incremento de factores como: corte de agua o la misma frecuencia.
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra fuera del rango de la unidad en las condiciones actuales del pozo. El punto actual de operación se encuentra en el límite Upthrust, además se evidencia una diferencia de altura.	La bomba está sub-dimensionada. La diferencia de altura se debe al incremento del corte de agua.

SENSIBILIDADES	Es posible aumentar el diámetro del tubing hasta 4 pulgadas.	No se recomienda el cambio de tubing ya que el incremento de fluido no es relevante.
	La profundidad de asentamiento de la bomba a 7890 pies es la óptima.	Al aumentar la profundidad no existe un cambio en la cantidad de fluido.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.24 Propuesta del análisis B-7

	PROPUESTA	OBSERVACIONES
SINGUE B - 7	Diseñar la bomba de acuerdo a las condiciones actuales del pozo.	
	Realizar un trabajo de reacondicionamiento para eliminar el daño.	Si se elimina totalmente se recuperaría aproximadamente 429 BFPD.
	No incrementar la frecuencia.	Pozo está en upthrust

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

La propuesta de rediseñar la bomba considera incrementar la producción del pozo hasta 2436 BFPD a una Pwf de 2049 psia aproximadamente, lo que daría como resultado un aumento neto de producción de petróleo de 230 BPPD.

4.1.7 ANÁLISIS POZO B-9

Tabla 4.25 Test Point B-9

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	Pwf (psia)
1616.26	678.83	937.43	1356

Tabla 4.26 Datos de Producción B-9

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
U inf. y T sup.	D3500N	58	23.80	185	65	50

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

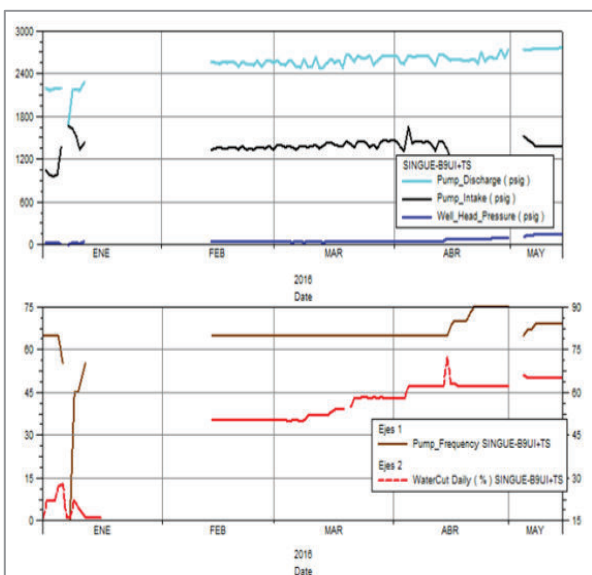


Figura 4.13 Historial de parámetros BES B-9

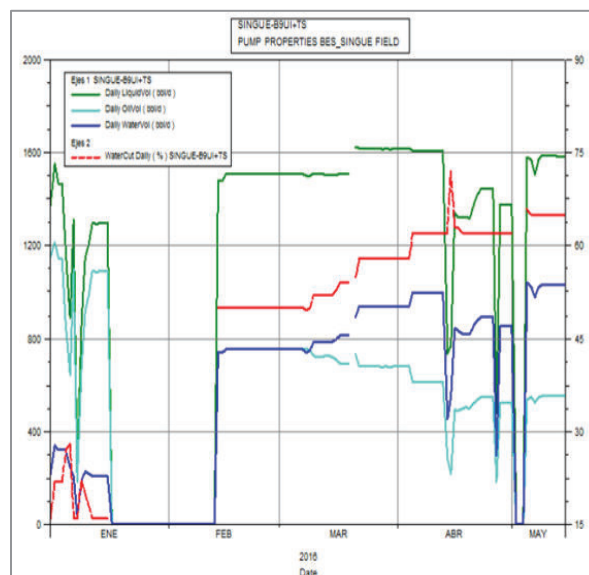


Figura 4.14 Historial de producción B-9

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

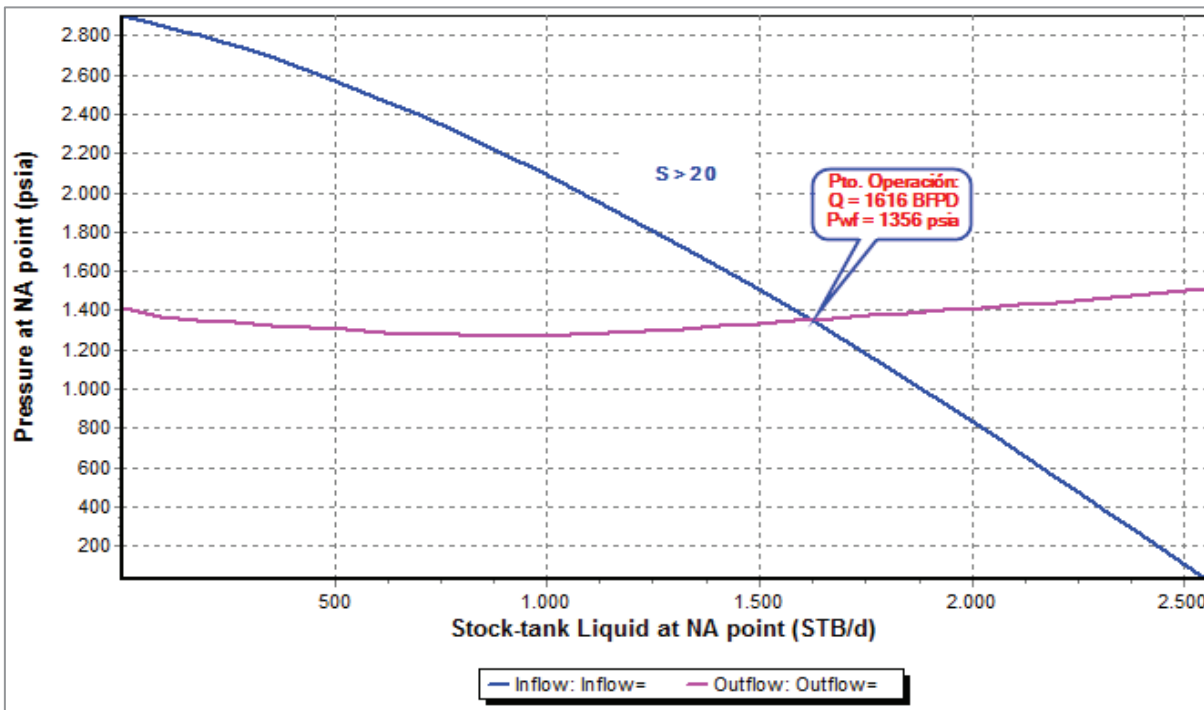


Gráfico 4.23 Análisis nodal B-9

ELABORADO POR: Chughilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

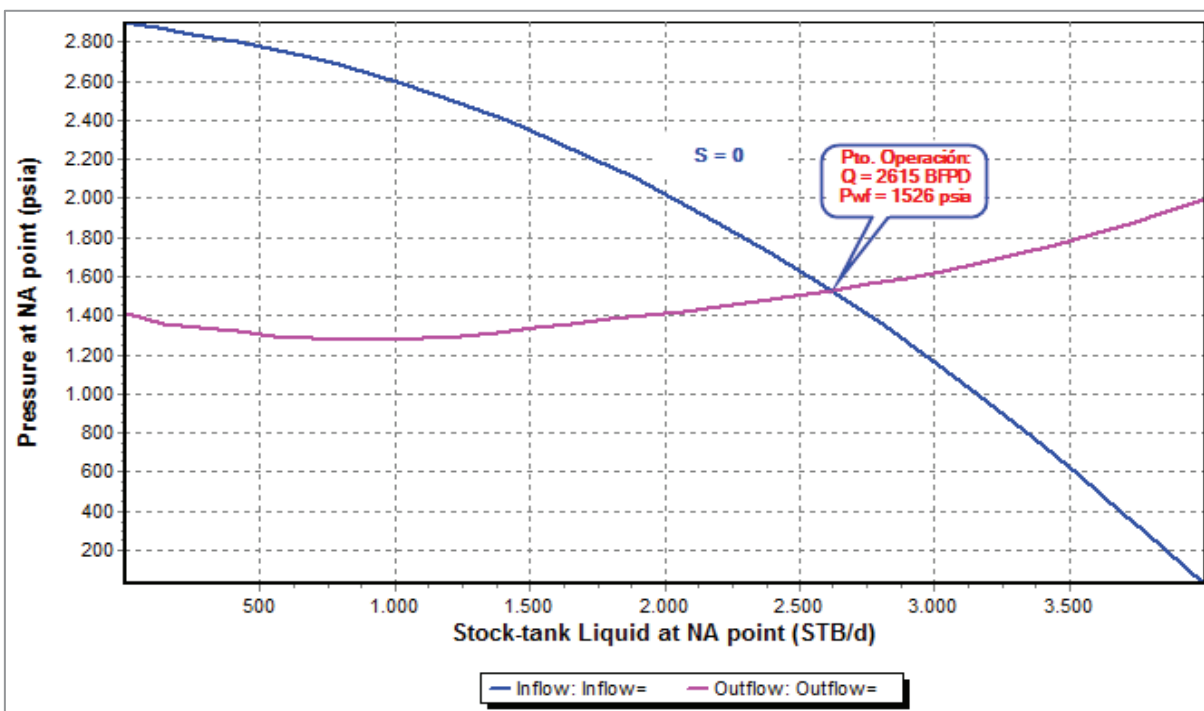


Gráfico 4.24 Análisis nodal B-9 con $S = 0$
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrízio

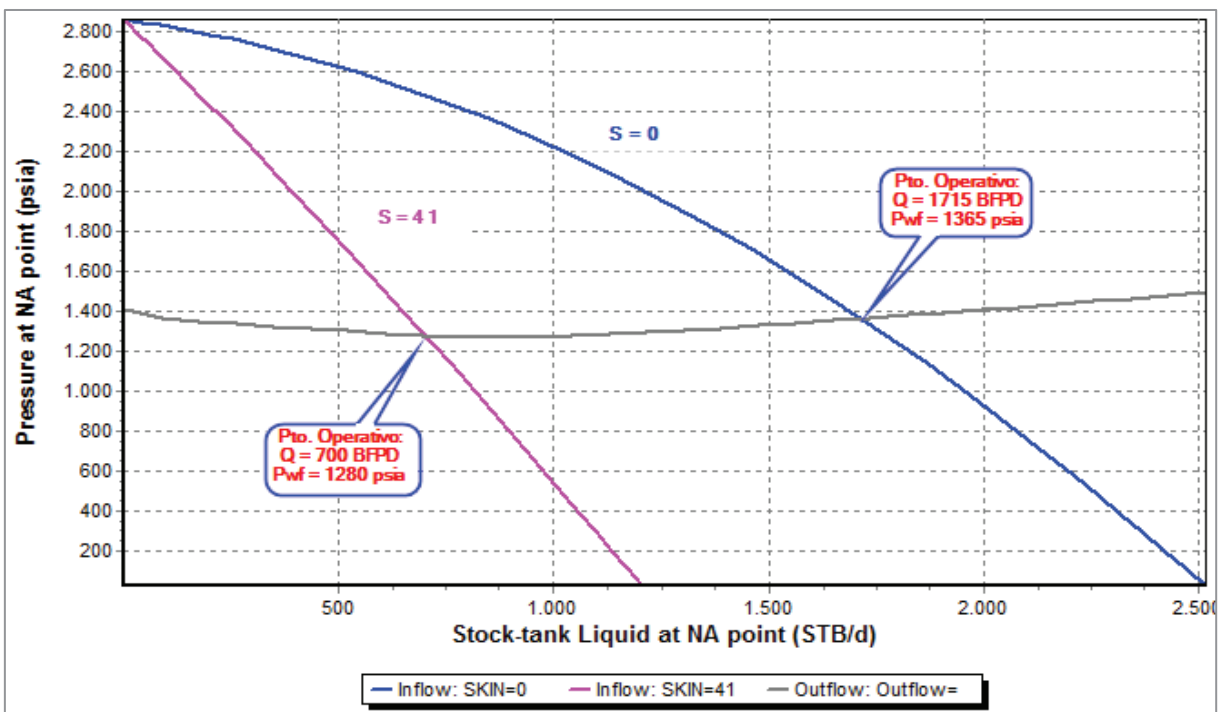


Gráfico 4.25 Daño T superior B-9
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrízio

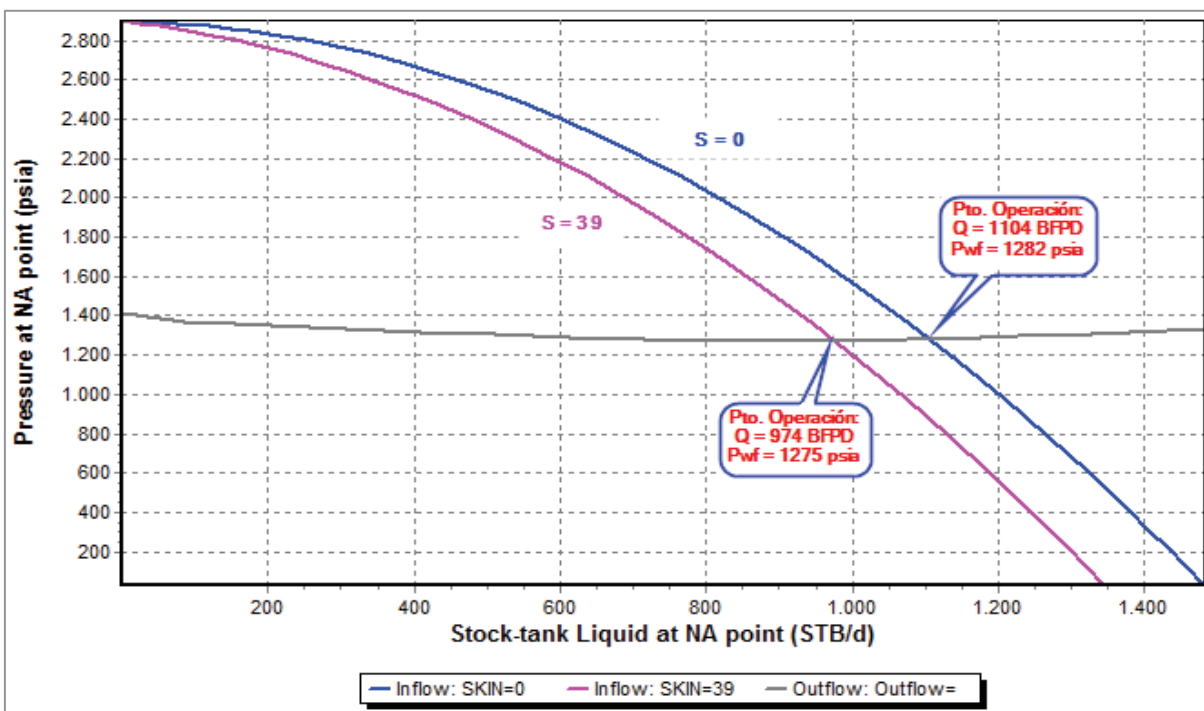


Gráfico 4.26 Daño U inferior B-9
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrízio

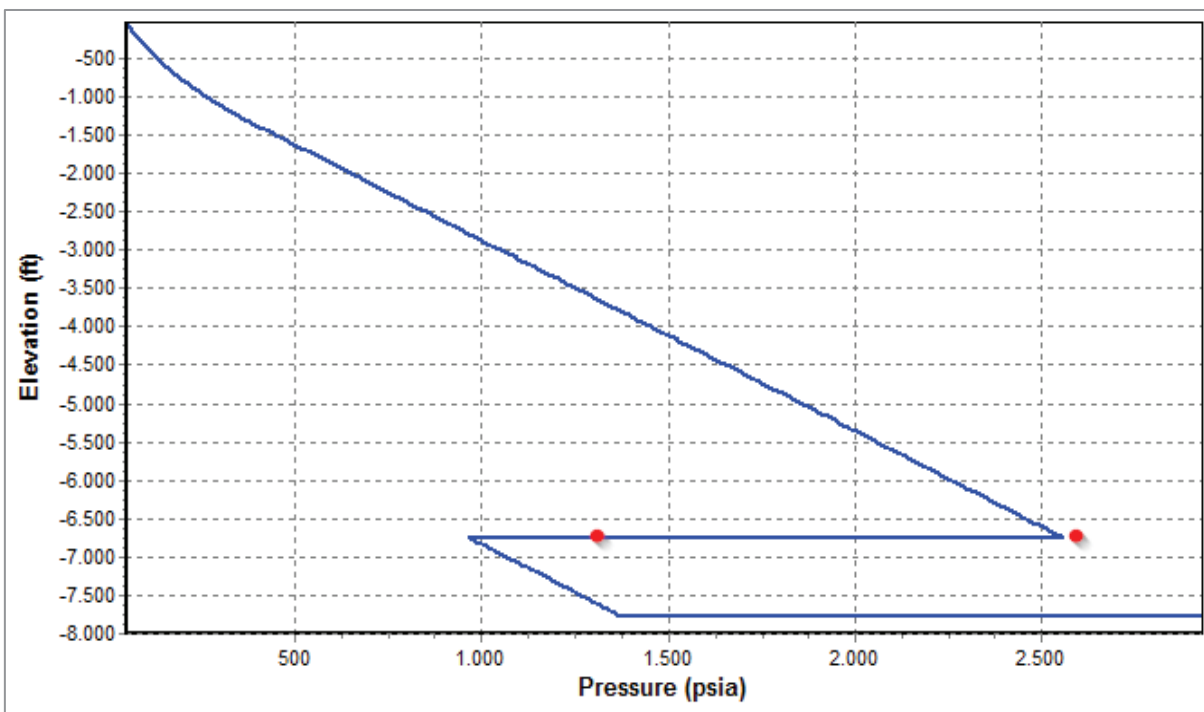


Gráfico 4.27 Perfil de Presión-profundidad B-9
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrízio

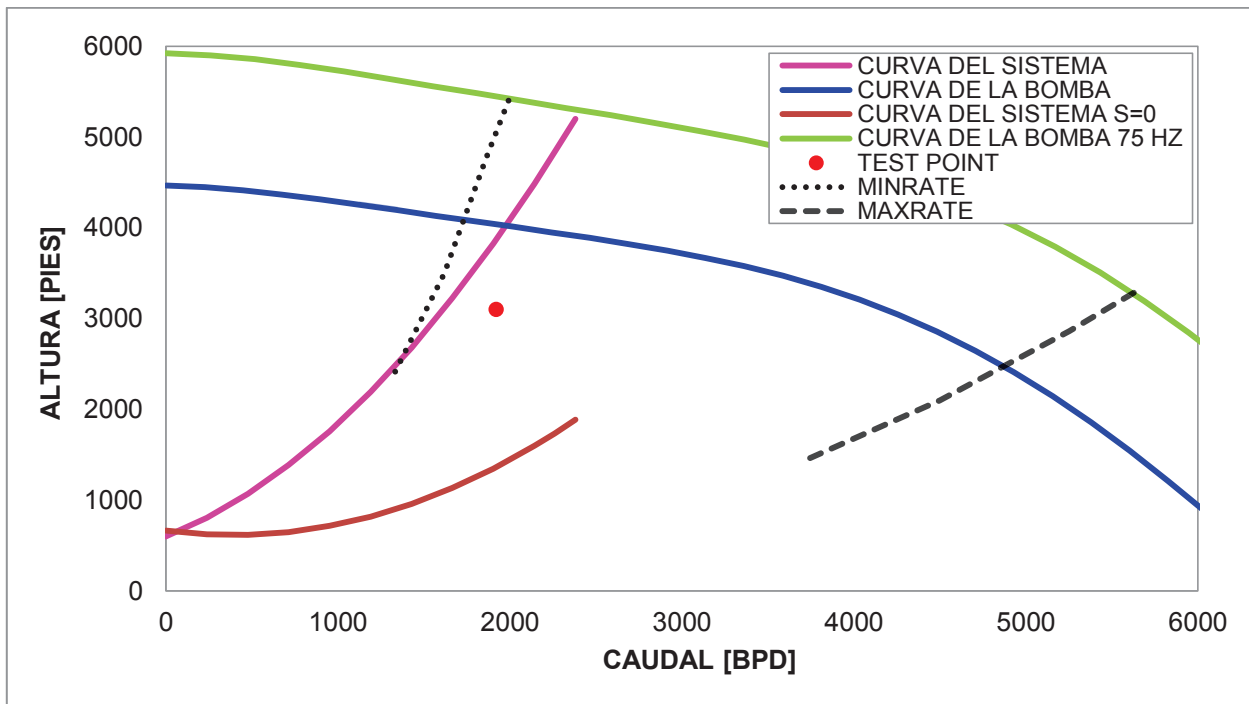


Gráfico 4.28 Análisis nodal de bomba B-9
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

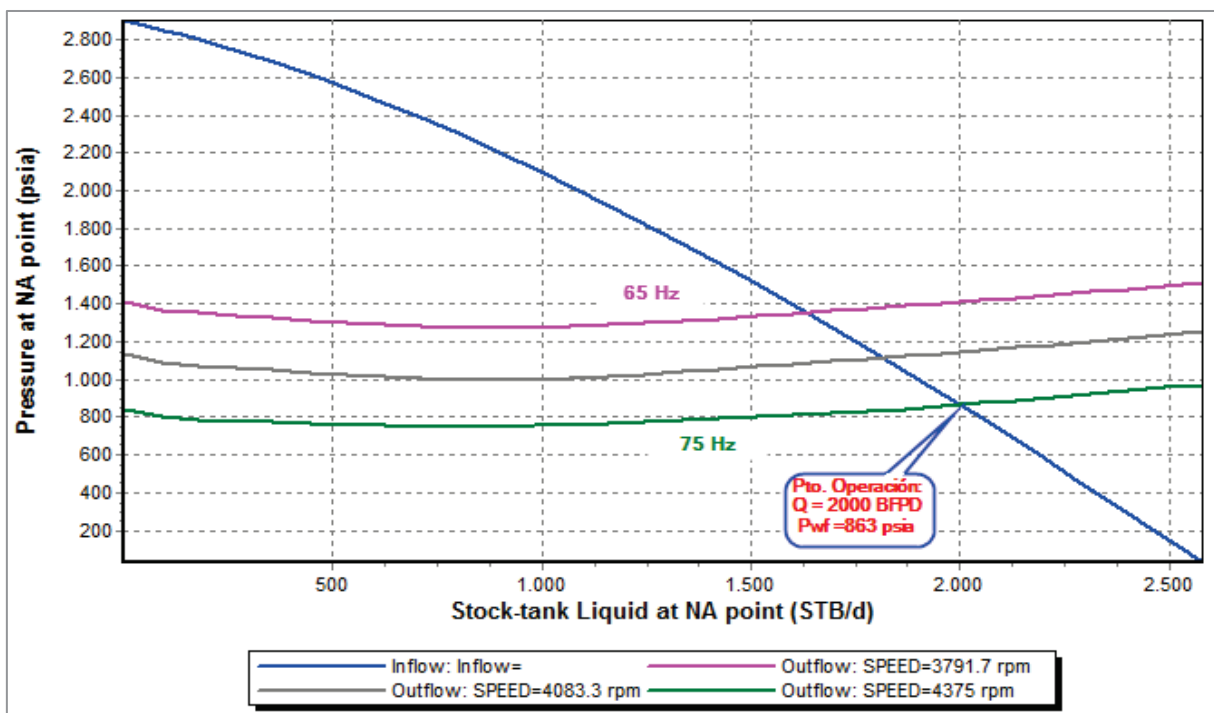


Gráfico 4.29 Sensibilidad de frecuencia de bomba B-9
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.27 Análisis y resultados B-9

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B - 9	NODAL	El punto operativo es 1616 BFPD y 1633 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto coincide con el modelo a sus condiciones actuales.	El pozo se encuentra con un daño superior a 20 en las dos areniscas.
	HISTORIA L BES	Se indica un aumento de WHP, la PIP disminuye levemente al incremento de frecuencia y un BSW aumentando tras dicho cambio.	Hay presencia de escala u obstrucciones
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El ΔP que genera la bomba en el modelo es mayor que la real. La presión de intake es mayor que la del modelo.	Indica una presencia de escala en el intake de la bomba o debido a la longitud herramienta de fondo (Intellizone).
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra en el límite del rango de la unidad en las condiciones actuales del pozo. Al eliminar el daño de formación la bomba entra en rango.	La bomba está sobre-dimensionada para las condiciones actuales.
		El punto actual de operación se encuentra cercano al downthrust, además con una diferencia de altura.	La pérdida de levantamiento se debe a la presencia de obstrucciones en la bomba.
	SENSIBILIDADES	Es posible aumentar el tubing a 4 pulgadas.	El incremento es insignificante. No se recomienda el cambio (33 BFPD)
		La profundidad de asentamiento de la bomba es la óptima.	Al aumentar la profundidad no existe un cambio en la cantidad de fluido.
De acuerdo a la bomba se analizó a distintas frecuencias; 70 y 75 Hz.		Se puede incrementar la frecuencia hasta 75 Hz, máximo recomendable para BES.	

ELABORADO POR: Chughilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.28 Propuesta del análisis B-9

		PROPUESTA	OBSERVACIONES
SINGUE B - 9		Realizar un análisis del fluido que se está inyectando al pozo, para prever un posible problema de escala	
		Realizar un trabajo de reacondicionamiento en la arenisca T para eliminar el daño.	Si se elimina totalmente se incrementaría 1000 BFPD que corresponde a 450 BPPD
		Incrementar la frecuencia a 75 Hz como máximo.	El incremento en el fluido es de aproximadamente de 384 BFPD.

Eliminar el daño en su totalidad y aumentar la frecuencia a 75 Hz.	El incremento en el fluido es de aproximadamente de 1384 BFPD. Que corresponde a 546 BPPD.
--	--

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

4.1.8 ANÁLISIS POZO A-11

Tabla 4.29 Test Point A-11

Q (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	PIP (psia)	Pwf corregida (psia)
209.70	207.60	2.10	1005	1104.64

Tabla 4.30 Datos de Producción A-11

Arenisca	Bomba	BSW (%)	°API	GOR (SCF/SB)	Frecuencia (Hz)	WHP (psia)
U media	D1050N	1	17.00	151	66	125

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

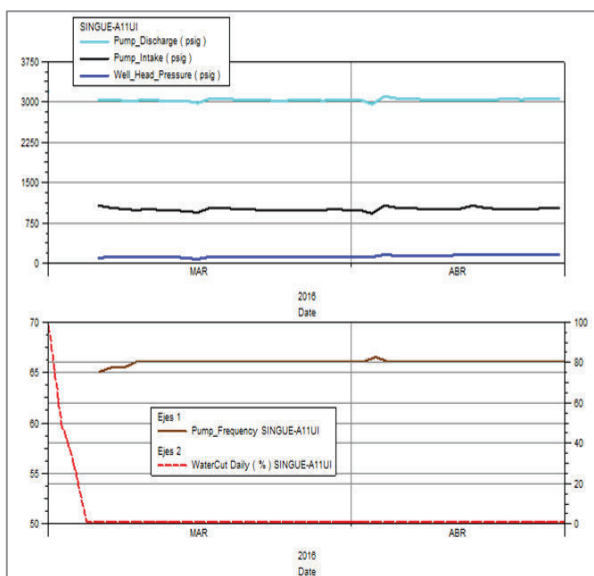


Figura 4.15 Historial de parámetros BES A-11

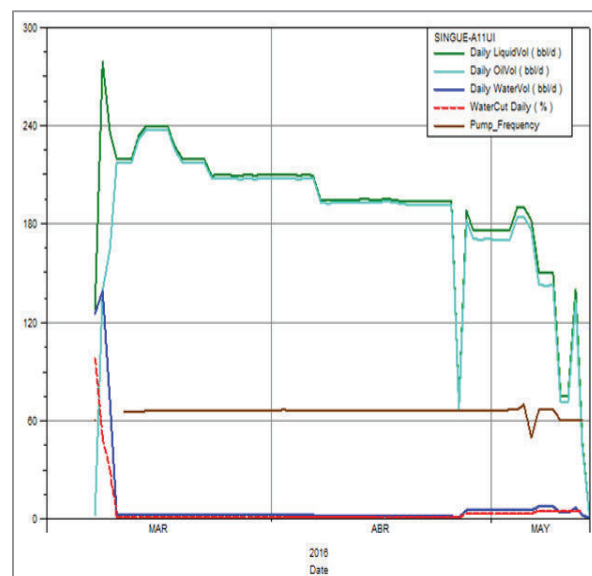


Figura 4.16 Historial de producción A-11

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

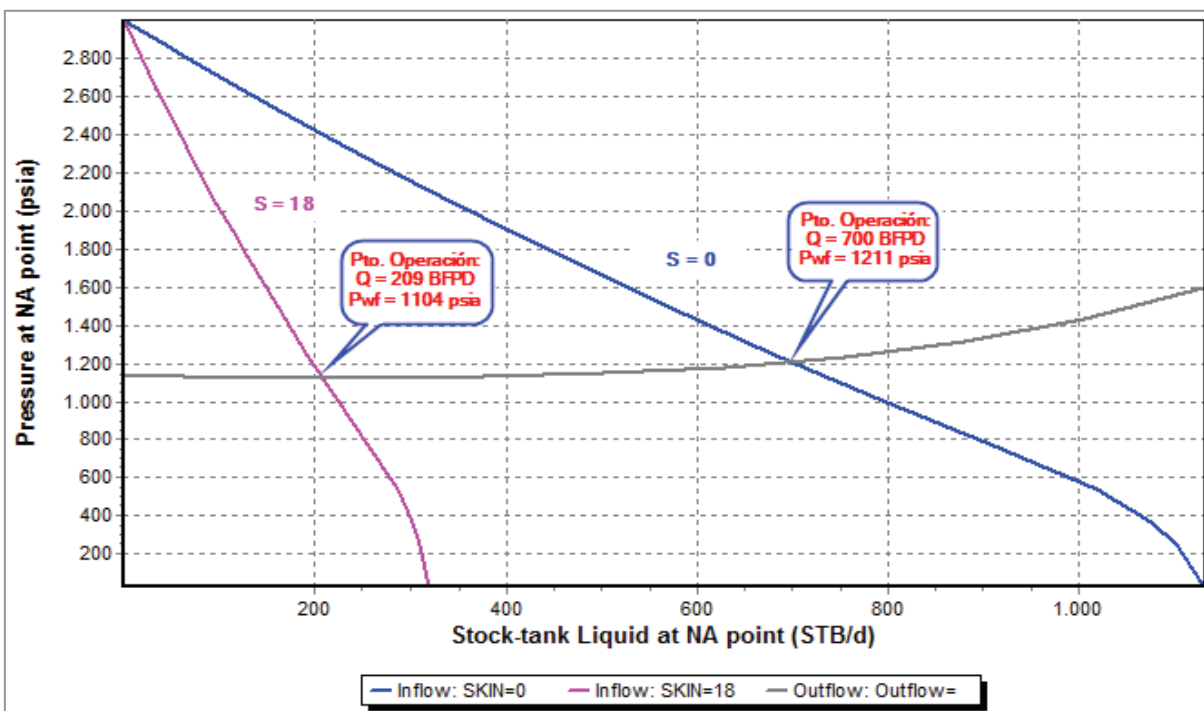


Gráfico 4.30 Análisis nodal A-11
ELABORADO POR: Chughilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

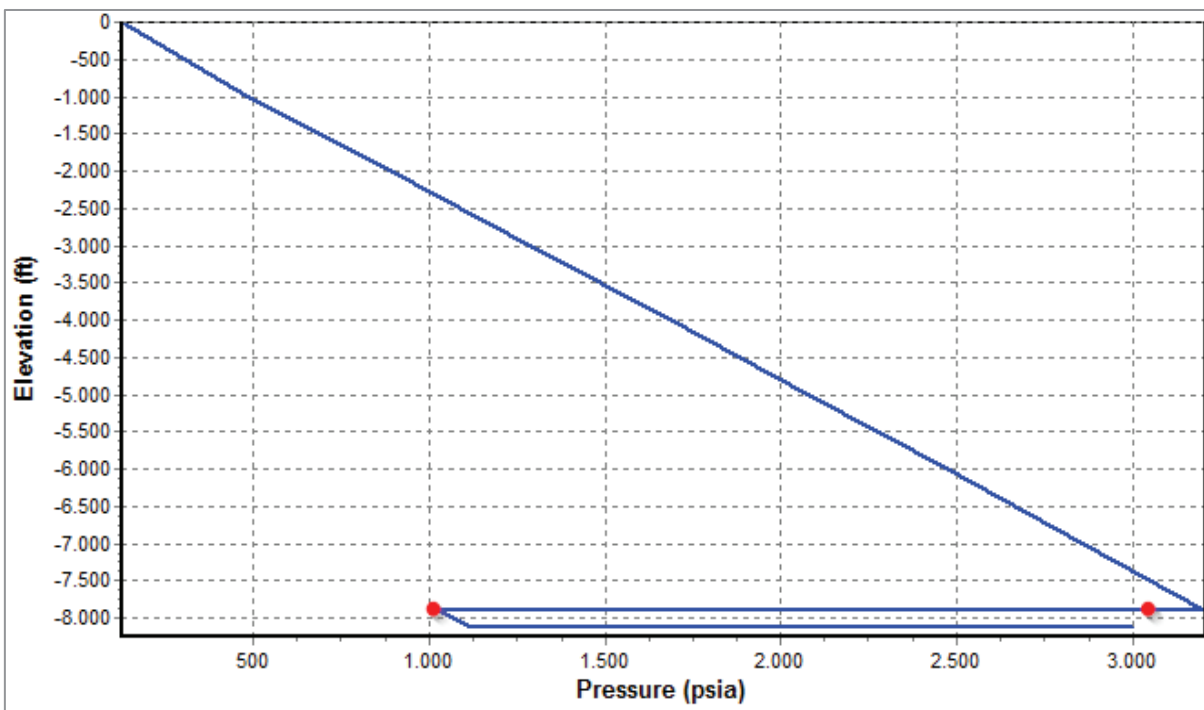


Gráfico 4.31 Perfil de Presión-profundidad A-11
ELABORADO POR: Chughilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

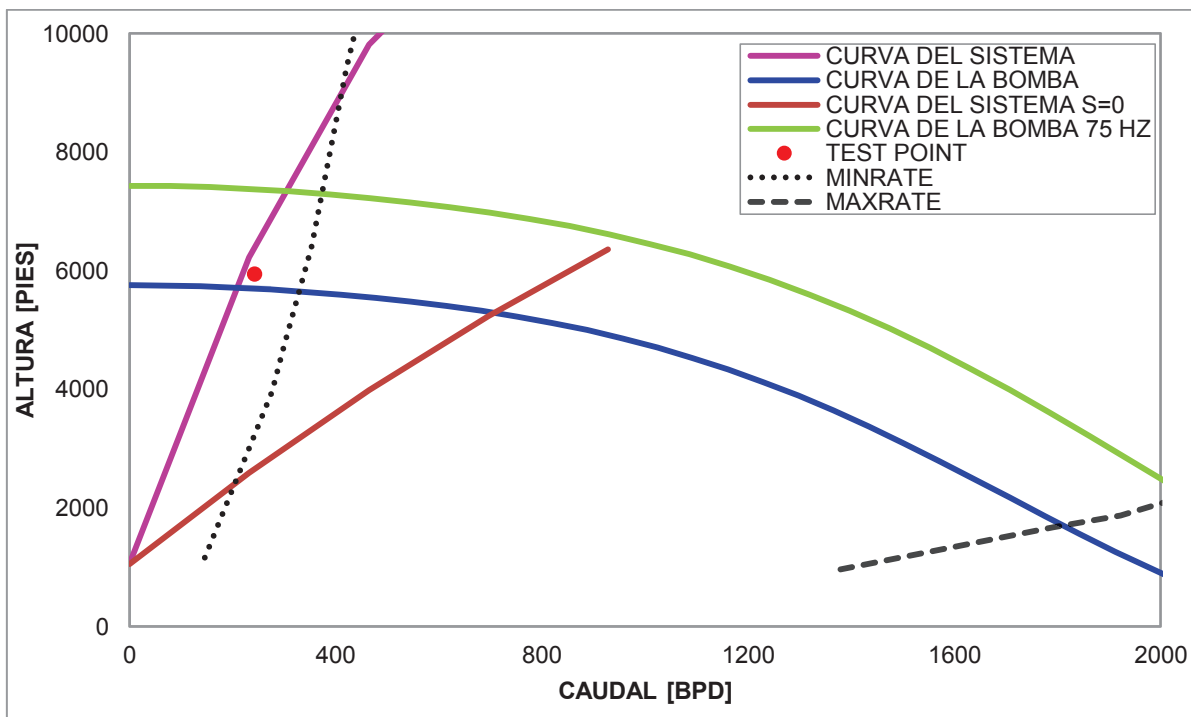


Gráfico 4.32 Análisis nodal de bomba A-11
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.31 Análisis y resultados A-11

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE A - 11	NODAL	El punto operativo es 209 BFPD y 1104 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente. Este punto coincide con el modelo a sus condiciones actuales.	El pozo se encuentra con un daño aproximado de 18.
	HISTORIAL BES	Los parámetros indican un WHP, PIP, PDP y corte de agua normal, sin embargo existe una pérdida de fluido.	Se presume que la pérdida de fluido se debe a un cambio en la operación de las válvulas en la operación del pozo.
	PERFIL DE PRESIÓN ELEVACIÓN	El ΔP que genera la bomba en el modelo es mayor que la real. La presión de descarga es menor que la del modelo.	Indica un leve bloqueo o desgaste en la bomba.
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra fuera del rango de la unidad en las condiciones actuales del pozo. Al eliminar el daño de formación la bomba ingresa en su rango óptimo.	La bomba está sobredimensionada actualmente.

		El punto actual de operación se encuentra severamente en downthrust, además sin una diferencia de altura.	No existe un bloqueo considerable en la bomba.
SENSIBILIDADES		El tubing actual es el óptimo para la operación.	Al aumentar el diámetro existe una pérdida de fluido.
		La profundidad de asentamiento de la bomba es la óptima.	Al aumentar la profundidad no existe un cambio en la cantidad de fluido.
		De acuerdo a la bomba se analizó a distintas frecuencias; 66 y 75 Hz (Máx. frecuencia recomendada).	Independientemente del incremento de la frecuencia, el pozo no entra en el rango de la bomba.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.32 Propuesta del análisis A-11

	PROPUESTA	OBSERVACIONES
SINGUE A - 11	Realizar un trabajo de reacondicionamiento para eliminar el daño.	Si se elimina totalmente se recuperaría aproximadamente a 491 BFPD. Además entra en rango la bomba.
	No incrementar la frecuencia.	El pozo está en downthrust.
	Eliminar el daño en su totalidad y aumentar la frecuencia a 75 Hz.	El incremento en el fluido es de aproximadamente de 700 BFPD.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

El pozo inicialmente fue diseñado para ser inyector, sin embargo al momento de perforar se comprobó que existe petróleo y debido a su potencial se lo mantiene produciendo. Debido a su bajo caudal y problemas con la unidad de bombeo se recomienda que el pozo retorne a su diseño inicial y que se inicie la inyección en la arenisca U inferior.

Tabla 4.33 Resumen Análisis nodal Caso base

PRODUCCIÓN ACTUAL [BPPD]	PRODUCCIÓN PROPUESTA [BPPD]	INCREMENTO [BPPD]
2640.3	3847.3	1207

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

4.2 ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 2”

El “Caso 2” como se explica en el capítulo 3 contempla la inyección de agua en la arenisca “U”, por lo cual varía los parámetros de los pozos ubicados en este horizonte.

4.2.1 ANÁLISIS POZO B-4

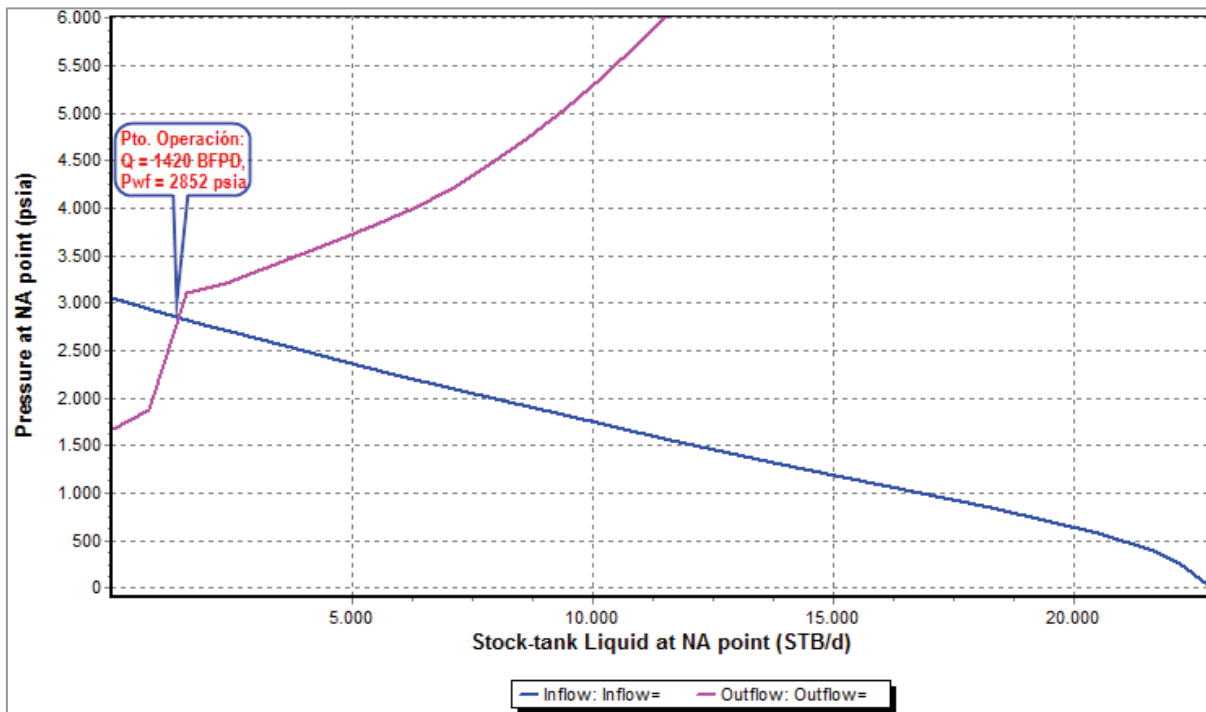


Gráfico 4.33 Análisis Nodal B-4
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

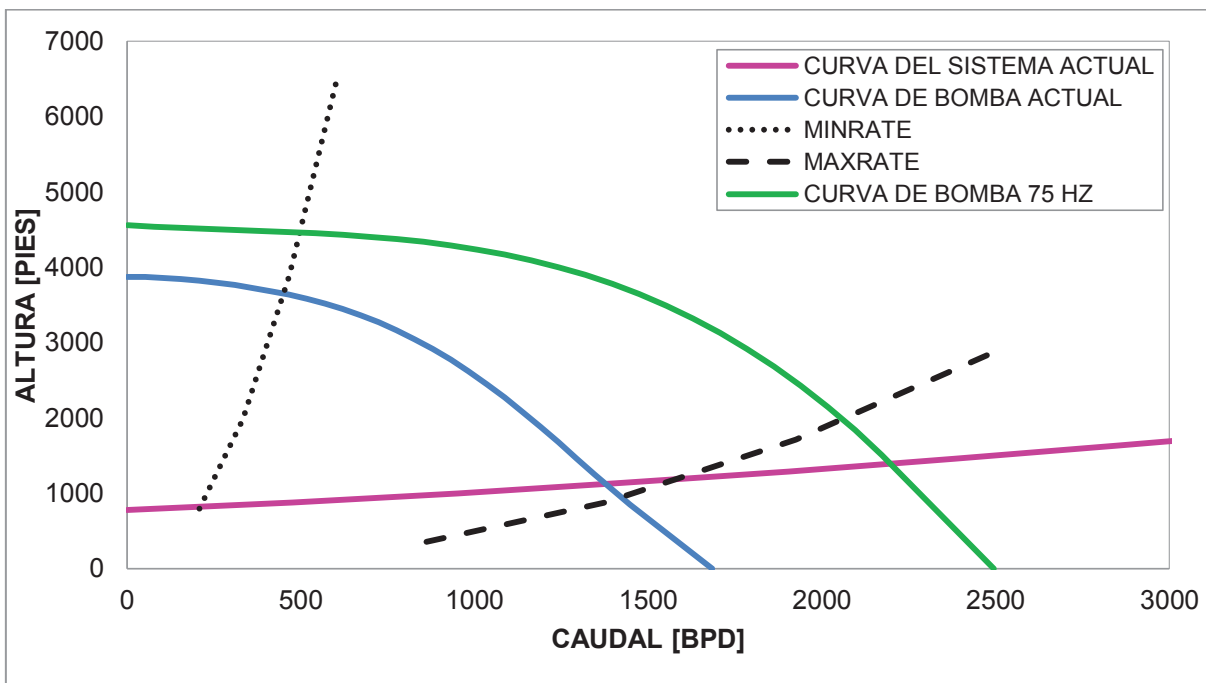


Gráfico 4.34 Análisis nodal de bomba B-4
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.34 Análisis y resultados B-4

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B-4	NODAL	El punto operativo sería 1420 BFPD y 2852 psia de caudal y presión de fondo fluuyente respectivamente	El pozo se encuentra sin Daño de formación
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra en el rango de la unidad en las nuevas condiciones del pozo, pero cercano a la zona de upthrust.	No se puede incrementar la frecuencia de la bomba, debido a que sale de rango de operación.

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

4.2.2 ANÁLISIS POZO B-6

La propuesta de rediseñar la bomba considera incrementar la producción del pozo hasta 2500 BFPD a una Pwf de 2750 psia aproximadamente, lo que daría como resultado un aumento neto de producción de petróleo de 390 BPPD.

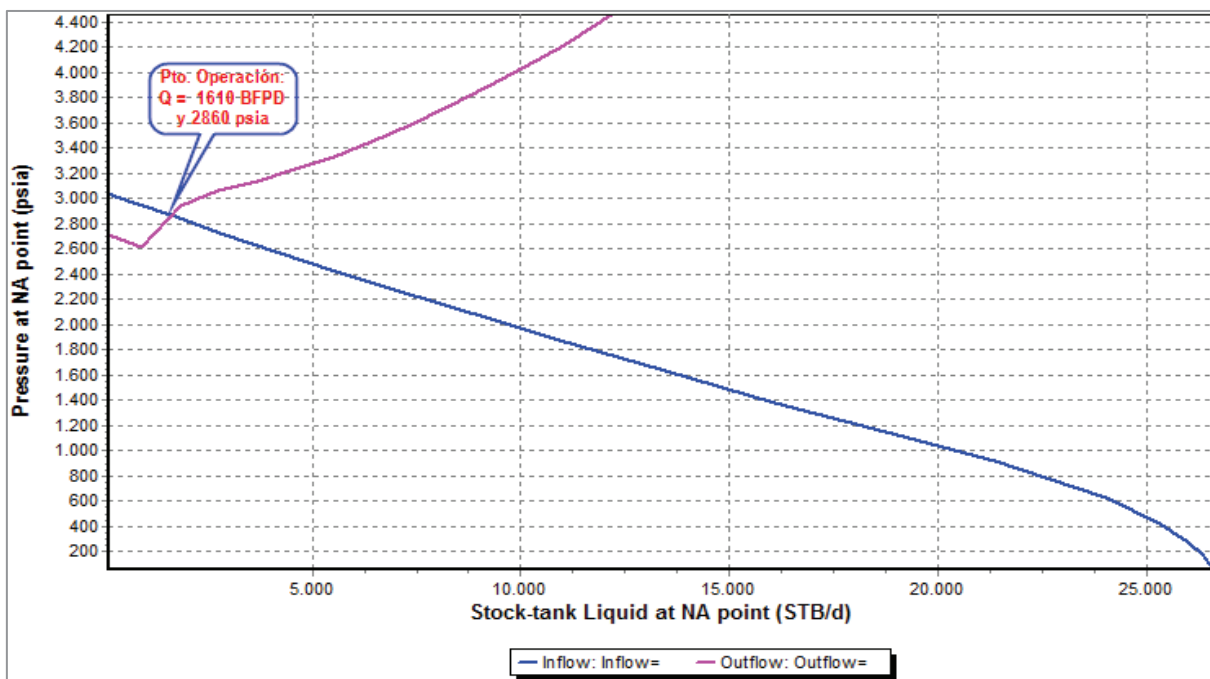


Gráfico 4.35 Análisis Nodal B-6

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

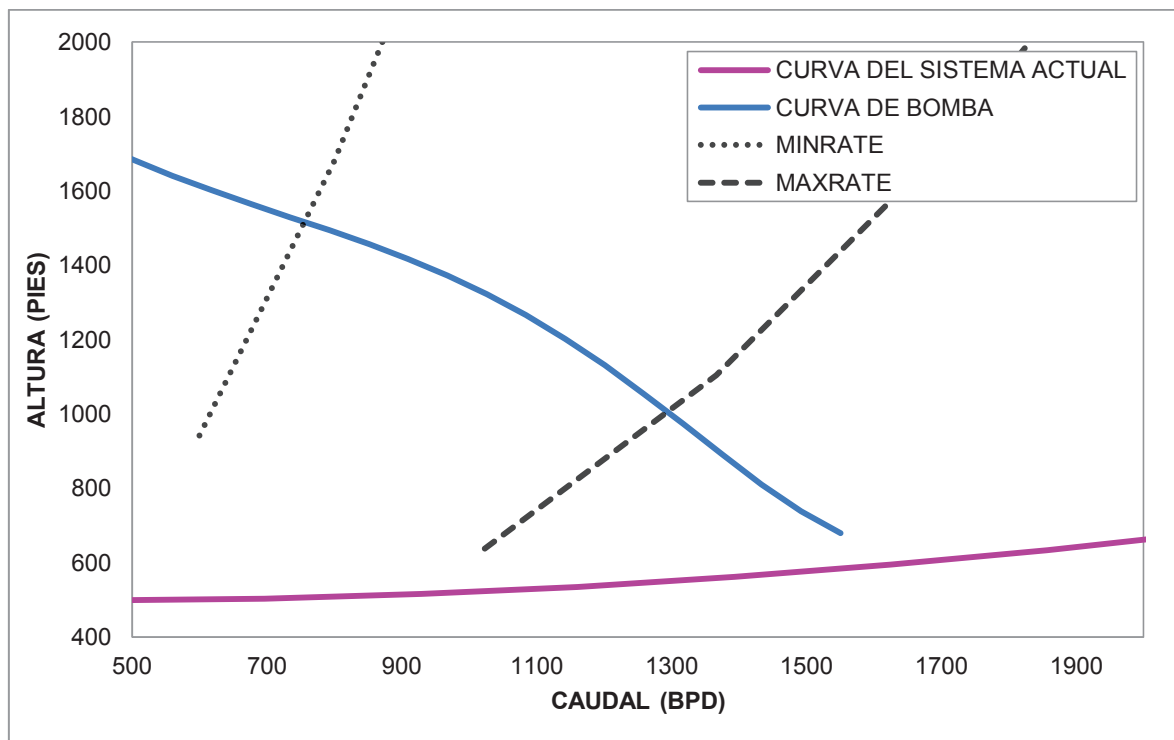


Gráfico 4.36 Análisis nodal de bomba B-6
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.35 Análisis y resultados B-6

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B-6	NODAL	El punto operativo sería 1610 BFPD y 2860 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente	El pozo se encuentra sin Daño de formación
	ANÁLISIS DE LA BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra fuera del rango de la unidad en las nuevas condiciones del pozo.	La bomba está sub-dimensionada

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.2.3 ANÁLISIS POZO B-9

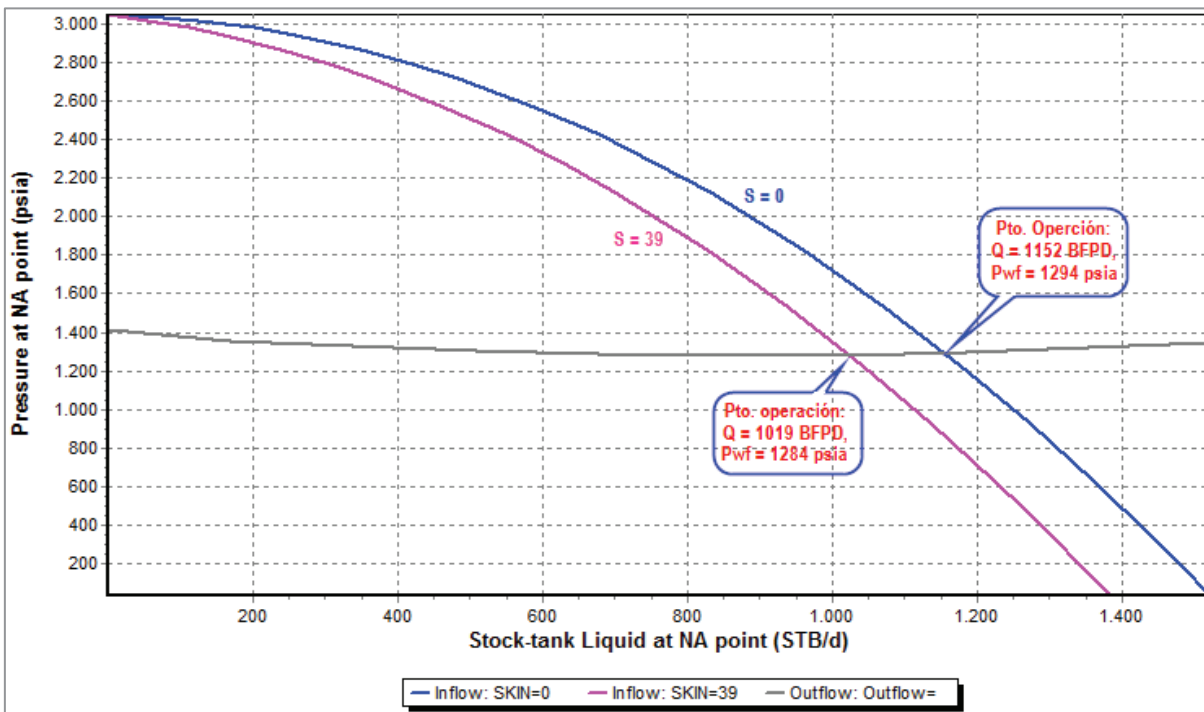


Gráfico 4.37 Análisis Nodal B-9 (U inferior)
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

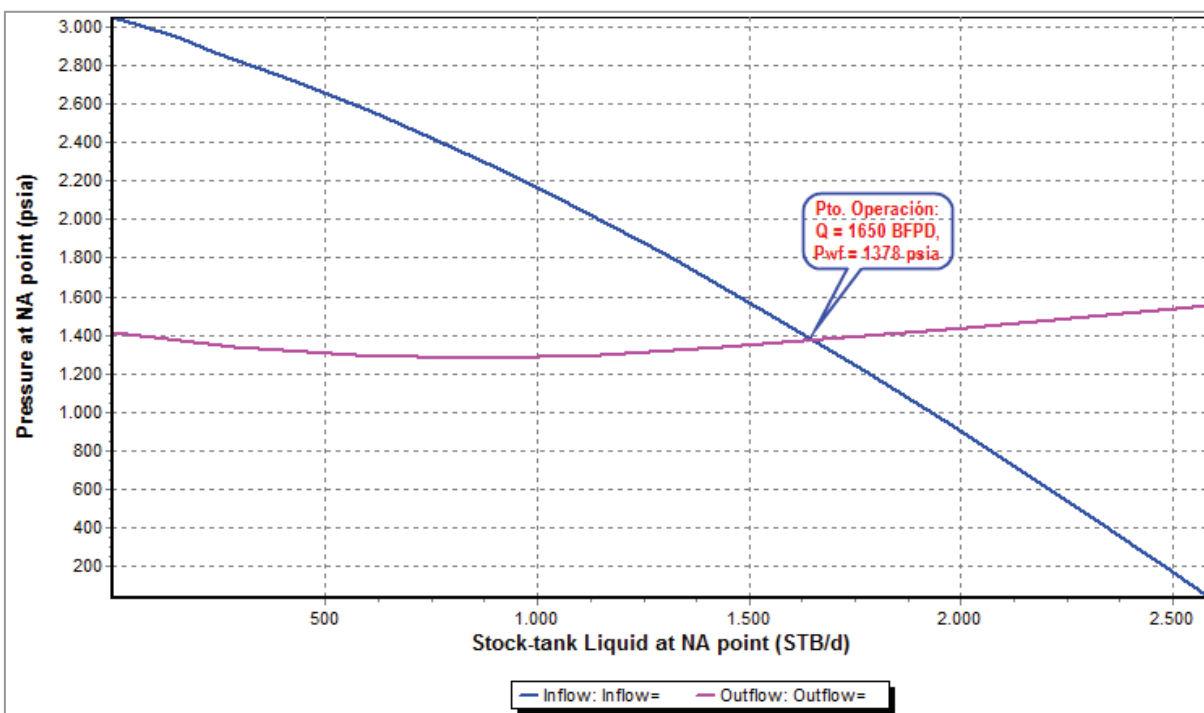


Gráfico 4.38 Análisis Nodal B-9 (S > 20)
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

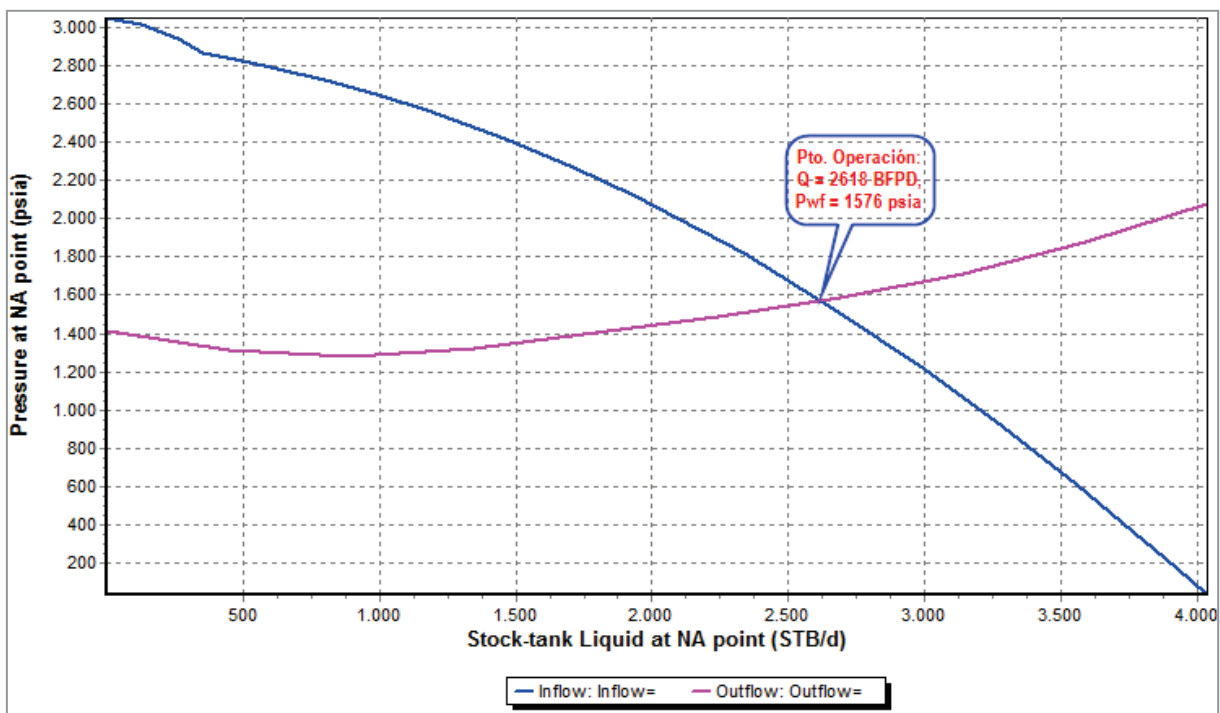


Gráfico 4.39 Análisis Nodal B-9 (S = 0)
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

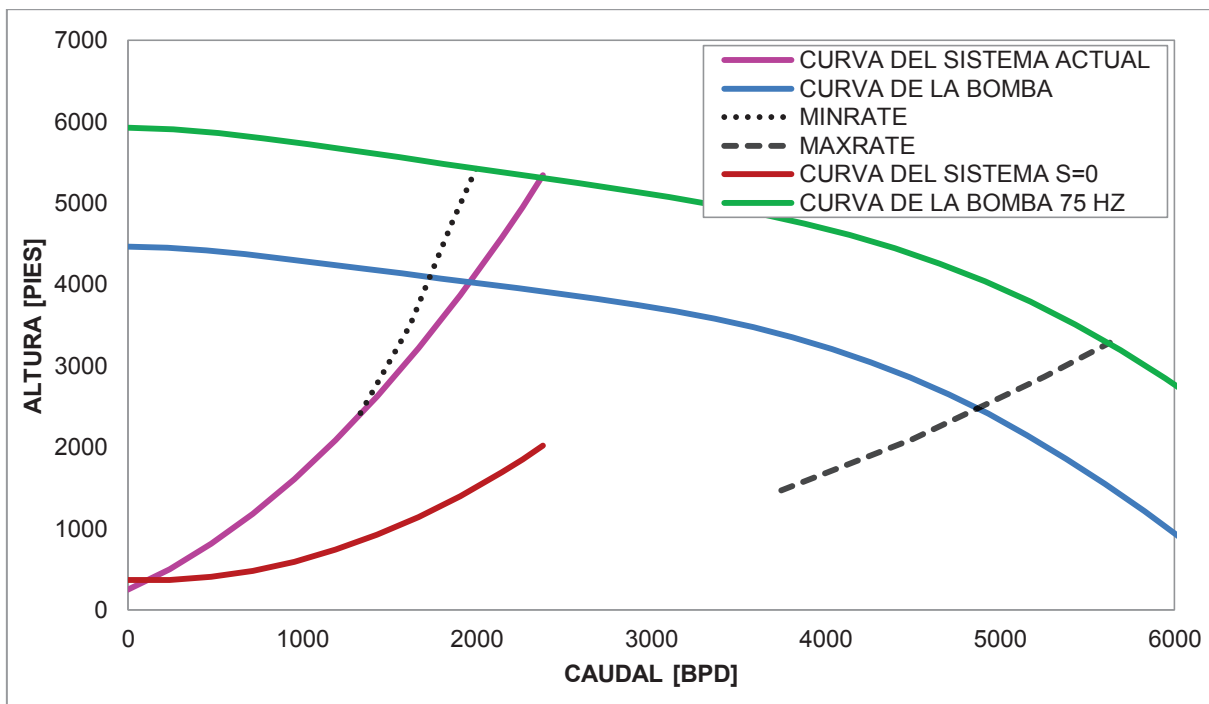


Gráfico 4.40 Análisis nodal de bomba B-9
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Tabla 4.36 Análisis y resultados B-9

		ANÁLISIS	RESULTADOS
SINGUE B- 9	NODAL	El punto operativo sería 1650 BFPD y 1378 psia de caudal y presión de fondo fluyente respectivamente	El pozos se encuentra con Daño superior a 20
	BOMBA	El punto óptimo de operación de la bomba se encuentra en el rango adecuado de la unidad pero cercano a downsthrust.	La bomba está cercana a ser sobredimensionada

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Se recomienda realizar trabajos de reacondicionamiento para eliminar los daños de formación en las dos areniscas y mejorar la posición del punto de operación en el rango óptimo de funcionamiento. Se obtendría una producción de 2618 BFPD a Pwf de 1576 psia, con aumento neto de petróleo de 400 BPPD. El incremento total posterior a los cambios de bomba se considera aproximadamente de 790 BPPD

4.3 ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 3”

Las curvas IPR de cada pozo fueron construidas en base a la Tabla 4.37, que indica la producción y presión de fondo correspondiente a la simulación de éstos pozos.

Tabla 4.37 Producción pozos Caso 3

Pozo		Caudal (BFPD)	Caudal Petróleo (BPPD)	Pr área de drenaje (psia)	Pwf (psia)
H-1	Condición inicial	1988	1988	3050	2900
H-2	Condición inicial	1991	1991	3050	2750
H-3	Condición inicial	1987	1987	3050	2442
H-4	Condición inicial	1998	1618	3050	2420

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.3.1 ANÁLISIS POZO H-1

4.3.1.1 Análisis nodal

El gráfico 4.41 indica que el pozo es capaz de producir sin necesidad de un mecanismo de levantamiento artificial con una Pwh de 230 psia y un punto de operación de Q=1988 BFPD a Pwf= 2900 psia., además la sensibilidad de presión de

cabeza indica que existe un amplio rango de funcionamiento si la presión de reservorio disminuye o se requiere incrementar el caudal.

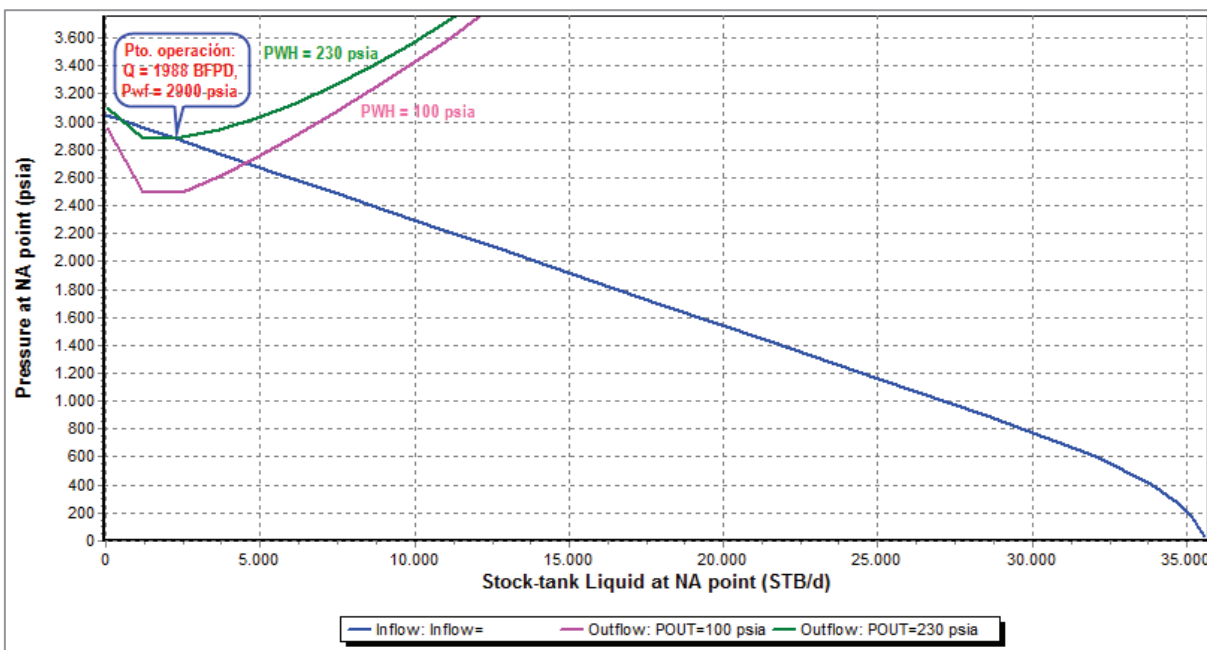


Gráfico 4.41 Análisis nodal pozo H-1
 ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.3.2 ANÁLISIS POZO H-2

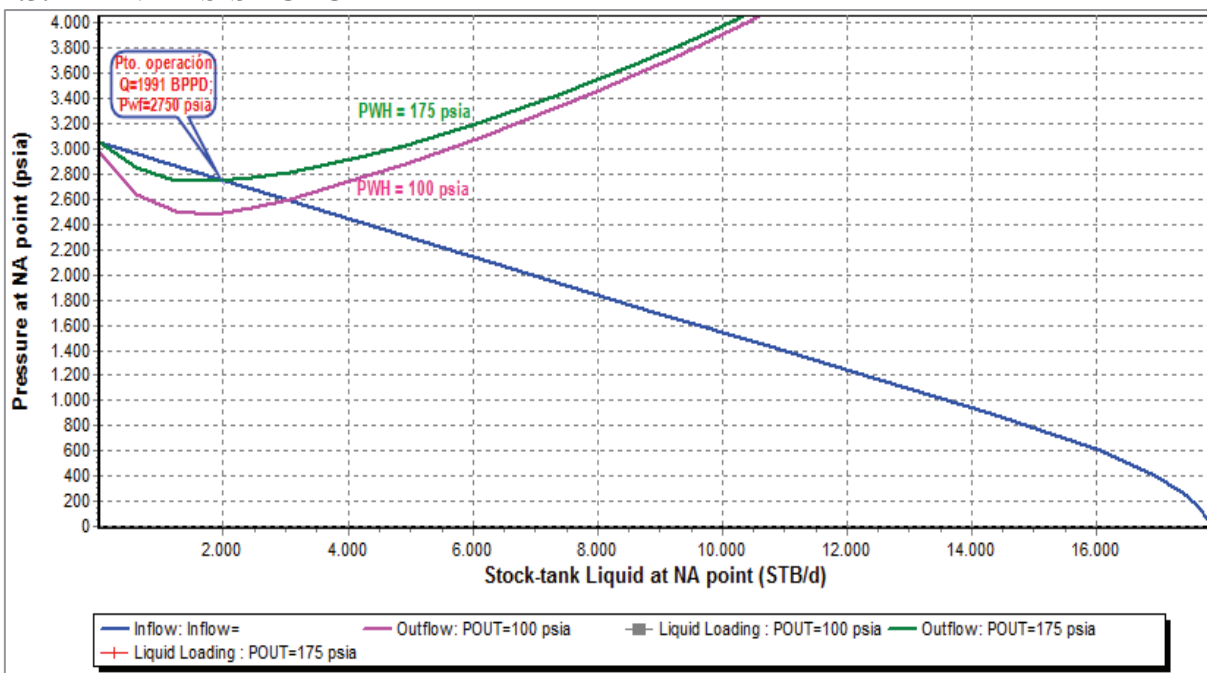


Gráfico 4.42 Análisis nodal pozo H-2
 ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.3.2.1 *Análisis nodal*

El Gráfico 4.42 indica que el pozo es capaz de producir sin necesidad de un mecanismo de levantamiento artificial con una Pwh de 175 psia y un punto de operación de $Q=1991$ BFPD a $P_{wf}= 2750$ psia., además la sensibilidad de presión de cabeza indica que existe un amplio rango de funcionamiento si la presión de reservorio disminuye o se requiere incrementar el caudal.

4.3.3 ANÁLISIS POZO H-3

4.3.3.1 *Diseño de BES*

La Gráfico 4.43 indica el comportamiento de la bomba Schlumberger Reda 540 GN3200, siendo la que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

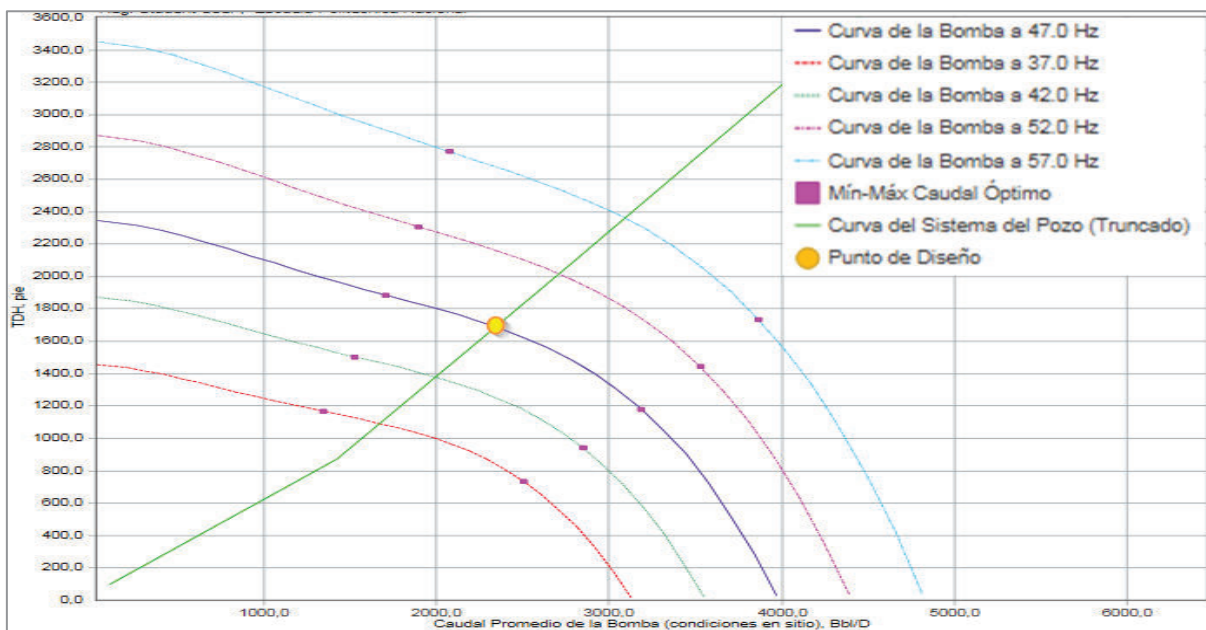


Gráfico 4.43 Comportamiento de la bomba GN3200 (pozo H-3)
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.3.3.2 *Análisis nodal*

El Gráfico 4.4 indica un punto de operación de $Q=2116$ BFPD a $P_{wf}= 2410$ psia., con el sistema de bombeo BES descrito en el apartado anterior.

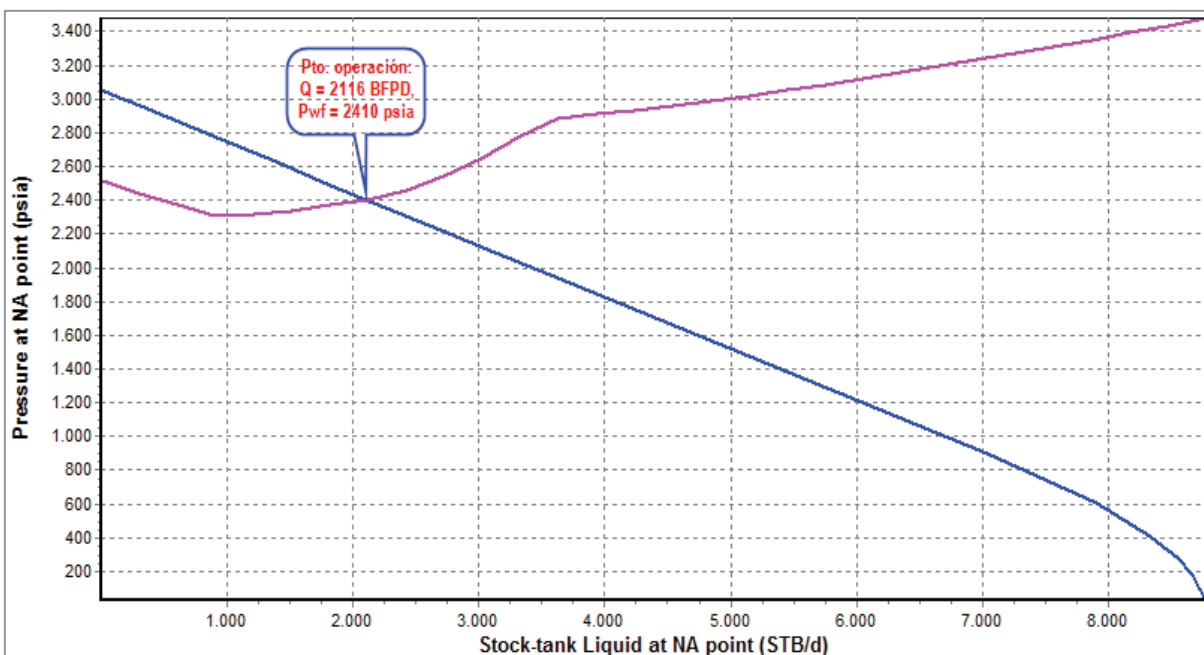


Gráfico 4.44 Análisis nodal pozo H-3
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.3.4 ANÁLISIS POZO H-4

4.3.4.1 Diseño de BES

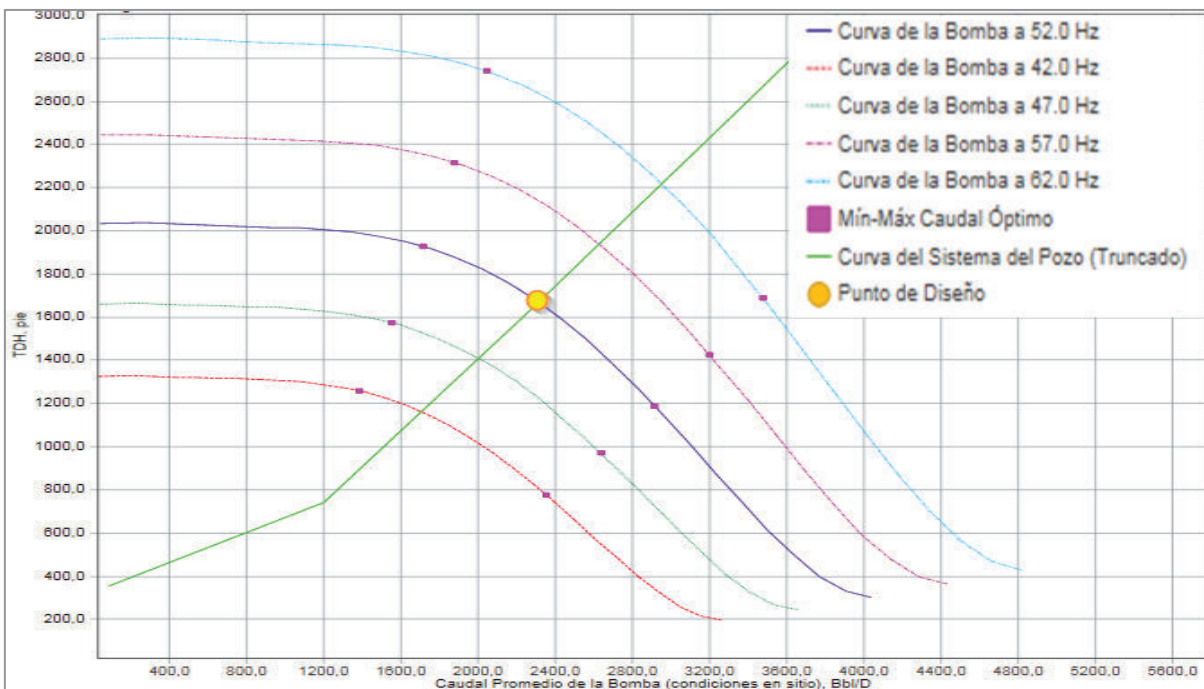


Gráfico 4.45 Comportamiento de la bomba G2700 (pozo H-4)
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

El Gráfico 4.45 indica el comportamiento de la bomba Schlumberger Reda 540 G2700, siendo la que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

4.3.4.2 Análisis Nodal

El Gráfico 4.46 indica un punto de operación de $Q=2129$ BFPD a $P_{wf}= 2377$ psia., con el sistema de bombeo BES descrito en el apartado anterior.

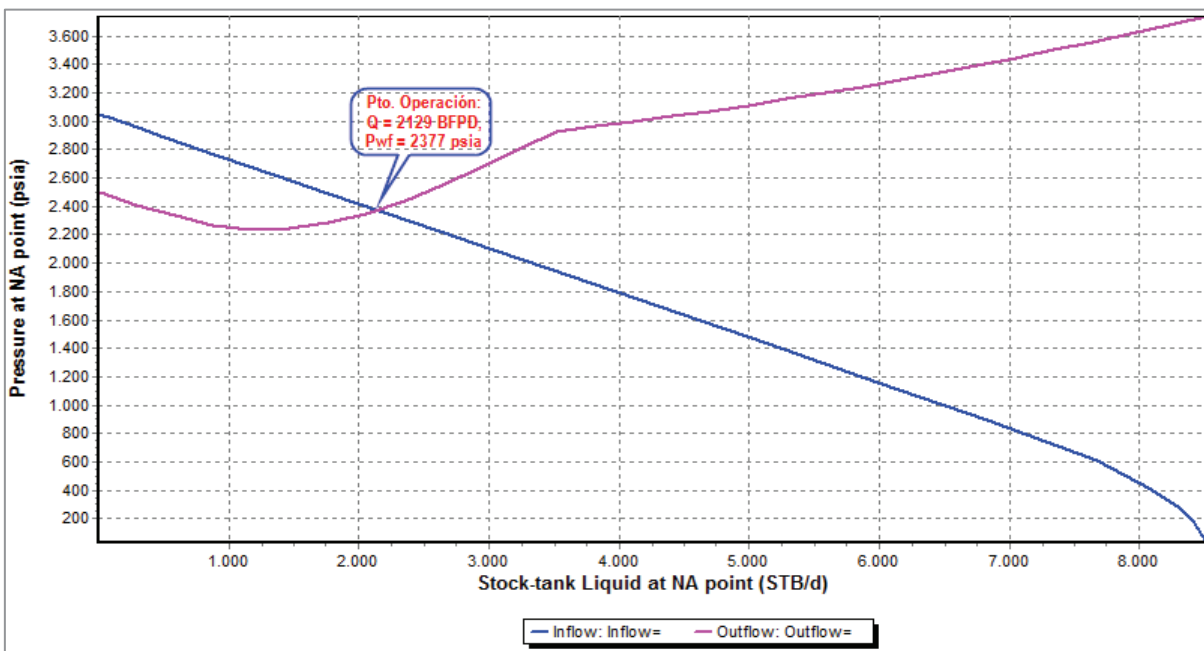


Gráfico 4.46 Análisis nodal pozo H-4
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.4 ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 4”

Las curvas IPR de cada pozo fueron construidas en base a la Tabla 4.38, que indica la producción y presión de fondo correspondiente a la simulación de éstos pozos.

Tabla 4.38 Producción pozos Caso 4

Pozo	Caudal (BFPD)	Caudal Petróleo (BPPD)	Pr área de drenaje (psia)	Pwf (psia)	
H-1	Condición inicial	3976	3976	3050	2750
H-2	Condición inicial	3979	3979	3050	2455
H-3	Condición inicial	3774	3774	3050	1915
H-4	Condición inicial	2665	2159	3050	2215

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.4.1 ANÁLISIS POZO H-1

4.4.1.1 Análisis nodal

El Gráfico 4.47 indica que el pozo es capaz de producir sin necesidad de un mecanismo de levantamiento artificial con una Pwh de 105 psia y un punto de operación de Q=3976 BFPD a Pwf= 2750 psia., además la sensibilidad de presión de cabeza indica que existe un amplio rango de funcionamiento si la presión de reservorio disminuye o se requiere incrementar el caudal.

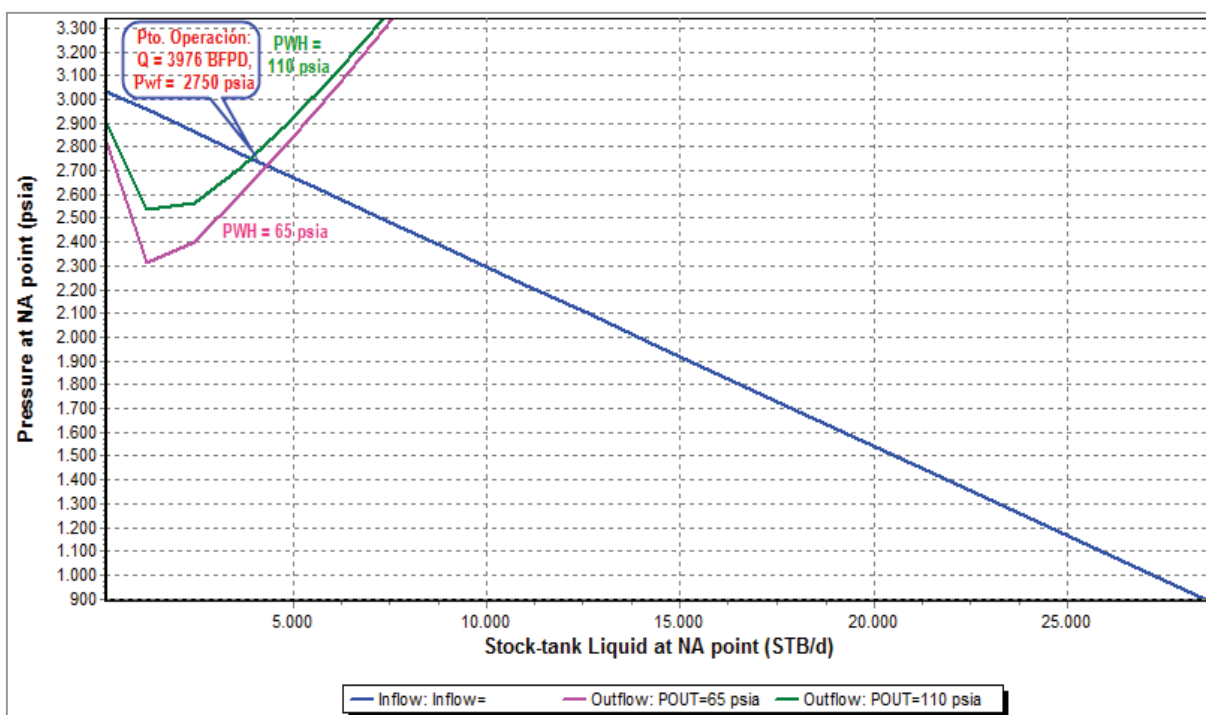


Gráfico 4.47 Análisis nodal H-1
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.4.2 ANÁLISIS POZO H-2

4.4.2.1 Diseño de BES

El Gráfico 4.48 indica el comportamiento de la bomba Schlumberger Reda 538 S5000N, siendo la que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

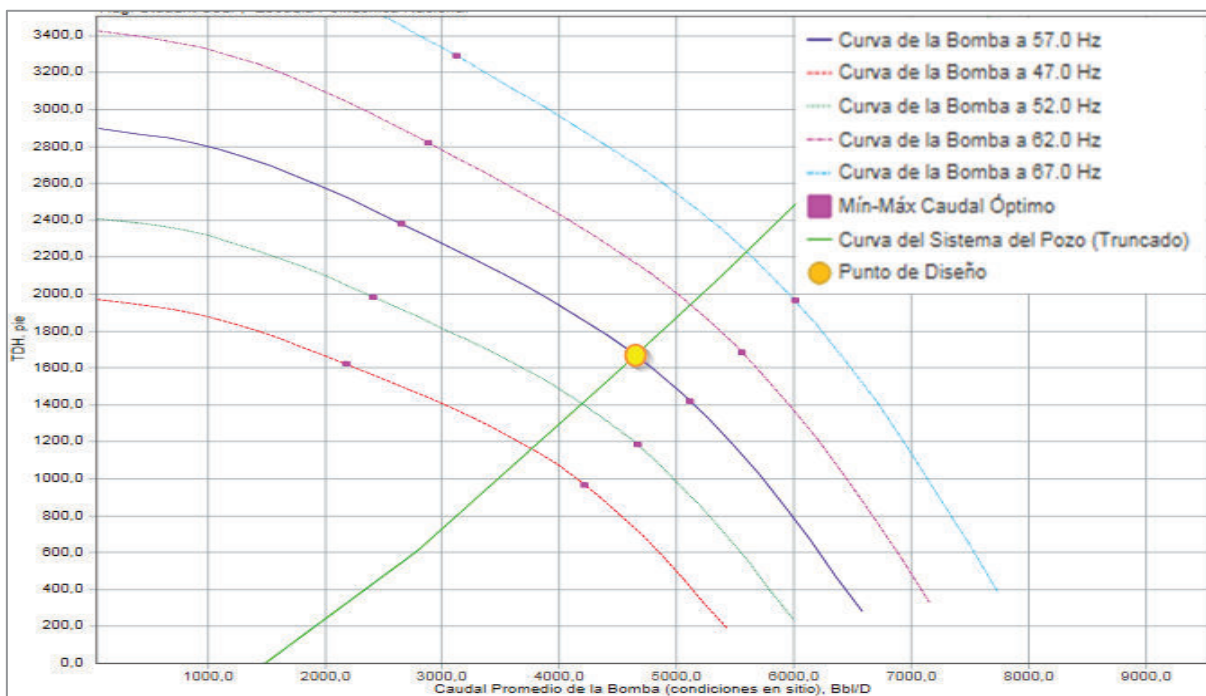


Gráfico 4.48 Diseño de bomba H-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.4.2.2 *Análisis nodal*

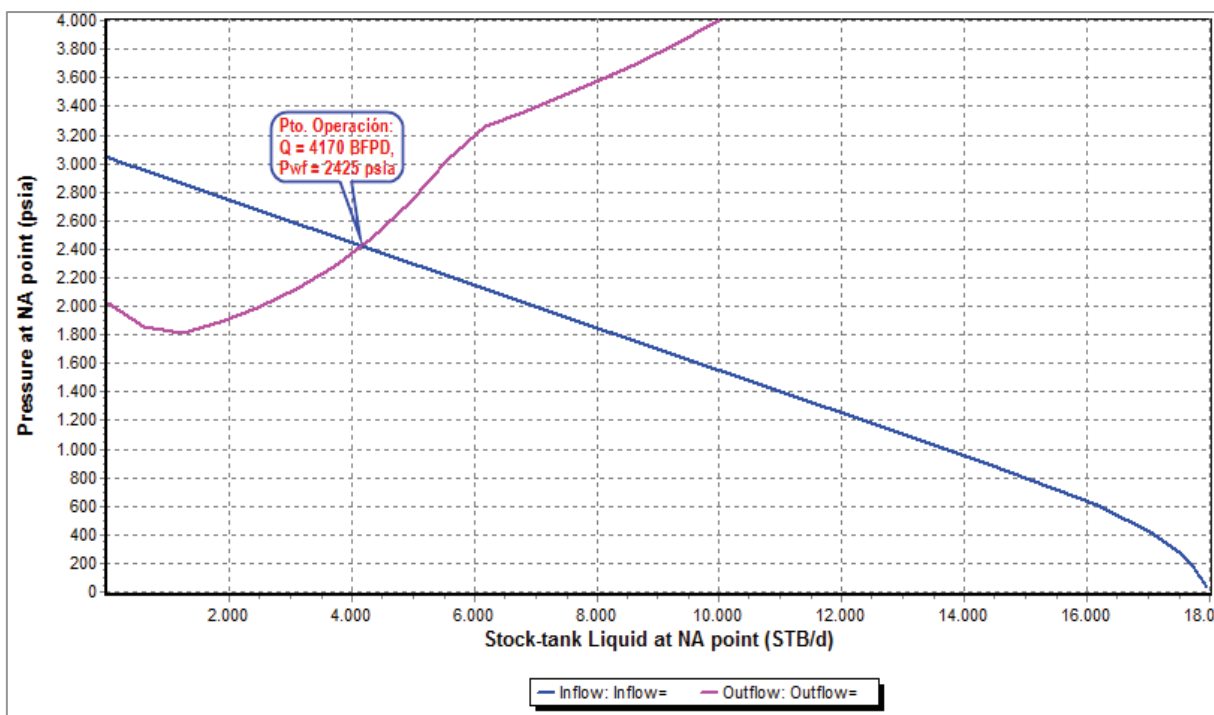


Gráfico 4.49 Análisis nodal H-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

El Gráfico 4.49 indica un punto de operación de $Q=4170$ BFPD a $P_{wf}= 2425$ psia., con el sistema de bombeo BES descrito en el apartado anterior.

4.4.3 ANÁLISIS POZO H-3

4.4.3.1 Diseño de BES

El gráfico 4.50 Indica el comportamiento de la bomba Schlumberger Reda 400 D4300N, siendo la que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

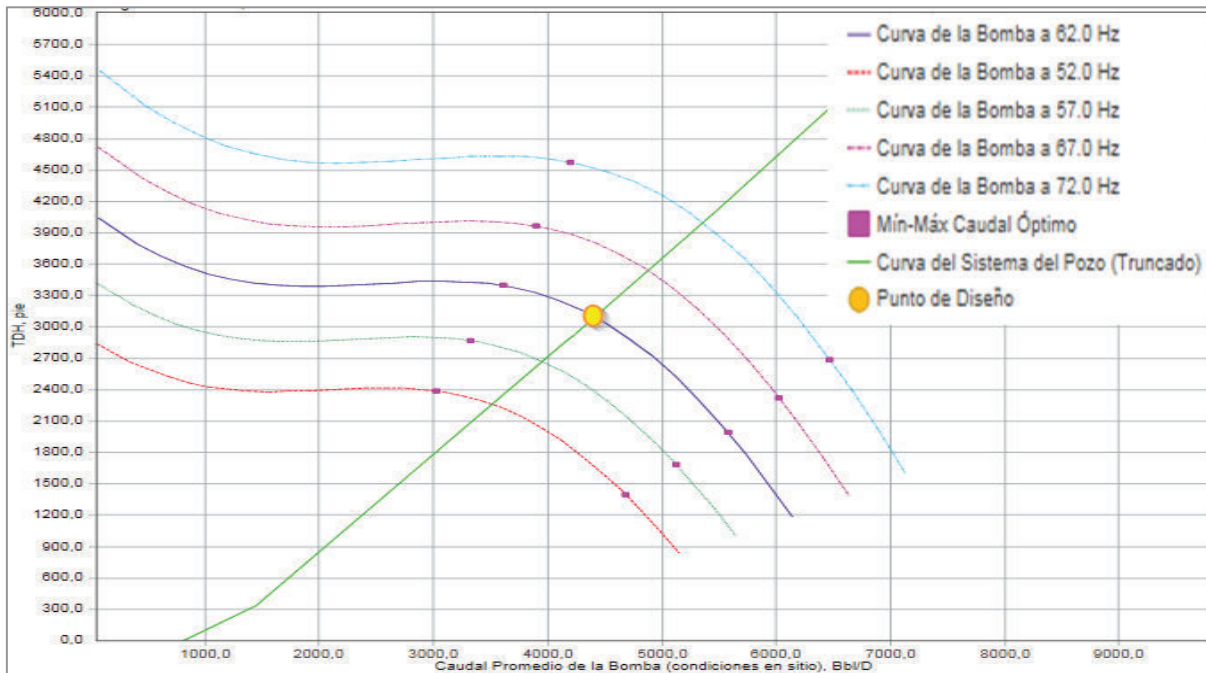


Gráfico 4.50 Diseño de bomba H-3
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.4.3.2 Análisis nodal

El Gráfico 4.51 indica un punto de operación de $Q=3946$ BFPD a $P_{wf}= 1862$ psia., con el sistema de bombeo BES descrito en el apartado anterior.

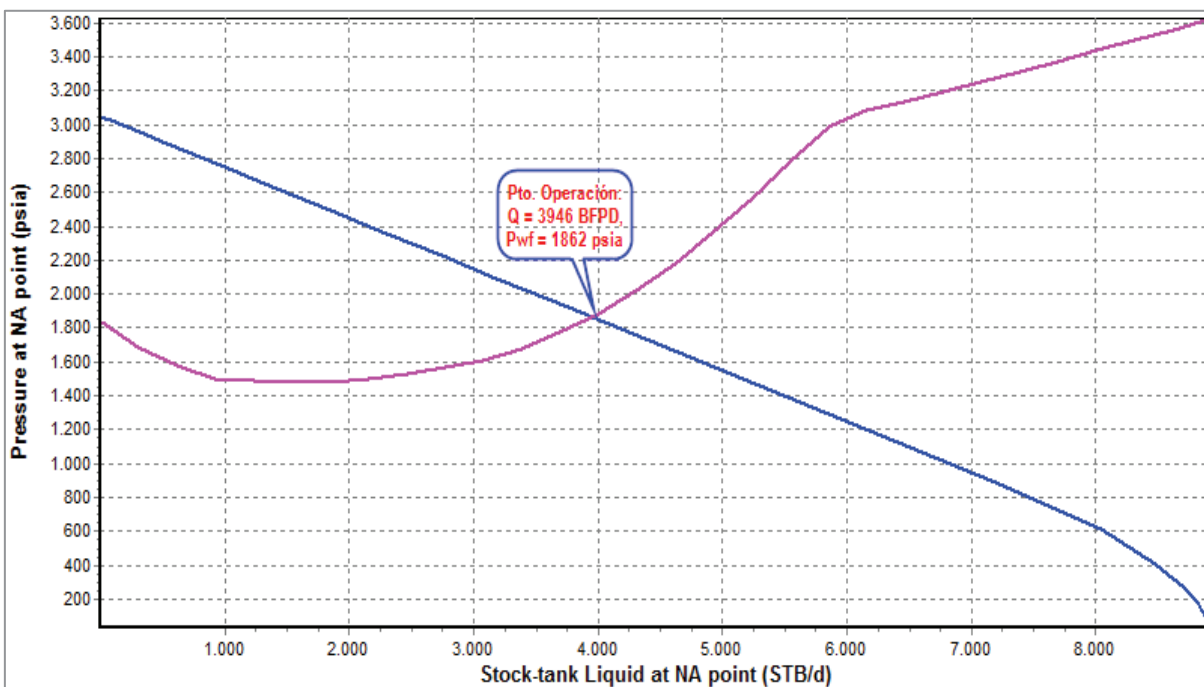


Gráfico 4.51 Análisis nodal H-3
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.4.4 ANÁLISIS POZO H-4

4.4.4.1 Diseño de BES

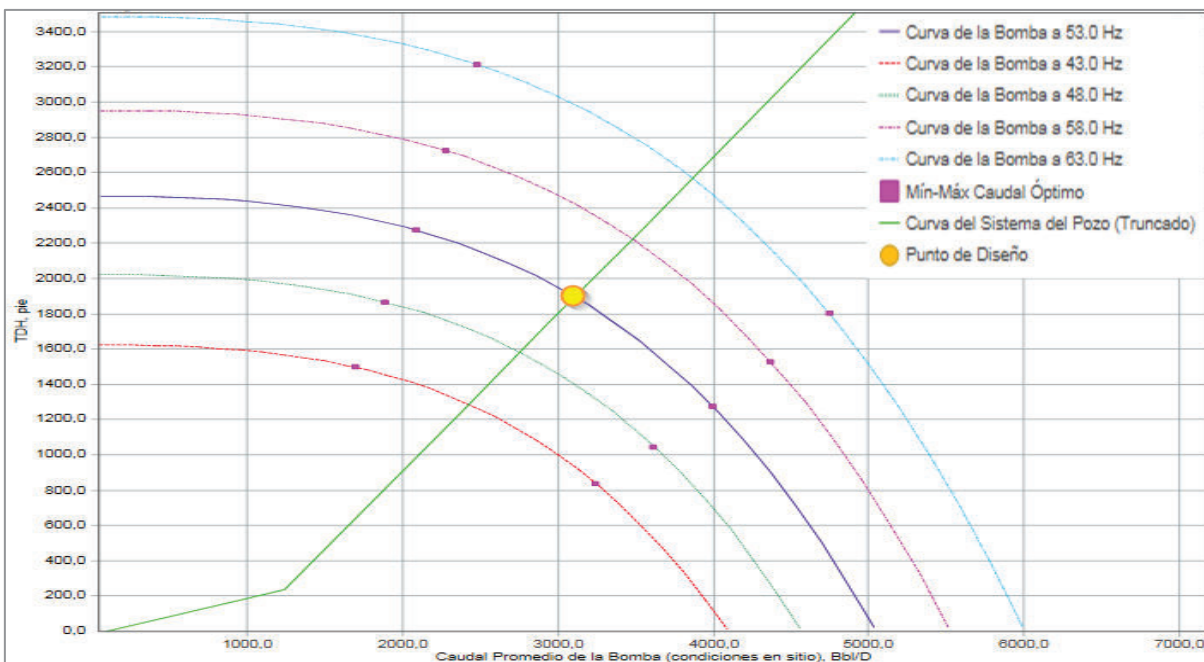


Gráfico 4.52 Diseño de bomba H-4
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

El Gráfico 4.52 indica el comportamiento de la bomba Schlumberger Reda 538 SN3600, siendo la que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

4.4.4.2 Análisis nodal

El gráfico 4.53 indica un punto de operación de $Q=2879$ BFPD a $P_{wf}=2148$ psia., con el sistema de bombeo BES descrito en el apartado anterior.

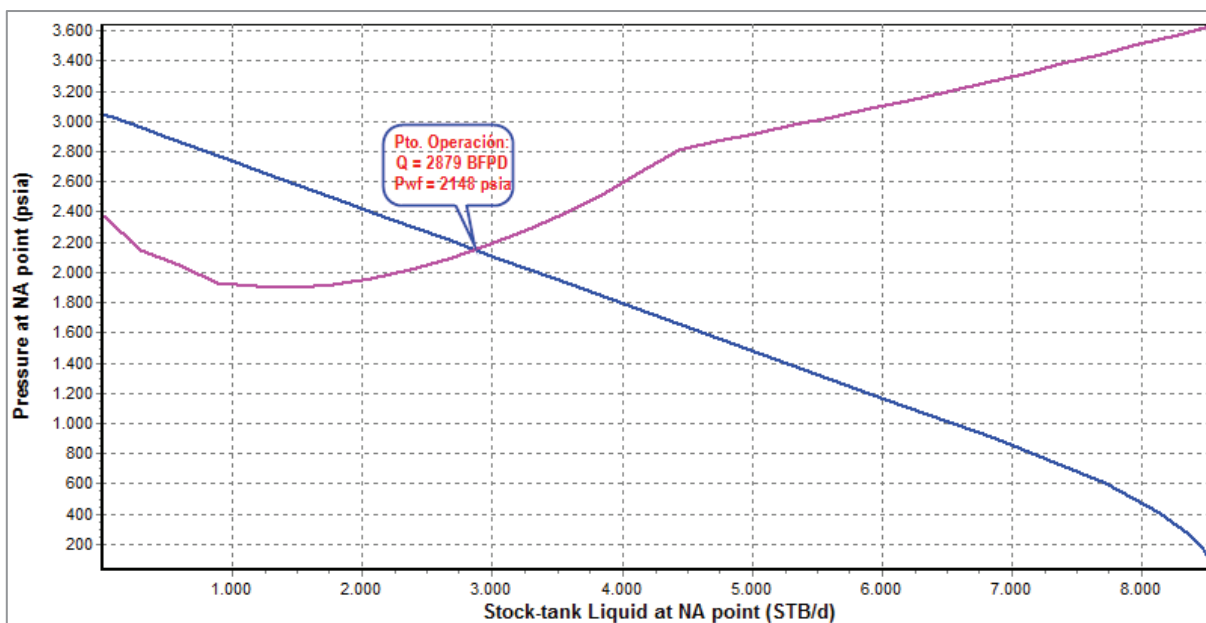


Gráfico 4.53 Análisis nodal H-4

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5 ANÁLISIS NODAL DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN “CASO 7”

Las curvas IPR de cada pozo fueron construidas en base a la Tabla 4.39, que indica la producción y presión de fondo correspondiente a la simulación de éstos pozos.

Tabla 4.39 Producción pozos Caso 7

	Pozo	Caudal (BFPD)	Caudal Petróleo (BPPD)	Pr área de drenaje (psia)	Pwf (psia)
H-1	Condición inicial	1988	1988	3050	2900
V-2	Condición inicial	931	931	3050	2720
V-3	Condición inicial	578	578	3050	2830
V-4	Condición inicial	348	348	3050	2650
V-5	Condición inicial	243	243	3050	2723

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.1 ANÁLISIS POZO H-1

4.5.1.1 *Análisis nodal*

El Gráfico 4.54 indica que el pozo es capaz de producir sin necesidad de un mecanismo de levantamiento artificial con una P_{wh} de 230 psia y un punto de operación de $Q=1988$ BFPD a $P_{wf}= 2900$ psia., además la sensibilidad de presión de cabeza indica que existe un amplio rango de funcionamiento si la presión de reservorio disminuye o se requiere incrementar el caudal.

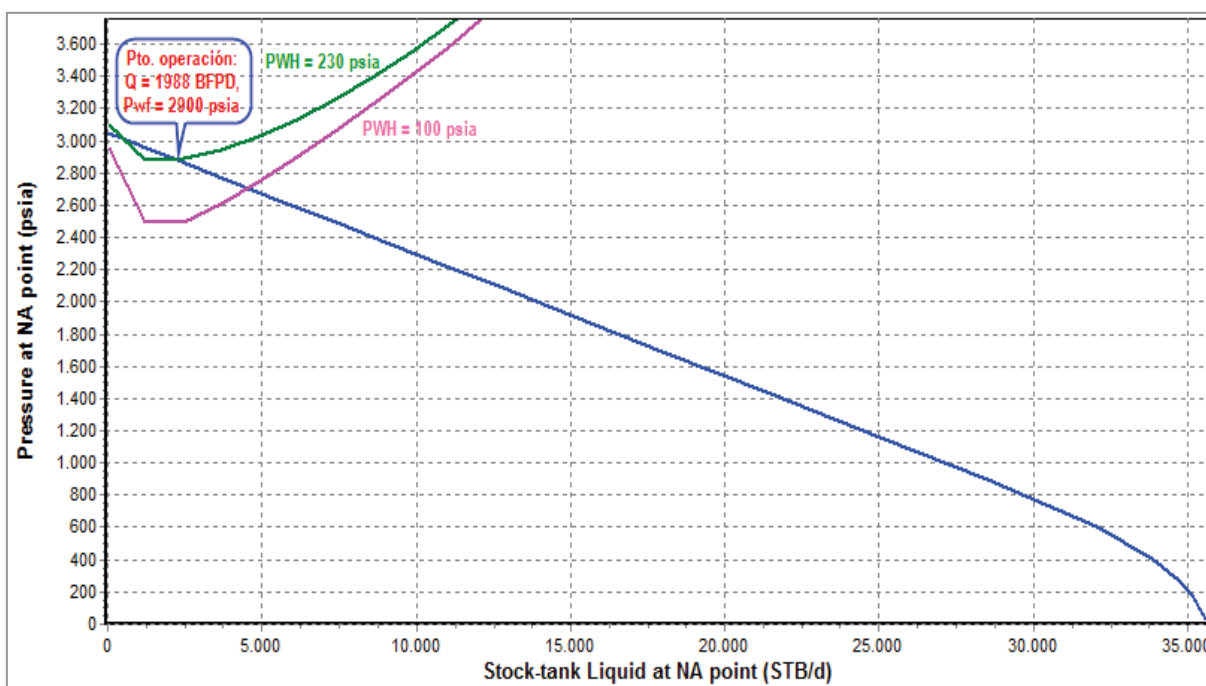


Gráfico 4.54 Análisis nodal pozo H-1
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.2 ANÁLISIS POZO V-2

4.5.2.1 *Diseño de BES*

El Gráfico 4.55 indica el comportamiento de la bomba Schlumberger Reda 338 AN1500, siendo la que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

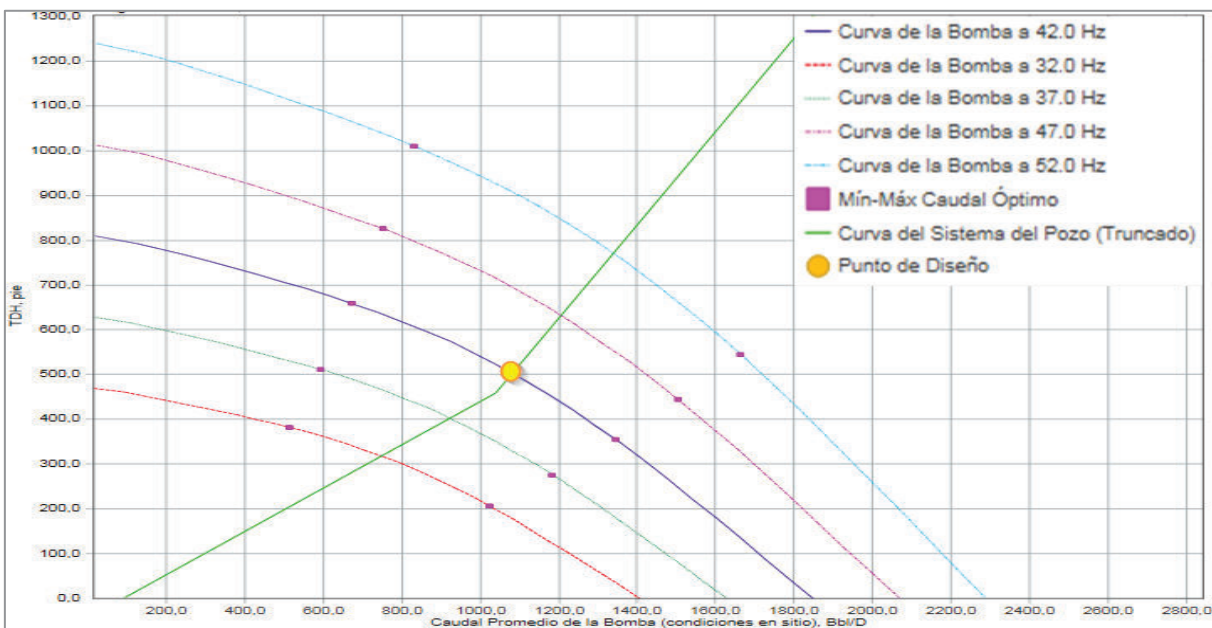


Gráfico 4.55 Diseño de bomba V-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.2.2 Análisis nodal

El Gráfico 4.56 indica un punto de operación de Q=931 BFPD a Pwf= 2720 psia., con el sistema de bombeo BES descrito en el apartado anterior.

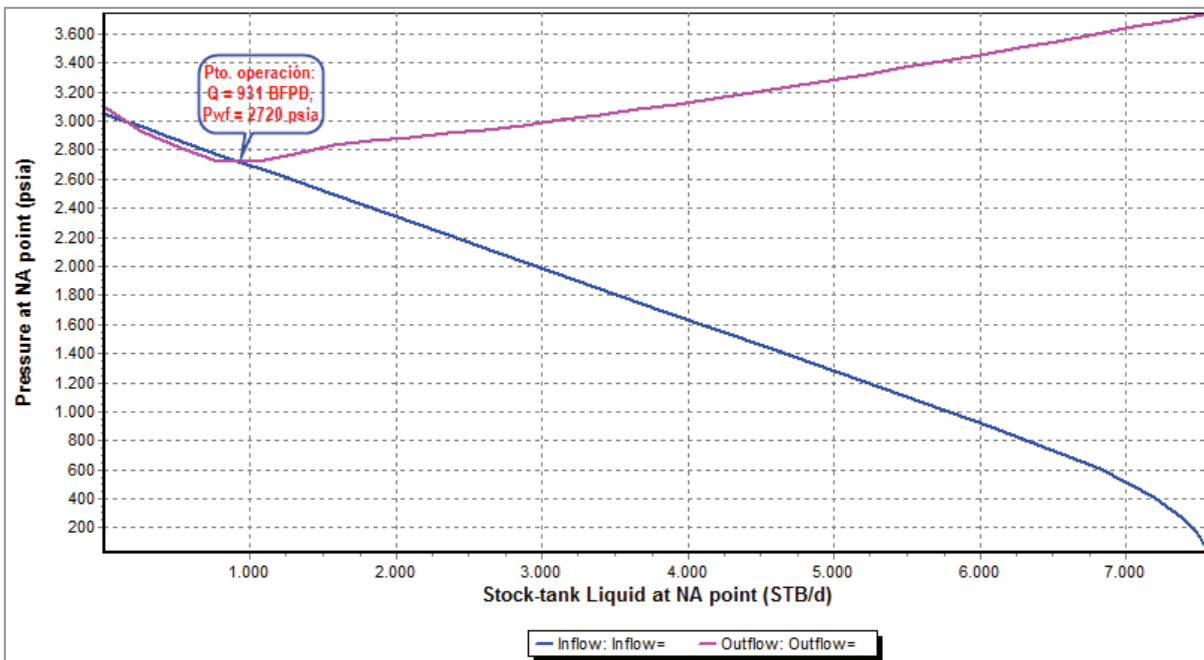


Gráfico 4.56 Análisis nodal V-2
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.3 ANÁLISIS POZO V-3

4.5.3.1 *Análisis nodal*

El Gráfico 4.57 indica que el pozo es capaz de producir sin necesidad de un mecanismo de levantamiento artificial con una Pwh de 170 psia y un punto de operación de Q=650 BFPD a Pwf= 2800 psia., además la sensibilidad de presión de cabeza indica que existe un amplio rango de funcionamiento si la presión de reservorio disminuye o se requiere incrementar el caudal.

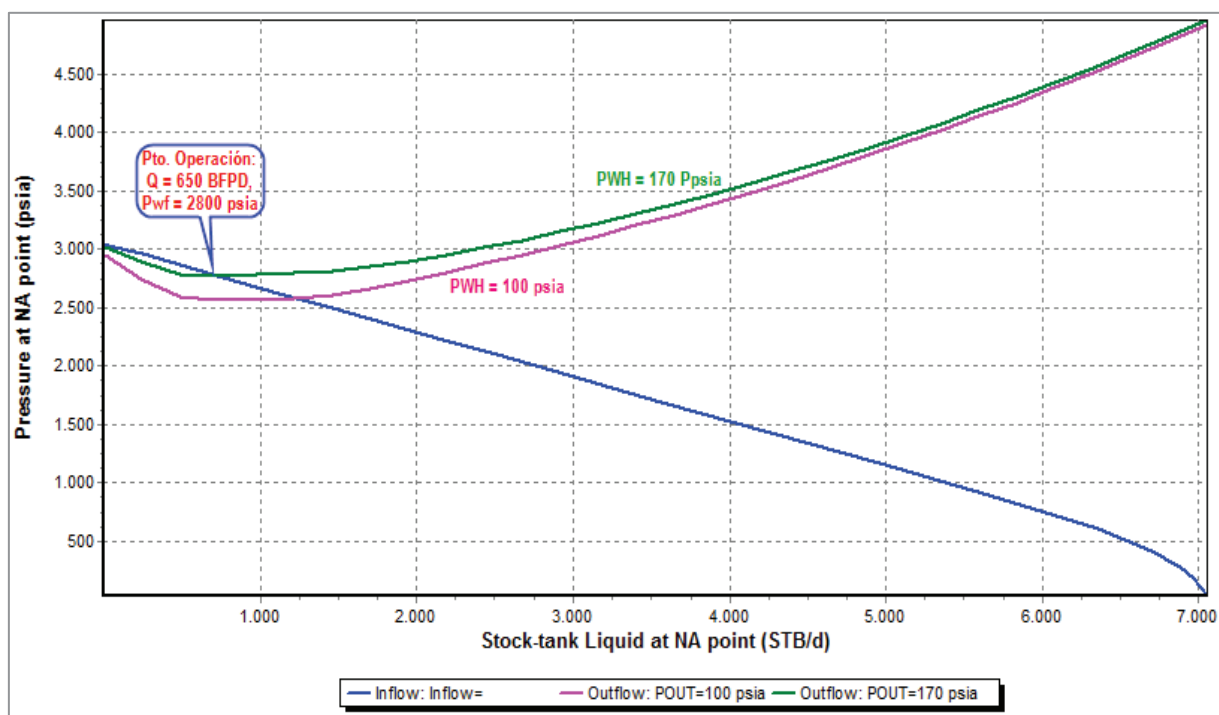


Gráfico 4.57 Análisis nodal V-3
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.4 ANÁLISIS POZO V-4

4.5.4.1 *Diseño de BES*

El Gráfico 4.58 indica el comportamiento de la bomba Schlumberger Reda 400 DN1000, siendo la que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

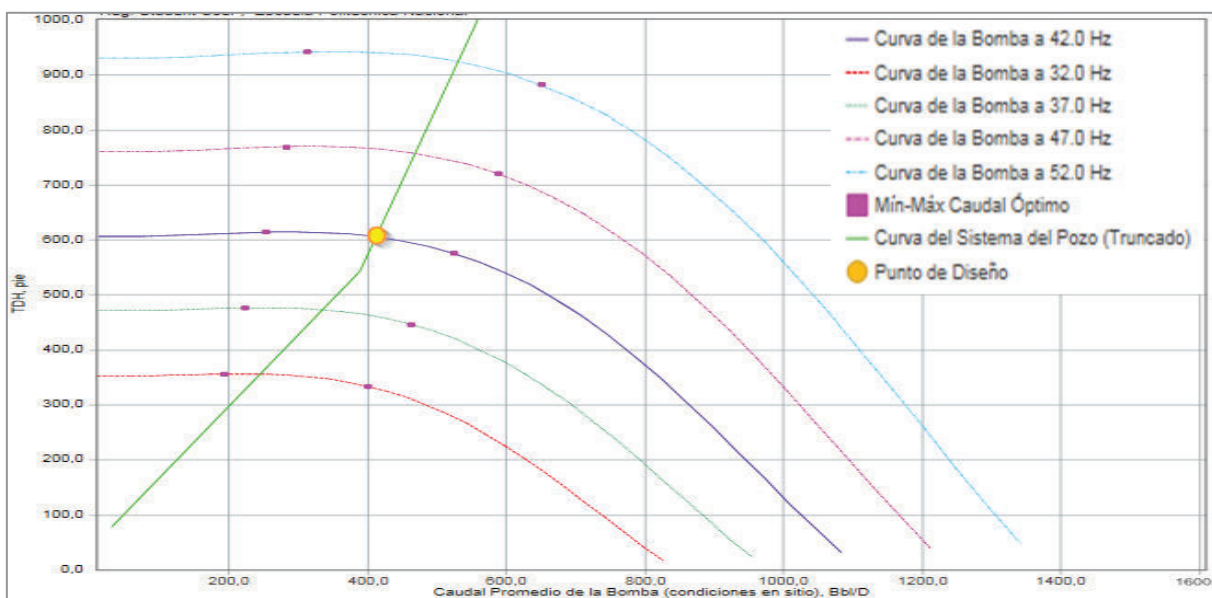


Gráfico 4.58 Diseño de bomba V-4
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.4.2 Análisis nodal

El Gráfico 4.59 indica un punto de operación de $Q=367$ BFPD a $P_{wf}=2630$ psia., con el sistema de bombeo BES descrito en el apartado anterior.

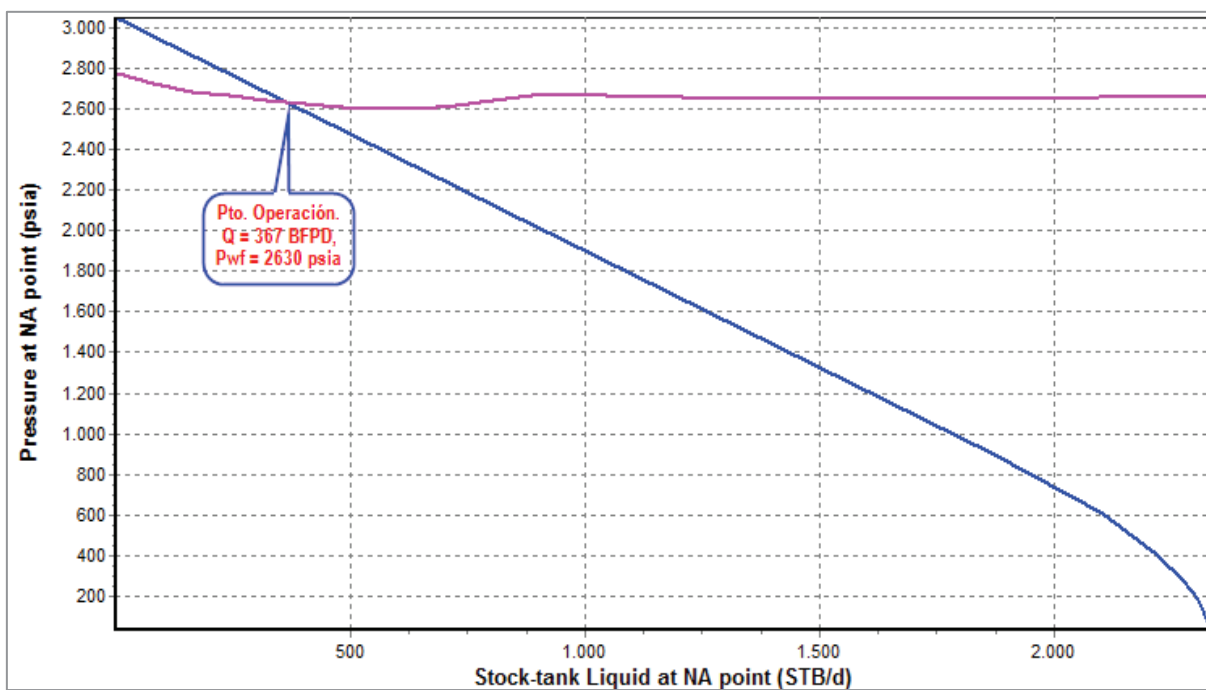


Gráfico 4.59 Análisis nodal V-4
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.5 ANÁLISIS POZO V-5

4.5.5.1 Diseño de BES

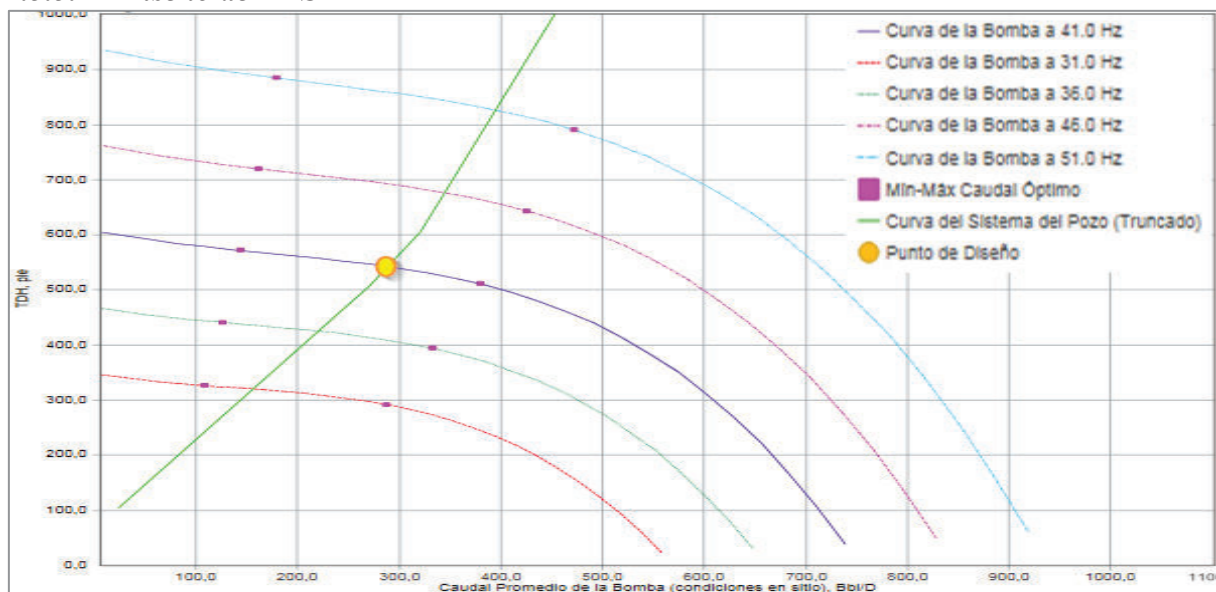


Gráfico 4.60 Diseño de bomba V-5
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

4.5.5.2 Análisis nodal

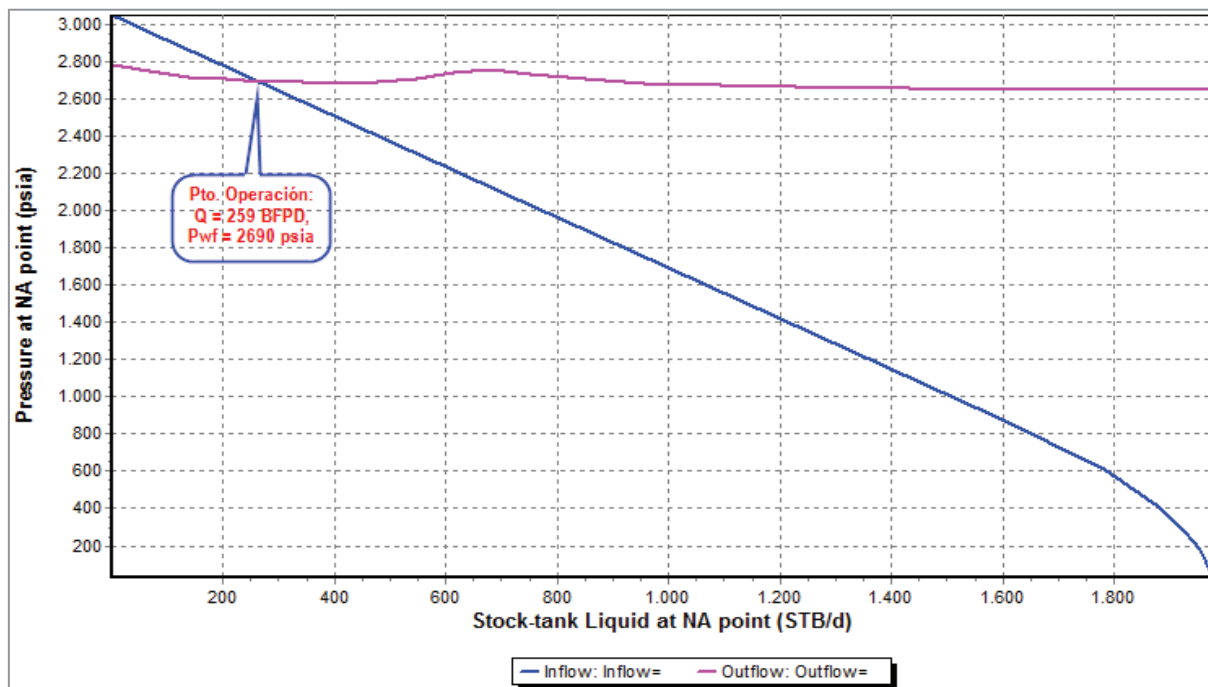


Gráfico 4.61 Análisis nodal V-5
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

CAPÍTULO 5

DIMENSIONAMIENTO DE FACILIDADES

En el presente capítulo se plantea la simulación y dimensionamiento de las líneas de flujo y facilidades de producción de acuerdo a las máximas condiciones de operación proyectadas por los escenarios de desarrollo simulados en el modelo de reservorio, encontrando así posibles cuellos de botella para poder optimizarlos y mejorar la funcionalidad de los procesos de tratamiento de los fluidos en la Estación de Producción.

La compañía Gente Oil Ecuador tiene instalados los sistemas de separación y tratamiento de petróleo en el Pad-B y las facilidades para el tratamiento de agua de producción en el Pad-A. El Manifold de producción ubicado en Singue B, recibe fluido de los cabezales de los pozos de las dos plataformas con una gravedad API en conjunto en un rango de 26 a 30 grados. Las facilidades han sido diseñadas para tratar y transferir petróleo en condiciones de almacenamiento y agua para inyección. Gráfico 5.1.

5.1 SIMULACIÓN DE LÍNEAS DE FLUJO

El propósito de los siguientes cálculos es verificar las dimensiones de las líneas de flujo considerando criterios de velocidad y caída de presión. Se asegura la funcionalidad de las líneas realizando los cálculos hidráulicos para los casos más severos y exigentes a los que se las podrá someter.

Tabla 5.1 Criterios de caída de presión para tuberías de petróleo

Densidad de líquido (lb/ft ³)	Máximo ΔP (psia/100 ft)
100	4.86
50	3.98
20	1.32

ELABORADO POR: API Petroleum Institute, 2001

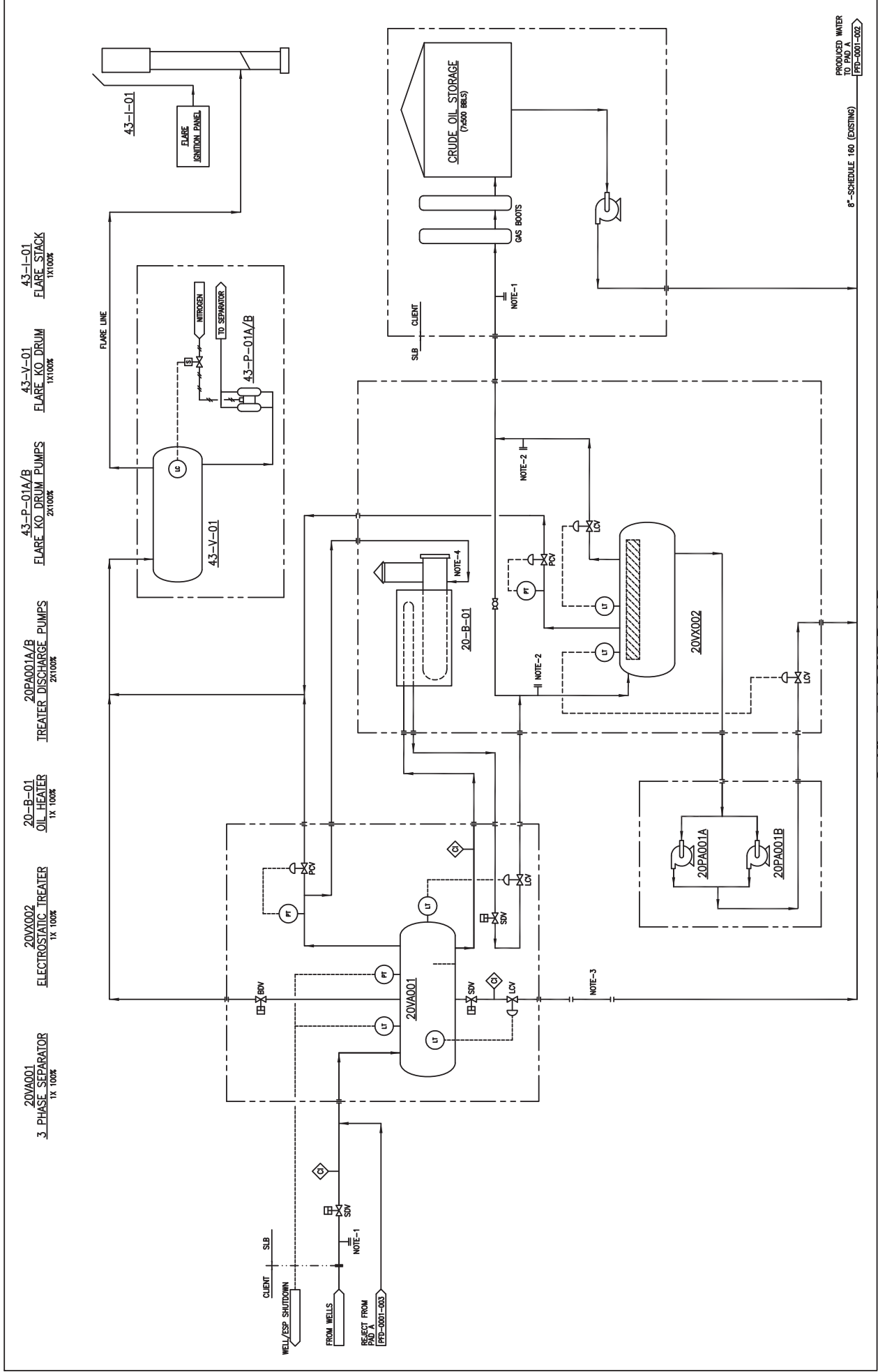


Gráfico 5.1 P&ID Pad B
ELABORADO POR: Chughilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Los criterios de diseño en la Tabla 5.1, Tabla 5.2 y Tabla 5.3 corresponden a las recomendaciones de API RP-14E “Recommended Practice For Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems”

Tabla 5.2 Criterios de velocidad y caída de presión para tuberías de agua

Agua		
Densidad de líquido (lb/pie³)	Velocidad (ft/s)	Máximo ΔP (psia/100 ft)
Diámetro de servicio (pulg)	Recomendación general: (1.9 – 15.7)	(0.26 - 1.99)
1	(1.9 – 3.2)	
2	(3.2 – 4.9)	
4	(4.9 – 6.88)	
6	(6.88 – 8.86)	
8	(8.2 – 9.84)	
10	(9.84 - 12.14)	
12	(12.14 - 14.1)	
16	(12.14 - 15.1)	
20 +	(12.14 - 16)	

ELABORADO POR: API Petroleum Institute, 2001

Tabla 5.3 Criterios de caída de presión para tuberías de gas

Presión de operación (psia)	Máximo ΔP (psia/100 ft)
<50.7	(0.04 – 0.13)
50.7-145	(0.17-0.31)
145-580	(0.31-0.48)
580-725	(0.48-1.19)
Sobre 2175	0.2% de la presión de operación

ELABORADO POR: API Petroleum Institute, 2001

5.1.1 MÁXIMA VELOCIDAD PERMISIBLE EN FLUJO BIFÁSICO

Altas velocidades en dos fases pueden provocar un rápido desgaste de la tubería debido a la erosión, dicha velocidad máxima de erosión es calculada con la Ec. 5.1.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (5.1)$$

5.1.2 ANÁLISIS HIDRÁULICO DE LAS LÍNEAS DE FLUJO

5.1.2.1 *Análisis de la situación actual*

Las líneas de flujo en la estación de producción se analizan hasta el Tanque de almacenamiento y el estudio se lo realiza a partir de los datos obtenidos de la simulación individual de cada uno de los pozos como se indica en la Tabla 5.4. Conjuntamente con información de presiones especificada en la Tabla 5.5 y Tabla 5.6 en diferentes puntos de la estación para su validación.

Tabla 5.4 Presiones y caudales individuales de los pozos

Pozo	Pwh (psia)	Q (BFPD)
A-1	---	573.16
B-2	60	1761.10
B-3	120	1591.16
B-4	95	1381.84
B-5	110	1429,9
B-6	105	1390.83
B-7	55	2007.55
B-9	50	1616.26
A-11	125	209.70

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

Tabla 5.5 Presiones, longitudes y diámetros de líneas de flujo

Equipo	P (psia)	Línea	Long. (m)	D.N. (pulg)
Manifold	40	---	---	---
Separador	31	Manifold - Separador	40	10
Tratador electrostático	20	Separador – Tratador	75	6
Bota de gas	5	Tratador - Bota	115	6
Tanque de almacenamiento		Bota - Tanque	Despreciable	6

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

Tabla 5.6 Longitudes y diámetros de líneas (Pozos – Manifold)

Línea	Long. (m)	D.N. (pulg)
B-2 - Manifold	56	4
B-3 - Manifold	56	4
B-4 - Manifold	47	4
B-5 - Manifold	46	4
B-6 - Manifold	59	4
B-7 - Manifold	59	4
B-9 - Manifold	68	4
A-11 - Manifold	1000	4

ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador Pte. Ltd., 2015.

Una vez disponibles todos los datos de presiones, se construye el esquema de las líneas de flujo en la estación como se puede ver en el Gráfico 5.2

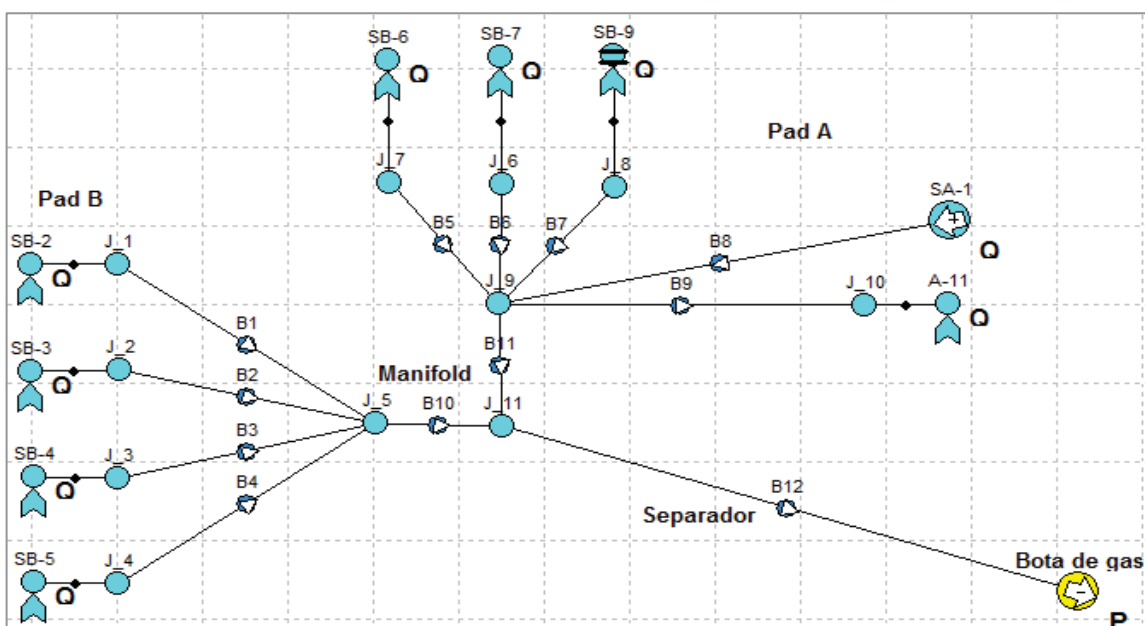


Gráfico 5.2 Esquema de líneas de flujo en la estación
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

La línea que conduce el fluido desde el manifold de producción hacia la bota de gas, posee los siguientes equipos: válvula de control de presión a la entrada del separador, seguido de una válvula de control de nivel luego el tratador electrostático con una segunda válvula de control de nivel y finalmente la bota de gas. El proceso para la

selección del diámetro de las obstrucciones que representan los accesorios antes y después de los equipos se lo realiza mediante sensibilidades con diferentes diámetros hasta obtener los que reflejen las características reales del sistema.

El modelo de la estación de producción arrojó un correcto ajuste entre las caídas de presión reales y las simuladas en el programa mediante la ecuación de Beggs y Brill Revised., generando perfiles de presión en función de la distancia para cada ramal originado en las cabezas de los pozos.

El Gráfico 5.3 detalla el perfil de presión del ramal correspondiente desde el Manifold hasta la bota de gas.

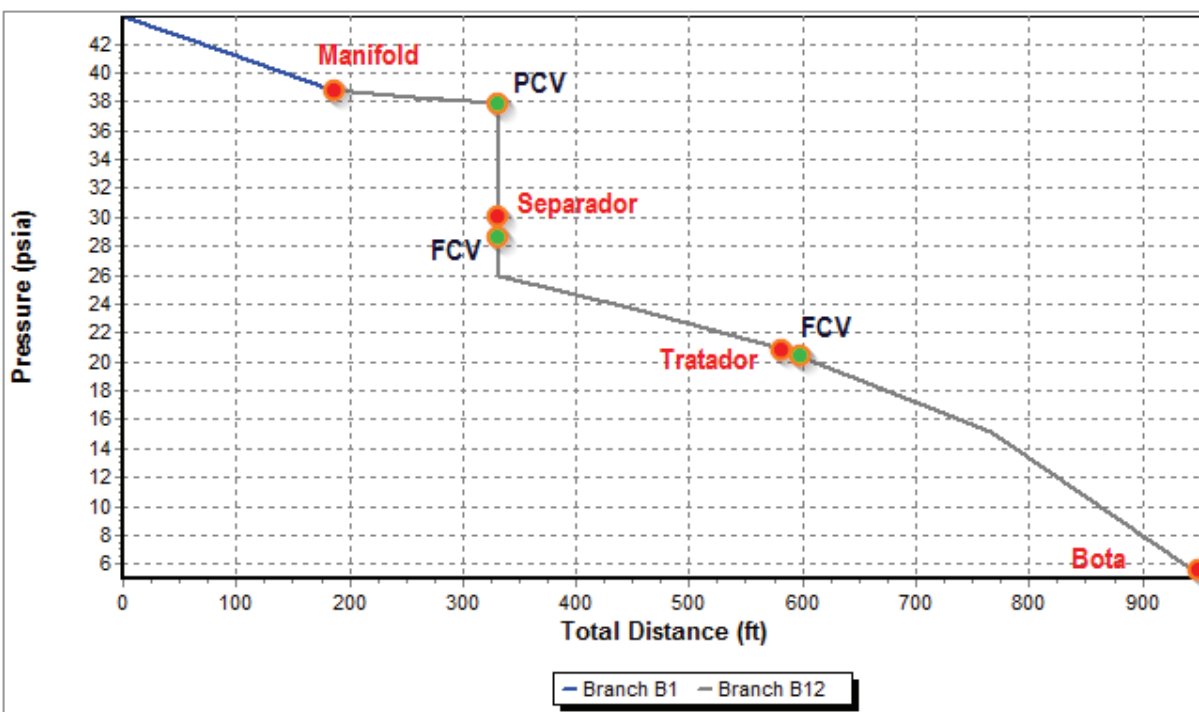


Gráfico 5.3 Perfil de presión ramal: Manifold – Separador – Tratador
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Tabla 5.7 Simulación líneas (cabezales – manifold)

Ramal	P Ent. (psia)	P Sal. (psia)	ΔP (psia/100 pies)	Vel. (pies/s)	Max. Vel erosión (pies/s)	Relación de erosión
B-2 - Manifold	44.9	39.9	2.72	17.6	41	0.43

B-3 - Manifold	40.5	39.9	0.33	2.1	15	0.14
B-4 - Manifold	41.7	39.9	1.17	9.2	33.7	0.27
B-5 - Manifold	40.7	39.9	0.53	6.2	27.1	0.23
B-6 - Manifold	42.4	39.9	1.29	10.7	36	0.30
B-7 - Manifold	45.1	39.9	2.69	20.8	41.8	0.50
B-9 - Manifold	43.8	39.9	1.75	9.7	31.9	0.30
A-11 - Manifold	115.1	39.9	2.29	1.1	29.9	0.04

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

La relación de erosión de la Tabla 5.7 y Tabla 5.8 es el cociente de la velocidad promedio del fluido y la máxima velocidad de erosión, un valor mayor a uno es indicativo de problemas en la conducción del flujo.

Tabla 5.8 Simulación líneas (manifold – bota de gas)

Ramal	P Ent. (psia)	P Sal. (psia)	ΔP (psia/100 pies)	Vel. (pies/s)	Max. Vel erosión promedio (pies/s)	Relación de erosión
Manifold - Separador	39.9	38.1	1.37	10.2	141.4	0.07
Separador - Tratador	26	21.7	1.75	32.2	141.4	0.23
Tratador - Bota	21.7	5	4.47	102.1	141.4	0.72

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación de la situación actual de operación en las líneas de flujo desde los cabezales de pozos hasta el manifold de producción, se concluye que se encuentran en correcto estado de acuerdo a los criterios de velocidad y caída de presión máximas permisibles.

5.1.2.1.1 Análisis del máximo flujo

La evaluación corresponde al caso 4, que es la situación que mayor flujo de fluidos (agua y petróleo) se requiere procesar, contemplando en éste los casos menores. El punto analizado concierne al escenario más crítico proyectado: el mismo que corresponde a Noviembre del año 2016 considerado por tener el mayor caudal de flujo total, los datos de producción se encuentran especificados en la Tabla 5.9 y Gráfico 5.4.

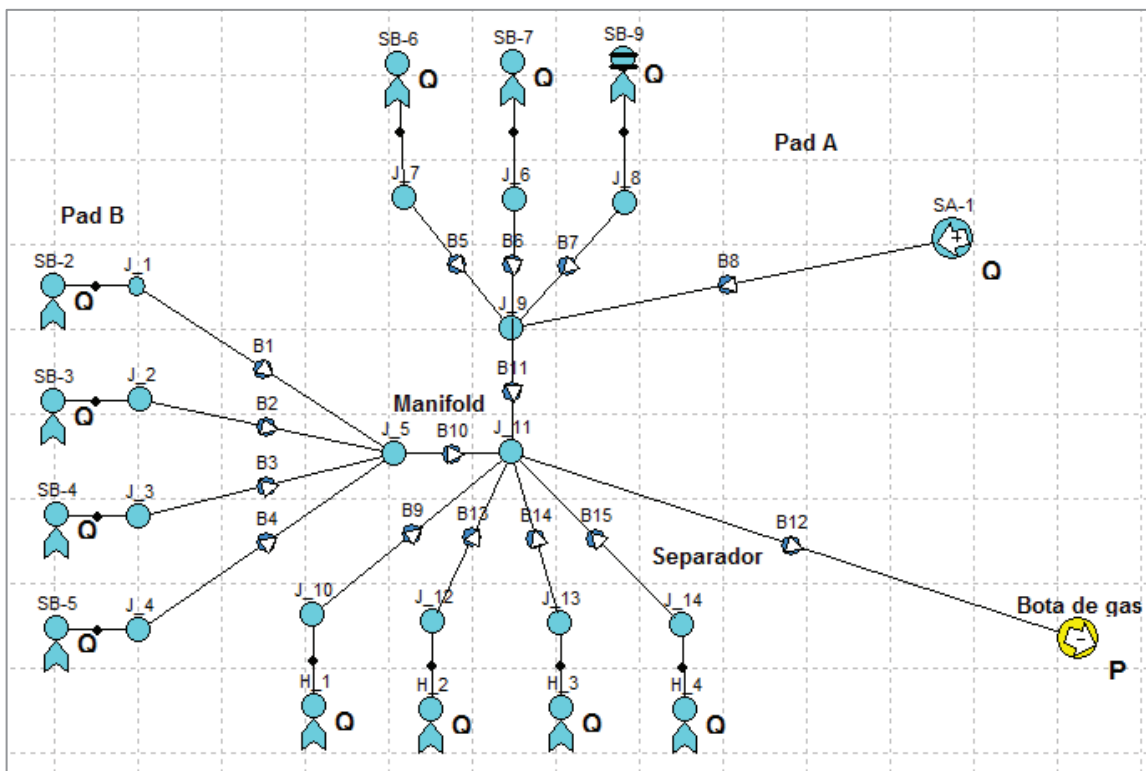


Gráfico 5.4 Esquema de líneas de flujo en el escenario crítico
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Tabla 5.9 Datos de producción escenario crítico

Pozo	Q (BFPD)	BSW (%)	Q (BFPD) 15 % Incremento
A-1	508	65	583
B-2	2280	56	2623
B-3	2060	69	2370
B-4	826	50	950
B-6	489	64	562
B-7	2600	56	2990
B-9 Ui	110	0	126
B-9 Ts	907	62	1042
H-1	2505	11	2881
H-2	1949	4	2241
H-3	3806	1	4377
Total	18040	40	20745

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

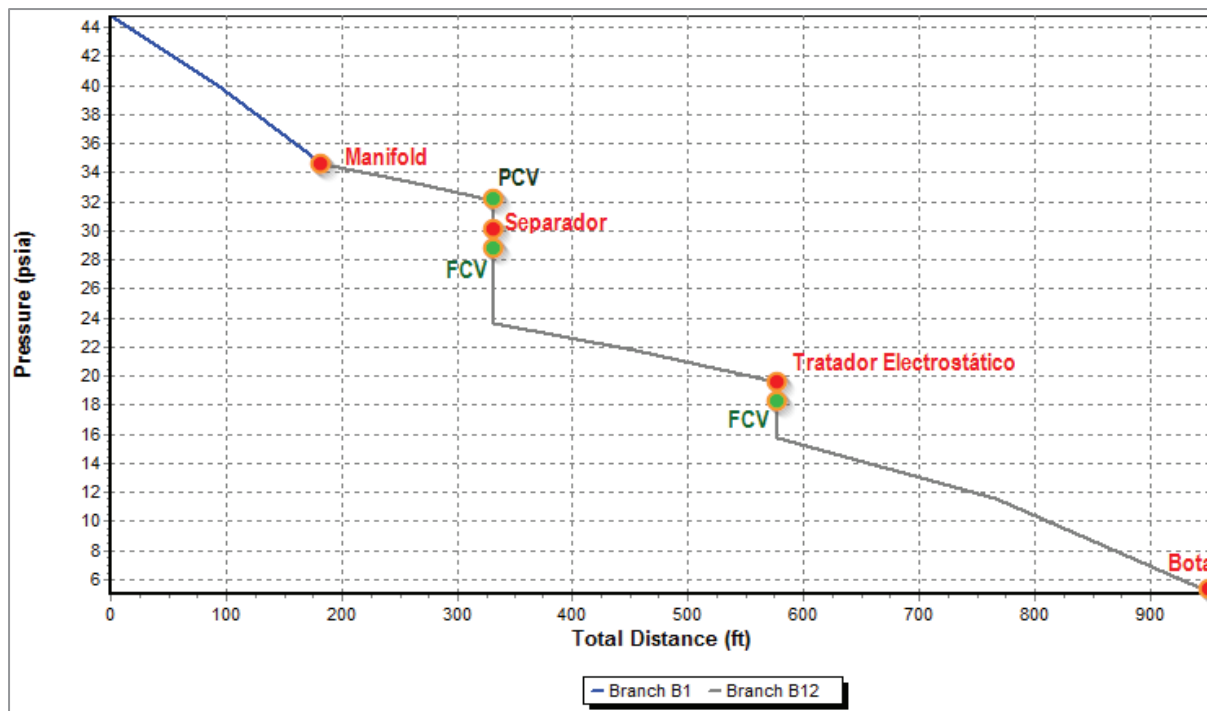


Gráfico 5.5 Ramal Manifold- Bota de gas
ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrízio

Se determina que la tubería de 8 pulgadas ubicada entre el Separador de producción, Tratador electrostático y Bota de gas genera una caída de presión muy grande que provoca que la presión de separación y de tratamiento en los equipos correspondientes sea incorrecta, por lo cual se recomienda cambiar dichas líneas por tubería de 10 pulgadas.

El Gráfico 5.4 detalla el perfil de presión del ramal correspondiente desde el Manifold de producción hasta la bota de gas con los cambios propuestos y los resultados del análisis se resumen en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Simulación líneas (manifold – bota de gas)

Ramal	P Ent. (psia)	P Sal. (psia)	ΔP (psia/100 pies)	Vel. (pies/s)	Max. Vel erosión promedio (pies/s)	Relación de erosión
Manifold - Separador	34.6	32.1	1.9	30.6	141.4	0.22
Separador - Tratador	23.8	19.6	1.7	46.4	141.4	0.33

Tratador - Bota	15.9	5	2.9	114.3	141.4	0.81
------------------------	------	---	-----	-------	-------	------

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

De acuerdo a los resultados obtenidos en la simulación del escenario crítico en la operación de las líneas de flujo desde el manifold de producción hasta la bota de gas, se concluye que los parámetros de flujo serán correctos de acuerdo a los criterios de velocidad y caída de presión máximas permisibles.

5.2 DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS

5.2.1 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN

El separador de producción disponible en la estación es un equipo trifásico horizontal, con las características indicadas en el Gráfico 5.5. Para la verificación de sus dimensiones se ocupa los datos de la Tabla 5.11 que igualmente al análisis de las líneas de flujo corresponde al escenario crítico del caso 4.

Tabla 5.11 Datos para el dimensionamiento del separador de producción

Caudal del crudo	Q_o	12447	Bbl
Caudal de agua	Q_w	8298	Bbl
Caudal de líquido	Q	20745	Bbl
Viscosidad del crudo	μ_o	13.00	cp
Díámetro partícula	d_m	500	micron
Gravedad API	API	23.00	
Densidad del agua	ρ_w	62.40	lb/pc
Gravedad específica agua	γ_w	1.02	
Gravedad específica petróleo	γ_o	0.9159	
Delta de gravedades	Δ_{sg}	0.1041	
Tiempo resistencia agua	tr_w	5	min
Tiempo resistencia petróleo	tr_o	5	min
	BSW	40.00	%

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Las condiciones de operación fueron determinadas de un análisis realizado por la compañía operadora, determinándose que la presión es 30 psia y temperatura de 120 F. Los resultados del dimensionamiento se muestran en la Tabla 5.12

20VA001
3 PHASE SEPARATOR
 SIZE : 78" ID x 14'-6" H
 DESIGN : 300 PSIG @ 300F
 OPERATING : 60 PSIG @ 120F

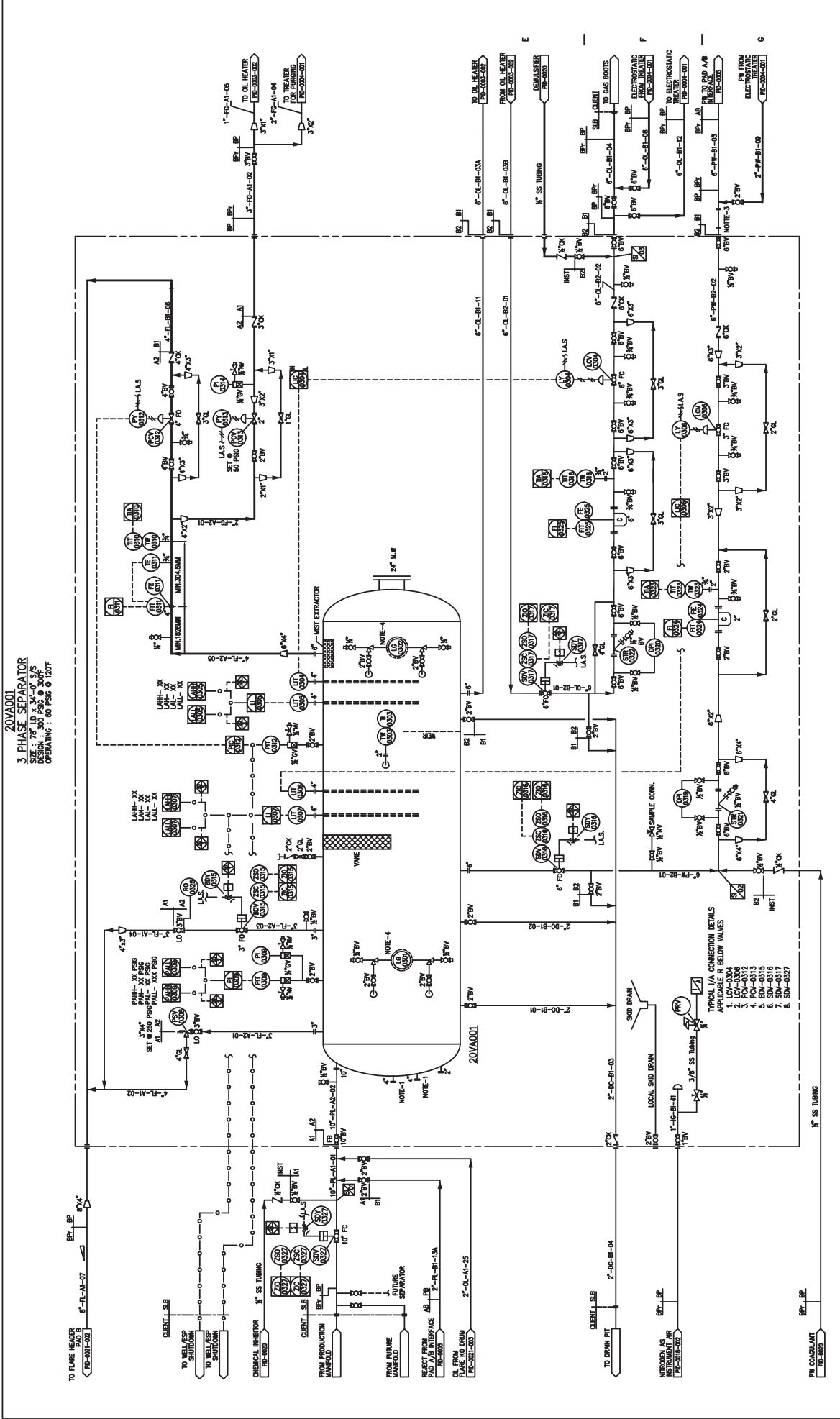


Gráfico 5.6 P&ID Separator de producción
ELABORADO POR: Chughilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Tabla 5.12 Resultados de dimensionamiento de separador de producción

d		Leff	Lss	RE
pies	pulg	pies	pies	
5	60	40.91	54.55	10.91
6	72	28.41	37.88	6.31
6.5	78	24.21	32.28	4.97
7	84	20.87	27.83	3.98
8	96	15.98	21.31	2.66
9	108	12.63	16.84	1.87
12	144	7.10	9.47	0.79
13	156	6.05	8.07	0.62
14	168	5.22	6.96	0.50
16	192	4.00	5.33	0.33
18	216	3.16	4.21	0.23

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Como se puede observar las dimensiones necesarias para el manejo del mayor caudal de flujo proyectado son diámetro igual a 6.5 pies y 32.28 pies de longitud entre costuras, por lo cual se concluye que el separador existente cumple los requerimientos calculados al ser menores a las dimensiones reales del equipo: $D = 6.5$ pies y $Lss = 34$ pies

5.2.2 TRATADOR ELECTROSTÁTICO

El separador de producción disponible en la estación es un equipo trifásico horizontal, con las características indicadas en el Gráfico 5.6. Para la verificación de sus dimensiones se ocupa los datos de la Tabla 5.13

Tabla 5.13 Datos para el dimensionamiento del tratador electrostático

Caudal del crudo	Q_o	12447	Bbl
Caudal de agua	Q_w	2490	Bbl
Caudal de líquido	Q	14937	Bbl
Viscosidad del crudo	μ_o	4.00	cp
Diámetro partícula	d_m	100	micron
Gravedad API	API	23.00	
Densidad del agua	ρ_w	62.40	lb/pc
Gravedad específica agua	γ_w	1.02	

Gravedad específica petróleo	γ_o	0.9159	
Delta de gravedades	Δ_{sg}	0.1041	
tiempo resistencia agua	trw	5	min
tiempo resistencia petróleo	tro	5	min
	BSW	17	%

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin, Rodríguez Fabrizio

Las condiciones de operación fueron determinadas de un análisis realizado por la compañía operadora, determinándose que la presión es 20 psia y temperatura de 135 F, además se menciona que en el cálculo de la longitud entre costuras se adiciono la longitud del Tubo de fuego. Los resultados del dimensionamiento se muestran en la Tabla 5.14

Tabla 5.14 Resultados de dimensionamiento del tratador electrostático

d		Leff	Lss	RE
pies	pulg	pies	pies	
5	60	29.46	54.28	10.86
6	72	20.46	42.28	7.05
7	84	15.03	35.04	5.01
8	96	11.51	30.34	3.79
9	108	9.09	27.12	3.01
10	120	7.36	24.82	2.48
12	144	5.11	21.82	1.82
13	156	4.36	20.81	1.60
14	168	3.76	20.01	1.43
16	192	2.88	18.84	1.18
18	216	2.27	18.03	1.00

Como se puede observar las dimensiones necesarias para el manejo del mayor caudal de flujo proyectado son diámetro igual a 10 pies y 24.82 pies de longitud entre costuras, por lo cual se concluye que el separador existente cumple los requerimientos calculados al ser menores a las dimensiones reales del equipo: D = 10 pies y Lss = 32.34 pies.

GB-401
NATURAL DRAFT GAS BURNER
TOTAL HEAT DUTY: 2.3 MMBTU/HR

V-401
ELECTROSTATIC HEATER TREATER
SIZE: 3048MM (10'-0" I.D.) x 9850MM (32'-4" H)
OPERATING P/T: 1.8 BAR(G) (20 PSIG) @ 57.3°C (135°F)
OIL: 15,000 BOPD, WATER: 5,000 BWPD, GAS: 3.3 MMSCFD

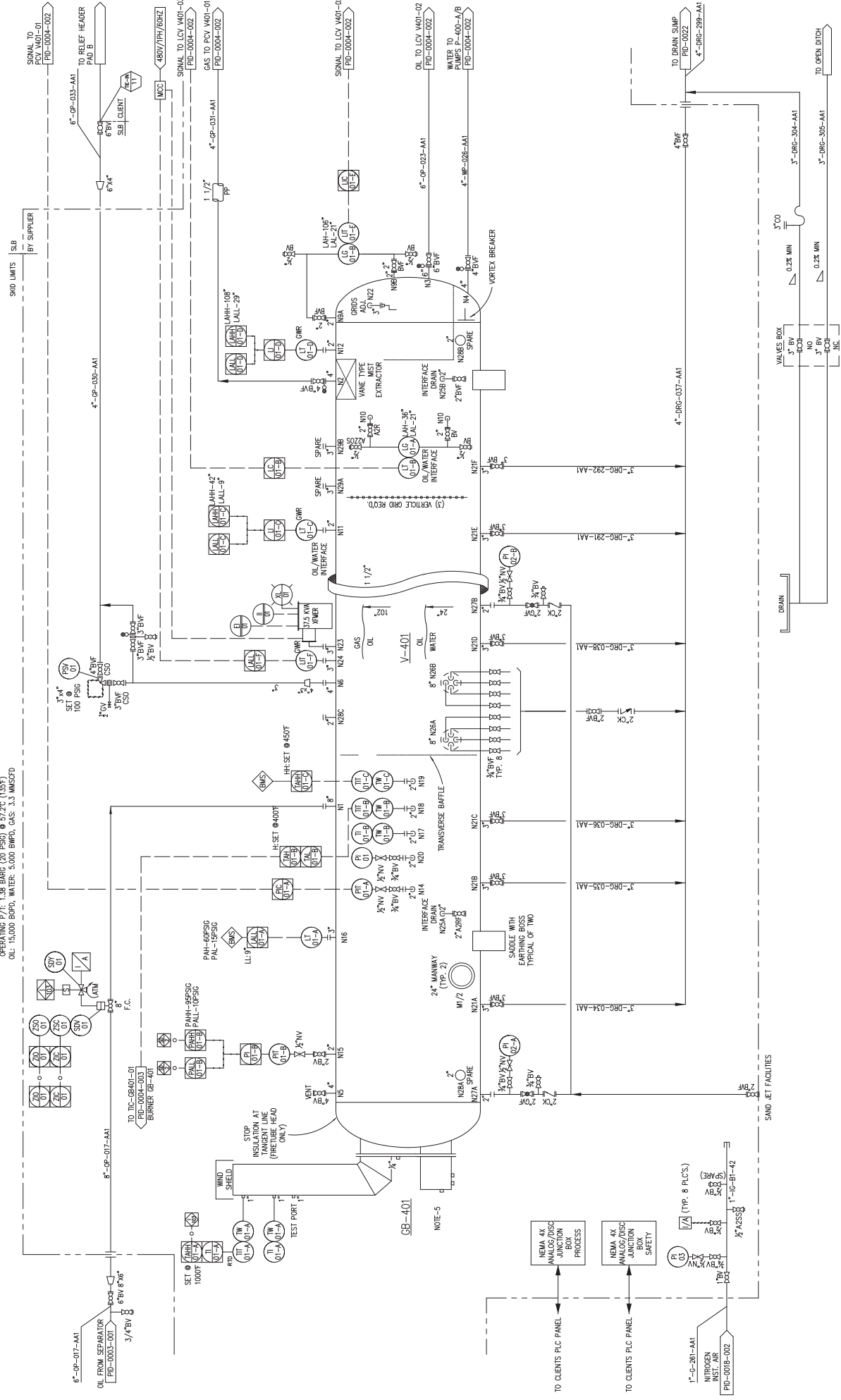


GRAFICO 5.7 P&ID Tratador electrostático
ELABORADO POR: Gente Oil Ecuador

CAPÍTULO 6

EVALUACIÓN TÉCNICA - ECONÓMICA

El análisis técnico – económico se lo realiza con el objetivo de determinar la factibilidad de llevar a cabo el proyecto, de acuerdo a cada caso proyectado y considerando todos los costos incurridos en la perforación y completación de los nuevos pozos seleccionados, así como también todas las adecuaciones de producción necesarias tanto para los nuevos pozos como para los reacondicionamientos indicados en los actuales.

La valoración de la viabilidad del proyecto se realiza en base a los criterios e indicadores económicos VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno), relación beneficio/costo (B/C).

En el presente capítulo se realiza la evaluación de la factibilidad económica de los casos que entregaron los mayores factores de recobro (3,4 y 7) y la situación actual, casos (1 y 2).

6.1 INGRESOS DEL PROYECTO

Estos valores corresponden a la multiplicación del precio de venta de cada barril de petróleo procesado por la producción pronosticada en los anteriores capítulos. Este monto corresponde a 33.5 USD para el campo Singue.

6.2 EGRESOS DEL PROYECTO

Para el presente análisis se toma como referencia los costos generales especificados en la tabla 6.1. Los detalles de cada actividad se encuentran descritos en el ANEXO.

Tabla 6.1 Costos iniciales del proyecto

#	ACTIVIDADES	VALOR
1	Reemplazo BES	437679
2	Estimulación	171569
3	Perforación [Pozo horizontal]	4000000
4	Perforación [Pozo vertical]	2000000

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

Los gastos incurridos por la operadora por barril de petróleo producido, incluyendo extracción, procesamiento y transporte son de aproximadamente 7.68 USD. Además, el costo por barril inyectado en el campo es de aproximadamente 1.25 USD.

Se considera como egreso las utilidades (15%) e impuesto a la renta (22%) para el respectivo análisis.

6.3 INDICADORES ECONÓMICOS

La evaluación de proyectos permite valorar en base del balance entre los beneficios y costos planeados en el proyecto con el fin de medir su valor financiero o social. Los indicadores utilizados en la evaluación del proyecto son los que se describen a continuación en la tabla 6.2.

Tabla 6.2 Indicadores económicos

INDICADOR	ABREV.	FÓRMULA	CRITERIO	
Valor Actual Neto	VAN	$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FNK_i}{(i+1)^k}$	VAN > 0	Rentable
			VAN < 0	No rentable
Tasa Interna de Retorno	TIR	$0 = \sum_{i=1}^n \frac{FNK_i}{(TIR+1)^k}$	TIR > r	Rentable
			TIR < r	No rentable
Relación Beneficio Costo	B/C	$\frac{B}{C} = \frac{\text{Ingresos actualiz.}}{\text{Egresos actualiz.}}$	B/C > 1	Rentable
			B/C < 1	No rentable

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

La tasa de actualización que contempla este proyecto es de 12% anual o 0.95% mensual según el estudio del mercado petrolero.

6.4 EVALUACIÓN INDIVIDUAL DE POZOS NUEVOS

De acuerdo a los indicadores económicos de la tabla 6.3, se determina que de todos los casos que contienen pozos nuevos, el V-5 es el único que no es rentable en un periodo de 2 años. Además, se evidencia que los pozos del Caso 4 son mejores al Caso 3 a excepción del H-2. Cuyo comportamiento se debe a la diferencia de declinación de caudal, las cuales son mayores en el Caso 4.

Es importante mencionar que la mayoría de pozos recuperan la inversión y se obtiene ganancias en 2 años.

Tabla 6.3 Evaluación por pozo nuevo

	POZOS	VAN [MMUSD]	TIR [%]	B/C
CASO 3	H-1	20.23	36	2.84
	H-2	10.56	29	2.30
	H-3	8.79	21	2.09
	H-4	0.06	1	1.04
CASO 4	H-1	22.88	62	2.94
	H-2	10.15	27	2.19
	H-3	8.87	22	2.09
	H-4	0.17	1	1.06
CASO 7	H-1	21.75	37	2.90
	V-2	4.34	17	2.01
	V-3	1.80	8	1.52
	V-4	1.61	6	1.47
	V-5	-1.41	-9	0.50

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

El detalle del análisis económico mencionado se encuentra en el ANEXO.

6.5 EVALUACIÓN GENERAL

De acuerdo a los indicadores económicos de la tabla 6.4, se determina que todos los casos son factibles, ya que se encuentran dentro de los criterios de un proyecto rentable. Sin embargo la mejor opción es el CASO 3. El cual corresponde un valor actual neto superior de 158.5 millones con una tasa interna de retorno de 2433 % anual y una relación beneficio costo de 2.30.

El TIR y relación B/C en el CASO 1 son mucho mayores debido a que existe una mínima inversión en este caso. Por lo tanto, no se considera para la selección del mejor escenario.

El CASO 2 no supera económicamente al CASO 1 o base como se pronosticaba inicialmente, por lo cual se considera como un proyecto complementario para el desarrollo del campo.

Tabla 6.4 Evaluación general del proyecto

	PETRÓLEO [MM Bbl]	VAN [MMUSD]	TIR	B/C
CASO 1	8.6	108.1	28.33	2.71
CASO 2	10.4	97.9	21.47	2.23
CASO 3	15.4	158.5	24.33	2.30
CASO 4	13.8	144.2	24.36	2.22
CASO 5	12.9	135.5	23.79	2.19
CASO 6	13.7	125.4	18.81	2.16
CASO 7	14.0	136.9	21.25	2.21

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

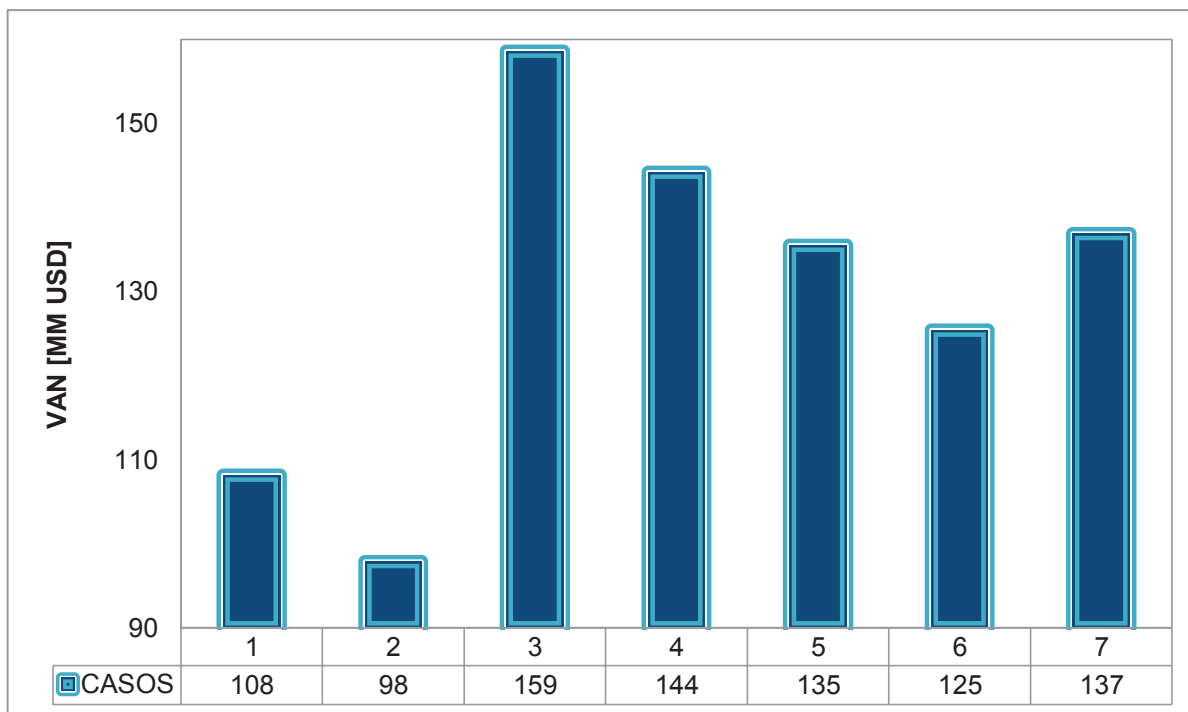


Gráfico 6.1 Valor Actual Neto de los CASOS

ELABORADO POR: Chugchilán Stalin y Rodríguez Fabrizio

El detalle del análisis económico mencionado se encuentra en el ANEXO.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- El análisis de la situación actual de producción con los pozos existentes expresan que el principal problema es el elevado corte de agua relacionado con el corto tiempo de producción en la arenisca U, por lo que a pesar de tener un alto potencial no es posible realizar grandes incrementos de productividad en los pozos.
- El análisis nodal de los casos base y caso 2, revelan que el principal cuello de botella encontrado son las unidades de bombeo, ya que en su mayoría se encuentran sub-dimensionadas para las nuevas condiciones de reservorio después de la inyección de agua en las areniscas T y U.
- La inyección de agua en las formaciones incrementa el recobro de petróleo debido a que existían zonas que se quedaban sin un eficiente barrido de crudo.
- Las areniscas productoras presentan contaminación de arcillas, específicamente el reservorio T tiene presencia de Glauconita lo que interfiere con las lecturas de saturación de agua en los registro eléctricos.
- La simulación estática de la arenisca U inferior y T superior determinó que las mejores características petrofísicas y las cantidades de petróleo original en sitio de los yacimientos se encuentran en la zona Sur – Este. (Porosidad promedio de 22 %, Permeabilidad efectiva promedio de 1100 md, Espesor de petróleo neto de 21 pies en la arena U inferior).

- El posicionamiento de los pozos H-4 y V-5 en el sector Noroeste tiene el objetivo de desarrollar esta zona para ampliar el horizonte productivo de la arenisca U inferior en esta dirección.
- El mejor escenario es el caso 3 que contempla los cuatro pozos horizontales tomando en consideración el análisis técnico y económico hasta el fin del contrato (Producción acumulada de 18.56 MM Bbl, Factor de recobro de 42 % y VAN de 158.5 MM USD)
- Las facilidades superficiales satisfacen eficazmente todos los casos propuestos en la simulación, tanto en la situación actual como en las condiciones más críticas de producción en el futuro.
- El análisis del caso crítico proyectado evidencia un cuello de botella entre el separador de producción y la bota de gas debido al exceso de caída de presión en la línea de flujo.

7.2 RECOMENDACIONES

- Redimensionar las unidades BES de acuerdo a las características de los reservorios luego del proceso de recuperación secundaria.
- Los actuales equipos deben ser sometidos a mantenimientos preventivos, para asegurar que la vida útil de los mismos se extienda durante todo el desarrollo del proyecto.
- Se recomienda instalar un sistema de control SCADA en la estación de producción, ya que incrementaría la eficiencia del proceso al tener la posibilidad de adquisición de variables de operación en tiempo real.

- Los nuevos pozos proyectados en los escenarios deben ser desarrollados con baja productividad para evitar la pronta conificación de agua.
- Cambiar la línea de flujo del separador hasta la bota de gas de 8 pulgadas por una de 10 pulgadas cuando el flujo total supere los 20,000 barriles por día.

BIBLIOGRAFÍA

- API Petroleum Institute. (2001). *Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems*. Washington: API Publishing Services.
- Arias, J., & Morales, J. (2012). *EVALUACIÓN DEL FLUJO DE FLUIDOS Y ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN DE SISTEMAS DE POZOS CERCANOS A FALLAS CONDUCTIVAS MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA*. Bucaramanga.
- Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Design of Oil Handling Systems and Facil*. The United States of America: Gulf Professional Publishing.
- Awaid, A., Al-Muqbal, H., Al-Yazeedi, Z., Al-Bimani, A., Al-Zukaity, H., Al-Harthy, K., et al. (2014). ESP Well Surveillance using Pattern Recognition Analysis, Oil Wells, Petroleum Development Oman. *International Petroleum Technology Conference*.
- Beggs, H. D. (2003). *Production Optimization*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.
- Brawn, K. E. (2002). *The technology of artificial lift methods*. Oklahoma: Pennwellbooks.
- Carvajal. (2010). *Optimización de la producción utilizando análisis nodal en el campo Fanny*. Guayaquil.
- Cerón, G., & Chango, M. (2009). *Alternativas de Producción Mediante la Simulación Matemática de los Yacimientos "U" y "T" del Campo Yuca*. Quito.
- Chilla, M., & Nieto, L. (2016). *Estudio para la optimización del proceso de almacenamiento y medición de fluidos de producción en una EPF utilizando los programas PIPESIM Y PIPER*. Quito.
- CMG, C. M. (2014). IMEX Guía para el Usuario. *Simulador Avanzado de Yacimientos de Petróleo y Gas*. Calgary, Canada.
- Comunidad petrolera*. (2008). Retrieved 2016, from <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com>
- Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. (2015). *Plan de desarrollo "Singue" 2015*. Quito.
- Hirschfelt, M. (2008). *Oilproduction.net*. Retrieved 2016, from www.Oilproduction.net
- Hirschfelt, M. (2009). *Análisis de un sistema de producción (Análisis Nodal)*. Retrieved 2016, from www.oilproduction.net

- Izurieta, C. (2012). *Generación de modelos numéricos mediante el análisis de pruebas de presión transitoria (build up) para mejora del modelo geológico estructural de los campos Culebra - Yulebra y Anaconda*. Quito.
- Joshi, S. (1991). *Horizontal Well Technology*. Tulsa, USA: PennWell Books.
- Mendoza, N. (2004). *Manejo y aplicación práctica del software "Oil Field Manager" en el área Tigre del campo Gustavo Galindo Velasco*. Guayaquil.
- Pazmiño, U. J. (1993). *Sistemas para diseñar instalaciones superficiales de producción*. Ecuador.
- Rodríguez, F., & Chugchilán, S. (2016).
- Schlumberger. (2007). *PIPESIM, Diseño de pozos y análisis del desempeño de la producción*. Paris.
- Sierra, F., Terán, N., León, S., Morales, O., & Bastidas, M. (2015). *Bloque 7: Desarrollo y Producción en la Nueva Era Petrolera*. Quito: ISBN.

ANEXOS

CAPÍTULO 1

ANEXO 1.1

CÁLCULO DEL HISTORIAL DE PRESIÓN

1. Cálculo del gradiente del fluido:

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = 0.4333(\gamma_o(1 - BSW) + \gamma_w(BSW))$$

2. Cálculo de la diferencia de profundidad entre el Datum y los intervalos perforados de los pozos:

$$\Delta H = DATUM + EMR - Prof \text{ de disparos}$$

3. Cálculo de la variación de presión:

$$\Delta P = Gradiente \times \Delta H$$

4. Cálculo de la presión al Datum:

$$P_{ws.Datum} = P_{ws} + \Delta P$$

Ejemplo de cálculo para B2

$$\frac{\Delta P}{\Delta H} = 0.4333(0.886(1 - 0.01) + 1.004(0.01)) = 0.3842 \left[\frac{psia}{ft} \right]$$

$$\Delta H = 7025 + 835 - 7855 = 5 [ft]$$

$$\Delta P = 0.3842 \times 5 = 1.9208 [psia]$$

$$P_{ws.Datum} = 3157.23 + 1.9208 = \mathbf{3159.15 [psia]}$$

Tabla Comportamiento de presiones estáticas en la arenisca T superior y U inferior

POZO	FECHA	EMR (ft)	PROFUNDIDAD MITAD PERF (ft)	PRESIÓN MITAD PERF (ft)	DATUM (ft)	DELTA H (ft)	DELTA P (psia)	PWS @ DATUM (psia)	PWS MEDIA @ DATUM (psia)
B2	12/10/2013	835	7855	3157.23	7025	5	1.92082588	3159.15083	2890
B3	01/12/2013	835	7880.23	3104.16	7025	-20.23	0	3104.16	2890
B3	18/12/2013	835	7840	3021.79	7025	20	7.84684732	3029.63685	2890
B3	24/05/2014	835	7840	2931.29	7025	20	7.88535196	2939.17535	2890
B2	29/05/2014	835	7855	2908.85	7025	5	1.9140129	2910.76401	2890
B4	01/07/2014	831	7872.61	2897.75	7025	-16.61	0	2897.75	2890
B4	24/07/2014	831	7856	2875.04	7025	0	0	2875.04	2890
B4	01/08/2014	831	7856	2804.42	7025	0	0	2804.42	2890
B6	14/10/2014	831	7861	2742.6	7025	-5	-2.02410311	2740.5759	2890
B7	01/12/2014	831	7861.13	2734.43	7025	-5.13	0	2734.43	2890
B9	04/12/2014	831	7850	2530.88	7025	6	2.34418239	2533.22418	2890
B7	25/12/2014	831	7855	2557.09	7025	1	0.38631779	2557.47632	2890
B4	15/01/2015	831	7856	2274.13	7025	0	0	2274.13	2890
A10WIW	19/02/2015	831	7944.46	2647.42	7025	-88.46	0	2647.42	2890
B5	19/06/2015	831	7836	2421.09	7025	20	8.27146019	2429.36146	2890
B6	16/10/2015	831	7861	2298.25	7025	-5	-2.0422676	2296.20773	2890
B2	03/01/2016	835	7855	2618.96	7025	5	2.04028826	2621.00029	2890
A1WIW	23/02/2016	861	7928.09	2868.06	7025	-42.09	0	2868.06	2890
B2	11/03/2016	861	7851	2714.47	7025	35	14.4157236	2728.88572	2890

POZO	FECHA	TVD_SS	PRESIÓN MITAD PERF (ft)	DATUM (ft)	DELTA H (ft)	DELTA P (psia)	PWS @ DATUM (psia)	PWS MEDIA @ DATUM (psia)
A1	02/03/1993	6830	3201.3	6900	70	24.823316	3226.12332	2920
B2	08/09/2013	6913.3	2967.1	6900	-13.3	-5.21815346	2961.88185	2920
B3	03/11/2013	6899.4	2958.7	6900	0.6	0.23656056	2958.93656	2920
A1	17/06/2014	6766	2882.7	6900	134	51.2955458	2933.99555	2920

ANEXO 1.2

DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS CAMPO SINGUE

Diagrama mecánico A-1

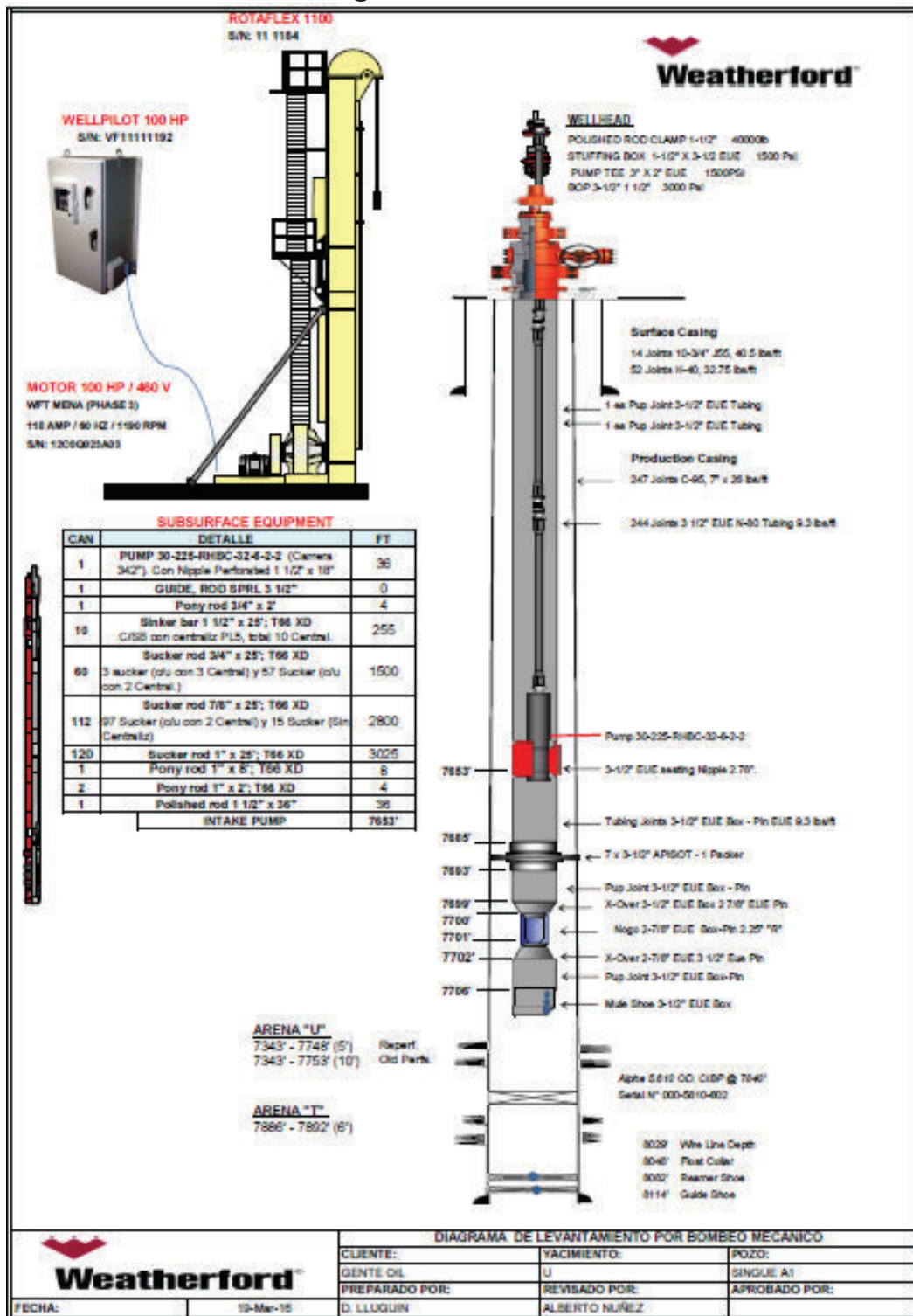


Diagrama mecánico B-2

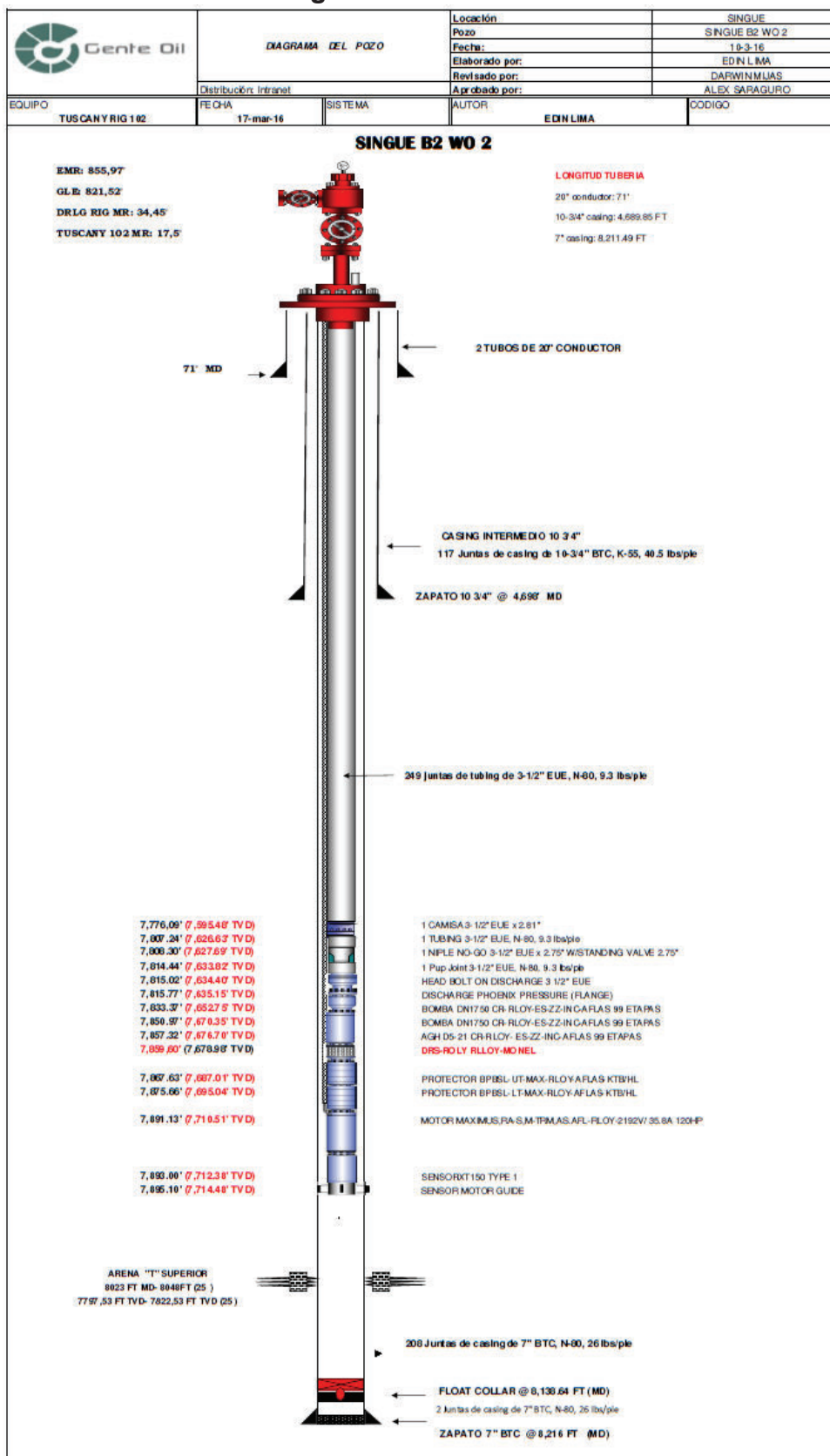


Diagrama mecánico B-3

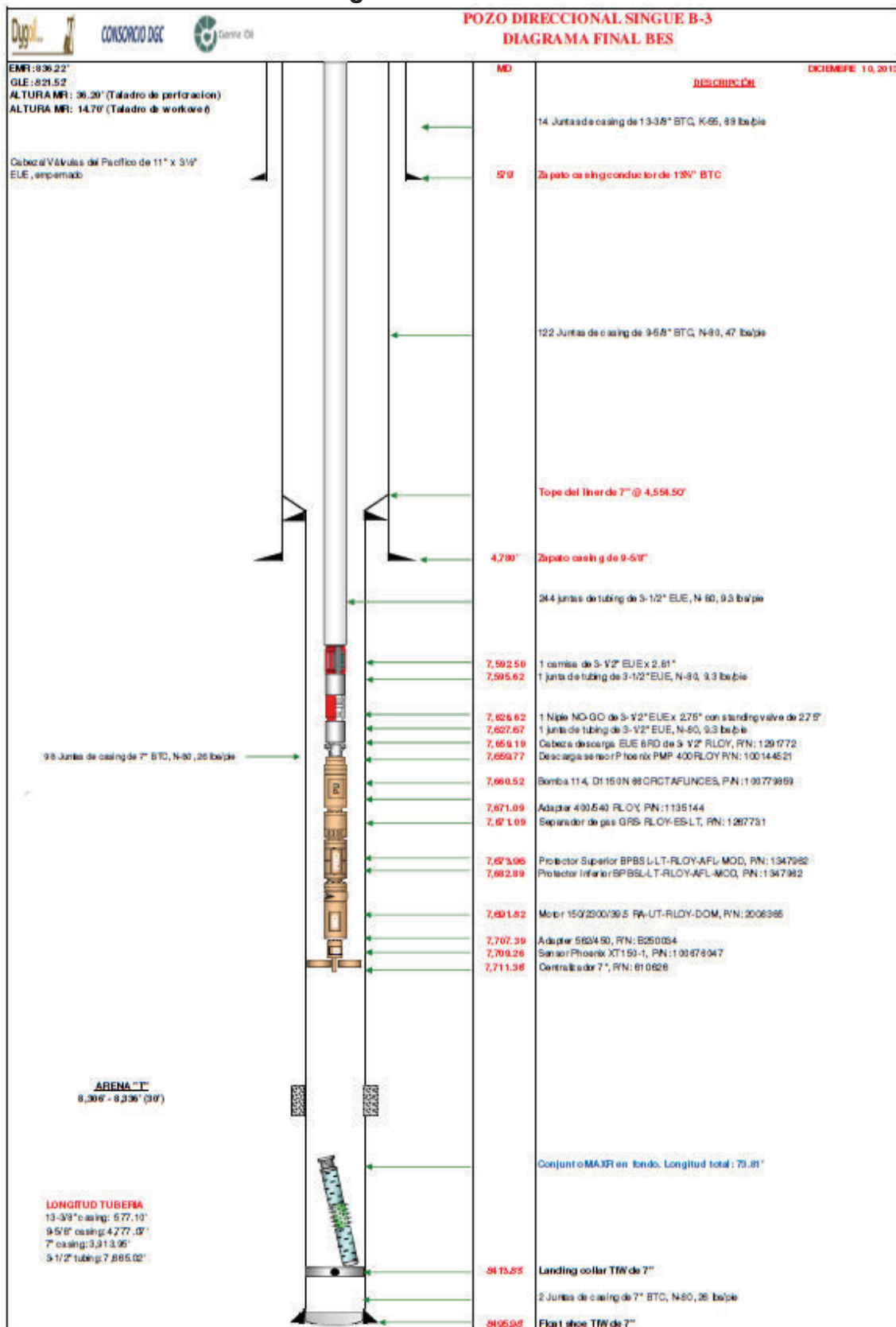


Diagrama mecánico B-4

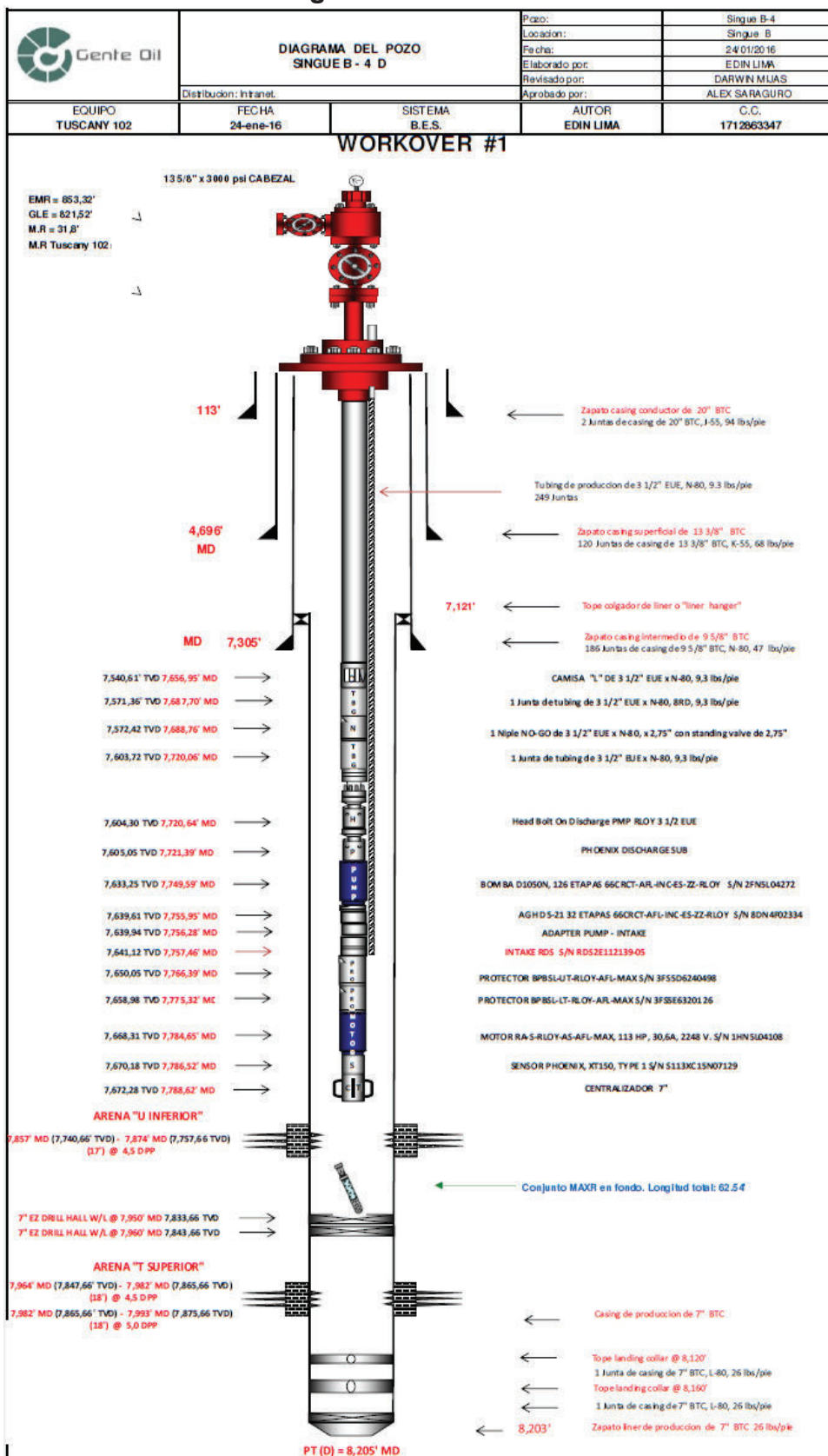


Diagrama mecánico B-5

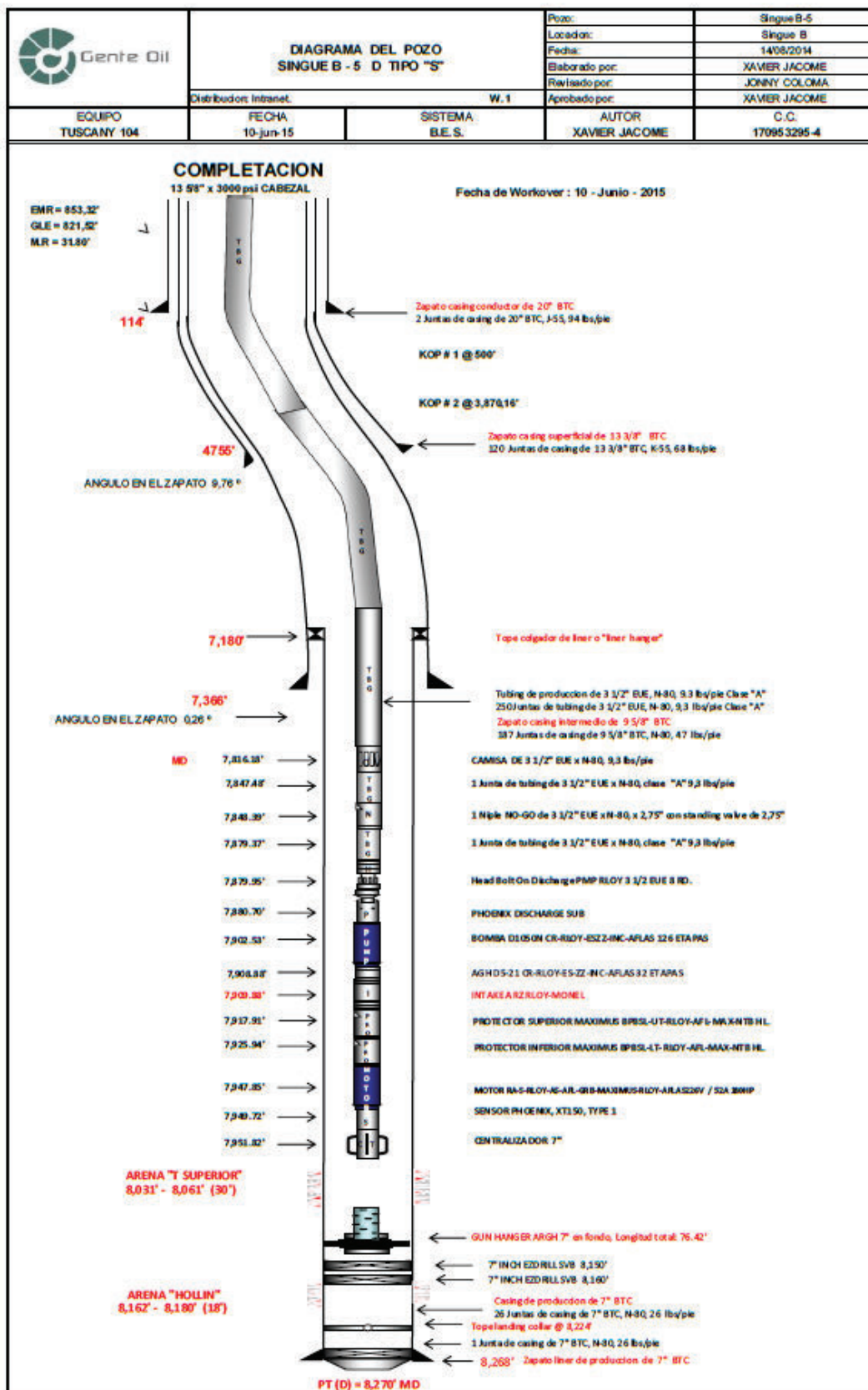


Diagrama mecánico B-6

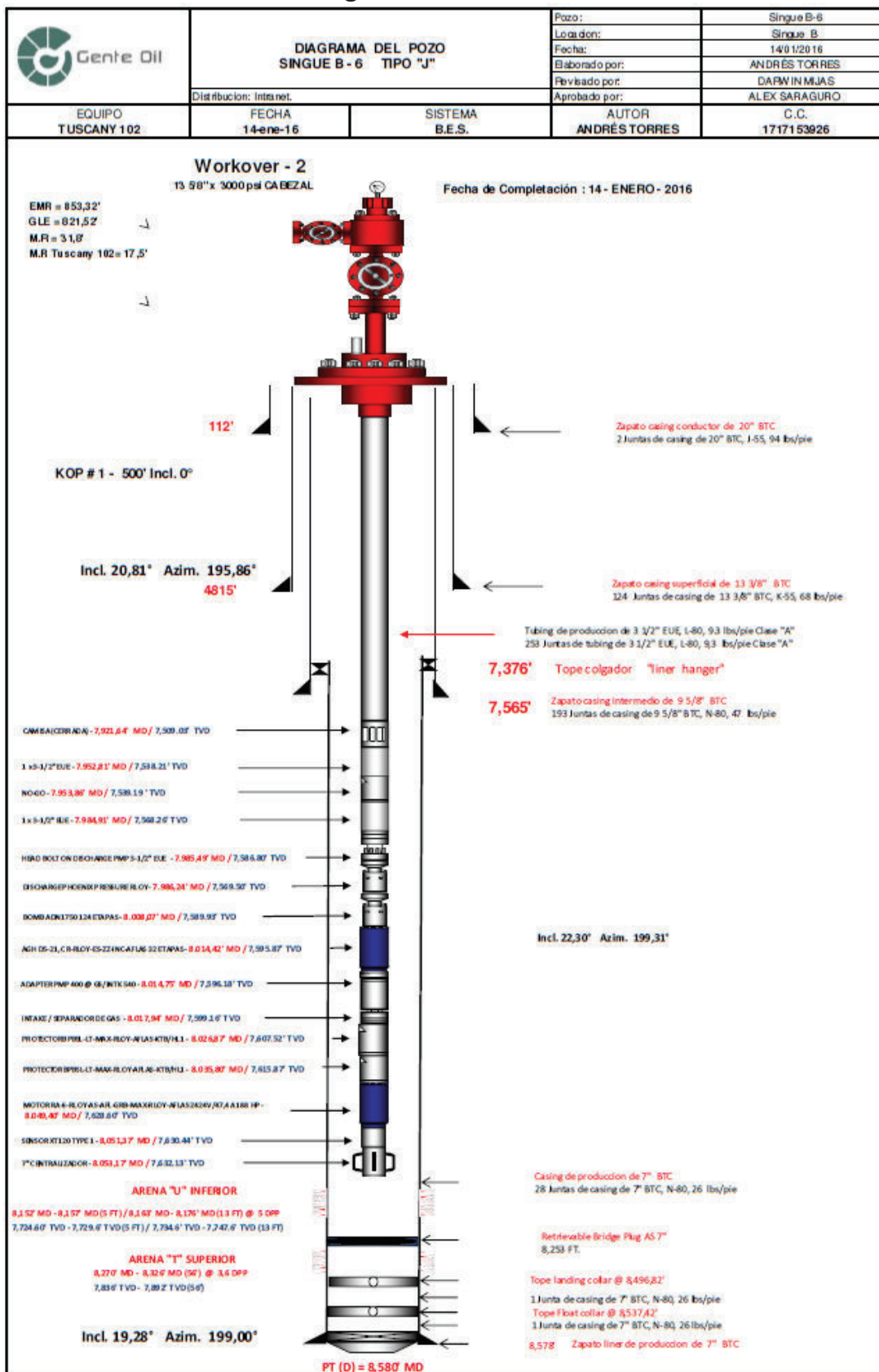


Diagrama mecánico B-7

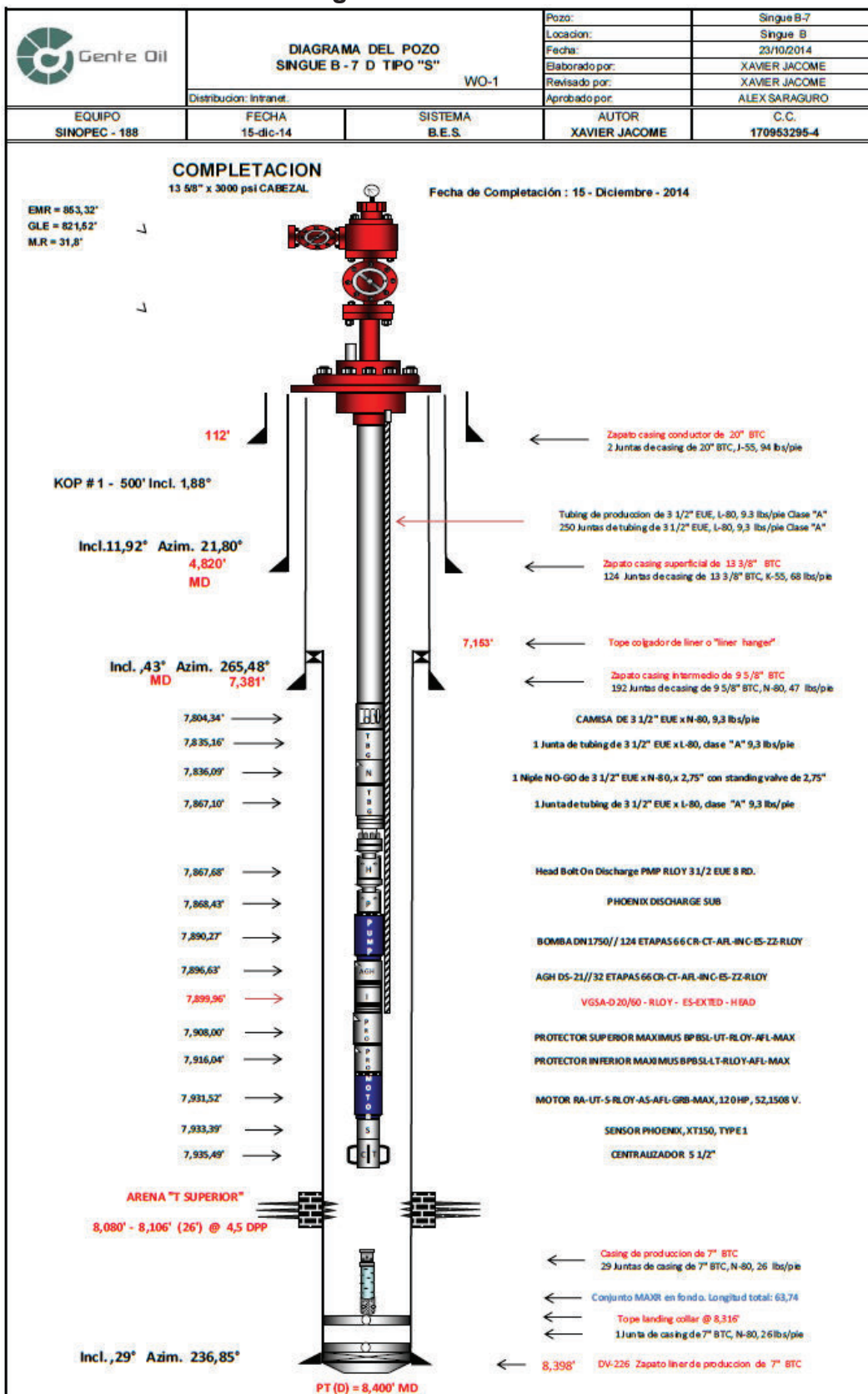


Diagrama mecánico B-9

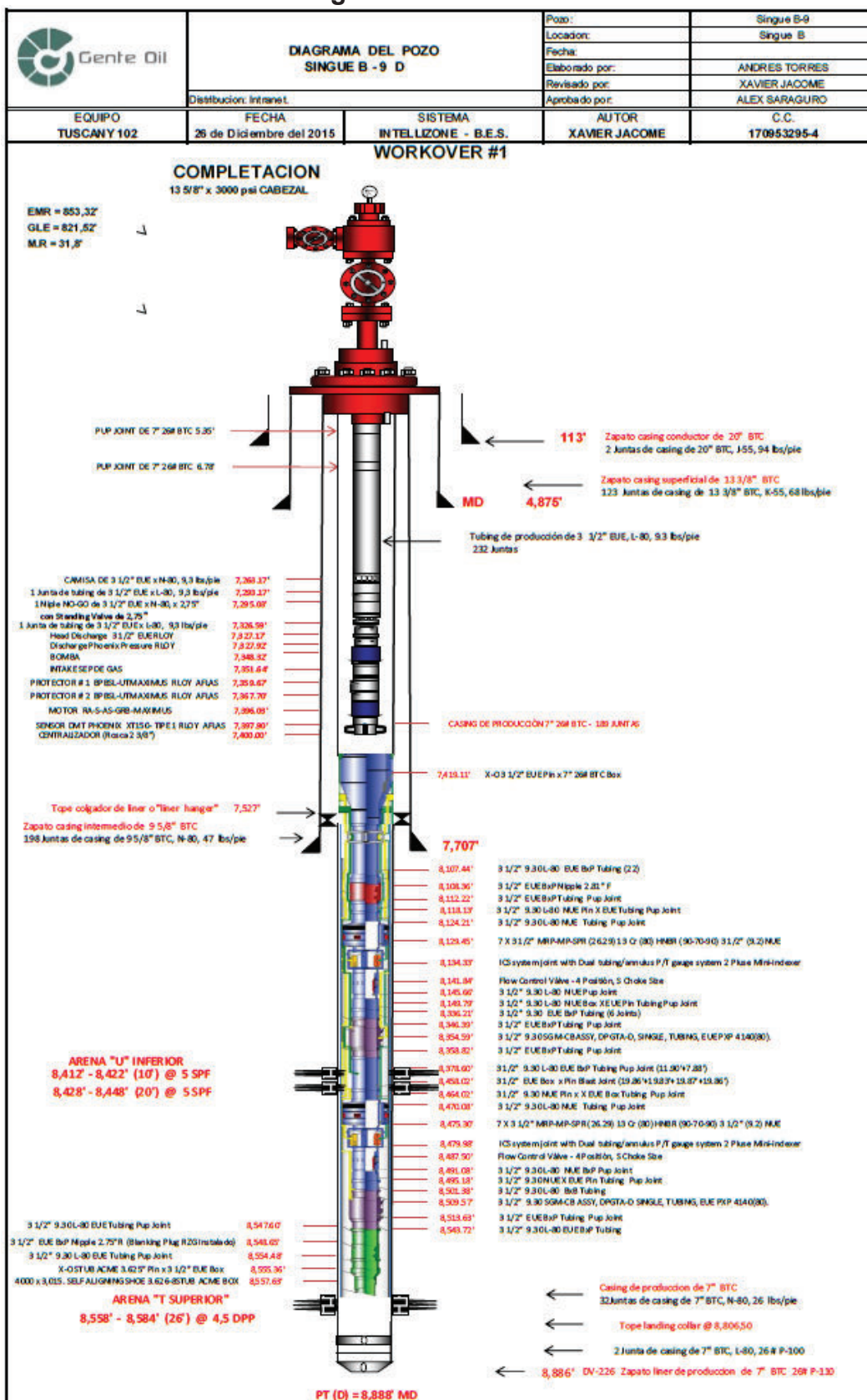
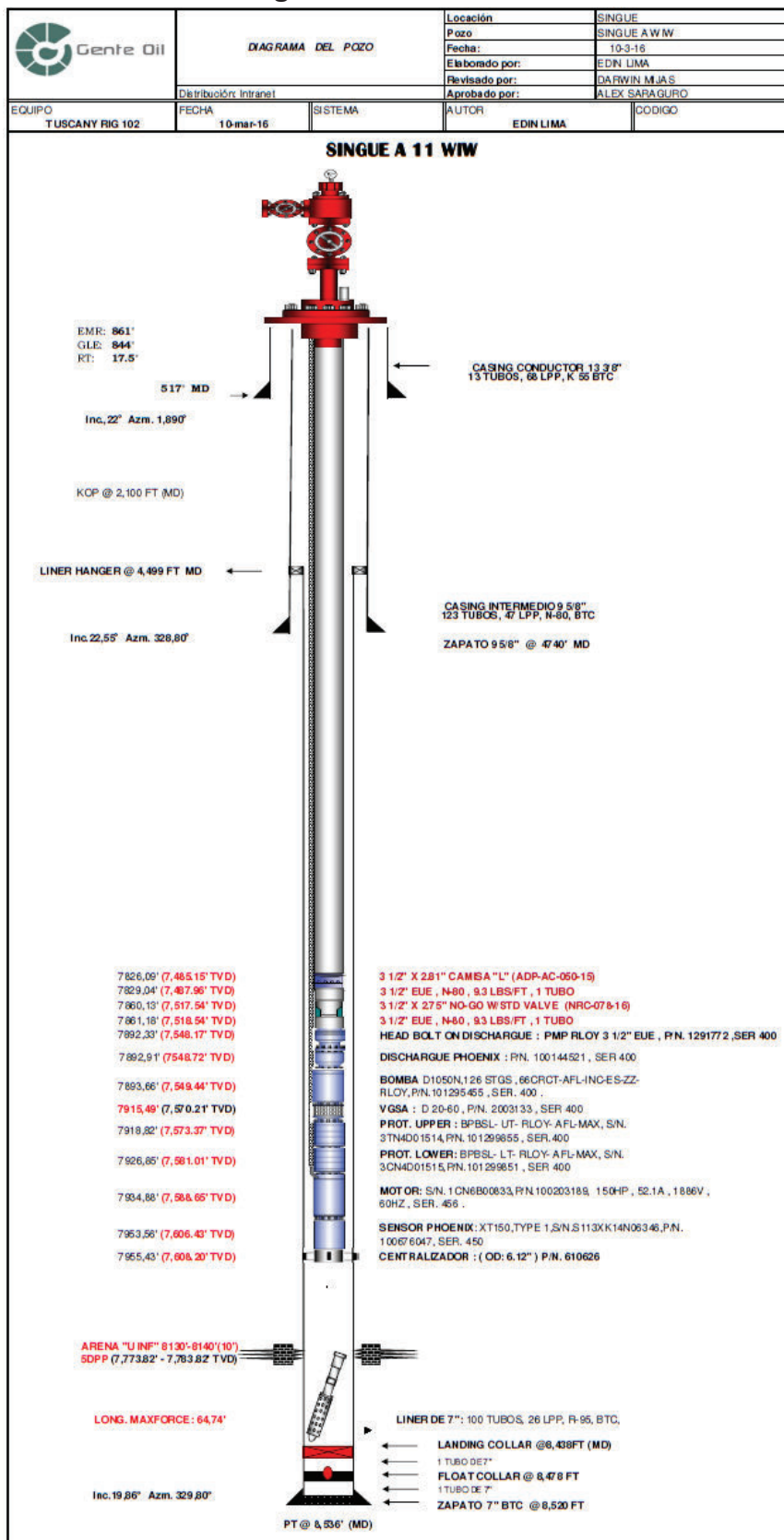
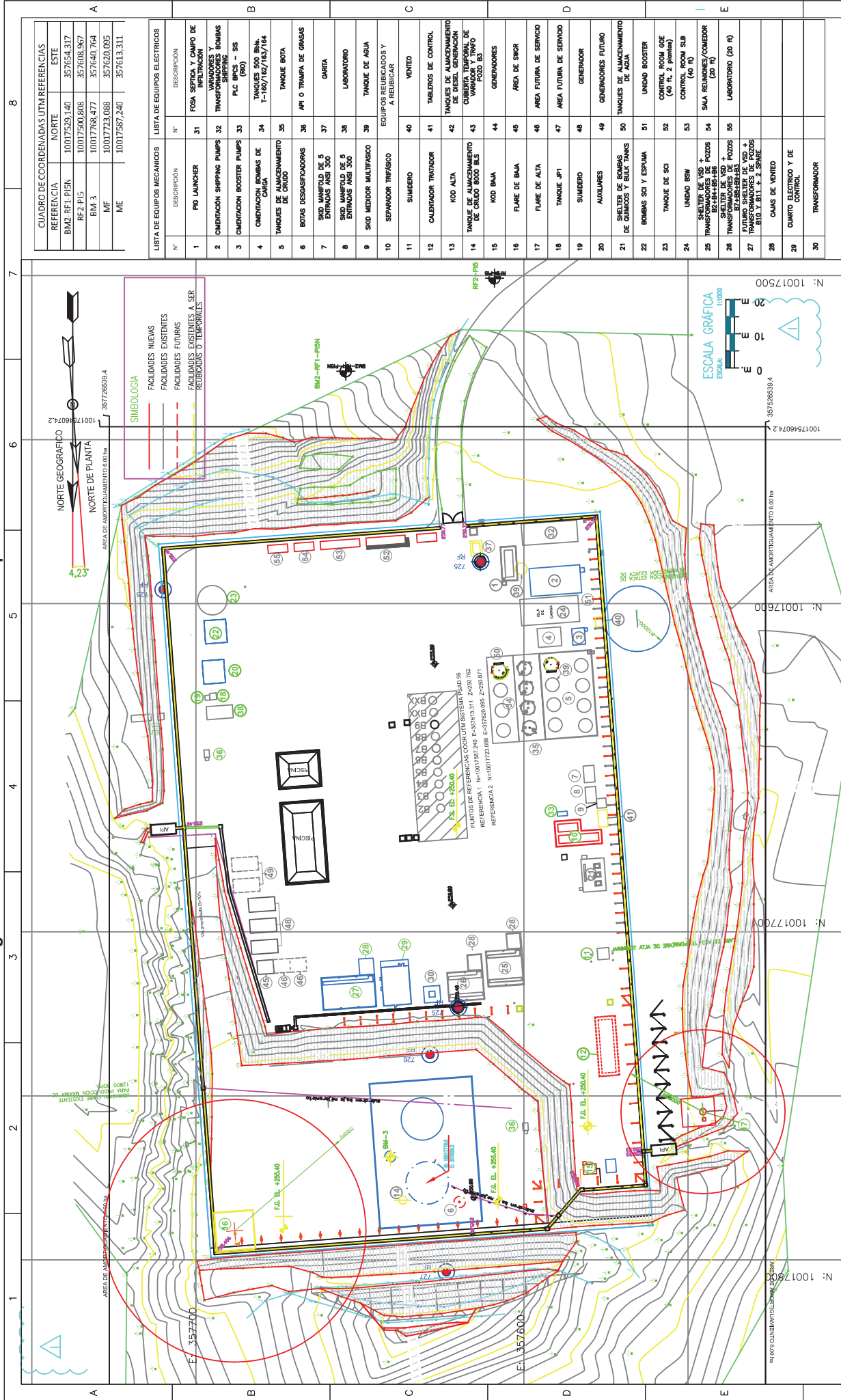


Diagrama mecánico A-11



ANEXO 1.3

DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS CAMPO SINGUE
Figura Anexo 1.3 Distribución de facilidades de superficies Pad B



CUADRO DE COORDENADAS UTM REFERENCIAES

REFERENCIA	NORTE	ESTE
BM2 RFI PIEN	10017529.140	357654.317
RF2 P15	10017500.808	357608.967
BM-3	10017768.477	357648.764
MF	10017723.088	357620.085
ME	10017587.240	357613.311

LISTA DE EQUIPOS MECANICOS

N°	DESCRIPCION	N°	DESCRIPCION
1	PIG LAUNCHER	31	FOSA SEPTICA Y CAMPO DE INFILTRACION
2	OMENTACION SHIPPING PUMPS	32	TRANSFORMADORES BOMBAS SHIPPING
3	OMENTACION BOOSTER PUMPS	33	PILO BPCS - SIS (R6)
4	OMENTACION BOMBAS DE CARGA	34	TANQUES 500 Bbl. 1-167/167/167/164
5	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO	35	TANQUE BOTA
6	BOTAS DESAGUADORAS	36	API O TRAMPA DE GRASAS
7	SIN TANQUE DE 5 ENTRAMAS PAB 505	37	CARTA
8	SIN TANQUE DE 5 ENTRAMAS PAB 505	38	LABORATORIO
9	SIN0 MEDIDOR MULTIFASICO	39	TANQUE DE AGUA
10	SEPARADOR TRIFASICO		EQUIPOS RELOCADOS Y A REUBICAR

LISTA DE EQUIPOS ELECTRICOS

N°	DESCRIPCION	N°	DESCRIPCION
40	SUMIBERO	40	VENTED
41	CALENTADOR TRATADOR	41	TABLEROS DE CONTROL
42	KOD ALTA	42	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL GENERACION
43	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO 8000 BLS	43	CUBIERTA TEMPORAL DE VENTILADOR PABO B.
44	KOD BMA	44	GENERADORES
45	FLARE DE BAMA	45	AREA DE SWGR
46	FLARE DE ALTA	46	AREA FUTURA DE SERVICIO
47	TANQUE API	47	AREA FUTURA DE SERVICIO
48	SUMIBERO	48	GENERADOR
49	AUXILIARES	49	GENERADORES FUTURO
50	SHELTER DE BOMBAS DE QUIMICOS Y BULK TANKS	50	TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA
51	BOMBAS SCI Y ESPUMA	51	UNIDAD BOOSTER
52	TANQUE DE SCI	52	CONTROL ROOM ODE (40 Ft. x 2 plantas)
53	UNIDAD BRW	53	CONTROL ROOM SLB (40 Ft)
54	SHELTER DE USO A 82-184-185-188	54	SALA REUNIONES/COMEDOR (20 Ft)
55	TRANSFORMADORES DE POZOS	55	LABORATORIO (20 Ft)
56	TRANSFORMADORES DE POZOS		
57	TRANSFORMADORES DE POZOS		
58	TRANSFORMADORES DE POZOS		
59	TRANSFORMADORES DE POZOS		
60	TRANSFORMADORES DE POZOS		
61	TRANSFORMADORES DE POZOS		
62	TRANSFORMADORES DE POZOS		
63	TRANSFORMADORES DE POZOS		
64	TRANSFORMADORES DE POZOS		
65	TRANSFORMADORES DE POZOS		
66	TRANSFORMADORES DE POZOS		
67	TRANSFORMADORES DE POZOS		
68	TRANSFORMADORES DE POZOS		
69	TRANSFORMADORES DE POZOS		
70	TRANSFORMADORES DE POZOS		
71	TRANSFORMADORES DE POZOS		
72	TRANSFORMADORES DE POZOS		
73	TRANSFORMADORES DE POZOS		
74	TRANSFORMADORES DE POZOS		
75	TRANSFORMADORES DE POZOS		
76	TRANSFORMADORES DE POZOS		
77	TRANSFORMADORES DE POZOS		
78	TRANSFORMADORES DE POZOS		
79	TRANSFORMADORES DE POZOS		
80	TRANSFORMADORES DE POZOS		

SIMBOLOGIA

- Facilidades Nuevas (Red solid line)
- Facilidades Existentes (Black dashed line)
- Facilidades Futuras (Blue dashed line)
- Facilidades Existentes a Ser Reubicadas o Temporales (Green dashed line)

ESCALA GRAFICA
ESCALA 1:1000

NORTE GEOGRAFICO
NORTE DE PLANTA
AREA DE AMORTIGUAMIENTO 6.00 IN

357726538.4
1001754674.2

4.23

357726538.4
1001754674.2

100177000
357626538.4

100177000
357626538.4

100177000
357626538.4

100177000
357626538.4

100177000
357626538.4

100177000
357626538.4

100177000
357626538.4

100177000
357626538.4

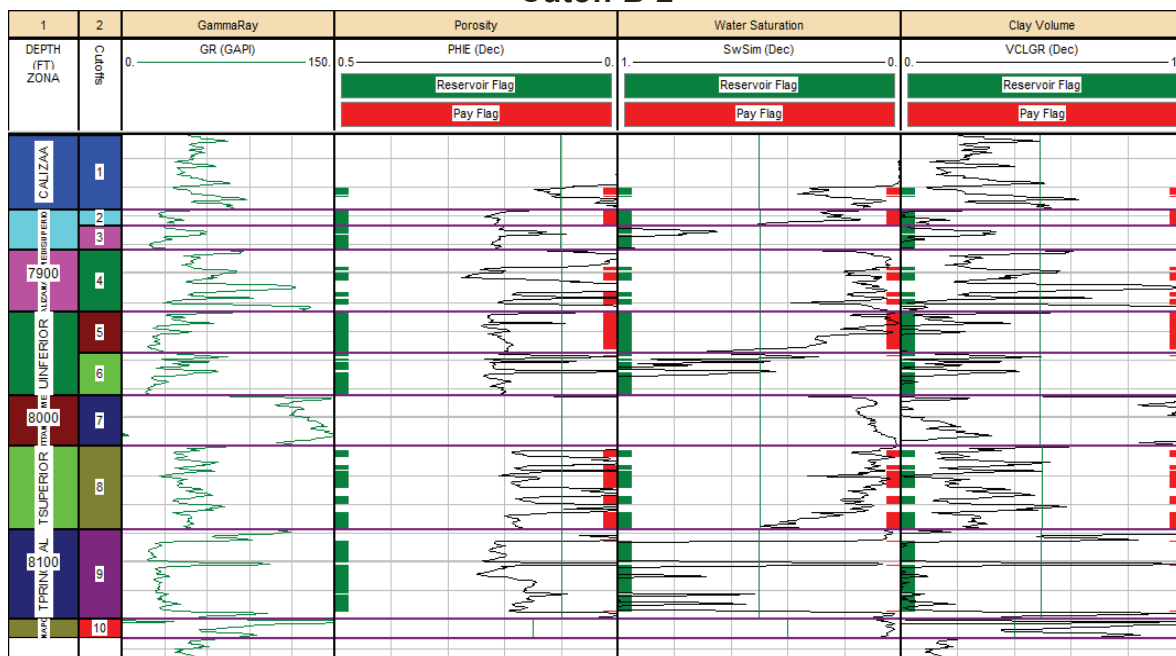
100177000
357626538.4

CAPÍTULO 3

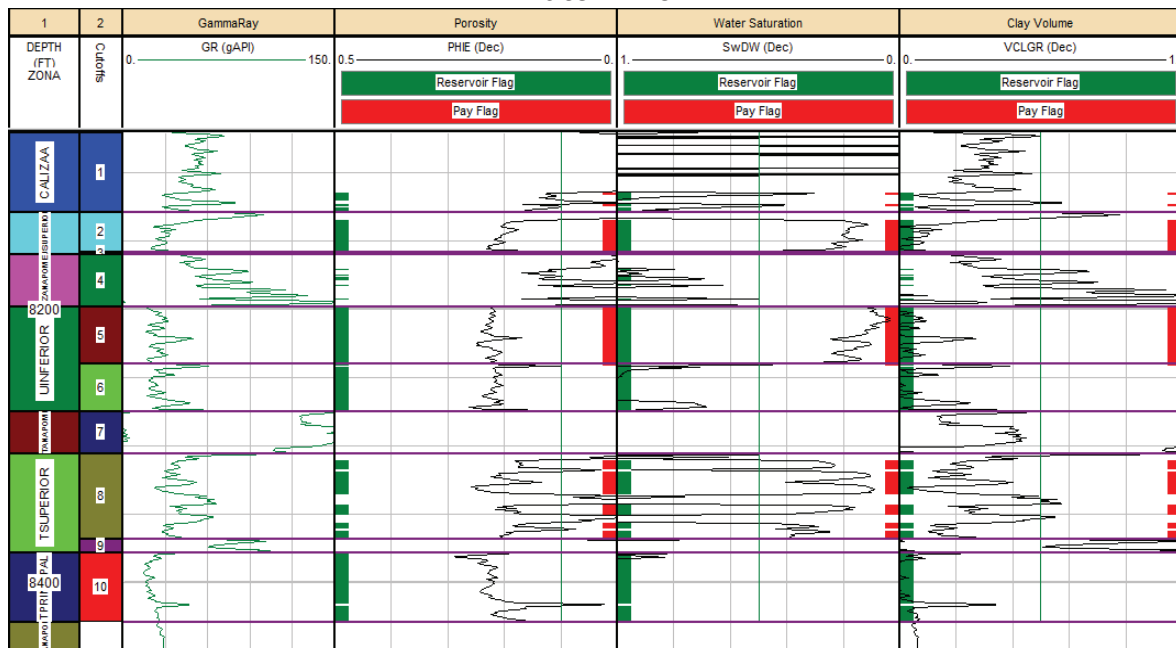
ANEXO 3.1

PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y CUTOFFS DE POZOS EN EL CAMPO SINGUE

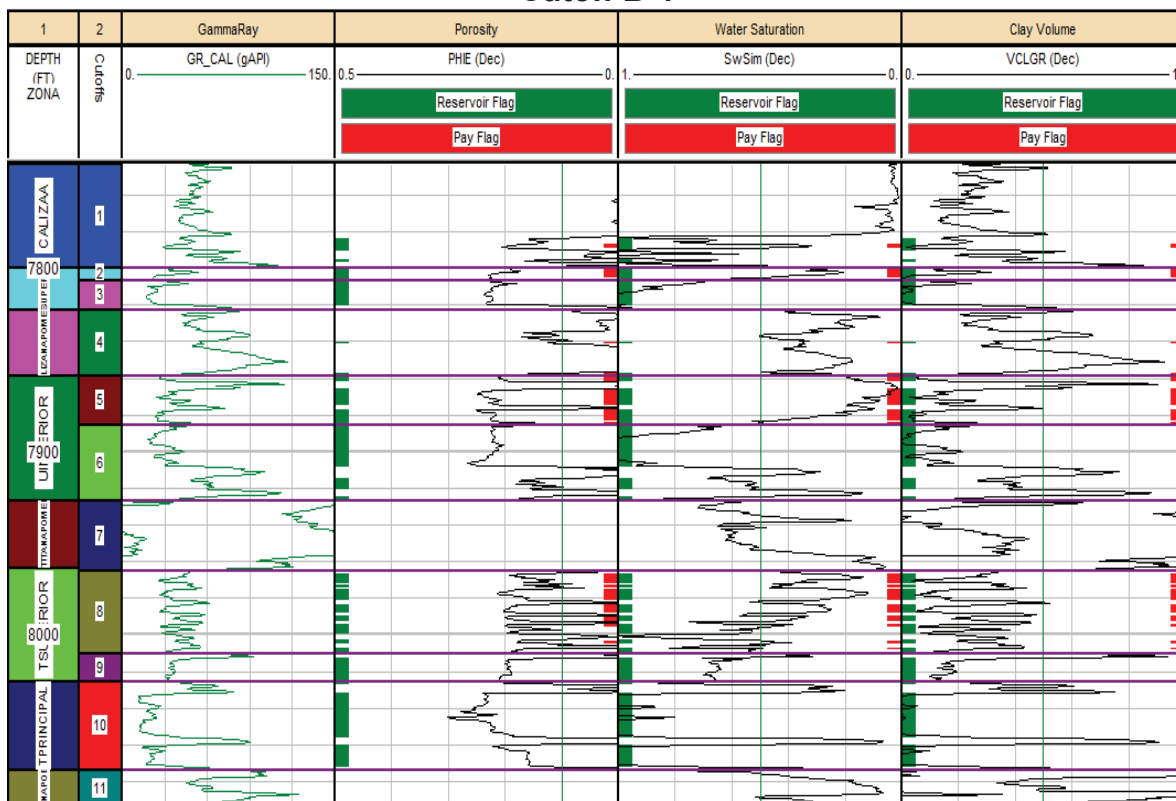
Cutoff B-2



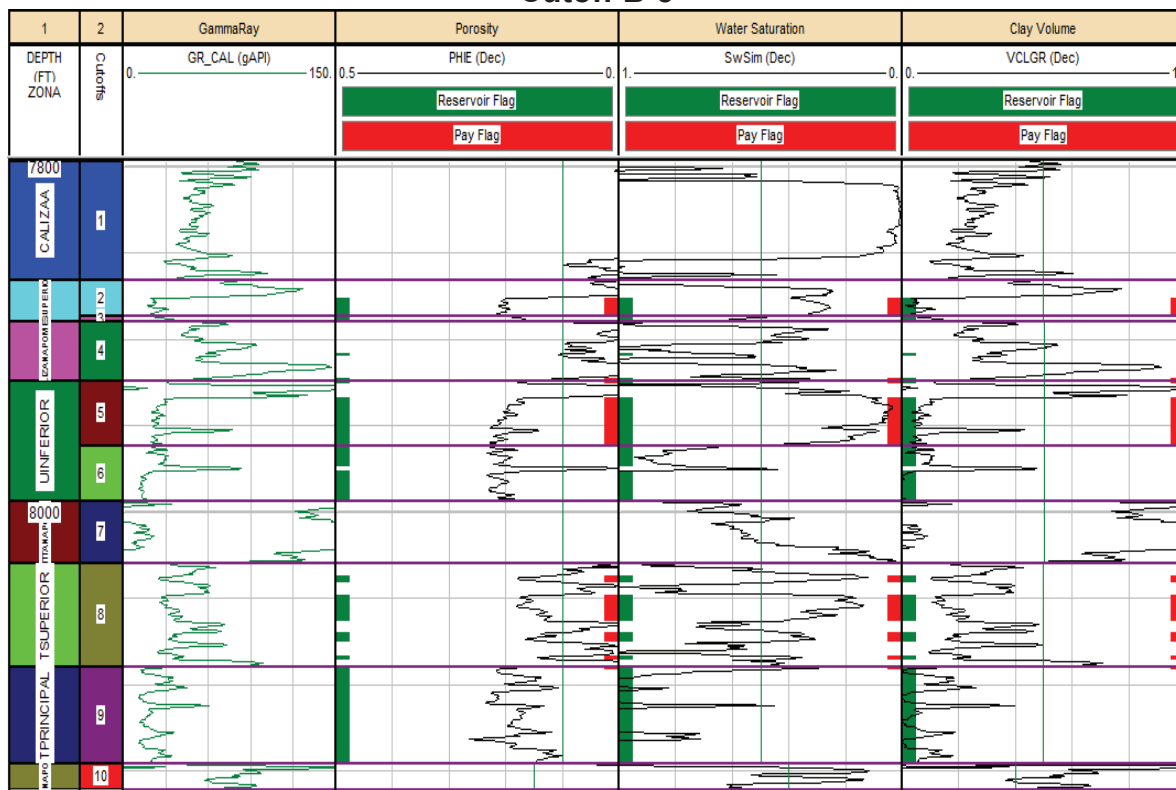
Cutoff B-3



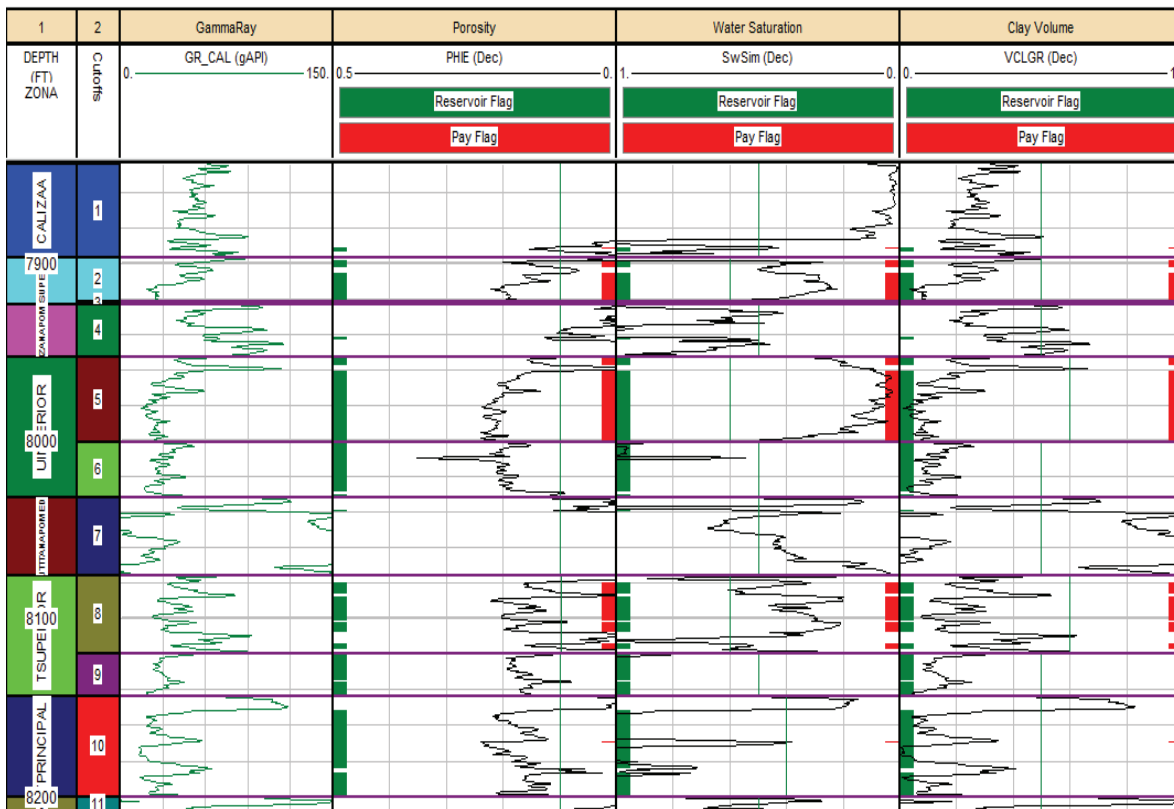
Cutoff B-4



Cutoff B-5



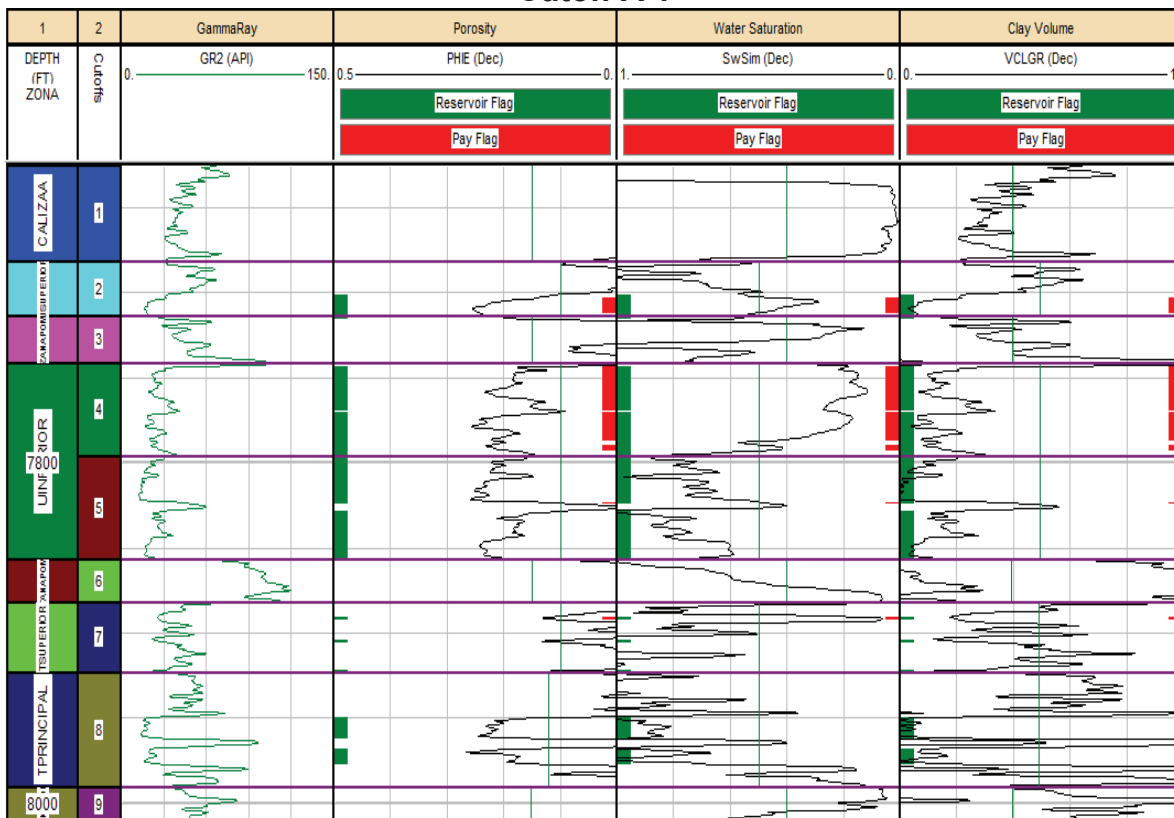
Cutoff B-7



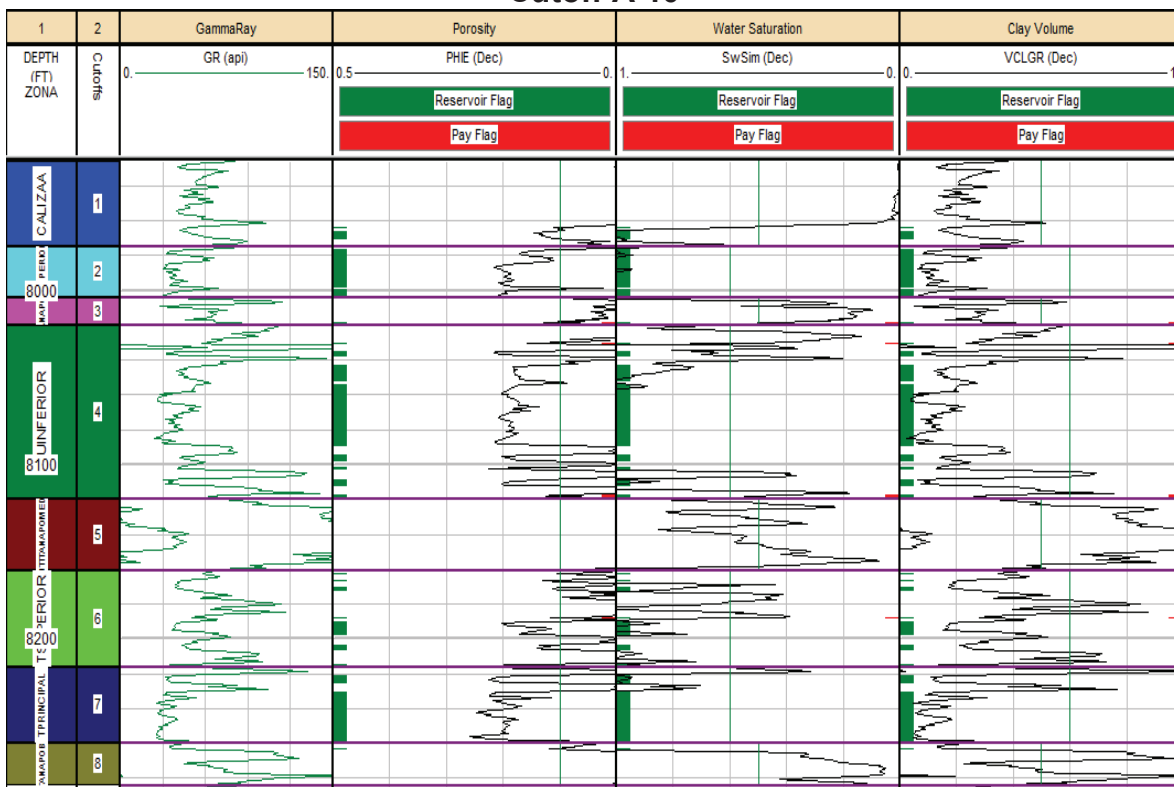
Cutoff B-9



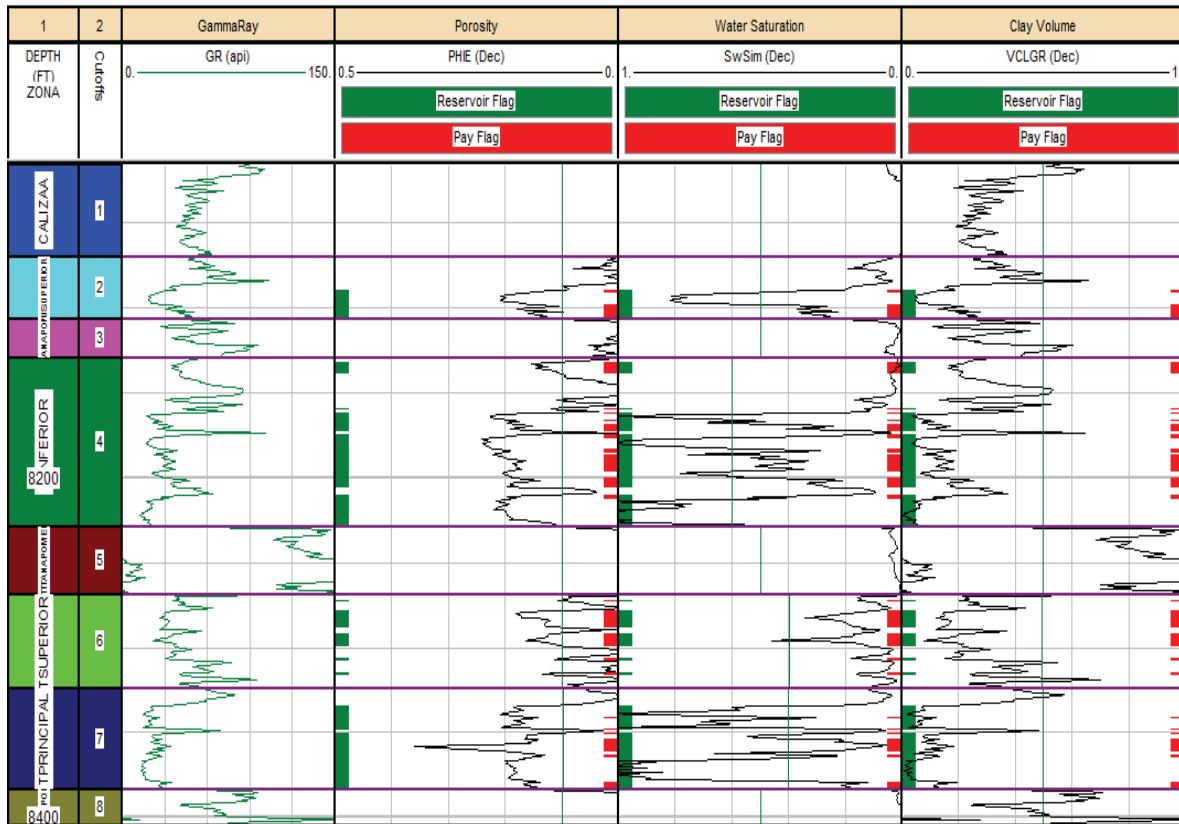
Cutoff A-1



Cutoff A-10



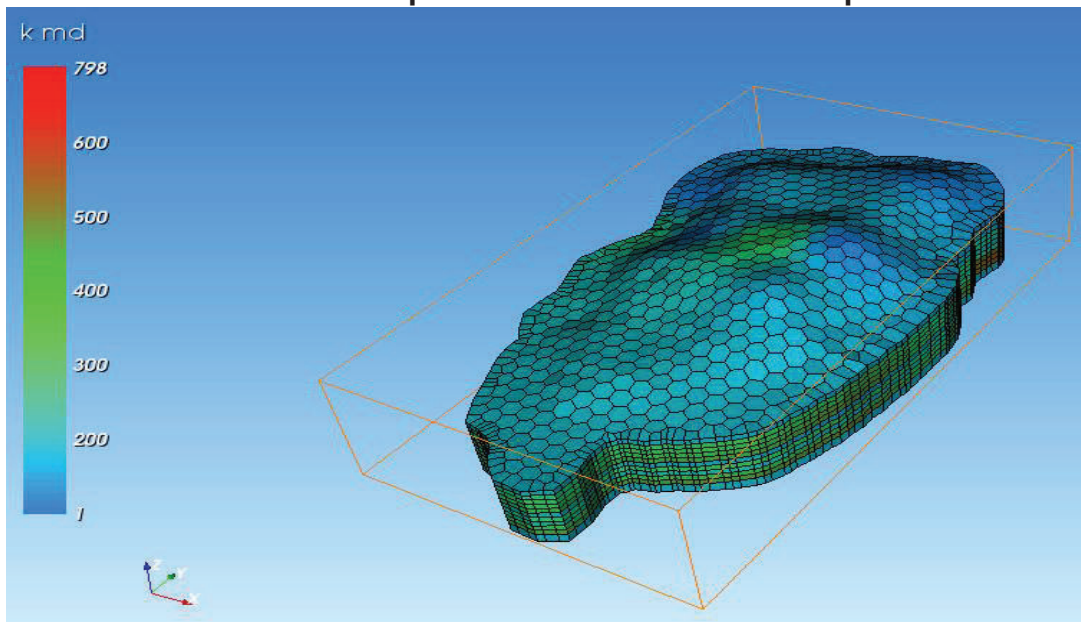
Cutoff A-11



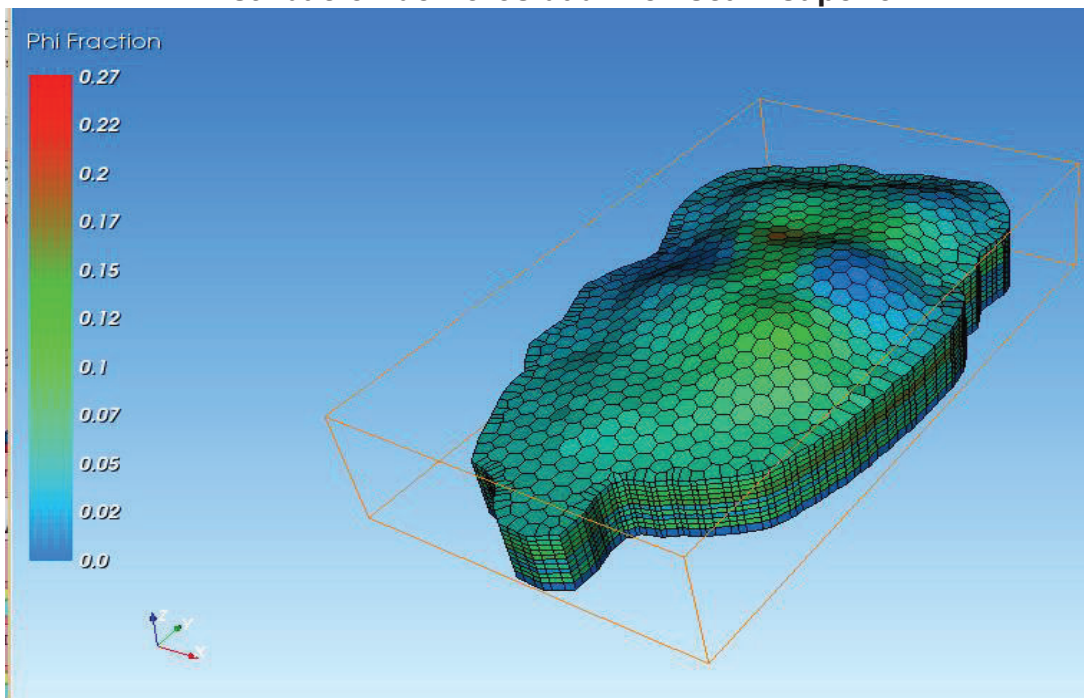
ANEXO 3.2

MODELO DE PROPIEDADES DE FORMACIONES Ts, Ui y Us EN EL CAMPO SINGUE

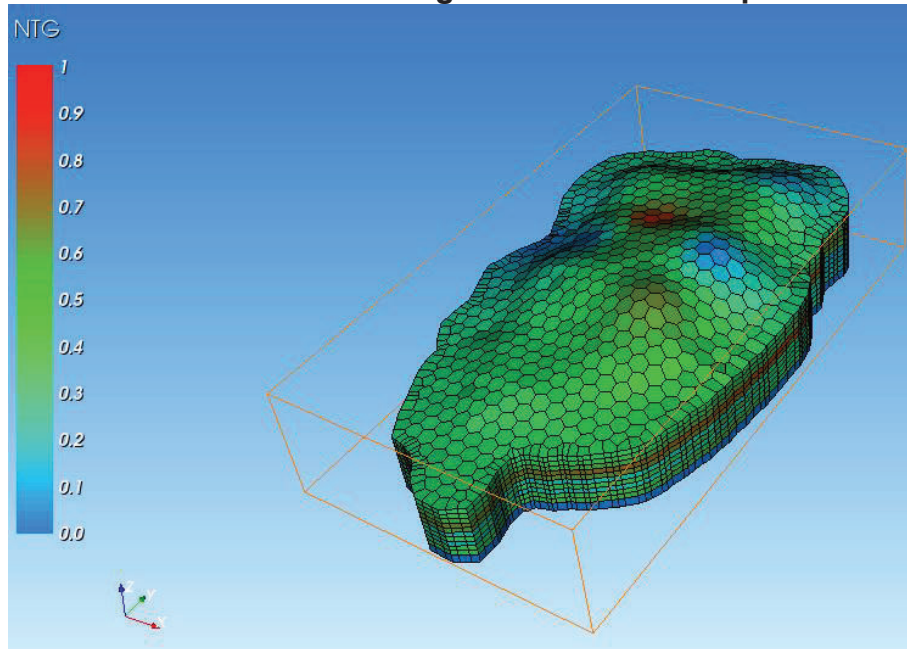
Distribución de permeabilidad Arenisca T superior



Distribución de Porosidad Arenisca T superior



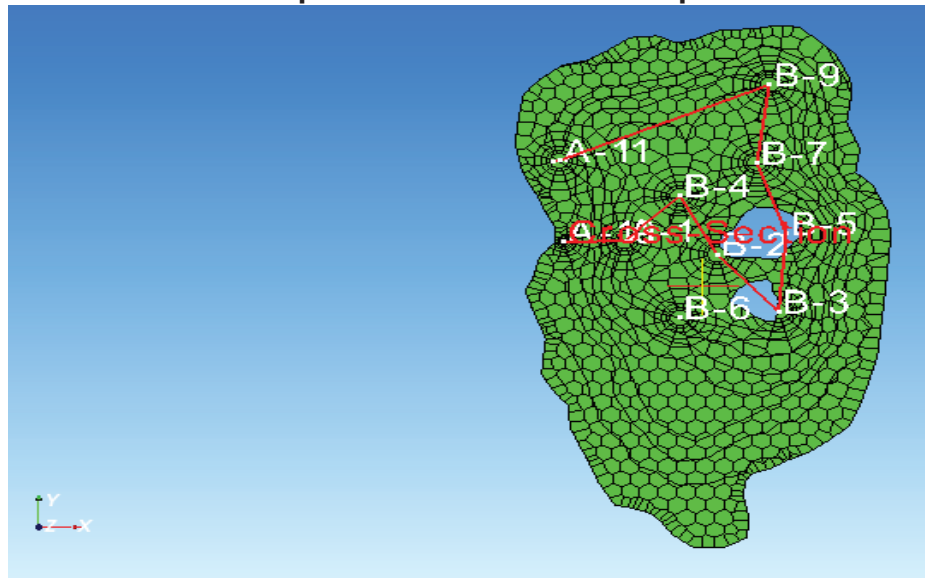
Distribución de Net to gross Arenisca T superior



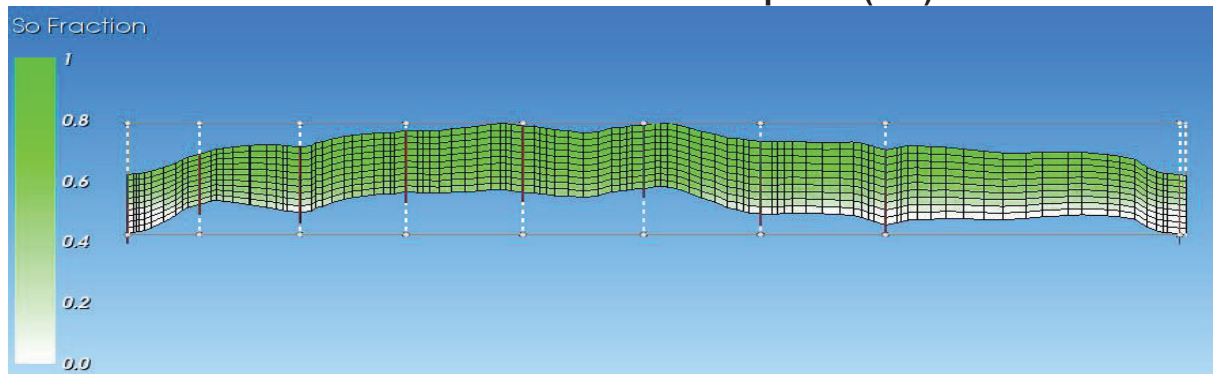
ANEXO 3.3

CROSS SECTION ARENISCA T SUPERIOR

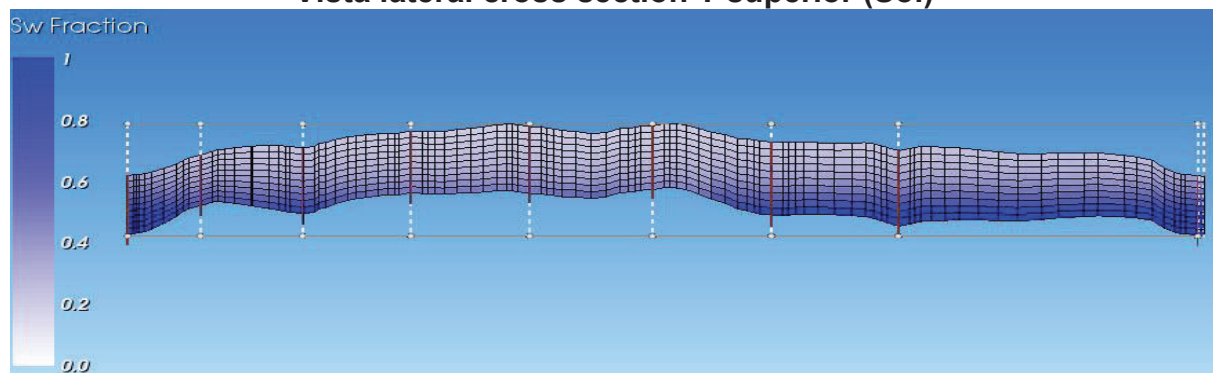
Vista superior cross section T superior



Vista lateral cross section T superior (Soi)



Vista lateral cross section T superior (Sw)



ANEXO 3.4

ANÁLISIS DE ARCILLAS A PARTIR DE GR ESPECTRAL

Plot de Torio vs Uranio

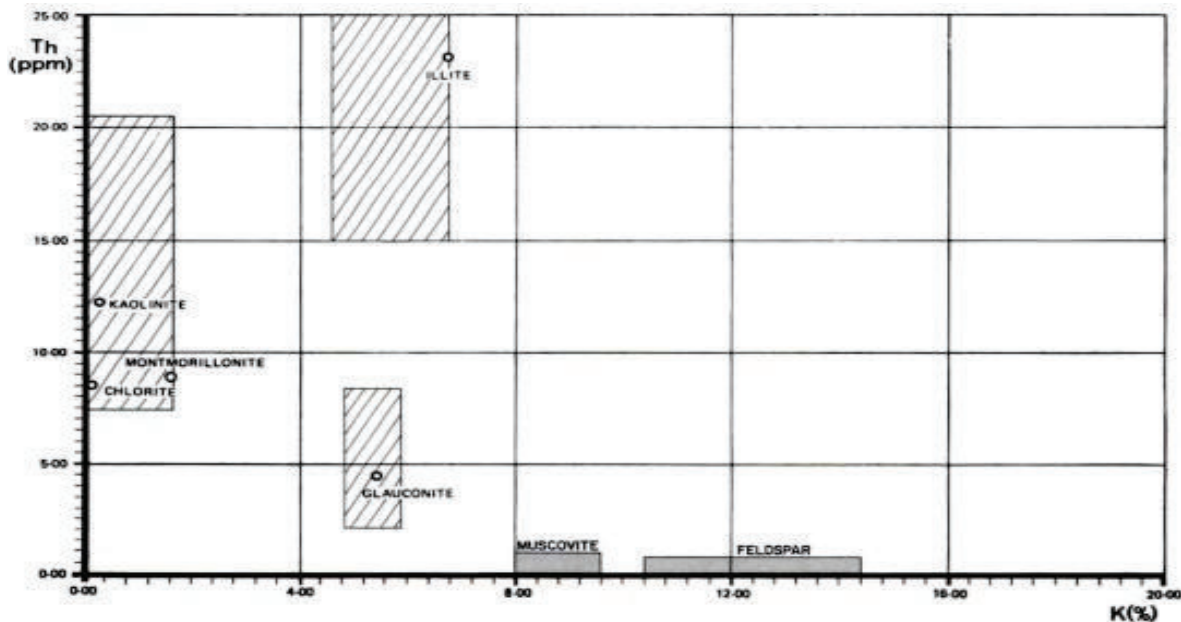


Fig. 4.3. — Plot of thorium versus uranium.
(After W. H. Fertl)

Plot de Porosidad vs Torio / Potasio

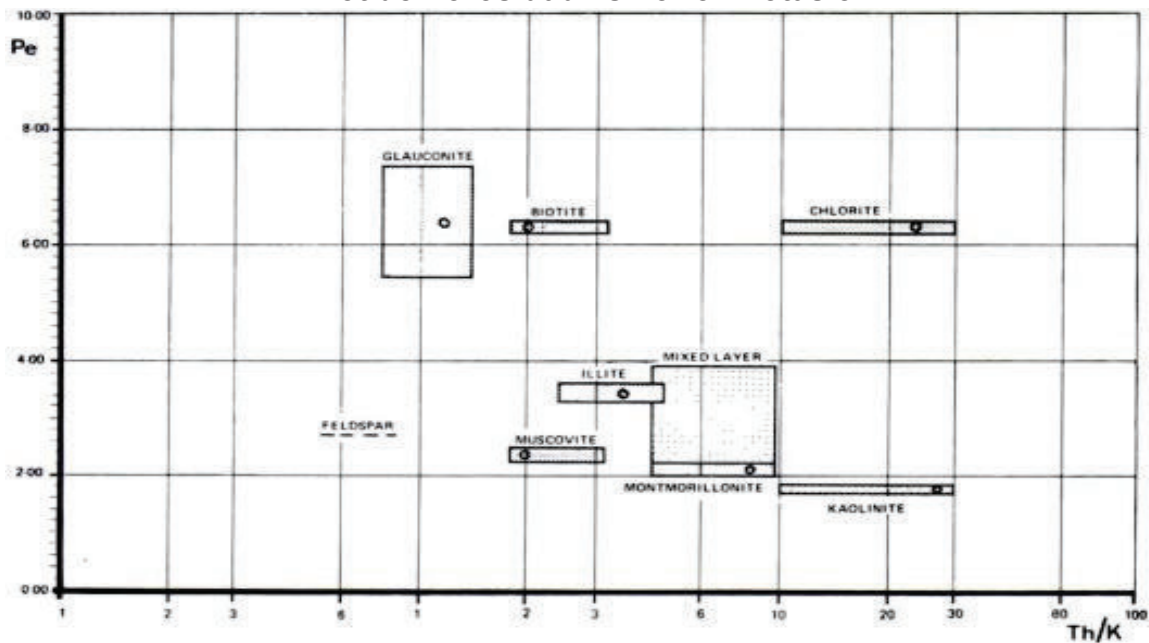


Fig. 4.7. — Plot P_e versus Th/K.
(Schlumberger document)

CAPÍTULO 4

ANEXO 4.1

ANÁLISIS DE BOMBAS

Tabla de identificación de problemas de operación en unidades de Bombeo Electro sumergible

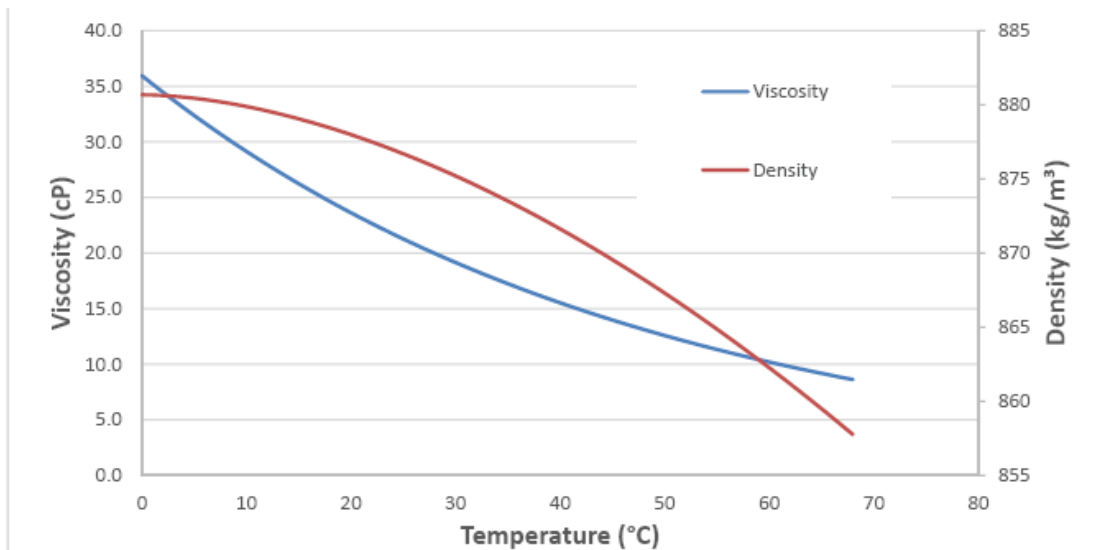
Case	Q	WHP	Amps	P _{discharge}	P _{intake}	ΔP_{pump}	T _{motor}
Broken shaft	↓	↓	TRIP ↓↓	↓	↑	TRIP ↓↓	TRIP ↗
Hole in tubing	↘	↘	→	↘	↗	TRIP ↘	TRIP ↗
Blockage at pump intake	↘	↘	↘	↘	↗	↘	TRIP ↗
Blockage at perforations	↘	↘	↘	↘	↘	TRIP ↘	TRIP ↗
Increase in watercut	↗	↘	↗	↗	↗	↗	→
Shut in at surface	↓	TRIP ↑↑	TRIP ↓	TRIP ↑↑	↑	TRIP ↑↑	TRIP ↗
Blockage in pump stages	↘	↘	SPIKEY →	↘	↗	↘	TRIP ↗
Increase in reservoir pressure	↗	↘	→	↗	↗	↘	→
Increase of free gas at pump intake	↘	↘	ERATIC TRIP ↘	↘	ERATIC ↗	↘	→
Wearing stages	↘	↘	SMOOTH TRIP ↘	↘	↗	TRIP ↘	TRIP ↗
Increase in frequency	↑	↑	↑	↑	↓	↑	↑
Open choke	↑	↓	→	↓	↓	↓	→

CAPÍTULO 5

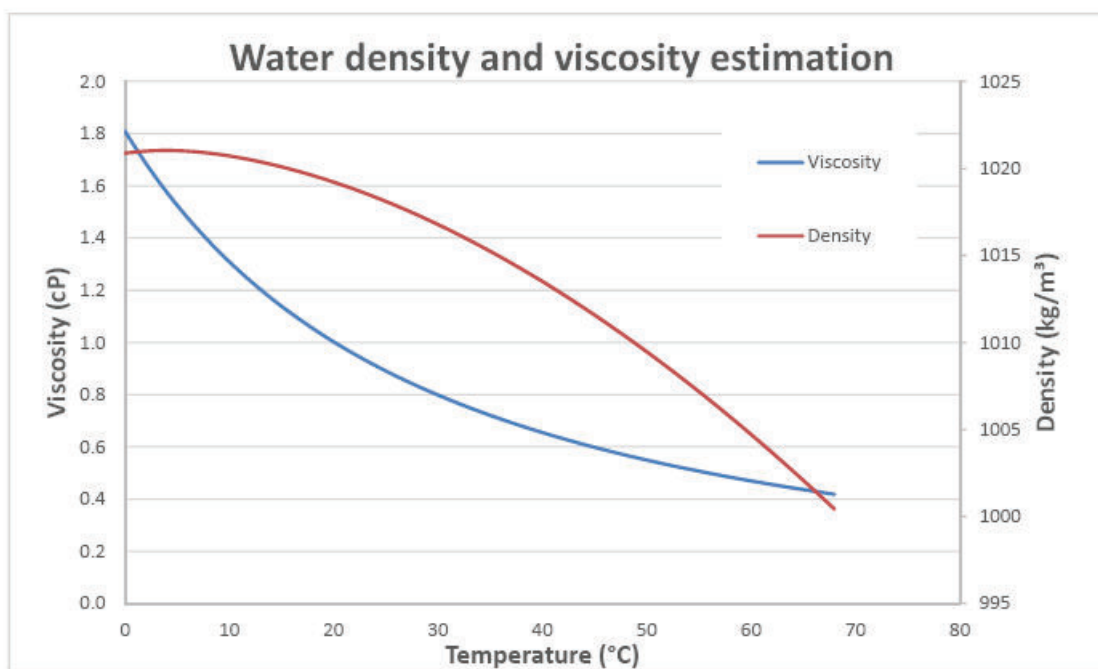
ANEXO 5.1

CARACTERÍSTICAS DE FLUIDO EN SUPERFICIE

Estimación de viscosidad y densidad de petróleo



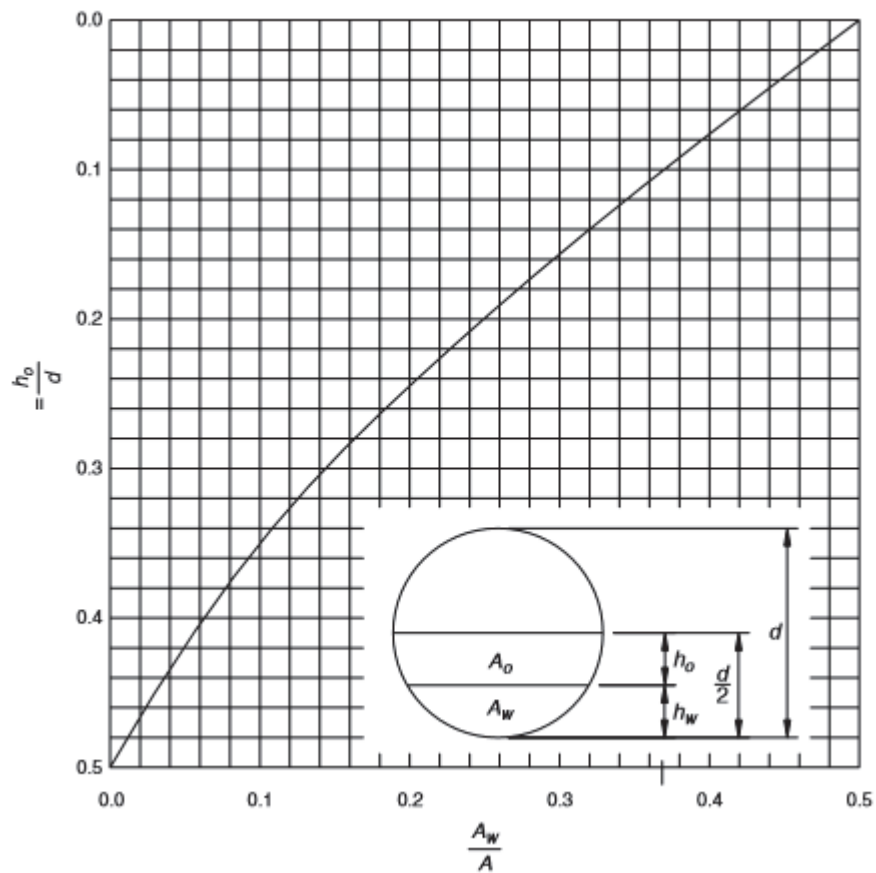
Estimación de viscosidad y densidad de agua



ANEXO 5.2

DIMENSIONAMIENTO DE FACILIDADES

Coefficiente B. para determinar el diámetro máximo de separadores



CAPÍTULO 6

ANEXO 6.1

Detalle de costos de inversión del proyecto

MATERIALES Y OPERACIÓN		
	ACTIVIDADES	VALOR
REEMPLAZO BES	Renta de taladro	86268
	Corrida de tubing	21120
	Inspección de tubulares boca de pozo	6833
	Servicio de slick line	6667
	Gerenciamiento	15470
	Control de Sólidos	3868
	Agua de matado	28696
	Logística de materiales	960
	Ambulancias	1517
	Vacuum	2912
	Telecomunicaciones	1026
	Adecuaciones en locación	1000
	BES	218507
	Tubería de producción y accesorios	40203
	Mantenimiento de cabezal	2632
	TOTAL	437679
PERFORACIÓN 1 POZO VERTICAL	Movilización de taladro	80000
	Costos por perforación	924899
	Evaluación	100000
	Cementación	130000
	Control de Sólidos	15000
	Completación	50000
	Punzonamiento	40000
	Tubería de revestimiento	310484
	Cabezal de pozo	40000
	Tubing	82217
	Línea de flujo	47400
	Adecuaciones en locación	80000
	Contingencias	100000
		TOTAL
PERFORACIÓN 1 POZO HORIZONTAL	Movilización de taladro	80000
	Costos por perforación	2364899
	Evaluación	100000
	Cementación	200000
	Control de Sólidos	15000
	Completación	100000
	Punzonamiento	80000
	Tubería de revestimiento	610484
	Cabezal de pozo	40000
	Tubing	82217
	Línea de flujo	47400
	Adecuaciones en locación	80000
	Contingencias	200000
		TOTAL

ANEXO 6.2

ANÁLISIS ECONÓMICO POR POZO

Ejemplo detallado del análisis económico Caso 3, pozo H-3

VAN	TIR	B/C											
8785	21%	2.09											
Dias	Periodo	Fecha	Qo [Bbl]	Ingreso [MUSD]	Ingreso actual [MUSD]	Egreso Perfora. [MUSD]	Egreso Operativo [MUSD]	Egreso Total [MUSD]	Egreso actual [MUSD]	I-E [MUSD]	Impuesto [MUSD]	Flujo de Caja [MUSD]	Valor Actual [MUSD]
	0		0	0	4438	0	4438	4438	4438	-4438	0	-4438	-4438
30	1	16/11	1989	1999		458	458	458	454	1541	51	1490	1475
31	2	16/12	1880	1952		448	448	448	439	1505	50	1455	1426
31	3	17/01	1489	1547		355	355	355	344	1192	39	1153	1119
28	4	17/02	1090	1022		234	234	234	225	788	26	762	732
31	5	17/03	935	971		223	223	223	212	749	25	724	689
30	6	17/04	898	902		207	207	207	195	695	23	672	633
31	7	17/05	807	838		192	192	192	179	646	21	625	583
30	8	17/06	760	764		175	175	175	162	588	19	569	526
31	9	17/07	724	751		172	172	172	158	579	19	560	512
31	10	17/08	693	720		165	165	165	149	555	18	536	486
30	11	17/09	667	670		154	154	154	138	516	17	499	448
31	12	17/10	642	667		153	153	153	136	514	17	497	441
30	13	17/11	621	624		143	143	143	126	481	16	465	409
31	14	17/12	603	626		144	144	144	125	483	16	467	406
31	15	18/01	588	610		140	140	140	120	470	16	455	392
28	16	18/02	573	538		123	123	123	105	414	14	401	342
31	17	18/03	560	582		133	133	133	113	448	15	433	366
30	18	18/04	547	550		126	126	126	105	424	14	410	343
31	19	18/05	536	556		128	128	128	106	429	14	415	343
30	20	18/06	525	528		121	121	121	99	407	13	393	322
31	21	18/07	515	535		123	123	123	99	412	14	399	323
31	22	18/08	505	525		120	120	120	97	405	13	391	314
30	23	18/09	496	499		114	114	114	91	385	13	372	296
31	24	18/10	488	507		116	116	116	92	391	13	378	298
								17742	8505				8785

Análisis económico por pozo, Caso 3

#	H-1				H-2				H-3				H-4							
	F	Qo [Bbl]	I	E [MMUSD]	FNC	VAN	F	Qo [Bbl]	I	E [MMUSD]	FNC	VAN	F	Qo [Bbl]	I	E [MMUSD]	FNC	VAN		
0		0	0.0	4.0	-4.0	-4.0		0	0.0	4.0	-4.0	-4.0		0	0.0	4.4	-4.4	-4.4		
1	16/07	1987	2.1	0.5	1.5	1.5	16/09	1986	2.0	0.5	1.5	1.5	16/11	1989	2.0	0.5	1.5	1.5		
2	16/08	1979	2.1	0.5	1.5	1.5	16/10	1967	2.0	0.5	1.5	1.5	16/12	1880	2.0	0.4	1.5	1.4		
3	16/09	1967	2.0	0.5	1.5	1.4	16/11	1863	1.9	0.4	1.4	1.4	17/01	1489	1.5	0.4	1.2	1.1		
4	16/10	1944	2.0	0.5	1.5	1.4	16/12	1447	1.5	0.3	1.1	1.1	17/02	1090	1.0	0.2	0.8	0.7		
5	16/11	1907	1.9	0.4	1.4	1.4	17/01	1248	1.3	0.3	1.0	0.9	17/03	935	1.0	0.2	0.7	0.7		
6	16/12	1859	1.9	0.4	1.4	1.4	17/02	1030	1.0	0.2	0.7	0.7	17/04	898	0.9	0.2	0.7	0.6		
7	17/01	1803	1.9	0.4	1.4	1.3	17/03	924	1.0	0.2	0.7	0.7	17/05	807	0.8	0.2	0.6	0.6		
8	17/02	1732	1.6	0.4	1.2	1.1	17/04	896	0.9	0.2	0.7	0.6	17/06	760	0.8	0.2	0.6	0.5		
9	17/03	1605	1.7	0.4	1.2	1.1	17/05	820	0.9	0.2	0.6	0.6	17/07	724	0.8	0.2	0.6	0.5		
10	17/04	1567	1.6	0.4	1.2	1.1	17/06	775	0.8	0.2	0.6	0.5	17/08	693	0.7	0.2	0.5	0.5		
11	17/05	1478	1.5	0.4	1.1	1.0	17/07	739	0.8	0.2	0.6	0.5	17/09	667	0.7	0.2	0.5	0.4		
12	17/06	1424	1.4	0.3	1.1	0.9	17/08	706	0.7	0.2	0.5	0.5	17/10	642	0.7	0.2	0.5	0.4		
13	17/07	1378	1.4	0.3	1.1	0.9	17/09	675	0.7	0.2	0.5	0.4	17/11	621	0.6	0.1	0.5	0.4		
14	17/08	1336	1.4	0.3	1.0	0.9	17/10	645	0.7	0.2	0.5	0.4	17/12	603	0.6	0.1	0.5	0.4		
15	17/09	1297	1.3	0.3	1.0	0.8	17/11	618	0.6	0.1	0.5	0.4	18/01	588	0.6	0.1	0.5	0.4		
16	17/10	1258	1.3	0.3	1.0	0.8	17/12	593	0.6	0.1	0.5	0.4	18/02	573	0.5	0.1	0.4	0.3		
17	17/11	1222	1.2	0.3	0.9	0.8	18/01	570	0.6	0.1	0.4	0.4	18/03	560	0.6	0.1	0.4	0.4		
18	17/12	1189	1.2	0.3	0.9	0.8	18/02	549	0.5	0.1	0.4	0.3	18/04	547	0.5	0.1	0.4	0.3		
19	18/01	1158	1.2	0.3	0.9	0.7	18/03	531	0.6	0.1	0.4	0.3	18/05	536	0.6	0.1	0.4	0.3		
20	18/02	1129	1.1	0.2	0.8	0.6	18/04	513	0.5	0.1	0.4	0.3	18/06	525	0.5	0.1	0.4	0.3		
21	18/03	1102	1.1	0.3	0.9	0.7	18/05	496	0.5	0.1	0.4	0.3	18/07	515	0.5	0.1	0.4	0.3		
22	18/04	1075	1.1	0.2	0.8	0.6	18/06	480	0.5	0.1	0.4	0.3	18/08	505	0.5	0.1	0.4	0.3		
23	18/05	1050	1.1	0.2	0.8	0.6	18/07	466	0.5	0.1	0.4	0.3	18/09	496	0.5	0.1	0.4	0.3		
24	18/06	1026	1.0	0.2	0.8	0.6	18/08	452	0.5	0.1	0.3	0.3	18/10	488	0.5	0.1	0.4	0.3		
																	20.2	10.6	8.8	0.1

ANEXO 6.3

ANÁLISIS ECONÓMICO POR CASO

Análisis económico Caso 1

		VAN	TIR	B/C													
		108138	28.33	2.71													
Días #	Fecha	Qo U [Bbl]	Qo T [Bbl]	Qo TOTAL [Bbl]	Ingreso [MUSD]	Ingreso actual [MUSD]	Egreso Operativo [MUSD]	Egreso Inyección [MUSD]	Egreso Bomba [MUSD]	Egreso Total [MUSD]	Egreso actual [MUSD]	I-E [MUSD]	Impues. [MUSD]	FNC [MUSD]	VAN [MUSD]		
0					0	0	0	0	1218	1218	1218	-1218	0	-1218	-1218		
306	2016	1278	3497	4776	48955	43710	11223	1836		13059	11660	35896	1185	34712	30992		
365	2017	975	2507	3481	42566	33934	9758	2190		11948	9525	30618	1010	29607	23603		
365	2018	867	1816	2683	32803	23348	7520	2190	3064	12774	9092	20029	661	19368	13786		
365	2019	810	1376	2186	26732	16988	6128	2190		8318	5286	18413	608	17806	11316		
366	2020	770	1078	1848	22662	12859	5195	2196	3064	10455	5933	12207	403	11804	6698		
365	2021	733	868	1601	19579	9919	4489	2190		6679	3384	12900	426	12475	6320		
365	2022	700	714	1413	17284	7818	3962	2190	3064	9216	4169	8067	266	7801	3529		
365	2023	668	597	1265	15469	6248	3546	2190		5736	2317	9733	321	9412	3801		
366	2024	637	507	1144	14032	5060	3217	2196	3064	8477	3057	5555	183	5372	1937		
365	2025	608	436	1044	12770	4112	2928	2190		5118	1648	7653	253	7400	2383		
365	2026	581	379	960	11736	3374	2690	2190	3064	7944	2284	3791	125	3666	1054		
365	2027	555	332	887	10846	2784	2487	2190		4677	1200	6170	204	5966	1531		
366	2028	530	294	824	10098	2314	2315	2196	3064	7575	1736	2523	83	2440	559		
365	2029	506	262	768	9387	1921	2152	2190		4342	888	5045	166	4879	998		
365	2030	484	234	718	8780	1604	2013	2190	3064	7267	1328	1514	50	1464	267		
365	2031	412	211	624	7625	1244	1748	2190		3938	642	3687	122	3565	582		
					177237											65367	108138

Análisis económico Caso 2

VAN		TIR	B/C														
97857		21.47	2.23														
Días	#	Fecha	Qo U [Bbl]	Qo T [Bbl]	Qo TOTAL [Bbl]	Ingreso [MUSD]	Ingreso actual [MUSD]	Egreso Operativo [MUSD]	Egreso Inyección [MUSD]	Egreso Bomba [MUSD]	Egreso Total [MUSD]	Egreso actual [MUSD]	I-E [MUSD]	Impues. [MUSD]	FNC [MUSD]	VAN [MUSD]	
	0					0	0	0	0	1656	1656	1656	-1656	0	-1656	-1656	
306	1	2016	1660	3497	5157	52867	47203	12120	3672		15792	14100	37075	1223	35852	32011	
365	2	2017	1206	2507	3713	45397	36190	10407	4380		14787	11788	30609	1010	29599	23596	
365	3	2018	1005	1816	2820	34486	24546	7906	4380	3064	15350	10926	19136	631	18505	13171	
365	4	2019	895	1376	2271	27769	17647	6366	4380		10746	6829	17023	562	16461	10461	
366	5	2020	817	1078	1895	23232	13182	5326	4392	3064	12782	7253	10450	345	10105	5734	
365	6	2021	697	868	1565	19135	9694	4387	4380		8767	4442	10368	342	10026	5080	
365	7	2022	660	714	1374	16797	7598	3851	4380	3064	11295	5109	5503	182	5321	2407	
365	8	2023	626	597	1223	14957	6041	3429	4380		7809	3154	7148	236	6912	2792	
366	9	2024	591	507	1098	13462	4855	3086	4392	3064	10542	3802	2920	96	2824	1018	
365	10	2025	558	436	994	12152	3913	2786	4380		7166	2307	4986	165	4822	1553	
365	11	2026	532	379	911	11135	3201	2553	4380	3064	9996	2874	1139	38	1101	316	
365	12	2027	506	332	839	10255	2632	2351	4380		6731	1728	3524	116	3408	875	
366	13	2028	480	294	774	9484	2174	2174	4392	3064	9630	2207	-146	-5	-141	-32	
365	14	2029	459	262	720	8806	1802	2019	4380		6399	1309	2407	79	2328	476	
365	15	2030	438	234	673	8225	1503	1886	4380	3064	9329	1704	-1105	-36	-1068	-195	
365	16	2031	422	211	633	7741	1263	1775	4380		6155	1004	1586	52	1534	250	
												82192					97857
						183444											

Análisis económico Caso 3

#	VAN	Fecha	Qo U [Bbl]	TIR	B/C	Qo T [Bbl]	Qo TOTAL [Bbl]	Ingreso [MUSD]	Ingreso actual [MUSD]	Egreso Operativo [MUSD]	Egreso Inyección [MUSD]	Egreso Perfora. [MUSD]	Egreso Bomba [MUSD]	Egreso Total [MUSD]	Egreso actual [MUSD]	I-E [MUSD]	Impues. [MUSD]	FNC [MUSD]	VAN [MUSD]
1	158549	2016	3734	24.33	2.30	3497	7231	74124	66182	16993	3672	12000	438	33103	29556	41021	1354	39668	35418
2		2017	4648			2507	7155	87487	69744	20057	4380	4000	438	28875	23019	58613	1934	56679	45184
3		2018	2575			1816	4391	53685	38212	12308	4380		4377	21064	14993	32621	1076	31544	22453
4		2019	2064			1376	3440	42061	26730	9643	4380		438	14460	9190	27601	911	26690	16962
5		2020	1780			1078	2858	35045	19886	8034	4392		4377	16803	9535	18242	602	17640	10010
6		2021	1598			868	2466	30157	15278	6914	4380		438	11731	5943	18426	608	17818	9027
7		2022	1369			714	2083	25470	11521	5839	4380		4377	14596	6602	10874	359	10515	4757
8		2023	1255			597	1853	22654	9150	5194	4380		438	10011	4043	12643	417	12226	4938
9		2024	1174			507	1681	20615	7434	4726	4392		4377	13495	4866	7120	235	6885	2483
10		2025	1107			436	1543	18864	6074	4325	4380		438	9142	2944	9722	321	9401	3027
11		2026	1051			379	1429	17478	5025	4007	4380		4377	12764	3669	4715	156	4559	1311
12		2027	954			332	1286	15725	4036	3605	4380		438	8423	2162	7302	241	7061	1812
13		2028	915			294	1208	14816	3395	3397	4392		4377	12165	2788	2651	87	2563	587
14		2029	882			262	1144	13985	2862	3206	4380		438	8024	1642	5961	197	5764	1180
15		2030	855			234	1090	13322	2434	3054	4380		4377	11811	2158	1511	50	1461	267
16		2031	833			211	1044	12764	2082	2926	4380		438	7744	1263	5020	166	4854	792
									290046					126030					158549

Análisis económico Caso 4

VAN	TIR	B/C																				
144163	24.36	2.22																				
#	Fecha	Qo U [Bb]	Qo T [Bb]	Qo TOTAL [Bb]	Ingreso [MUSD]	Ingreso actual [MUSD]	Egreso Operativo [MUSD]	Egreso Inyección [MUSD]	Egreso Perfora. [MUSD]	Egreso Bomba [MUSD]	Egreso Total [MUSD]	Egreso actual [MUSD]	I-E [MUSD]	Impues. [MUSD]	FNC [MUSD]	VAN [MUSD]						
0					0	0	0	0		1656	1656	1656	-1656	0	-1656	-1656						
1	2016	3798	3497	7295	74781	66769	17144	3672	12000	875	33691	30081	41090	1356	39734	35477						
2	2017	4616	2507	7122	87087	69425	19965	4380	4000	438	28783	22945	58304	1924	56380	44946						
3	2018	2517	1816	4332	52975	37707	12145	4380		4377	20902	14877	32073	1058	31015	22076						
4	2019	2061	1376	3437	42021	26705	9633	4380		438	14451	9184	27570	910	26660	16943						
5	2020	1525	1078	2603	31920	18112	7318	4392		4377	16087	9128	15834	523	15311	8688						
6	2021	1129	868	1997	24421	12372	5599	4380		438	10416	5277	14005	462	13542	6861						
7	2022	930	714	1644	20098	9091	4608	4380		4377	13364	6045	6734	222	6511	2945						
8	2023	817	597	1415	17300	6987	3966	4380		438	8784	3548	8516	281	8235	3326						
9	2024	745	507	1252	15355	5537	3520	4392		4377	12289	4432	3066	101	2965	1069						
10	2025	699	436	1135	13876	4468	3181	4380		438	7999	2575	5877	194	5683	1830						
11	2026	669	379	1048	12812	3683	2937	4380		4377	11694	3362	1118	37	1081	311						
12	2027	600	332	932	11395	2925	2612	4380		438	7430	1907	3965	131	3834	984						
13	2028	537	294	831	10189	2335	2336	4392		4377	11105	2545	-916	-30	-886	-203						
14	2029	529	262	791	9670	1979	2217	4380		438	7035	1439	2636	87	2549	522						
15	2030	524	234	759	9276	1695	2127	4380		4377	10883	1988	-1607	-53	-1554	-284						
16	2031	521	211	732	8951	1460	2052	4380		438	6870	1121	2081	69	2013	328						
																271251			122111			144163

Análisis económico Caso 5

#	VAN	TIR	B/C	Qo U [Bbl]	Qo T [Bbl]	Qo TOTAL [Bbl]	Ingreso [MUSD]	Ingreso actual [MUSD]	Egreso Operativo [MUSD]	Egreso Inyección [MUSD]	Egreso Perfora. [MUSD]	Egreso Bomba [MUSD]	Egreso Total [MUSD]	Egreso actual [MUSD]	I-E [MUSD]	Impues. [MUSD]	FNC [MUSD]	VAN [MUSD]
1	135491	23.79	2.19	3738	3497	7236	74173	66226	17004	3672	12000	1313	33990	30348	40184	1326	38858	34694
2				4229	2507	6736	82361	65658	18882	4380	4000		27262	21733	55099	1818	53281	42475
3				2632	1816	4448	54389	38713	12469	4380		4377	21226	15108	33163	1094	32069	22826
4				1956	1376	3332	40746	25895	9341	4380			13721	8720	27025	892	26133	16608
5				1478	1078	2556	31339	17783	7185	4392		4377	15953	9052	15386	508	14878	8442
6				1086	868	1954	23897	12107	5478	4380			9858	4995	14038	463	13575	6878
7				835	714	1548	18933	8564	4341	4380		4377	13097	5925	5836	193	5643	2553
8				673	597	1270	15528	6272	3560	4380			7940	3207	7588	250	7338	2964
9				493	507	1000	12263	4422	2811	4392		4377	11580	4176	683	23	661	238
10				401	436	837	10234	3295	2346	4380			6726	2166	3508	116	3392	1092
11				358	379	737	9008	2590	2065	4380		4377	10822	3111	-1814	-60	-1754	-504
12				280	332	612	7488	1922	1717	4380			6097	1565	1391	46	1345	345
13				262	294	556	6816	1562	1563	4392		4377	10331	2368	-3515	-116	-3399	-779
14				251	262	512	6263	1282	1436	4380			5816	1190	448	15	433	89
15				243	234	478	5841	1067	1339	4380		4377	10096	1844	-4255	-140	-4114	-752
16				239	211	450	5500	897	1261	4380			5641	920	-141	-5	-136	-22
								258254						118083				135491

Análisis económico Caso 6

#	Fecha	VAN	TIR	B/C	Qo T [Bbl]	Qo TOTAL [Bbl]	Ingreso [MUSD]	Ingreso actual [MUSD]	Egreso Operativo [MUSD]	Egreso Inyección [MUSD]	Egreso Perfora. [MUSD]	Egreso Bomba [MUSD]	Egreso Total [MUSD]	Egreso actual [MUSD]	I-E [MUSD]	Impues. [MUSD]	FNC [MUSD]	VAN [MUSD]
0						0	0	0	0	0	0	1656	1656	1656	-1656	0	-1656	-1656
1	2016		1919	3497	5416	55523	49574	12729	3672	6000	1313	23714	21173	21173	31809	1050	30760	27464
2	2017		2760	2507	5267	64398	51338	14764	4380	4000	875	24019	19148	19148	40380	1333	39047	31128
3	2018		2202	1816	4017	49124	34965	11262	4380		4377	20019	14249	14249	29105	960	28145	20033
4	2019		1915	1376	3291	40239	25572	9225	4380		875	14480	9202	9202	25758	850	24908	15830
5	2020		1585	1078	2663	32649	18526	7485	4392		4377	16254	9223	9223	16395	541	15854	8996
6	2021		1429	868	2297	28088	14230	6439	4380		875	11695	5925	5925	16394	541	15853	8031
7	2022		1260	714	1974	24138	10919	5534	4380		4377	14290	6464	6464	9847	325	9522	4307
8	2023		1095	597	1692	20692	8357	4744	4380		875	9999	4038	4038	10693	353	10340	4176
9	2024		984	507	1492	18288	6595	4193	4392		4377	12961	4674	4674	5327	176	5151	1858
10	2025		841	436	1277	15618	5029	3581	4380		875	8836	2845	2845	6782	224	6559	2112
11	2026		825	379	1204	14720	4232	3375	4380		4377	12131	3488	3488	2589	85	2503	720
12	2027		784	332	1116	13649	3503	3129	4380		875	8384	2152	2152	5265	174	5091	1307
13	2028		708	294	1002	12280	2814	2815	4392		4377	11584	2655	2655	696	23	673	154
14	2029		649	262	910	11131	2278	2552	4380		875	7807	1597	1597	3324	110	3214	658
15	2030		622	234	856	10472	1913	2401	4380		4377	11158	2038	2038	-686	-23	-663	-121
16	2031		604	211	815	9964	1625	2284	4380		875	7540	1230	1230	2425	80	2345	382
							241471						111758					125378

