

**PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA
DE FLUIDOS DESDE LOS POZOS DE CAMPO PIGUITA HACIA LA ESTACIÓN
BECERRERO**

WILLIAM GIOVANNY RODRIGUEZ PAEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA
DE FLUIDOS DESDE LOS POZOS DE CAMPO PIGUITA HACIA LA ESTACIÓN
BECERRERO**

WILLIAM GIOVANNY RODRIGUEZ PAEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**Director
FERNANDO E. CALVETE G.
MSc en Informática
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2016

AGRADECIMIENTOS

CEPCOLSA, Por darme la confianza para la realización de este proyecto.

JUAN ENRIQUE LOPEZ, Ingeniero de Yacimientos del WPG y principal promotor para la realización de esta Monografía, siempre brindando su orientación y seguimiento a este proyecto.

FERNANDO ENRIQUE CALVETE, Director de este proyecto, por haber brindado la orientación a desarrollar la Monografía.

DAVID PAYA, Ingeniero de Producción del WPG, por su colaboración para el desarrollo de este proyecto.

ALEX NIETO Ingeniero de Producción del WPG, por su tiempo brindado cuando requería solucionar algún tipo de dudas.

Y a todas aquellas personas que de alguna manera me apoyaron para la elaboración de esta Monografía.

DEDICATORIA

A Dios por hacerlo todo posible.

A mis padres German Rodríguez y María Eugenia Páez por creer en mí e
impulsarme a cumplir mis metas.

A Sandra por su apoyo día a día su amor y confianza depositada en mí

A mis hermanos por su amor y admiración

Mi gratitud a todos los que me acompañaron en esta etapa de mi vida.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. GENERALIDADES DEL CAMPO PIGUITA Y ANÁLISIS DE LOS HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y AGUA DE LOS POZOS ORION.....	23
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PIGUITA	23
1.2 PRODUCCIÓN DEL POZO ORION-01 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO PIGUITA	25
1.2.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE ORION-01	25
1.2.2 CONSTRUCCIÓN DEL POZO ORION-01, COMPLETAMIENTO INICIAL E INTERVENCIONES POSTERIORES	26
1.2.3 INTERVENCIÓN DEL POZO ORION-01	28
1.3 PRODUCCIÓN DEL POZO ORION-02 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO PIGUITA	28
1.3.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE ORION-02	28
1.3.2 CONSTRUCCIÓN DEL POZO ORION-02, COMPLETAMIENTO INICIAL E INTERVENCIONES POSTERIORES	29
1.3.3 INSTALACIÓN DE BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES	30
1.4 PRODUCCIÓN DEL POZO ORION-03 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO PIGUITA	31
1.4.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE ORION-03	31
1.4.2 CONSTRUCCIÓN DEL POZO ORION-03, COMPLETAMIENTO INICIAL E INTERVENCIONES POSTERIORES	32

1.4.3 INSTALACIÓN DE BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES	34
1.5 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ORION-04 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO FIGUITA	34
1.5.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE ORION-04	34
1.5.2 CONSTRUCCIÓN DEL POZO ORION-04, COMPLETAMIENTO INICIAL E INTERVENCIONES POSTERIORES	35
1.5.3 INSTALACIÓN DE BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES	37
1.6 PRODUCCIÓN DEL POZO ORION-05 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO FIGUITA	37
1.6.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE ORION-05	37
1.6.2 CONSTRUCCIÓN DEL POZO ORION-05, COMPLETAMIENTO INICIAL E INTERVENCIONES POSTERIORES	38
1.6.3 INSTALACIÓN DE BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES	39
1.7 PRODUCCIÓN DEL POZO ORION-06 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO FIGUITA	40
1.7.1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE ORION-06	40
1.7.2 CONSTRUCCIÓN DEL POZO ORION-06, COMPLETAMIENTO INICIAL E INTERVENCIONES POSTERIORES	41
1.7.3 INSTALACIÓN DE BOMBAS ELECTRO SUMERGIBLES	42
1.8 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA Y DEL BLOQUE	43
1.8.1 GEOLOGÍA GENERAL	43
1.8.2 ESTRATIGRAFÍA Y DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	44
1.8.3 FORMACIÓN CARBONERA	44

2. ESTUDIO DE LOS PROCESOS ACTUALES DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CON ESP Y LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL.....	49
2.1 ANÁLISIS NODAL	49
2.1.1 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN	49
2.2 COMO REALIZAR EL PROCEDIMIENTO PARA UN ANÁLISIS NODAL	51
2.2.1 SELECCIÓN DEL NODO SOLUCIÓN.....	51
2.2.2 CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS INFLOW Y OUTFLOW O CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA	51
2.2.3 NODOS DE SOLUCIÓN Y NODOS FUNCIONALES	52
2.2.4 EL SKIN FACTOR	52
2.2.5 LEY DE DARCY.....	53
2.3 MODELAMIENTO DEL IPR.....	53
2.3.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD IP	54
2.3.2 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR).....	54
2.3.3 MÉTODO DE VOGEL.....	55
2.3.4 MÉTODO DE VOGEL COMPUESTO.....	55
2.3.5 MÉTODO DE FETKOVICH.....	56
3. EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ORION MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA PROSPER PARA EL ANÁLISIS NODAL	57
3.1 PREDICCIÓN DE CAUDALES EN LOS POZOS ORION MEDIANTE ANÁLISIS NODAL	57
3.2 MODELAMIENTO DE ANÁLISIS NODAL ORION-005.....	71

3.2.1 EQUIPMENT DATA	76
3.2.2 EQUIPO DE FONDO (TUBERÍA)	77
3.2.3 PUMP WEAR FACTOR	82
3.3 RESULTADOS DE FLUIDOS DE ACUERDO A LAS DIFERENTES SENSIBILIDADES REALIZADAS CON FRECUENCIAS (HZ) EN LA ESP	84
3.3.1 SENSIBILIDAD ORION-01 CON DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA Y UNA FRECUENCIA CONSTANTE	84
3.3.2 SENSIBILIDADES DE ORION-01 CON DIFERENTES FRECUENCIAS Y DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA	85
3.3.3 SENSIBILIDAD ORION-02 CON DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA Y UNA FRECUENCIA CONSTANTE	87
3.3.4 SENSIBILIDADES DE ORION-02 CON DIFERENTES FRECUENCIAS Y DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA	88
3.3.5 SENSIBILIDAD ORION-03 CON DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA Y UNA FRECUENCIA CONSTANTE	90
3.3.6 SENSIBILIDADES DE ORION-03 CON DIFERENTES FRECUENCIAS Y DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA	91
3.3.7 SENSIBILIDAD ORION-04 CON DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA Y UNA FRECUENCIA CONSTANTE	93
3.3.8 SENSIBILIDADES DE ORION-04 CON DIFERENTES FRECUENCIAS Y DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA	94
3.3.9 SENSIBILIDAD ORION-05 CON DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA Y UNA FRECUENCIA CONSTANTE	96
3.3.10 SENSIBILIDADES DE ORION-05 CON DIFERENTES FRECUENCIAS Y DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA	97

3.3.11 SENSIBILIDAD ORION-06 CON DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA Y UNA FRECUENCIA CONSTANTE.....	99
3.3.12 SENSIBILIDADES DE ORION-06 CON DIFERENTES FRECUENCIAS Y DIFERENTES PRESIONES EN CABEZA	100
4. RE-DISEÑO DE LA LÍNEA(S) DE PRODUCCIÓN	103
4.1 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE GAP	103
4.2 SENSIBILIDADES DE TAMAÑOS DE DIÁMETROS DE LA LÍNEA ACTUAL DE 6 PULGADAS CONSIDERANDO SU PRODUCCIÓN MAS APROXIMADA EN GAP.	103
4.3 REDISEÑO LÍNEAS DE SUPERFICIE POZOS ORION.....	106
4.3.1 PRIMER ESCENARIO, LÍNEA DE 6 PULGADAS PROPUESTA	106
4.3.2 SEGUNDO ESCENARIO LÍNEA DE 8 PULGADAS PROPUESTA.	108
4.3.3 TERCER ESCENARIO LÍNEA DE 10 PULGADAS PROPUESTA	110
4.3.4 CUARTO ESCENARIO, FACILIDADES TEMPRANAS	112
4.3.5 VELOCIDADES DE FLUJO EN LAS LÍNEAS PROPUESTAS PARALELAMENTE A LA LÍNEA ACTUAL DE 6 PULG	115
5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS.....	118
5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 6 PULGADAS	122
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 8 PULGADAS	123
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 10 PULGADAS	123
5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CONSTRUIR FACILIDADES TEMPRANAS	123
5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 6 PULGADAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS	124

5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 8 PULGADAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS	125
5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 10 PULGADAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS	125
5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CONSTRUIR FACILIDADES TEMPRANAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS.....	126
5.9 RECOMENDACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE LA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS BASADO EN EL MEJOR ESCENARIO MÁS FACTIBLE.....	126
6. CONCLUSIONES	128
7. RECOMENDACIONES.....	130
BIBLIOGRAFÍA.....	131
ANEXOS.....	132

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: campo piguita	24
Figura 2: producción del campo cepsa, bloque llanos orientales.....	25
Figura 3: producción histórica ORIÓN-01.....	26
Figura 4: estado mecánico inicial ORIÓN-01.....	27
Figura 5: producción histórica ORIÓN-02.....	29
Figura 6: estado mecánico inicial ORIÓN-02.....	30
Figura 7: producción histórica ORIÓN-03.....	32
Figura 8: estado mecánico inicial ORIÓN-03.....	33
Figura 9: producción histórica ORIÓN-04.....	35
Figura 10: estado mecánico inicial ORIÓN-04.....	36
Figura 11: producción histórica ORIÓN-05.....	38
Figura 12: estado mecánico inicial ORIÓN-05.....	39
Figura 13: producción histórica ORIÓN-06.....	41
Figura 14: estado mecánico inicial ORIÓN-06.....	42
Figura 15: columna estratigráfica generalizada	47
Figura 16: pérdidas de producción de fluidos	50
Figura 17: capacidad de flujo del sistema	52
Figura 18: ventana general prosper	58
Figura 19: system summary.....	59
Figura 20: pvt input data	60
Figura 21: inflow performance relation.....	62
Figura 22: inflow performance relation.....	63
Figura 23: variación ipr	63
Figura 24: esp input data	64
Figura 25: desviación survey ORIÓN-04	65
Figura 26: equipo de fondo ORIÓN-04	66
Figura 27: diámetro interno casing ORIÓN-04.....	67

Figura 28: diámetro interno tubing ORIÓN-04	67
Figura 29: downhole equipment ORIÓN-04.....	68
Figura 30: gradiente geotérmico ORIÓN-04	68
Figura 31: propiedades caloríficas de ORIÓN-04	69
Figura 32: propiedades caloríficas de ORIÓN-04	69
Figura 33: condiciones de la bomba electro sumergible	70
Figura 34: esp quicklook condiciones estándar de trabajo	71
Figura 35: inflow performance relation ipr.....	73
Figura 36: inserción del valor índice de productividad	74
Figura 37: ipr pozo ORIÓN 4	74
Figura 38: esp input data	75
Figura 39: desviación survey ORIÓN-05	76
Figura 40: desviación gyron ORIÓN-05	77
Figura 41: equipo de fondo ORIÓN-05	78
Figura 42: diámetro interno casing ORIÓN-05.....	79
Figura 43: diámetro interno casing ORIÓN-05.....	80
Figura 44: downhole equipment ORIÓN-05.....	80
Figura 45: gradiente geotérmico ORIÓN-05	81
Figura 46: propiedades caloríficas de ORIÓN-05	81
Figura 47: condiciones de la bomba electro sumergible	83
Figura 48: esp quicklook condiciones estándar de trabajo	84
Figura 49: correlaciones de diferentes autores en gap	104
Figura 50: resultados de gap línea de actual de transferencia 6 pulg psi.	105
Figura 51: ..resultados de gap línea de transferencia propuesta paralela de 6 pulg.	106
Figura 52: .resultados de gap línea de transferencia propuesta paralela de 8 pulg.	108
Figura 53: resultados de gap línea de transferencia paralela de 10 pulg.....	110
Figura 54: resultados de gap facilidades tempranas.....	112
Figura 55: resultados de gap linea 6 pulg propuesta	115

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: intervenciones esp en el pozo ORIÓN-01	28
Tabla 2: intervenciones esp en el pozo ORIÓN-02.....	31
Tabla 3: intervenciones esp en el pozo ORIÓN-03.....	34
Tabla 4: intervenciones esp en el pozo ORIÓN-04.....	37
Tabla 5: intervenciones esp en el pozo ORIÓN-05.....	40
Tabla 6: intervenciones esp en el pozo ORIÓN-06.....	43
Tabla 7: parámetros para registrar en un pvt ORIÓN-04	61
Tabla 8: parámetros actuales del pozo ORIÓN-04	62
Tabla 9: parámetros de la bomba ORIÓN-04	64
Tabla 10: parámetros del completamiento ORIÓN-04	66
Tabla 11: parámetros para registrar en un pvt ORIÓN-05	72
Tabla 12: parámetros actuales del pozo ORIÓN-05	73
Tabla 13: parámetros actuales del pozo ORIÓN-05	75
Tabla 14: parámetros del completamiento ORIÓN-05.....	78
Tabla 15: condiciones actuales de fondo ORIÓN-05.....	82
Tabla 16: predicción de resultados frecuencia 47 hz con diferentes whp ORIÓN-01.....	85
Tabla 17: predicción de resultados whp 150 psi ORIÓN-01.....	85
Tabla 18: predicción de resultados whp 200 psi ORIÓN-01.....	86
Tabla 19: predicción de resultados whp 250 psi ORIÓN-01.....	86
Tabla 20: predicción de resultados whp 316 psi ORIÓN-01.....	86
Tabla 21: predicción de resultados whp 350 psi ORIÓN-01.....	87
Tabla 22: predicción de resultados whp 400 psi ORIÓN-01.....	87
Tabla 23: predicción de resultados whp 450 psi ORIÓN-01.....	87
Tabla 24: predicción de resultados frecuencia 47 hz con diferentes whp ORIÓN-02.....	88
Tabla 25: predicción de resultados whp 150 psi ORIÓN-02.....	88

Tabla 26: predicción de resultados whp 200 psi ORIÓN-02.	89
Tabla 27: predicción de resultados whp 250 psi ORIÓN-02.	89
Tabla 28: predicción de resultados whp 287 psi ORIÓN-02.	89
Tabla 29: predicción de resultados whp 350 psi ORIÓN-02.	90
Tabla 30: predicción de resultados whp 400 psi ORIÓN-02.	90
Tabla 31: predicción de resultados frecuencia 40 hz con diferentes whp ORIÓN-03.	91
Tabla 32: predicción de resultados whp 150 psi ORIÓN-03.	91
Tabla 33: predicción de resultados whp 200 psi ORIÓN-03.	92
Tabla 34: predicción de resultados whp 250 psi ORIÓN-03.	92
Tabla 35: predicción de resultados whp 311 psi ORIÓN-03.	92
Tabla 36: predicción de resultados whp 350 psi ORIÓN-03.	93
Tabla 37: predicción de resultados whp 400 psi ORIÓN-03.	93
Tabla 38: predicción de resultados frecuencia 48 hz con diferentes whp ORIÓN-04.	94
Tabla 39: predicción de resultados whp 150 psi ORIÓN-04.	94
Tabla 40: predicción de resultados whp 200 psi ORIÓN-04.	95
Tabla 41: predicción de resultados whp 250 psi ORIÓN-04.	95
Tabla 42: predicción de resultados whp 291 psi ORIÓN-04.	95
Tabla 43: predicción de resultados whp 350 psi ORIÓN-04.	96
Tabla 44: predicción de resultados whp 400 psi ORIÓN-04.	96
Tabla 45: predicción de resultados frecuencia 39 hz con diferentes whp ORIÓN-05.	97
Tabla 46: predicción de resultados whp 150 psi ORIÓN-05.	97
Tabla 47: predicción de resultados whp 200 psi ORIÓN-05.	98
Tabla 48: predicción de resultados whp 250 psi ORIÓN-05.	98
Tabla 49: predicción de resultados whp 305 psi ORIÓN-05.	98
Tabla 50: predicción de resultados whp 350 psi ORIÓN-05.	99
Tabla 51: predicción de resultados whp 400 psi ORIÓN-05.	99

Tabla 52: predicción de resultados frecuencia 47 hz con diferentes whp ORIÓN-06.....	100
Tabla 53: predicción de resultados whp 150 psi ORIÓN-06	100
Tabla 54: predicción de resultados whp 200 psi ORIÓN-06.	101
Tabla 55: predicción de resultados whp 250 psi ORIÓN-06.	101
Tabla 56: predicción de resultados whp 299 psi ORIÓN-06.	101
Tabla 57: predicción de resultados whp 350 psi ORIÓN-06.	102
Tabla 58: predicción de resultados whp 400 psi ORIÓN-06.	102
Tabla 59: condiciones actuales del campo piguita.....	105
Tabla 60: condiciones de la línea propuesta de 6 pulg sin ciks en gap	107
Tabla 61: diferencias de la línea propuesta de 6 (pulg) sin ctkvs vs pruebas test producción real	107
Tabla 62: condiciones actuales del campo piguita.....	109
Tabla 63: condiciones de la línea propuesta de 8 (pulg) sin ctkvs en gap	109
Tabla 64: diferencias de la línea propuesta de 8 pulg sin ctkvs vs pruebas test producción	110
Tabla 65: condiciones actuales del campo higueta.....	111
Tabla 66: condiciones de la línea propuesta de 10 pulg sin ctkvs en gap	111
Tabla 67: diferencias de la línea propuesta de 10 pulg sin ctkvs vs pruebas test producción	112
Tabla 68: valores de las pruebas iniciales al día de los pozos ORIÓN.....	113
Tabla 69: valores de las facilidades tempranas sin ctkvs en gap	113
Tabla 70: diferencias de facilidades tempranas vs pruebas test producción	114
Tabla 71: resultados después de las sensibilidades en gap escenarios propuestos	114
Tabla 72: resultados del tramo 1 en simulación de gap velocidades propuestas	115
Tabla 73: resultados del tramo 2 en simulación de gap velocidades propuestas	115
Tabla 74: resultados del tramo 3 en simulación de gap velocidades propuestas	116
Tabla 75: resultados del tramo 4 en simulación de gap velocidades propuestas	116

Tabla 76: resultados de gap facilidades tempranas linea 6 pulg con dos pozos nuevos perforados	116
Tabla 77: resultados del tramo 1 en simulación de gap velocidades propuestas con dos pozos adionales perforados	116
Tabla 78: resultados del tramo 2 en simulación de gap velocidades propuestas con dos pozos adionales perforados	117
Tabla 79: resultados del tramo 3 en simulación de gap velocidades propuestas con dos pozos adionales perforados	117
Tabla 80: resultados del tramo 4 en simulación de gap velocidades propuestas con dos pozos adionales perforados	117
Tabla 81: pronósticos de producción para los diferentes escenarios con los pozos actuales.....	119
Tabla 82: pronósticos de producción para los diferentes escenarios con más pozos perforados.....	119
Tabla 83: indicadores económicos para evaluación económica con los pozos actuales.....	119
Tabla 84: inversión línea propuesta de 6 pulgadas.....	120
Tabla 85: inversión línea propuesta de 8 pulgadas.....	120
Tabla 86: inversión línea propuesta de 10 pulgadas.....	120
Tabla 87: inversión línea propuesta de 6 pulgadas más dos pozos adicionales perforados.....	121
Tabla 88: inversión línea propuesta de 8 pulgadas más dos pozos adicionales perforados.....	121
Tabla 89: inversión línea propuesta de 10 pulgadas más dos pozos adicionales perforados.....	122
Tabla 90: inversión línea propuesta de 10 pulgadas más dos pozos adicionales perforados.....	122
Tabla 91: indicadores económicos para propuesta línea de 6 pulgadas paralela.	122

Tabla 92: indicadores económicos para propuesta línea de 6 pulgadas paralela.

.....124

RESUMEN

TITULO	PROPUESTA PARA INCREMENTAR LA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS DESDE LOS POZOS DEL CAMPO PIGUITA HACIA LA ESTACIÓN BECERRERO ¹
AUTORES	WILLIAM GIOVANNY RODRIGUEZ PAEZ ²
PALABRAS CLAVE:	ANALISIS NODAL, SOFTWARE COMERCIAL PROSPER GAP, ELECTROSUMERGIBLES

La técnica de análisis nodal ha sido ampliamente utilizada en la industria del petróleo ya que puede determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo. En el presente trabajo de monografía se presentan un estudio actualizado de la distribución de presiones en los diferentes nodos del sistema, donde se podrán identificar los posibles cuellos de botella restricciones y anomalías en el sistema de recolección de fluidos del Campo Piguita. Se definirá un modelo de red y una simulación del mismo que permita un monitoreo diario presiones y caudales de producción. La simulación simultanea del comportamiento de flujo, las caídas de presión en las líneas de recolección, y las correlaciones para obtener las presiones y sus respectivas tasas de producción a diferentes periodos de tiempo analizados. Por lo tanto, incluye el impacto de las variaciones en la producción de un pozo sobre el resto del sistema

Para el desarrollo de este estudio, fue necesario recolectar la mayor cantidad de información y realizar un control de calidad de la misma con el fin de generar un modelo de simulación mediante el software PROSPER y GAP el cual permiten analizar eficientemente las características de producción desde el fondo del pozo hasta la estación de recolección además se conocen el potencial máximo del yacimiento.

El análisis de los resultados obtenidos a través de los cambios realizados al sistema fue soportado por evaluación financiera la cual permitió la elección de las modificaciones más viables y convenientes para el campo. Esto quiere decir que se escoje el mejor escenario para el campo Piguita

¹ Trabajo de Grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Fernando Enrique Calvete

ABSTRACT

TITLE PROPOSAL TO INCREASE CAPACITY TRANSFER OF FLUIDS FROM WELLS FIGUITA FIELD STATION TBECERRERO.³

AUTHOR WILLIAM GIOVANNY RODRIGUEZ PAEZ⁴

KEY WORDS: NODAL ANALYSIS, COMERCIAL SOFTWARE PROSPER, GAP, PUMPS ELECTROSUMERGIBLE.

The nodal analysis technique has been widely used in the oil industry because it can determine the current and future behavior of a well. This paper presents a monograph of pressure distribution on different nodes identifying bottlenecks and system failures; it'll define a network model and a network simulation that allows pressure daily monitoring and flow production. The simultaneous simulation of the flow behaviour, pressure drops in the flow lines and the correlations in order to obtain the pressure values and their respective production rates at different periods of time to be evaluated. Therefore, it includes the impact of the well production variations over the rest of the system.

For the development of this study, it was necessary collect as much information and perform a quality control of the same in order to generate a simulation model using the PROSPER and GAP software, which allows to analyze efficiently the characterissystem from the bottom of the well until the station of the collection, in addition to knowing the potencial of the reservoir.

The analysis of the results obtained through changes to the system was supported by a economical evaluation which allowed the election of the modifications more feasible and desirable for the Figuita field. This means that the best scenario for the field is chosen Figuita

³ Degree Project

⁴ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Fernando Enrique Calvete Gonzalez

INTRODUCCIÓN

Los Pozos ORIÓN-01, ORIÓN-02 y ORIÓN-03 han venido produciendo desde 2010 bajo la estrategia de recolección de fluido en cabeza de pozo por medio de facilidades ubicadas en sitio y transporte de fluido por medio de carrotaques a la estación Becerrero para su procesamiento. Esta operación resulta costosa para el manejo del fluido.

Adicionalmente, para determinar la capacidad del campo desde el punto de vista de geociencias, es necesario poner en producción los pozos existentes a altos caudales, que podría incrementar los costos de operación y mantenimiento y una logística adicional para manejar una mayor cantidad de carrotaques diarios.

Como alternativa para reducir el impacto en el Opex y el manejo de carrotaques para el transporte de fluidos, en el año 2011 se decidió realizar el proyecto para la construcción de la línea de transferencia entre los pozos ORIÓN-02 y ORIÓN-01, la cual fue construida y puesta en funcionamiento a principios del año 2012.

Con el fin de continuar reduciendo el impacto en el OPEX y los riesgos ambientales por transferencia de fluidos en vehículos (carrotaque) desde los pozos ORIÓN a la estación Becerrero, se ha decidido iniciar el proyecto para la construcción de la línea de transferencia desde los pozos ORIÓN a la estación Becerrero.⁵

⁵ CEPOLSA E&P, Ingeniería conceptual Documento N°: O01CC50004-PLN-PJC-001. Bogotá, 2012.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO PIGUITA Y ANÁLISIS DE LOS HISTÓRICOS DE PRODUCCIÓN DE ACEITE Y AGUA DE LOS POZOS ORIÓN

Este capítulo tiene como finalidad mencionar la historia del campo y las generalidades del mismo.

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO PIGUITA

Cepcolsa es el operador del bloque, siendo ECOPETROL el único socio del proyecto. El bloque se divide en nueve campos de explotación, el campo Piguita hace parte de ellos.

El yacimiento que se explota está compuesto por seis capas diferenciadas (C7-A, C7-B, C7-1, C7-2, C7-3, C7-M), aunque no todas son potencialmente desarrollables en todos los pozos. El crudo producido en PIGUITA se considera semipesado con una densidad media de 21.7 - 22 ° API y baja presencia de gas asociado GOR (7-11 scf/bbl). Los yacimientos están soportados por un fuerte acuífero dando una fuente natural de presión, pero insuficiente para proveer una producción espontánea, por lo que el campo esta completado con levantamiento artificial (ESP). El mecanismo principal para disposición del agua producida es la Inyección en pozos de disposición.

En la mayoría de los casos, las arenas son no consolidadas con alta permeabilidad (1-2 Darcies⁶), la falta de consolidación de estas arenas y el potencial daño que su producción podría causar en los sistemas de levantamiento hace necesario la instalación de sistemas de control de arena en fondo.

⁶ Darcies: unidad de medida de capacidad del fluido en fluir a través de un espacio poroso.

A Enero - 2015 el campo está compuesto por 97 pozos entre activos e inactivos, 88 productores y 10 inyectores. De los productores, un 92% tienen un corte de agua mayor del 75%, y un 15% de pozos tienen un corte de agua entre el 45% y el 75%, por lo que la producción de agua se convierte en un elemento relevante.

En la siguiente grafica se puede observar una toma aérea de los pozos ORIÓN-01, ORIÓN-02, ORIÓN-03, ORIÓN-04, ORIÓN-05 & ORIÓN-06 en el campo Piguita

Figura 1: Campo Piguita



Fuente: Cortesía Cepsa Colombia por Ingeniero Fredy Roa.

La producción media actual del Bloque Caracara se encuentra en torno a un promedio de 19,166 BOPD y 141,267 BWPD lo que supone un corte de agua de aproximadamente un 88%.

Figura 2: Producción del Campo Cepsa, Bloque Llanos Orientales.



Fuente: Cortesía Cepsa Colombia por Ingeniero Fredy Roa.

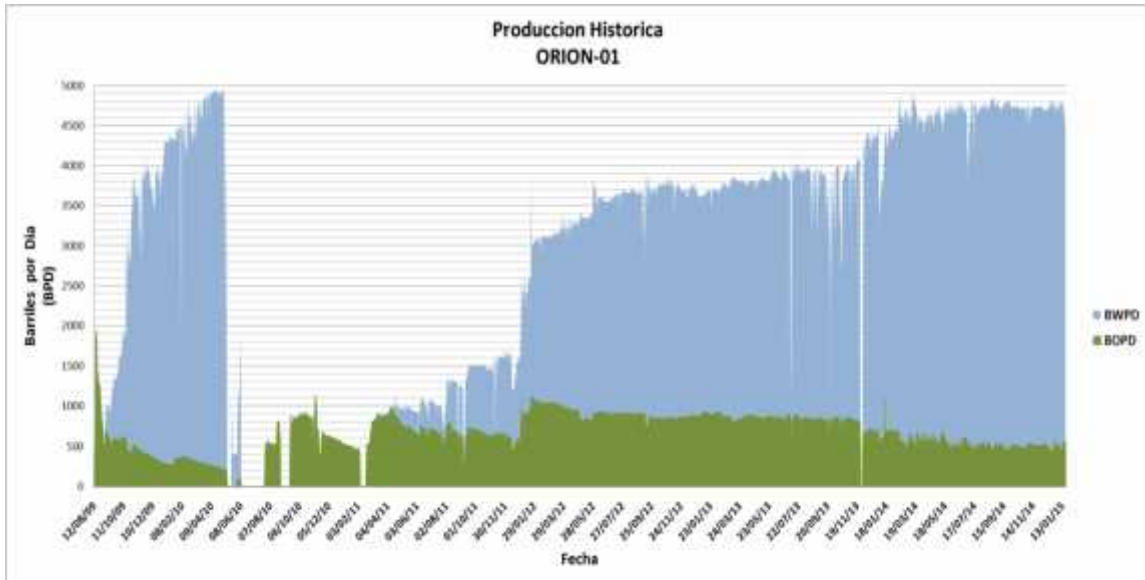
1.2 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL POZO ORIÓN-01 EN EL CAMPO PIGUITA

La producción media actual del Campo Piguita se encuentra alrededor de un promedio de 3,232 BOPD y 24,210 BWPD lo que supone un corte de agua de aproximadamente 88.2%.

1.2.1 Producción histórica de ORIÓN-01

El Pozo ORIÓN-01 inició producción el 16 de Agosto de 2009 con los siguientes parámetros: 1946 Bopd, 2166 Bfpd y BSW del 8%. Sin embargo, con el pasar de los años este corte de agua ha venido incrementando drásticamente hasta alcanzar un 89.2%. En la actualidad, el pozo ORIÓN-01 tiene una producción de 280 Bopd y 2630 Bfpd, y un volumen acumulado de 1.281,667 bbls de aceite y 5'890,251 bbls de agua.

Figura 3: Producción Histórica ORIÓN-01.



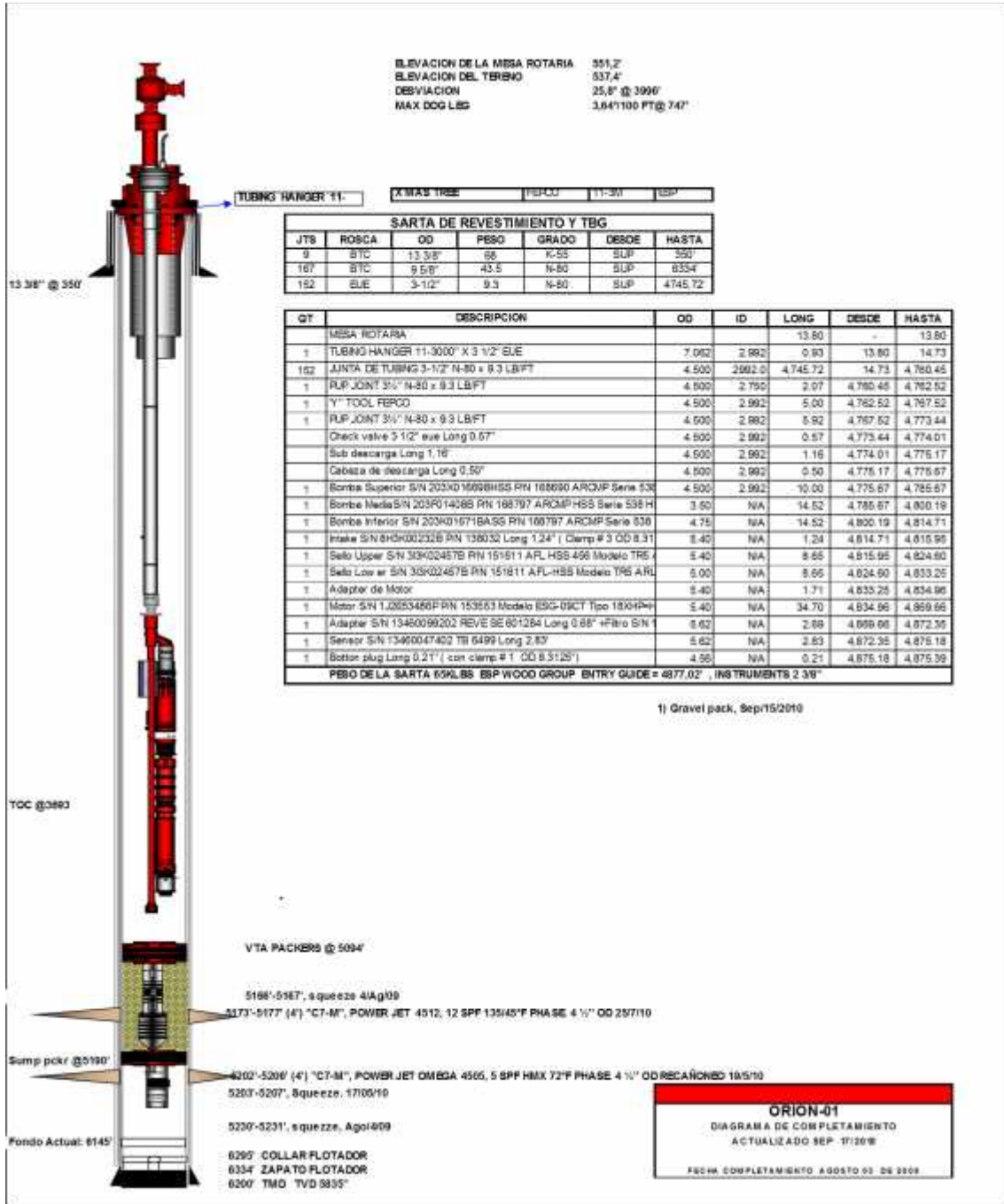
Fuente: Autor

1.2.2 Construcción del pozo ORIÓN-01, completamiento inicial e intervenciones posteriores.

El pozo fue perforado con broca de 12-1/4", revestido con casing de producción de 9 5/8", completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP P62 con 56 etapas. El pozo entró en producción el 16 de agosto de 2009 produciendo del intervalo C7-M (5,203 – 5,207 Ft-MD).

Actualmente el pozo se encuentra produciendo con control de arena del intervalo C7-M (5,173 – 5,177 Ft-MD).

Figura 4: Estado Mecánico Inicial ORIÓN-01



Fuente: Wellbore schematics Cepsa Colombia

1.2.3 Intervención del pozo ORIÓN-01

El siguiente cuadro resume las principales intervenciones realizadas a la fecha en el pozo ORIÓN-01.

Tabla 1: Intervenciones ESP en el pozo ORIÓN-01

Nombre del Pozo	ESP Referencia	Fecha Instalación	Fecha Finalización	Razón Cambio ESP y/o comentario
ORIÓN-01	538P62	16/08/2009	11/05/2010	Inicia ESP referencia 538P62 con (106 etapas), 43.5 Hz & 23 WHP.
	538P62	20/05/2010	08/06/2010	Aislamiento de zona, C7-M inferior (5203'-5207') cementación remedial y se cañoneo (5202'-5207').
	538P62	28/07/2010	30/08/2010	Se realizó empaquetamiento con grava C7-M superior (5190')
	GE - TE5500	16/09/2010	26/11/2013	Cambio de ESP
	GE - TE5500	02/12/2013	Actualmente	Actualmente ESP opera con 47 Hz, 1127 pip y 106 etapas.

Fuente: Autor.

1.3 PRODUCCIÓN DEL POZO ORIÓN-02 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO FIGUITA

Se verificara el completamiento inicial de ORIÓN-02 con sus intervenciones más relevantes, su historia de producción y como se ha venido afectando el pozo por el aumento BSW% en el pasar de los años.

1.3.1 Producción histórica de ORIÓN-02

El Pozo ORIÓN-02 inició producción el 04 de Marzo de 2010 con los siguientes parámetros: 632 Bopd, 742 Bfpd y BSW del 14.0%. Sin embargo, el 30 de Julio de ese mismo año el pozo se aterrizó debido a una falla eléctrica, de esta manera el pozo quedo en espera de ser intervenido con equipo de workover. Sin embargo, el pozo no fue intervenido hasta el 20 de Marzo de 2012 debido al alto corte de agua que presentaba de alrededor de 72% y no era viable la inversión.

En Marzo de 2012 el pozo fue abierto a flujo de la unidad C7-M Inferior, inició producción pero debido a la producción de arenas poco consolidadas del yacimiento

la bomba volvió a fallar, después de un año inactivo se realizó squeeze en la arena del C7-M Inferior y se cambió el equipo ESP. En la actualidad, el pozo ORIÓN-02 tiene una producción de 290 Bopd, 466 Bfpd con un BSW de 38% y un volumen acumulado de 321,715 bbls de aceite y 82,347 bbls de agua a la fecha.

Figura 5: Producción Histórica ORIÓN-02

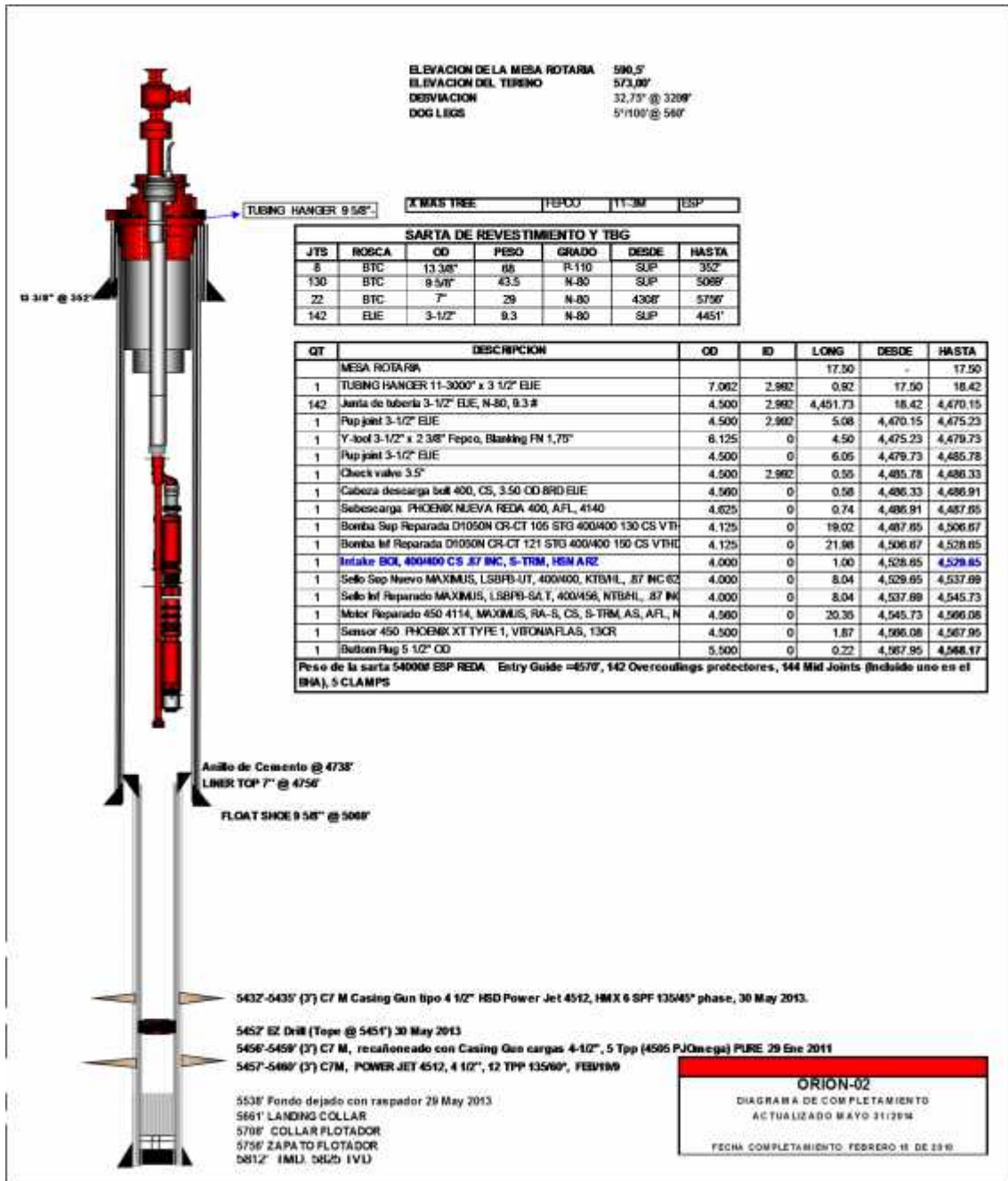


Fuente: Autor.

1.3.2 Construcción del pozo ORIÓN-02, completamiento inicial e intervenciones posteriores

El pozo fue perforado con broca de 12-1/4", revestido con casing de producción de 9 5/8", liner de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP SN8500 con 73 etapas. El pozo entró en producción el 04 de marzo de 2010 produciendo del intervalo C7-M (5,457 – 5,460 Ft-MD). Actualmente el pozo se encuentra produciendo de C7-M SUP (5432 -5,435 Ft-MD).

Figura 6: Estado Mecánico Inicial ORIÓN-02



Fuente: Wellbore schematics Cepsa Colombia

1.3.3 Instalación de Bombas Electro sumergibles

El siguiente cuadro resume las principales intervenciones realizadas a la fecha en el pozo ORIÓN-02.

Tabla 2: Intervenciones ESP en el pozo ORIÓN-02

Nombre del Pozo	ESP Referencia	Fecha Instalación	Fecha Finalización	Razón Cambio ESP y/o comentario
ORIÓN-02	SLB-S6000N	18/02/2010	18/03/2010	
	SLB-SN2600	21/04/2010	28/07/2010	Cambio de ESP
	SLB-SN2600	31/01/2012	23/04/2012	Re perfora la arena del C7-M (5456'-5459') Squeeze a la arena del C7-M y se instala equipo de ESP.
	D1050N	01/06/2013	18/05/2014	Se cañonea arena del C7-M Superior (5432'-5435) y se aísla C7-M Inferior (5456'-5459') – Instala equipo de ESP.
	D1050N	02/06/2014	Actualmente	Actualmente ESP opera con 33 Hz, 1369 pip, 176 etapas & 287 WHP

Fuente: El Autor.

1.4 PRODUCCIÓN DEL POZO ORIÓN-03 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO FIGUITA

Se verificara el completamiento inicial de ORIÓN-03 con sus intervenciones más relevantes, su historia de producción y como se ha venido afectando el pozo por el aumento BSW% en el pasar de los años.

1.4.1 Producción histórica de ORIÓN-03

El Pozo ORIÓN-03 inició producción el 04 de Agosto de 2010 con los siguientes parámetros: 480 Bopd, 510 Bfpd y BSW del 6.0%. Sin embargo, el 7 de Febrero de 2011 se decidió apagar el pozo por los altos inventarios provocados por la limitación en capacidad de transporte. El 28 de Octubre de 2011 el pozo presenta una falla en el variador (se apaga), según investigación se concluye atascamiento de la bomba, posteriormente el 31 de Agosto de 2012 se realiza cambio de bomba, referencia GE - TD460 quedando produciendo por la zona productora C7-M Superior.

El Primero de Abril de 2013 es cañoneada la zona C7-M Inferior (5850'-5853') queda produciendo el pozo por las zonas C7-M Sup + C7-M Inf, en Abril de 2013 hasta principios de Febrero de 2014 ORIÓN-03 produce por estas zonas, evidentemente como se visualiza en la figura (07) hay incremento de aceite pero evidente aumenta drásticamente el % BSW.

Sin embargo en Marzo 21 de 2014 se realizó operación de Slick Line para dejar produciendo únicamente la zona C7-M Superior, disminuyendo el corte de agua de un 84% a un 29%. En la actualidad, el pozo tiene una producción de 76 Bopd y 156 Bfpd, y un volumen acumulado de (271,876) bbls de aceite y (318,741) bbls de agua.

Figura 7: Producción Histórica ORIÓN-03.

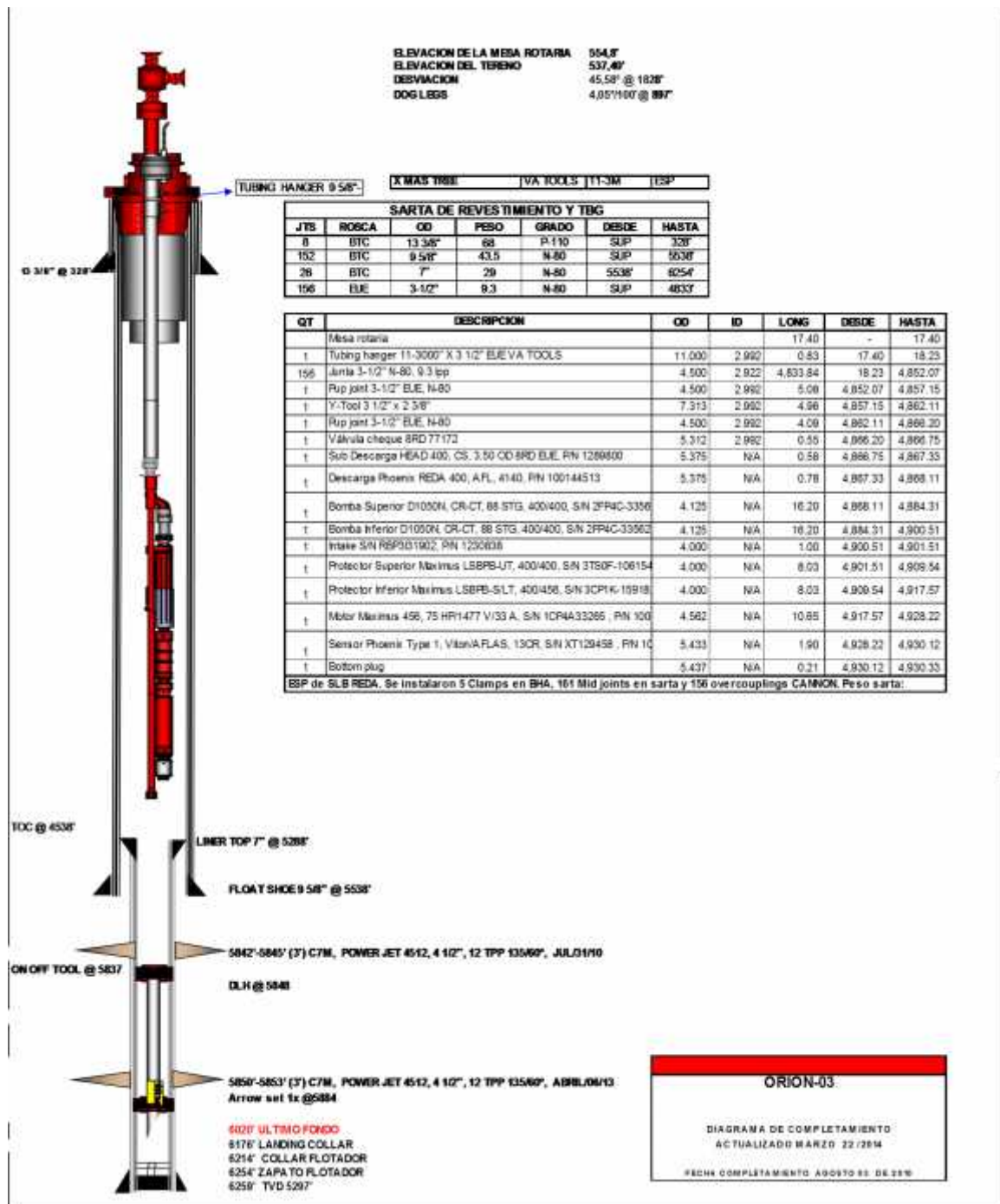


Fuente: Autor

1.4.2 Construcción del pozo ORIÓN-03, completamiento inicial e Intervenciones posteriores

El pozo fue perforado con broca de 12-1/4", revestido con casing de producción de 9 5/8", liner de 7" y completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP SN2600 con 108 etapas. El pozo entró en producción el 04 de agosto de 2010 produciendo del intervalo C7-M (5,842 – 5,845 Ft-MD). Actualmente el pozo se encuentra produciendo de este intervalo.

Figura 8: Estado Mecánico Inicial ORIÓN-03



Fuente: Wellbore schematics Cepsa Colombia

1.4.3 Instalación de Bombas Electro sumergibles

El siguiente cuadro resume las principales intervenciones realizadas a la fecha en el pozo ORIÓN-03.

Tabla 3: Intervenciones ESP en el pozo ORIÓN-03

Nombre del Pozo	ESP Referencia	Fecha Instalación	Fecha Finalización	Razón Cambio ESP y/o comentario
ORIÓN-03	SLB-SN2600	02/08/2010	28/10/2011	Se apagó el variador, atascamiento de la ESP SN-2600.
	SLB-D460N	20/11/2011	23/07/2012	Se encontró a 5298' obstrucción, se bajó BHA # 4 y canasta de 7" cambio de ESP GE-TD460.
	GE-TD460	08/09/2012	17/02/2013	Se realiza cañoneo de una nueva zona C7-M (5850'-5853') pozo con Sand control, y se realizó cambio de ESP GE-TD460, profundidad Intake 4840'.
	TD1250	20/02/2013	07/04/2013	Se presenta Shutdown y sobre voltajes esporádicos. ORIÓN-04 queda aterrizado el pozo deja de aportar (-152) Bopd
	D1050N	22/03/2014	Actualmente	Actualmente ESP opera con 70 Bopd 40 Hz, 1159 pip, 176 etapas, 75 Hp.

Fuente: El Autor.

1.5 PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ORIÓN-04 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO PIGUITA

Se verificara el completamiento inicial de ORIÓN-04 con sus intervenciones más relevantes, su historia de producción y como se ha venido afectando el pozo por el aumento BSW% en el pasar de los años.

1.5.1 Producción histórica de ORIÓN-04

El Pozo ORIÓN-04 inició producción el 18 de Diciembre de 2013 se instaló una ESP de GE-TE5500, la zona de formación productora es (C7-M Superior), con un tope (6810') y base de (7248') el pozo inicia producción con los siguientes parámetros de operación: 258 Bopd, 1889 Bfpd y BSW del 86%. Sin embargo, el pozo se estabiliza

en cuanto al corte de agua se refiere, su tasa de producción alcanza 2369 Bopd, 2442 Bfpd y BSW del 3.0% para el 31 de Diciembre de ese mismo año.

Luego de dos años de producción continua el corte de agua aumento considerablemente por el aumento de frecuencia a las ESP, actualmente opera con 70.24% BSW, 1543 Bopd, 5233 Bfpd y con una frecuencia de 47.5 Hz. Su volumen acumulado es de 633,844 bbls de aceite y 534,797 bbls de agua.

Figura 9: Producción Histórica ORIÓN-04.

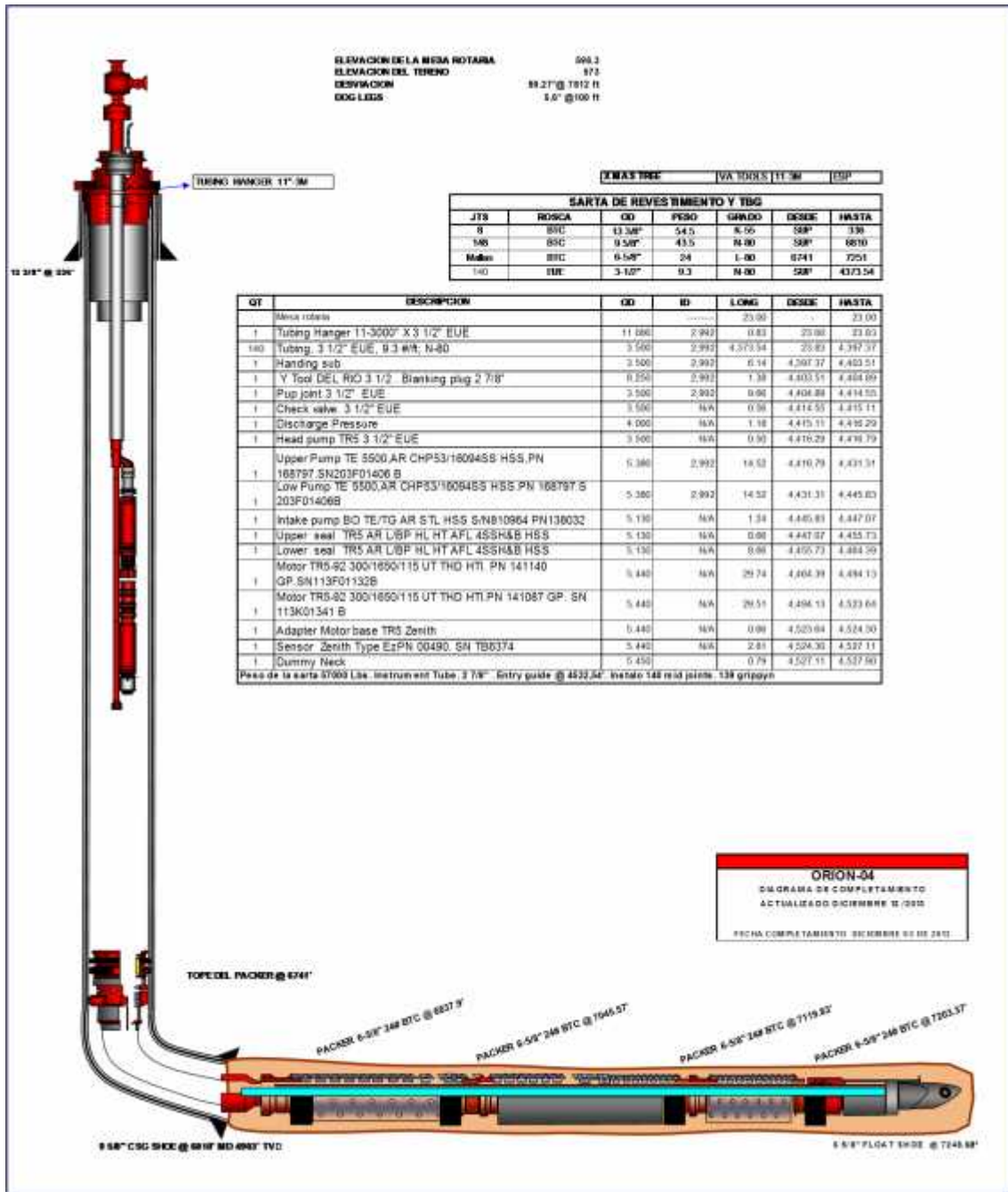


Fuente: Autor

1.5.2 Construcción del pozo ORIÓN-04, completamiento inicial e intervenciones posteriores

El pozo fue perforado con broca de 12-1/4", revestido con casing de producción de 9 5/8" y luego la sección horizontal fue perforada con broca de 8-1/2". Es completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP S6000N con 71 etapas. El pozo entró en producción el 15 de diciembre de 2013 produciendo de C7-M (6,810 – 7,248 Ft-MD, sección horizontal).

Figura 10: Estado Mecánico Inicial ORIÓN-04



Fuente: Wellbore schematics Cepsa Colombia

1.5.3 Instalación de Bombas Electro sumergibles

El siguiente cuadro resume las principales intervenciones realizadas a la fecha en el pozo ORIÓN-04.

Tabla 4: Intervenciones ESP en el pozo ORIÓN-04

Nombre del Pozo	ESP Referencia	Fecha Instalación	Fecha Finalización	Razón Cambio ESP y/o comentario
ORIÓN-04	GE-TE5500	18/12/2013	Actualmente	Actualmente la ESP opera con 1574 Bopd 49.8 Hz, 1241 pip, 108 etapas, 240 Hp Nominal, en cuanto al % de Carga equipos de superficie el VSD tiene 460 KVA Nominal y el SUT posee 460 KVA . Es de destacar que la ESP tiene un Run rife de 435 días.

Fuente: El Autor.

1.6 PRODUCCIÓN DEL POZO ORIÓN-05 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO FIGUITA

Se verificara el completamiento inicial de ORIÓN-05 con sus intervenciones más relevantes, su historia de producción y como se ha venido afectando el pozo por el aumento BSW% en el pasar de los años.

1.6.1 Producción histórica de ORIÓN-05

El Pozo ORIÓN-05 inició producción el 04 de Julio de 2014, se le instaló una ESP SLB-S6000N, quedó con dos zonas cañoneadas con los siguientes intervalos C7-M Superior, Tope (5795') y base (5925'), la segunda zona cañoneada es C7M Inferior, Tope (7290') y base (7356'), el pozo inicia producción con los siguientes parámetros de operación: 455 Bopd, 531 Bfpd y BSW del 14%.

Sin embargo, el 14 de Agosto del presente año se realiza apertura y cierre de camisas por lo cual se efectúa el cierre de C7-M Inferior causando un alto corte de

agua 86% quedando abierta C7-M Superior, el pozo antes del cambio de camisas su producción se encontraba con los siguientes parámetros: 350 bopd; 3,071 bwpd; PIP: 1,473 psi y 31 Hz, es importante mencionar que este pozo es muy sensible a los incrementos de frecuencia por ende está muy propenso a sufrir de arenamiento fácilmente.

En la actualidad el pozo tiene una producción de 457 Bopd y 4152 Bfpd, con un BSW de 92%, su volumen acumulado es de (110,615) bbls de aceite y (505,394) bbls de agua.

Figura 11: Producción Histórica ORIÓN-05.



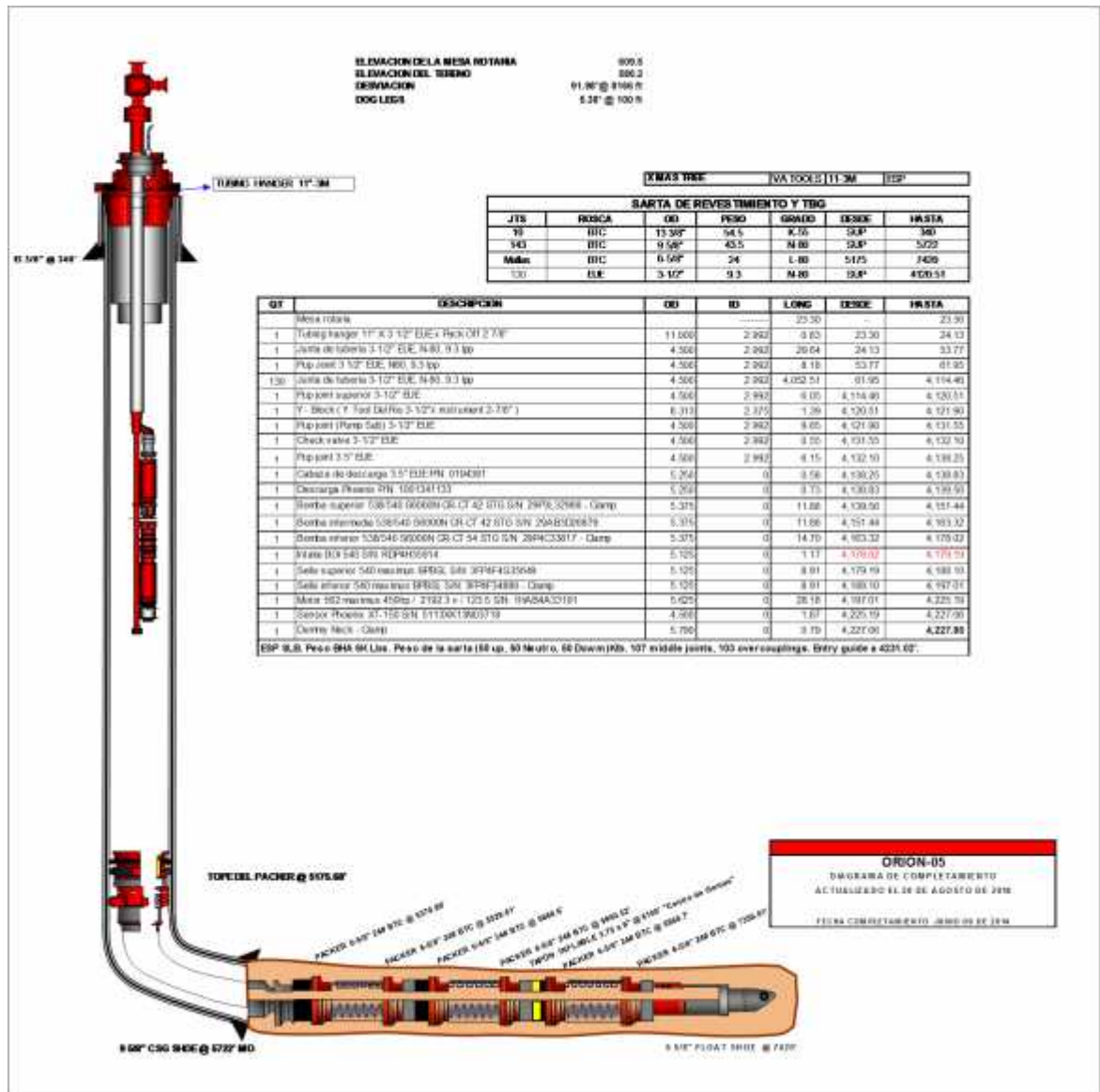
Fuente: Autor

1.6.2 Construcción del pozo ORIÓN-05, completamiento inicial e intervenciones posteriores

El pozo fue perforado con broca de 12-1/4", revestido con casing de producción de 9 5/8" y luego la sección horizontal fue perforada con broca de 8-1/2". Es completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP S6000N con 84 etapas. El pozo entró en producción el 04 de Julio de 2014 produciendo de C7-M Inferior (7,290 – 7,356 Ft-MD, sección horizontal). Actualmente el pozo se encuentra produciendo de la zona C7-M Superior (5795 – 5925 Ft-MD, sección horizontal).

Estado Mecánico Inicial

Figura 12: Estado Mecánico Inicial ORIÓN-05



Fuente: Wellbore schematics Cepsa Colombia

1.6.3 Instalación de Bombas Electro sumergibles

El siguiente cuadro resume las principales intervenciones realizadas a la fecha en el pozo ORIÓN-05.

Tabla 5: Intervenciones ESP en el pozo ORIÓN-05

Nombre del Pozo	ESP Referencia	Fecha Instalación	Fecha Finalización	Razón Cambio ESP y/o comentario
ORIÓN-05	SLB-S6000N	04/07/2014	Actualmente	Del 15 al 19 de Agosto de 2014 se realiza Well service (slick line), se realiza cambio de zona productora C7-M inferior se cierra y se abre C7-M superior, Para controlar el alto corto de agua.
				Actualmente la ESP opera con 1574 Bopd 49.8 Hz, 1241 pip, 108 etapas, 240 Hp Nominal, en cuanto al % de Carga equipos de superficie el VSD tiene 460 KVA Nominal y el SUT posee 460 KVA . Es de destacar que la ESP tiene un Run life de 181 días.

Fuente: El Autor.

1.7 PRODUCCIÓN DEL POZO ORIÓN-06 HISTÓRICAMENTE EN EL CAMPO FIGUITA

Se verificara el completamiento inicial de ORIÓN-06 con sus intervenciones más relevantes, su historia de producción y como se ha venido afectando el pozo por el aumento BSW% en el pasar de los años.

1.7.1 Producción histórica de ORIÓN-06

El Pozo ORIÓN-06 inicio producción el 03 de Abril de 2014, se instaló una ESP referencia SLB-S8000N, este pozo produce por la zona productora C7-M Superior, Tope (5987') y base (6455'), inicia producción con los siguientes parámetros de operación: 151 Bopd, 839 Bfpd y BSW del 84%. El viernes 18 de Abril de 2014, finalizando semana el pozo se apagó en espera de autorización por parte de ANH para realizar prueba extensa.

Reinició producción el 20 de Mayo de 2014 luego de que la ANH le dio permisos para que diera por inicio la producción de fluido en el pozo.

Actualmente ORIÓN-06, sus parámetros de operación son los siguientes: 788 bopd; 3,055 bfpd; PIP: 522 psi; 41 Hz y con un BSW de 74%

Figura 13: Producción Histórica ORIÓN-06.



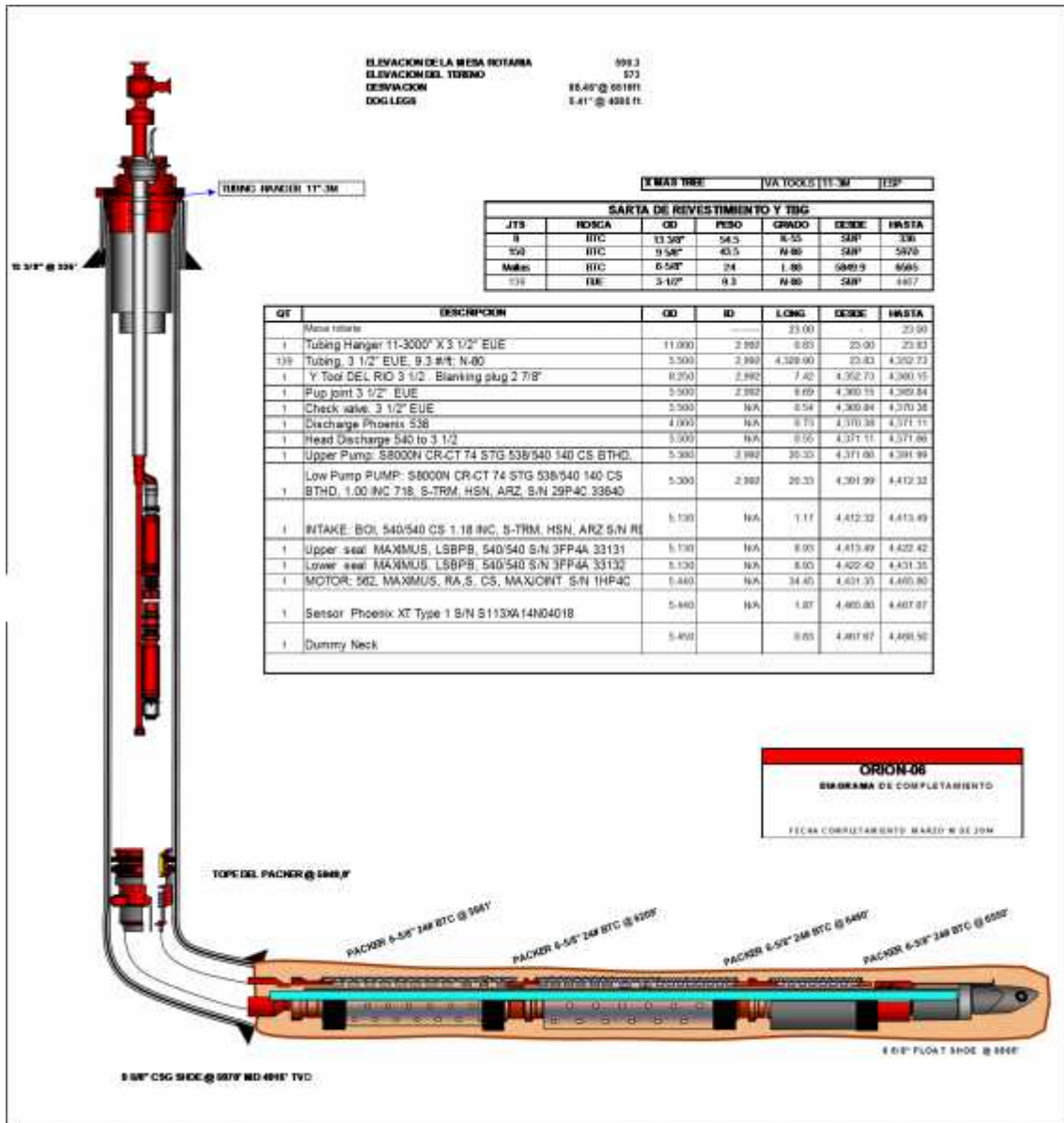
Fuente: Autor

1.7.2 Construcción del pozo ORIÓN-06, completamiento inicial e intervenciones posteriores

El pozo fue perforado con broca de 12-1/4", revestido con casing de producción de 9 5/8" y luego la sección horizontal fue perforada con broca de 8-1/2". Es completado con tubing de producción de 3 1/2" y equipo ESP S8000N con 148 etapas. El pozo entró en producción el 03 de Abril de 2014 produciendo de C7-M Superior (5,987 – 6,455 Ft-MD, sección horizontal). Actualmente el pozo se encuentra produciendo por esta misma zona productora.

Estado Mecánico Inicial

Figura 14: Estado Mecánico Inicial ORIÓN-06



Fuente: Wellbore schematics Cepsa Colombia

1.7.3 Instalación de Bombas Electro sumergibles

El siguiente cuadro resume las principales intervenciones realizadas a la fecha en el pozo ORIÓN-06.

Tabla 6: Intervenciones ESP en el pozo ORIÓN-06

Nombre del Pozo	ESP Referencia	Fecha Instalación	Fecha Finalización	Razón Cambio ESP y/o comentario
ORIÓN-06	SLB-S8000N	03/04/2015	Actualmente	<p>En la actualidad no se ha realizado ninguna intervención en el pozo.</p> <p>Actualmente la ESP opera con 614 Bopd 41 Hz, 519 pip, 148 etapas, 563 Hp Nominal, en cuanto al % de Carga equipos de superficie el VSD tiene 518 KVA Nominal y el SUT posee 520 KVA.</p> <p>Es de destacar que la ESP tiene un Run life de 332 días.</p>

Fuente: El Autor.

1.8 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA Y DEL BLOQUE

El Bloque Caracara se encuentra localizado en la Cuenca de Los Llanos Orientales de Colombia. “Esta cuenca tiene una extensión aproximada de 190.000 K^2 y corresponde a una región topográficamente plana, con una ligera inclinación hacia el Este.

1.8.1 Geología General

De acuerdo con CEPCOLSA6, la cuenca es de tipo pericratónica y asimétrica. Está limitada al Sur por el Arco de Guaviare o Saliente del Vaupés, al Este por el Escudo De Guayana, al Oeste por la Cordillera Oriental y al Norte va más allá del río Arauca en Venezuela.

Se extiende desde afloramientos de rocas cristalinas del Pre-Cámbrico hasta el piedemonte de la cordillera, donde el basamento alcanza profundidades de 8.500 metros aproximadamente.

La columna sedimentaria que se encuentra en esta cuenca se adelgaza gradualmente hacia el Este, formando un cubrimiento sucesivo de las unidades más

jóvenes sobre el basamento anteriormente mencionado. El grado de deformación estructural decrece a través de la Cuenca de Oeste hacia Este. Los pliegues de cabalgamiento que dan origen a los anticlinales que se forman en el piedemonte andino disminuyen en magnitud hacia el oriente, y esto hace que se conviertan en pequeñas estructuras anticlinales que están directamente relacionadas con fallas normales de poco desplazamiento.

1.8.2 Estratigrafía y Descripción Litológica

La estratigrafía general de la cuenca ha sido completamente definida a partir de los datos obtenidos en los diferentes pozos exploratorios y de desarrollo perforados en el área en años anteriores por las diferentes compañías que han operado en Los Llanos.

1.8.3 Formación Carbonera⁷

La Formación Carbonera consiste en una serie alternante de areniscas, arcillolitas grises a grises verdosas, marrón, limolitas y carbones. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección; los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior de la sección. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino. Esta formación ha sido dividida en ocho miembros (Carbonera C1 al C8) que forman cuatro pares. Cada par consiste en un miembro superior formado por intercalaciones de areniscas de origen fluvial y arcillas, y un miembro inferior constituido por arcillolitas que fueron depositadas en un ambiente de planicies costeras.

Esta formación presenta un acñamiento en dirección Este con espesores que varían entre 2600' y 1200'. La edad de la Formación Carbonera ha sido determinada

⁷ ROBLES, JUAN. Informe Técnico Anual Caracara, Hupecol, Bogotá, 2004. Pag 3-5.

como Eoceno – Mioceno basados en estudios palinológicos a las faunas de moluscos que han sido recolectados en los sedimentos de ésta Formación.

➤ **Carbonera C1**

Es el miembro superior de la Formación Carbonera. Está conformado por una secuencia de arcillas de color gris, café, amarillo ocre, púrpura, blanco cremoso y rojo moteado intercaladas con arcillolitas de color café y arenas cuarzosas, de color translúcido a blanco lechoso y de grano medio. Las arenas pueden tener espesores de hasta 70 pies, y son fácilmente correlacionables entre pozos aunque su espesor varía considerablemente con la distancia. Esta formación es de origen fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillas y limolitas depósitos de superficie de inundación. Ocasionalmente se encuentran delgadas capas de carbón, especialmente hacia la base de la secuencia. Puede tener espesores de hasta 1.400 pies.

➤ **Carbonera C2**

Está conformado por una secuencia monótona de arcillas de color gris a gris verdoso. Su ambiente de depósito es probablemente de planicie costera y puede tener hasta 600 pies de espesor.

➤ **Carbonera C3**

Está conformado por una secuencia de arenas, limolitas y arcillas de color gris intercaladas. El espesor de las capas varía entre 3 y 30 pies, y ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de carbón o material carbonoso. Estos sedimentos son de origen fluvial, como en el Carbonera C1, pero los canales de arenas son más delgados y difícilmente correlacionables entre pozos. El espesor de ésta unidad es de aproximadamente 300 pies.

➤ **Carbonera C4**

Está conformado por una secuencia relativamente delgada y monótona de arcillas de color gris a gris verdoso. Su ambiente de depósito es probablemente de planicie costera y tiene aproximadamente 200 pies de espesor.

➤ **Carbonera C5**

Como en el Carbonera C1, ésta unidad está conformada por una secuencia de arcillas de color gris, café, amarillo ocre, púrpura, blanco cremoso y rojo moteado intercaladas con arenas cuarzosas, de color translúcido a blanco lechoso y de grano fino a medio, ocasionalmente bien cementadas y limolitas de color café. Las arenas pueden tener espesores de hasta 100 pies, aunque su espesor promedio varía entre 10 y 30 pies. Aunque las arenas pueden ser correlacionadas localmente, su desarrollo varía considerablemente sobre largas distancias.

Esta formación es de origen fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillas y limolitas depósitos de superficie de inundación. El Carbonera C5 puede tener espesores hasta de 1.100 pies.

➤ **Carbonera C6**

Está conformado por una secuencia monótona de arcillas de color gris a gris verdoso. Su ambiente de depósito es probablemente de planicie costera y tiene aproximadamente 460 pies de espesor.

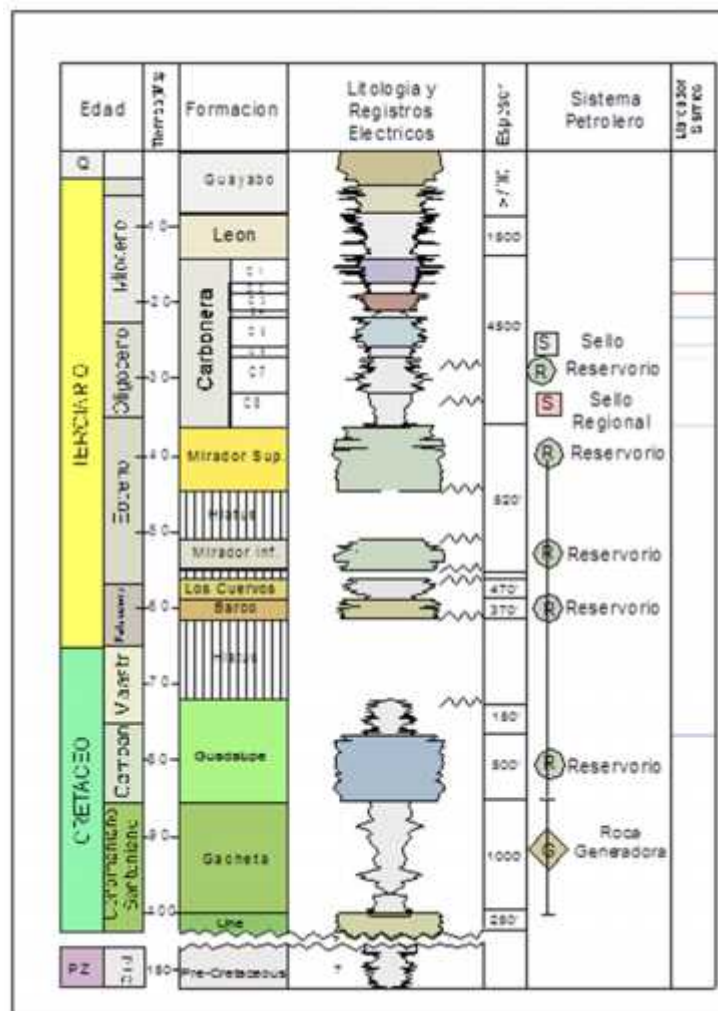
➤ **Carbonera C7**

El Carbonera C7 está conformado por una secuencia de intercalaciones delgadas de arcillas, arenas y limolitas. Las arcillas son de color gris a café y moderadamente firmes. Las arenas son cuarzosas, de grano muy fino a fino, arcillosas y ocasionalmente carbonosas. Los cuerpos de arena son delgados, por lo general con espesores que oscilan entre los 10 y 20 pies, y son difíciles de correlacionar aunque sea entre pozos localizados a una corta distancia. La parte inferior de la

formación presenta arcillas carbonosas con mantos de carbón intercalados. Esta formación es de origen fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillas y limolitas depósitos de superficie de inundación.

La formación puede llegar a tener 650 pies de espesor. Algunos cuerpos de arenas pueden estar sobrepresionados por la presencia de hidrocarburos entrampados en ellos. La Formación Carbonera Unidad C7 es la zona quizás más importante puesto que los pozos productora en el Bloque Piguita.

Figura 15: Columna Estratigráfica Generalizada



Fuente: ROBLES, JUAN. Informe Técnico Anual Caracara, Hupecol, Bogotá, 2004. Pag 4.

➤ **Carbonera C8**

Está conformado por una secuencia monótona de arcillas de color gris a gris verdoso. En algunas partes de la cuenca se encuentran unas delgadas intercalaciones de limolitas hacia la base de la formación. Su ambiente de depósito es probablemente de planicie costera y tiene aproximadamente 450 pies de espesor.

Porosidad

25 a 29 %

GRADO API

33 a 37°

2. ESTUDIO DE LOS PROCESOS ACTUALES DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CON ESP Y LA APLICACIÓN DE ANÁLISIS NODAL

2.1 ANÁLISIS NODAL

Utilizando la herramienta de Prosper (Petex-Petroleum Experts) se hace una simulación con base en los parámetros actuales para determinar el AOF (máximo potencial de aceite) y posibles condiciones futuras de operación de cada uno de los pozos para proponer diferentes escenarios de optimización de la producción de crudo.

Adicionalmente, mediante Prosper se puede realizar el diseño más óptimo de los equipos de Bombeo Electrosumergible de los diferentes pozos del área en base a su potencial de producción.

Además el análisis nodal es una herramienta que nos permite evaluar, simular y pronosticar una gran cantidad de parámetros de nuestro interés los cuales son:

- Determinar el daño
- Obtener pronósticos de producción
- Determinar caídas de presión
- Evaluar producción simulando diferentes cambios en el sistema
- Determinar diámetro óptimo en tuberías de producción

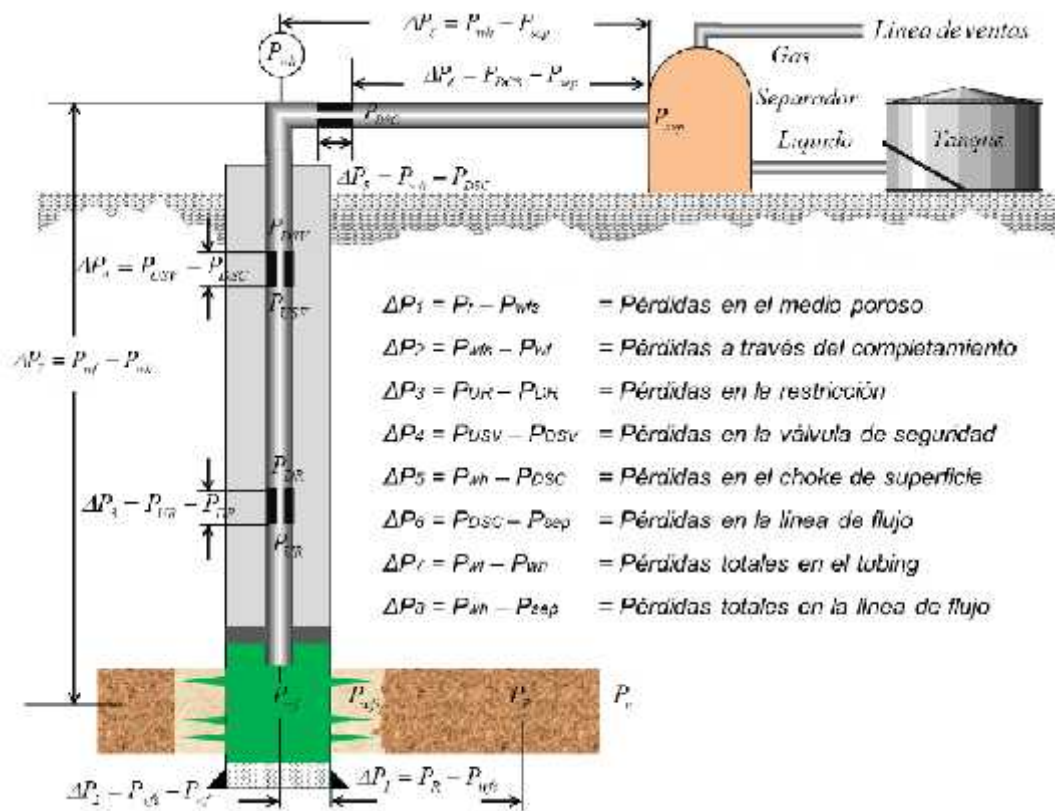
2.1.1 Pérdidas de Presión en un sistema de Producción

Para transportar los fluidos que se encuentran en el yacimiento hasta las facilidades de superficie, se requiere de una cantidad de energía que sea capaz de superar el gradiente hidrostático de la columna de fluido, las pérdidas por fricción en el sistema

de completamiento de un pozo y los cambios de energía cinética, y así llevar los fluidos hasta superficie.

Cada elemento del completamiento requiere de cierta caída de presión para que el flujo pase a través del mismo, de tal modo que la caída de presión total ($P_r - P_{sep}$) será igual a la suma de las pérdidas de presión individuales que ocurren en todos los elementos del sistema. En la Figura 1.2 se esquematiza las principales fuentes de pérdidas de presión del fluido en su trayecto desde la formación hasta el separador.

Figura 16: Pérdidas de Producción de Fluidos



Fuente: CABARCAS, MANUEL. Optimización Integrada del sistema de Producción Utilizando Análisis Nodal. Especialización Producción Hidrocarburos Universidad Industrial de Santander, sede Bucaramanga, 2014. 1-4 Pág.

2.2 COMO REALIZAR EL PROCEDIMIENTO PARA UN ANÁLISIS NODAL

El análisis Nodal de sistema de producción puede ser utilizado para analizar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial⁸, en la siguiente sección se verá un paso a paso para realizar un análisis Nodal.

2.2.1 Selección del nodo solución

La manera más adecuada consiste en identificar donde se pondrá el nodo y dividir el sistema en ese punto exacto.

- Todos los objetos o bloques aguas arriba del nodo se definen (Inflow)
- Todos los objetos o bloques aguas abajo del nodo se definen (Outflow)

Es de destacar que cada objeto está ligado entre la tasa de flujo y caída de presión.

2.2.2 Construcción de las curvas Inflow y Outflow o curvas de oferta y demanda

En la representación de la figura inferior (17) vemos la presión de llegada de los fluidos en función del caudal y a su vez reciben el nombre de Oferta (**Inflow**), y la presión de salida en un objeto se conoce como curva de demanda o (**Outflow**).

Entrada al nodo (Inflow):

$$P_R - \Delta P(c_i, a) = P_n \quad (\text{Ecuacion-01})$$

Salida del nodo (Outflow):

$$P_s + \Delta P(c_i, a) = P_n \quad (\text{Ecuación-02})$$

⁸ HIRSCHFELT, MARCELO. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal Curso. Buenos Aires. Octubre, 2009.

Figura 17: Capacidad de flujo del sistema



Fuente: BEGGS DALE. Production Optimization Using NODAL™ Analysis.1991

2.2.3 Nodos de solución y Nodos Funcionales

Los **nodos solución** se encuentran en el yacimiento, fondo de pozo luego cabeza de pozo y en el separador. Los **nodos funcionales** se denominan a todo lo que se relaciona cuando hay un diferencial de presión a través de él y hay una respuesta en la tasa de flujo o en presión.

2.2.4 El Skin factor

Es una forma adimensional de caída de presión que ocurre en el pozo debido a un comportamiento no tan ideal del flujo su nomenclatura se define:

$$S = S' + D \quad \text{(Ecuación-03)}$$

Donde:

S' = Skin factor, Ocurre producto de cambios sufridos en la permeabilidad y esto ocasiona que se perturbe de forma indeseable el flujo.

D = Coeficiente de la Tubería.

2.2.5 Ley de Darcy

En 1856 Henry Darcy propuso una ecuación que relacionaba la velocidad aparente del fluido con la caída de presión a lo largo del lecho filtrante.

La ecuación desarrollada por Darcy escrita de manera diferencial es:

$$q = v = -\frac{K}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (\text{Ecuación-04})$$

La velocidad aparente se expresa:

$$v = \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (\text{Ecuación-05})$$

Donde:

K = Permeabilidad del medio poroso

V = Velocidad aparente del fluido

Q = Tasa de flujo volumétrico

A = Área abierta al flujo

μ = Viscosidad del fluido

Dp / dx = gradiente de presión en la dirección del flujo.

2.3 MODELAMIENTO DEL IPR

Conocer el comportamiento IPR de un pozo es fundamental para poder realizar el análisis nodal en cualquier sistema específico, de esta manera es fundamental construir las curvas de oferta "Inflow".

El IPR establece la correlación entre la presión de flujo y la tasa de flujo, algunos casos que generalmente ocurren durante la producción son⁹:

- El descenso de la presión si se mantiene el caudal constante.
- La disminución del caudal si se mantiene la presión de flujo constante.

2.3.1 Índice de productividad IP

Es un parámetro extremadamente indispensable en un pozo pues describe el comportamiento del flujo, esto ocurre en las arenas productoras el índice de productividad se define como:

$$J = I = \frac{q_o}{P_R - P_w} \quad \text{(Ecuación-06)}$$

Donde:

$$q_o = T \quad d \quad \bar{p} \quad \text{ón}$$

$$P_R = P \quad \text{ón} \quad d \quad y \quad c$$

$$P_w = P \quad \text{ón} \quad d \quad f \quad f$$

2.3.2 Inflow Performance Relationship (IPR).

Se define como el rango desde la presión promedio del yacimiento y la presión atmosférica.

En 1954 Gilbert fue el primero en proponer esta relación, sin embargo se dio cuenta que cuando la P_w se encontraba por encima del punto de burbuja el IPR era una línea recta, de igual manera determina que los pozos con una P_w por debajo del

⁹ PORRAS, MARIO. Y ZAPA, MARVIN Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, 2014. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos

punto de burbuja la IPR graficaba una curva producto de la fase gaseosa presente en el aceite.¹⁰

2.3.3 Método de Vogel.¹¹

En el caso del flujo bifásico, donde la presión promedio del yacimiento está por debajo de la presión del punto de burbuja, es recomendado el IPR de Vogel esta ecuación es:

$$\frac{q_v}{q_m} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_w}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_w}{P_r} \right)^2 \quad (\text{Ecuación-07})$$

Es de resaltar que toda curva IPR puede ser calculada cualquier sea el la Tasa de Producción máxima (q_m) como también la presión promedio del yacimiento y el caudal a la correspondiente presión dinámica.

2.3.4 Método de Vogel Compuesto

El IPR compuesto, en una combinación de índices de productividad. Se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja, y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel. Este IPR está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio P_r esta por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo P_w está por debajo.¹²

Por lo tanto

➤ Para $P_w < P_b$

$$q_v = P (P_r - P_w) \quad (\text{Ecuación-08})$$

¹⁰ HIRSCHFELDT, MARCELO. Análisis de un sistema de Producción y Análisis Nodal. Buenos Aires.2009

¹¹ ECONOMIDES, MICHAEL. Petroleum Production systems. New Jersey. December, 1993.

¹² ECONOMIDES, MICHAEL. Petroleum Production systems. New Jersey. December, 1993.

➤ Para $P_w = P_d$

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{P * P_h}{1.8} \right) \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_w}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_w}{P_r} \right)^2 \right] \quad (\text{Ecuación-09})$$

2.3.5 Método de Fetkovich¹³

Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas de índices de performance de flujo similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo:

$$q = C(P_r^2 - P_w^2)^n \quad (\text{Ecuación-10})$$

Los coeficientes C y n son encontrados generalmente por la utilización de la curva de ensayo de pozo “fitting of multipoint”. La evaluación de los ensayos de pozo y especialmente ensayos isocronales son la mayor aplicación para el método de Fetkovich. El exponente “n” fue encontrado que existen casos de entre 0.5 a 1000, tanto para pozos de gas como petróleo. Una “n” menor que uno es casi siempre debido a los efectos de un flujo no Darcy. El coeficiente “C” representa el índice de productividad del reservorio. Consecuentemente este coeficiente se incrementa cuando k y h se incrementa.

¹³ Marcelo Hirschfelt-Oilproduction.net / Rodrigo Ruiz – UNPSJB – Sep 2008

3. EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ORIÓN MEDIANTE EL USO DE LA HERRAMIENTA PROSPER PARA EL ANÁLISIS NODAL

Este capítulo describe los resultados que se obtienen de los pozos Orión, en el Campo Piguita, mediante la herramienta de análisis nodal (Prosper). De tal forma se confirman parámetros actuales y predicciones a futuro del caudal teniendo en cuenta presiones y frecuencias, buscando la mejor optimización de la producción para el campo Piguita.

Es de aclarar que se hará un análisis paso a paso de Dos pozos y los restantes Cuatro Pozos se extraerá la información más relevante.

3.1 PREDICCIÓN DE CAUDALES EN LOS POZOS ORIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

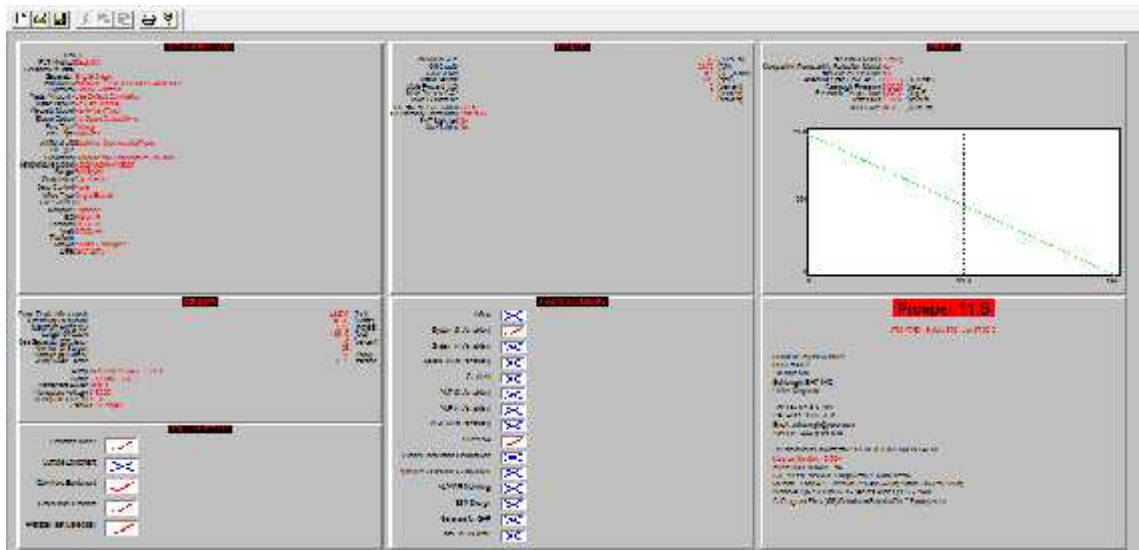
Se realizó un análisis de sensibilidad, variando parámetros como la presión en cabeza y diferentes tipos de frecuencias, sin embargo por tener equipos ESP se busca proyectar el mejor rango de operación de la Bomba en cada pozo analizado, este análisis me ayuda a proyectar un impacto de la producción diaria a futuro en cada pozo y determinara si es viable económicamente para el activo.

El análisis que se describirá posteriormente, es de acuerdo a los parámetros extraídos para cada pozo.

En el primer Módulo el cual se encuentra localizado al costado izquierdo superior se denomina OPTIONS SUMMARY lo cual se mencionaran las características principales que son:

- Características del fluido,
- Características del pozo
- sistema de levantamiento artificial
- completamiento del pozo
- Información de la Empresa
- Nombre de la persona que ejecuta el diseño
- Fecha de elaboración

Figura 18: Ventana General Prosper



Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Información de la Empresa:

Compañía: Cepsolsa

Campo: El bloque donde se encuentra ubicados los pozos

Pozo: Nombre del pozo (Orión) en el cual se correrá el diseño

Analista: Persona que realiza la corrida en este caso, William Rodríguez

Fecha: Realización de la corrida del diseño del pozo

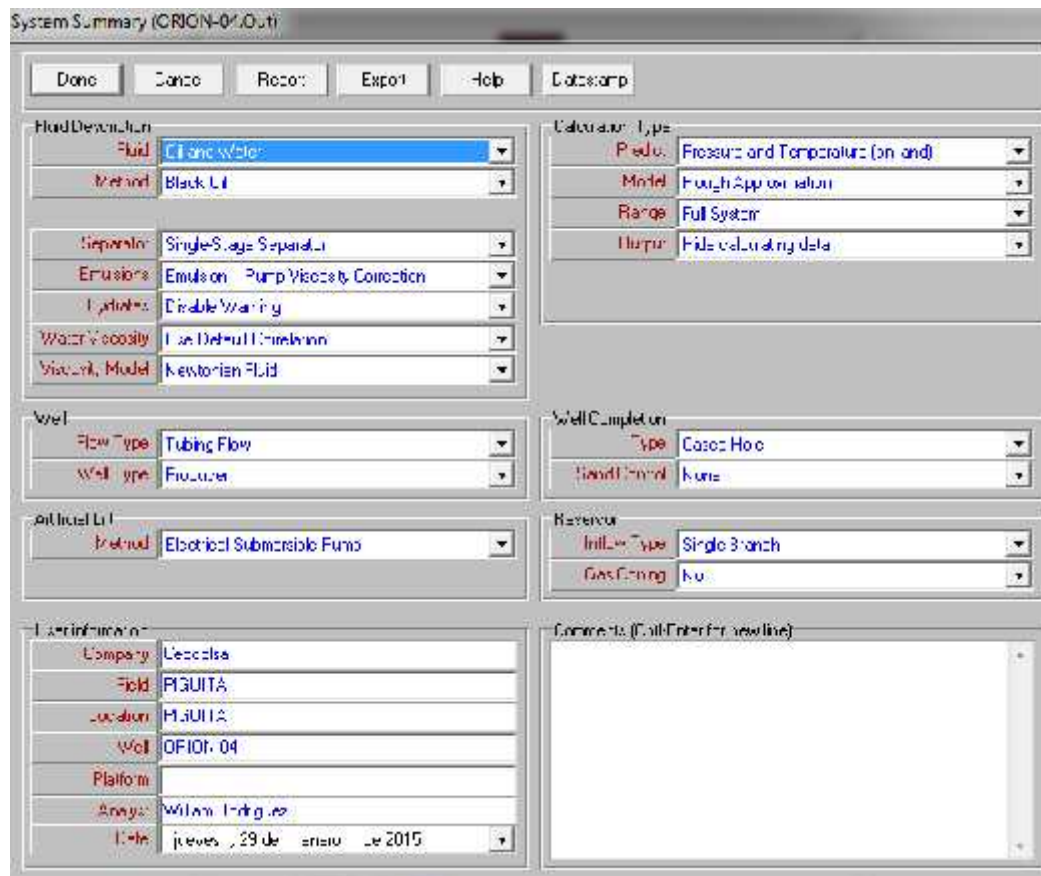
Condiciones de los fluidos

Fluido: se asignó el método de Oil and wáter ya que es un pozo productor.

Método: se asignó (*Black Oil*) porque los pozos en este campo su GOR está alrededor de (10) scf/stb, esto quiere decir que la cantidad de gas que produce cada pozo es muy mínima.

Emulsiones: la viscosidad tiende a aumentar debido al movimiento constante del fluido producto de la ESP se asigna la Opción (Emulsion + pump viscosity correction) como se visualiza en la gráfica inferior.

Figura 19: System Summary



Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

CONDICIONES DEL POZO:

Tipo de flujo: El fluido asciende por la tubería de producción de tal manera el campo asignado es (Tubing Flow).

MÉTODO ARTIFICIAL

Se designó (Electrical Submersible Pump) debido a que los seis Pozos Orión son con ESP.

COMPLETAMIENTO DEL POZO

Tipo: Se refiere a la clase de completamiento que actualmente tiene el pozo en este caso se escoge la opción (Cased Hole).

Control de arena: En la actualidad el pozo no cuenta con control de arena, se asigna la opción (NO).

PVT INPUT DATA

Figura 20: PVT Input data

PVT INPUT DATA (ORION C4-01) (Oil: Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Open Composition Help

Use Tables:

Input Parameters:

Solution GOR	10	scf/STB
Oil Crsdy	21.7	API
Gas Crsdy	1.7	API gravity
Water Salinity	111	ppm

Conditions:

Ph Pa An	Uliso
C.Viscosity	Espeleka

Emulsion Data:

Water Cut	7	Percent
Emulsion Characteristics	No Emulsion Characteristics	
Function Emulsion Data		

Moles:

Mole Percent H2S	1	percent
Mole Percent CO2	3	percent
Mole Percent H2	1	percent

Pump Data:

Emulsion Data	
Viscosity Correction	Normal

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Input Parameters

De acuerdo a la nueva ventana de PVT input Parameters consiste en ingresar condiciones básicas del pozo como el GOR "Relación Gas Aceite" gravedad específica del Aceite, Gas y salinidad del agua.

Tabla 7: Parámetros para registrar en un PVT ORIÓN-04

PARAMETROS A UTILIZAR EN PVT DE ORIÓN-04				
GOR (Scf/Bopd)	Gravedad Api	Gravedad Específica Gas	Salinidad Agua (ppm)	BSW (%)
10	21.7	0.7	100	71

Fuente: Autor.

La gravedad api se determina en laboratorio de campo por procedimiento de Hidrómetro.

En cuanto a las **Impurezas** se toman como (despreciable) para H_2S, C_2 y N_2 por ser un yacimiento (subsaturado).

Por otra parte las Correlaciones por las cuales se tendrán en cuenta los cálculos del módulo actual, se denomina la correlación de **glaso** (P_b, R_s, B_o) y la viscosidad del aceite **beat et al.**

Sin embargo en el recuadro de emulsiones se escoge no usar para este pozo correlaciones de emulsión pero si se tiene en cuenta el BSW% por un valor de 71%, este valor es tomado de pruebas de pozo.

Inflow Performance Relation (IPR)

Para este módulo específico, el modelo que se escogió fue el de **PI Entry** debido a que los pozos "ORIÓN" se caracterizan por tener las presiones por encima del Punto de burbuja la formula definida es:

$$I_i = \frac{Q}{P_{yi} - P_f} \quad (Ecuación-11)$$

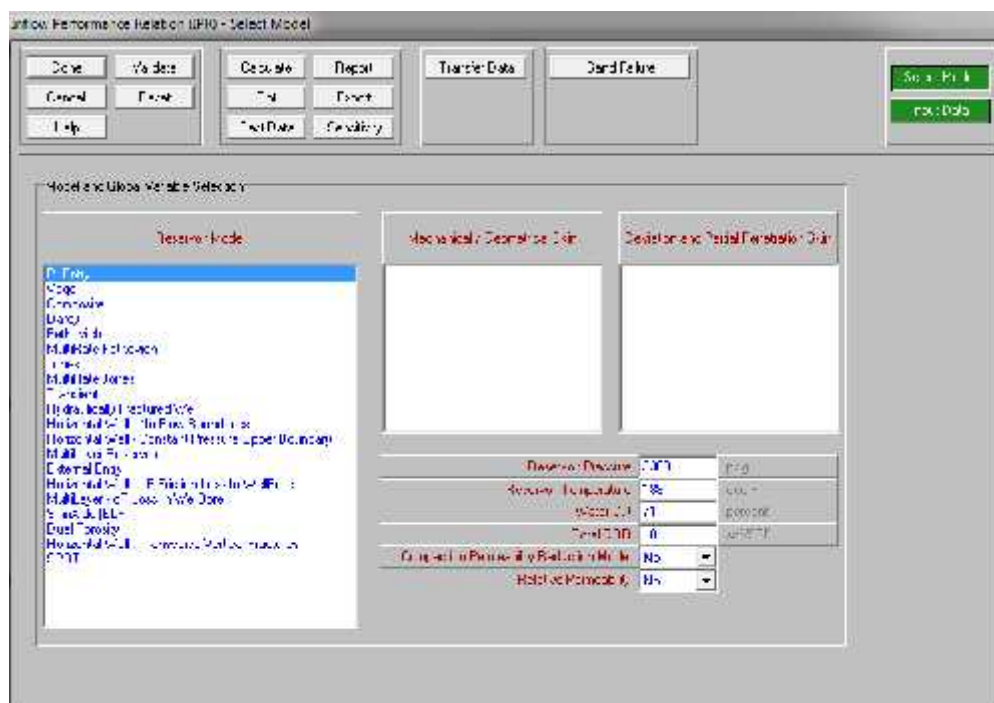
Adicional a lo mencionado se anexa una tabla donde se encuentran los parámetros para hallar el IPR del pozo.

Tabla 8: Parámetros actuales del pozo ORIÓN-04

Parametros actuales del Pozo ORIÓN-04	Presion del yacimiento (psi)	2300
	Temperatura del yacimiento (°F)	188
	Corte de Agua (%)	71
	Relacion Gas-Aceite (GOR)	10
	Indice de Productividad (PI)	5.8

Fuente: Autor.

Figura 21: Inflow Performance Relation



Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Después de haber ingresados los parámetros de la tabla (8), también se insertan en Input Data el valor del Índice de Productividad el cual es 5.8 Stb/day/psi.

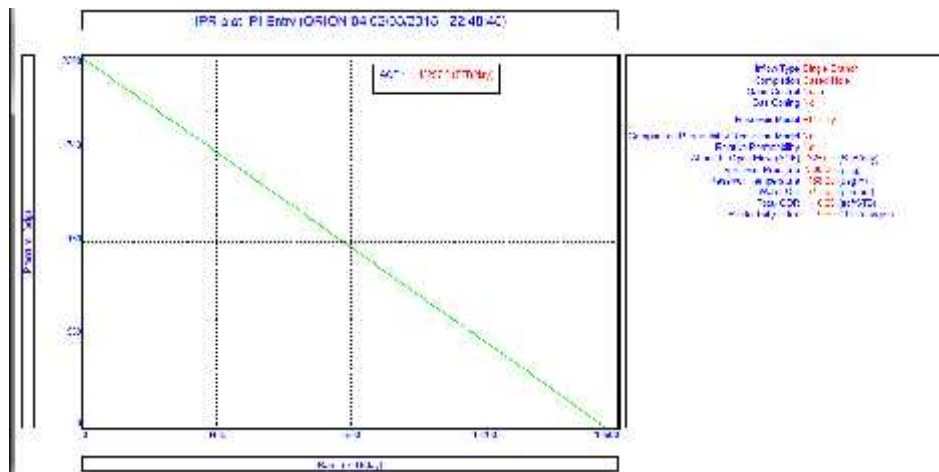
Figura 22: Inflow Performance Relation



Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Después de calcular el input Data se valida la información, se generó el plot teniendo como resultado el Inflow Performance Relation (IPR), por lo tanto el AOF estimado para las condiciones actuales del pozo son de 13257 BFPD, con una presión del yacimiento de 2300 psi.

Figura 23: Variación IPR



Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Nuevamente se ingresa a la vista inicial en Prosper, se da doble clic en ESP DATA, por intermedio del estado mecánico que está ubicado en la (figura 10) y el archivo de ingreso de información Prosper que lo actualizan día a día el grupo WPG (Well Performance Group) se trae el siguiente recuadro.

Tabla 9: Parámetros de la Bomba ORIÓN-04

Parámetros ESP Woodgroup TE5500	
Profundidad ESP (feet)	4,447
Frecuencia (Hertz)	48
Máximo OD (Pulg)	5.45
Profundidad Cable de potencia (feet)	4,494
Numero de etapas	106
Factor desgaste de la Bomba (fracción)	0,05

Fuente: El Autor.

Con la información completa y verificada de la ESP referencia (TE5500), se ingresa al módulo de ESP DATA y diligencia la información respectiva en cada casilla, teniendo en cuenta el motor y el consumo que va generar la Bomba.

Figura 24: Esp Input data

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

EQUIPMENT DATA

- Desviación (Survey): se extrae la data del survey final del pozo ORIÓN-04 y se interpola en 20 datos del survey final, luego se importa los valores a la tabla filtrada y se da clic en el botón *done*.

Figura 25: Desviación Survey ORIÓN-04

DEVIATION SURVEY (ORION-04.Out)

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	688	688	0	0
3	784	783	13.8203	8.27713
4	879	878	13.8203	0
5	3283	3281	83.1528	1.65267
6	3467	3460	125.756	13.3876
7	3585	3572	162.904	18.3497
8	3843	3806	271.569	24.9091
9	4030	3963	373.156	32.905
10	4125	4038	431.466	37.8636
11	4306	4172	553.141	42.2403
12	4695	4439	836.041	46.6561
13	4884	4551	988.281	53.6588
14	5082	4653	1157.99	58.9924
15	5357	4758	1412.15	67.5536
16	5546	4805	1595.21	75.6007
17	5735	4832	1782.28	81.7868
18	7244	4925	3288.41	86.4666
19	7839	4942	3883.16	88.3627
20	7873	4942	3917.16	90

Copy Cut Paste Insert Delete All Invert Plot Import Export

MD <-> TVD

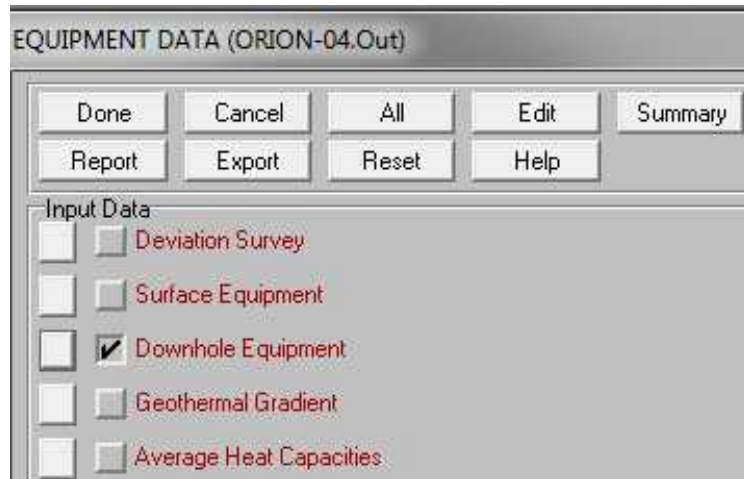
Calculate

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Equipo de Fondo (Tubería)

Ubicado en EQUIPMENT DATA selecciono Downhole Equipment y efectivamente se despliega el siguiente recuadro de la figura (26).

Figura 26: Equipo de Fondo ORIÓN-04



Fuente. Petroleum Experts, "PROSPER".

Tabla 10: Parámetros del Completamiento ORIÓN-04

Tipo	Diametro interno Tubing (Pulg)	Diametro externo Tubing (Pulg)	Diametro interno del Casing (Pulg)	PROFUNDIDAD (feet)
Tubing	2.992	3.500	8.755	4,447
Casing	-----	-----	8.755	6,741
Tubing	Tb 5.921	6.625	8.755	7,248

Fuente: El Autor.

Se consulta un manual llamado (Handbook) este se define o extrae los diámetros internos, externos de los Tubing y casing que se requiere para resolver el diseño.

En la figura (27) se requiere conocer el diámetro Interno (ID) del Casing teniendo en cuenta que tiene 9-5/8 (OD), 43.5 Peso y N-80 de Peso, con la información mencionada me despliego en la tabla de (Handbook) y el (ID) es de 8.755.

Figura 27: Diámetro interno Casing ORIÓN-04

The image shows two tables of casing specifications. The left table lists various casing options with columns for OD, Weight, Grade, ID, Collapse Resist., Body Yield, and Pipe Body Internal Yield. The right table provides similar data for a different set of casing options. A central image shows a vertical section of a casing pipe with three joints.

Fuente: Manual Handbook SHLUMBERGER

Como también se requiere conocer el (ID) del Tubing teniendo en cuenta que tiene 6-5/8 (OD), 24 Peso y L-80 de Peso, con la información mencionada me despliego en la tabla de (Handbook) y el (ID) es de 5.921

Figura 28: Diámetro interno Tubing ORIÓN-04

The image shows a table of tubing specifications. The table lists various tubing options with columns for OD, Weight, Grade, ID, Collapse Resist., Body Yield, and Pipe Body Internal Yield. A red box highlights the row for 6-5/8 OD, 24 lb weight, L-80 grade, with an ID of 5.921. A central image shows a vertical section of a tubing pipe with three joints.

Fuente: Manual Handbook SHLUMBERGER

Conociendo la información del completamiento inicial del pozo como los diámetros internos, externos del Tubing y Casing, se insertan los parámetros en el módulo de DOWHOLE EQUIPMENT y luego se oprime el botón Done para ir al módulo principal de prosper.

Figura 29: Downhole equipment ORIÓN-04

ITEM	Type	Internal Diameter	External Diameter	Weight	Material	Grade	Length	Depth	Temperature	Pressure
1	TUBING	4447	2392	0.006	3.2	XXXX	1000	0000	1	
2	CASING	4447	2392	0.006	3.2	XXXX	1000	0000	1	
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										

Fuente: Petroleum Experts, "PROSPER".

A continuación, se hace clic en el cuadrado blanco ubicado al lado izquierdo de "Geothermal Gradient". Al hacer esto aparecerá la siguiente ventana (Figura 30) donde se insertan los valores de la temperatura de la zona productora y la profundidad donde se encuentra ubicada.

Figura 30: Gradiente Geotérmico ORIÓN-04

ITEM	Temperature	Depth
1	110	1
2	100	1
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		

Fuente: PROSPER".

Los valores que se ingresan en la ventana de la Figura (31) serán los mismos en cada ejercicio, ya que son los datos de capacidad calorífica de estos tres fluidos: petróleo, gas y agua para el Bloque Piguita.

Figura 31: Propiedades Caloríficas de ORIÓN-04

Average Heat Capacities (ORION-04.Out)				
Done	Cancel	Main	Help	Default
Input Parameters				
Cp Oil	0.53	BTU/lb/F		
Cp Gas	0.51	BTU/lb/F		
Cp Water	1	BTU/lb/F		

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Posteriormente en la ventana de SYSTEM 3 VARIABLES se inserta la presión de cabeza del nodo, corte de agua y su GOR, adicionalmente hay que tener en cuenta dejar la opción de Beggs and Brill, puesto que es la correlación que más se acerca a la extracción ideal de la producción real del pozo ORIÓN-04

Figura 32: Propiedades Caloríficas de ORIÓN-04

SYSTEM 3 VARIABLES (ORION-04.Out)				
Continue	Cancel	Input	Export	Help
Input Data				
Top Node Pressure	231	psig		
Water Cut	71	percent		
Total GOR	10	scf/STB		
Surface Equipment Correlation	Beggs and Brill			
Vertical Lift Correlation	Petroleum Experts 2			
Flow Method	Automatic - Linear			
Left-Hand Intersection	Disallow			

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Finalizando en la ventana de ESP Quick Look se ingresan los parámetros actuales de la bomba, del completamiento del pozo y el fluido actual junto con el corte de agua del pozo respectivo (ORIÓN-04).

El factor de desgaste de la Bomba que se ingresó para el modelo que se generó a las condiciones de operación en el análisis nodal de ORIÓN-04, fue de 0,03 la frecuencia respectiva es de 48 HZ, se evidencia que la ESP está en capacidad para aumentar un mayor caudal de producción.

Figura 33: Condiciones de la Bomba Electro sumergible

The screenshot shows the 'ESP QuickLook (ORION-04.Out)' window with the following sections:

- Input Data:**

Tubing Head Pressure	231	psig
Liquid Rate	5200	STB/day
Water Cut	71	percent
Produced GOR	1.1	scf/STB
Static Bottom Hole Pressure (Pies)	2300	psig
Pump Depth (Measured)	4447	feet
Operating Frequency	48	Hertz
Length of Cable	4494	feet
Gas Separator efficiency	1	percent
Number Of Stages	100	
Pump Wear Factor	0.03	friction
Emulsion	No Emulsion Corrosions	
- Downhole Data:**

	Measured Depth (feet)	Pressure (psig)
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
- Surface Data:**

Current		amps
Surface Voltage		Volts
Power		hp
- Correlation:**

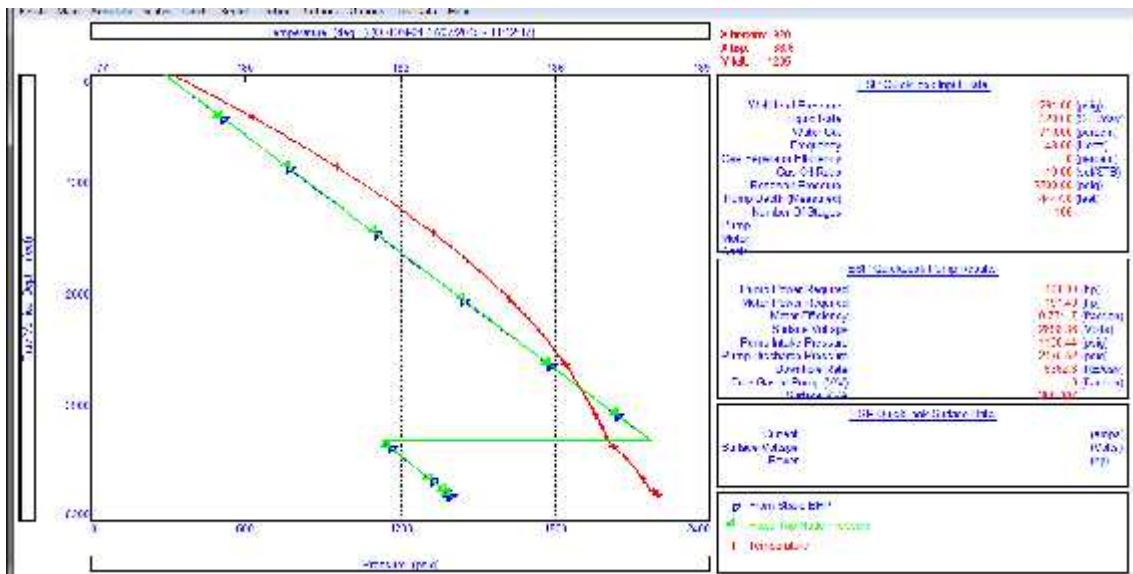
Petroleum Experts 2
- Equipment:**

Select Pump	XNCD6F01UP TFFFC0 7 inches (3500-7500 RB/day)		
Select Motor	ESP_1hp 6/0_7030HP 215LV 3/4		
Select Cables	#12 Copper	0.02 (volts/1000ft)	50 (amps) max

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

En esta ventana nuevamente se da clic en el botón “Calculate” ubicado en la parte superior e inmediatamente el software comenzará a realizar los cálculos necesarios. Cuando PROSPER ha terminado de realizar los cálculos, el usuario debe hacer clic en el botón “Plot” ubicado en la parte superior y aparecerá la siguiente figura (33): esto indica que los cálculos realizados son los esperados y son muy similares los parámetros calculados a los parámetros actuales de cada pozo.

Figura 34: ESP Quicklook condiciones estándar de trabajo



Fuente: IPM, Petroleum Experts, “PROSPER”.

3.2 MODELAMIENTO DE ANÁLISIS NODAL ORIÓN-005

El primer paso para hacer el modelamiento en prosper es ir al primer vinculo llamado OPTION SUMARY.

Input Parameters

De acuerdo a la nueva ventana PVT. **Input Parameters** consiste en ingresar condiciones básicas del pozo como el GOR “Relación Gas Aceite” gravedad específica del Aceite, Gas y salinidad del agua se anexa tabla (11).

Tabla 11: Parámetros para registrar en un PVT ORIÓN-05

PARAMETROS A UTILIZAR EN PVT DE ORIÓN-05				
GOR (Scf/Bopd)	Gravedad Específica Oil	Gravedad Específica Gas	Salinidad Agua (ppm)	BSW (%)
10	21.9	0.7	100	91

Fuente: El Autor

La gravedad api se determina en laboratorio de campo por procedimiento de Hidrómetro.

En cuanto a las **Impurezas** se toman como (despreciable) para H_2S, C_2 y N_2 por ser un yacimiento sub-saturado.

Por otra parte las Correlaciones por las cuales se tendrán en cuenta los cálculos del módulo actual, se denomina la correlación de **glaso** (P_b, R_s, B_o) y la viscosidad del aceite **beat et al.**

Sin embargo en el recuadro de emulsiones se escoge no usar para este pozo correlaciones de emulsión pero si se tiene en cuenta el BSW% por un valor de 91%, este valor es tomado de pruebas de pozo.

Inflow Performance Relation (IPR)

Para este módulo específico, el modelo que se escogió fue el de **PI Entry** debido a que los pozos "ORIÓN" se caracterizan por tener las presiones por encima del Punto de burbuja la formula definida es:

$$I_i = \frac{Q}{P_{ye} - P_f} \quad (Ecuación-12)$$

Adicional a lo mencionado se anexa una tabla donde se encuentran los parámetros para hallar el IPR del pozo.

Tabla 12: Parámetros actuales del pozo ORIÓN-05

Parametros actuales del Pozo ORIÓN-05	Presion del yacimiento (psi)	2034
	Temperatura del yacimiento (°F)	185
	Corte de Agua (%)	91
	Relacion Gas-Aceite (GOR)	10
	Indice de Productividad (PI)	2.5

Fuente: El Autor

Figura 35: Inflow Performance Relation IPR

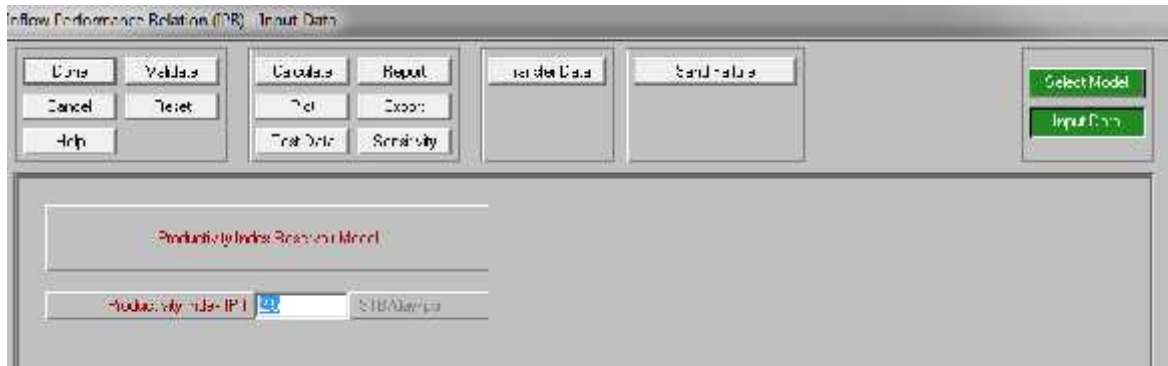
The screenshot shows the PROSPER software interface for configuring the Inflow Performance Relation (IPR) model. The interface includes a 'Model and Global Variable Selection' panel on the left, a central panel with input fields for 'Reservoir Pressure', 'Flowing Wellbore Pressure', and 'IPR Model', and a table at the bottom right showing the current values for these parameters.

Parameter	Value
Reservoir Pressure	2034
Flowing Wellbore Pressure	185
IPR Model	PI

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Después de haber ingresados los parámetros de la tabla (12), también se insertan en Input Data el valor del Índice de Productividad el cual es 2.5 Stb/day/psi.

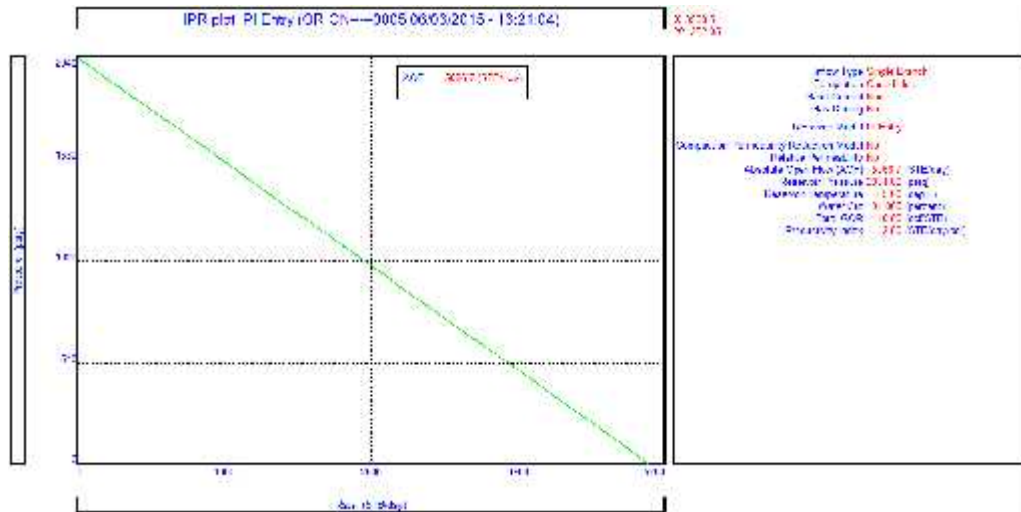
Figura 36: Inserción del valor índice de productividad



Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Al calcular el input Data se valida la información, se generó el plot teniendo como resultado el Inflow Performance Relation (IPR), por lo tanto el AOF estimado para las condiciones actuales del pozo son de 10131 BFPD, con una presión del yacimiento de 2034 psi.

Figura 37: IPR pozo ORIÓN 4



Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Nuevamente se ingresa a la vista inicial en Prosper, se da doble clic en ESP DATA, por intermedio del estado mecánico que está ubicado en la (figura 12) y el archivo

de ingreso de información Prosper que lo actualizan día a día el grupo WPG (Well Performance Group) se trae el siguiente recuadro al 28 de Enero de 2015.

Tabla 13: Parámetros actuales del pozo ORIÓN-05

Parámetros ESP SLB S6000N	
Profundidad ESP (feet)	4,207
Frecuencia (Hertz)	39
Máximo OD (Pulg)	5.79
Profundidad Cable de potencia (feet)	4,224
Numero de etapas	130
Factor desgaste de la Bomba (fracción)	0,05

Fuente: Autor

Con la información completa y verificada de la ESP referencia (S6000N), se ingresa al módulo de ESP DATA y diligencia la información respectiva en cada casilla, teniendo en cuenta el motor y el consumo que va generar la Bomba.

Figura 38: Esp Input data

Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

3.2.1 Equipment Data

Desviación (Survey): se extrae la data del survey final del pozo ORIÓN-05 y se interpola en 20 datos del survey final, luego se importa los valores a la tabla.

Figura 39: Desviación Survey ORIÓN-05

	Measured Depth	True Vertical Depth	Cumulative True Vertical	Angle
	Depth	Depth	Depth	Direction
1	0	0	0	0
2	991	991	0	0
3	1000	1000	13.5278	3.35487
4	1100	1100	13.5278	0
5	2000	2000	62.0742	1.35378
6	2910	2910	121.254	11.7466
7	3900	3900	187.336	13.3147
8	4990	4990	227.103	23.2768
9	4104	4104	217.116	24.2982
10	4400	4400	471.374	33.1575
11	4400	4400	433.30	31.72
12	4400	4400	670.51	37.3337
13	4400	4400	625.700	37.3362
14	1100	1100	690.00	32.7775
15	1000	1000	1170.30	70.0517
16	1111	1111	1050.30	70.000
17	1000	1000	1500.0	34.0000
18	1000	1000	2000.00	00.000
19	1000	1000	4000.00	00.000
20	1000	1000	4000.00	00.000

Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Seguidamente luego de haber insertado los valores en el vínculo de DESVIATION SURVEY se da clic en Filter, posteriormente se visualiza el nuevo recuadro y en Raw Data se insertan los valores del Survey final, seguidamente en la parte inferior del cuadro las casillas Inicial Filter Angle (Filtro de Angulo inicial) se determinó adherir el número Dos (grados), posteriormente se ingresa, Angle Step (Incremento Angular) un valor estándar de 0.5 (grados), sin embargo hay que tener en cuidado porque en el prorrateo solo se tomaran 20 filas máximo para los valores de todo el survey del pozo cuadro Filtered Data.

Figura 40: Desviación Gyron ORIÓN-05

Raw Data				Inboard Data	
	Measured Depth	True Vertical Depth	Angle	Measured Depth	True Vertical Depth
	feet	feet	(degrees)		feet
1	0	0		1	0
2	21	20		2	991
3	40	40		3	1000
4	59	49		4	1150
5	78	68		5	1322
6	97	87		6	1512
7	116	106		7	1712
8	135	125		8	1920
9	154	144		9	2136
10	173	163		10	2360
11	192	182		11	2592
12	211	201		12	2832
13	230	220		13	3080
14	249	239		14	3336
15	268	258		15	3600
16	287	277		16	3872
17	306	296		17	4152
18	325	315		18	4440
19	344	334		19	4736
20	363	353		20	5040

Copy	Full	Print	Insert	Format	Alt	Print
Full	Insert	Print				

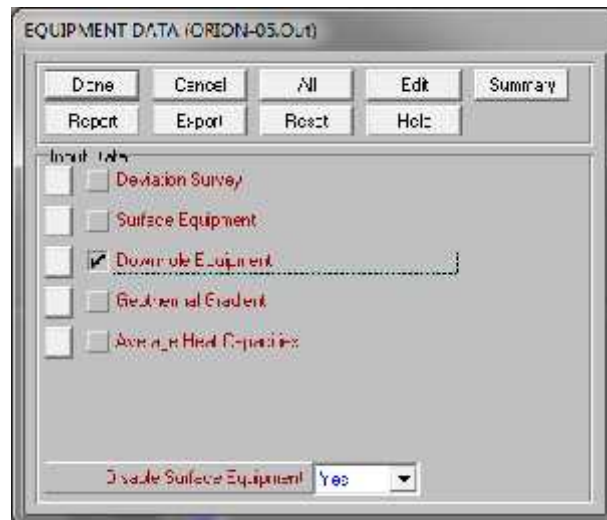
Raw Data Type	Incl. Filter Angle	2	degrees	Reset
▼ 0.0 ▼	Angle Step	0.5	degrees	OK
	Max. Number of Points	20		
Calculate Other	Actual Filter Angle	4.4	degrees	Transfer

Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

3.2.2 Equipo de Fondo (Tubería)

Ubicado en EQUIPMENT DATA selecciono Downhole Equipment y efectivamente se despliega el siguiente recuadro de la figura (41).

Figura 41: Equipo de Fondo ORIÓN-05



Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Los valores obtenidos en la tabla número (14), son obtenidos por el estado Mecánico actual del pozo.

Tabla 14: Parámetros del Completamiento ORIÓN-05

Tipo	Diámetro interno Tubing (Pulg)	Diámetro externo Tubing (Pulg)	Diámetro interno del Casing (Pulg)	PROFUNDIDAD (feet)
Tubing	2.992	3.5	8.755	4207
Casing	--	--	8.755	5175
Tubing	5.921	6.625	8.755	7420

Se consulta un manual llamado (Handbook) propiedad de schlumberger, este define o extrae los diámetros internos, externos de los Tubing y casing que se requiere para resolver el diseño.

En la figura (42) se requiere conocer el diámetro Interno (ID) del tubing teniendo en cuenta que tiene 3-1/2 pulg (OD), 9.30 lbm/ft Peso y N-80 de grado, con la información mencionada me despliego en la tabla de (Handbook) y el (ID) es de 2.992 pulg.

Figura 42: Diámetro interno Casing ORIÓN-05

API Recommended Performance of Tubing						API Recommended Performance of Tubing					
OD in	Weight lbm/ft	ID in	Grade	Mechanical Properties		OD in	Weight lbm/ft	ID in	Grade	Mechanical Properties	
				Collapse Resistance psi	Internal Yield psi					Collapse Resistance psi	Internal Yield psi
3.500	9.20	2.992	L-80	10540	10100	3.500	12.50	2.780	T-80	12800	12200
3.500	9.20	2.992	L-80	10540	10100	3.500	12.50	2.780	H-90	21100	20500
3.500	9.20	2.992	L-80	10540	10100	3.500	14.50	2.640	L-80	17200	17200
3.500	9.20	2.992	L-80	10540	10100	3.500	14.50	2.640	C-80	19400	19400
3.500	11.20	2.710	H-90	10540	10100	3.500	14.50	2.640	L-80	21400	21400
3.500	9.20	2.992	H-90	5530	6020	3.500	16.50	2.640	L-80	19300	19300
3.500	11.20	2.710	H-90	7400	8000	3.500	16.50	2.640	C-80	21100	21100
3.500	9.20	2.992	L-80	10240	10100	3.500	16.50	2.640	T-80	22300	22000
3.500	9.20	2.992	H-90	10240	10100	3.500	17.00	2.440	L-80	22500	21200
3.500	9.20	2.992	H-90	10240	10100	3.500	17.00	2.440	C-80	21000	20400
3.500	9.20	2.992	T-80	12080	12070	3.500	17.00	2.440	T-80	24100	24170
3.500	11.20	2.710	H-90	10200	10100	4.000	9.00	3.048	H-40	4150	3190
3.500	10.20	2.922	H-40	6000	6730	4.000	9.00	3.048	J-55	5110	5440
3.500	10.20	2.922	L-80	8330	7930	4.000	8.00	3.048	L-80	6580	7910
3.500	10.20	2.922	L-80	10120	11500	4.000	8.00	3.048	H-40	8200	8100
3.500	10.20	2.922	H-90	10200	10100	4.000	9.00	3.048	C-80	7030	8900
3.500	10.20	2.922	T-80	14980	15730	4.000	11.00	3.470	H-40	4900	4290
3.500	12.70	2.750	L-80	15300	16000	4.000	11.00	3.470	J-55	6580	6500
3.500	12.70	2.750	H-90	15200	15200	4.000	11.00	3.470	H-40	10000	10100
3.500	12.70	2.750	C-80	17220	16830	4.000	11.00	3.470	H-90	8200	8170
3.500	12.70	2.750	H-90	16100	16100	4.000	11.00	3.470	C-80	11300	11300
3.500	12.70	2.750	H-110	21050	20030	4.000	11.00	3.470	H-90	9280	10290
3.500	12.86	2.750	L-80	15300	16000	4.000	13.20	3.340	L-80	12100	11550
3.500	12.86	2.750	H-90	15200	15200	4.000	13.20	3.340	C-80	11700	12700
3.500	12.86	2.750	C-80	17220	16830	4.000	13.20	3.340	T-80	11380	13720

Fuente. Manual Handbook SHLUMBERGER

Como también se requiere conocer el (ID) del Casing teniendo en cuenta que tiene 6-5/8 pulg (OD), 24 lbm/ft Peso y L-80 de grado, con la información mencionada me despliego en la tabla de (Handbook) y el (ID) es de 5.921 pulg.

Figura 43: Diámetro interno Casing ORIÓN-05

API Recommended Properties of Casing

OD In	Weight lb/ft	Grade	ID In	Collapse Resist psi	Pipe Body Yield lb/in ²	Pipe Body Ultimate Yield lb/in ²
5.000	25.00	C-125	4.070	10000	52000	105000
5.000	26.30	C-90	4.000	11800	50700	103000
5.000	28.30	C-75	4.000	13100	48000	101000
5.000	29.70	C-60	4.370	10000	45000	100000
5.000	31.10	C-45	4.370	11400	43000	98000
5.000	32.40	C-30	4.350	12700	41.000	97000
5.000	33.80	C-15	4.320	14000	39000	95000
5.000	35.20	C-90	4.120	15300	37000	94000
5.000	36.60	C-75	4.120	16600	35000	92000
5.000	38.00	C-60	4.120	17900	33000	90000
5.000	39.40	C-45	4.120	19200	31000	88000
5.000	40.80	C-30	4.120	20500	29000	86000
5.000	42.20	C-15	4.120	21800	27000	84000
5.000	43.60	C-90	3.750	23100	25000	82000
5.000	45.00	C-75	3.750	24400	23000	80000
5.000	46.40	C-60	3.750	25700	21000	78000
5.000	47.80	C-45	3.750	27000	19000	76000
5.000	49.20	C-30	3.750	28300	17000	74000
5.000	50.60	C-15	3.750	29600	15000	72000
5.000	52.00	C-90	3.380	30900	13000	70000
5.000	53.40	C-75	3.380	32200	11000	68000
5.000	54.80	C-60	3.380	33500	9000	66000
5.000	56.20	C-45	3.380	34800	7000	64000
5.000	57.60	C-30	3.380	36100	5000	62000
5.000	59.00	C-15	3.380	37400	3000	60000

API Recommended Properties of Casing

OD In	Weight lb/ft	Grade	ID In	Collapse Resist psi	Pipe Body Yield lb/in ²	Pipe Body Ultimate Yield lb/in ²
6.025	24.00	C-90	5.021	8910	55000	88000
6.025	24.00	C-75	5.021	10200	53000	86000
6.025	24.00	C-60	5.021	11500	51000	84000
6.025	24.00	C-45	5.021	12800	49000	82000
6.025	24.00	C-30	5.021	14100	47000	80000
6.025	24.00	C-15	5.021	15400	45000	78000
6.025	28.00	C-90	4.781	8010	52000	85000
6.025	28.00	C-75	4.781	9300	50000	83000
6.025	28.00	C-60	4.781	10600	48000	81000
6.025	28.00	C-45	4.781	11900	46000	79000
6.025	28.00	C-30	4.781	13200	44000	77000
6.025	28.00	C-15	4.781	14500	42000	75000
6.025	32.00	C-90	4.541	7110	49000	82000
6.025	32.00	C-75	4.541	8400	47000	80000
6.025	32.00	C-60	4.541	9700	45000	78000
6.025	32.00	C-45	4.541	11000	43000	76000
6.025	32.00	C-30	4.541	12300	41000	74000
6.025	32.00	C-15	4.541	13600	39000	72000
6.025	36.00	C-90	4.301	6210	46000	79000
6.025	36.00	C-75	4.301	7500	44000	77000
6.025	36.00	C-60	4.301	8800	42000	75000
6.025	36.00	C-45	4.301	10100	40000	73000
6.025	36.00	C-30	4.301	11400	38000	71000
6.025	36.00	C-15	4.301	12700	36000	69000

Fuente. Manual Hanbook SHLUMBERGER

Conociendo la información del completamiento inicial del pozo como los diámetros internos, externos del Tubing y Casing, se insertan los parámetros en el módulo de DOWHOLE EQUIPMENT y luego se oprime el botón Done para ir al módulo principal de prosper.

Figura 44: Downhole equipment ORIÓN-05

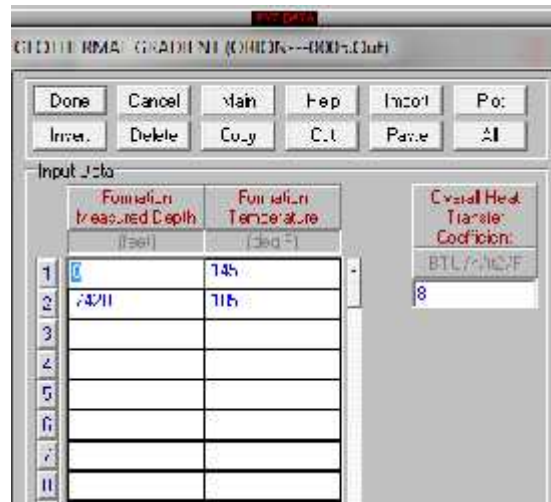
DOWHOLE EQUIPMENT (ORIÓN-0005 Out)

Item	Label	Type	Measured Depth (ft)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Outside Diameter (inches)	End Multiple
1		None	0							
2		Tubing	2447	2.622	3.000	3.0	3.000	3.32	3.000	*
3		Casing	773					3.32	3.000	*
4		Tubing	2421	1.571	1.710	1.571	1.710	3.32	3.000	*
5										
6										
7										
8										

Fuente: IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

Los datos que se ingresarán en esta ventana “GEOTHERMAL GRADIENT” son extraídos del archivo en Excel ingreso de información Prosper, luego damos clic en Done.

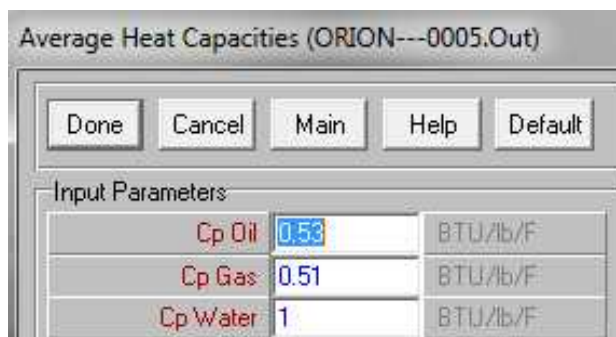
Figura 45: Gradiente Geotérmico ORIÓN-05



Fuente: IPM, Petroleum Experts, “PROSPER”.

El coeficiente general de transferencia de calor se encuentra en manuales de PROSPER que tienen este valor por defecto. Al digitar estos datos, se hace clic en el botón “Done” en la esquina superior izquierda para retornar a la ventana principal.

Figura 46: Propiedades Caloríficas de ORIÓN-05



Fuente. IPM, Petroleum Experts, “PROSPER”.

El último módulo se denomina ANALYSIS SUMMARY, pero hasta este punto el ejercicio consiste en ingresar todos los datos necesarios, para que el software realice los cálculos y la simulación que el usuario desea adquirir. Sin embargo, es importante que el usuario se cerciore que el software se encuentre ajustado, se anexa tabla en la cual recopila información de tablas anteriores para poder ajustar el QUICK LOOK.

Tabla 15: Condiciones actuales de fondo ORIÓN-05

TH P (psi)	Fluido (stb/day)	BSW (%)	GOR (scf/stb)	Presión Static psig)	Prof ESP (ft)	Frecuencia (Hz)	Prof Cable (ft)	No Estepas
305	4161	91	10	2034	4179	39	4197	138

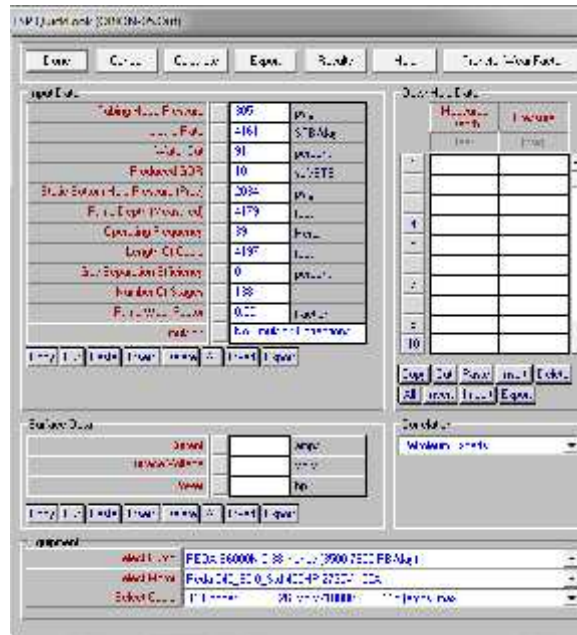
3.2.3 Pump Wear Factor

Como se explicaba anteriormente, esta es la pérdida de eficiencia en el levantamiento. Para esta ventana será el valor que se modificará para que el modelo quede completamente ajustado.

Finalizando en la ventana de ESP Quick Look se ingresan los parámetros actuales de la bomba, del completamiento del pozo y el fluido actual junto con el corte de agua del pozo respectivo (ORIÓN-05)

El factor de desgaste de la Bomba que se ingresó para el modelo que se generó a las condiciones de operación en el análisis nodal de ORIÓN-05, fue de 0,05 la frecuencia respectiva es de 39 HZ, se evidencia que la ESP está en capacidad para aumentar un mayor caudal de producción.

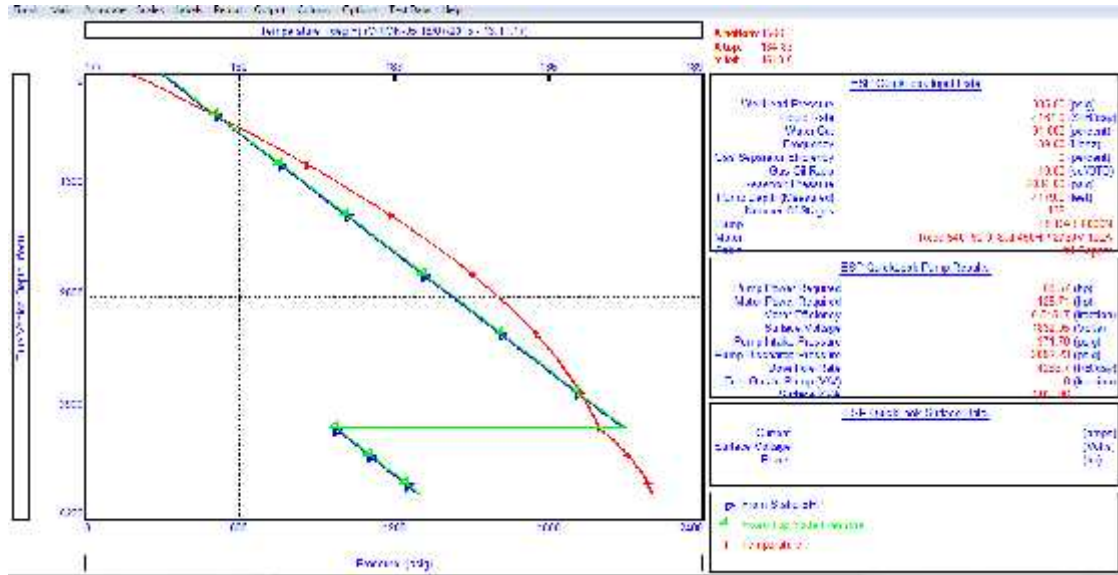
Figura 47: Condiciones de la Bomba Electro sumergible



Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

En esta ventana nuevamente se da clic en el botón "Calculate" ubicado en la parte superior e inmediatamente el software comenzará a realizar los cálculos necesarios. Cuando PROSPER ha terminado de realizar los cálculos, el usuario debe hacer clic en el botón "Plot" ubicado en la parte superior y aparecerá la siguiente figura (48): esto indica que los cálculos realizados son los esperados y son muy similares a los parámetros actuales de cada pozo.

Figura 48: ESP Quicklook condiciones estándar de trabajo



Fuente. IPM, Petroleum Experts, "PROSPER".

3.3 RESULTADOS DE FLUIDOS DE ACUERDO A LAS DIFERENTES SENSIBILIDADES REALIZADAS CON FRECUENCIAS (HZ) EN LA ESP

Al tener simulado el diseño actual de los Pozos ORIÓNES con un resultado muy aproximado de los fluidos a la realidad, se procede a realizar las sensibilizaciones con Prosper y plantear las nuevas variables operativas de los fluidos después de la sensibilización.

3.3.1 Sensibilidad ORIÓN-01 con diferentes presiones en cabeza y una frecuencia constante

En el recuadro (16) se realizó sensibilidades con diferentes Presiones en Cabeza, tales como 150 psi, 200 psi, 250 psi, 316 psi, 350 psi y 400 psi teniendo para estos cálculos una frecuencia constante de 47 Hz.

Tabla 16: Predicción de Resultados Frecuencia 47 Hz con diferentes WHP
 ORIÓN-01.

Pozo Orion-01: Diferentes presiones en cabeza y frecuencia constante de 47 HZ								
Presion en Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Caudal total (Bfpd)	Caudal Aceite (Bopd)	Caudal de Agua (Bwpd)	Presion de fondo fluyente (psi)	Presion de Intake (psi)	Eficiencia ESP (%)	Potencia requerida (HP)
150	47	5457	562	4895	1241	1101	55	183
200	47	5387	555	4833	1251	1101	55	183
250	47	5318	547	4770	1261	1102	55,2	183,9
316	47	5226	538	4688	1274	1102	55,2	183,9
350	47	5173	532	4640	1281	1102	55,2	183,9
400	47	5081	523	4557	1295	1102	55,2	183,9

Fuente: El Autor.

3.3.2 Sensibilidades de ORIÓN-01 con diferentes frecuencias y diferentes presiones en cabeza

Estos cuadros muestran la distribución de diferentes sensibilidades de aceite y agua con diferentes frecuencias que oscilan desde 45 Hz, 46 Hz, 47 Hz, 48 Hz, 49 Hz hasta 50 Hz con una WHP constante para cada cuadro que oscila desde 150 psi hasta 450 psi.

Tabla 17: Predicción de Resultados WHP 150 psi ORIÓN-01.

Presion en Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Caudal total (Bfpd)	Caudal Aceite (Bopd)	Caudal de Agua (Bwpd)	Presion de fondo fluyente (psi)	Presion de Intake (psi)	Eficiencia ESP (%)	Potencia requerida (HP)
150	45	5174	532	4641	1281	1142	57,2	161,8
150	46	5322	548	4774	1260	1120	56,5	172,8
150	47	5477	564	4913	1238	1098	56,1	184,5
150	48	5625	579	5045	1217	1077	55,4	196,4
150	49	5778	595	5183	1195	1055	54,9	209,1
150	50	5926	610	5315	1174	1034	54,3	222,1

Fuente: El Autor.

Tabla 18: Predicción de Resultados WHP 200 psi ORIÓN-01.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
200	45	5094	524	4569	1293	1153	58,3	161,6
200	46	5249	540	4708	1271	1131	57,7	172,7
200	47	5402	556	4846	1249	1109	57,1	184,3
200	48	5555	572	4983	1227	1087	56,5	196,4
200	49	5708	588	5120	1205	1065,8	56,2	209
200	50	5860	603	5256	1183	1044	55,4	222

Fuente: El Autor.

Tabla 19: Predicción de Resultados WHP 250 psi ORIÓN-01.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
250	45	5015	516	4498	1304	1164	59,4	161,4
250	46	5175	533	4642	1281	1142	58,9	172,6
250	47	5327	548	4778	1259	1120	58,2	184,2
250	48	5485	565	4920	1237	1097	57,7	196,3
250	49	5637	580	5056	1215	1075	57	208,9
250	50	5793	596	5197	1193	1053	56,5	222

Fuente: El Autor.

En el Cuadro (20) Se muestra las condiciones actuales del pozo ORIÓN-01 estas son: WHP 316 psi, 47 Hz, 538 Bopd, 4689 Bwprd.

Tabla 20: Predicción de Resultados WHP 316 psi ORIÓN-01.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
316	45	4910	505	4404	1319	1179	60,8	161,2
316	46	5067	521	4545	1297	1297	76,9	172,3
316	47	5228	538	4689	1274	1134	59,6	184
316	48	5385	554	4830	1251	1111	59	196,1
316	49	5543	571	4972	1229	1089	58,4	208,7
316	50	5701	587	5113	1206	1066	57,8	221,9

Fuente: El Autor.

Tabla 21: Predicción de Resultados WHP 350 psi ORIÓN-01.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
350	45	4850	499	4351	1328	1188	60,8	161,2
350	46	5011	516	4495	1305	1165	60,7	172,1
350	47	5176	533	4643	1281	1141	60,3	183,8
350	48	5333	549	4783	1259	1119	59,6	195,9
350	49	5543	571	4972	1229	1089	58,4	208,7
350	50	5701	587	5113	1206	1066	57,8	221,9

Fuente: El Autor.

Tabla 22: Predicción de Resultados WHP 400 psi ORIÓN-01.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
400	45	4760	490	4270	1340	1201	66	160,6
400	46	4929	507	4421	1316	1177	61,6	171,8
400	47	5092	524	4567	1293	1153	61	183,5
400	48	5256	541	4714	1270	1130	60,5	195,7
400	49	5418	558	4860	1246	1107	59,9	208,4
400	50	5578	574	5004	1224	1084	79,3	221,5

Fuente: El Autor.

Tabla 23: Predicción de Resultados WHP 450 psi ORIÓN-01.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
450	45	4671	481	4189	1353	1214	62,8	160,1
450	46	4841	498	4342	1329	1189	62,3	171,4
450	47	5008	515	4492	1305	1165	61,8	183,1
450	48	5178	533	4645	1281	1141	61,4	195,4
450	49	5339	549	4789	1258	1118	60,7	208
450	50	5505	567	4938	1234	1094	60,2	221,3

Fuente: El Autor.

3.3.3 Sensibilidad ORIÓN-02 con diferentes presiones en cabeza y una frecuencia constante

En el recuadro (24) se realizaron sensibilidades con diferentes Frecuencias, tales como 33 Hz, 34 Hz, 35 Hz, 36 Hz, 38 Hz, y 40 Hz teniendo para estos cálculos una presión en cabeza constante de 287 psi.

Tabla 24: Predicción de Resultados con diferentes Frecuencias y un WHP constante para ORIÓN-02.

Pozo Orion-02: Diferentes frecuencias con una presión en cabeza constante de 287 (psi)								
Presión en Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Caudal total (Bfpd)	Caudal Aceite (Bopd)	Caudal de Agua (Bwpd)	Presión de fondo fluyente (psi)	Presión de Intake (psi)	Eficiencia ESP (%)	Potencia requerida (HP)
287	33	437	271	166	1556	1380	53,6	9,85
287	34	473	293	180	1519	1342	55	10,9
287	35	508	315	193	1482	1305	56,3	12
287	36	539	334	205	1449	1273	56,8	13,2
287	38	608	377	231	1377	1201	52,6	15,8
287	40	670	415	255	1312	1135	57,8	18,5

Fuente: El Autor.

3.3.4 Sensibilidades de ORIÓN-02 con diferentes frecuencias y diferentes presiones en cabeza

Estos cuadros muestran la distribución de diferentes sensibilidades de aceite y agua, con diferentes frecuencias que oscilan desde 33 Hz, 34 Hz, 35 Hz, 36 Hz, 38 Hz hasta 40 Hz con una WHP constante, para cada cuadro que oscila desde 150 psi hasta 400 psi.

Tabla 25: Predicción de Resultados WHP 150 psi ORIÓN-02.

Presión en Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Caudal total (Bfpd)	Caudal Aceite (Bopd)	Caudal de Agua (Bwpd)	Presión de fondo fluyente (psi)	Presión de Intake (psi)	Eficiencia ESP (%)	Potencia requerida (HP)
150	33	532	330	202	1457	1281	39,9	10,3
150	34	561	347	214	1427	1312	57,5	10,2
150	35	543	330	213	1397	1220	59,2	12,4
150	36	619	384	235	1366	1190	59,4	13,5
150	38	674	418	256	1308	1132	59,4	15,9
150	40	729	452	277	1249	1073	59,2	18,5

Fuente: El Autor.

Tabla 26: Predicción de Resultados WHP 200 psi ORIÓN-02.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
200	33	502	311	191	1489	1284	58	10,3
200	34	533	330	203	1456	1280	58,1	11,2
200	35	563	349	214	1425	1248	58,6	12,6
200	36	593	368	225	1393	1217	59	13,4
200	38	652	404	248	1331	1155	59,4	15,9
200	40	710	440	270	1271	1095	59,4	18,5

Fuente: El Autor.

Tabla 27: Predicción de Resultados WHP 250 psi ORIÓN-02.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
250	33	469	291	178	1524	1347	55,8	10
250	34	502	311	191	1489	1313	56,8	11,1
250	35	534	331	203	1279	1279	57,6	9,9
250	36	566	351	215	1422	1246	58,2	13,4
250	38	628	389	239	1357	1180	59	15,8
250	40	687	426	261	1293	1117	59,4	18,5

Fuente: El Autor.

En el Cuadro 28 Se muestra las condiciones actuales del pozo ORIÓN-02 estas son: WHP 287 psi, 33 Hz, 273 Bopd, 167 Bwprd y 440 Bfpd.

Tabla 28: Predicción de Resultados WHP 287 psi ORIÓN-02.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
287	33	440	273	167	1553	1377	38	9,9
287	34	475	294	181	1340	1340	55,9	10,9
287	35	510	316	194	1481	1304	56,5	12,11
287	36	544	337	207	1445	1268	57,4	13,3
287	38	608	377	231	1377	1201	58,5	15,8
287	40	670	415	255	1312	1135	59,2	18,5

Fuente: El Autor.

Tabla 29: Predicción de Resultados WHP 350 psi ORIÓN-02.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
350	33	389	241	148	1608	1430	50,4	9,52
350	34	427	265	162	1568	1391	52,3	10,6
350	35	1816	288	1528	1528	1351	53,9	11,8
350	36	501	311	190	1490	1313	55,2	13
350	38	572	354	218	1416	1239	57,2	15,6
350	40	639	396	243	1345	1169	58,5	18,4

Fuente: El Autor.

Tabla 30: Predicción de Resultados WHP 400 psi ORIÓN-02.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
400	33	346	214	132	1654	1476	46,8	9,1
400	34	384	238	146	1612	1435	49,1	10,2
400	35	424	263	161	1571	1934	51,2	11,4
400	36	463	287	176	1530	1353	53	12,7
400	38	539	334	205	1450	1273	55,8	15,4
400	40	610	378	232	1375	1198	57,6	18,2

Fuente: El Autor.

3.3.5 Sensibilidad ORIÓN-03 con diferentes presiones en cabeza y una frecuencia constante

En el recuadro (31) se realizó sensibilidades con diferentes Presiones en Cabeza, tales como 150 psi, 200 psi, 250 psi, 311 psi, 350 psi, 400 psi y 450 psi teniendo para estos cálculos una frecuencia constante de 40 Hz.

Tabla 31: Predicción de Resultados Frecuencia 40 Hz con diferentes WHP
ORIÓN-03.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
150	40	126	58	68	1425	1209	21.1	10.0
200	40	115	53	62	1475	1260	19.6	9.91
250	40	105	48	57	1526	1310	18.1	9.76
311	40	92	42	50	1588	1371	16.2	9.58
350	40	84	39	45	1628	1411	14.9	9.46
400	40	73	33	40	1680	1463	13.26	9.3
450	40	62	29	33	1733	1516	11.47	9.14

Fuente: El Autor.

3.3.6 Sensibilidades de ORIÓN-03 con diferentes frecuencias y diferentes presiones en cabeza

Estos cuadros muestran la distribución de diferentes sensibilidades de aceite y agua, con diferentes frecuencias que oscilan desde 40 Hz, 41 Hz, 42 Hz, 43 Hz, 45 Hz, 47 Hz hasta 49 Hz con una WHP constante, para cada cuadro que oscilan sus presiones en cabeza desde 150 psi hasta 400 psi.

Tabla 32: Predicción de Resultados WHP 150 psi ORIÓN-03.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
150	40	126.9	58.4	68.5	1425	1209	21.1	10.06
150	41	137	63	74	1376	1160	22.04	10.94
150	42	147	68	79	1326	1111	22.09	11.87
150	43	157	72	85	1275	1060	23.77	12.85
150	45	165	82	83	1171	956	25.37	14.99
150	47	202	93	109	1062	847	26.86	17.37
150	49	226	104	122	950	735	28.25	20

Fuente: El Autor.

Tabla 33: Predicción de Resultados WHP 200 psi ORIÓN-03.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
200	40	115	53	62	1475	1259	19.68	9.91
200	41	126	58	68	1426	1210	20.67	10.78
200	42	137	63	74	1376	1160	21.62	11.7
200	43	147	68	79	1325	1110	22.53	12.68
200	45	169	78	91	1220	1005	24.24	14.8
200	47	192	88	104	1111	896	25.83	17.16
200	49	215	99	116	784	784	27.31	19.78

Fuente: El Autor.

Tabla 34: Predicción de Resultados WHP 250 psi ORIÓN-03.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
250	40	105	48	57	1526	1309	30.31	9.76
250	41	116	53	63	1476	1260	19.2	10.6
250	42	126	58	68	1426	1210	20.2	11.5
250	43	137	63	74	1375	1159	21.2	12.51
250	45	159	73	86	1270	1054	23.08	14.62
250	47	181	83	98	1160	945	24.77	16.96
250	49	206	95	111	1047	832	26.34	19.56

Fuente: El Autor.

Tabla 35: Predicción de Resultados WHP 311 psi ORIÓN-03.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
311	40	92	42	50	1588	1371	16.27	9.58
311	41	113	52	61	1487	1271	18.55	11.34
311	42	124	57	67	1436	1220	19.61	12.3
311	43	124	57	67	1436	1220	19.61	12.3
311	45	146	67	79	1330	1115	21.6	14.3
311	47	169	78	91	1221	1005	23.43	16.72
311	49	193	89	104	1107	892	25.12	19.29

Fuente: El Autor.

Tabla 36: Predicción de Resultados WHP 350 psi ORIÓN-03.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
350	40	83	38	45	1628	1411	14.99	9.46
350	41	94	43	51	1578	1361	16.24	10.31
350	42	104	48	56	1527	1311	17.42	11.21
350	43	115	53	62	1475	1259	18.53	12.17
350	45	138	63	75	1369	1153	20.63	14.25
350	47	161	74	87	1259	1044	22.54	16.56
350	49	185	85	100	1145	930	24.31	19.12

Fuente: El Autor.

Tabla 37: Predicción de Resultados WHP 400 psi ORIÓN-03.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
400	40	72	33	39	1680	1463	13.29	9.3
400	41	83	38	45	1629	1413	14.63	10.15
400	42	94	43	51	1578	1362	15.91	11.05
400	43	105	48	57	1526	1310	17.11	12
400	45	127	58	69	1419	1203	19.34	14.06
400	47	150	69	81	1309	1093	21.38	16.36
400	49	174	80	94	1195	979	23.25	18.9

Fuente: El Autor.

3.3.7 Sensibilidad ORIÓN-04 con diferentes presiones en cabeza y una frecuencia constante

En el recuadro (38) se realizó sensibilidades con diferentes Presiones en Cabeza, tales como 150 psi, 200 psi, 250 psi, 291 psi, 350 psi y 400 psi teniendo para estos cálculos una frecuencia constante de 48 Hz.

Tabla 38: Predicción de Resultados Frecuencia 48 Hz con diferentes WHP
ORIÓN-04.

Pozo Orion-04: Diferentes presiones en cabeza y frecuencia constante de 48 HZ								
Presion en Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Caudal total (Bfpd)	Caudal Aceite (Bopd)	Caudal de Agua (Bwppd)	Presion de fondo fluyente (psi)	Presion de Intake (psi)	Eficiencia ESP (%)	Potencia requerida (HP)
150	48	5408	1568	3840	1367	1367	61.2	145.4
200	48	5318	1542	3776	1383	1096	61.2	145.4
250	48	5228	1516	3712	1398	1096	73.4	145.4
291	48	5155	1495	3660	1411	1096	61.2	145.4
350	48	5049	1464	3585	1429	1096	61.2	145
400	48	4960	1438	3522	1444	1096	61.2	145.4

Fuente: El Autor.

3.3.8 Sensibilidades de ORIÓN-04 con diferentes frecuencias y diferentes presiones en cabeza

Estos cuadros muestran la distribución de diferentes sensibilidades de aceite y agua con diferentes frecuencias que oscilan desde 46 Hz, 47 Hz, 49 Hz, 51 Hz, 52 Hz hasta 53 Hz con una WHP constante para cada cuadro que oscila desde 150 psi hasta 400 psi.

Tabla 39: Predicción de Resultados WHP 150 psi ORIÓN-04.

Presion en Cabeza (psi)	Frecuencia (Hz)	Caudal total (Bfpd)	Caudal Aceite (Bopd)	Caudal de Agua (Bwppd)	Presion de fondo fluyente (psi)	Presion de Intake (psi)	Eficiencia ESP (%)	Potencia requerida (HP)
150	46	5146	1492	3654	1412	1141	71.9	128.2
150	47	5281	1531	3750	1389	1117	62	136.7
150	49	5557	1611	3946	1341	1070	61.3	155
150	51	5835	1692	4143	1293	1022	60.6	174.9
150	52	5976	1733	4243	1269	998	60.3	185.4
150	53	6114	1773	4341	1245	974	59.9	196.3

Fuente: El Autor.

Tabla 40: Predicción de Resultados WHP 200 psi ORIÓN-04.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
200	46	5053	1465	3588	1428	1157	63.5	127.9
200	47	5194	1506	3688	1404	1132	63.2	136.5
200	49	5334	1547	3787	1380	1108	62.8	145.5
200	51	5786	1699	4087	1307	1036	61.7	174.7
200	52	5897	1710	4187	1283	1011	61.4	185.3
200	53	6038	1751	4287	1258	987	61	196.2

Fuente: El Autor.

Tabla 41: Predicción de Resultados WHP 250 psi ORIÓN-04.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
250	46	4962	1439	3523	1444	1172	64.5	127.7
250	47	5105	1480	3625	1419	1148	72.6	136.3
250	49	5390	1563	3827	1370	1099	74.1	154.7
250	51	5676	1646	4030	1321	1049	75.5	174.6
250	52	5817	1687	4130	1297	1025	62.3	185.1
250	53	5962	1729	4233	1272	1000	62.1	196.1

Fuente: El Autor.

En el Cuadro 42 Se muestra las condiciones actuales del pozo ORIÓN-04 estas son: WHP 291 psi, 48 Hz, 1495 Bopd, 3660 Bwprd.

Tabla 42: Predicción de Resultados WHP 291 psi ORIÓN-04.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
291	46	4886	1417	3469	1457	1186	65.3	127.5
291	47	5028	1458	3570	1433	1161	72.6	136.1
291	48	5155	1495	3660	1411	1096	61.2	145.4
291	49	5317	1542	3775	1383	1111	64.2	154.4
291	51	5606	1626	3980	1333	1061	63.5	174.4
291	52	5751	1668	4083	1308	1037	63.1	184.9
291	53	5895	1709	4186	1283	1012	62.8	195.9

Fuente: El Autor.

Tabla 43: Predicción de Resultados WHP 350 psi ORIÓN-04.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
350	46	4766	1382	3384	1478	1206	66.1	127
350	47	4916	1426	3490	1452	1180	65.9	135.7
350	49	5210	1511	3699	1401	1130	65.2	154.1
350	51	5504	1596	3908	1350	1079	64.5	174
350	52	5652	1639	4013	1325	1053	64.2	184.6
350	53	5797	1681	4116	1300	1028	63.8	195.6

Fuente: El Autor.

Tabla 44: Predicción de Resultados WHP 400 psi ORIÓN-04.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
400	46	4664	1353	3311	1495	1224	66.8	126.6
400	47	4816	1397	3419	1469	1198	66.5	135.2
400	49	5117	1484	3633	1417	1146	66	153.7
400	51	5418	1571	3847	1365	1094	65.3	173.7
400	52	5564	1613	3951	1340	1069	64.9	184.3
400	53	5715	1657	4058	1314	1043	64.6	195.3

Fuente: El Autor.

3.3.9 Sensibilidad ORIÓN-05 con diferentes presiones en cabeza y una frecuencia constante

En el recuadro (45) se realizó sensibilidades con diferentes Presiones en Cabeza, tales como 150 psi, 200 psi, 250 psi, 305 psi, 350 psi, y 400 psi teniendo para estos cálculos una frecuencia constante de 39 Hz.

Tabla 45: Predicción de Resultados Frecuencia 39 Hz con diferentes WHP
ORIÓN-05.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
150	39	4435	399	4036	1329	1034	110.4	66.4
200	39	4350	391	3959	1343	1034	110.4	66.4
250	39	4264	383	3881	1356	1034	110.4	66.4
305	39	4171	375	3796	1371	1034	110.4	66.4
350	39	4094	368	3726	1383	1034	110.4	66.4
400	39	3997	359	3638	1399	1034	110.4	66.4

Fuente: El Autor.

3.3.10 Sensibilidades de ORIÓN-05 con diferentes frecuencias y diferentes presiones en cabeza

Estos cuadros muestran la distribución de diferentes sensibilidades de aceite y agua con diferentes frecuencias que oscilan desde 37 Hz, 39 Hz, 41 Hz, 42 Hz, 44 Hz hasta 45 Hz con una WHP constante para cada cuadro que oscila desde 150 psi hasta 400 psi.

Tabla 46: Predicción de Resultados WHP 150 psi ORIÓN-05.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
150	37	4140	372	3768	1376	1067	115.3	55.4
150	39	4459	401	4058	1326	1016	52.7	65.4
150	41	4615	415	4200	1301	110.6	110.6	70.9
150	42	4930	443	4487	1251	941	58.8	82.8
150	44	5242	471	4771	1201	892	104	96.5
150	45	5397	485	4912	1177	867	101.9	104

Fuente: El Autor.

Tabla 47: Predicción de Resultados WHP 200 psi ORIÓN-05.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
200	37	4047	364	3683	1391	1082	116.8	55.4
200	39	4374	393	3981	1339	1030	114.9	65
200	41	4698	422	4276	1288	978	112.4	75.9
200	42	4854	436	4418	1263	953	110.2	82.2
200	44	5173	465	4708	903	107	107.1	95.4
200	45	5329	479	4850	1187	878	105.1	102.9

Fuente: El Autor.

Tabla 48: Predicción de Resultados WHP 250 psi ORIÓN-05.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
250	37	3954	355	3599	1406	1096	118.4	55.4
250	39	4286	385	3901	1353	1044	116.6	64.9
250	41	4615	415	4200	1301	991	114.4	75.6
250	42	4778	430	4348	1275	966	112.9	81.6
250	44	5101	459	4642	1224	914	109.7	94.7
250	45	5261	473	4788	1198	889	108.3	101.7

Fuente: El Autor.

En el Cuadro (49) Se muestra las condiciones actuales del pozo ORIÓN-05 estas son: WHP 305 psi, 39 Hz, 377 Bopd, 3813 Bwprd y 4190 Bfprd.

Tabla 49: Predicción de Resultados WHP 305 psi ORIÓN-05.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
305	37	3841	345	3496	1424	1114	48.7	55.6
305	39	4190	377	3813	1368	1059	118.5	64.7
305	41	4524	407	4117	1315	1006	116.4	75.4
305	42	4694	422	4272	1288	979	115.8	81
305	44	5020	451	4569	1236	927	112.6	93.9
305	45	5184	466	4718	1210	901	111.3	100.7

Fuente: El Autor.

Tabla 50: Predicción de Resultados WHP 350 psi ORIÓN-05.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
350	37	3744	337	3407	1439	1130	117.9	56
350	39	4101	369	3732	1073	1073	118.6	65
350	41	4274	384	3890	1355	1046	54.3	70
350	42	4616	415	4201	1301	1301	116.8	81
350	44	4955	446	4509	1247	938	115	93.3
350	45	5117	460	4657	1221	912	113.1	100.3

Fuente: El Autor.

Tabla 51: Predicción de Resultados WHP 400 psi ORIÓN-05.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
400	37	3631	326	3305	1457	1147	116.8	56.4
400	39	4000	360	3640	1399	1089	118.3	65.3
400	41	4357	392	3965	1342	1032	118.5	75.4
400	42	1721	407	1314	1314	1005	117.9	81
400	44	4873	438	4435	1260	950	116.2	93.2
400	45	5041	453	4588	1233	924	115	99.9

Fuente: El Autor.

3.3.11 Sensibilidad ORIÓN-06 con diferentes presiones en cabeza y una frecuencia constante.

En el recuadro (52) se realizó sensibilidades con diferentes Presiones en Cabeza, tales como 150 psi, 200 psi, 250 psi, 299 psi, 350 psi, 400 psi y 450 psi, teniendo para estos cálculos una frecuencia constante de 47 Hz.

Tabla 52: Predicción de Resultados Frecuencia 47 Hz con diferentes WHP
ORIÓN-06.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
150	47	2008	522	1486	1321	1076	25.4	122.7
200	47	1878	488	1390	1365	1119	24.3	120.4
250	47	1747	454	1293	1409	1163	23.1	118.2
299	47	1619	421	1198	1452	1206	21.9	116
350	47	1485	386	1099	1498	1252	20.6	113.7
400	47	1352	351	1001	1542	1296	19.2	111.5
450	47	1219	317	902	1588	1341	17.7	109.3

Fuente: El Autor.

3.3.12 Sensibilidades de ORIÓN-06 con diferentes frecuencias y diferentes presiones en cabeza

Estos cuadros muestran la distribución de diferentes sensibilidades de aceite y agua con diferentes frecuencias que oscilan desde 46 Hz, 47 Hz, 48 Hz, 49 Hz, 50 Hz, 51 Hz hasta 52 Hz con una WHP constante para cada cuadro que oscila desde 150 psi hasta 400 psi.

Tabla 53: Predicción de Resultados WHP 150 psi ORIÓN-06

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwpd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
150	46	1908	496	1412	1355	1109	24.9	114.1
150	47	2008	522	1486	1321	1075	25.4	122.7
150	48	2109	548	1561	1286	1041	25.8	131.8
150	49	2213	575	1638	1251	1006	26.3	141.4
150	50	2319	603	1716	1216	971	26.7	151.4
150	51	2425	630	1795	1180	935	27.1	161.9
150	52	2533	658	1875	1143	898	27.5	173

Fuente: El Autor.

Tabla 54: Predicción de Resultados WHP 200 psi ORIÓN-06.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
200	46	1777	462	1315	1399	1153	23.7	111.9
200	47	1878	488	1390	1365	1119	14.3	120.4
200	48	1981	515	1466	1330	1085	24.8	129.4
200	49	2085	542	1543	1295	1049	25.3	138.9
200	50	2190	569	1621	1259	1014	25.8	148.8
200	51	2297	597	1700	1223	978	26.2	159.3
200	52	2406	625	1781	1186	941	26.7	170.2

Fuente: El Autor.

Tabla 55: Predicción de Resultados WHP 250 psi ORIÓN-06.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
250	46	1646	428	1218	1443	1197	22.5	109.7
250	47	1747	454	1293	1409	1163	23.1	118.2
250	48	1851	481	1370	1374	1128	23.7	127.1
250	49	1955	508	1447	1339	1093	24.3	136.4
250	50	2062	536	1526	1303	1057	24.8	146.3
250	51	2170	564	1606	1266	1021	25.3	156.6
250	52	2279	592	1687	1229	984	25.8	167.4

Fuente: El Autor.

En el Cuadro (56) Se muestra las condiciones actuales del pozo ORIÓN-06 estas son: WHP 299 psi, 47 Hz, 421 Bopd, 1198 Bwprd y 1619 Bfprd.

Tabla 56: Predicción de Resultados WHP 299 psi ORIÓN-06.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
299	46	1517	394	1123	1487	1241	21.3	107.6
299	47	1619	421	1198	1452	1206	21.9	116
299	48	1723	448	1275	1417	1171	22.6	124.8
299	49	1828	475	1353	1381	1136	23.2	134
299	50	1935	503	1432	1345	1100	23.8	143.8
299	51	2044	531	1513	1309	1063	24.3	154
299	52	2154	560	1594	1272	1026	24.9	164.7

Fuente: El Autor.

Tabla 57: Predicción de Resultados WHP 350 psi ORIÓN-06.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
350	46	1381	359	1022	1532	1287	19.8	105.4
350	47	1485	386	1099	1498	1252	20.6	113.7
350	48	1590	413	1177	1462	1216	21.3	122.4
350	49	1696	441	1255	1426	1181	22.0	131.5
350	50	1804	469	1335	1390	1144	22.7	141.2
350	51	1912	497	1415	1353	1108	23.3	151.3
350	52	2023	526	1497	1316	1070	23.9	161.9

Fuente: El Autor.

Tabla 58: Predicción de Resultados WHP 400 psi ORIÓN-06.

<i>Presion en Cabeza (psi)</i>	<i>Frecuencia (Hz)</i>	<i>Caudal total (Bfpd)</i>	<i>Caudal Aceite (Bopd)</i>	<i>Caudal de Agua (Bwprd)</i>	<i>Presion de fondo fluyente (psi)</i>	<i>Presion de Intake (psi)</i>	<i>Eficiencia ESP (%)</i>	<i>Potencia requerida (HP)</i>
400	46	1248	324	924	1578	1332	18.4	103.3
400	47	1352	351	1001	1542	1296	19.2	111.5
400	48	1458	379	1079	1507	1261	20.07	120.1
400	49	1878	407	1471	1225	1225	20.8	129.1
400	50	1673	435	1238	1434	1188	21.5	138.7
400	51	1783	463	1320	1397	1151	22.2	148.7
400	52	1894	492	1402	1359	1114	22.8	159.2

Fuente: El Autor.

4. RE-DISEÑO DE LA LÍNEA(S) DE PRODUCCIÓN

En el actual capítulo se realiza un re-diseño de la línea actual con el transporte de fluidos del campo Piguita hacia la estación Becerrero, mediante la simulación en el software GAP, teniendo en cuenta las condiciones actuales se determinaron algunas posibles soluciones o escenarios que mejor se ajusten a las necesidades de transporte de fluido.

4.1 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE GAP

GAP es una herramienta que modela las facilidades de superficie de los sistemas de producción de cualquier campo, los modelamientos simulan sistemas de producción como aceite, agua, sistemas de inyección o gas si lo requiere el sistema. Para que la simulación sea lo más real posible GAP debe relacionar el software PROSPER mencionado anteriormente en el Capítulo 3.

4.2 SENSIBILIDADES DE TAMAÑOS DE DIÁMETROS DE LA LÍNEA ACTUAL DE 6 PULGADAS CONSIDERANDO SU PRODUCCIÓN MAS APROXIMADA EN GAP.

Debido a las restricciones que posee el campo Piguita en la red de facilidades en superficie se genera un impacto de presiones altas que impiden un desplazamiento de fluido adecuado hacia la estación Becerrero. Por intermedio del software GAP se evaluó la topografía del terreno que recorren todas las líneas de fluido y se considera que el área es plana por lo tanto son 100% horizontales.

Para el campo Piguita los pozos ORIÓN-001, ORIÓN-003 y ORIÓN-005 la producción va por tres líneas independientes de 3.5 pulg hasta llegar a un manifold,

luego este fluido pasa por unos tanques cilíndricos horizontales y pasan inmediatamente a un cargadero que es adaptado para el despacho de crudo por Carro Tanques que los transportan hasta la Estación Becerrero sin remoción de agua libre.

Para el caso de los Pozos ORIÓN-002, ORIÓN-004 y ORIÓN-006 la producción va por tres líneas independientes de 38 mts de longitud cada una, luego estas líneas se empalman en una troncal de 6 Pulg de 16 de Kilómetros de longitud. Dependiendo del contenido de agua este crudo se envía a uno de los diferentes trenes de deshidratación.

Adicionalmente en la línea de cabeza de pozo se encuentran instalados indicadores de presión y temperatura junto con medidores de caudal llamados Coriolisis.

En el recuadro de la figura (49) se pueden observar las correlaciones realizadas a diferentes autores en GAP para el caso base de la línea actual de 6 Pulg de acuerdo a la producción real que es de 17876 Bfpd la correlación más aproximada es la de Dun and Ros (Modified) teniendo un margen de error del 0,59% teniendo una producción de 17571 bfpd.

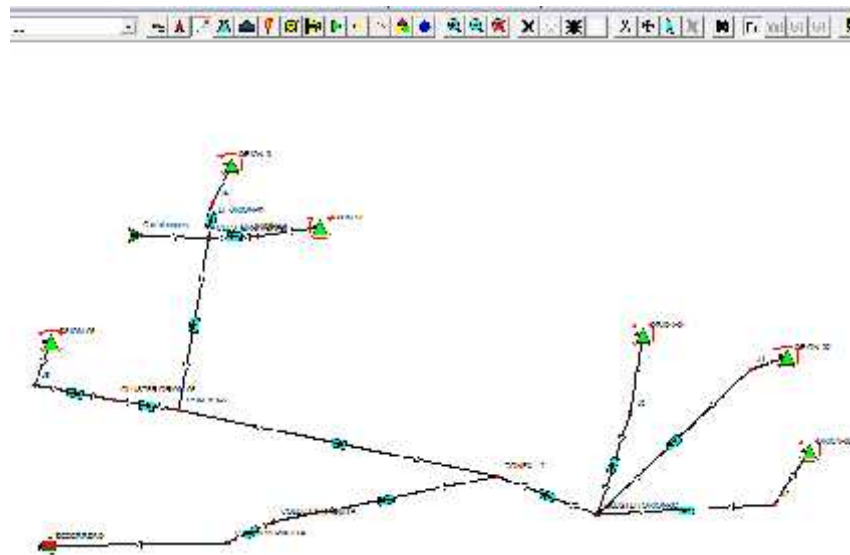
Figura 49: Correlaciones de diferentes autores en GAP

Correlaciones GAP con Diametro de 6 Pulg									Produccion Test
AUTORES	Carrotanques	ACEITE	AGUA	FLUIDO	CT + LINEA OIL	Diferencias	Porcentaje de error	Diametros (pulg)	17676
Beggs and Brill	5200	2642	8945	11587	16787	889	5,03	6,00	
Beggs and Brill (Gas Head)	5200	2760	9330	12090	17290	386	2,18	6,00	
Dukler Flannigan	5200	2646	8958	11604	16804	872	4,93	6,00	
Dun and Ros (Modified)	5200	2826	9545	12371	17571	105	0,59	6,00	
Duns and Ros (Original)	5200	2648	8960	11608	16808	868	4,91	6,00	
Fancher Brown	5200	2658	8994	11652	16852	824	4,66	6,00	
GRE (modified by PE)	5200	2650	8969	11619	16819	857	4,85	6,00	
GRE (oiginal)	5200	2648	8963	11611	16811	865	4,89	6,00	
GRE (with AE)	5200	2648	8963	11611	16811	865	4,89	6,00	
GRE (with DSM)	5200	2648	8963	11611	16811	865	4,89	6,00	
Hagedorn Brown	5200	2646	8954	11600	16800	876	4,96	6,00	
HYDRO 3P	5200	2727	9224	11951	17151	525	2,97	6,00	
Mukerjee Brill	5200	2533	8589	11122	16322	1354	7,66	6,00	

Fuente: El Autor.

En la figura Número (50) se visualiza la distribución real de las líneas en superficie y los fluidos extraídos del campo Piguita, luego se puede ratificar mediante la simulación que las producciones diarias de fluido y presiones que se manejan en el campo coinciden con el modelo de la simulación lo cual nos indica que nos permite simular con certeza los diferentes escenarios que se requieren plantear.

Figura 50: Resultados de GAP línea de actual de transferencia 6 Pulg psi.



Fuente: IPM, Petroleum Experts, GAP

En la tabla inferior número 59 se traza la producción de las pruebas de pozo reales teniendo en cuenta aceite, fluido, frecuencia y Presiones en cabeza las cuales son:

Tabla 59: Condiciones actuales del Campo Piguita

CONDICIONES ACTUALES DEL CAMPO PIGUITA					
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (Hz)	WHP (psi)
ORIÓN-01	525	4731	5256	47	316
ORIÓN-02	272	168	440	33	287
ORIÓN-03	53	62	115	40	311
ORIÓN-04	1505	3704	5209	48	291
ORIÓN-05	395	3766	4161	39	305
ORIÓN-06	649	1846	2495	47	300
TOTAL	3399	14277	17676		

Fuente: El Autor.

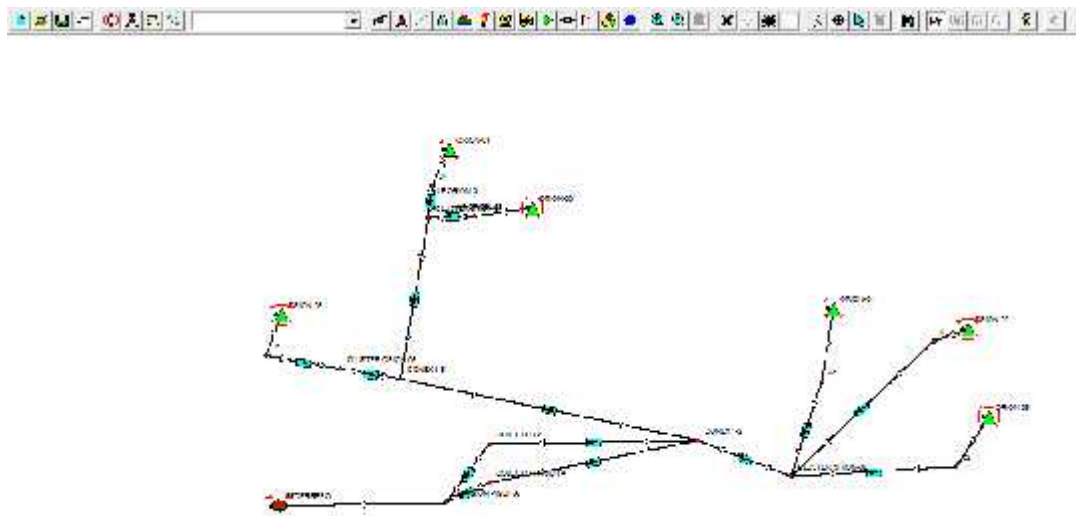
4.3 REDISEÑO LÍNEAS DE SUPERFICIE POZOS ORIÓN

Para el campo Piguita teniendo en cuenta condiciones y resultados expuestos anteriormente en el software Prosper se realizaron cuatro escenarios de prueba, para diferentes diámetros de líneas dentro del Software GAP.

4.3.1 Primer escenario, Línea de 6 Pulgadas propuesta

Se tomó una línea de 6" con una distancia de 16 km, la cual presenta liberación de las restricciones en la presión de cabeza que inicialmente superan los 300 psi, es por esto que se realizó un escenario con una línea paralela que se visualiza en la Figura 51.

Figura 51: Resultados de GAP línea de transferencia propuesta paralela de 6 Pulg.



Fuente: IPM, Petroleum Experts, GAP

En cuanto a las correlaciones utilizadas en GAP para el modelamiento del flujo multifásico horizontal fueron las siguientes Beggs and Brill y Duns and

RosModificado. Estas correlaciones fueron las que más se ajustaron a la realidad del Campo Piguita

En la tabla inferior número (60) se visualizan los resultados obtenidos por las sensibilidades de la línea paralela de 6” la cual se ve claramente que hay una disminución notoria de la presión en cabeza, permitiendo aliviar la restricción de presiones en la línea.

Tabla 60: Condiciones de la línea Propuesta de 6 pulg sin CIKS en GAP

CONDICIONES DE LA LÍNEA PROPUESTA DE 6 (PULG) SIN CTKS EN GAP					
POZO	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (HZ)	WHP (psi)
ORIÓN-01	545.7	4752.8	5299	47	127
ORIÓN-02	315.6	193.4	509	33	125
ORIÓN-03	67.2	78.9	146	40	124
ORIÓN-04	1526.8	3738	5265	48	127
ORIÓN-05	384.7	3890	4275	39	143
ORIÓN-06	761.8	2168.3	2930	47	126
TOTAL	3601.8	14821.4	18423		

Fuente: El Autor.

En la tabla (61) las diferencias de producción, según la simulación genera un aumento de 202 BOPD, entre las condiciones actuales de la línea y las condiciones de la simulación con la línea paralela de 6” permite que las presiones disminuyan en un promedio aproximado de (-173 psi) permitiendo el paso de más fluido por las respectivas líneas hacia la estación Becerrero.

Tabla 61: Diferencias de la línea propuesta de 6 (Pulg) sin CTKS vs Pruebas TEST Producción real

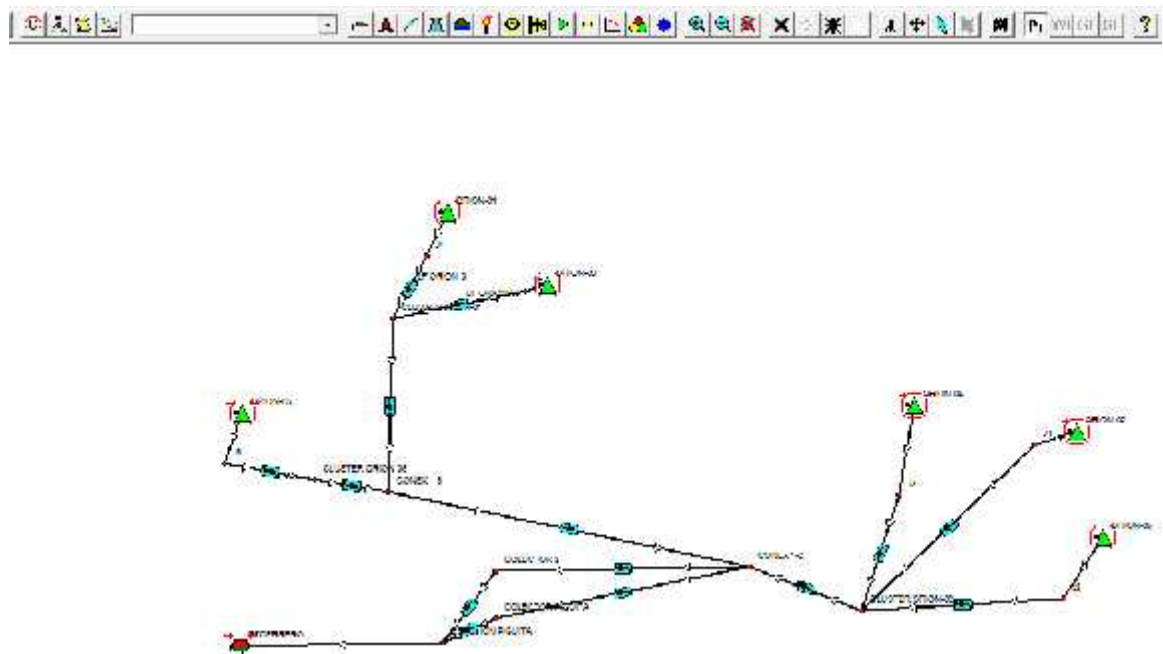
Diferencias de la línea propuesta de 6 (Pulg) sin CTKS vs Pruebas TEST Producción real				
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	PROMEDIO REDUCCIÓN WHP (psi)
ORIÓN-01	20.7	21.8	43	-189
ORIÓN-02	43.6	25.4	38	-162
ORIÓN-03	14.2	16.9	16	-187
ORIÓN-04	21.8	34	188	-164
ORIÓN-05	-10.3	124	129	-162
ORIÓN-06	112.8	322.3	224	-174
TOTAL	202.8	544.4	637	-173

Fuente: El Autor.

4.3.2 Segundo escenario Línea de 8 Pulgadas propuesta.

Se toma una línea de 8" con una distancia de 16 Km, la producción va por tres líneas independientes de 38 mts cada una y con un diámetro de 3.5", luego estas líneas se empalman en una troncal de 8" en este caso es la línea que se propone paralela a la línea actual de 6". La simulación se visualiza en la **Figura 52**.

Figura 52: Resultados de GAP línea de transferencia propuesta paralela de 8 Pulg.



Fuente: IPM, Petroleum Experts, GAP

En la tabla inferior número 62 se traza las condiciones actuales de producción en las pruebas de pozo teniendo en cuenta aceite, fluido, frecuencia y Presiones en cabeza las cuales son:

Tabla 62: Condiciones actuales del Campo Piguita

CONDICIONES ACTUALES DEL CAMPO PIGUITA					
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (Hz)	WHP (psi)
ORIÓN-01	525	4731	5256	47	316
ORIÓN-02	272	168	440	33	287
ORIÓN-03	53	62	115	40	311
ORIÓN-04	1505	3704	5209	48	291
ORIÓN-05	395	3766	4161	39	305
ORIÓN-06	649	1846	2495	47	300
TOTAL	3399	14277	17676		

Fuente: El Autor.

Las presiones de cabeza de los pozos disminuyen, comparado con el primer escenario (-231 psi) lo cual reduce considerablemente las presiones en cabeza de pozo, los resultados se encuentran en la **Tabla 63**.

Tabla 63: Condiciones de la línea propuesta de 8 (pulg) sin ctk en GAP

CONDICIONES DE LA LINEA PROPUESTA DE 8 (PULG) sin CTKS EN GAP					
POZO	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (HZ)	WHP (psi)
ORIÓN-01	556.8	4848.6	5405	47	69.7
ORIÓN-02	331	202.8	534	33	66.31
ORIÓN-03	72.5	85.1	158	40	66.4
ORIÓN-04	1562.2	3824.8	5387	48	68.3
ORIÓN-05	393.2	3975.7	4369	39	84.3
ORIÓN-06	800.3	2277.7	3078	47	67
TOTAL	3716	15214.7	18931		

Fuente: El Autor.

En la tabla (64) las diferencias de producción, según la simulación en GAP genera un aumento de 317 BOPD, entre las condiciones actuales de la línea y las condiciones de la simulación con la línea paralela de 8" permite que las presiones en cabeza disminuyan considerablemente en promedio de (-231 psi) permitiendo el desplazamiento de más fluido por las respectivas líneas hacia la estación Becerrero.

Tabla 64: Diferencias de la línea propuesta de 8 Pulg sin CTKS VS Pruebas TEST Producción

Diferencias de la línea propuesta de 8 Pulg sin CTKS VS Pruebas TEST Producción

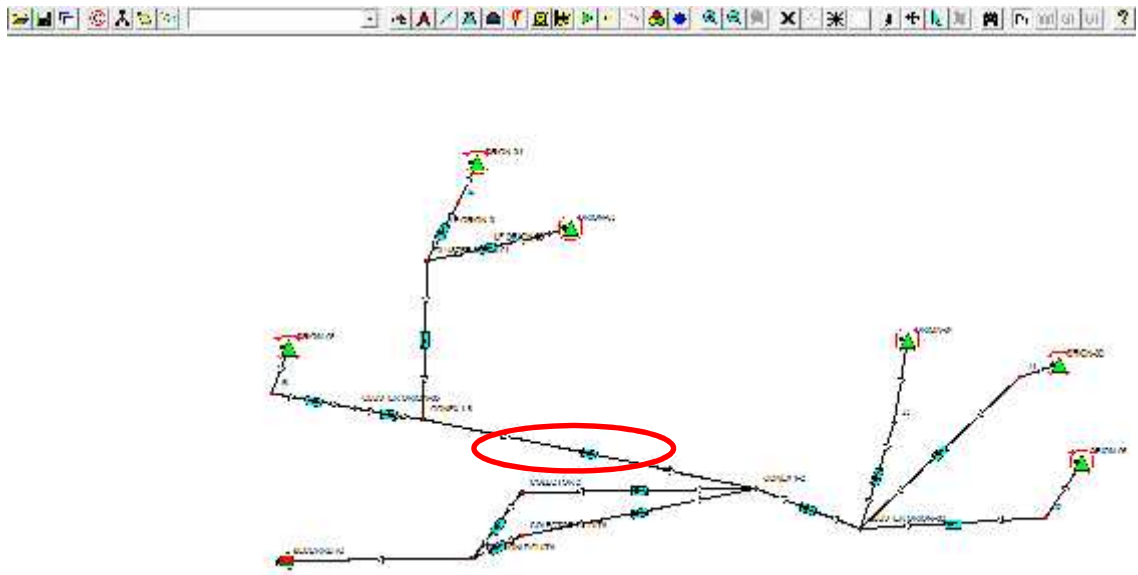
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Agua)	FLUIDO (Bfpd)	PROMEDIO REDUCCIÓN WHP (psi)
ORIÓN-01	31.8	117.6	149	-246.3
ORIÓN-02	59	34.8	94	-220.69
ORIÓN-03	19.5	23.1	43	-244.6
ORIÓN-04	57.2	120.8	178	-222.7
ORIÓN-05	-1.8	209.7	208	-220.7
ORIÓN-06	151.3	431.7	583	-233
TOTAL	317	937.7	1255	-231

Fuente: El Autor.

4.3.3 Tercer escenario Línea de 10 Pulgadas propuesta

Se toma una línea de 10” con una distancia de 16 Km, la producción va por tres líneas independientes de 38 mts cada una y con un diámetro de 3.5”, luego estas líneas se empalman en una troncal de 10” en este caso es la línea que se propone paralela a la línea actual de 6”. La simulación se visualiza en la **Figura 53**.

Figura 53: Resultados de GAP línea de transferencia paralela de 10 Pulg.



Fuente: IPM, Petroleum Experts, GAP

En la tabla inferior número (65) se traza las condiciones actuales de producción en las pruebas de pozo, teniendo en cuenta aceite, fluido, frecuencia y Presiones en cabeza las cuales son:

Tabla 65: Condiciones actuales del Campo Higuita

CONDICIONES ACTUALES DEL CAMPO PIGUITA					
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (Hz)	WHP (psi)
ORIÓN-01	525	4731	5256	47	316
ORIÓN-02	272	168	440	33	287
ORIÓN-03	53	62	115	40	311
ORIÓN-04	1505	3704	5209	48	291
ORIÓN-05	395	3766	4161	39	305
ORIÓN-06	649	1846	2495	47	300
TOTAL	3399	14277	17676		

Fuente: El Autor.

En cuanto a las condiciones de la línea propuesta de 10" que va paralela con la línea actual de 6" las presiones de cabeza de los pozos ORIÓN, comparado con el primer y segundo escenario se reducen considerablemente, los resultados se encuentran en la **Tabla 66**.

Tabla 66: Condiciones de la línea propuesta de 10 pulg sin CTKS en GAP

CONDICIONES DE LA LÍNEA PROPUESTA DE 10 (PULG) sin CTKS EN GAP					
POZO	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (HZ)	WHP (psi)
ORIÓN-01	562.2	4896.4	5459	47	40
ORIÓN-02	338.8	207.7	547	33	36
ORIÓN-03	75.1	88.2	163	40	37
ORIÓN-04	1580.3	3868.9	5449	48	38
ORIÓN-05	397.5	4019.2	4417	39	54
ORIÓN-06	819.8	2333.4	3153	47	36
TOTAL	3773.7	15413.8	19188		

Fuente: El Autor.

En la tabla 67 las diferencias de producción, según la simulación en GAP genera un aumento de 374 BO, entre las condiciones actuales de la línea y las condiciones de la simulación línea paralela de 10" permite que las presiones en cabeza disminuyan considerablemente en promedio de (-262 psi) permitiendo el

desplazamiento de más fluido por las respectivas líneas hacia la estación Becerrero y permitiendo a futuro poder realizar proyecciones con nuevos pozos perforados en el campo Piguita.

Tabla 67: Diferencias de la línea propuesta de 10 Pulg sin CTKS VS Pruebas TEST Producción

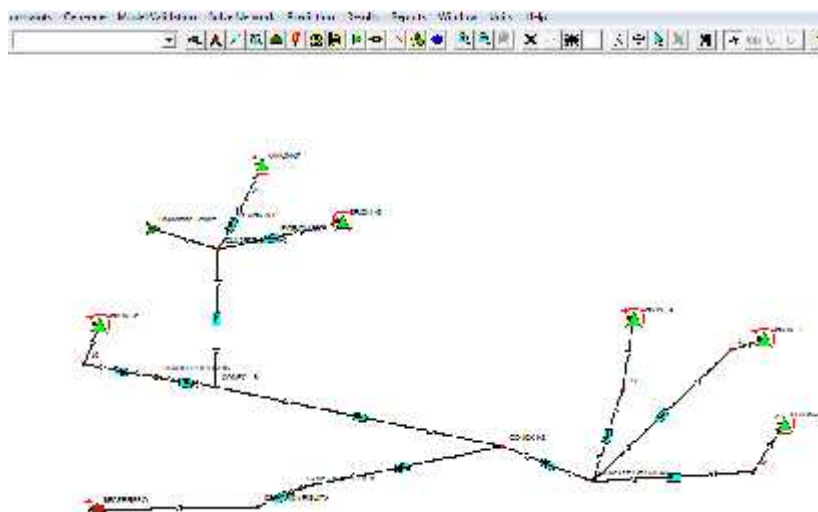
Diferencias de la línea propuesta de 10 Pulg sin CTKS VS Pruebas TEST Producción				
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Agua)	FLUIDO (Bfpd)	PROMEDIO REDUCCIÓN WHP (psi)
ORIÓN-01	37.2	165.4	203	-276
ORIÓN-02	66.8	39.7	107	-251
ORIÓN-03	22.1	26.2	48	-274
ORIÓN-04	75.3	164.9	240	-253
ORIÓN-05	2.5	253.2	256	-251
ORIÓN-06	170.8	487.4	658	-264
TOTAL	374.7	1136.8	1512	-262

Fuente: El Autor.

4.3.4 Cuarto escenario, Facilidades Tempranas

Se plantea la instalación de facilidades tempranas con capacidad de almacenamiento de hasta 10000 Bfpd los fluidos que van hacia esta posible estación inicialmente serian para los pozos ORIÓN-01, ORIÓN-03 y ORIÓN-06 La simulación se visualiza en la **Figura 54**.

Figura 54: Resultados de GAP Facilidades Tempranas



Fuente: IPM, Petroleum Experts, GAP

En la tabla inferior número (68) se traza las condiciones actuales de producción en las pruebas de pozo, teniendo en cuenta aceite, fluido, frecuencia y Presiones en cabeza las cuales son:

Tabla 68: valores de las pruebas iniciales al día de los pozos ORIÓN

VALORES DE LAS PRUEBAS INICIALES AL DIA DE LOS POZOS ORIÓN					
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (Hz)	WHP (psi)
ORIÓN-01	525	4731	5256	47	316
ORIÓN-02	272	168	440	33	287
ORIÓN-03	53	62	115	40	311
ORIÓN-04	1505	3704	5209	48	291
ORIÓN-05	395	3766	4161	39	305
ORIÓN-06	649	1846	2495	47	300
TOTAL	3399	14277	17676		

Fuente: El Autor.

En cuanto a las condiciones en GAP sobre las facilidades tempranas que se proponen que tratan el fluido de los pozos ORIÓN-01, ORIÓN-03 y ORIÓN-05, las presiones de cabeza, comparado con el primer escenario es superior, pero comparado con el segundo y tercer escenario se reducen de una manera proporcional, igualmente ocurre con el aceite que se extrae, los resultados se encuentran en la **Tabla 69**.

Tabla 69: Valores de las facilidades tempranas sin CTKS en GAP

VALORES DE LAS FACILIDADES TEMPRANAS sin CTKS EN GAP					
POZO	ACEITE (Bopd)	AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	Frecuencia (HZ)	WHP (psi)
ORIÓN-01	550.3	4792.1	5342	47	103
ORIÓN-02	317	194.3	511	33	120
ORIÓN-03	69.4	81.5	151	40	101
ORIÓN-04	1530	3745.9	5276	48	122
ORIÓN-05	387.3	3916	4303	39	125
ORIÓN-06	765.3	2178.2	2944	47	120
TOTAL	3619.3	14908	18527		

Fuente: El Autor.

En la tabla 70 Las diferencias de producción, según la simulación en GAP genera un aumento de 220 BOPD, entre las condiciones actuales de la línea y las

condiciones de la simulación para las facilidades tempranas propuesta permite que las presiones en cabeza disminuyan en promedio de (-187 psi) permitiendo el desplazamiento de más fluido pero no lo suficiente comparado por las respectivas líneas de 8" y 10" propuestas hacia la estación Becerrero. Las nuevas facilidades quedarían muy cerca del Cluster de los pozos ORIÓN-02, ORIÓN-04 y ORIÓN-06 esta simulación se generó en GAP, debido a los posibles escenarios en la construcción de la línea paralela de 8" y 10" se generan caídas de presiones significativas, porque la línea de 6" actualmente instalada ya no estaría con el desplazamiento del fluido al 100% y esto reduciría notablemente las altas presiones que actualmente posee la tubería.

Tabla 70: Diferencias de BOPD en las Facilidades Tempranas VS Pruebas TEST de BOPD actualmente en la Producción

Diferencias de Facilidades Tempranas VS Pruebas TEST Producción				
POZOS	ACEITE (Bopd)	AGUA (Agua)	FLUIDO (Bfpd)	PROMEDIO REDUCCIÓN WHP (psi)
ORIÓN-01	25.3	61.1	86	-213
ORIÓN-02	45	26.3	71	-167
ORIÓN-03	16.4	19.5	36	-210
ORIÓN-04	25	41.9	67	-169
ORIÓN-05	-7.7	150	142	-180
ORIÓN-06	116.3	332.2	449	-180
TOTAL	220.3	631	851	-187

Fuente: El Autor.

Tabla 71: Resultados después de las sensibilidades en GAP escenarios propuestos

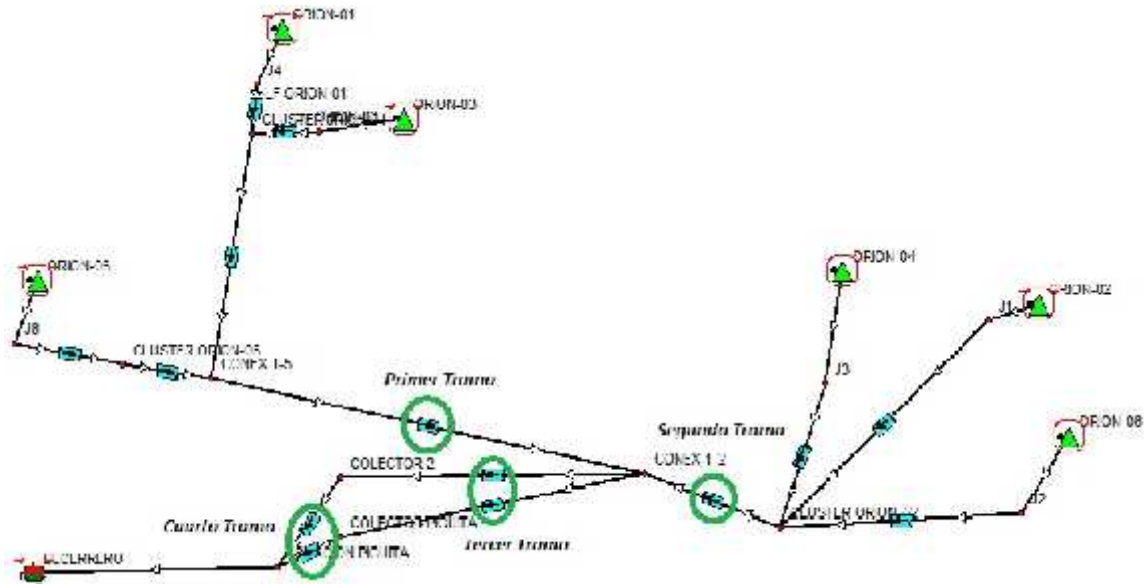
Resultados después de las sensibilidades en GAP escenarios propuestos				
ESCENARIOS	GANACIA ACEITE (Bopd)	GANANCIA AGUA (Bwpd)	FLUIDO (Bfpd)	PROMEDIO REDUCCIÓN WHP (psi)
Línea de 6 "	202.8	544.4	747	-173
Línea de 8 "	317.0	937.7	1255	-231
Línea de 10 "	374.7	1136.8	1512	-262
Facilidades Tempranas	220.3	631.0	851	-187

Fuente: El Autor.

4.3.5 Velocidades de flujo en las líneas propuestas paralelamente a la línea actual de 6 Pulg

Se requiere conocer las respectivas velocidades de flujo en los cuatro tramos que corresponden a la línea actual y las respectivas velocidades de los escenarios planteados estas Líneas son de 6 pulg, 8 pulg, 10 pulg y Facilidades Tempranas. En la figura inferior se describe la enumeración de los respectivos tramos, tomando de ejemplo la línea adicional de 6 pulgadas.

Figura 55: Resultados de GAP Línea 6 pulg propuesta



Fuente. Petroleum Experts, "GAP".

Tabla 72: Resultados del Tramo 1 en simulación de GAP velocidades Propuestas

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s
ACTUAL	TRAMO 1	1100	4230	1,400059509
LINEA 6 ADIC	TRAMO 1	1100	9723	3,218143444
LINEA 8 ADIC	TRAMO 1	1100	9936	3,28864273
LINEA 10 ADIC	TRAMO 1	1100	10043	3,324066246

Fuente. El Autor

Tabla 73: Resultados del Tramo 2 en simulación de GAP velocidades Propuestas

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s
ACTUAL	TRAMO 2	200	8259	2,7336
LINEA 6 ADIC	TRAMO 2	200	8708	2,8822
LINEA 8 ADIC	TRAMO 2	200	9003	2,9798
LINEA 10 ADIC	TRAMO 2	200	9153	2,8895

Fuente. El Autor

Tabla 74: Resultados del Tramo 3 en simulación de GAP velocidades Propuestas

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s	
ACTUAL	TRAMO 3	15087	12489	4,133650888	
LINEA 6 ADIC	TRAMO 3	15087	18430	3,050011445	PROMEDIO
LINEA 8 ADIC	TRAMO 3	15087	18938	2,207834685	PROMEDIO
LINEA 10 ADIC	TRAMO 3	15087	19196	1,566661164	PROMEDIO

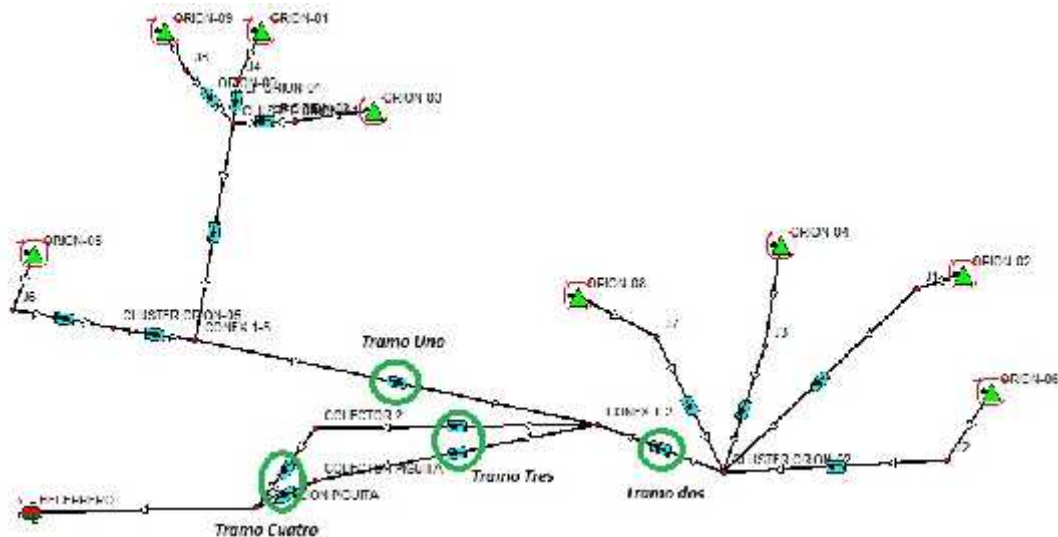
Fuente. El Autor

Tabla 75: Resultados del Tramo 4 en simulación de GAP velocidades Propuestas

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s	
ACTUAL	TRAMO 4	1000	12489	3,050011445	
LINEA 6 ADIC	TRAMO 4	1000	18430	3,050011445	PROMEDIO
LINEA 8 ADIC	TRAMO 4	1000	18938	2,207834685	PROMEDIO
LINEA 10 ADIC	TRAMO 4	1000	19196	1,566661164	PROMEDIO

Fuente. El Autor

Tabla 76: Resultados de GAP **Facilidades** Tempranas Linea 6 pulg Con dos pozos nuevos perforados



Fuente. Petroleum Experts, "GAP".

Tabla 77: Resultados del Tramo 1 en simulación de GAP velocidades Propuestas con dos Pozos adicionales perforados

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s
ACTUAL	TRAMO 1	1100	4230	2,485022882
LINEA 6 ADIC	TRAMO 1	1100	14286	4,728416872
LINEA 8 ADIC	TRAMO 1	1100	14906	4,93362606
LINEA 10 ADIC	TRAMO 1	1100	15240	5,044186955
FAC TEMPRANAS	TRAMO 1	1300	15518	5,136200339

Fuente. El Autor

Tabla 78: Resultados del Tramo 2 en simulación de GAP velocidades Propuestas con dos Pozos adicionales perforados

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s
ACTUAL	TRAMO 2	200	8259	3,843710177
LINEA 6 ADIC	TRAMO 2	200	13119	4,342171172
LINEA 8 ADIC	TRAMO 2	200	13935	4,612253623
LINEA 10 ADIC	TRAMO 2	200	14374	4,757555334

Fuente. El Autor

Tabla 79: Resultados del Tramo 3 en simulación de GAP velocidades Propuestas con dos Pozos adicionales perforados

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s	
ACTUAL	TRAMO 3	15087	12489	4,133650888	
LINEA 6 ADIC	TRAMO 3	15087	27406	4,535464658	PROMEDIO
LINEA 8 ADIC	TRAMO 3	15087	28840	3,355209105	PROMEDIO
LINEA 10 ADIC	TRAMO 3	15087	29614	2,415685227	PROMEDIO

Fuente. El Autor

Tabla 80: Resultados del Tramo 4 en simulación de GAP velocidades Propuestas con dos Pozos adicionales perforados

ESCENARIO	TRAMO	LONGITUD, m	CAUDAL, bpd	VELOCIDAD, ft/s	
ACTUAL	TRAMO 4	1000	12489	6,329063358	
LINEA 6 ADIC	TRAMO 4	1000	27406	4,535464658	PROMEDIO
LINEA 8 ADIC	TRAMO 4	1000	28840	3,355209105	PROMEDIO
LINEA 10 ADIC	TRAMO 4	1000	29614	2,415685227	PROMEDIO
FAC TEMPRANAS	TRAMO 4	200	29822	9,870586835	

Fuente. El Autor

5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

La finalidad de este capítulo es evaluar la viabilidad financiera del rediseño en las líneas de producción propuestas que se desplazan del campo Piguita hacia la estación Becerrero, asociados a los posibles resultados que se esperan obtener en el transporte de fluidos de los seis pozos Orión anteriormente mencionados.

También se plantea un segundo escenario donde se perforan dos pozos ORIÓN-08 y ORIÓN-09 generando la entrada de más caudal a las líneas propuestas, teniendo estos dos escenarios se realiza un estudio técnico económico para seleccionar la alternativa más viable del proyecto.

Para iniciar el análisis la compañía Cepcolsa maneja una tasa de Oportunidad del 14% para la viabilidad de los proyectos, por lo que se asume que las Líneas planteadas de 6 Pulg, 8 Pulg, 10 Pulg y las facilidades tempranas deben superar la tasa de Oportunidad del 16%, generándolo cada (TIR) que se genera para cada caso en especial. Es de resaltar que el capital de inversión lo hace Cepcolsa y no existe ningún tipo de financiación externa a la compañía.

En la evaluación económica se tiene en cuenta la ganancia de producción en los tres años que es el Periodo establecido para el repago máximo del proyecto, teniendo en cuenta las cifras que el grupo de yacimientos de la compañía establece, se definen los pronósticos de producción para cada escenario propuesto teniendo en cuenta los pozos actuales del Campo se visualizan en la Tabla (81), se definen los pronósticos de producción con dos pozos de más perforados en el Campo Piguita en la tabla (82).

Tabla 81: Pronósticos de Producción para los diferentes escenarios con los pozos actuales

	2016 (bls/año)	2017 (bls/año)	2018 (bls/año)
Línea Propuesta 6 Pulg	173.452	136.442	107.329
Línea Propuesta 8 Pulg	188.283	148.109	116.506
Línea Propuesta 10 Pulg	195.816	154.034	121.167
Facilidades Tempranas	194.181	152.748	120.156

Fuente: Autor

Tabla 82: Pronósticos de Producción para los diferentes escenarios con más pozos perforados

	2016 (bls/año)	2017 (bls/año)	2018 (bls/año)
Línea Propuesta 6 Pulg	532.293	418.716	329.374
Línea Propuesta 8 Pulg	583.463	458.968	361.037
Línea Propuesta 10 Pulg	611.082	480.694	378.128
Facilidades Tempranas	618.505	486.533	382.720

Fuente: Autor

Con el fin de realizar el análisis económico se tiene en cuenta los siguientes indicadores económicos de la **tabla (82)**, es importante aclarar que los valores insertados son definidos por el área de Planeación en Casa Matriz, especialmente para los valores de precios de venta por barril de petróleo que son los estimados en (Madrid) España los cuales se estiman que el año 2016 el barril valdrá 40 usd, 2017 el barril valdrá 50 usd, y el 2018 57 usd.

Tabla 83: Indicadores económicos para evaluación económica con los pozos actuales

CONCEPTO	Año 2016 USD/bo	Año 2017 USD/bo	Año 2018 USD/bo
Precio de venta por barril de petróleo	40	50	57
OPEX	10	12	15
Transporte y Comercialización	10	11	12
Impuestos	5	10	10
Ingresos netos	15	17	20
Tasa de Oportunidad Cepcolsa	16%	16%	16%

Fuente: Autor

Se presenta a continuación los costos obtenidos para la propuesta de construcción de las líneas paralela a la actual de 6 pulg.

Las tablas (83), (84), (85) muestran las inversiones finales de cada proyecto las cuales arrojan para la línea propuesta de 6 Pulgadas un valor de 2.541.746 (USD) para la Línea propuesta de 8 Pulgadas 3.056.530 (USD), Para la línea de 10 Pulgadas 3.667.836 (USD) y las facilidades tempranas 10.000.000 (USD) es de aclarar que cuatro inversiones son para los pozos actuales del campo.

Tabla 84: Inversión línea propuesta de 6 Pulgadas

INVERSION INICIAL PARA LINEA PROPUESTA DE 6 PULGADAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION	80,0	1.286.960
INGENIERIA Y SUPERVISION	47,0	756.089
SUMINISTROS	30,0	482.610
OTROS	1,0	16.087
TOTAL INVERSION		2.541.746

Fuente: Autor

Tabla 85: Inversión línea propuesta de 8 Pulgadas

INVERSION INICIAL PARA LINEA PROPUESTA DE 8 PULGADAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION	92,0	1.480.004
INGENIERIA Y SUPERVISION	52,0	836.524
SUMINISTROS	45,0	723.915
OTROS	1,0	16.087
TOTAL INVERSION		3.056.530

Fuente: Autor

Tabla 86: Inversión línea propuesta de 10 Pulgadas

INVERSION INICIAL PARA LINEA PROPUESTA DE 10 PULGADAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION	120,0	1.930.440
INGENIERIA Y SUPERVISION	53,0	852.611
SUMINISTROS	54,0	868.698
OTROS	1,0	16.087
TOTAL INVERSION		3.667.836

Fuente: Autor

Tabla 86: Inversión inicial para la construcción de Facilidades Tempranas

INVERSION INICIAL PARA CONSTRUCCION DE FACILIDADES TEMPRANAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION FACILIDADES TEMPRANAS	N/A	10.000.000
<u>TOTAL INVERSION</u>		<u>10.000.000</u>

Fuente: Autor

Las tablas (87), (88), (89) muestran las inversiones finales de cada proyecto las cuales arrojan para la línea propuesta de 6 Pulgadas un valor de 2.541.746 (USD) para la Línea propuesta de 8 Pulgadas 3.056.530 (USD), Para la línea de 10 Pulgadas 3.667.836 (USD) y las facilidades tempranas 17.800.000 (USD) es de aclarar que estas tres inversiones son para los pozos actuales del campo.

Tabla 87: Inversión línea propuesta de 6 Pulgadas más dos pozos adicionales perforados

INVERSION INICIAL PARA LINEA PROPUESTA DE 6 PULGADAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION	80,0	1.286.960
INGENIERIA Y SUPERVISION	47,0	756.089
SUMINISTROS	30,0	482.610
PERFORACION DE DOS POZOS NUEVOS	N/A	7.800.000
OTROS	1,0	16.087
<u>TOTAL INVERSION</u>		<u>10.341.746</u>

Fuente: Autor

Tabla 88: Inversión línea propuesta de 8 Pulgadas más dos pozos adicionales perforados

INVERSION INICIAL PARA LINEA PROPUESTA DE 8 PULGADAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION	92,0	1.480.004
INGENIERIA Y SUPERVISION	52,0	836.524
SUMINISTROS	45,0	723.915
PERFORACION DE DOS POZOS NUEVOS	N/A	7.800.000
OTROS	1,0	16.087
<u>TOTAL INVERSION</u>		<u>10.856.530</u>

Fuente: Autor

Tabla 89: Inversión línea propuesta de 10 Pulgadas más dos pozos adicionales perforados

INVERSION INICIAL PARA LINEA PROPUESTA DE 10 PULGADAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION	120,0	1.930.440
INGENIERIA Y SUPERVISION	53,0	852.611
SUMINISTROS	54,0	868.698
PERFORACION DE DOS POZOS NUEVOS	N/A	7.800.000
OTROS	1,0	16.087
TOTAL INVERSION		11.467.836

Fuente: Autor

Tabla 90: Inversión línea propuesta de 10 Pulgadas más dos pozos adicionales perforados

INVERSION INICIAL PARA CONSTRUCCION DE FACILIDADES TEMPRANAS		
TOTAL CAPEX TRONCAL PIGUITA – BECERRERO	USD/m	(16.087 m) * (USD/m)
CONSTRUCCION FACILIDADES TEMPRANAS	N/A	10.000.000
PERFORACION DE DOS POZOS NUEVOS	N/A	7.800.000
TOTAL INVERSION		17.800.000

Fuente: Autor

5.1 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 6 PULGADAS

Se hizo un flujo de caja anualmente con el fin de obtener los valores necesarios para hallar el (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el Costo/Beneficio y el tiempo de repago del proyecto.

La inversión del proyecto es de \$ 2.541.746 USD y se halla el flujo neto anualmente de \$ 1.734.390 USD para el año 2016, \$ 1.235.281 USD para el año 2017 y \$ 1.062.648 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ 552.034 USD. El (TIR) es de **30%** sobrepasando el 16% mínimo establecido por la compañía, la relación Costo/Beneficio es de 1,29 y su tiempo de repago es de 1,6 años, el proyecto para realizar la construcción de la línea adicional de 16 km de 6 Pulgadas es viable.

Tabla 91: Indicadores económicos para propuesta Línea de 6 Pulgadas paralela.

ESCENARIO	Tasa de Interés	Ingreso Neto Año 0, USD	Ingreso Neto Año 1, USD	Ingreso Neto Año 2, USD	Ingreso Neto Año 3, USD	VPN a 3 años	TIR	Costo Beneficio	Tiempo de Repago
LINEA 6 ADIC	16,00%	(2.541.746)	1.734.390	1.235.281	1.062.348	\$ 552.034,02	30%	1,29	1,6
LINEA 8 ADIC	16,00%	(3.056.530)	1.882.693	1.340.906	1.153.187	\$ 301.791,38	23%	1,22	1,8
LINEA 10 ADIC	16,00%	(3.667.836)	1.958.012	1.394.551	1.199.322	(\$ 175.160,93)	13%	1,13	2,2
FAC TEMP	16,00%	(10.200.000)	1.339.464	846.039	1.189.308	(\$ 7.654.604,89)	-40%	0,46	

Fuente: El Autor.

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 8 PULGADAS

La inversión del proyecto es de \$ 3.056.530 USD y se halla el flujo neto anualmente de \$ 1.882.693 USD para el año 2016, \$ 1.340.906 USD para el año 2017 y \$ 1.153.187 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ 301.791 USD. El (TIR) es de **23%** sobrepasando el 16% mínimo establecido por la compañía, la relación Costo/Beneficio es de 1,22 y su tiempo de repago es de 1,8 años, el proyecto para realizar la construcción de la línea adicional de 16 km correspondiente a 8 Pulgadas es viable. Los resultados obtenidos se pueden visualizar en la **tabla (91)**

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 10 PULGADAS

La inversión del proyecto es de \$ 3.667.836 USD y se halla el flujo neto anualmente de \$ 1.958.012 USD para el año 2016, \$ 1.394.551 USD para el año 2017 y \$ 1.199.322 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ 175.160 USD. El (TIR) es de **13%** no sobrepasando el 16% mínimo establecido por la compañía de la tasa de oportunidad para que sea viable el proyecto, la relación Costo/Beneficio es de 1,13 y su tiempo de repago es de 2,2 años, el proyecto para realizar la construcción de la línea adicional de 16 km correspondiente a 10 Pulgadas no es viable y el indicador que mejor representa esta teoría es el (TIR). Los resultados obtenidos se pueden visualizar en la **tabla (91)**

5.4 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CONSTRUIR FACILIDADES TEMPRANAS

La inversión del proyecto es de \$ 10.200.000 USD debido a la adquisición de un separador de 30.000 bls sin back up, un Gun barril con capacidad de 5.000 bls, un Tanque de almacenamiento de 5.000 bls, luego de conocer la inversión se halla el flujo neto anualmente de \$ 1.339.012 USD para el año 2016, \$ 846.039 USD para el año 2017 y \$ 1.189.308 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ 7.654.604 USD.

El (TIR) es de **-40%** está muy lejos de llegar al 16% mínimo establecido por la compañía en la tasa de oportunidad para que sea viable el proyecto, la relación Costo/Beneficio es de 0,46 el proyecto. Los resultados obtenidos se pueden visualizar en la **tabla (91)**

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 6 PULGADAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS

Se hizo un flujo de caja anualmente con el fin de obtener los valores necesarios para hallar el (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), el Costo/Beneficio y el tiempo de repago del proyecto.

La inversión del proyecto es de \$ 10.341.746 USD y se halla el flujo neto anualmente de \$ 5.806.512 USD para el año 2016, \$ 4.395.827 USD para el año 2017 y \$ 3.865.328 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ 406.908 USD. El (TIR) es de **19%** sobrepasando el 16% mínimo establecido por la compañía, la relación Costo/Beneficio es de 1,19 y su tiempo de repago es de 2 años, el proyecto para realizar la construcción de la línea adicional de 16 km de 6 Pulgadas es viable, los resultados pueden visualizarse en la **tabla (92)**

Tabla 92: Indicadores económicos para propuesta Línea de 6 Pulgadas paralela.

ESCENARIO	Tasa de Interés	Ingreso Neto Año 0, USD	Ingreso Neto Año 1, USD	Ingreso Neto Año 2, USD	Ingreso Neto Año 3, USD	VPN a 3 años	TIR	Costo Beneficio	Tiempo de Repago
LINEA 6 ADIC	16,00%	(10.341.746)	5.806.512	4.395.827	3.865.128	\$ 406.908,10	19%	1,19	2
LINEA 8 ADIC	16,00%	(10.856.530)	6.364.704	4.818.407	4.236.691	\$ 925.412,96	22%	1,22	1,6
LINEA 10 ADIC	16,00%	(11.467.836)	6.665.987	5.046.494	4.437.241	\$ 871.823,54	21%	1,22	1,9
FAC TEMP	16,00%	(17.800.000)	6.746.952	5.107.788	4.491.136	(\$ 5.310.463,13)	-4%	0,91	

Fuente: El Autor.

5.6 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 8 PULGADAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS

La inversión del proyecto es de \$ 10.856.530 USD y se halla el flujo neto anualmente de \$ 6.364.704 USD para el año 2016, \$ 4.818.407 USD para el año 2017 y \$ 4.236.691 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ 925.412 USD. El (TIR) es de **22%** sobrepasando el 16% mínimo establecido por la compañía, la relación Costo/Beneficio es de 1,22 y su tiempo de repago es de 1,6 años, el proyecto para realizar la construcción de la línea adicional de 16 km de 6 Pulgadas es viable teniendo en cuenta la entrada de dos nuevos pozos perforados como ORIÓN-08 y ORIÓN-09, los resultados pueden visualizarse en la **tabla (92)**.

5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO LÍNEA ADICIONAL DE 10 PULGADAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS

La inversión del proyecto es de \$ 11.467.836 USD y se halla el flujo neto anualmente de \$ 6.665.987 USD para el año 2016, \$ 5.046.484 USD para el año 2017 y \$ 4.437.241 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ 871.823 USD. El (TIR) es de **21%** sobrepasando el 16% mínimo establecido por la compañía de la tasa de oportunidad para que sea viable el proyecto, la relación Costo/Beneficio es de 1,22 y su tiempo de repago es de 1,9 años, el proyecto para realizar la construcción de la línea adicional de 16 km correspondiente a 10 Pulgadas es viable y el indicador que mejor representa esta teoría es el (TIR) y teniendo en cuenta la entrada de dos nuevos pozos perforados

como ORIÓN-08 y ORIÓN-09. Los resultados obtenidos se pueden visualizar en la **tabla (92)**

5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CONSTRUIR FACILIDADES TEMPRANAS CON DOS POZOS ADICIONALES PERFORADOS

La inversión del proyecto es de \$ 17.800.000 USD debido a la adquisición de un separador de 30.000 bls sin back up, un Gun barrel con capacidad de 5.000 bls, un Tanque de almacenamiento de 5.000 bls, luego de conocer la inversión se halla el flujo neto anualmente de \$ 6.746.952 USD para el año 2016, \$ 5.107.788 USD para el año 2017 y \$ 4.491.136 USD para el año 2018, de esta manera se obtiene el (VPN) a tres años de \$ -5.310.464 USD.

El (TIR) es de **-4%** está muy lejos de llegar al 16% mínimo establecido por la compañía en la tasa de oportunidad para que sea viable el proyecto, la relación Costo/Beneficio es de 0,91 el proyecto. Los resultados obtenidos se pueden visualizar en la **tabla (92)**

5.9 RECOMENDACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE LA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE FLUIDOS BASADO EN EL MEJOR ESCENARIO MÁS FACTIBLE

Se recomienda en la ejecución de este proyecto, escoger la construcción de la línea paralela de 8 Pulgadas puesto que los resultados del análisis económico fue la que mejor VPN Y TIR obtuvo comparado con los demás escenarios, además hay que tener en cuenta que es un campo con un gran potencial de producción según equipo de yacimientos, de esta manera las facilidades no quedarían sub dimensionadas y a futuro con la perforación de nuevos pozos sería la que más rápido pague el proyecto y extraería una gran cantidad de crudo anualmente como bien lo mencione

en la declinación del campo por valores de 583.463 USD para el 2016 \$ 458.968 USD para el 2017 y 361.037 USD para el 2018.

6. CONCLUSIONES

El aumento de la producción del campo Piguita con las condiciones actuales de operación, sin perforar más pozos duda alguna sería la de adicionar una línea paralela de 6 pulgadas a la construida actualmente, de acuerdo con el análisis económico realizado de \$ 552.034 USD es su (VPN), con una tasa interna de retorno del 30%, donde el proyecto se pagaría en 1,6 años.

En caso de que en el campo Piguita se perforen nuevos pozos como ORIÓN-08 y ORIÓN-09 según el análisis económico realizado, la mejor opción para el proyecto adecuado es la de construir paralelamente a la actual línea de 6 pulgadas una línea de 8 Pulgadas con una extensión de 16 km, su valor presente neto sería el más elevado comparado con los demás escenarios por valor de \$ 925.412 USD, de esta manera se tiene una tasa interna de retorno de 22% y su tiempo de repago es de 1,9 años.

Piguita es un campo con gran potencial de reservas según el equipo de Yacimientos de la compañía por ende el campo es atractivo para la perforación de nuevos pozos, donde seguramente aumentara en gran parte la extracción de caudal a la estación Becerrero, por lo tanto es de gran importancia la ampliación de las facilidades ganando más producción diaria.

Las facilidades tempranas en los dos escenarios que se plantearon como sin perforar pozos nuevos y/o perforando nuevos pozos no son favorables por su alto costo para la construcción, para este proyecto no debe tenerse en cuenta la construcción de facilidades tempranas de 30.000 bls.

De acuerdo al realizar los resultados de las velocidades de tubería, por cada tramo de recorrido los cuales son tramo 1, tramo 2, tramo 3 y tramo 4, se evidencia que

el promedio de las velocidades sin perforar nuevos pozos pero adicionando cualquier línea paralela es de 3 ft/ seg y 4 ft/seg que no hay problema de posible erosión o arrastre de sedimentos.

Teniendo en cuenta los resultados para las velocidades de tubería, cuando hay adición de nuevos pozos perforados, son favorables todos los tramos de las líneas adicionales con una velocidad promedio de 4 ft/seg pero el cuarto tramo de la línea actual y las facilidades tempranas sus velocidades son de 6 ft/ seg y 9 ft/seg esto quiere decir que existe posible erosión en la tubería desgastándola rápidamente en esos tramos.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda en la ejecución de este proyecto, escoger la construcción de la línea paralela de 8 Pulgadas puesto que los resultados del análisis económico fue la que mejor VPN Y TIR obtuvo comparado con los demás escenarios, además hay que tener en cuenta que es un campo con un gran potencial de producción según equipo de yacimientos, de esta manera las facilidades no quedarían sub dimensionadas y a futuro con la perforación de nuevos pozos sería la que más rápido pague el proyecto y extraería una gran cantidad de crudo anualmente como bien lo mencione en la declinación del campo por valores de 583.463 USD para el 2016 \$ 458.968 USD para el 2017 y 361.037 USD.

Se recomienda en la ejecución del proyecto, elegir siempre y cuando no se perforen a futuro más pozos, en el campo Piguita la Línea paralela de 6 pulgadas ya que los resultados económicos fueron los más ajustados para el campo en cuanto al VPN Y TIR (VPN) a tres años de \$ 552.034 USD. El (TIR) es de 30% sobrepasando el 16% mínimo establecido por la compañía.

BIBLIOGRAFÍA

PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM GAP Manual, Version 8.5. United Kingdom, 2010. 909 p.

PETROLEUM EXPERTS LIMITED, IPM Prosper Manual, Version 11.5 United Kingdom, 2010. 1532 p.

PORRAS, MARIO y ZAPA, MARVIN. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Bucaramanga, 2014. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ROMERO, CARLOS y BAUTISTA FAUSTO. Evaluación de la producción del campo llanito utilizando el método de análisis nodal. Bucaramanga, 2014. Proyecto de grado. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ANEXOS

Tabla xx: Declinación del Campo Piguita pozos actuales

Declinación Anual	Declinación Diaria		LINEA 10		
24%	0,065753%		ADIC	FAC TEMP	
	LINEA 6 ADIC	LINEA 8 ADIC	ADIC	FAC TEMP	
Acumulado Año 1, bbls	173.452	188.283	195.816	194.181	
Acumulado Año 2, bbls	136.442	148.109	154.034	152.748	
Acumulado Año 3, bbls	107.329	116.506	121.167	120.156	
Qo, bopd	534,69	580,41	603,63	598,59	
Día	Caudal	Caudal	Caudal	Caudal	
0	534,69	580,41	603,63	598,59	
1	534	580	603	598	
2	534	580	603	598	
3	534	579	602	597	
4	533	579	602	597	
5	533	579	602	597	
6	533	578	601	596	
7	532	578	601	596	
8	532	577	600	595	
9	532	577	600	595	
10	531	577	600	595	
11	531	576	599	594	
12	530	576	599	594	
13	530	575	598	593	
14	530	575	598	593	
15	529	575	598	593	
16	529	574	597	592	
17	529	574	597	592	
18	528	574	597	592	
19	528	573	596	591	
20	528	573	596	591	
21	527	572	595	590	
22	527	572	595	590	
23	527	572	595	590	
24	526	571	594	589	
25	526	571	594	589	
26	526	571	593	588	
27	525	570	593	588	
28	525	570	593	588	
29	525	569	592	587	
30	524	569	592	587	
31	524	569	591	587	
32	524	568	591	586	
33	523	568	591	586	
34	523	568	590	585	
35	523	567	590	585	

36	522	567	590	585
37	522	566	589	584
38	521	566	589	584
39	521	566	588	583
40	521	565	588	583
41	520	565	588	583
42	520	565	587	582
43	520	564	587	582
44	519	564	586	582
45	519	563	586	581
46	519	563	586	581
47	518	563	585	580
48	518	562	585	580
49	518	562	584	580
50	517	562	584	579
51	517	561	584	579
52	517	561	583	578
53	516	561	583	578
54	516	560	583	578
55	516	560	582	577
56	515	559	582	577
57	515	559	581	577
58	515	559	581	576
59	514	558	581	576
60	514	558	580	575
61	514	558	580	575
62	513	557	580	575
63	513	557	579	574
64	513	556	579	574
65	512	556	578	574
66	512	556	578	573
67	512	555	578	573
68	511	555	577	572
69	511	555	577	572
70	511	554	576	572
71	510	554	576	571
72	510	554	576	571
73	510	553	575	571
74	509	553	575	570
75	509	552	575	570
76	509	552	574	569
77	508	552	574	569
78	508	551	573	569
79	508	551	573	568
80	507	551	573	568
81	507	550	572	568
82	507	550	572	567
83	506	550	572	567
84	506	549	571	566
85	506	549	571	566
86	505	548	570	566
87	505	548	570	565
88	505	548	570	565
89	504	547	569	565

90	504	547	569	564
91	504	547	569	564
92	503	546	568	563
93	503	546	568	563
94	503	546	567	563
95	502	545	567	562
96	502	545	567	562
97	502	545	566	562
98	501	544	566	561
99	501	544	566	561
100	501	543	565	560
101	500	543	565	560
102	500	543	564	560
103	500	542	564	559
104	499	542	564	559
105	499	542	563	559
106	499	541	563	558
107	498	541	563	558
108	498	541	562	558
109	498	540	562	557
110	497	540	562	557
111	497	540	561	556
112	497	539	561	556
113	496	539	560	556
114	496	538	560	555
115	496	538	560	555
116	495	538	559	555
117	495	537	559	554
118	495	537	559	554
119	494	537	558	554
120	494	536	558	553
121	494	536	557	553
122	493	536	557	552
123	493	535	557	552
124	493	535	556	552
125	493	535	556	551
126	492	534	556	551
127	492	534	555	551
128	492	534	555	550
129	491	533	555	550
130	491	533	554	550
131	491	533	554	549
132	490	532	553	549
133	490	532	553	548
134	490	531	553	548
135	489	531	552	548
136	489	531	552	547
137	489	530	552	547
138	488	530	551	547
139	488	530	551	546
140	488	529	551	546
141	487	529	550	546
142	487	529	550	545
143	487	528	549	545

144	486	528	549	545
145	486	528	549	544
146	486	527	548	544
147	485	527	548	543
148	485	527	548	543
149	485	526	547	543
150	484	526	547	542
151	484	526	547	542
152	484	525	546	542
153	484	525	546	541
154	483	525	545	541
155	483	524	545	541
156	483	524	545	540
157	482	523	544	540
158	482	523	544	540
159	482	523	544	539
160	481	522	543	539
161	481	522	543	538
162	481	522	543	538
163	480	521	542	538
164	480	521	542	537
165	480	521	542	537
166	479	520	541	537
167	479	520	541	536
168	479	520	541	536
169	478	519	540	536
170	478	519	540	535
171	478	519	539	535
172	478	518	539	535
173	477	518	539	534
174	477	518	538	534
175	477	517	538	534
176	476	517	538	533
177	476	517	537	533
178	476	516	537	532
179	475	516	537	532
180	475	516	536	532
181	475	515	536	531
182	474	515	536	531
183	474	515	535	531
184	474	514	535	530
185	473	514	534	530
186	473	514	534	530
187	473	513	534	529
188	473	513	533	529
189	472	513	533	529
190	472	512	533	528
191	472	512	532	528
192	471	512	532	528
193	471	511	532	527
194	471	511	531	527
195	470	511	531	527
196	470	510	531	526
197	470	510	530	526

198	469	510	530	526
199	469	509	530	525
200	469	509	529	525
201	468	509	529	524
202	468	508	529	524
203	468	508	528	524
204	468	508	528	523
205	467	507	528	523
206	467	507	527	523
207	467	507	527	522
208	466	506	526	522
209	466	506	526	522
210	466	506	526	521
211	465	505	525	521
212	465	505	525	521
213	465	505	525	520
214	465	504	524	520
215	464	504	524	520
216	464	504	524	519
217	464	503	523	519
218	463	503	523	519
219	463	503	523	518
220	463	502	522	518
221	462	502	522	518
222	462	502	522	517
223	462	501	521	517
224	461	501	521	517
225	461	501	521	516
226	461	500	520	516
227	461	500	520	516
228	460	500	520	515
229	460	499	519	515
230	460	499	519	515
231	459	499	519	514
232	459	498	518	514
233	459	498	518	514
234	458	498	518	513
235	458	497	517	513
236	458	497	517	513
237	458	497	517	512
238	457	496	516	512
239	457	496	516	512
240	457	496	516	511
241	456	495	515	511
242	456	495	515	511
243	456	495	514	510
244	455	494	514	510
245	455	494	514	510
246	455	494	513	509
247	455	493	513	509
248	454	493	513	509
249	454	493	512	508
250	454	492	512	508
251	453	492	512	508

252	453	492	511	507
253	453	491	511	507
254	452	491	511	507
255	452	491	510	506
256	452	490	510	506
257	452	490	510	506
258	451	490	509	505
259	451	490	509	505
260	451	489	509	505
261	450	489	508	504
262	450	489	508	504
263	450	488	508	504
264	449	488	507	503
265	449	488	507	503
266	449	487	507	503
267	449	487	506	502
268	448	487	506	502
269	448	486	506	502
270	448	486	505	501
271	447	486	505	501
272	447	485	505	501
273	447	485	504	500
274	447	485	504	500
275	446	484	504	500
276	446	484	503	499
277	446	484	503	499
278	445	483	503	499
279	445	483	502	498
280	445	483	502	498
281	444	482	502	498
282	444	482	501	497
283	444	482	501	497
284	444	482	501	497
285	443	481	500	496
286	443	481	500	496
287	443	481	500	496
288	442	480	499	495
289	442	480	499	495
290	442	480	499	495
291	442	479	499	494
292	441	479	498	494
293	441	479	498	494
294	441	478	498	493
295	440	478	497	493
296	440	478	497	493
297	440	477	497	492
298	440	477	496	492
299	439	477	496	492
300	439	477	496	491
301	439	476	495	491
302	438	476	495	491
303	438	476	495	490
304	438	475	494	490
305	438	475	494	490

306	437	475	494	489
307	437	474	493	489
308	437	474	493	489
309	436	474	493	489
310	436	473	492	488
311	436	473	492	488
312	436	473	492	488
313	435	472	491	487
314	435	472	491	487
315	435	472	491	487
316	434	472	490	486
317	434	471	490	486
318	434	471	490	486
319	434	471	489	485
320	433	470	489	485
321	433	470	489	485
322	433	470	488	484
323	432	469	488	484
324	432	469	488	484
325	432	469	487	483
326	432	468	487	483
327	431	468	487	483
328	431	468	487	482
329	431	468	486	482
330	430	467	486	482
331	430	467	486	482
332	430	467	485	481
333	430	466	485	481
334	429	466	485	481
335	429	466	484	480
336	429	465	484	480
337	428	465	484	480
338	428	465	483	479
339	428	464	483	479
340	428	464	483	479
341	427	464	482	478
342	427	464	482	478
343	427	463	482	478
344	426	463	481	477
345	426	463	481	477
346	426	462	481	477
347	426	462	480	476
348	425	462	480	476
349	425	461	480	476
350	425	461	480	476
351	424	461	479	475
352	424	460	479	475
353	424	460	479	475
354	424	460	478	474
355	423	460	478	474
356	423	459	478	474
357	423	459	477	473
358	423	459	477	473
359	422	458	477	473

360	422	458	476	472
361	422	458	476	472
362	421	457	476	472
363	421	457	475	471
364	421	457	475	471
365	421	457	475	471

Fuente: El Autor.

✓ Declinación del Campo Piguita pozos adicionales ORIÓN-08 y ORIÓN-09 perforados

Declinación Anual	Declinación Diaria			
24%	0,065753%			
	LINEA 6 ADIC	LINEA 8 ADIC	LINEA 10 ADIC	FAC TEMP
Acumulado Año 1, bbls	532.293	583.463	611.082	618.505
Acumulado Año 2, bbls	418.716	458.968	480.694	486.533
Acumulado Año 3, bbls	329.374	361.037	378.128	382.720
Qo, bopd	1640,87	1798,61	1883,75	1906,63
Día	Caudal	Caudal	Caudal	Caudal
0	1640,87	1798,61	1883,75	1906,63
1	1640	1797	1883	1905
2	1639	1796	1881	1904
3	1638	1795	1880	1903
4	1637	1794	1879	1902
5	1635	1793	1878	1900
6	1634	1792	1876	1899
7	1633	1790	1875	1898
8	1632	1789	1874	1897
9	1631	1788	1873	1895
10	1630	1787	1871	1894
11	1629	1786	1870	1893
12	1628	1784	1869	1892
13	1627	1783	1868	1890
14	1626	1782	1866	1889
15	1625	1781	1865	1888
16	1624	1780	1864	1887
17	1623	1779	1863	1885
18	1622	1777	1862	1884
19	1620	1776	1860	1883
20	1619	1775	1859	1882
21	1618	1774	1858	1880
22	1617	1773	1857	1879
23	1616	1772	1855	1878
24	1615	1770	1854	1877
25	1614	1769	1853	1876
26	1613	1768	1852	1874

27	1612	1767	1851	1873
28	1611	1766	1849	1872
29	1610	1765	1848	1871
30	1609	1763	1847	1869
31	1608	1762	1846	1868
32	1607	1761	1845	1867
33	1606	1760	1843	1866
34	1605	1759	1842	1864
35	1604	1758	1841	1863
36	1602	1757	1840	1862
37	1601	1755	1838	1861
38	1600	1754	1837	1860
39	1599	1753	1836	1858
40	1598	1752	1835	1857
41	1597	1751	1834	1856
42	1596	1750	1832	1855
43	1595	1748	1831	1853
44	1594	1747	1830	1852
45	1593	1746	1829	1851
46	1592	1745	1828	1850
47	1591	1744	1826	1849
48	1590	1743	1825	1847
49	1589	1742	1824	1846
50	1588	1740	1823	1845
51	1587	1739	1822	1844
52	1586	1738	1820	1843
53	1585	1737	1819	1841
54	1584	1736	1818	1840
55	1583	1735	1817	1839
56	1582	1734	1816	1838
57	1581	1732	1814	1836
58	1579	1731	1813	1835
59	1578	1730	1812	1834
60	1577	1729	1811	1833
61	1576	1728	1810	1832
62	1575	1727	1808	1830
63	1574	1726	1807	1829
64	1573	1724	1806	1828
65	1572	1723	1805	1827
66	1571	1722	1804	1826
67	1570	1721	1803	1824
68	1569	1720	1801	1823
69	1568	1719	1800	1822
70	1567	1718	1799	1821
71	1566	1717	1798	1820
72	1565	1715	1797	1818
73	1564	1714	1795	1817
74	1563	1713	1794	1816
75	1562	1712	1793	1815
76	1561	1711	1792	1814
77	1560	1710	1791	1813
78	1559	1709	1790	1811
79	1558	1708	1788	1810
80	1557	1706	1787	1809

81	1556	1705	1786	1808
82	1555	1704	1785	1807
83	1554	1703	1784	1805
84	1553	1702	1783	1804
85	1552	1701	1781	1803
86	1551	1700	1780	1802
87	1550	1699	1779	1801
88	1549	1697	1778	1799
89	1548	1696	1777	1798
90	1547	1695	1776	1797
91	1546	1694	1774	1796
92	1545	1693	1773	1795
93	1544	1692	1772	1794
94	1543	1691	1771	1792
95	1542	1690	1770	1791
96	1540	1689	1769	1790
97	1539	1687	1767	1789
98	1538	1686	1766	1788
99	1537	1685	1765	1786
100	1536	1684	1764	1785
101	1535	1683	1763	1784
102	1534	1682	1762	1783
103	1533	1681	1760	1782
104	1532	1680	1759	1781
105	1531	1679	1758	1779
106	1530	1678	1757	1778
107	1529	1676	1756	1777
108	1528	1675	1755	1776
109	1527	1674	1753	1775
110	1526	1673	1752	1774
111	1525	1672	1751	1772
112	1524	1671	1750	1771
113	1523	1670	1749	1770
114	1522	1669	1748	1769
115	1521	1668	1747	1768
116	1520	1667	1745	1767
117	1519	1665	1744	1765
118	1518	1664	1743	1764
119	1517	1663	1742	1763
120	1516	1662	1741	1762
121	1515	1661	1740	1761
122	1514	1660	1739	1760
123	1513	1659	1737	1758
124	1512	1658	1736	1757
125	1511	1657	1735	1756
126	1510	1656	1734	1755
127	1509	1655	1733	1754
128	1508	1653	1732	1753
129	1507	1652	1731	1752
130	1506	1651	1729	1750
131	1505	1650	1728	1749
132	1504	1649	1727	1748
133	1503	1648	1726	1747
134	1502	1647	1725	1746

135	1501	1646	1724	1745
136	1501	1645	1723	1744
137	1500	1644	1721	1742
138	1499	1643	1720	1741
139	1498	1642	1719	1740
140	1497	1640	1718	1739
141	1496	1639	1717	1738
142	1495	1638	1716	1737
143	1494	1637	1715	1736
144	1493	1636	1714	1734
145	1492	1635	1712	1733
146	1491	1634	1711	1732
147	1490	1633	1710	1731
148	1489	1632	1709	1730
149	1488	1631	1708	1729
150	1487	1630	1707	1728
151	1486	1629	1706	1726
152	1485	1628	1705	1725
153	1484	1626	1703	1724
154	1483	1625	1702	1723
155	1482	1624	1701	1722
156	1481	1623	1700	1721
157	1480	1622	1699	1720
158	1479	1621	1698	1718
159	1478	1620	1697	1717
160	1477	1619	1696	1716
161	1476	1618	1695	1715
162	1475	1617	1693	1714
163	1474	1616	1692	1713
164	1473	1615	1691	1712
165	1472	1614	1690	1711
166	1471	1613	1689	1709
167	1470	1612	1688	1708
168	1469	1611	1687	1707
169	1468	1609	1686	1706
170	1467	1608	1685	1705
171	1466	1607	1683	1704
172	1465	1606	1682	1703
173	1464	1605	1681	1702
174	1463	1604	1680	1701
175	1463	1603	1679	1699
176	1462	1602	1678	1698
177	1461	1601	1677	1697
178	1460	1600	1676	1696
179	1459	1599	1675	1695
180	1458	1598	1673	1694
181	1457	1597	1672	1693
182	1456	1596	1671	1692
183	1455	1595	1670	1690
184	1454	1594	1669	1689
185	1453	1593	1668	1688
186	1452	1592	1667	1687
187	1451	1591	1666	1686
188	1450	1589	1665	1685

189	1449	1588	1664	1684
190	1448	1587	1663	1683
191	1447	1586	1661	1682
192	1446	1585	1660	1680
193	1445	1584	1659	1679
194	1444	1583	1658	1678
195	1443	1582	1657	1677
196	1442	1581	1656	1676
197	1442	1580	1655	1675
198	1441	1579	1654	1674
199	1440	1578	1653	1673
200	1439	1577	1652	1672
201	1438	1576	1651	1671
202	1437	1575	1649	1669
203	1436	1574	1648	1668
204	1435	1573	1647	1667
205	1434	1572	1646	1666
206	1433	1571	1645	1665
207	1432	1570	1644	1664
208	1431	1569	1643	1663
209	1430	1568	1642	1662
210	1429	1567	1641	1661
211	1428	1566	1640	1660
212	1427	1565	1639	1659
213	1426	1564	1638	1657
214	1425	1563	1636	1656
215	1425	1561	1635	1655
216	1424	1560	1634	1654
217	1423	1559	1633	1653
218	1422	1558	1632	1652
219	1421	1557	1631	1651
220	1420	1556	1630	1650
221	1419	1555	1629	1649
222	1418	1554	1628	1648
223	1417	1553	1627	1647
224	1416	1552	1626	1646
225	1415	1551	1625	1644
226	1414	1550	1624	1643
227	1413	1549	1623	1642
228	1412	1548	1621	1641
229	1411	1547	1620	1640
230	1411	1546	1619	1639
231	1410	1545	1618	1638
232	1409	1544	1617	1637
233	1408	1543	1616	1636
234	1407	1542	1615	1635
235	1406	1541	1614	1634
236	1405	1540	1613	1633
237	1404	1539	1612	1632
238	1403	1538	1611	1630
239	1402	1537	1610	1629
240	1401	1536	1609	1628
241	1400	1535	1608	1627
242	1399	1534	1607	1626

243	1399	1533	1606	1625
244	1398	1532	1605	1624
245	1397	1531	1603	1623
246	1396	1530	1602	1622
247	1395	1529	1601	1621
248	1394	1528	1600	1620
249	1393	1527	1599	1619
250	1392	1526	1598	1618
251	1391	1525	1597	1617
252	1390	1524	1596	1615
253	1389	1523	1595	1614
254	1388	1522	1594	1613
255	1388	1521	1593	1612
256	1387	1520	1592	1611
257	1386	1519	1591	1610
258	1385	1518	1590	1609
259	1384	1517	1589	1608
260	1383	1516	1588	1607
261	1382	1515	1587	1606
262	1381	1514	1586	1605
263	1380	1513	1585	1604
264	1379	1512	1584	1603
265	1378	1511	1583	1602
266	1378	1510	1581	1601
267	1377	1509	1580	1600
268	1376	1508	1579	1599
269	1375	1507	1578	1598
270	1374	1506	1577	1596
271	1373	1505	1576	1595
272	1372	1504	1575	1594
273	1371	1503	1574	1593
274	1370	1502	1573	1592
275	1369	1501	1572	1591
276	1369	1500	1571	1590
277	1368	1499	1570	1589
278	1367	1498	1569	1588
279	1366	1497	1568	1587
280	1365	1496	1567	1586
281	1364	1495	1566	1585
282	1363	1494	1565	1584
283	1362	1493	1564	1583
284	1361	1492	1563	1582
285	1360	1491	1562	1581
286	1360	1490	1561	1580
287	1359	1489	1560	1579
288	1358	1488	1559	1578
289	1357	1487	1558	1577
290	1356	1486	1557	1576
291	1355	1485	1556	1575
292	1354	1484	1555	1574
293	1353	1483	1554	1573
294	1352	1482	1553	1571
295	1352	1481	1552	1570
296	1351	1481	1551	1569

297	1350	1480	1550	1568
298	1349	1479	1549	1567
299	1348	1478	1548	1566
300	1347	1477	1547	1565
301	1346	1476	1545	1564
302	1345	1475	1544	1563
303	1344	1474	1543	1562
304	1344	1473	1542	1561
305	1343	1472	1541	1560
306	1342	1471	1540	1559
307	1341	1470	1539	1558
308	1340	1469	1538	1557
309	1339	1468	1537	1556
310	1338	1467	1536	1555
311	1337	1466	1535	1554
312	1337	1465	1534	1553
313	1336	1464	1533	1552
314	1335	1463	1532	1551
315	1334	1462	1531	1550
316	1333	1461	1530	1549
317	1332	1460	1529	1548
318	1331	1459	1528	1547
319	1330	1458	1527	1546
320	1330	1457	1526	1545
321	1329	1456	1525	1544
322	1328	1455	1524	1543
323	1327	1454	1523	1542
324	1326	1453	1522	1541
325	1325	1453	1521	1540
326	1324	1452	1520	1539
327	1323	1451	1519	1538
328	1323	1450	1518	1537
329	1322	1449	1517	1536
330	1321	1448	1516	1535
331	1320	1447	1515	1534
332	1319	1446	1514	1533
333	1318	1445	1513	1532
334	1317	1444	1512	1531
335	1316	1443	1511	1530
336	1316	1442	1510	1529
337	1315	1441	1509	1528
338	1314	1440	1508	1527
339	1313	1439	1507	1526
340	1312	1438	1506	1525
341	1311	1437	1505	1524
342	1310	1436	1504	1523
343	1310	1435	1503	1522
344	1309	1435	1502	1521
345	1308	1434	1501	1520
346	1307	1433	1500	1519
347	1306	1432	1499	1518
348	1305	1431	1498	1517
349	1304	1430	1497	1516
350	1304	1429	1496	1515

351	1303	1428	1496	1514
352	1302	1427	1495	1513
353	1301	1426	1494	1512
354	1300	1425	1493	1511
355	1299	1424	1492	1510
356	1298	1423	1491	1509
357	1298	1422	1490	1508
358	1297	1421	1489	1507
359	1296	1420	1488	1506
360	1295	1419	1487	1505
361	1294	1419	1486	1504
362	1293	1418	1485	1503
363	1292	1417	1484	1502
364	1292	1416	1483	1501
365	1291	1415	1482	1500

Fuente: El Autor.