



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ANÁLISIS, REACONDICIONAMIENTO Y OPTIMIZACIÓN DE POZOS DEL SECTOR SOLEDAD NORTE DEL ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

REPORTE DE TRABAJO PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

GUILLERMO HERNÁNDEZ CORTÉS

**AVAL DEL TRABAJO PROFESIONAL:
M. I.: FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA**



MÉXICO D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012

ÍNDICE

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. AVANCES Y PERSPECTIVAS DEL PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO	3
1.1. UBICACIÓN	3
1.2. PROBLEMÁTICA DE CHICONTEPEC	4
1.3. RESULTADOS Y ESTRATEGIAS FUNDAMENTALES DEL PROYECTO	6
1.4. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN BASE	8
1.5. REORGANIZACIÓN HACIA SECTORES OPERATIVOS	9
1.6. COSTO DE PRODUCCIÓN	10
1.7. INICIATIVAS TECNOLÓGICAS EN EL CORTO PLAZO PARA EL CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN	10
1.8. PROYECCIÓN 2012-2075	11
CAPÍTULO 2. GRUPO DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS E IMPLEMENTACIONES TECNOLÓGICAS	13
2.1. BOMBEO MECÁNICO CON APLICACIÓN DE COMPRESORES A BOCA DE POZO	13
2.2. OPERACIÓN DE POZOS DE BM CON UNIDADES DE CARRERA LARGA	14
2.3. UTILIZACIÓN DE VÁLVULAS DE RE-PRESIONAMIENTO EN TP CON SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	15
2.4. MONITOREO EN TIEMPO REAL	15
2.5. SOFTWARE RODSTAR Y ECHOMETER	16
2.6. PROFUNDIZAR PUNTO DE INYECCIÓN: POZO PULMÓN	16
2.7. ESTRANGULADORES DE FONDO	17

CAPÍTULO 3. EL SECTOR SOLEDAD NORTE Y LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS	18
3.1. INTEGRACIÓN DEL SECTOR SOLEDAD NORTE, PROPÓSITOS Y OBJETIVOS	18
3.1.1. Integración del Sector	18
3.1.2. Propósito del Sector	19
3.1.3. Objetivo	19
3.1.4. Organización del Grupo de productividad	20
3.2. EL POZO Y SU EVALUACIÓN	21
3.3. BATERÍAS DE RECOLECCIÓN	22
3.4. DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR	22
3.5. PRODUCCIÓN	24
3.6. DIVISIÓN DEL TRABAJO EN GPP 1	25
3.7. OPTIMIZACIÓN DE POZOS	26
3.7.1. Optimización de Pozos Fluyentes	26
Método Indirecto para el Cálculo de IPR	27
3.7.2. Optimización de Pozos con Aparejo de Bombeo Neumático	32
3.7.3. Optimización de Pozos con Aparejo de Bombeo Mecánico	33
CAPÍTULO 4. DISEÑO DE REPARACIONES MENORES	38
4.1. DISEÑO DE BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE	38
4.1.1. Antecedentes	38
4.1.2. Mecanismo de la Válvula de Resorte	39
4.1.3. Diseño	42
4.1.4. Método Práctico	44
4.2. DISEÑO DE BOMBEO MECÁNICO	47
4.2.1. Antecedentes	47
4.2.2. Curvas de Gradiente de Presión	48
4.2.3. Las Ventanas de PROSPER	50
4.2.4. Las Ventanas de RODSTAR	55
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
CONCLUSIONES	60
RECOMENDACIONES	62
BIBLIOGRAFÍA	64

INTRODUCCIÓN

Dada la configuración de Chicontepec, la estrategia a seguir es la de perforar la mayor cantidad de pozos posible. Esto trae consigo el reto de capitalizar el proyecto y contar con una de las fuerzas laborales más grandes de Pemex. Sin embargo, antes de llegar a este gran esfuerzo, en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo se están logrando buenos resultados con los pozos existentes.

El trabajo en equipo y la optimización de pozos se han convertido en una constante en el AIATG, ya que gracias a esto se han obtenido los mejores resultados en su historia. El más claro ejemplo de la eficiencia de la mano de obra de la optimización y el trabajo conjunto son los grupos de Productividad. Estos equipos multidisciplinarios conformados por especialistas en diversas áreas de conocimiento analizan, diagnostican, estudian y optimizan la operación de cada uno de los pozos en Chicontepec, conformando una de las fuerzas más grandes en la producción hoy en día.

Actualmente el Activo cuenta con 8 de estas células de trabajo, cuya función es monitorear el comportamiento de cada pozo y analizarlo para mejorar su producción cada día. Trabajando de manera colaborativa con el resto de las Coordinaciones dentro del ATG, los Grupos de Productividad, encabezan una campaña continua de optimización que permite obtener el mejor resultado de los pozos existentes.

Dentro de su organización, los Grupos de Productividad cuentan con dos Sub-grupos de apoyo. El primero de ellos es el Grupo de Optimización de Sistemas Artificiales de Explotación, cuya función es monitorear a través de Cartas Dinamométricas y Ecómetros, el estatus de cada unidad productora, ofreciendo datos precisos para la intervención de los pozos.

El segundo de ellos es el Grupo de Estimulaciones. La función de este grupo es la de evaluar la viscosidad del aceite y mediante tratamientos químicos ayudar al aseguramiento del flujo del crudo durante el proceso de extracción y transporte.

Para el AIATG es importante documentar los proyectos; es por esto que se cuenta con 7 Cuadernos de Gestión con la finalidad de dar seguimiento y apoyo a cada actividad productiva.

Los Grupos de Productividad son los encargados de establecer una cartera de oportunidades para el Cuaderno Amarillo, destinado a dar seguimiento a intervenciones a pozo, sean estos fluyentes, SAP, Cerrados o Intermitentes. De esta forma el seguimiento de cada proyecto en el territorio es completamente confiable.

Se planea integrar una sola línea de análisis sectorial en conjunto con las áreas de administración de producción y mantenimiento a sistemas artificiales de producción (COPIE y MEDySA).

La rentabilidad de Chicontepec presenta una amplia dependencia de la productividad de los pozos, reducción de costos e implementación de tecnologías. Por ello, en este trabajo escrito, se describen, entre otras cosas, las diversas pruebas tecnológicas que se desarrollan hoy en día en el Activo Integral

INTRODUCCIÓN

Aceite Terciario del Golfo, así como los resultados y las perspectivas del proyecto. En este mismo capítulo inicial, se describe el gran desafío que es la explotación de este Complejo.

En los capítulos siguientes, se incluye la manera en la que se trabaja en el Grupo de Productividad de Pozos, conjuntamente con las diversas áreas y Coordinaciones del activo, encaminados hacia un solo objetivo, que es el explotar de la manera más eficiente el yacimiento, con los mínimos costos que esto mismo implica.

Otro de los retos de las actividades realizadas en el grupo, es el desarrollo en el Sector Soledad Norte, un sector caracterizado por las dificultades tanto de acceso por propietarios, como de infraestructura y con un aceite con alta relación gas-aceite, con la virtud de contar con una densidad de 35 °API, siendo el aceite más ligero que se encuentra en el Activo.

Todo ello hace de esta experiencia laboral, una gran oportunidad de poder incursionar en la Industria Petrolera, siendo una estancia muy gratificante tanto en cuestión laboral como personal, lo que ha marcado el inicio de una vida profesional.

CAPÍTULO 1

AVANCES Y PERSPECTIVAS DEL PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO

1.1. UBICACIÓN

Ubicado al Norte del Estado de Veracruz y Oriente del Estado de Puebla, en la planicie costera del Golfo¹.

Complejo descubierto en 1926 que inició a explotarse en el año de 1952 en la Cuenca Tampico-Misantla, de la formación Chicontepec, siendo un tipo de trampa estratigráfica con una superficie de 4243 km². Actualmente se cuenta con un total de 3160 pozos perforados, de los cuales 1893 se encuentran operando y 1267 de ellos cerrados.

Chicontepec, dentro de los proyectos de desarrollo, tiene el mayor potencial de hidrocarburos identificado.

Algunos datos comparativos con yacimientos del Complejo Cantarell se presentan en la tabla 1.1.

Cantarell vs Chicontepec

	Cantarell	Chicontepec
Reserva (2P):	4,135 MMbpce	9,039 MMbpce
Porosidad:	10 - 15%	8 - 12%
Permeabilidad:	5,000 – 10,000 md	0.1 - 5 md
Presión:	115 a 140 Kg/cm ²	80 - 360 Kg/cm ²
Productividad por pozo:	5,000 a 15,000 bpd	0 - 100 bpd



Tabla 1.1. Datos comparativos entre Chicontepec y Cantarell.

1.2. PROBLEMÁTICA DE CHICONTEPEC

Se cuenta con una interconexión vertical y lateral muy limitada, pues los hidrocarburos se encuentran en acumulaciones lenticulares aisladas, lo que implica una baja recuperación de los pozos. Por tal motivo, el crecimiento de la producción requiere de una capacidad de ejecución masiva y un alto grado de mecanización.

La baja permeabilidad de la roca es otra parte de la problemática, pues su valor está de entre 0.1 y 5.0 md. En contraste, Cantarell tiene una permeabilidad entre 5000 y 10000 md. Esto se ve reflejado en un flujo limitado de aceite de la formación al pozo, el cual requiere de un alto consumo de energía. Así mismo, requiere de la implementación de soluciones tecnológicas tales como el fracturamiento apuntalado y el fracturamiento ácido.

Otro factor que hace la explotación de este Complejo todo un reto tecnológico, es su baja presión, pues se cuenta con una presión entre 80 y 360 kg/cm², muy cercana a la presión de burbuja, insuficiente para asegurar el flujo del yacimiento al pozo y del pozo a la superficie e insuficiente para vencer las contrapresiones en el sistema de transporte. La pérdida del gas en solución es la única fuente de energía natural del yacimiento, al alcanzarse la presión de saturación. Todo esto requiere de la implementación de soluciones tecnológicas tales como los sistemas artificiales y el mantenimiento de presión.

Se debe considerar, además de todo esto, que Chicontepepec es altamente heterogéneo y requiere de la implementación de soluciones tecnológicas a las condiciones específicas de cada campo².

Los retos tecnológicos de Chicontepepec no tienen paralelo en otros campos de México. Por tal motivo, es relevante identificar campos análogos en otros países y conocer las soluciones que se aplicaron en ellos. A la fecha se han identificado diversos campos análogos, que están siendo estudiados por PEP, los cuales se muestran en la figura 1.2.

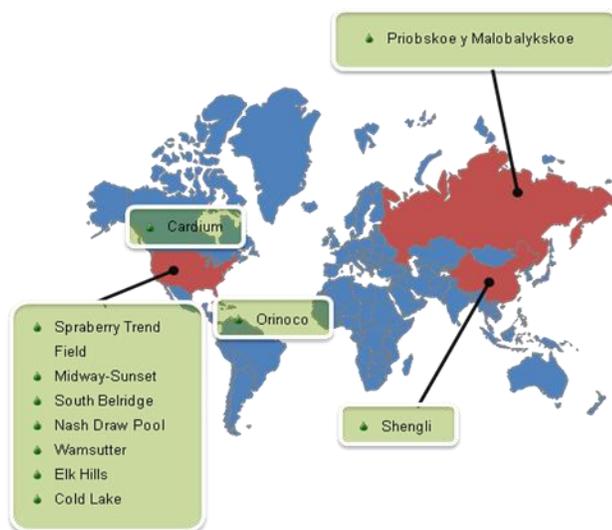


Figura 1.2. Campos análogos.

CAPÍTULO 1. AVANCES Y PERSPECTIVAS DEL PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

- Spraberry Trend Field, Midland Basins, TX, EU. Desarrollado por “Pioneer Natural Resources”. Tiene la similitud que cuenta con rocas areniscas con baja permeabilidad en zonas productoras de 0.1 a 0.5 md y una baja porosidad intergranular (cerca al 7 %) reducida por cemento dolomítico. En este campo se está implementando la inyección de agua.
- Shengli, China. Desarrollado por “Shengli Oilfield” (SINOPEC). Con características similares a las de Chicontepec por su permeabilidad de 0.013 a 14 md, yacimientos de baja presión, complejos y heterogéneos y declinación rápida de presión-producción, pozos facturados hidráulicamente y que requieren sistemas artificiales y una recuperación máxima del 8%. En este campo se aplican las tecnologías de inyección de agua y fracturamiento con fluidos que ocasionan bajo daño.
- Midway-Sunset, CA, EU. Desarrollado por “Berry”. Se cuenta con una permeabilidad de 1 md, casi tan baja como en Chicontepec. Se aplica la inyección de vapor.
- South Belridge CA, EU. Desarrollado por “Aera Energy”. Se cuenta con una permeabilidad de entre 1 y 5 md e igualmente se aplica la inyección de vapor.
- Nash Draw Pool, New Mexico, EU. Desarrollado por “Pecos Petroleum Engineering Inc.”-“Strata Production Company”- “DOE”. Siendo arenas turbidíticas compuestas de micro capas de 1 a 6 pies, apiladas, permeabilidad de entre 0.5 a 4 md y un porcentaje de aceite de entre 11 y 18 %. Se aplican diversas tecnologías como lo son la sísmica 3D, modelo estratigráfico geonuclear, simulador Eclipse 100 y Boastil, alto rendimiento en los fluidos viscoelásticos de fractura, pequeñas cadenas de polímeros en los fluidos de fracturamiento.

En la Tabla 1.2 se muestran diversos parámetros de comparación entre los campos análogos a Chicontepec.

Yacimiento	Compañías Operadoras	Pozos (operando)	Espaciamento (m)	Producción promedio por pozo (bpd)	Np por pozo (Mb)	EOR / IOR Arreglo	Fracturas	Tipo de Pozos	Costo Des. (Usd/bl)	Costo Ope. (Usd/bl)
Chicontepec	1	1,893	400	30	56		Convencional Aceite, CO ₂ , N ₂	Verticales Tipo S y J Horizontales	25	9.9
Bakken		951	1,600	78	135		Waterfrac	Horizontales Multilaterales Multifracturas	16 – 20	5
Shengli	1	20,400	230 – 350	21 V 41 H	40 V 100 H	Inyección agua 5 spot		Verticales Horizontales		
Spraberry	10	12,700	450				Base agua, 1,000-3,000 sacos	Verticales		
Priobskoye	6	7,700	600							
Cardium	25	3,000	570 – 800		175		Base aceite, multietapas	Horizontales Multilaterales Multifracturas	15 - 17	8
Wertz			200					Análisis		
East Wilmington		1,228	240			Inyección agua 7 spot		Horizontales		

Tabla 1.2. Parámetros de comparación entre yacimientos análogos a Chicontepec³.

1.3. RESULTADOS Y ESTRATEGIAS FUNDAMENTALES DEL PROYECTO

En cuanto a las estrategias fundamentales se pretende mantener e incrementar la producción base, mediante la operación eficiente de los pozos actuales (1,893 pozos) y con la incorporación a producción de pozos cerrados (1,267 pozos de los cuales se estiman 600-700 con posibilidades).

Otra estrategia es incorporar rápidamente producción de nuevos y productivos campos.

Las líneas de acción estratégicas son:

- Procesos Clave:
 - ❖ Mejorar el entendimiento del yacimiento (revisión por estudios).
 - ❖ Mantener e incrementar la producción base.
 - ❖ Sectorizar para operar eficientemente el Proyecto.
 - ❖ Implementar las mejores prácticas de campos similares en el mundo.
- Tecnología y desarrollo:
 - ❖ Consolidar los laboratorios de campo actuales.
 - ❖ Búsqueda agresiva del desarrollo tecnológico para terminaciones y operación de pozos.
- Soporte:
 - ❖ Negociar precios de perforación y terminación de pozos.
 - ❖ Implementar contratos incentivados.
 - ❖ Asegurar destino de inversiones con eficiencia (máximo y rápido retorno del capital).
 - ❖ Fortalecer, adecuar y formalizar la organización del activo.

A continuación se muestran algunas estadísticas de la capacidad de ejecución en el Proyecto ATG del año 2002 al año 2010 y los indicadores de desempeño de la producción base 2010-2011.

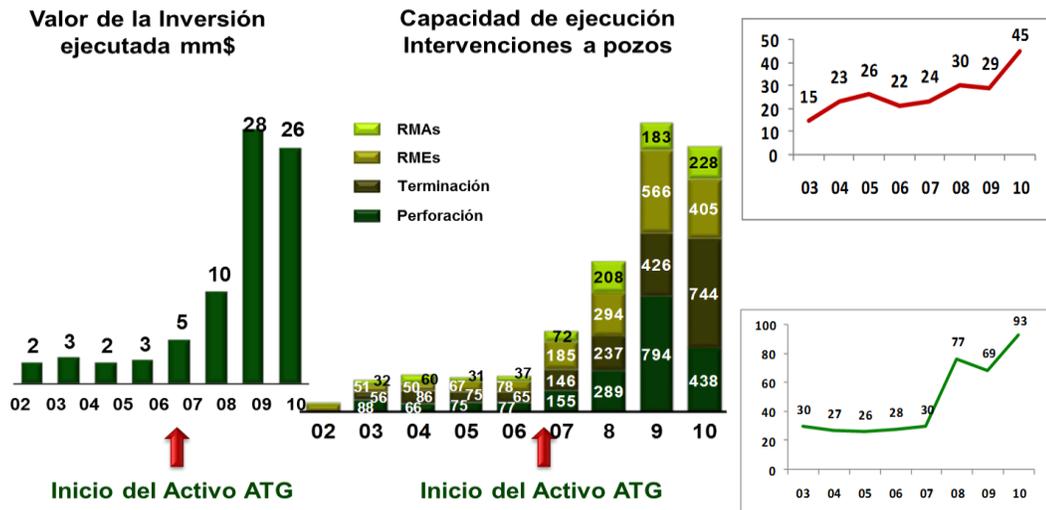


Figura 1.3.1. Capacidad de Ejecución.

CAPÍTULO 1. AVANCES Y PERSPECTIVAS DEL PROYECTO ACEITE Terciario DEL GOLFO.

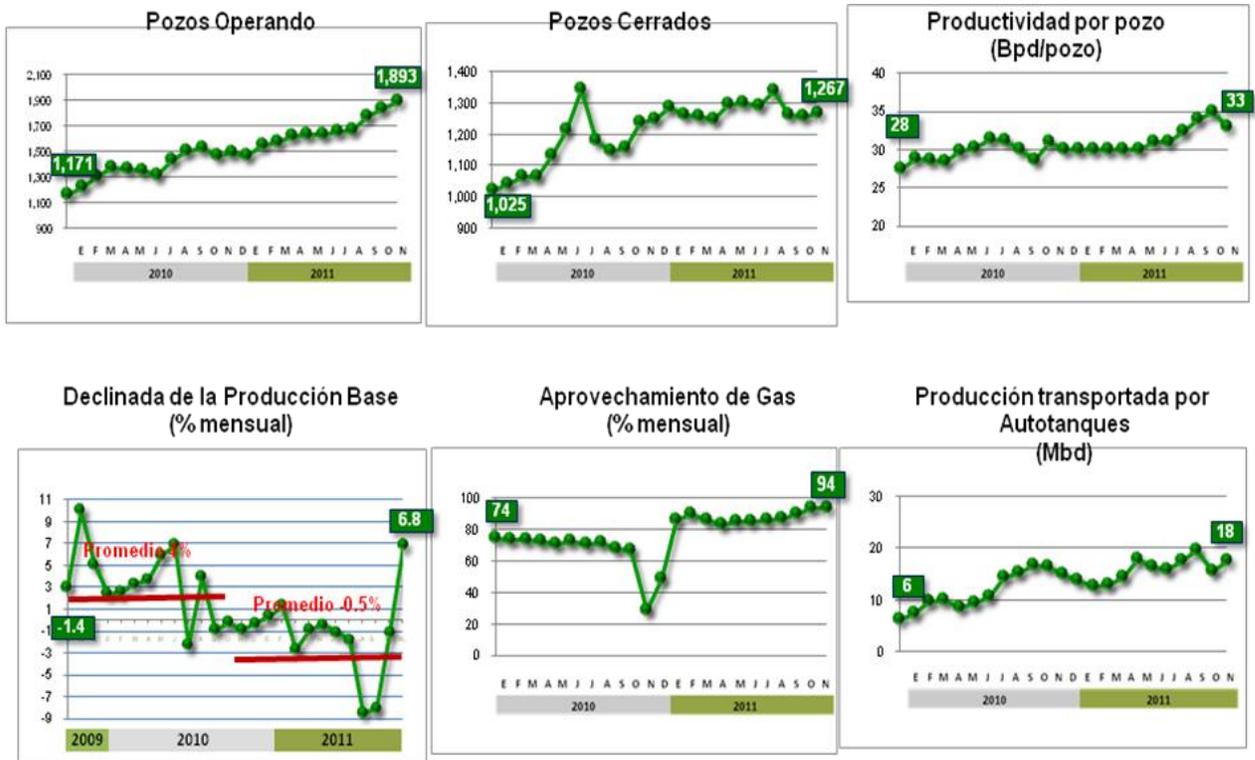


Figura 1.3.2. Indicadores de desempeño de producción base.

El desarrollo de campos y el mantenimiento de la base determinan el crecimiento del Proyecto. Las principales iniciativas se han transformado en crecimientos productivos, los cuales se muestran en la figura 1.3.3; entre estas iniciativas se encuentran:

- Ejecución de 34 fracturamientos múltiples a partir de julio del 2011.
- Integración de programa intenso de operación y optimización de pozos.
- Alcanzar la capacidad de ejecutar 700 intervenciones del grupo de productividad por mes.
- Dedicación de los equipos de trabajo de gabinete y campo de manera continua.

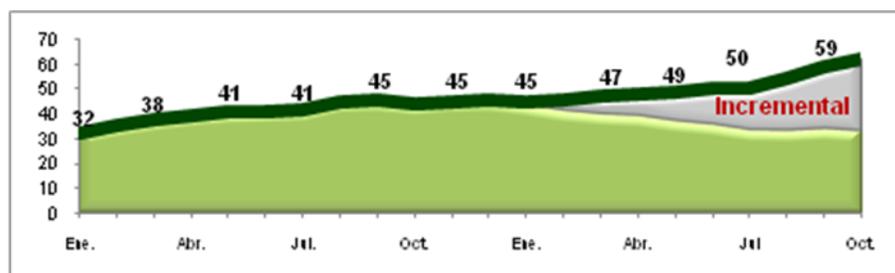


Figura 1.3.3. Producción Incremental 2010-2011 (Mbd).

1.4. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN BASE

La implementación de prácticas y procesos han permitido estabilizar la producción base, simplificados en los siguientes puntos:

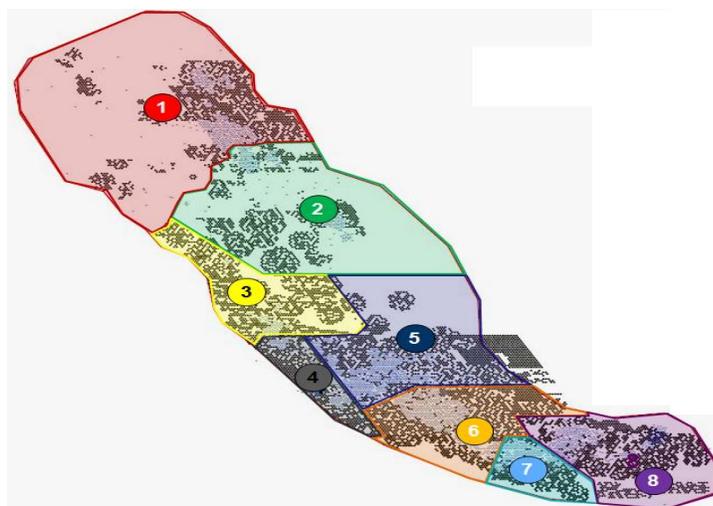
- Integración del Grupo de Productividad, cuya meta es incorporar, optimizar y mantener los pozos operando con el máximo de eficiencia a un mínimo costo.
- Creación del Departamento de Medición de Pozos, con 4,000 mediciones por mes, llegando a una cobertura de casi 2000 pozos.
- Incremento de capacidad de ejecución de actividades de optimización de la producción base.
- Organización por sectores.
- Comandos Operativos, con 21 unidades equipadas para la atención inmediata a pozos. Estas unidades cuentan con una capacidad de carga libre de 1.5 toneladas. Cuentan con: dispensador de lubricante, dispensador de grasa, polipasto de capacidad de carga de 1 tonelada, hidrolavadora, generador de voltaje de 5000 Watts, tanque de agua con capacidad de 150 litros, compresor de aire eléctrico, tornillo de banco, esmeril eléctrico de banco y juego de herramientas. Cada comando está conformado por dos técnicos especializados. Se cuenta con 9 comandos y la meta son 21.
- Cuadernos de Gestión. Seguimiento estricto a los programas de trabajo. El seguimiento del proyecto se apoya en la edición y uso generalizado y obligatorio de 7 Cuadernos de Gestión.
 - ❖ Libro Blanco. Programación y ejecución de la perforación de pozos y obras relacionadas.
 - ❖ Libro Rojo. Programación y Ejecución de la Terminación de pozos y obras relacionadas.
 - ❖ Libro Amarillo. Intervenciones a pozos: fluyentes, SAE, cerrados e intermitentes.
 - ❖ Libro Gris. Programación y ejecución de reparaciones de pozos y obras relacionadas.
 - ❖ Libro Azul. Construcción de macroperas para asegurar la continuidad de los equipos de perforación.
 - ❖ Libro Verde. Obras de infraestructura críticas.
 - ❖ Libro Café. Seguimiento y corrección de anomalías.
- Centro de Monitoreo en Tiempo Real, cuyo objetivo es monitorear en tiempo, condiciones de operación de pozos, macroperas y baterías de separación. Instalaciones y parámetros monitoreados 24 horas los 365 días del año en un centro dedicado. Las instalaciones y parámetros monitoreados son: baterías, estaciones de compresión, pozos, macroperas, macroperas autosustentables, módulos de separación portátil, centrales de almacenamiento y bombeo, tanques individuales, balance de producción, vehículos de transporte de crudo, vigilancia y ubicación de vehículos, red de bombeo neumático, ductos de alto riesgo y sistemas de inyección de agua congénita.

- Reactivación de pozos cerrados, donde se proporciona mano de obra calificada, equipos de reparación de pozos, herramientas, materiales, accesorios y servicios auxiliares para ejecutar:
 - ❖ Trabajos de Reparación Mayor.
 - ❖ Trabajos de conversión a sistema artificial de producción: Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico, Cavidades Progresivas y Bombeo Hidráulico.
 - ❖ Trabajos de rehabilitación de sistema artificial de producción, Bombeo Neumático, Bombeo Mecánico, Cavidades progresivas, Bombeo Hidráulico y Reacondicionamiento de Aparejo Fluyente.
 - ❖ Refracturamientos.
 - ❖ Estimulaciones
 - ❖ Sondeo de inducción de pozos con tubería flexible o cable y copas.

1.5. REORGANIZACIÓN HACIA SECTORES OPERATIVOS

La misión es enfocar en sitio a grupos operativos multidisciplinares para la atención dedicada a la operación de baterías de separación, pozos y macroperas. Esta nueva sectorización, ayudará a la óptima operación de los pozos, así como el desarrollo del activo bajo las premisas de:

- Mejor control de la operación y productividad.
- Asignación de responsabilidad de producción directamente a los sectores.
- Enfoque centralizado de las funciones que permitan apalancar los recursos para llegar a las metas de producción definidas.



1. Coyotes – Soledad Norte
2. Soledad – Miquetla
3. Humapa – Miahuapan
4. Coyula – Escobal
5. Agua Fría – Corralillo
6. Tajín – Coapechaca
7. Furbero
8. Alemán - Remolino

FIG. 1.5. Mapa de los diferentes sectores que componen el AIATG y sus respectivos campos.

1.6. COSTO DE PRODUCCIÓN

El costo de desarrollo oscila en una banda entre los 15 y 20 dólares por barril (bpce) dependiendo de las condiciones de los campos.

El costo de Producción se ha visto incrementado durante 2011 por un aumento en el gasto debido a un mayor número de Reparaciones Menores efectuadas y por la instalación de sistemas artificiales en un mayor número de pozos para el mantenimiento de la producción base, así como un mayor gasto de mano de obra por la formalización de la estructura de personal.

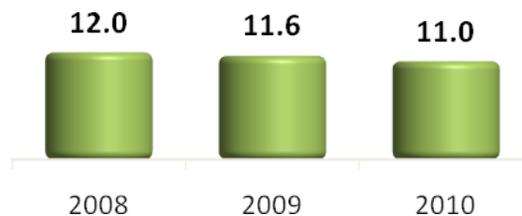


Fig. 1.6. Costos de Producción. Resultados antes de impuestos y derechos. No incluye gastos de exploración³.

1.7. INICIATIVAS TECNOLÓGICAS EN EL CORTO PLAZO PARA EL CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

El proyecto se encuentra entre los 5 activos líderes en aprovechamiento de gas a nivel nacional.

Durante el año 2011 se ejecutaron 22 obras que han permitido aprovechar 53.6 millones de pies cúbicos de gas.

En el mes de octubre se redujo la quema de gas a 14.1 MMpcd para un aprovechamiento del 94 %.

Se tienen en ejecución 16 obras para incorporar a proceso 16.7 millones de pies cúbicos de gas.

Adicionalmente a las obras que actualmente se encuentran en ejecución, el Activo está evaluando la aplicación de tecnologías tales como: transporte de gas en contenedores, inyección de gas a yacimiento, generación de energía eléctrica para el suministro en las instalaciones y con beneficio a comunidades.

En ejecución y aplicación se cuenta con laboratorios de campo, terminaciones multifracturas, macroperas autosustentables, prueba de inyección de agua (pozo del campo Furbero), Pozo Pulmón y bombeo multifásico.

En pruebas, se está dando oportunidad a prueba piloto de Hectárea Multifracturada con 11 secciones disparadas de 9 m c/u. (4 arenas), prueba de inyección de vapor y prueba de inyección de CO₂.

El alcance del proyecto de la Hectárea Fracturada es:

- Perforar 6 pozos horizontales paralelos saliendo de una macropera del campo Coyula.
- Perforación perpendicular a la dirección del máximo esfuerzo regional.
- Con una sección horizontal de 400 metros.
- Realizar de 4 a 6 fracturas transversales para cada pozo, dependiendo de modelado.
- Fracturas de poco volumen a alto gasto: convencionales, energizadas o con aceite cíclico, según sea el caso.
- Espaciamiento de 200 metros entre pozos considerando un ala de fractura de 100 metros.

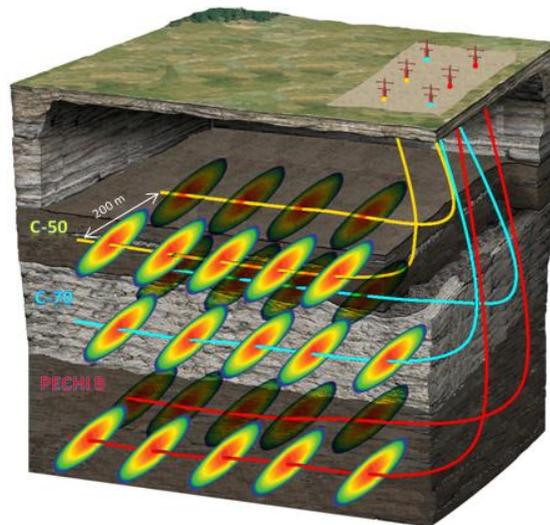


Fig. 1.7. Diseño Esquemático de Trayectorias de los Pozos en el proyecto de la hectárea fracturada.

1.8. PROYECCIÓN 2012-2075

Para sostener el crecimiento durante 2012 y alcanzar los 100 Mbd, se requiere:

- Dar continuidad a la capacidad de ejecución generada.
- Continua negociación de costos de perforación.
- Instalación de 1000 unidades de sistemas artificiales.
- Reforzar grupos de Diseño, Fracturas, Productividad de Pozos para atender eficientemente 4,000 pozos.
- Incrementar los sectores Operativos y crear campamentos cercanos a los campos.
- Asistencia técnica especializada y capacitación continua a personal técnico.
- Replicar prácticas exitosas de los laboratorios de campo.
- El disponer de un edificio para el ATG que permita ser más eficiente en los procesos de diseño, ingeniería y administración del proyecto.

CAPÍTULO 1. AVANCES Y PERSPECTIVAS DEL PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

Chicontepec es un Proyecto para el largo plazo que requiere mantener su actividad física en las siguientes décadas.

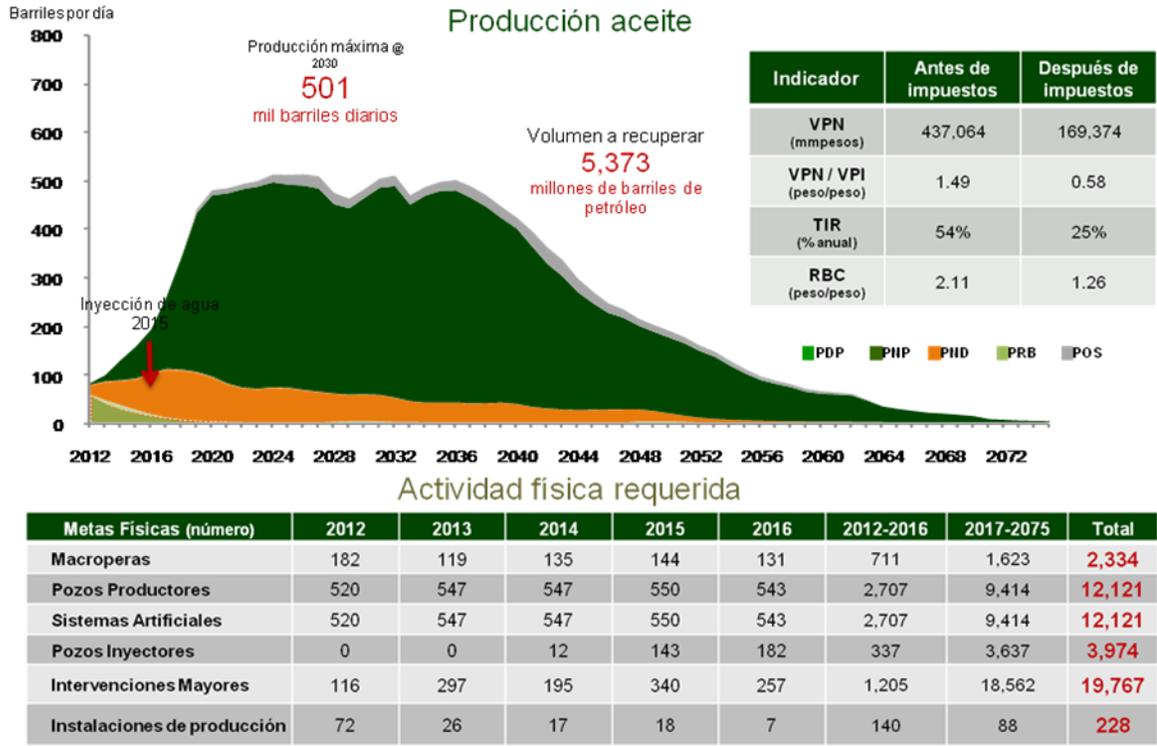


Fig. 1.8. Proyección 2012-2075³.

Se han fortalecido las actividades enfocadas al entendimiento del subsuelo.

El desarrollo de los campos debe hacerse de una forma jerarquizada y por sectores, en función del grado de rentabilidad, conocimiento y certidumbre.

Se continuará con el esfuerzo de mejoramiento de la productividad de los pozos mediante la instalación de sistemas artificiales.

Capitalizar los logros tecnológicos realizados en los laboratorios y aplicarlos en los pozos fuera de los polígonos.

El aprendizaje, estudio e identificación de la tecnología adecuada, serán los elementos que gobiernen el desarrollo del proyecto, antes de una ejecución masiva.

Desde un enfoque técnico-económico, es recomendable dar continuidad a la ejecución del Proyecto considerando probar nuevas tecnologías desarrollando las mejores oportunidades técnico-económicas.

CAPÍTULO 2

GRUPO DE PRODUCTIVIDAD DE POZOS E IMPLEMENTACIONES TECNOLÓGICAS

Con el esquema de trabajo de los Grupos de Productividad de Pozos se ha determinado que cada grupo debe atender 200 pozos para operar de manera eficiente. La figura 2.0, muestra la actividad y el crecimiento proyectado hasta el año 2023 de los Grupos de Productividad de Pozos.

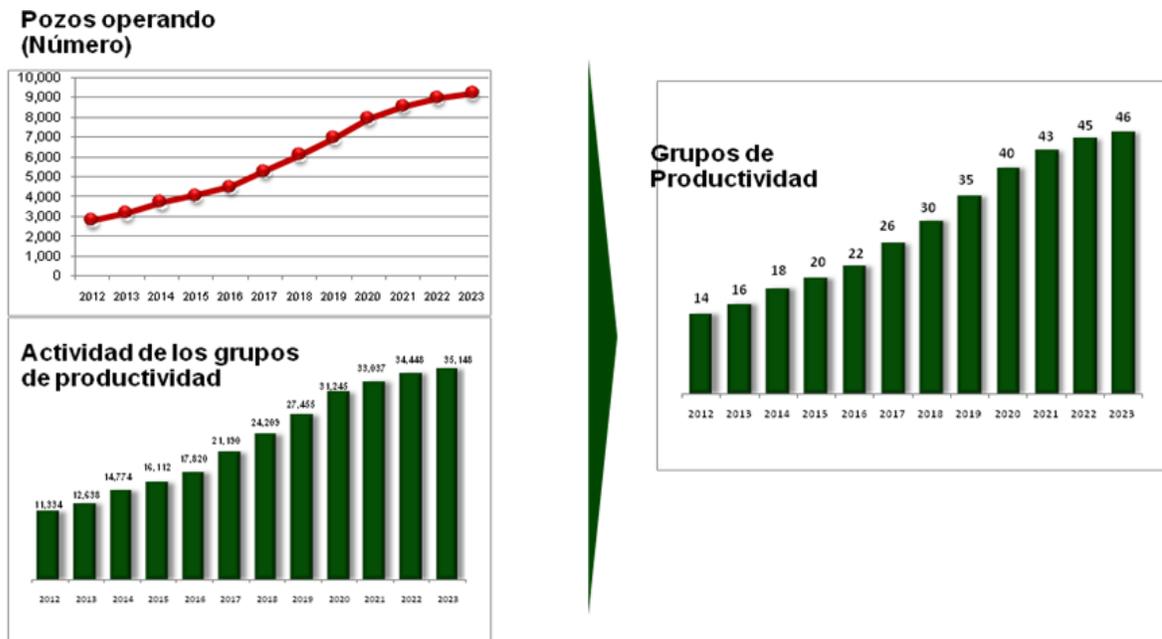


Fig. 2.0. Proyección de los grupos de productividad de pozos en el AIATG³.

Entre los proyectos y tecnologías aplicadas en el grupo se encuentran⁴:

2.1. BOMBEO MECÁNICO CON APLICACIÓN DE COMPRESORES A BOCA DE POZO

Se tiene como objetivo incrementar la producción de aceite mediante la optimización del sistema de BM a bajo costo. Reduciendo la presión en las tuberías de revestimiento en pozos con BM, utilizando un compresor modificado que comprime con 4 pistones del motor de combustión interna y genera la potencia con los otros 4 pistones, se utiliza un compresor por macropera con 12 a 19 pozos cada una.

Ventajas:

- Se obtiene un incremento del nivel dinámico de los pozos al extraer el gas de la TR.
- Mejora la eficiencia en el llenado de las bombas del sistema de bombeo mecánico.
- Permite optimizar el sistema artificial instalado al incrementar la longitud de la carrera, el número de emboladas y el diámetro de bomba, aumentando la eficiencia de la misma.
- Se emplea el gas natural adicional obtenido para sustituir el gas LP utilizado por los motores de combustión interna de las UBM.

Desventajas:

- El flujo de líquidos por el espacio anular puede ocasionar que el compresor salga de operación.
- Es necesario circular el gas por el anillo de descarga con el fin de evitar condensaciones retrógradas al caer la temperatura.

2.2. OPERACIÓN DE POZOS DE BM CON UNIDADES DE CARRERA LARGA

Se optimiza el sistema de bombeo mecánico utilizando carreras largas y mínimas emboladas por minuto, permitiendo operar los pozos con carreras de 250" y manejar la velocidad hasta del orden de ½ embolada por minuto con lo cual se mejora la eficiencia del bombeo, como lo es la unidad mostrada en la figura 2.2.



Fig. 2.2. Unidad de Bombeo Mecánico no convencional.

Ventajas:

- Sistema de bombeo inteligente programable vía tablero de control, automatización de controles de la unidad, comunicación remota que detecta falta de columna.
- Mayor capacidad de flujo.
- Menor consumo de energéticos.
- Menor tiempo de instalación del equipo, ya que el 90% son elementos ensamblados.
- Su comportamiento es adaptable al 100% al estado mecánico del pozo y a sus condiciones de inclinación y profundidad.

Desventajas:

- Problemas en la toma de información del pozo, como es el caso de cartas dinamométricas y pruebas de válvulas.
- Como resultados, incrementó más del 100% de la producción en los tres pozos donde se aplicó esta unidad.

2.3. UTILIZACIÓN DE VÁLVULAS DE RE-PRESIONAMIENTO EN TP CON SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El gas es responsable en un 80% de la eficiencia de la bomba, ya que el candado de gas presente en las bombas de bombeo mecánico reduce la eficiencia en ellas. Para evitar este problema, se han utilizado válvulas que represionan la TP a 30 kg/cm² con el fin de empacar la TP de líquido, logrando un mejor llenado de la bomba.

Ventajas:

- Incremento de la eficiencia en el llenado de la Bomba y en consecuencia, una mayor aportación de hidrocarburos.
- Al mantener la tubería impregnada de aceite y el barril de la bomba, se reducen los esfuerzos por fricción.
- Se realizan pruebas con el fin de re-presionar, de igual manera, el espacio anular y con ello, reducir la producción de gas.

Desventajas:

- Se requiere de un control estricto de la presión en tubería de producción. Si no es posible se puede tener en consecuencia derrames por daño en copas del estopero.

2.4. MONITOREO EN TIEMPO REAL

La optimización de Bombeo Mecánico se lleva a cabo de dos formas: En campo y a través de monitoreo en tiempo real utilizando el software "Lowis".

Este monitoreo en tiempo real, nos permite tomar decisiones de una manera rápida y efectiva sobre los programas de optimización y evaluación del comportamiento de los pozos con Bombeo Mecánico, incrementando el número de diagnósticos y optimizaciones por sistema artificial.

Ventajas:

- Se tienen registrados 345 pozos con sistema de monitoreo en tiempo real.
- Evaluar los pozos desde oficina sin la necesidad de ir a campo a tomar información.
- Se organiza y da una prioridad a los pozos que requieren atención inmediata de acuerdo a su producción actual.

Desventajas:

- En este caso no se ve desventaja económica y en lo técnico resulta ser una herramienta que ha demostrado ser útil para la evaluación del sistema artificial con varillas.

2.5. SOFTWARE RODSTAR Y ECHOMETER

Los diseños están basados en datos obtenidos de campo, en combinación con software especializados. Estos software son herramientas que nos ayudan a usar las diferentes ecuaciones de uso comercial para evaluar el comportamiento en términos de buscar su más alta eficiencia.

Ventajas:

- El dimensionamiento está sujeto al ritmo de producción del pozo.
- Las bombas, unidades e potencia y sarta de varillas están sujetas a la necesidad del pozo.
- Diseños efectivos

Desventajas:

- Sin desventajas

2.6. PROFUNDIZAR PUNTO DE INYECCIÓN: POZO PULMÓN

El bombeo Neumático depende esencialmente de la presión de inyección y del volumen disponible. Con la red de bombeo neumático no todos los pozos alcanzan la presión de inyección y el volumen necesario. La solución de este problema fue visualizado a un pozo pulmón. No sólo basta tener una presión elevada, es necesario tener un volumen de gas de acuerdo a la columna a elevar. Para su optimización se cuenta con monitoreo en tiempo real. Como resultados, se tiene una profundización de la válvula operante, disposición de volumen y presión a boca de pozo y una estabilización de los pozos productores.

Ventajas:

- Volumen de gas en grandes cantidades disponibles.
- Altas presiones de inyección por colocarle compresor en la macropera.
- Permite profundizar la válvula operante.
- Por la alta presión y la inyección de gas se mejora el arrastre de líquido.
- La infraestructura en tuberías se reduce de manera considerable.
- Mantenimiento de la presión y volumen disponible para un número mayor de pozos.
- El compresor opera con motor de combustión interna a gas.

Desventajas:

- Colocación de un compresor en cada localidad productora.
- Infraestructura de red de líneas de abasto de gas de BN y productoras.

2.7. ESTRANGULADORES DE FONDO

Para la optimización de un pozo fluyente se cuenta con la tecnología de un estrangulador de fondo de pozo. Los hay de dos tipos: Estranguladores convencionales y estranguladores tipo “venturi” diseñados por el IMP.

Ventajas:

- Prolongan la vida fluyente del pozo.
- Mejoran las condiciones del patrón de flujo.
- Incrementan el factor de recuperación.

Desventajas:

- Limita la toma de información.

Han sido instalados en pozos del sector Miguel Alemán y Tajín del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

- ❖ En un pozo del campo Presidente Alemán se instaló a 2225 m estrangulador de 10/64” el 07 de octubre del 2010. Se incrementó la producción de 245 Bpd a 572 Bpd. Actualmente tiene un gasto de 182 Bpd observándose una menor tasa de declinación que ha prolongado la vida útil como fluyente.
- ❖ En un pozo del campo Tajín se instaló estrangulador de fondo de 12/64” a 1540 m el 10 de diciembre del 2010. Se observó incremento de la producción de 192 Bpd a 272 Bpd. Actualmente se mantiene con un gasto de 222 Bpd.

CAPÍTULO 3

EL SECTOR SOLEDAD NORTE Y LA OPTIMIZACIÓN DE POZOS

3.1. INTEGRACIÓN DEL SECTOR SOLEDAD NORTE, PROPÓSITOS Y OBJETIVOS

3.1.1. Integración del Sector

Cada coordinación tiene bien definido su papel dentro del sector, lo que favorece el avance.

I. Copie

- Tomando información
- Aforos, Presiones, temperaturas, muestras en cada punto nodal del sistema de explotación.
- Optimizando cada pozo e infraestructura del complejo captador de hidrocarburos.

II. Productividad

- Aplicando las mejores prácticas de ingeniería con el fin mejorar la eficiencia de los pozos.
- Incrementando la relación Barril/costo.
- Analizando la información obtenida en campo y validando su calidad.
- Utilizando los simuladores más avanzados para la determinación de recomendaciones.
- Generando las mejores prácticas de ingeniería tanto en campo como a nivel de análisis:
 - ❖ Sistema Artificial (BN, BM, EV)
 - ❖ Simulación integral desde el yacimiento hasta punto a venta (Petroleum Experts).
 - ❖ Seguimiento y recomendaciones de intervenciones a pozos.
 - ❖ Diseño de las reparaciones menores. Conversiones y reacondicionamientos.
 - ❖ Evaluación de la calidad de la información tomada.

III. CDE

- Caracterización Estática y Dinámica del yacimiento.
- Estrategias de recuperación secundaria y mejorada.
- Diseño de terminaciones con pozos verticales, desviados, especiales y altamente fracturados.

IV. MEDySA

- Establecer confiabilidad del sistema de recolección, SAE, almacenamiento, equipo dinámico, etc.
- Disponibilidad, confiabilidad, tasa de falla, frecuencia, refracciones critica, etc.

V. CEO

- Coordinar y supervisar la logística de toda ejecución en el sector.
 - ❖ RME, RMA, TERM, Complementos, Tubería flexible etc.
 - ❖ TI (línea de acero, fluidores, etc.)

VI. SIPA

- Garantizar que cada actividad realizada dentro del sector sea ejecutada bajo un procedimiento aceptado por las autoridades como la mejor practica para dicha operación.
- Establecer indicadores de ejecución de trabajo en base a procedimiento.
- Establecer criterios de “Industria Limpia” “Industria segura” “ etc.)

VII. CAF

- Procurar el medio financiero para contratos, gastos de administración, gastos por afectaciones, gastos por manejo de oficinas, camionetas, ropa, herramienta, etc.

VIII. CAEC

- Cada metro cuadrado del sector debe estar legalmente acordado con propietarios, ejidatarios, y/o apoderado del terreno.
- No permitir negociaciones con amafiados y oportunistas.
- Debe estar todo regulado bajo un marco legal.

IX. CMyL

- Mantenimiento a ductos, tanques, accesorios (válvulas, pre- ventores, etc.)
- Corrosión, corrida de diablos, logística de pipas de recolección.

X. CITP

- En conjunto con la coordinación de diseño, elegir los pozos susceptibles a una estimulación geo-mecánica del yacimiento a través de fracturas u otra ingeniería que modifique la estructura del yacimiento.

XI. CDS

- Por su naturaleza cultural y demás factores que impiden que PEMEX realice sus actividades. Se considera necesario integrar esta coordinación con el fin de realizar obras para el desarrollo económico de la zona y establecer buenas relaciones con la empresa.

3.1.2. Propósito del Sector

Ser el mejor Sector del AIATG, garantizando que cada pozo existente sea productor de hidrocarburo y los que resulten no productores, desincorporarlos de la cartera de pozos, no sin antes considerar la opción de una reparación mayor.

3.1.3. Objetivo

El objetivo es incrementar la producción de aceite mediante la optimización de pozos fluyentes a bajo costo.

Trabajar un pozo con la mayor eficiencia y al menor costo posible, optimizando el sistema integral de explotación de hidrocarburos.

3.1.4. Organización del Grupo de Productividad

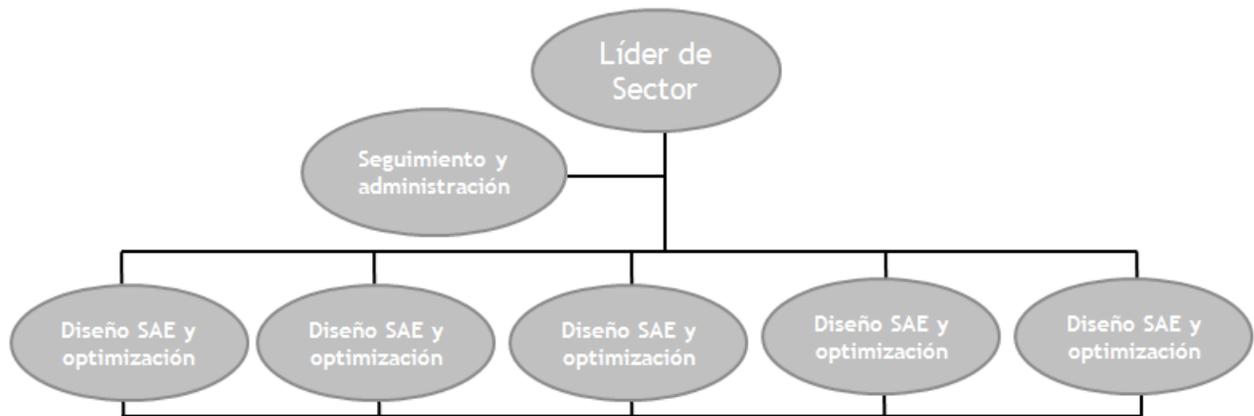


Fig. 3.1.4. Organización del Grupo de Productividad del Sector Soledad Norte.

El sector Soledad Norte se compone de 12 campos:

- | | |
|-----------------|-----------------|
| ➤ Coyotes | ➤ Soledad Norte |
| ➤ Sabana Grande | ➤ Tenexcuila |
| ➤ Ahuatepec | ➤ Aragón |
| ➤ Tlacolula | ➤ Gallo |
| ➤ Horcones | ➤ Amatitlán |
| ➤ Pastoría | ➤ Sitio |

Con un total de 171 pozos operando y 310 cerrados, se cuentan con diferentes sistemas de Explotación, tanto pozos fluyentes, Bombeos Mecánicos y Bombeos Neumáticos. Por acuerdo de compañías con la administración, se pretende dar mayor oportunidad al bombeo hidráulico, por lo que en cada sector, incluyendo Soledad Norte, se busca alguna macropera candidata a este sistema de explotación. Se busca alguna macropera completa para aprovechar la renta del equipo no sólo a un pozo, sino a la mayor cantidad de pozos posibles. Otra cualidad que debe reunir la macropera es que debe encontrarse fuera de la infraestructura de BN y que ningún pozo o casi ninguno, opere con sistema de bombeo mecánico. Se pretende utilizar bombas tipo “jet” y agua como fluido motriz.

3.2. EL POZO Y SU EVALUACIÓN

A continuación se describe la manera en que un pozo es evaluado en el sector Soledad Norte y las intervenciones que se realizan para esta evaluación y para que produzca en condiciones óptimas:

- ✓ Toma de información: Con los datos obtenidos de esta toma de información, se determina el sistema más apropiado y las condiciones bajo las que operará el pozo. Son datos clave para nuestro diseño y para la optimización del sistema. Entre la toma de información se encuentra:
 - ❖ VPI. (Verificar Profundidad Interior). A través de un block de impresión, se verifica la profundidad del pozo y las restricciones que se puedan encontrar en él.
 - ❖ RPFC. Registro de Presión de Fondo Cerrado. Para determinar la presión en el fondo del pozo en condiciones estáticas y calcular así, la columna de fluido que recupera el pozo.
 - ❖ RPFF. Registro de Presión de Fondo Fluyendo. Dato de gran importancia para la construcción de nuestra curva de IPR que se ingresa al simulador para los diseños de SAE.
 - ❖ Medición de gasto de líquido y gas. A través de un medidor trifásico o de un tanque, medimos la producción del pozo para conocer el valor real de lo que aporta el Sistema.
 - ❖ Curvas de incremento o decremento. Para conocer el potencial del pozo y en dado caso, determinar el daño a la formación.
 - ❖ Presión y temperatura en puntos nodales. Datos que nos ayudan a conocer las condiciones bajo las que opera nuestro sistema y que son de ayuda para el diseño.

- ✓ Reparaciones Mayores. Siendo una labor de la coordinación de Diseño de Explotación, el grupo de productividad, a través de su estudio del pozo, puede sugerir aquellos en los que se requiere una reparación mayor, como puede ser un cambio de intervalo. Las Reparaciones mayores pueden ser:
 - ❖ Fracturamiento
 - Aceite Cíclico
 - Ácidas
 - Nitrogenadas
 - ❖ Terminación

- ✓ Reparaciones Menores. El grupo de Productividad es totalmente responsable de estas intervenciones. Pueden ser conversiones o reacondicionamientos a los diferentes Sistemas Artificiales de Explotación.

- ✓ Operación y mantenimiento
 - ❖ Operación. La operación de cada pozo se basa en las optimizaciones recomendadas por el grupo de Productividad, a través de personal de COPIE y MEDySA quienes son los responsables de ejecutarlas.
 - ❖ Mantenimiento. Se procura, a pesar de tratarse de pozos e instalaciones viejas, se mantengan en las mejores condiciones posibles, tanto el sistema Artificial como el equipo dinámico.

3.3. BATERÍAS DE RECOLECCIÓN

En la siguiente tabla se muestra estadísticamente los Sistemas con los que operan los pozos en el sector y las diferentes baterías de recolección a las que se encuentran alineados:

Instalación	BN		BM		F		Total de pozos	Tanques a boca de pozo
	o	c	o	c	o	c		
Soledad Norte	45	40	7	11	7	48	158	6
Módulo 1	2	1	16	7	6	19	51	12
Módulo 2	0	1	0	2	0	16	19	0
Módulo 3	2	2	4	1	11	5	26	0
Módulo 4	3	0	4	0	6	7	20	0
Aragón	0	0	1	11	1	1	14	1
Total:	52	44	32	32	31	93	288	10

Fig. 3.3. Sistemas con los que operan los pozos en el sector Soledad Norte y las baterías con las que se cuentan.

3.4. DISTRIBUCIÓN DEL SECTOR

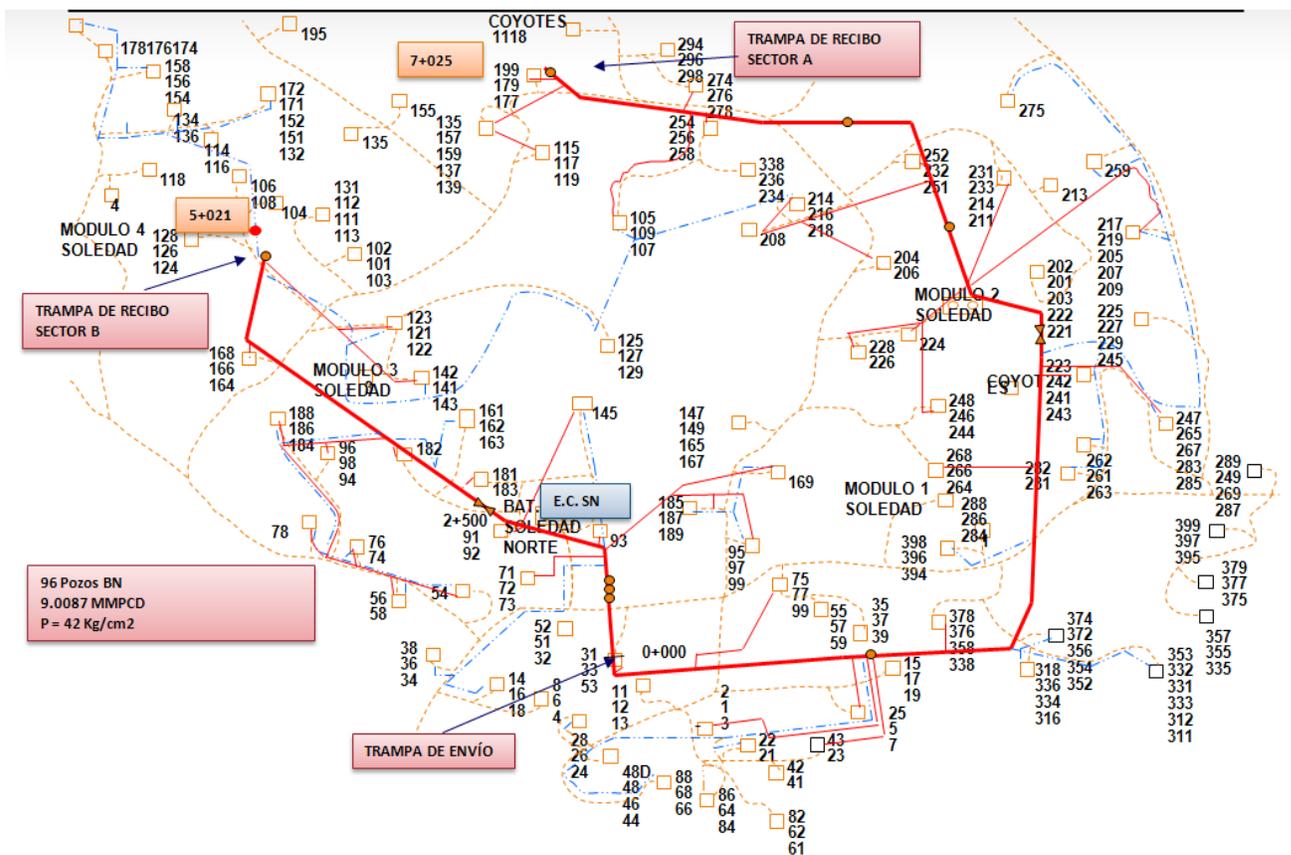


Fig. 3.4.1. Distribución del Sector Soledad Norte y el Anillo de Bombeo Neumático⁵.

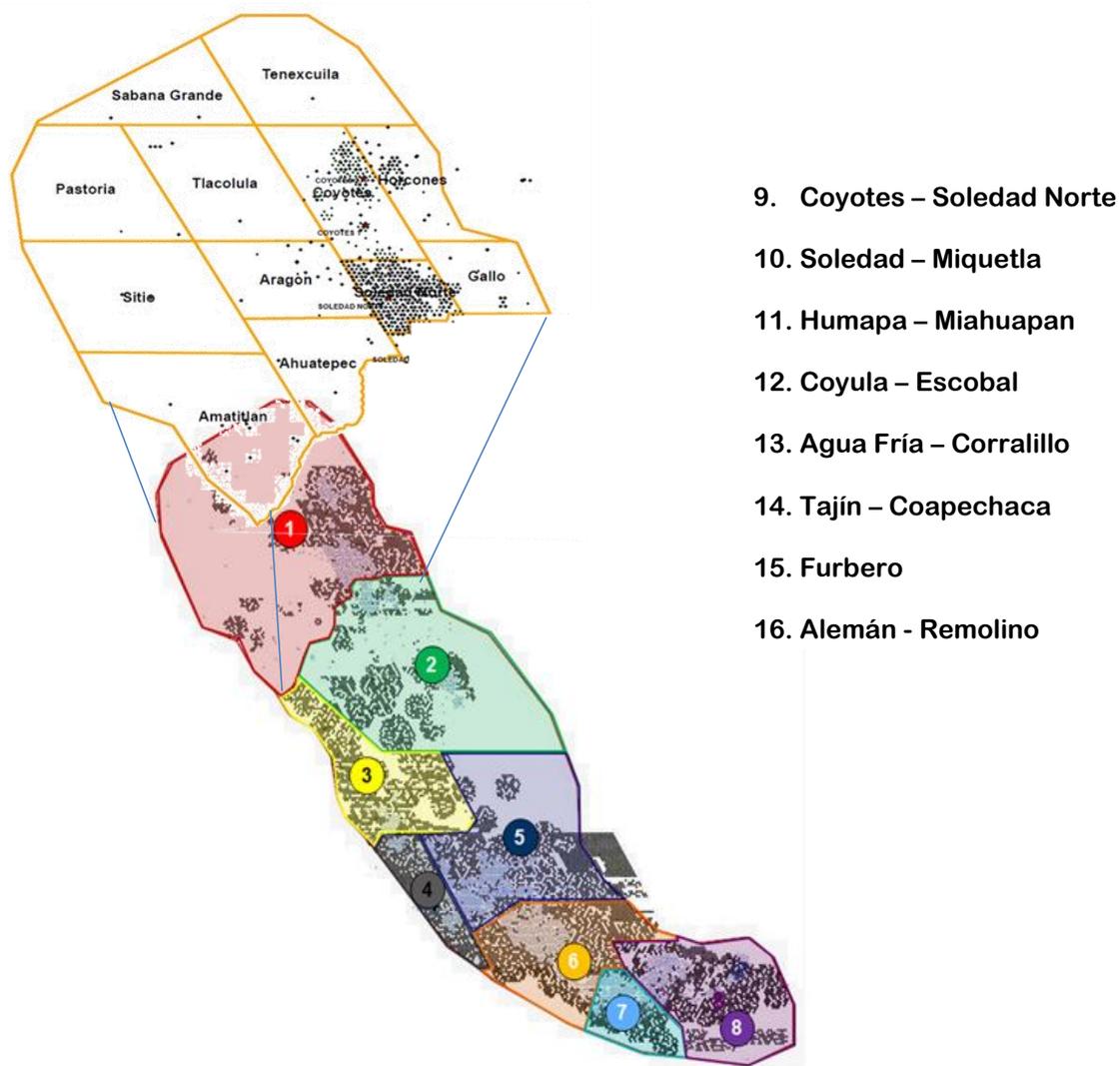


Fig. 3.4.2. El sector Soledad Norte (Sector 1) dentro de Chicontepec y los campos que lo componen. Los números dentro del AIATG, muestran los sectores que lo conforman.

3.5. PRODUCCIÓN

En la figura abajo mostrada, se muestra claramente el crecimiento que se ha venido dando últimamente en el sector. Gracias al trabajo en equipo con las demás Coordinaciones y Grupos se han podido abrir a producción una cantidad significativa de pozos que por cuestiones de permisos o de infraestructura se encontraban cerrados. Muchas de ellos represionados por el largo periodo de tiempo en el que se encontraron sin fluir, sólo fue necesario alinearlos nuevamente para que fluyeran, otros de ellos requirieron de algún tipo de estimulación y en otros casos el reacondicionamiento o la conversión a algún otro Sistema Artificial de Producción para su explotación óptima.

Es un camino que continua su curso en este año 2012, ya que contamos aún con varios pozos cerrados que se pretende abrir a producción en un periodo de tiempo corto, con implementaciones tecnológicas recientes y siempre innovando y mejorando en las diversas intervenciones que se les pueda llegar a realizar.

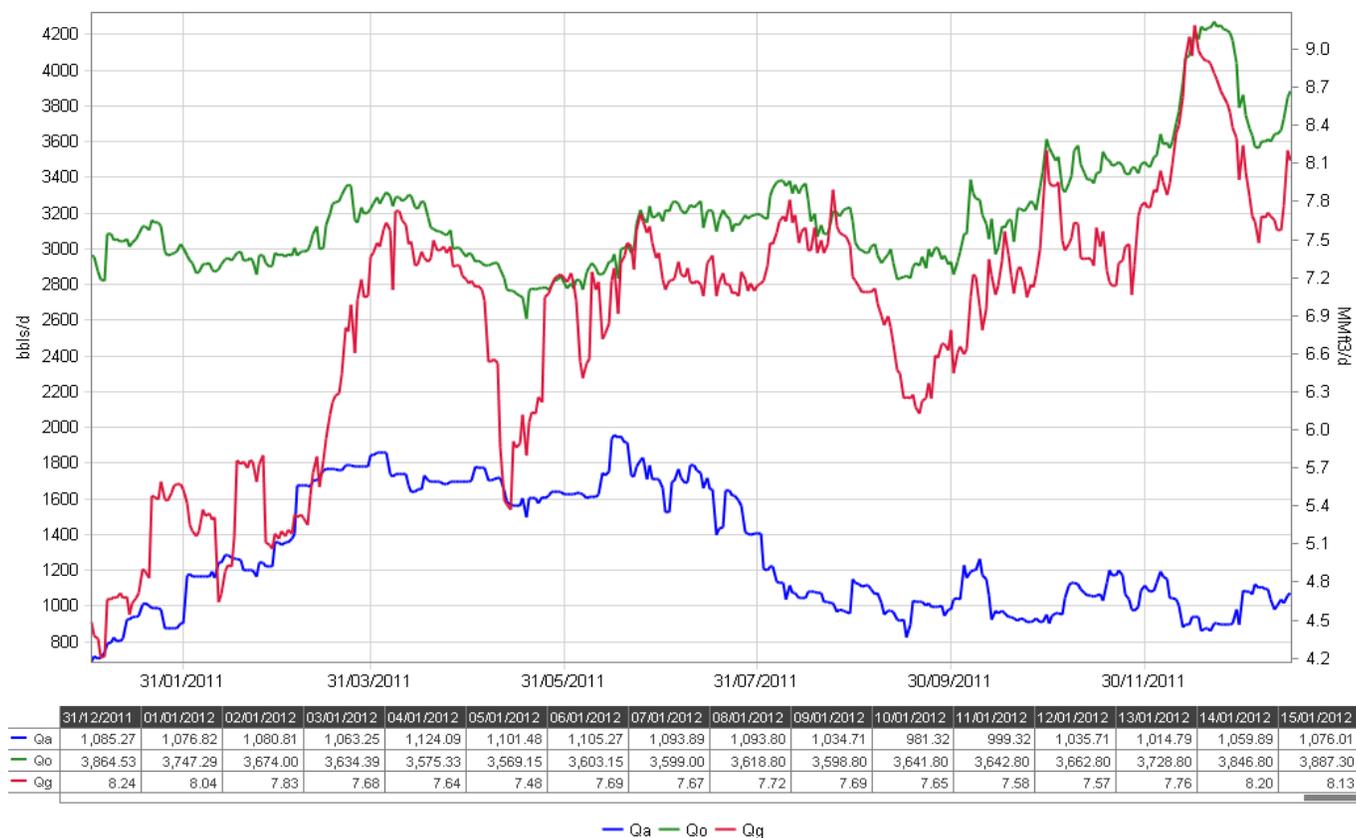


Fig. 3.5.1. Crecimiento en la producción de aceite y gas en el año 2011 en Soledad Norte⁶.

3.6. DIVISIÓN DEL TRABAJO EN GPP1

El trabajo en el sector se divide en diversas actividades, las cuales pueden ser clasificadas en 3 grupos diferentes pero complementarios entre ellos.

- Seguimiento de las actividades: La parte administrativa y donde inicia el trabajo de estudio de un pozo. Se trabaja en el seguimiento de libros para el control de las actividades llevadas a cabo en el grupo, principalmente la de programación y seguimiento del libro amarillo. Se realiza un reporte diario de las actividades que fueron consideradas en el Programa operativo semanal (POS), así como la producción esperada y la real en cada una de estas intervenciones. Se asiste a las diferentes juntas de la semana y de guardia del fin de semana, entre estas juntas se encuentran: PrePOS, aseguramiento del POS, seguimiento del POS, junta de movimientos operativos y las juntas de guardia.

En coordinación con los diferentes departamentos, se programan actividades y se les da seguimiento, de forma que sean realizadas a lo programado por el analista y/o diseñador.

- Análisis de Pozos y Recomendaciones: Se analiza la situación de cada uno de los pozos del sector, se le toma información y se hace la recomendación necesaria que contribuya a la optimización. Se realizan programas para cada una de las actividades y para la toma de información de cada uno de ellos.
- Diseño de Sistemas Artificiales: Se investigan datos históricos del pozo, que ayuden a comprender su situación actual, incluyendo datos de perforación y de explotación, con ayuda de simuladores como "Prosper" y "Rodstar" se crean escenarios para seleccionar la mejor manera de explotación del pozo, se crean bases de usuario para programar la actividad pertinente en cada uno de ellos, ya sean intervenciones con o sin equipo de terminación. Y en algunos casos, se hacen recomendaciones para ser analizados por el departamento de diseño de RMA's.

3.7. OPTIMIZACIÓN DE POZOS

Plan de ejecución de propuestas jerarquizadas para su ejecución en campo



Fig. 3.7.1. Esquema de las diferentes intervenciones a las que puede ser programado un pozo dentro del Grupo de Productividad de Pozos.

3.7.1. Optimización de Pozos Fluientes

Se realizan estudios y actividades tales como revisar diámetros de estrangulares y comportamiento en cabeza, calibrar y recuperar muestras de fondo en pozos cerrados, detectar limpieza con tubería flexible o aceite caliente y proponer tratamientos a la formación con sus pruebas de laboratorio. Analizar productividad con nodales y detectar pozos candidatos a conversión de sistema artificial, fracturamiento y reparación menor o mayor.

En este tipo de pozos, tanto fluientes como fluientes intermitentes, trabajamos en la propuesta de un método que ayude a calcular uno de los datos más importantes para comprender el comportamiento del pozo que nos llevará al diseño óptimo del reacondicionamiento del pozo. Este dato es la curva de IPR y a continuación se presenta la propuesta.

Método Indirecto para el Cálculo de IPR

Se presenta un método para determinar la curva IPR utilizando dos métodos: (1) Pozo Fluyente, (2) Pozo Intermitente. Uno es utilizando línea de acero con sensor de fondo y el otro utilizando la inducción mecánica⁷.

Antecedentes

La curva IPR es tal vez el dato más importante de todo el análisis que se realiza a un pozo. La capacidad de aporte de un pozo queda establecida en esta curva en función de la presión.

Existen varios modelos para construir esta curva, entre las más utilizadas son:

- IP (índice de productividad)
- Voguel
- Compuesto
- Darcy
- Fetkovich
- Multirate Fetkovich
- Jones
- Transient
- Hidraulically Fractura Well
- Etc.

Todas las curvas están basada en la ecuación de difusividad en el medio poroso calculada por Darcy. Esta ecuación establece una relación entre la geometría del medio poroso (suponiendo que ésta es radial), con un espesor, diferencia de presión, permeabilidad y las propiedades del fluido.

$$q = \frac{0.00708 k h}{\mu \ln \left(\frac{r_r}{r_w} \right)} (p_r - p_{wf}) \quad \text{Ec. 3.7.1.}$$

Donde:

h: Espesor de la zona productora, [pie]

k: Permeabilidad absoluta, [md]

p_r: Presión en la frontera exterior, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

p_{wf}: Presión de flujo en la pared del pozo, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

q: Gasto de aceite, $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$

r_r: Radio de drene, [pie]

r_w: Radio del pozo, [pie]

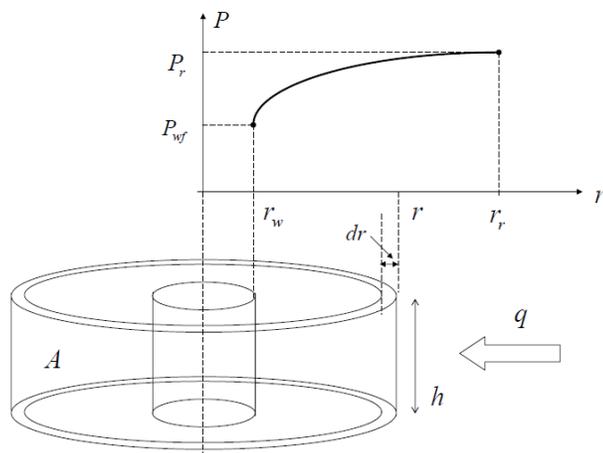


Fig. 3.7.2. Geometría drenaje de un pozo. Como se puede observar en la figura, la productividad de pozos está basada como ya se dijo en la geometría, la diferencia de presión y el flujo que este aportando el pozo.

De todas las curvas la más sencilla y la que menos información requiere para establecer la capacidad de aporte del pozo es Vogel. La ecuación se presenta a continuación:

$$\frac{q_o}{q_{o\text{ máx}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right) - \left(\frac{p_{wf}}{p_{ws}} \right)^2 \quad \text{Ec. 3.7.2.}$$

Donde:

p_{wf} : Presión de fondo fluyendo, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

p_{ws} : Presión estática del yacimiento, $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

q_o : Gasto de aceite medido a la p_{wf} , $\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$

$q_{o\text{ máx}}$: Potencial del pozo (considerando $p_{wf} = 0$), $\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$

La ecuación solo depende de la diferencia de presión entre la presión del yacimiento y la de fondo cuando el pozo está fluyendo asociada a un gasto. Con estos datos puede estimarse una curva IPR, como se muestra en la siguiente figura:

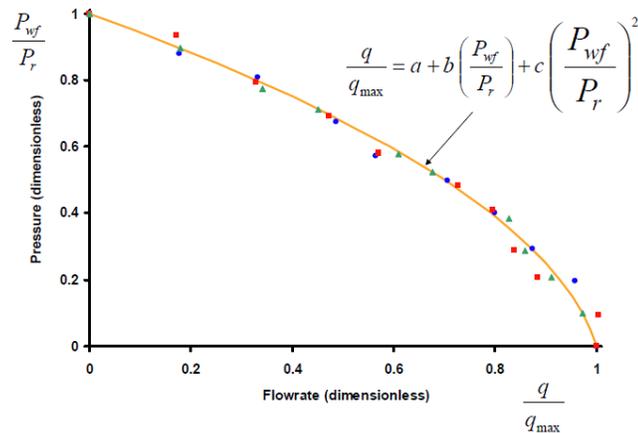


Fig. 3.7.3. Curva de la ecuación de Vogel

Métodos IPR pozo fluyente y fluyente intermitente

El método busca utilizar en un pozo simultáneamente los trabajos de: *Calibración, Swabeo y registro de presión de fondo cerrado y fluyente, todo con flujo a presa metálica.*

Pozo fluyente

1. Es necesario calibrar el pozo con un block de impresión de acuerdo al diámetro de la tubería de producción y verificar que los intervalos productores estén libres. Si no está libre solicitar el método que elimine la obstrucción encontrada.
2. Instalar presa metálica.
3. Bajar el sensor de presión hasta el nivel medio de los intervalos productores.
4. Con pozo cerrado o si está abierto cerrar por 4 horas y registrar la presión.
5. Con el sensor en el fondo, abrir el pozo y registrar la presión de fondo fluyendo después de 4 horas de flujo. Abrir franco el pozo.
6. Subir la sonda con 10 estaciones de 5 minutos cada una distribuidas en toda la longitud de la tubería de producción al término de la medición de flujo.
7. Retirar línea de acero y equipo.

Pozo No fluyente

Las presiones se pueden calcular de manera indirecta utilizando el peso de la columna de líquido agregando la presión en cabeza cuando está cerrado el pozo. De esta manera se estima la presión de fondo estática.

Para determinar un gasto relacionado a una presión de fondo fluyendo necesarias para construir una curva tipo Vogel se realiza el siguiente procedimiento ocupando la técnica de extraer un volumen de flujo de manera inducida por "Swabeo" o inducción mecánica. Estos datos se pueden obtener de un reporte de calibración como el que se muestra en la figura 3.7.4., siguiendo la secuencia de operaciones mostrada en la figura 3.7.5.

$$q_n = \frac{V_n - V_{n-1}}{t_n - t_{n-1}} \quad \text{Ec. 3.7.3.}$$

Donde:

q_n : Gasto asociado a un tiempo "n", $\left[\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$

V_n : Volumen de líquido dentro del pozo a un tiempo "n", $[\text{m}^3]$

V_{n-1} : Volúmen de líquido dentro del pozo a un tiempo "n-1", $[\text{m}^3]$

t_n : Tiempo "n", $[\text{s}]$

t_{n-1} : Tiempo "n-1", $[\text{s}]$

La ecuación anterior está sujeta a los tiempos de recuperación del pozo.

Primero se debe establecer como fundamental el seguir una secuencia de tiempos de duración prolongada asociados a desalojo de volúmenes representativos.

Procedimiento:

1. Al detectar el nivel L1, debe retirarse y medirse un volumen considerable de tal manera que el nivel L2 quede diferenciado por una distancia considerable de L1.
2. Retirar la sonda hasta el nivel L1 en donde se supone quedo libre de flujo y esperar hasta manifestar un cambio en el peso de la herramienta.
3. En caso de no manifestar un cambio en el peso regresar hasta el nivel L2, de manera lenta hasta detectar un cambio en el peso y registrar el nivel L3.
4. Volver a retirar el volumen recuperado hasta L2 retirarse y repetir el ensayo de tal manera que se registre el ritmo de recuperación del pozo en un intervalo de tiempo.
5. Anotar los datos de acuerdo a su formato.

Nota: Importante respetar una secuencia de operaciones de acuerdo al comportamiento del pozo y bajo un criterio establecido, con el objetivo de determinar la recuperación del pozo.

Conclusión

La determinación del IPR de un pozo productor de hidrocarburos es esencial para determinar el método utilizado para explotar el pozo.

Dada la necesidad, se escribió el presente procedimiento a manera de comentario y correcciones, con el fin de evaluar y perfeccionar el método aquí propuesto.

3.7.2. Optimización de Pozos con Aparejo de Bombeo Neumático

Ajustar en campo gastos y tiempos de inyección para optimizar el consumo de gas disponible en la Red de BN, evaluar apertura y cierre válvulas, toma de registros de nivel, verificar profundidades de válvulas de BN y monitoreo del comportamiento en cabeza, son algunas de las actividades que ayudan a la optimización de pozos con Aparejo de Bombeo Neumático. En la figura siguiente, se muestra el comportamiento de la presión en función del tiempo.

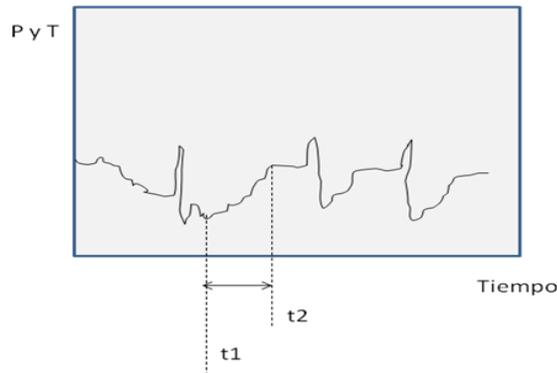


Fig. 3.7.2.1. Sonda de presión estacionada por debajo de la última válvula de BN y con operación normal del Sistema.

Ejemplo:

El pozo $\beta 1$, del sector Soledad Norte, se calibró el 11 de febrero del 2012 con block de impresión de 2 $\frac{1}{4}$ " hasta 1124 m, encontrándose huella aparente de reducción, se realizó RPFC descendente por estaciones cada 100 m por 5 min hasta 1120 m, por arriba de la válvula de pie pero por debajo de la última válvula (válvula operante), donde se estacionó la sonda y se pone pozo a fluir abriendo la válvula lateral. Se realiza RPF por 24 horas a 1120 m y se recupera a superficie.

Se obtiene la siguiente gráfica:

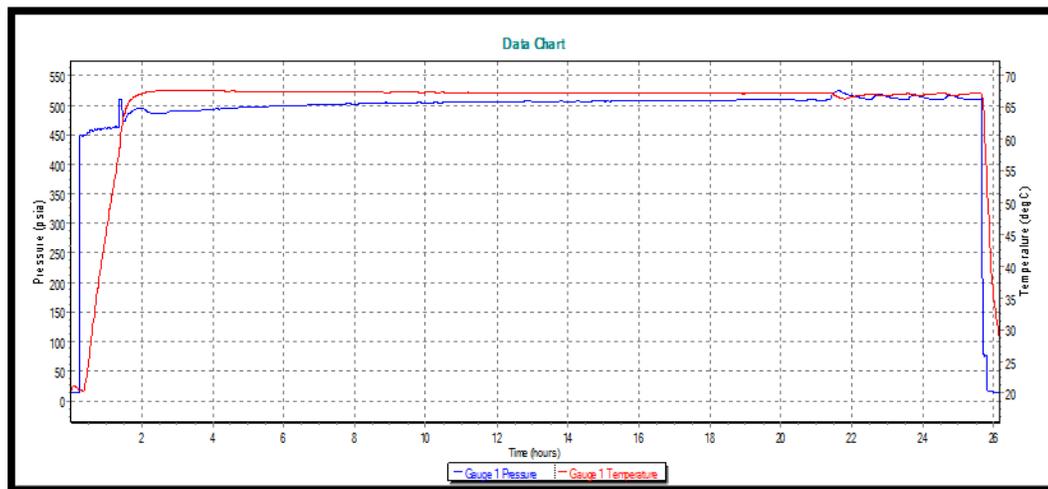


Fig. 3.7.2.2. Gráfica que reporta la compañía ejecutora del registro de presión por 24 hrs en un pozo con BN. Se puede observar que el pozo realmente operó las 4 últimas horas del registro.

Para fines de nuestro estudio se cambia escala y se observa el siguiente comportamiento:

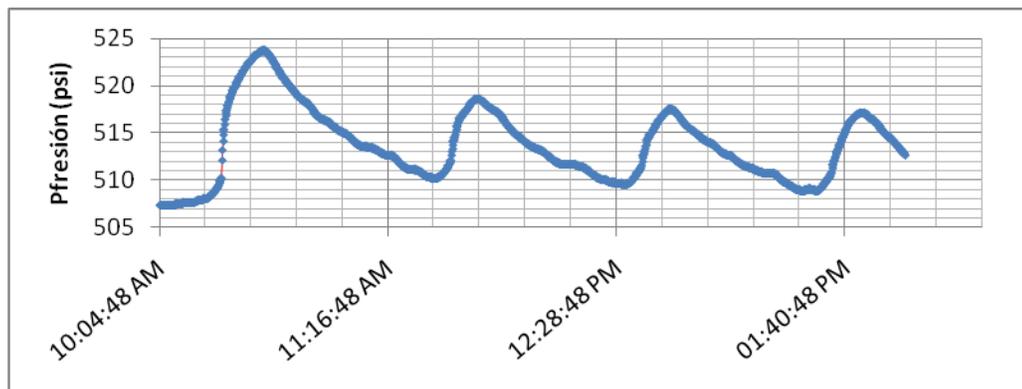


Fig. 3.7.2.3. Cambio de escala de las últimas 4 horas del registro al pozo con BN. Se observa claramente, a pesar de la poca recuperación del pozo, los ciclos de inyección. Con ello se puede optimizar los tiempos de inyección, dependiendo de la recuperación del pozo.

3.7.3. Optimización de Pozos con Aparejo de Bombeo Mecánico

La optimización de pozos con aparejo de bombeo mecánico consiste en varias actividades, entre ellas: revisar estado actual de operación de los diferentes equipos superficiales, registros de nivel, ajustes de carreras y emboladas, cartas dinamométricas ascendentes y descendentes, pruebas de válvulas (viajera y de pie) y medición de pozos para evaluación de equipo.

Nuestra herramienta principal para la optimización de pozos con Bombeo Mecánico es el "Echometer", mostrado en la figura 3.7.3.1, con el manejo adecuado de esta herramienta podemos determinar el comportamiento de la bomba y modificar las condiciones de operación que ayuden al desempeño óptimo del sistema.



Fig. 3.7.3.1. Equipos de Medición Echometer⁸.

El “Echometer” viene acompañado de un software (Total Well Management) en el cual se puede hacer un análisis del pozo al que se le va a determinar el nivel de líquido. En el programa se le insertan datos del pozo como el largo de la tubería, peso, así como datos de la tubería de revestimiento, la profundidad del pozo, intervalo productor y la presión en la cabeza del pozo, ya que con este dato vamos a determinar el modo que se va a utilizar, ya sea implosión o explosión.

El modo de explosión es usado cuando la presión del pozo es muy baja y el modo de implosión es usado cuando la presión del pozo excede. La figura 3.7.3.2, muestra las conexiones necesarias para una toma de información.

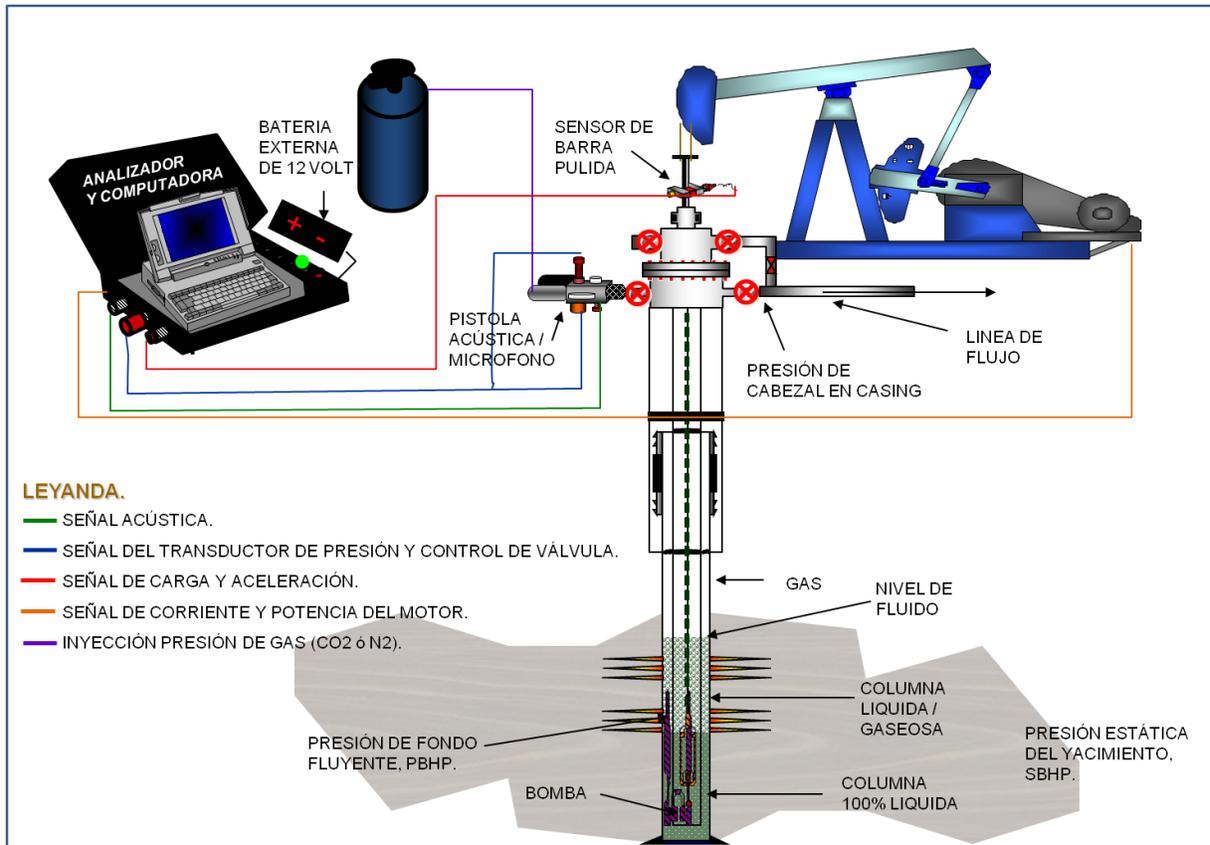


Fig. 3.7.3.2. Conexiones entre el pozo y el Echometer para la toma de información⁸.

Toma de nivel de líquido

Una vez que se determina el modo se va a usar y los datos están cargados en la computadora, se instala la pistola en la válvula lateral del árbol o en la válvula superior, teniendo en cuenta que se debe tener cerrado el pozo por un lapso de tiempo para que se estabilicen los líquidos y no de una lectura errónea del nivel. Una vez puesta la pistola en la lateral o superior se instala el sensor y se carga el CO₂ o N₂ en la cámara (si se va a usar el modo de explosión). Se recomienda una diferencia de presión de 300 psi entre la cámara y la TR para el primer disparo y una diferencia e 500 psi para el segundo disparo. El fabricante establece que entre mayor sea la diferencial de presión, es más fácil ver la onda del líquido en la gráfica.

El “Echometer” funciona mandando un pulso sónico (puede ser implosión o explosión) el cual avanza en la tubería de producción y cuando el sonido pasa por una unión es detectado y la registra, el sonido continua avanzando hasta que llega al líquido y de regreso a la superficie, donde es analizado.

El pulso sónico que es generado desde la superficie del pozo, viaja a través del gas y va reflejando los cambios en el área seccional del anular incluyendo cuellos de tubería, liners, nivel de fluido, etc.

En el caso mostrado en la figura 3.7.3.3 y 3.7.3.4, se determina un nivel de fluido a 972 m.

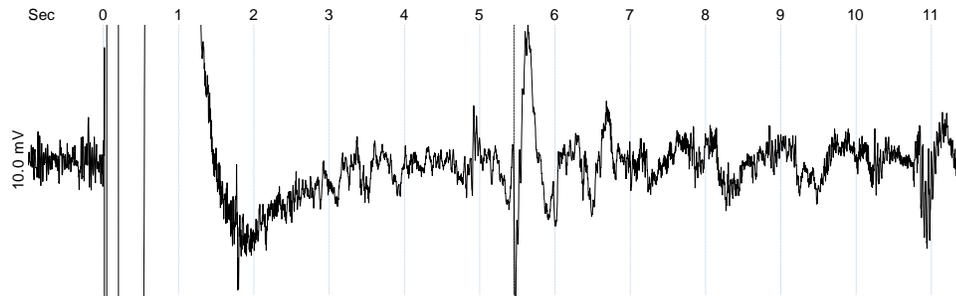


Fig. 3.7.3.3. Gráfica del Registro sónico con el Echometer tomado por TR a un pozo con aparejo de BM. La línea punteada se ajusta a la gráfica en el punto donde el sonido repercute, detectando el nivel de líquido.

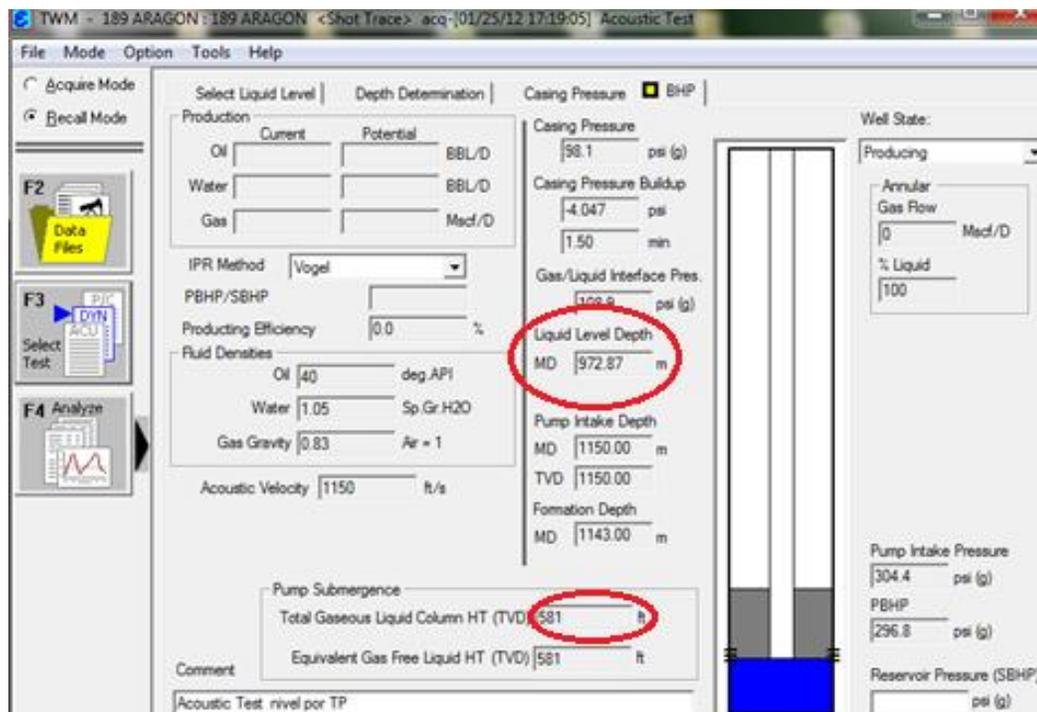


Fig. 3.7.3.4. Ventana del Echometer donde se muestra, entre otros datos, el nivel de líquido y la sumergencia de la bomba.

Cartas dinamométricas

Con ayuda de los transductores de carga, procedemos a registrar las cargas dinamométricas, esto nos ayudará a evaluar el comportamiento y eficiencia del sistema.

Se cuenta con un “Transductor Tipo Herradura”, el cual contiene registradores de tensión. Este dispositivo cambia la resistencia eléctrica de un cable a medidas de carga. Cuando una carga es aplicada en este registrador, lo comprime, incrementándose el área seccional de un cable delgado. El cambio en el área provoca un cambio en la resistencia al flujo de electricidad. Los circuitos electrónicos trasladan los cambios en resistencia a cargas sobre varilla pulida. Adicionalmente, está integrado con un acelerómetro que mide la aceleración de la varilla pulida. El programa calcula la velocidad y posición de varilla a través de integración numérica de señales de aceleración contra tiempo.



Fig. 3.7.3.5. Transductor Tipo Herradura “HT”. Este transductor debe posicionarse entre la grampa y el elevador.

Otra opción para las cartas dinamométricas, es mediante el uso del “Transductor de Varilla Pulida”, conocido como “PRT” (Polished Rod Transducer), siendo un sensor muy práctico para cartas dinamométricas rápidas y seguras. Consiste en una pequeña grapa tipo “C” que se coloca en la barra pulida, unas 6” por debajo del elevador. Este instrumento, con medidores extremadamente sensibles, registra el cambio en diámetro de la barra pulida debido a la variación de cargas durante el ciclo de bombeo. Al igual que el “HT”, este transductor contiene un acelerómetro.



Fig. 3.7.3.6. Transductor “PRT”.

El “PRT” se conecta a la varilla pulida. Para las cargas, el “PRT” genera una señal de voltaje de salida proporcional al cambio en diámetro de la varilla pulida debido a las cargas.

Comparando los resultados del “PRT” con el “HT”, las mediciones con “PRT” han probado estar entre un 1% y un 7% de desviación con respecto a la celda de carga tipo herradura.

En la figura 3.7.3.7, se muestra un caso de una carta dinamométrica obtenida del Echometer. Se determina, para este caso, un problema por interferencia de gas, el cual puede eliminarse o disminuir con un re-espaciamiento de 3 pulgadas.

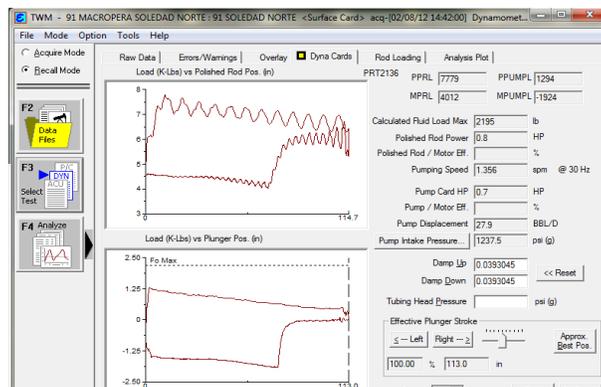


Fig. 3.7.3.7. Carta dinamométrica realizada a un ABM con ayuda del “PRT”, en el que se muestra golpe de fluido por interferencia de gas.

Prueba de válvulas

Mediante las herramientas “PRT” o “HT”, se realiza la prueba de válvulas. Esta prueba consiste en evaluar la eficiencia de válvulas viajera y de pie. La prueba de la válvula viajera se realiza al detener la unidad durante 15 segundos a las $\frac{3}{4}$ partes de la carrera ascendente y posteriormente, a las $\frac{3}{4}$ partes de la carrera descendente, se detiene la unidad durante el mismo lapso de tiempo y así se evalúa la eficiencia de las válvulas viajera y de pie, respectivamente, como se muestra en la figura 3.7.3.3. La eficiencia de las válvulas estará en función de la variación del peso de la sarta y el del fluido durante el tiempo que se detiene la unidad.

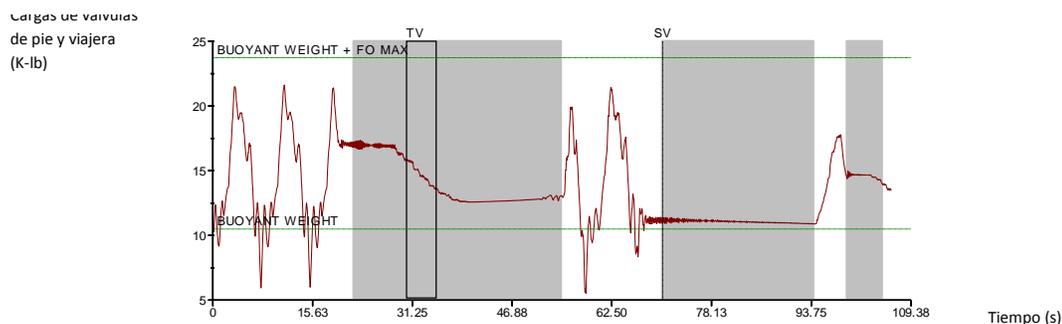


Fig. 3.7.3.3. Gráfica de la prueba de válvulas realizada a un pozo con BM con la ayuda del software Echometer y la herramienta PRT. Se observa una pérdida de carga en la válvula viajera.

CAPÍTULO 4

DISEÑO DE REPARACIONES MENORES

En el Grupo de Productividad nos encargamos del diseño de las Reparaciones Menores, ya sean conversiones o reacondicionamientos de los diferentes sistemas artificiales de explotación. En el sector Soledad Norte nos enfocamos a Bombeo Mecánico y Bombeo Neumático

4.1. DISEÑO DE BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE

4.1.1. Antecedentes

En los diseños de un sistema de bombeo neumático intermitente se han venido utilizando diferentes simuladores.

Los aparejos se han calibrado de acuerdo a los resultados de cada simulador, y la respuesta de los pozos al momento de su inducción no ha operado de acuerdo al criterio del diseñador. Entre los problemas más comunes es la operación de la válvula más superficial, y con presiones que están por debajo de la presión disponible de inyección.

Si analizamos el funcionamiento mecánico del diseño propuesto para el pozo $\beta 2$ representado en la siguiente tabla⁹:

No. de válvula	Profundidad (m)	Ø orificio (pg)	Ángulo	P. cierre (lb/pg2)	P. apertura (lb/pg2)
1	435	3/8	38°	525	595
2	770	3/8	38°	540	610
3	1080	3/8	38°	550	620
4	1355	3/8	38°	555	625
5	1530	3/8	38°	535	585

Fig. 4.1.1. Diseño de Bombeo Neumático de un pozo del AIATG.

Se induce el pozo por el gas de inyección a su máxima presión disponible menos un 10% para tener un margen de seguridad. La operación comienza abriendo la válvula que permite el paso del gas hacia el espacio anular con el fin de descargar el fluido de control.

Para efectos de este análisis se considera desconocida la presión máxima de inyección de BN. Pero de acuerdo con la presión máxima de apertura de las válvulas es de suponerse que la presión de inyección es por lo menos un 10% mayor. Por lo tanto la presión debe ser mayor a 625 lb/pg2 en un 10% por lo menos para que el sistema pueda trabajar sin problemas. La presión de inyección es de 781.25 lb/pg2.

El pozo se induce abriendo la lateral de la TR a su máxima presión. El espacio anular por lo menos está re-presionado a 780 lb/pg2. Todas las válvulas están abiertas y el fluido de control comienza a ser desplazado del espacio anular hacia la TP y de aquí a la batería.

La presión del espacio comienza a descender hasta el primer valor cercano a 781 lb/pg2, de acuerdo al diseño de la figura 4.1.1., es la 4 válvula posicionada a 1355 m. En esta condición todas las válvulas están abiertas, lo que permite desplazar volumen por la válvula superior.

Siguiendo con la inducción y disminuyendo la presión de inyección llegamos a la siguiente presión en orden descendente la cual es de 620 lb/pg2 (válvula localizada a 1080 m). Se ha cerrado la válvula localizada a 1355 m. Se sigue desplazando fluido de control y en este punto se comienza a tener problemas de desbalanceo de fuerza entre lo que queremos empujar y la fuerza de empuje. Si todo está bien, pasamos a la presión mínima a que fueron calibradas las válvulas: Válvula operante.

La válvula operante corresponde según diseño a la presión de 585 lb/pg2, localizada a 1530 m. La cual, si no ha sido desplazado el fluido de control lo cual es lo más probable, debemos innegablemente pasar a una inducción con nitrógeno para desplazar lo que el aparejo no pudo.

En las opiniones que se escuchan con respecto al porque se calibran las válvulas de esta manera, es porque el peso de la columna localizada en la TP tiene efecto en la operación de la válvula.

Para ellos, como primer paso es ir al taller y documentar la funcionalidad de la válvula y establecer su operación o solicitar al fabricante un plano a detalle para observar el arreglo de los internos.

4.1.2. Mecanismo de la Válvula de Resorte

Se utilizan válvulas de resorte con unidad motriz y unidad piloto de acuerdo al siguiente diagrama.

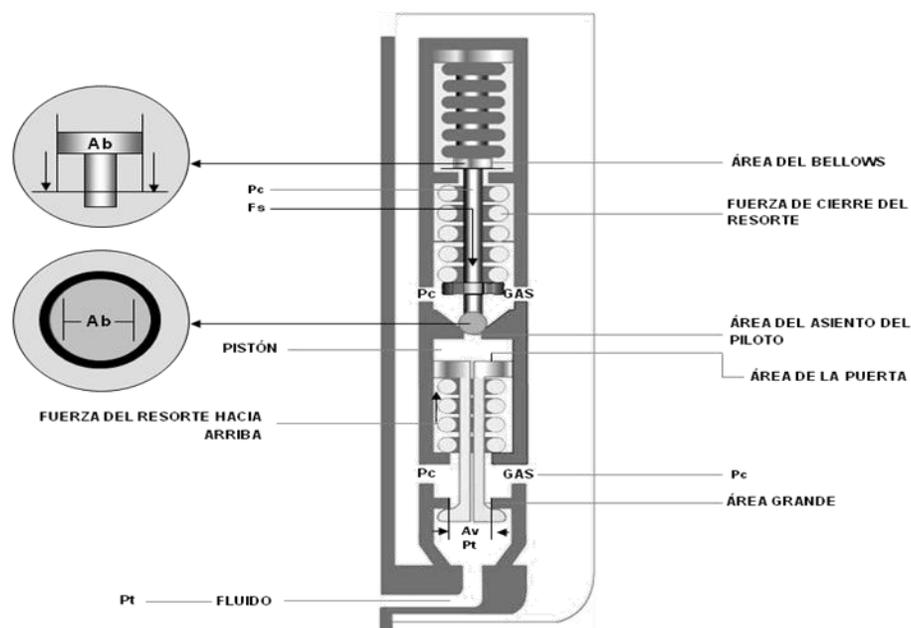


Fig. 4.1.2.1. Esquema Válvula Piloto de Resorte.

Empecemos a describir la parte llamada como sección piloto:

Haciendo referencia solo al mecanismo que hace que trabaje esta parte sin atender a los accesorios. Consta de un resorte que ejerce una fuerza sobre lo que se llama el “arosello”, en este punto se ubica el “asiento de la válvula” y el fuelle ejerce una fuerza en la misma dirección que el resorte pero de menor magnitud.

Así entre los dos elementos entregan una fuerza la cual debe ser mayor en un 10 % al peso de la columna que ejerce la columna hidrostática del fluido de control o en su operación normal al peso del fluido producido.

Las válvulas deben ser calibradas de acuerdo con la presión de apertura. A esta presión debe ser inyectado todo el volumen de gas en un lapso de tiempo corto y mantenerse en este estado por espacio de unos minutos, gobernado por la válvula motora.

Es entonces el resorte responsable de esta operación sin que influya de manera contundente lo que se conoce como Fuelle, el cual rodea a un vástago responsable de fijar al resorte en la parte superior y al mismo tiempo de guía para la fijación y posición correcta del resorte.

El resorte es calibrado o ajustado a la presión requerida girando hacia la izquierda o derecha la tuerca de sujeción distribuyendo la posición apoyado de la rondana. Cada $\frac{1}{4}$ de giro equivale a aumentar o disminuir según el sentido del giro de 15 a 20 lb/pg².

Obtenida la presión requerida la tuerca queda presionada entre el resorte, la roldana, y la válvula del piloto a una presión por encima de las 500 psi. En estas condiciones y ensamblada es muy difícil que la tuerca tienda a girar sólo por impactos que representen una fracción de la presión a la que el resorte está sujeta por lo que resulta en un *mito* que la válvula sea sensible a golpes pequeños que la descalibran.

La válvula del piloto cuenta con un asiento de proporciones geométricas en dos grados 38 y 45° en sección cónica.

Esta característica proporciona un rango en el cierre de por lo menos 80 lb/pg² para el grado 38 y de 45 lb/pg² para el grado de 45.

En la operación de la válvula se busca un mayor rango entre la apertura y el cierre. Esta inyección continua logra la expansión del gas empujando la columna de líquido hasta la superficie.

Hasta este punto esta descrita la sección piloto.

Con el objetivo del buen funcionamiento de nuestro diseño, entre la sección piloto y la sección motriz se encuentra una válvula de retención o válvula “Check”, responsable de aislar la presión que ejerce la columna de líquido localizado en la tubería de producción y la presión en el espacio anular.

Esto representa una ventaja para el operador y diseñador, pues la válvula queda completamente a merced de la válvula controladora.

Del mecanismo, la parte más importante es la sección motriz. Esta sección es responsable de inyectar en un tiempo corto la mayor cantidad de gas posible.

Si atendemos a la experiencia, cuando se trabaja con resorte, se requiere que la fuerza se incremente de forma lineal, directamente proporcional al desplazamiento o longitud comprimido o estirado.

Para un resorte sujeto a compresión, la ecuación que sigue representa el funcionamiento de la válvula.

$$F_R = -k_r x \quad \text{Ec. 4.1.1.}$$

Donde:

F_R : Fuerza de empuje del resorte, [N]

k_r : Constante elástica del resorte. Entre mayor sea k_r , más rígido será el resorte, $\left[\frac{\text{N}}{\text{m}} \right]$

x : Desplazamiento del resorte, [m]

El signo menos de la ecuación anterior indica que la fuerza del resorte estará en sentido opuesto al desplazamiento.

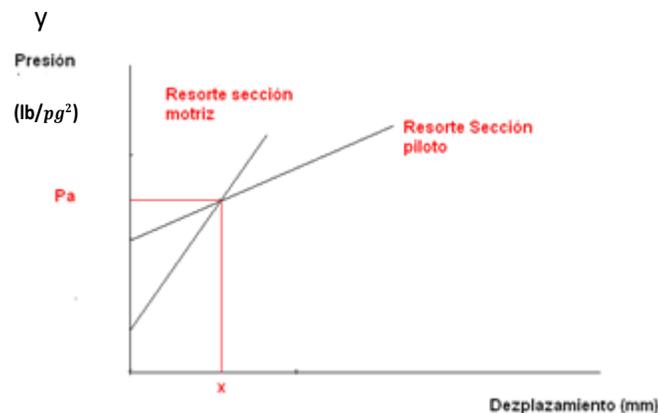


Fig. 4.1.2.2. Curva de dos resortes en acción

La sección piloto está calibrada a una presión de apertura “ y_2 ” mientras que la sección motriz está calibrada a una presión de apertura “ y_1 ”. La presión “ y_1 ” es menor que la presión “ y_2 ”.

Al acumular presión en la sección piloto, este va abriendo paulatinamente, comprimiendo el resorte. Una vez alcanzado su desplazamiento e igualando las longitudes de la sección motriz y la sección piloto, la válvula está en condiciones de expulsar una cantidad de gas y presión suficiente para elevar la columna de líquido. Este es el funcionamiento básico de la válvula con sección piloto y motriz.

4.1.3. Diseño

Una vez entendido el funcionamiento de la válvula, se está en condiciones de diseñar, antes no es posible.

Partiendo de que la válvula es operada solo por la presión del espacio anular y teniendo como principales premisas:

1. Utilizar la máxima presión de inyección de gas disponible a boca de pozo.
2. El aparejo debe ser capaz de desplazar el fluido utilizado para controlar el pozo.
3. La válvula más profunda debe ser la operante.

Una vez cumplida con estas premisas, la optimización del pozo está directamente relacionada con la cantidad de gas inyectado y la producción obtenida. Esto último requiere de pruebas de ensayo y error en campo y tomando en cuenta los parámetros característicos de la operación.

La consideración básica es que las presiones asignadas a cada válvula estén dada de mayor a menor. Pues de esta manera se garantiza que la válvula más profunda será la operante.

Las presiones estarán sujetas al criterio del diseñador ya que dependiendo de la presión disponible el aparejo puede quedar o más profundo o más somero. En la figura 4.1.3, se muestra un arreglo de válvulas balanceado y en la figura 4.1.4, se muestra esquemáticamente la distribución de las válvulas (estado mecánico propuesto).

<pre> ##### # G ASLIFT DE SIGN RESULT S # ##### </pre>																	
Valve Number	Of Valves	Valve Type	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Tubing Pressure (Kg/cm2 g)	Casing Pressure (Kg/cm2 g)	Transfer Pressure (Kg/cm2 g)	Temperature @ Valve (deg C)	Gaslift Rate (MMscf/day)	Port Size (64ths inch)	R Value	Valve Opening Pressure (Kg/cm2 g)	Valve Closing Pressure (Kg/cm2 g)	Dome Pressure (Kg/cm2 g)	TestRack Opening Pressure (Kg/cm2 g)	Opening CHP (Kg/cm2 g)	Closing CHP (Kg/cm2 g)
1	1	Valve	682.227	638.399	13.606	73.2839	28.5255	49.2261	0.028085	12	0.094	73.2839	67.6742	59.7417	65.9401	70	64.3903
2	1	Valve	1262.06	1149.89	22.1188	70.2167	34.1433	68.6616	0.11539	12	0.094	70.2167	65.6955	54.4202	60.0664	64.3903	59.8691
3	1	Valve	1707.24	1554.93	29.009	67.6789	38.6765	80.4188	0.19629	12	0.094	67.6789	64.0439	51.1781	56.488	59.8691	56.2341
4	1	Valve	2026.67	1863.46	34.4429	65.0687	42.0994	87.0422	0.25749	12	0.094	65.0687	62.1899	48.7502	53.8082	56.0085	53.1297

Fig. 4.1.3. Este tipo de diseño es el que se ha venido utilizando en el sector Soledad Norte del AIATG.

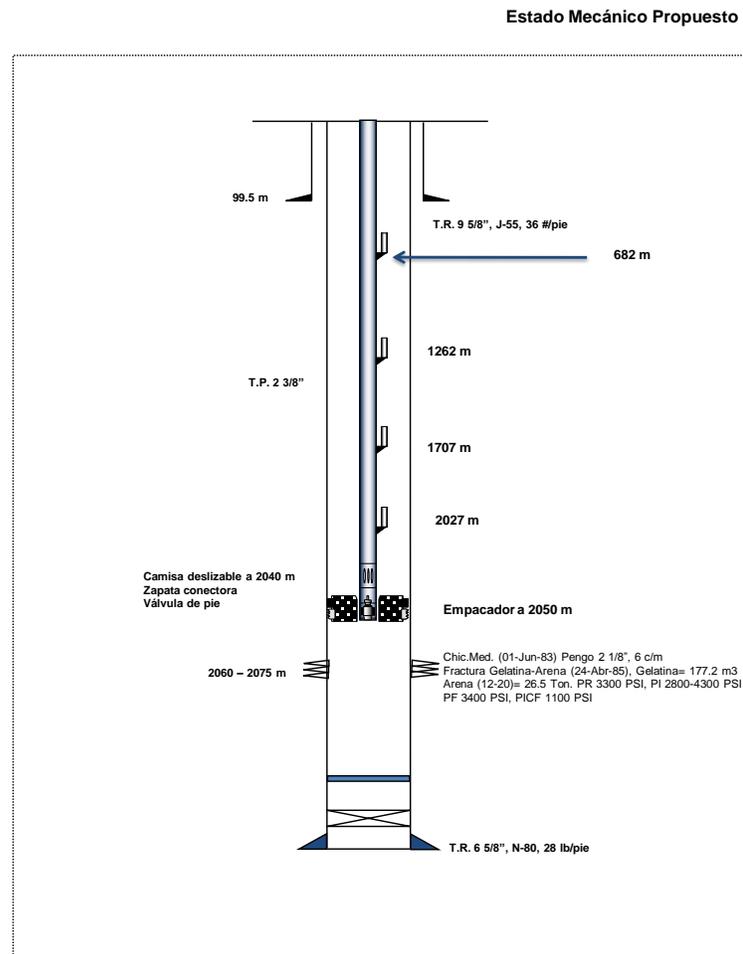


Fig. 4.1.4. Esquema de la distribución de válvulas para el diseño propuesto.

Conclusión

Observando las consideraciones básicas para el diseño de un BN, se debe:

1. Conocer la mecánica de la válvula.
2. Diseñar de acuerdo al comportamiento de la válvula.
3. Cumplir con las premisas según criterio del diseñador.

4.1.4. Método Práctico¹⁰

Considerando columnas de líquido de densidad de 1 gr/cm³ (agua) y que las válvulas sean calibradas con la presión de apertura, nos podemos apoyar de un método práctico y sencillo que nos da una idea de la profundidad a la cual serán colocadas las diferentes válvulas que formarán parte de nuestro Sistema.

Para el caso del Pozo siguiente, se cuenta con una presión de descarga del gas de inyección de 35 kg/cm² y se cuenta con una presión de contra de 7 kg/cm². Se trabaja con la profundidad vertical del pozo debido a que se hace el desarrollo considerando presiones de columnas de fluido (vasos comunicados).

Para asegurar el buen funcionamiento de nuestro sistema se trabaja con un rango de error de 30 metros, es decir, para asegurar que la posición a la que calculamos debe estar nuestra válvula, levante esa columna de fluido, le dejamos una holgura de 30 m a esa profundidad, quedándonos una columna de fluido más pequeña. En la figura 4.1.4.1, se observa una tabla utilizada para el diseño práctico de un Aparejo de Bombeo Neumático.

	Pres. apert. (kg/cm ²)	MD (m)	TVD (m)	COLUMNA (m)	PROF (m)	PRESIÓN (kg/cm ²)	COLUMNA (m)	PROF (m)	PRESIÓN (kg/cm ²)	COLUMNA (m)	PROF (m)	PRESIÓN (kg/cm ²)	COLUMNA (m)	PROF (m)	PRESIÓN (kg/cm ²)	COLUMNA (m)	PROF (m)	PRESIÓN (kg/cm ²)	
1																			
2																			
3			0.00	0.00	0.00	0.00			0										
4			150.00	150.00	150.00	150.00			14.67										
5			202.00	201.79	201.79	201.79			19.73470992										
6			240.00	239.08	239.08	239.08			23.3821707										
7	31	289.87	287.00	287.00	287.00	287.00			28.0686										
8			315.00	311.15					24.15	311.15	2.3614201								
9			416.00	403.30					116.30	403.30	11.37414								
10			480.00	459.87					172.87	459.87	16.906412								
11			558.00	530.82					243.82	530.82	23.84588								
12	29	582.95	559.52						266.52	553.52	26.065998								
13			623.00	589.95								36.43	589.95	3.5626975					
14			685.00	645.20								91.67	645.20	8.9655118					
15			783.00	732.13								178.60	732.13	17.467285					
16	27	858.73	799.60									246.07	799.60	24.065998					
17			959.00	888.93											89.34	888.93	8.73722706		
18			1044.00	965.97											166.37	965.97	16.2712892		
19	25	1107.49	1025.22												225.62	1025.22	22.0659979		
20			1150.00	1064.89													39.67	1064.89	3.879892
21			1173.00	1087.05															
22																			

Fig. 4.1.4.1. Se muestra la distribución de las válvulas, con las profundidades de color rojo y las presiones de apertura de color amarillo.

Como se mencionó anteriormente, resulta ser un método sencillo y práctico que nos ayuda a determinar la profundidad a la que deben ser ubicadas nuestras válvulas. Las desventajas de este método son los parámetros que no se toman en cuenta como son la fricción, fenómenos de colgamiento y resbalamiento (los cuales pueden ser despreciados al considerar un émbolo viajero en nuestro sistema).

Nuestro estado mecánico actual y propuesto para este pozo, es el siguiente:

ESTADO MECÁNICO ACTUAL

ESTADO MECÁNICO PROPUESTO

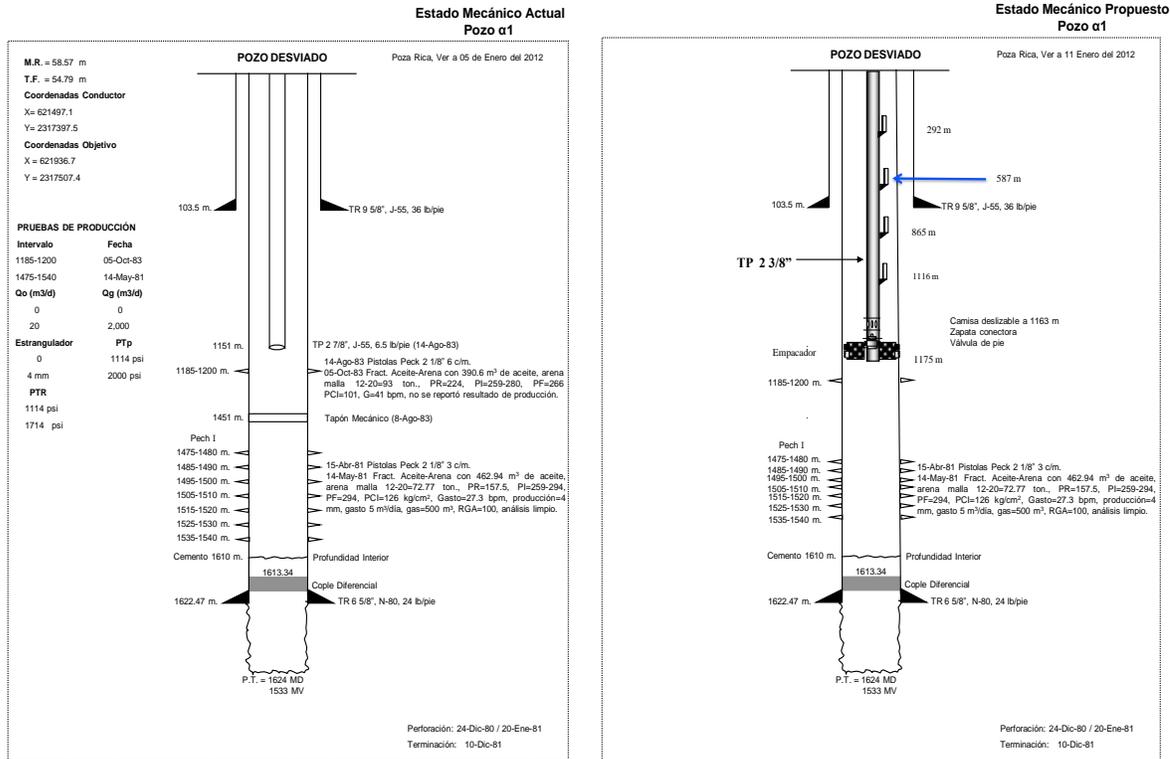


Fig. 4.1.4.2. Estado mecánico actual y propuesto en la base de usuario de un pozo programado para conversión a BNI.

Condiciones de operación:

Se utilizarán mandriles de bolsillo tipo MMG para tubería de 2 3/8", con válvulas con sección piloto y motriz tipo RP-6 de 1 1/2" con cuello de pesca RK para utilizar herramientas de pesca RK-1. El puerto de descarga es de 9/16 con área efectiva en fuelle de 0.77 in2 y area de puerto de 1/2. Ajustados a especificaciones del fabricante. Se requerirán 4 válvulas distribuidas de la siguiente manera:

No de válvula	Profundidad (m)	P. apertura (lb/pg ²)
1	292	541
2	587	512
3	865	484
4	1116	455

Tabla 4.1.4. Distribución de válvulas en un aparejo de BN del sector Soledad Norte. Se puede observar la presión de apertura con la que se solicitó se calibraran cada una de estas válvulas.

La gráfica de diseño para el pozo anterior, es la siguiente:

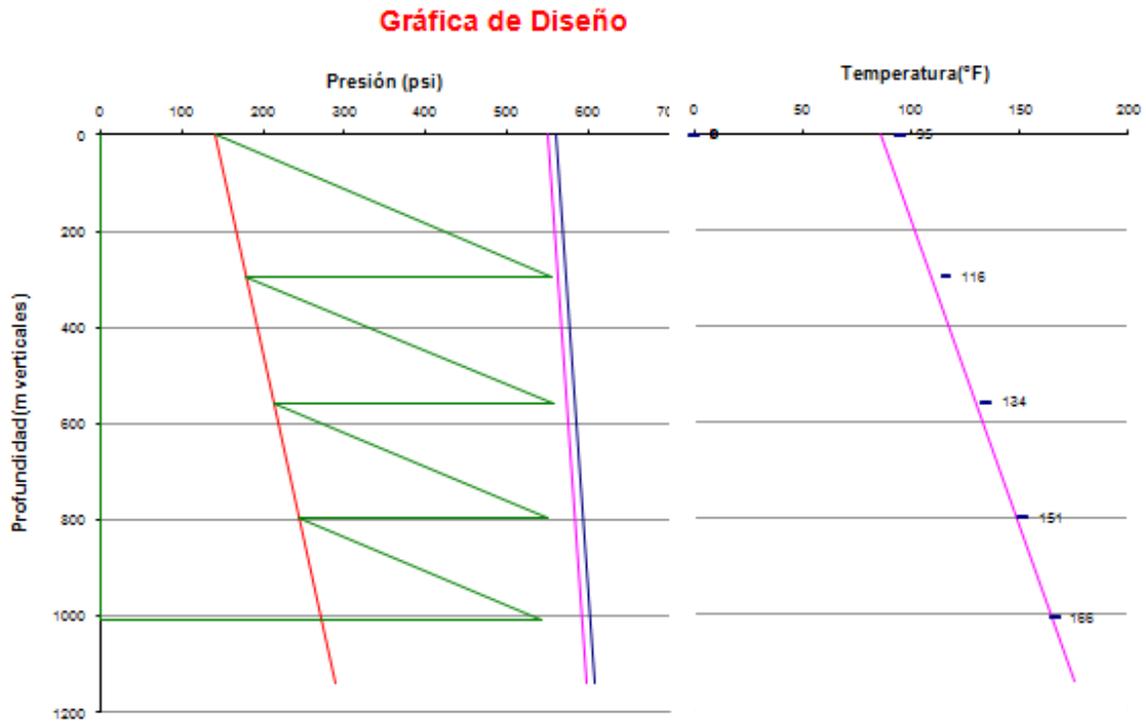


Fig. 4.1.4.3. Esquema gráfico de la distribución de válvulas del aparejo de BN. Es importante resaltar que la profundidad es vertical, por ello, se deben proyectar las profundidades a metros verticales para posicionar las válvulas en nuestro aparejo.

4.2. DISEÑO DE BOMBEO MECÁNICO

4.2.1. Antecedentes

Los diseños están basados en datos obtenidos de campo, en combinación con software especializados, “Rodstar” y “Prosper”, principalmente, cada uno con ciertas ventajas. Rodstar, permite una simulación más rápida y en la que se puede visualizar en 3D las desviaciones de nuestro pozo y con ello detectar las severidades más significativas que también serán de ayuda al momento de elegir nuestro arreglo de varillas. Utilizamos este software para simular condiciones críticas y asegurarnos de que nuestro sistema aguante, incluso, estas condiciones de operación. También se puede simular en Rodstar a partir del IPR de nuestro pozo o simplemente con el nivel de líquido que se encuentra dentro de él. Prosper, por su parte, simula a partir del IPR y con las propiedades del fluido y de la roca, por ello, resulta una simulación más completa y con mayores requerimientos de tiempo. En Prosper podemos realizar varios escenarios, cambiando valores de nuestro aparejo o de alguna propiedad del fluido y comparar cada uno de ellos para elegir el mejor aparejo para la explotación de ese pozo. En este software, también se puede simular a partir de un estudio composicional, lo que nos arrojará una mejor simulación pero que implicará mayor tiempo y más variables. También podemos simular el comportamiento de un campo, a partir de la simulación de varios pozos que lo integran y así saber con mayor precisión, como se comportará algún pozo que se encuentre dentro de este campo.

Estos software son herramientas que nos ayudan a usar las diferentes ecuaciones de uso comercial para evaluar el comportamiento en términos de buscar su más alta eficiencia.

En el sector Soledad Norte nos apoyamos de los dos simuladores mencionados anteriormente para cada uno de nuestros diseños de bombeo mecánico. Se realiza el diseño en Prosper ajustándolo a la curva de IPR del mismo, para lo cual y en caso de no contar con estos datos, se manda a tomar la información necesaria para obtener los datos de presión de fondo fluyendo y fondo cerrado, incluyendo el gasto a esas condiciones de presión de fondo fluyendo. Y se simula en Rodstar considerando las condiciones críticas del aparejo, es decir, con la mínima sumergencia de la bomba, eligiendo el aparejo que sea capaz de soportar estas condiciones críticas.

Por las altas RGA's con las que se cuenta en el Activo y para evitar problemas en la bomba por efecto de sedimentos, se consideran aparejos con tapón ciego en el fondo, niple perforado y tubos de succión. El tamaño de la bomba estará en función de la capacidad de aporte del pozo, incluyendo bombas de 1 ¼ pg, 1 ½ pg, 1 ¾ pg y hasta 2 pg de diámetro, se utilizan sargas de varillas telescopiadas de 1 pg, 7/8 pg y 3/4 pg.

Más adelante se presenta un ejemplo del diseño de un aparejo de bombeo mecánico, acompañado de la base de usuario del mismo pozo.

Para la elaboración de la base de usuario de inicia con la historia del pozo que nos ayudará a entender la situación actual del mismo, para esta información recurrimos al expediente del pozo que en algunas ocasiones lo encontramos en digital y en la mayoría de las ocasiones tenemos que visitar el archivo donde se encuentran todos los expedientes impresos de todos los pozos pertenecientes al Activo

Integral Aceite Terciario del Golfo, esto nos proporcionará los registros de presiones que se han realizado en el pozo e información importante para la elaboración de la base, como lo es el volumen de fluido de fractura recuperado, la capacidad de aporte de los intervalos, datos de fluida del pozo para la construcción de la curva de IPR del pozo, y datos de las diferentes intervenciones que se han realizado al pozo que nos ayudarán a actualizar el estado mecánico del mismo.

4.2.2. Curvas de Gradiente de Presión

Se procede, entonces, a realizar las curvas de registros de presión, tanto de pozo cerrado como de pozo fluyendo. Con esto nos daremos una idea de la capacidad de aporte del pozo y con ello poder elegir un diámetro de bomba adecuado. Las curvas se muestran a continuación:

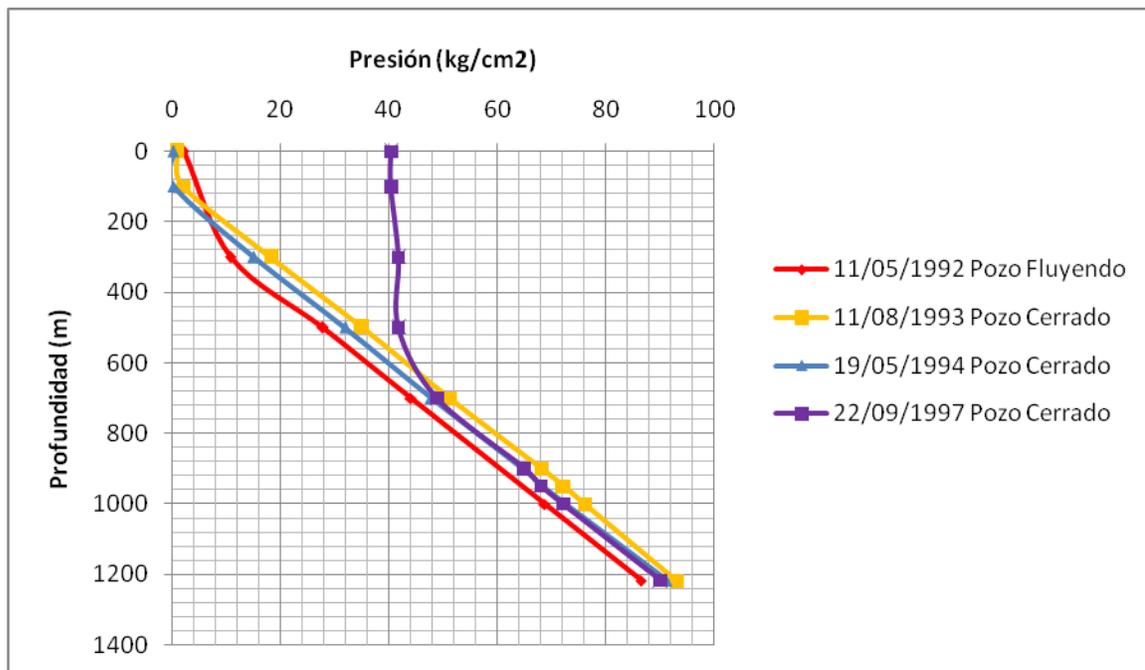


Fig. 4.2.2.1. Registros de presión de fondo de un pozo del sector Soledad Norte. Se muestran registros tanto de fondo cerrado como de fondo fluyendo a lo largo de la vida del pozo.

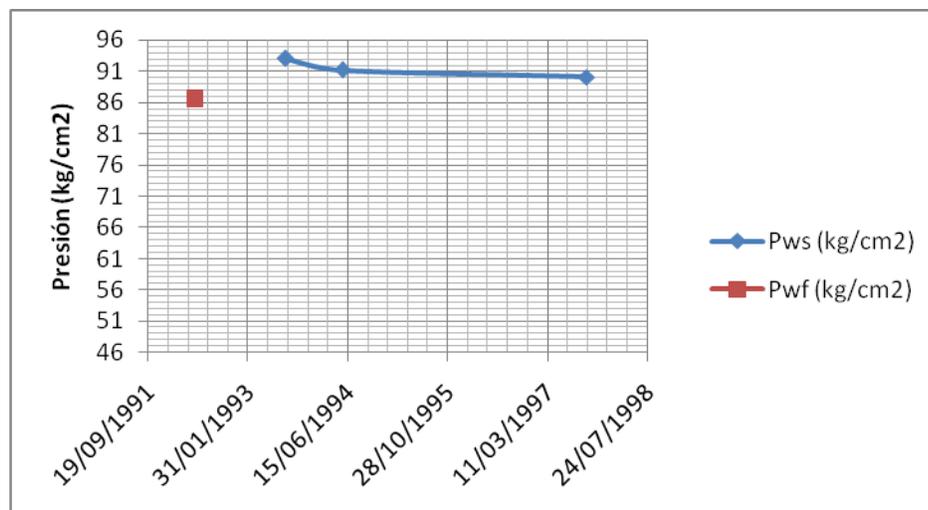


Fig. 4.2.2.2. Históricos de presión de un pozo del sector Soledad Norte. Sólo se cuenta con un registro de fondo fluyendo. En los tres registros de fondo estático, se puede observar un decremento natural de la presión del pozo.

Como se comentó anteriormente, se realiza la historia del pozo y se actualiza el estado mecánico:

Diseño- CBM-C/E- 03 -ENERO/2012- REV 1

Batería de recolección: Módulo 1.

BASE DE USUARIO PARA LA CONVERSION A BOMBEO MECÁNICO CON EQUIPO DEL POZO 03

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo:

Se inicia la perforación el 21 de Noviembre de 1982. Se dispara el intervalo 1310-1325 m. El 18 de mayo de 1983 se efectúa el fracturamiento tipo aceite-arena al intervalo 1312-1325 m con un volumen inyectado de 484.6 m³ de aceite. El 17 de Junio de 1983 se recupera el aceite del fracturamiento (466 m³). Se da por terminado el 18 de junio de 1983 como Productor de aceite con 12 m³/día de aceite; 1200 m³/día de gas, RGA: 100 m³/m³; en la formación Chicontepec Medio y por un orificio de 4 mm.

Posteriormente se dispara el intervalo 1342-1332.

En septiembre de 1997 se desarena el pozo y reconoce PI a 1630 m y el 01 de octubre de se mismo año, se mete ABM con TP 2 7/8", tapón 2 7/8" y ancla mecánica de 6 5/8". Se fija ancla mecánica a 1357 m. Se prueba bomba de inserción en superficie "ok" y se mete a 1355.3 m. Se efectúa ajuste y se prueba 0/35 kg/cm² x 15 min. "ok". Las producciones registradas en el resto de ese año, posterior a la conversión, son de 22, 46 y 50 barriles por día respectivas a los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 1997.

Los últimos datos de producción con los que se cuentan son del año 2007 con producciones que varían de entre 12 y 18 barriles por día.

El 29 de julio del 2011 se verifican presiones TP 200 psi TR 300 psi y se desfoga pozo hasta 0 psi. Recupera aparejo de bombeo mecánico estopero, preventor de 3", varilla pulida de 1 1/2" X 26 ft, varilla pony de 7/8" X 4 ft, mas 01 varilla pony de 3/4" X 4 ft, mas 01 varilla pony de 3/4" X 5 ft mas 01 varilla pony de 3/4" X 12 ft grado "D" Y 23 varillas de 3/4" X 25 ft grado "D", observando desprendimiento de varilla en el PIN. El pozo se queda con pez del cuerpo de varilla de 3/4". Se asegura pozo con tapón de 3". Se recuperó un aproximado de 181 m de toda la sarta de varillas. Queda por recuperar 1195 m de sarta de varillas.

Para este pozo se propone recuperar pescado (cuerpo de varilla 3/4") y meter ABM como se describe en el estado mecánico propuesto. Para explotar los intervalos: 1310-1325, 1332-1342 y 1382-1393 m.

Fig. 4.2.2.3. Histórico de un pozo utilizado en una base de usuario que se realiza en el AIATG.

Como se puede observar, este pozo cuenta con “pescado”, que resulta ser cuerpo de varillas de $\frac{3}{4}$ ” con una longitud aproximada de 1195 metros, en un principio se pensó en recuperar cuerpo de varillas con equipo varillero, lo cual resultaba riesgoso y con un costo adicional de camión varillero además del equipo de terminación y reparación de pozos, por lo cual se decidió hacerlo con el mismo equipo.

Se continúa con la simulación en “Prosper”. Para este pozo tenemos datos de presión tanto de fondo cerrado como un dato de presión de fondo fluyendo pero no contamos con un dato de fluida correspondiente a esa presión de fondo fluyendo, por lo que recurrimos a datos cercanos, los cuales obtenemos de históricos de producción del pozo, los cuales no resultan ser del todo certeros pero es con lo que contamos para hacer nuestra simulación y no se puede considerar la toma de información pues el pozo cuenta con varilla en su interior, lo cual impide bajar calibrador y sonda de presión.

4.2.3. Las Ventanas de PROSPER

Ventana principal de “Prosper”:

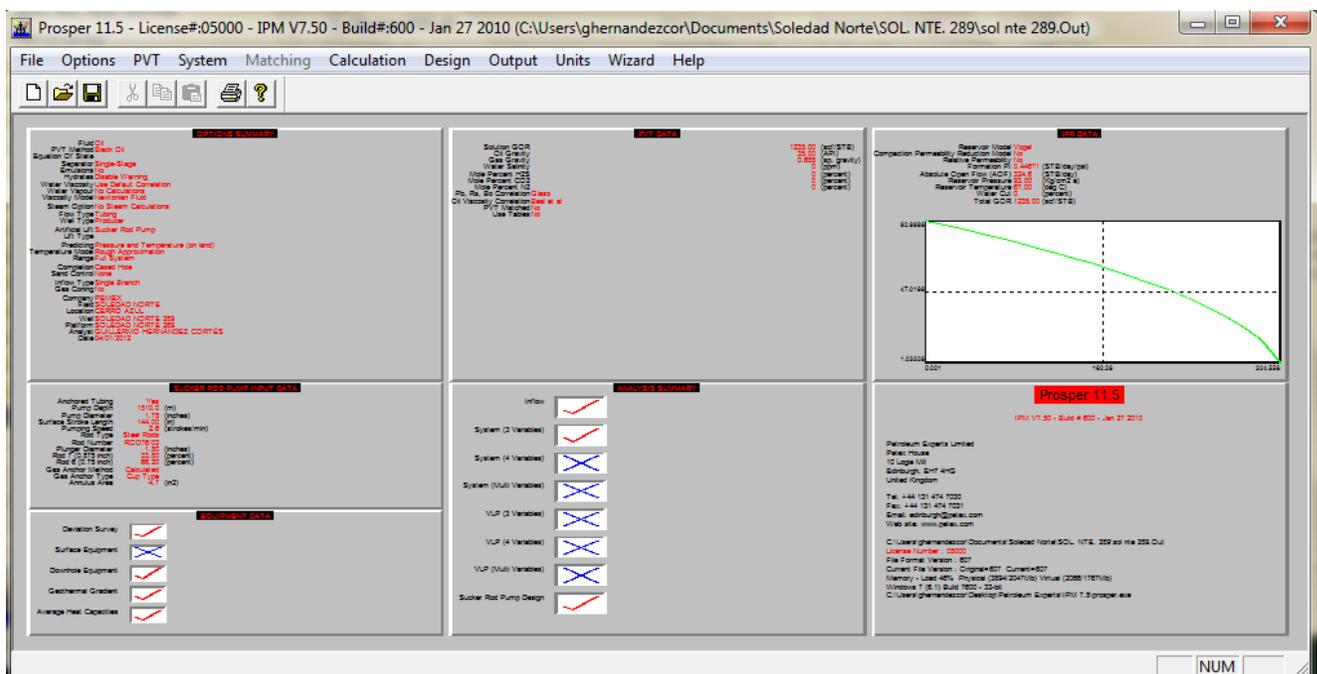


Fig. 4.2.3.1. Ésta figura muestra cada una de las ventanas que maneja el simulador “Prosper”, simulador utilizado para los diseños tanto de BN y BM dentro del sector.

Ventana de resumen del Sistema,

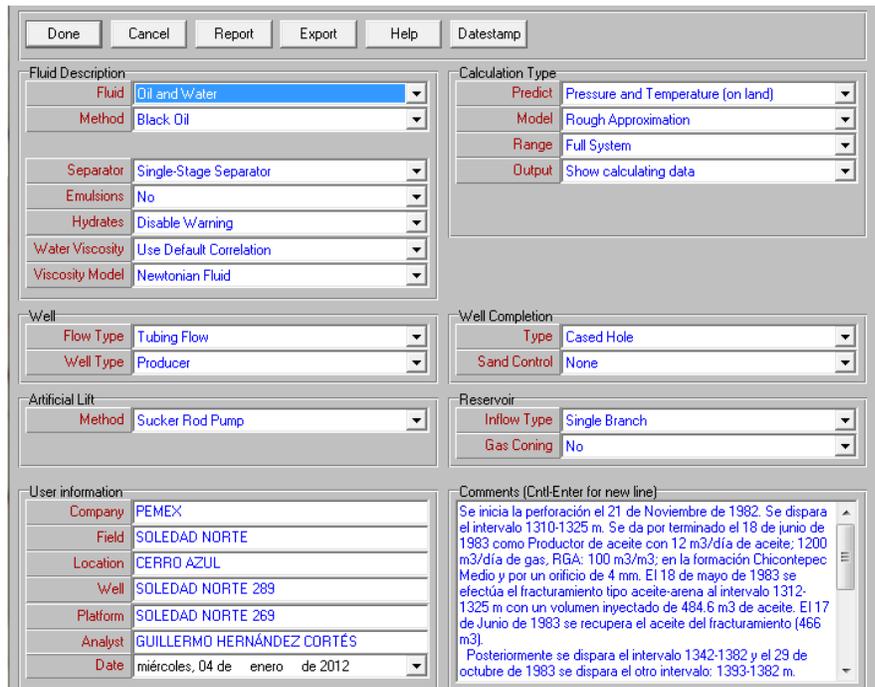


Fig. 4.2.3.2. En esta ventana de resumen se ingresan datos que nos ayuden a identificar y clasificar el pozo al que se van a crear escenarios así como el tipo de simulación.

Ventana de IPR:

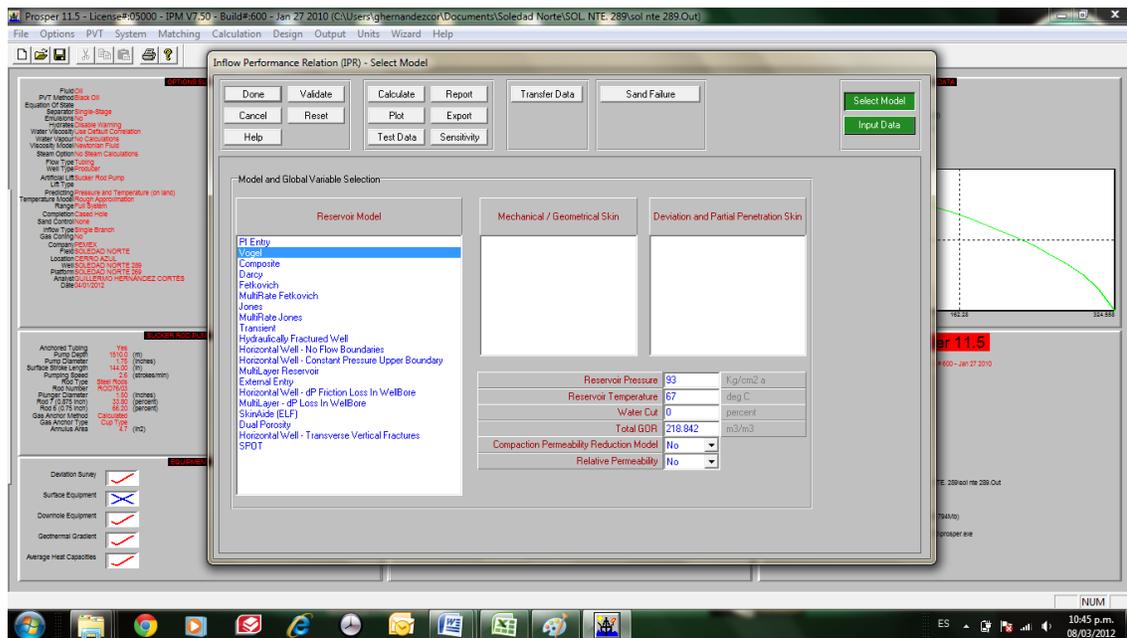


Fig. 4.2.3.3. En esta ventana se introducen datos que nos ayuden a construir nuestra curva de IPR. Método a utilizar para la construcción de la curva, corte de agua y relación gas aceite son algunos de los parámetros que se introducen en esta ventana.

Y se ingresa un dato clave para nuestro diseño que es la Presión de fondo fluyendo y el gasto con el que fluyó el pozo asignado a esa presión de fondo:

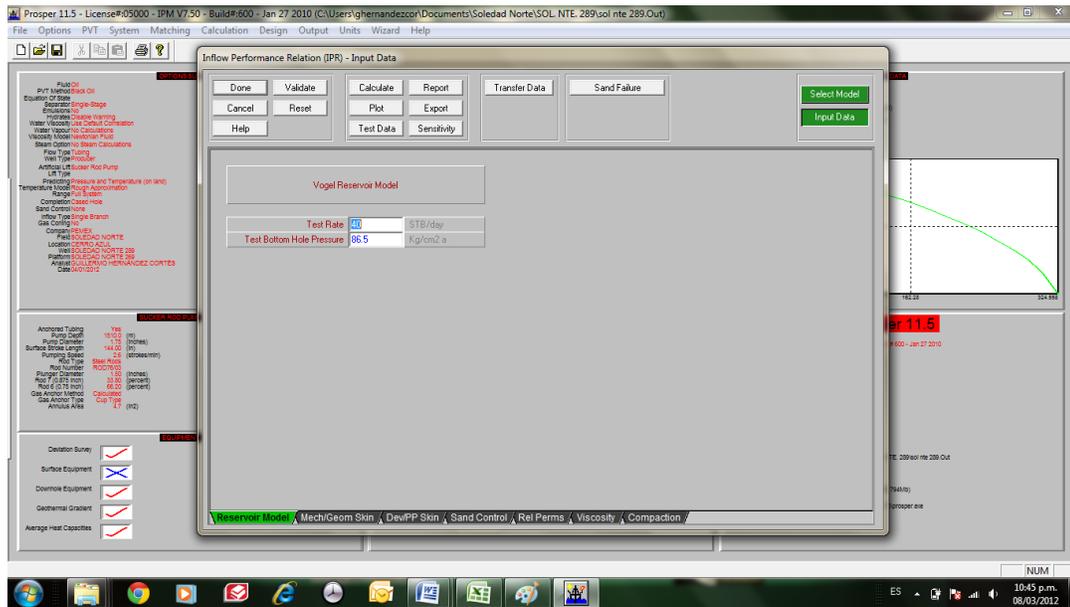


Fig. 4.2.3.4. Los últimos dos datos necesarios para construir nuestra curva: Pwf y Qo asignado a esa presión de fondo fluyendo.

Se puede visualizar la gráfica IPR y el máximo gasto que nuestro pozo puede aportar:

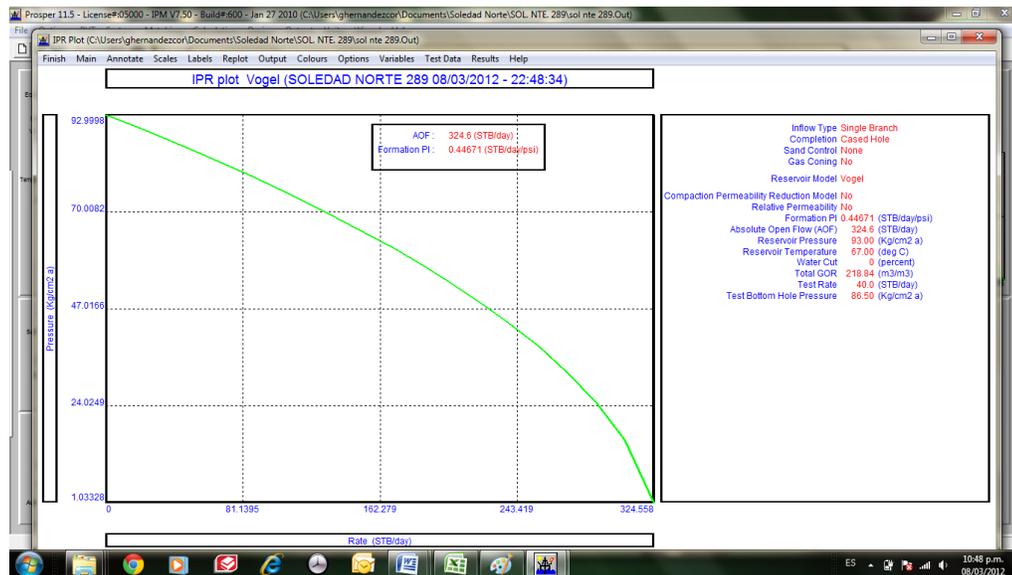


Fig. 4.2.3.5. Curva de IPR y potencial del pozo (AOF).

Se introducen datos de nuestro Aparejo, así como el “survey” del pozo:

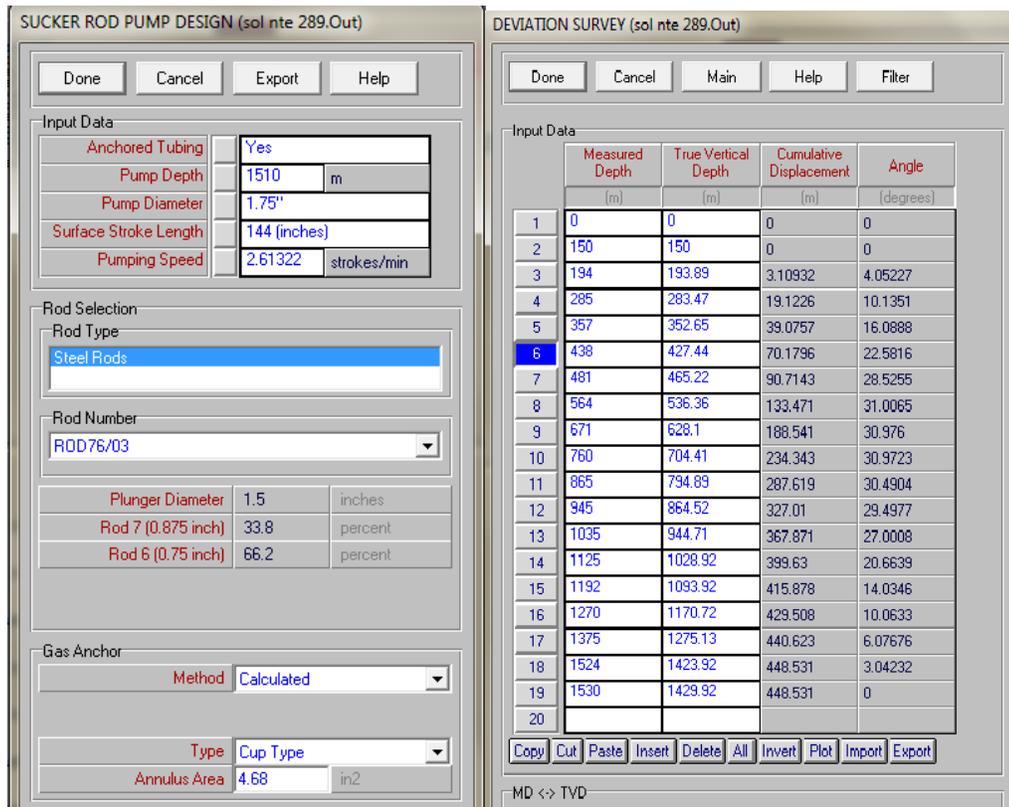
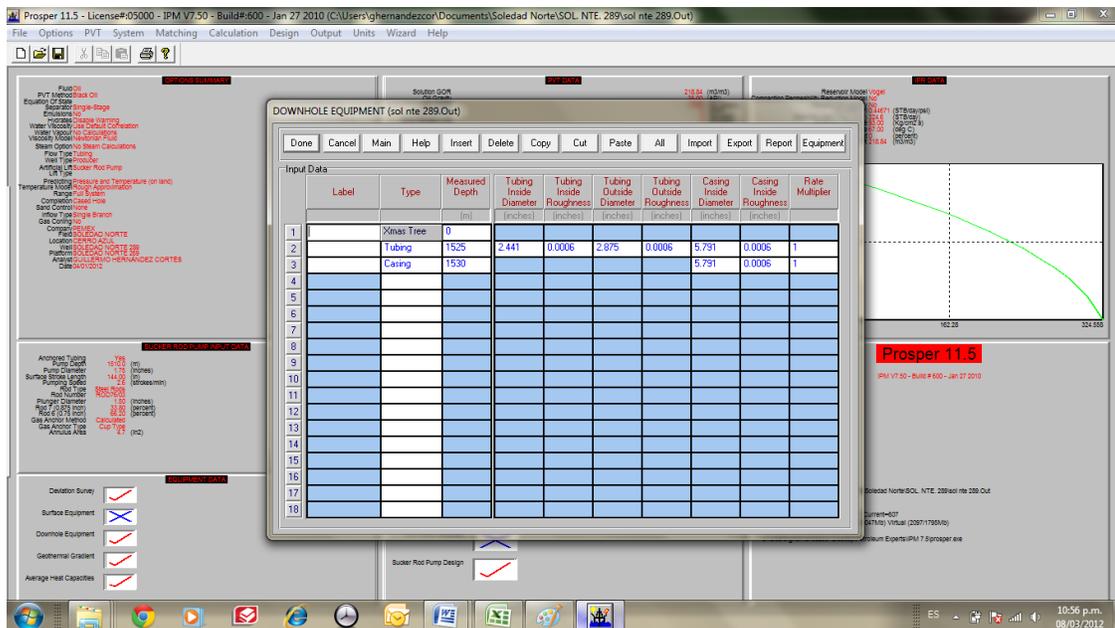


Fig. 4.2.3.6. Se introducen datos de bomba, arreglo de varillas y desviación del pozo.

Diámetros y profundidades de las tuberías del pozo (TR y TP):



4.2.3.7. En esta ventana se introducen diámetros y profundidades de las tuberías.

Gradiente Geotérmico:

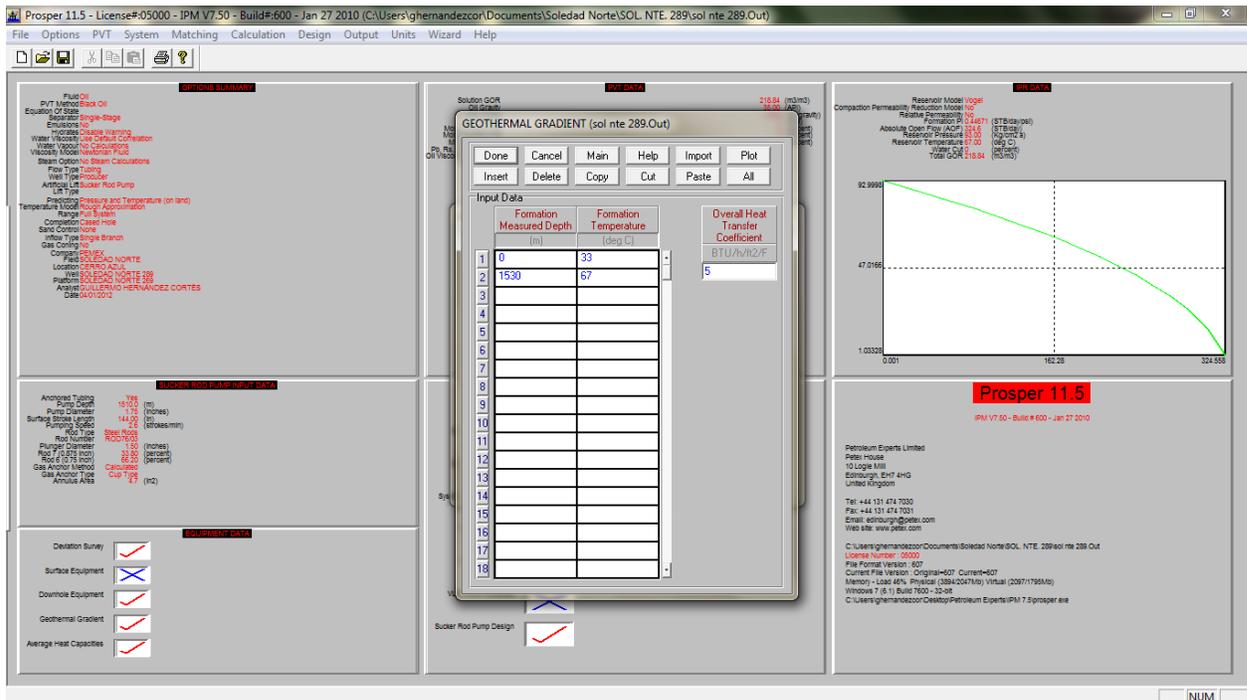


Fig. 4.2.3.8. En el gradiente geotérmico basta con introducir la temperatura en superficie y la de fondo.

RGA, corte de agua:

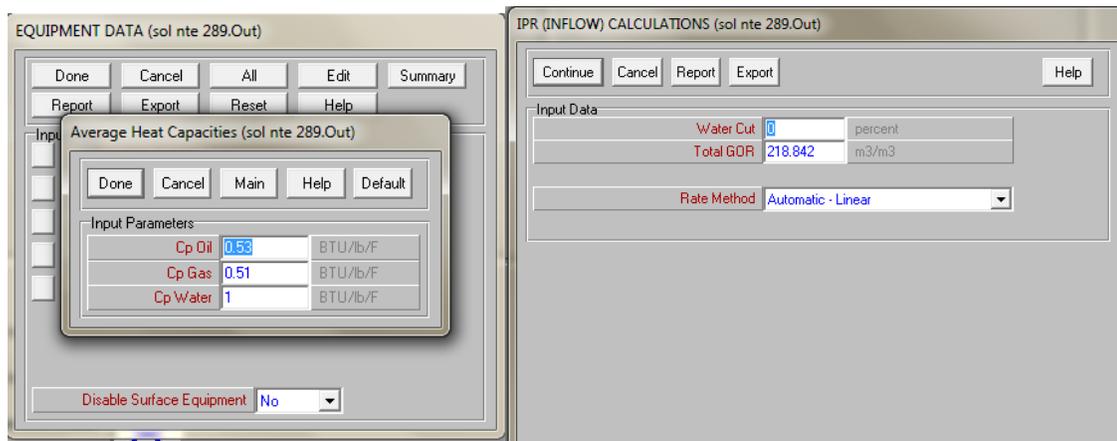


Fig. 4.2.3.9. Ventana del Prosper donde se introduce, corte de agua y capacidad térmica de los fluidos.

Se verifican datos, se propone la unidad de bombeo (marca, carrera, torque) y se corre el simulador. Se crean diferentes escenarios, cambiando condiciones como emboladas o datos de producción, escogiendo el sistema que mejor funcionamiento nos proporcione, así como la unidad que se ajuste, sin exceder demasiado los requerimientos de carga y torque a los que estará sujeto el sistema.

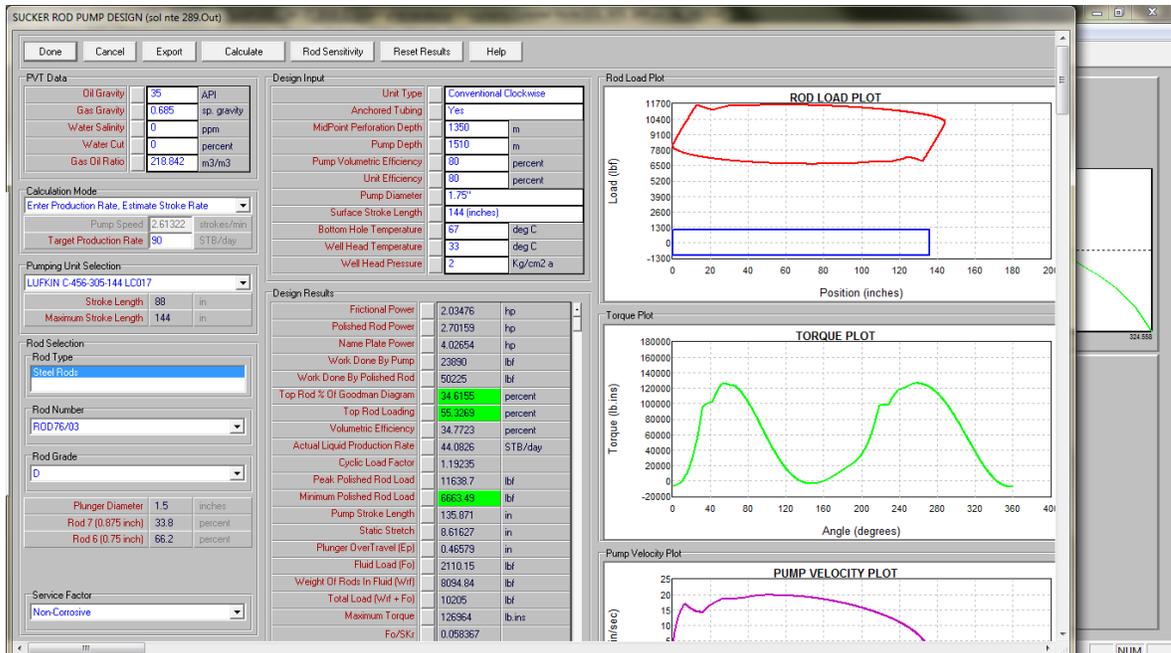


Fig. 4.2.3.10. Corrida en Prosper con datos en función de una producción propuesta de 90 BPD.

Con estas ventanas del “Prosper” se completa una corrida en el simulador, ahora solo convendría realizar una simulación en la que se supongan condiciones críticas de nuestro sistema, asegurándonos de que nuestra unidad y sarta de varillas soporten incluso condiciones de mínima sumergencia de bomba.

4.2.4. Las Ventanas de RODSTAR

Se simulará el mismo pozo a reacondicionar utilizado en la corrida de Prosper, iniciando con los datos generales del pozo y de la bomba. Las condiciones de bomba a simular pueden ser: golpe de fluido, interferencia de gas o bomba llena. Se considera una eficiencia de bomba del 60%, una bomba ubicada a 1509 m, presiones, corte de agua y la densidad del aceite también se consideran en esta ventana.

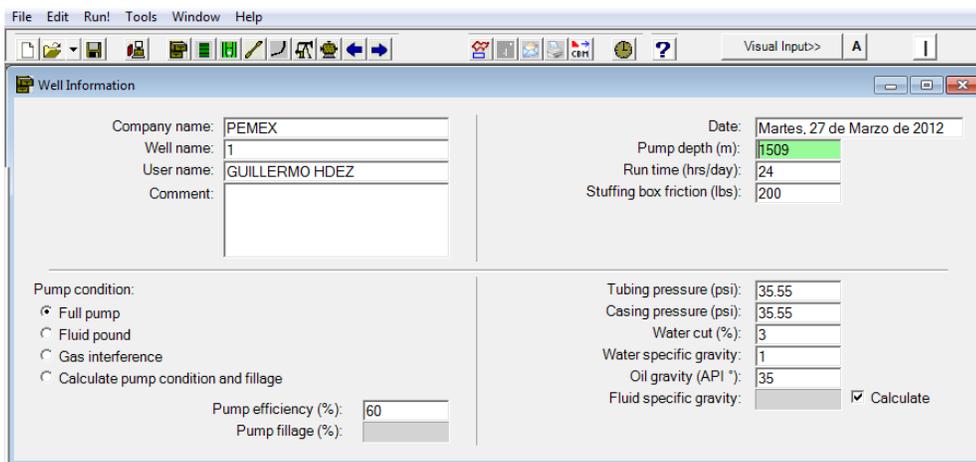


Fig. 4.2.4.1. Ventana principal de RODSTAR.

Se continúa con la ventana del IPR o nivel de fluido. Para este caso, como se había comentado anteriormente, se simularán las condiciones críticas de trabajo del sistema, es decir, sin sumergencia de la bomba y se considerarán 3 emboladas por minuto.

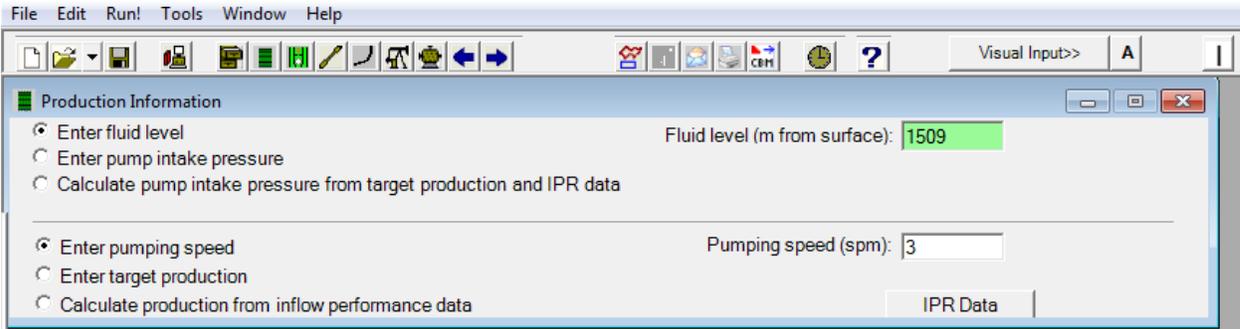


Fig. 4.2.4.2. Ventana del IPR o de sumergencia de la bomba.

En la siguiente ventana, se introducen datos de especificaciones de la bomba, así como el diámetro de la tubería y profundidad del empacador.

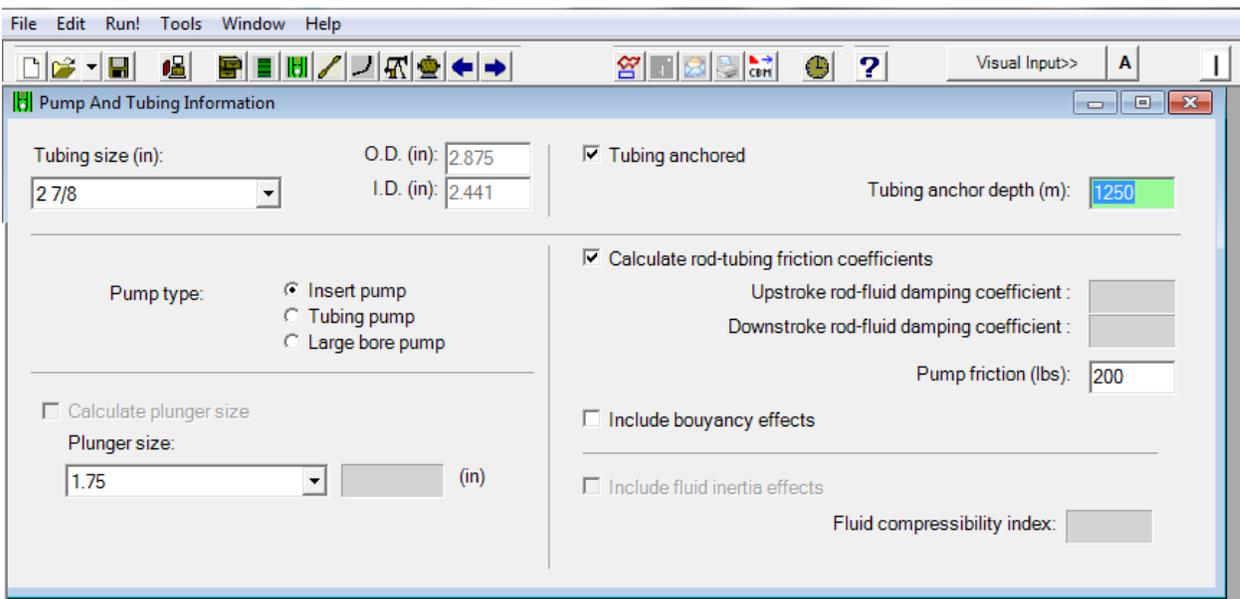


Fig. 4.2.4.3. Especificaciones de bomba.

Se introduce el arreglo de varillas propuesto y se supone un factor de servicio de las varillas de 0.8, que será el factor de esfuerzo al que estará sujeta nuestra sarta de varillas.

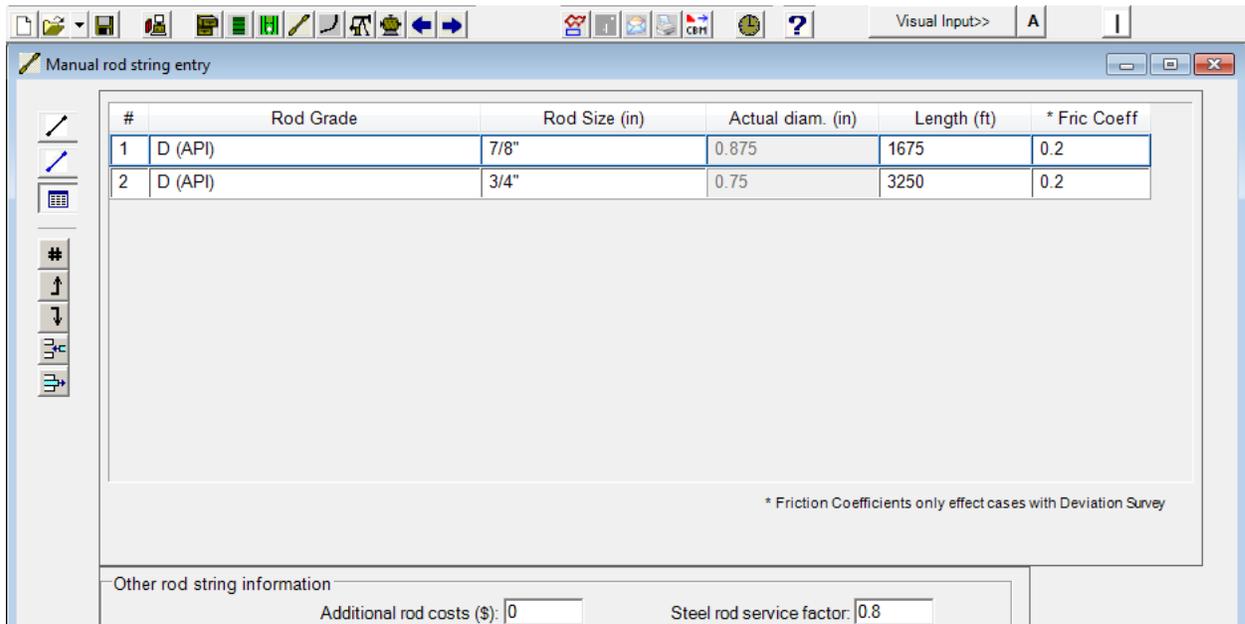


Fig. 4.2.4.4. Arreglo de varillas propuesto.

Se continúa con el "survey" o desviación del pozo:

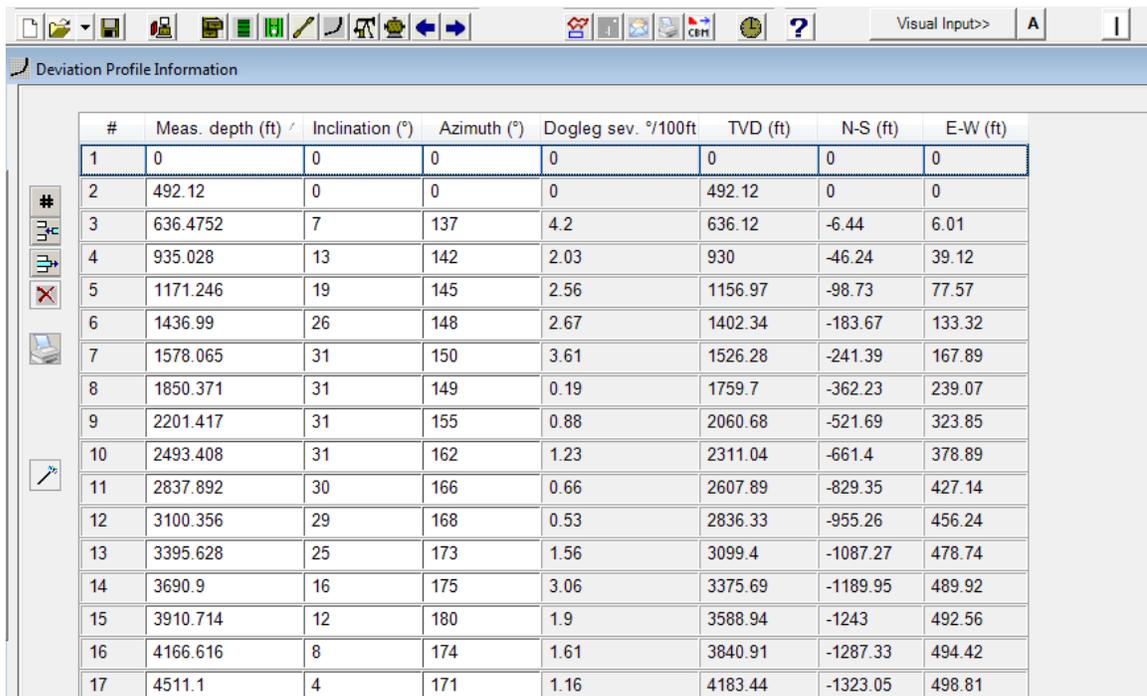


Fig. 4.2.4.5. Desviación del pozo.

Una de las ventajas que presenta “Rodstar” es que se puede visualizar el pozo en 3D y con ello, alejar los cambios de diámetros de varilla donde existan fuertes severidades para evitar desprendimientos de la sarta de varillas.

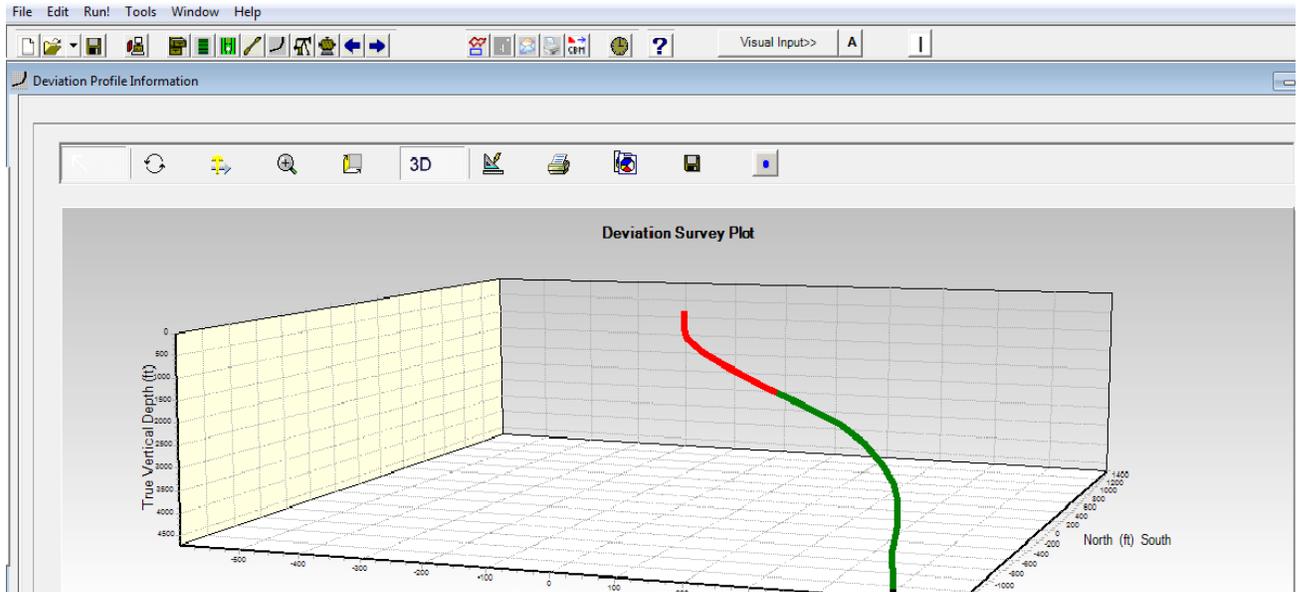


Fig. 4.2.4.6. Esquema de la desviación del pozo.

Se escoge la unidad por designación API, que para este ejemplo será una convencional.

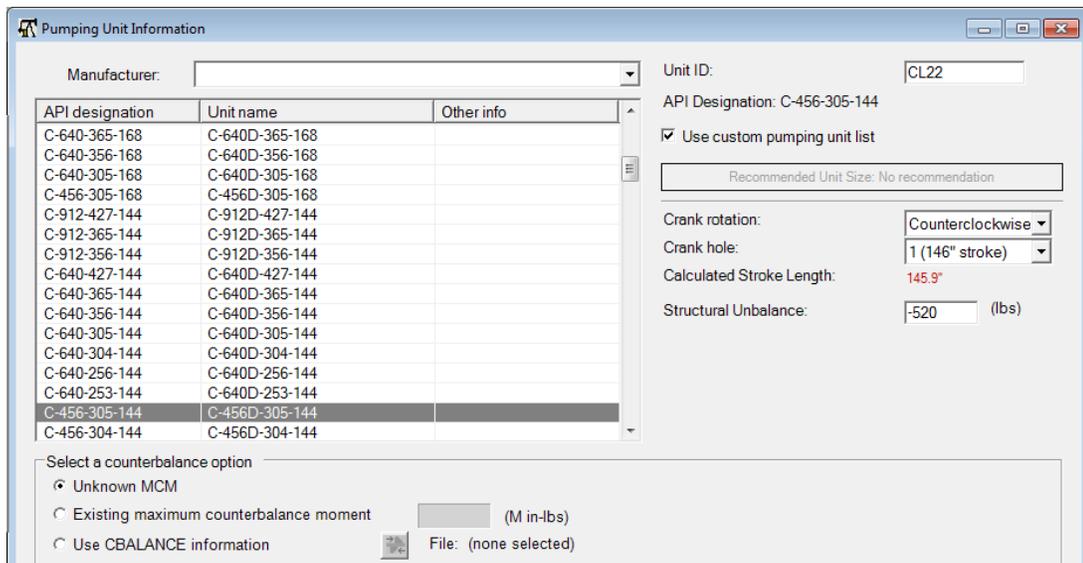


Fig. 4.2.4.7. Ventana de Rodstar donde se introduce la unidad superficial.

Se realiza la corrida y se observa que la unidad, tolera aún condiciones críticas de operación. La sarta de varillas, en el diámetro de 7/8 pg está sometida a un esfuerzo por encima del tolerado (101 %).

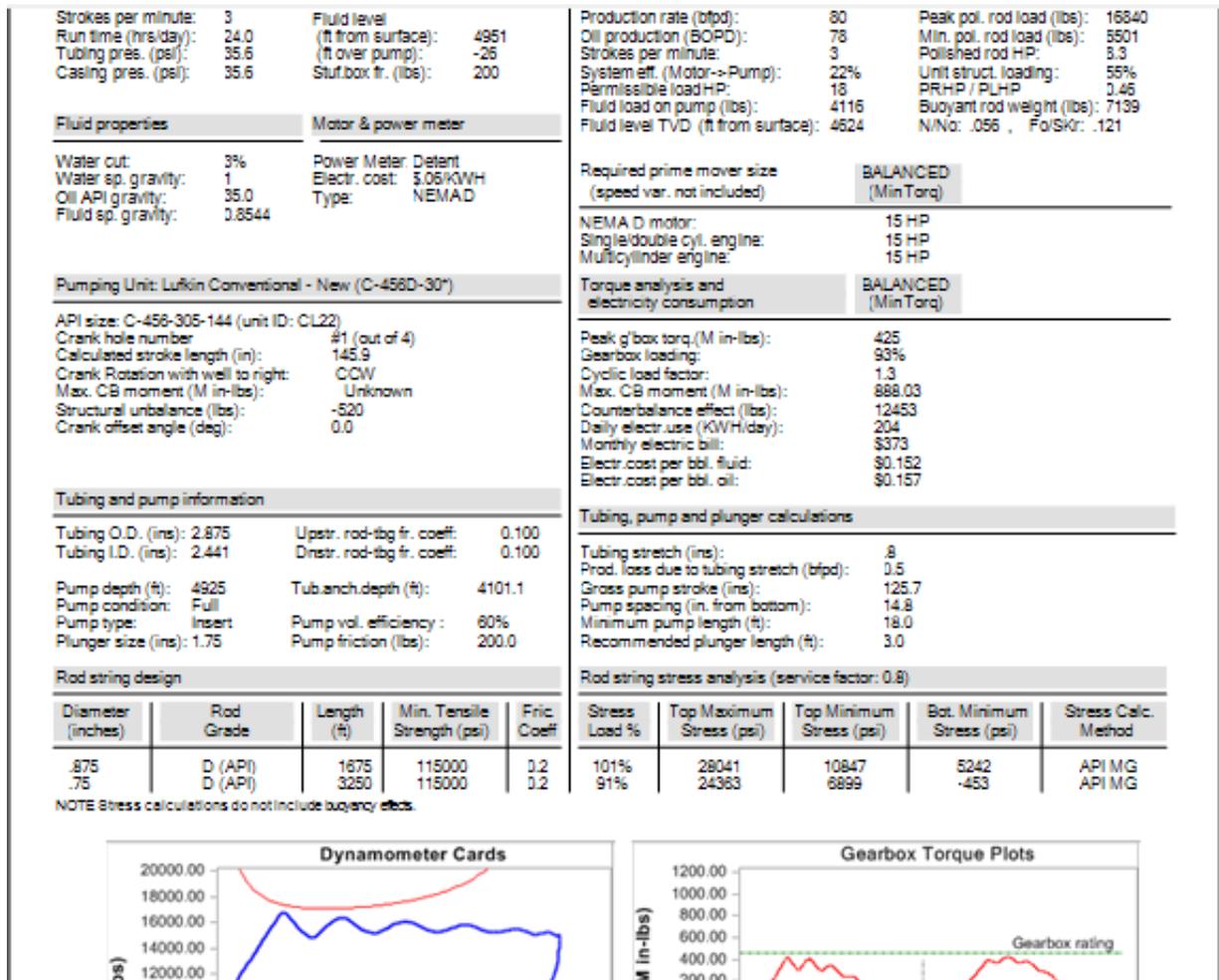


Fig. 4.2.4.8. Corrida en "RODSTAR".

Se continuaría con una simulación bajo condiciones reales, es decir con un nivel de líquido real o con los datos del IPR del pozo. Con esto concluiría nuestra simulación en "Rodstar" y estaremos en condición de conocer si nuestro aparejo es el ideal o si se debe considerar otro arreglo para nuestro diseño.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Algunos de los métodos propuestos en este reporte de actividades, son métodos que no han alcanzado su consolidación de ejecución en el Sector; son pruebas que están en proceso de implementarse y que en algunos casos, dependen de otros Departamentos del Activo y de compañías que ejecutan las intervenciones para que se realicen de la manera en la que se propone en este trabajo, debido, en gran parte, a que se trata de un grupo reciente que continuamente se ve alterado por los cambios y re-sectorizaciones que van surgiendo en el proceso de madurez del grupo. Este es el caso de la propuesta del cálculo del IPR para pozos que aportan de manera intermitente, pues en repetidas ocasiones se ha intentado implementar este método que retrasa las actividades programadas por las compañías y que debido a una escasa supervisión de las coordinaciones encargadas de ello, se refleja en una intervención sin éxito para los propósitos del grupo.
- Se pretende a mediano plazo, organizar el Sector de manera que cada pozo existente en él opere de la manera más eficiente y haber cubierto todas las conversiones y reacondicionamientos de los pozos candidatos. Todo ello implica un gran compromiso por parte de cada uno de los integrantes del Sector y una buena coordinación con cada uno de los departamentos que conforman el Sector Soledad Norte.
- Se busca el dominio de los software mencionados en este trabajo, que son la base para realizar los diseños y las recomendaciones que surgen del grupo. Un mal manejo de datos en el simulador o en el software, resultará en un mal diseño o una mala recomendación, que en la industria petrolera significa una pérdida de capital muy considerable. Por tal motivo, no se debe dejar de lado la capacitación del personal, pues la responsabilidad otorgada al grupo de productividad es grande, por lo que el personal debe encontrarse en continua capacitación.
- Encontrándonos en un yacimiento tan complejo, como lo es Chicontepec, dependemos de la perforación de más pozos y de la optimización de cada uno de ellos para lograr las metas establecidas en el Activo, en cuanto a volumen de recuperación se refiere. Es notable que falta mucho por avanzar y aprender en este proyecto, por lo que en primer lugar, se debe buscar el aseguramiento de personal que llegue al grupo, dándole continuo seguimiento al trabajo realizado en él. Pues es evidente que es más la gente que se retira del proyecto que la que llega, debido a la falta de oportunidad y crecimiento profesional que hay actualmente en el Activo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Al analizar el comportamiento actual de los pozos dentro del Activo, se observan varias anomalías en cuanto al diseño de los pozos. Muchos de ellos, en el caso de Bombeo Mecánico, operan con aparejos que no son óptimos para la explotación del pozo. En cuanto al Bombeo Neumático, se observa que en varios de los pozos operan las válvulas más superficiales, lo que habla de un mal diseño y una mala operación de los pozos. Debido a estos casos, se le ha dado una gran carga de trabajo a los equipos de reparación y terminación así como a los varilleros, buscando el reacondicionamiento que garantice la mejor explotación de los pozos.
- Podemos apoyarnos en otras tecnologías para la explotación del yacimiento. Como el émbolo viajero, que disminuya las pérdidas por resbalamiento o la inducción con nitrógeno para pozos con Aparejo de Bombeo Neumático, que podría ser la solución para pozos en los que no operan las válvulas más profundas.
- Otro punto importante es el análisis económico, un aspecto del que en un inicio, parecía haberse olvidado la administración de este Activo y que resultaría interesante analizar, pues muchas de las tecnologías que se implementan tienen un costo sumamente elevado en comparación con el bajo volumen de recuperación de los pozos. En esta etapa de vida del Activo, el tema económico empieza a cuestionarse por muchas partes, por tal razón, el Grupo de Productividad de Pozos, ha iniciado una propuesta en la que se pretende realizar un análisis económico en cada una de las conversiones o reacondicionamientos que se hagan en el Activo. Este análisis económico acompañará a cada una de las bases de usuario entregadas por el grupo, asegurando así la rentabilidad de cada una de estas intervenciones. El análisis resultará en una mayor carga de trabajo para el grupo, pero a la vez, nos llevará a un trabajo global en el que se analiza la condición del pozo, se realiza el programa de la intervención y se analiza la rentabilidad del mismo. Esto puede cambiar la forma de trabajo que se ha venido siguiendo hasta el día de hoy en el Activo, pues con esto se va observando que un aumento en la cantidad de reacondicionamientos y conversiones programadas, no significa un mayor ingreso económico al Activo, pues la baja recuperación de los pozos, hacen que muchas de las intervenciones programadas no resulten rentables.
- El plan de tener Grupos de Productividad se ha proyectado hacia otros Activos, pues el Activo de Producción Poza Rica Altamira, APPRA, cuenta hoy en día con su primer grupo de Productividad, siguiendo la metodología del AIATG. Y se tiene el proyecto de formarlos parte de la estructura del APPRA, con un total de 10 grupos. Esto habla del apoyo que brindan estos grupos, pues es un proyecto consolidado en el AIATG que ya empieza a dirigirse hacia otros Activos, con lo que se pretende que a corto plazo no se hable de un grupo de apoyo sino de una coordinación dentro de la estructura de PEMEX.

RECOMENDACIONES

- Durante esta experiencia profesional, se ha visto la importancia de los sistemas artificiales para la explotación exitosa del Activo, convirtiéndose en la base del incremento de la producción de los pozos ya existentes. Por esta razón, el implemento de nuevas tecnologías en sistemas artificiales y el dominio de los sistemas ya conocidos impulsarán el crecimiento del Grupo dentro del Activo.
- Para el caso de pozos con aparejo de bombeo neumático, se puede dar oportunidad a la tecnología del émbolo viajero, pues a través de este sistema, se pueden minimizar las pérdidas de líquido por resbalamiento a través de toda la tubería de producción, siendo un método dirigido principalmente a pozos con baja recuperación.
- Para el caso de pozos con aparejo de bombeo mecánico, se ha visto reflejado que una operación con carreras largas y bajas emboladas hará más eficiente el llenado de la bomba y con ello propiciará una mejor explotación del pozo. Por esta razón, el uso de estas unidades puede ser de apoyo para la mejor explotación de los pozos con este sistema artificial.
- El Grupo de Productividad está enfocado a la optimización de la explotación de los pozos existentes. Desde este enfoque y antes de pensar en nuevos sistemas que ayuden a la explotación del Activo, se debe pensar en esta optimización como una gran oportunidad para seguir explotando no tan solo el Sector Soledad Norte, sino todo Chicontepec y demás Activos.
- A lo largo de esta estancia se han podido observar pozos que operan ineficientemente, pozos con una considerable recuperación que no trabajan en condiciones óptimas. En pozos con aparejo de bombeo neumático intermitente se han observado aparejos con 7 u 8 válvulas en los que operan las válvulas más superficiales y que se encuentran invadidos de líquido por TR y que por cuestiones de operación bajo estas condiciones por varios años, han afectado el funcionamiento de las válvulas más profundas, lo cual nos llevará a pensar en un reacondicionamiento o una inducción con nitrógeno que ayude a operar las válvulas inferiores. Se han observado numerosos casos de pozos con aparejo de Bombeo Neumático Intermitente que operan con gas regulado mediante el calzamiento de la válvula motora, lo que reduce la eficiencia del sistema diseñado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En el caso de pozos con Aparejo de Bombeo Mecánico, se han observado diversas anomalías en su operación, por ejemplo, pozos con alta sumergencia que propician una presión de entrada a la bomba alta que impide un buen funcionamiento de la misma. Unidades desbalanceadas, válvulas motoras y de represionamiento mal calibradas, pozos operando sin sumergencia, tamaños de bomba mal elegidos y unidades poco eficientes, son otras de las anomalías que se pueden observar en pozos con este sistema artificial, los cuales no requieren otras tecnologías para su mejor explotación, sino una optimización de infraestructura o en las condiciones de operación de la unidad que haga más eficiente su funcionamiento, lo que se reflejará un aumento en la eficiencia del sistema, en incremento de barriles en superficie y en una vida más larga del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

1

Proyecto Chicontepec. Ubicación.

<http://www.pemex.com/index.cfm?action>

2

Chicontepec. Aceite Terciario del Golfo.

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid>

3

Datos presentados en la exposición: *“Perspectivas del Proyecto Aceite Terciario del Golfo”*. Presentación. Ingeniero Antonio Narváz Ramírez, Administrador del AIATG. Auditorio de Región Norte. Poza Rica Veracruz, diciembre 2011.

4

“Fichas Técnicas GPP”. Presentación Power Point. Carpeta compartida del AIATG.

5

Mapas obtenidos de la presentación *“Sector 1 Soledad Norte”*, carpeta compartida del Grupo de Productividad

6

Estadísticas de la Coordinación de COPIE del Sector Soledad Norte.

7

Método propuesto en el documento *“IPR y Swabeo”*, escrito por el M.I. Armando Sandoval Partida, líder del Sector 1 del Grupo de Productividad de Pozos del Sector Soledad Norte. Febrero 2012.

8

Figura tomada del curso *“Echometer”* de la Compañía UPCO al Grupo de Productividad de Pozos del ATG. Diciembre 2011.

9

Análisis de BN del Pozo Gaspar, elaborado por el líder del Grupo de Productividad del Sector Soledad Norte, M.I. Armando Sandoval Partida. Febrero del 2012.

BIBLIOGRAFÍA

10

Método de Diseño propuesto por el M.I. Armando Sandoval Partida en el documento: “Diseño Gas Lift Intermitente”. Febrero 2012. Siendo un método propuesto para entender el funcionamiento de un aparejo de BN, que se acerca mucho a los diseños arrojados por los software pero que no considera efectos de resbalamiento en la tubería de producción.

