



8 ° CONGRESO **iAPG**

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



7ª Jornadas de
**Recuperación Mejorada
de Petróleo - EOR**
"El camino hacia la producción eficiente"

Libro de Resúmenes y Trabajos Técnicos



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS



8 ° CONGRESO **iAPG**

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



7ª Jornadas de
**Recuperación Mejorada
de Petróleo - EOR**
"El camino hacia la producción eficiente"

Seleccione la categoría que desea consultar

■ Trabajos del 8° Congreso de Producción y Reservas

- 1 - Ingeniería de Producción y Operaciones
- 2 - Geociencias e Ingeniería de Reservorios
- 3 - Terminación, Reparación y Estimulación de Pozos
- 4 - Reservorios No Convencionales
- 5 - Medio Ambiente y Comunidad
- 6 - Innovación y Transferencia de Tecnología
- 7 - Sustentabilidad y Transición Energética

■ Trabajos de la 7ª Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo-EOR



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



1 - INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN Y OPERACIONES

PRO033

ALOCACIÓN DE PRODUCCIÓN A INYECTORES MEDIANTE LA GENERACIÓN FACTORES DE CONECTIVIDAD: MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA “RATE-WEIGHTED ALLOCATION” DESARROLLADA POR AMOCO (1991)

Guillermina Fantino, Marcelo Saez, Diego Leiguarda, CGC Energía S.A.U.

guillermina_fantino@cgc.com.ar, marcelo_saez@cgc.com.ar, diego_leiguarda@cgc.com.ar

Palabras claves

Alocación de producción, Producción Neta Asociada, Inyectores, Conectividad inyector-productor

Resumen

Una problemática común que surge a la hora de asignar recursos en campos donde se tienen proyectos de recuperación secundaria activos es determinar cuál es el valor económico que tiene cada inyector y cuáles son las pérdidas de petróleo asociadas a sus desvíos y/o paros de inyección de éstos.

Existen varias metodologías para alocar producción a inyectores de forma fácil y masiva. Entre ellas se tienen las basadas en la cantidad de inyectores, en el volumen poral, en la producción, entre otras.

En este trabajo se presenta una herramienta de gestión desarrollada para estandarizar la producción neta asociada de todos los inyectores de la compañía con la intención de poder ranquearlos y definir prioridades al momento de asignar recursos.

Se utiliza como punto de partida la metodología desarrollada por AMOCO en 1991 “Rate-Weighted Allocation – A new Method in determining waterflood pattern allocation factors” y se plantea una pequeña pero significativa modificación que corrige el cálculo de las conectividades inyector-productor.

El resultado es un indicador simple y aplicable a todos los proyectos independientemente de su antigüedad que saltea las complejidades de las secundarias multicapas como lo son en Cuenca del Golfo San Jorge.

Abstract

When allocating resources in fields with active waterflooding processes, a common problem is determining the economic value of each injector and the losses associated with them.

Several methods are available to easily and massively allocate production to injectors. These include approaches based on the number of injectors, pore volume, production, among others.

This paper presents a management tool developed to standardize the net production associated with all company injectors, with the intention of ranking them and defining priorities when allocating resources.

AMOCO's 1991 methodology “Rate-Weighted Allocation - A new Method in determining waterflood pattern allocation factors” is used as a starting point. A small yet significant modification is proposed to improve the accuracy of the calculated injector-producer connectivities.

The result is a simple indicator applicable to all projects regardless of their age, that calculates the balance of gross production and injection per pattern, bypassing the complexities of multilayer waterflooding processes as they are frequently handled in the Golfo San Jorge Basin.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO045

ANÁLISIS DE FALLAS EN INSTALACIONES SELECTIVAS

Lorena Patricia Cristoff, Andrés Lowy Chávez, Fernando Gago de Sousa, Mariel Silvana Renna Jozami, Jhonattan Alejandro Barrueta Brito, PAN AMERICAN ENERGY
LCristoff@pan-energy.com, alowychavez@pan-energy.com, fgago@pan-energy.com,
MRennaJozami@pan-energy.com, JBarruetaBrito@pan-energy.com

Palabras claves

Fallas en Instalaciones selectivas, Análisis de Fallas, Corrosión, Microbiología.

Resumen

La incidencia de pozos inyectoros en falla en el Distrito Tres Picos se ha acrecentado en los últimos años, generando aumentos de RAP y pérdidas de producción considerables. En muchos casos, las instalaciones no tienen más de 3 años de servicio y presentan pérdidas prematuras y repetitivas.

De los pozos intervenidos con equipos de torre se identificaron zonas con daño severo por corrosión y depósitos en el exterior, principalmente en nipples y tubing.

Como patrón común en las fallas, se ha identificado hasta el momento mayor afectación en zonas de selectivización de reservorios con alta admisión.

El desarrollo de este estudio involucró distintas instancias, partiendo de la correlación entre las zonas de falla con las capas de alta admisión y analizando los efectos adversos de mantener la inyección en pozos con falla (generando daños por erosión en la zona de fuga y mayor probabilidad de quedar en pesca, incremento en los costos de intervención). Del mismo modo, para definir las causas promotoras, se articuló una evaluación integral de sistema de inyección, para determinar el mecanismo de daño predominante, usando técnicas de monitoreo microbiológico (ej, ATP, qPCR caracterización de los depósitos (ej, microscopía, DRX, FRX y análisis de piezas metálicas en laboratorio).

Todas estas evaluaciones se ejecutaron apuntando a tener una vida esperada de instalación mayor a 6 años y reducir el índice de falla por corrosión, a través de mejoras en el tratamiento del agua, basado en la identificación de la actividad microbiológica como principal promotor de daño.

Abstract

The incidence of injection wells failing in the Tres Picos District has increased in recent years, leading to significant increases in RAP and production losses. In many cases, the facilities have been in service for less than 3 years and experience premature and repetitive failures.

From the wells intervened with rig equipment, areas with severe corrosion damage and deposits on the exterior, mainly in nipples and tubing, were identified. As a common pattern in the failures, greater impact has been identified so far in reservoir selectivity zones with high intake.

The development of this study involved different stages, starting with correlating the failure zones with the high intake layers and analyzing the adverse effects of maintaining injection in wells with failures (causing erosion damage in the leak zone and increasing the probability of being stuck, increasing intervention costs). Similarly, to define the contributing causes, a comprehensive evaluation of the injection system was conducted to determine the predominant damage mechanism, using microbiological monitoring techniques (e.g., ATP, qPCR), deposit characterization (e.g., microscopy, DRX, FRX), and laboratory analysis of metal components.

All these evaluations were carried out with the aim of achieving an expected installation life of more than 6 years and reducing the failure rate due to corrosion through improvements in water treatment, based on identifying microbiological activity as the main promoter of damage.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO155

APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA QUÍMICA SURFACTANTE PARA REDUCIR CAUDAL DE INYECCIÓN DE GAS LIFT EN POZOS SHALE OIL

Luciana Masud, María Paz Valderrama, Vista Energy

luciana.masud@vistaoilandgas.com, maria.valderrama@vistaenergy.com

Joanna Villanova, Jimmy López, PECOM Energía

joanna.villanovabriceno@pecomenergia.com.ar, jimmy.lopez@pecomenergia.com.ar

Palabras claves

Levantamiento Artificial, Gas Lift, Espumante, No Convencional

Resumen

Los yacimientos de gas y petróleo experimentan una disminución en las presiones existentes dentro de los reservorios a lo largo de su vida productiva. De no iniciarse ninguna acción, comenzará a verse afectada significativamente la capacidad de producción de los pozos.

Existen distintos sistemas que permiten extender la fluencia de los pozos hacia la superficie. La selección de éstos depende de las características del fluido a extraer y los parámetros del pozo relacionados con las condiciones operativas del yacimiento.

El sistema de levantamiento por gas lift se ubica dentro de las alternativas neumáticas, y es el sistema de extracción aplicado a los pozos no convencionales del yacimiento Médano de la Mora.

Con el objetivo de reducir el lifting cost, se propone una prueba piloto de aplicación de espumante a fondo de pozo usando como medio de transporte y dispersión, la propia corriente de inyección de gas. El espumante es un agente tensioactivo que permiten reducir la tensión interfacial del líquido a transportar. En primera instancia, se desarrolla a escala de laboratorio el ensayo bajo la norma ASTM D-892, seleccionando un espumante apropiado para dicha aplicación. Se encuentra que un espumante a base de surfactantes del tipo no iónico/anfotérico, es el más apto para su aplicación en fluidos con una relación baja agua/petróleo, resultando idóneo para pozos productores de petróleo. Esto se valida por los antecedentes de aplicaciones puntuales en pozos petroleros. La segunda fase de este trabajo se desarrolla y enfoca en su aplicación en campo. El piloto permite la evaluación de la máxima reducción permisible del caudal de gas de inyección sin comprometer la producción de petróleo. Los resultados obtenidos comprueban la viabilidad de inyección de surfactante en superficie en la corriente de gas lift para pozos No Convencionales, permitiendo la reducción de caudal de gas en un 28%.

Abstract

Oil and gas fields experience a decrease in the existing pressures within the reservoirs throughout their productive life. If no action is taken, the production capacity of the wells will begin to be significantly affected.

There are different systems that allow the flow of wells to be extended towards the surface. The selection of these depends on the characteristics of the fluid to be extracted and the well parameters related to the operating conditions of the reservoir.

The gas lift system is one of the pneumatic alternatives, and is the extraction system applied to unconventional wells in the Médano de la Mora field.

In order to reduce the lifting cost, a pilot test of downhole frother application is proposed using the gas injection current itself as a means of transport and dispersion. The foaming agent is a surfactant that reduces the interfacial tension of the liquid to be transported. In the first instance, the test is carried out on a laboratory scale under the ASTM



8° CONGRESO AAPG

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



D-892 standard, selecting an appropriate foaming agent for said application. It is found that a non-ionic/amphoteric type surfactant-based frother is the most suitable for its application in fluids with a low water/oil ratio, being ideal for oil-producing wells. This is validated by the history of specific applications in oil wells. The second phase of this work is developed and focuses on its application in the field. The pilot allows the evaluation of the maximum allowable reduction of the injection gas flow rate without compromising oil production. The results obtained prove the feasibility of injecting surfactant on the surface in the gas lift current for Unconventional wells, allowing the reduction of gas flow by 28%.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO154

APLICACIÓN DE TRATAMIENTO QUÍMICO ENCAPSULADO A FONDO DE POZO PARA MITIGAR PROBLEMAS RELACIONADOS A LA CORROSIÓN EN POZOS PRODUCTORES DE YACIMIENTOS MADUROS

Yugianna Padilla, Jimmy Lopez, Pecom Energía S.A

Yugianna.padilla@pecomenergia.com.ar, Jimmy.lopez@pecomenergia.com.ar

Andres Mazo, Chevron Argentina, andresmazo@chevron.com

Palabras claves

Corrosión, Inhibidor de corrosión, Tratamiento químico encapsulado, Campos maduros

Resumen

Uno de los desafíos principales en la estrategia de operación de campos maduros es la preservación de la integridad de los sistemas de producción. En el abordaje de esta problemática, los tratamientos químicos para el control de la corrosión ocupan un rol central.

Este trabajo se enfoca en la presentación de una alternativa al tratamiento químico convencional que consiste en la aplicación a fondo de pozo de cápsulas de liberación lenta. El objetivo principal es mejorar la protección de la instalación, así como, disminuir la complejidad de la logística asociada a la gran cantidad de pozos maduros que requieren uno o varios tratamientos químicos.

La evaluación de la aplicación de esta alternativa incluye la selección de pozos candidatos, el diseño de la operación y el monitoreo post-aplicación. Entre las principales ventajas de la aplicación de capsulas de liberación controlada a fondo de pozo se pueden citar las siguientes:

- Eficiencia similar o superior al tratamiento convencional.
- Tendencia de consumo de las microcápsulas o desorción del tipo lineal que nos permite estimar el tiempo de recarga.
- Optimización de los recursos relacionados con la mano de obra requerida para la provisión de los productos químicos (reposición, recorredores, mantenimiento de skids, etc).
- Es una alternativa competitiva a nivel económico y operativo.

El tratamiento químico encapsulado es ideal para pozos que cuentan con packer o locaciones sin acceso a energía eléctrica. Asimismo, puede aplicarse como una solución estratégica en la gestión del tratamiento químico en yacimientos que cuentan con una logística compleja relacionada a la provisión de productos químicos.

Abstract

One of the main challenges in the strategy of mature fields is the preservation of the integrity of production systems. In addressing this problem, chemical treatments for corrosion control play a central role.

This work focuses on the presentation of an alternative to conventional chemical treatment that consists of the downhole application of slow-release microcapsules. The main objective is to improve the protection of facilities, as well as to reduce the complexity of logistics associated with the large number of mature wells that require one or several chemical treatments.

The application of this alternative includes the selection of candidate wells, design of the encapsulated treatment and the post-application monitoring. The main advantages associated with the application of this technology are:

- Similar or higher efficiency in comparison to conventional treatment.
- Consumption trend of the microcapsules or desorption of the linear type that allows us to estimate the



8° CONGRESO **IPAP**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



recharging time.

- Optimization of resources related to the labor required for the provision of chemical products.
- It is a competitive alternative at an economic and operational level.

The encapsulated chemical treatment is ideal for wells that have packers or locations without access to electrical power. Likewise, it can be applied as a strategic solution in the management of chemical treatment in mature fields that have complex logistics related to the supply of chemical products.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO006

APLICACIÓN DE UN SISTEMA MECÁNICO MEJORADOR DEL PATRÓN DE FLUJO EN POZOS DE GAS PARA REVERTIR LOS PROBLEMAS DE CARGA DE LÍQUIDO EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Edwin Daniel San Vicente Aguillón, Jorge Alfonso Mendoza Amuchástegui, Albiter Hernández, Antonio Contreras Cuevas, Instituto Mexicano del Petróleo
esanvic@imp.mx, jamendoz@imp.mx Apolinar, aalbiter@imp.mx, acontrer@imp.mx

Palabras claves

Producción de gas, patrones de flujo, carga de líquido y administración de yacimientos

Resumen

Se presenta el resultado de la aplicación de un sistema mecánico mejorador del patrón de flujo, en un pozo típico de la región norte de México, perforado en un yacimiento de arenas hidráulicamente fracturadas de baja permeabilidad entre 0.1 y 0.01 milidarcies (mD), donde la producción del hidrocarburo disminuye, por efecto de la carga de líquido, la declinación de la presión del yacimiento y del desarrollo de patrones de flujo intermitentes a lo largo de la tubería de producción. El caso del pozo C1 muestra el proceso de análisis de las condiciones de operación, utilizando una metodología que integra: modelos mecanísticos de flujo multifásico con registros dinámicos de presión y temperatura, para la estimación de las pérdidas de energía en el transporte de los fluidos del fondo a la superficie. Las condiciones actuales de producción y propiedades de los fluidos conforman la base del análisis para seleccionar la geometría del sistema mejorador del patrón de flujo. El beneficio de aplicar este sistema en pozos afectados con esta problemática se evalúa en términos del incremento de la producción de gas y del ahorro de la energía del yacimiento, mismos que están asociados directamente a la optimización de las caídas de presión en la tubería de producción. El presente trabajo incluye la descripción y principio de operación del sistema mecánico mejorador del patrón de flujo, así como del proceso de análisis de las condiciones de operación y simulación del sistema operando en pozos con problemas de carga de líquido, para el caso del pozo C1, los resultados muestran un ahorro del 30% en la energía utilizada en el transporte del flujo por la tubería de producción y un 20% de incremento en la producción de gas, comparando la producción de hidrocarburos que se tenía antes y después de instalar el sistema para fondo de pozo, lo cual se pudo validar con la toma de información realizada expofeso para este fin. Abstract The result of the application of a mechanical system to improve the flow pattern is presented, in a typical well in the northern region of Mexico, drilled in a reservoir of hydraulically fractured sands with low permeability between 0.1 and 0.01 millidarcies (mD), where the hydrocarbon production decreases because of the liquid load, the decline in reservoir pressure and the development of intermittent flow patterns along the production pipeline. The case of the C1 well shows the process of analysis of the operating conditions, using a methodology that integrates mechanistic models of multiphase flow with dynamic records of pressure and temperature, for the estimation of the energy losses in the transport of the fluids of the bottom to surface. Current production conditions and fluid properties form the basis of the analysis to select the geometry of the flow pattern improver system. The benefit of applying this system in wells affected by this problem is evaluated in terms of increased gas production and energy savings in the reservoir, which are directly associated with the optimization of pressure drops in the production pipeline. The present work includes the description and principle of operation of the mechanical system that improves the flow pattern, as well as the process of analysis of the operating conditions and simulation of the system operating in wells with liquid charge problems, in the case of well C1, the results show a saving of 30% in the energy used in transporting the flow through the production pipeline and a 20% increase in gas production, comparing the production of hydrocarbons before and after installing the system.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



for the bottom of the well, which could be validated with the collection of information carried out specifically for this purpose.

Abstract

The result of the application of a mechanical system to improve the flow pattern is presented, in a typical well in the northern region of Mexico, drilled in a reservoir of hydraulically fractured sands with low permeability between 0.1 and 0.01 millidarcies (mD), where the hydrocarbon production decreases because of the liquid load, the decline in reservoir pressure and the development of intermittent flow patterns along the production pipeline. The case of the C1 well shows the process of analysis of the operating conditions, using a methodology that integrates mechanistic models of multiphase flow with dynamic records of pressure and temperature, for the estimation of the energy losses in the transport of the fluids of the bottom to surface. Current production conditions and fluid properties form the basis of the analysis to select the geometry of the flow pattern improver system. The benefit of applying this system in wells affected by this problem is evaluated in terms of increased gas production and energy savings in the reservoir, which are directly associated with the optimization of pressure drops in the production pipeline. The present work includes the description and principle of operation of the mechanical system that improves the flow pattern, as well as the process of analysis of the operating conditions and simulation of the system operating in wells with liquid charge problems, in the case of well C1, the results show a saving of 30% in the energy used in transporting the flow through the production pipeline and a 20% increase in gas production, comparing the production of hydrocarbons before and after installing the system. for the bottom of the well, which could be validated with the collection of information carried out specifically for this purpose.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO168

BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS INSERTABLE EN TUBING REVESTIDO

Lucas Robles, Pluspetrol, lrobles@pluspetrol.net

Palabras claves

PCP insertable, Tubing con Revestimiento PEAD

Resumen

El objetivo principal de este trabajo es reducir los tiempos de trabajo de los equipos de torre y, por ende, los costos operativos mediante el desarrollo de una nueva tecnología para Bombas de Cavidad Progresiva (PCP) insertables. El sistema se diseña para anclarse en tuberías revestidas interiormente con PEAD, mediante un anclaje superior dual que proporciona el mecanismo de fijación y el de sello hidráulico.

Las bombas utilizadas actualmente son del tipo tubular, donde el estator de la bomba se instala en el pozo junto con la sarta de tubing, mientras que el rotor se baja con la sarta de varillas. Cuando un pozo requiere un cambio de bomba, se debe intervenir el pozo con un equipo de torre y realizar maniobras para retirar la sarta de varillas con el rotor y la columna de tubing con el estator desde el fondo.

La nueva PCP insertable está diseñada para fijarse a la sarta de tubing revestidas interiormente con PEAD, permitiendo el reemplazo de la bomba sin la necesidad de mover cañería y con un equipo de torre más liviano, lo que resulta en una disminución del tiempo de inactividad durante las intervenciones. El desafío fue desarrollar un anclaje específico para la cañería de producción estándar utilizada en los pozos del Área Rio Colorado.

En general, esta nueva tecnología de PCP insertable tiene el potencial de reducir significativamente los tiempos y costos de trabajo para las compañías operadoras en la industria de producción de petróleo.

Abstract

The main objective of this work is to reduce the working times of the rig teams and, therefore, the operating costs by developing a new technology for Insertable Progressive Cavity Pumps (PCP). The system is designed to anchor itself in internally coated HDPE pipes, using a dual upper anchoring mechanism that provides both the fixing and hydraulic sealing.

The currently used pumps are of the tubular type, where the pump stator is installed in the well along with the tubing string, while the rotor is lowered with the rod string. When a well requires a pump change, the well needs to be intervened with a rig team, and maneuvers must be performed to remove the rod string with the rotor and the tubing string with the stator from the bottom.

The new insertable PCP is designed to attach to the internally coated HDPE tubing string, allowing for pump replacement without the need to move the piping and with a lighter rig team, resulting in reduced downtime during interventions. The challenge was to develop a specific anchoring system for the standard production piping used in the Rio Colorado Area wells.

Overall, this new insertable PCP technology has the potential to significantly reduce work times and costs for operating companies in the oil production industry.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO169

DATA-DRIVEN VIRTUAL FLOW METERING PARA BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

Lucas Robles, Pluspetrol, lrobles@pluspetrol.net

Palabras claves

Data-Driven virtual Flow metering (DDVFM), Bombeo por cavidades progresivas, Machine Learning

Resumen

El bombeo por cavidades progresivas (PCP) ha sido utilizado como sistema de extracción para la producción de petróleo pesado, pozos de baja productividad y otros ambientes desafiantes. Además de estas condiciones, se ha posicionado en entornos económicos complejos, donde las operadoras buscan reducir los costos, mejorando las operaciones de producción con soluciones de bajo costo, intentando incrementar el factor de recupero global del campo.

Durante todo el ciclo de vida de un activo, es de primordial importancia determinar los caudales de petróleo, gas y agua que se producen desde cada pozo. Esto permite la alocaión de caudales, tomar decisiones en la optimización de la producción, predecir el comportamiento futuro del campo, definir la estrategia de gestión del reservorio y establecer la estrategia de desarrollo. Desde el punto de vista de la operación, el control de producción permite detectar pérdidas y generar, tan pronto como sea posible, acciones correctivas.

Debido a la naturaleza operativa de la medición del caudal producido (disponibilidad de capacidad para realizar controles), este valor puede no estar disponible con la frecuencia necesaria para la continuidad y precisión de los distintos análisis.

Este trabajo intenta proporcionar una forma simple, automática y precisa de calcular el caudal de producción a bajo costo y fácil de mantener, capaz de ser utilizado durante la operación del campo para análisis de optimización y aplicable a pozos con PCP, usando métodos de Machine Learning y la información disponible a partir de telemetría (Data-Driven VFM).

Se pretende que el método sea utilizado como parte del conjunto de soluciones de campo digital implementadas en el yacimiento, donde los pozos tienen un alto nivel de telesupervisión, trabajando dentro de una plataforma de operación de producción que valida datos de entrada, maneja diferentes frecuencias y tipos de datos y calcula el caudal, el cual es publicado como una variable más en el sistema de visualización de datos.

Los resultados proporcionan un caudal de producción preciso, útil para los análisis de ingeniería de reservorios y producción, proporcionando un instrumento para la mejora de las operaciones de producción

Abstract

Progressive Cavity Pumping (PCP) has been used as an extraction system for heavy oil production, low-productivity wells, and other challenging environments. In addition to these conditions, it has positioned itself in complex economic environments where operators seek to reduce costs and improve production operations with low-cost solutions, aiming to increase the overall field recovery factor.

Throughout the life cycle of an asset, it is of paramount importance to determine the flow rates of oil, gas, and water produced from each well. This allows for flow allocation, decision-making in production optimization, predicting the field's future behavior, defining reservoir management strategy, and establishing development strategies. From an operational perspective, production control enables the detection of losses and the prompt implementation of corrective actions.

Due to the operational nature of production flow measurement (availability of capacity for controls), this value



8° CONGRESO AAPG
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Volver al inicio 



may not be available with the necessary frequency for the continuity and accuracy of various analyses.

This work aims to provide a simple, automatic, and accurate method for calculating production flow at a low cost and easy to maintain. It is capable of being used during field operation for optimization analysis and applicable to PCP wells, using Machine Learning methods and information available from telemetry (Data-Driven VFM).

The method is intended to be used as part of the set of digital field solutions implemented in the reservoir, where wells have a high level of remote supervision, operating within a production operation platform that validates input data, manages different frequencies and types of data, and calculates flow rates. The calculated flow rate is then published as an additional variable in the data visualization system.

The results provide accurate production flow rates, useful for reservoir and production engineering analysis, providing a tool for improving production operations.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO136

DIGITALIZACIÓN OPERATIVA - INCORPORACIÓN TECNOLÓGICA A LA OPERACIÓN DE YACIMIENTOS

Augusto Hüter Dario Morgani, Lucas Llano Mauricio Sabatini, Martin Valot, YPF
augusto.huter@ypf.com, dario.morgani@ypf.com, lucasaro@ypf.com, mauricio.sabatini@ypf.com,
martin.valot@ypf.com,
Juan Mattolini, Martin Montero, AESA
juan.mattolini@aesa.com.ar AESA martin.a.mantero@aesa.com.ar

Palabras claves

Monitoreo de producción, implementación de tecnología

Resumen

La incorporación masiva de tecnología trae aparejado el cambio de paradigma de cómo se operan los campos, cómo se detectan los desvíos y las competencias que deben incorporarse para maximizar los resultados y sacar el mayor provecho de la tecnología.

La alta disponibilidad de información, sumada a la posibilidad de visualizarla de forma continua, nos pone frente al desafío de cómo procesarla, discernir entre los datos relevantes y secundarios e identificar las variables a monitorear para detectar anomalías y profundizar los análisis que debemos realizar.

Con esta premisa, en función de pilotos realizados por las operaciones, se trabaja en el diseño de información agrupada, que permita a los operadores detectar de manera primaria las novedades del campo que gestiona. Siendo él quien identifique las novedades pudiendo tomar acción de forma priorizada minimizando tiempos de afectación. El equipo de operaciones interviene reconociendo los puntos clave que requieren acción y la necesidad de recursos con mayor asertividad debido a un análisis de mayor detalle integrado entre la operación e ingeniería de producción.

Como es evidente, ahora es factible identificar anomalías que antes pasaban desapercibidas y operar tomando novedades de forma puntual o bajo demanda, por ejemplo, con mediciones dinámicas. Aumenta también la probabilidad de detección temprana de eventos, que nos permiten pasar de acciones correctivas de alto costo a acciones preventivas tempranas de bajo costo.

Más allá de la resolución técnica de las mediciones, de la inversión y del esfuerzo económico requerido para el despliegue, este trabajo busca destacar la importancia que cobra el acompañamiento al cambio y la necesidad de disponer de la información de manera metódica para todos los actores de la operación. También, la Documento: YPF-Privado Documento: YPF-Privado relevancia de mantener vínculos técnicos fuertes entre los operadores y las personas encargadas de realizar las ingenierías o diseños, haciendo foco en la inexistencia de la antinomia operadores vs monitoreo. Se trabaja en un cambio de cultura para que los operadores sean los principales consumidores de los datos generados, convirtiéndose también en los principales actores del mantenimiento de los sistemas de medición. Para lo anterior debe contarse con el compromiso de múltiples áreas de que permitan mantener disponibles los sistemas e identificar los patrones de funcionamiento de variables que lleven a diagnósticos más precisos y eficaces, siendo estos claves en la reducción de OPEX, pérdidas y fallas



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



PRO119

EDGE SPEAKER

Leandro Valeiro, YPF S.A, leandro.valeiro@ypf.com

Palabras claves

Nuevas Tecnologías, Ecometría, Automatización

Resumen

Edge Speaker es un dispositivo de medición de nivel de fluido instalado en superficie de forma permanente. A diferencia de otras tecnologías que se utilizan para la misma aplicación, ésta tiene la particularidad de que la onda acústica no es generada por un pulso de presión, sino que son ondas generadas electrónicamente por la unidad de adquisición, las cuales son transformadas en un patrón acústico por los transductores.

En el presente trabajo, se explican las pruebas realizadas con el equipo en diferentes tipos de pozos, para entender los límites de este y validar la tecnología con el fin de:

1. Automatizar el control del régimen de operación de diferentes Sistemas de Extracción. Utilizando la señal de presión dinámica de fondo como variable input a un variador de frecuencia y de esta forma controlando el régimen de operación del pozo.
2. Reducir tiempos y costos de equipo de torre. Al ser una tecnología alternativa al sensor de fondo.
3. Optimizar recursos, en línea con el punto anterior, la bajada de sensor de fondo demanda la aplicación de una cuadrilla especializada durante toda la intervención, por lo que, al prescindir de sensor de fondo, se podría abocar a otras tareas.
4. Reducir componentes en la Instalación Final del pozo, siendo un punto no menor, dado que los mismos son componentes que pueden fallar y/o dificultar maniobras con equipos de torre.
5. Reducir costos, comparativamente, se identifica un ahorro en costos en comparación con el sensor de fondo.
6. Movilizar el dispositivo en pozos estabilizados. al ser un dispositivo instalado en boca de pozo, de fácil transporte y montaje, permite instalarlo en diferentes pozos una vez conseguido el punto de operación estable y optimizado.
7. Reducir índices de falla, en SEA en donde el nivel del fluido es un parámetro relevante, por ejemplo, las PCP, se evita regular el régimen de operación asegurando siempre el nivel necesario para producir de forma óptima.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO025

EFFECTIVE WELL DIAGNOSTIC IN A MULTI-TUBULAR COMPLETION BY USING THE NEW ELECTROMAGNETIC PIPE AND ACOUSTIC ARRAY. TECHNIQUES FOR WELL ABANDONMENT

Johana Reyes, Osmary Mendez, Julian Sánchez, Gabriel Calvete, Halliburton,
Johana.reyes@halliburton.com, osmary.mendez@halliburton.com, julian.sanchez@halliburton.com,
luisgabriel.calvete@halliburton.com

Liliana Guarín, Alexander Duarte, Diego Castellanos, Oscar Galindo, Ecopetrol S.A.
Liliana.guarin@ecopetrol.com.co, Alexander.duarte@ecopetrol.com.co, diego.castellanos@ecopetrol.com.co,
oscar.galindo@ecopetrol.com.co

Palabras Claves

Well Integrity, Successful Abandonment, Metal Loss

Resumen

El taponamiento y abandonos (P&A) implican una fase de planificación intensiva, porque la mayoría de ellos implican trabajos en pozos antiguos que pueden tener serios problemas de integridad y, en muchos casos, existe la posibilidad de fugas de hidrocarburos y/o agua. Cuando la operación de P&A se encuentra en un pozo ubicado en o cerca de un río, una operación de abandono inadecuada podría causar serios problemas ambientales (Fig. 1). El pozo Under River-2, de ECOPETROL S.A., fue perforado en 1958. Su producción inicial fue de 405 bopd, con un BSW del 0,3%, y un GOR de 250 scf/bbl con flujo natural. Veinte años después, en septiembre de 1979, el pozo producía agua al 100% con una salinidad de formación de 29.000 ppm (cloruros). En julio de 1980 el pozo fue cerrado. 40 años después, ECOPETROL S.A. decidió abandonar el pozo para evitar posibles incidentes ambientales futuros. Este documento discute los resultados integrados obtenidos para un complejo abandono de pozo, incluidas las técnicas de registro electromagnético de tubería y arreglo acústico para un análisis integral de integridad del pozo. Los resultados ayudaron al operador a tomar las decisiones necesarias para el correcto abandono del pozo con riesgos reducidos. Abstract Plug and abandonments (P&A) involve an intensive planning phase, because most of them involve working on old wells that may have serious issues of integrity, and in many cases, there is a potential of hydrocarbon and/or water leaks. When the P&A operation is in a well located in or near a river, an inadequate abandonment operation could cause serious environmental issues (Fig. 1). The Under River-2, of ECOPETROL S.A., was drilled in 1958. Its initial production was 405 bopd, with a BSW of 0.3%, and a GOR of 250 scf/bbl with natural flow. Twenty years later, in September of 1979, the well was producing 100% formation water with a salinity of 29,000 ppm (chlorides). In July 1980 the well was shut in. 40 years later ECOPETROL S.A. decided to abandon the well to avoid possible future environmental incidents. This paper discusses the integrated results obtained for a complex well abandonment, including the electromagnetic pipe and acoustic array techniques for a comprehensive well integrity analysis. The results helped the operator make the necessary decisions for proper well abandonment while reducing risks.

Abstract

Plug and abandonments (P&A) involve an intensive planning phase, because most of them involve working on old wells that may have serious issues of integrity, and in many cases, there is a potential of hydrocarbon and/or water leaks. When the P&A operation is in a well located in or near a river, an inadequate abandonment operation could cause serious environmental issues (Fig. 1).

The Under River-2, of ECOPETROL S.A., was drilled in 1958. Its initial production was 405 bopd, with a BSW



8° CONGRESO

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



of 0.3%, and a GOR of 250 scf/bbl with natural flow. Twenty years later, in September of 1979, the well was producing 100% formation water with a salinity of 29,000 ppm (chlorides). In July 1980 the well was shut in. 40 years later ECOPETROL S.A decided to abandon the well to avoid possible future environmental incidents. This paper discusses the integrated results obtained for a complex well abandonment, including the electromagnetic pipe and acoustic array techniques for a comprehensive well integrity analysis. The results helped the operator make the necessary decisions for proper well abandonment while reducing risks.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO071

ESCUCHANDO A VACA MUERTA MEDICIONES ACÚSTICAS EN POZOS NOC GAS LIFT

Veronica Lorena Cortez, Pablo Iglesias, Leonardo Sánchez Graff, Vista Energy

Veronica.Cortez@vistaenergy.com, Pablo.Iglesias@vistaenergy.com, Leonardo.Sanchez@vistaenergy.com

Palabras claves

Mediciones acústicas, No Convencional, Dual Shot, Gas Lift

Resumen

El Presente trabajo muestra el desarrollo en conjunto realizado entre el equipo de Ingeniería de producción de Vista Energy y VA&PE SRL en el yacimiento Bajada del Palo Oeste en la provincia de Neuquén, en referencia a mediciones físicas en pozos de Gas Lift como herramienta diaria de diagnóstico.

Los pozos analizados producen Shale Oil y presentan la característica de tener una rama horizontal que navega la formación Vaca Muerta y una instalación de fondo típica de Gas Lift como sistema de levantamiento artificial. La necesidad de recurrir a mediciones acústicas para poder diagnosticar el estado extractivo del Gas Lift, surgió debido a la imposibilidad de correr gradientes dinámicos con el equipo de slick line a través del Tubing de producción de 2 3/8". Se debía reducir el caudal de gas inyectado o incluso a la interrumpir la inyección para evitar la flotación de la herramienta del equipo. Dicha situación incurría en una medición y diagnóstico no representativo del pozo y pérdida de producción debido a las horas de montaje y desmontaje del equipo de alambre.

Por lo anterior descripto, se analizó el uso de mediciones acústicas para el diagnóstico rutinario de los pozos a través de la determinación del nivel de fluido existente en el espacio anular entre Tubing de producción y Casing del pozo. Si bien esta técnica de monitoreo es ampliamente utilizada en pozos de producción convencional, no había experiencia en la cuenca como herramienta de diagnóstico aplicada a pozos de producción no convencional. En este trabajo se demuestra la utilidad y aplicación de las mediciones físicas por entre columna y método Dual Shot como herramientas de diagnóstico diarias de alta confiabilidad, bajo costo y menor pérdida de producción si se las compara con un gradiente dinámico.

Adicionalmente, se integra la información del campo recopilada hasta la fecha con herramientas de análisis para poder interpretar la evolución del nivel de líquido de los espacios anulares de los pozos.

Abstract

This paper shows the joint development carried out between the production engineering team of Vista Energy and VA&PE SRL in the Bajada del Palo Oeste field in the province of Neuquén, referring to physical measurements in Gas Lift wells as a daily diagnostic tool.

The analyzed wells produce Shale Oil and present the characteristic of having a horizontal branch that navigates the Vaca Muerta formation and a typical bottom-hole installation of Gas Lift as an artificial lift system.

The need to resort to acoustic measurements to be able to diagnose the extractive state of the Gas Lift arose due to the impossibility of running dynamic gradients with the slick line equipment through the 2 3/8" production tubing. The injected gas flow rate had to be reduced or even interrupted injection to prevent the equipment tool from floating. Said situation incurred in a non-representative measurement and diagnosis of the well and loss of production due to the hours of assembly and disassembly of the wire equipment.

Due to the above described, the use of acoustic measurements for the routine diagnosis of the wells was



8° CONGRESO **IPAP**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



analyzed through the determination of the fluid level existing in the annular space between the production tubing and the casing of the well. Although this monitoring technique is widely used in conventional production wells, there was no experience in the basin as a diagnostic tool applied to unconventional production wells. This paper demonstrates the usefulness and application of physical measurements by between columns and the Dual Shot method as daily diagnostic tools with high reliability, low cost, and less production loss when compared to a dynamic gradient.

Additionally, the field information collected to date is integrated with analysis tools to be able to interpret the evolution of the liquid level of the annular spaces of the wells.



Volver al inicio 



PRO132

EVALUACIÓN DE FRAC-HITS Y SU IMPACTO EN LOMA CAMPANA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Mariana Mamani, Amalia Rosemblat, María Fernanda Álvarez Castillo, YPF S.A.
mariana.mamani@ypf.com, amalia.rosemblat@ypf.com, maria.f.alvarez@pas.ypf.com

Palabras Clave

Frac-hits, padre-hijo, interacciones, intensidad, productividad

Abstract

The objective of this study is to identify the frac-hit variables that influence the parent and child well productivity in field of Vaca Muerta, as well as to share workflows and evaluation of Fracture Driven Interaction (FDI) observed in the fast-paced Loma Campana development project.

This analysis was performed based on the frac-hits recorded during the stimulation of 18 PADs of Loma Campana, which included 107 parents and 80 child wells. The FDI interpretation consisted of analyzing the reservoir interactions (pressure communication) between parent and child wells, during child-well stimulation while parent-well being temporarily shut down. As a first step, we classified wells as being either parent or child based on the type of interaction. Secondly, we characterized frac-hits one-by-one in order to understand the parent-child interactions and to improve the understanding of the parent child effect.

The biggest challenge of this study was to identify the variables that have the highest impact on frac-hits, and therefore on parent-child effect and in well productivity, due to the lack of reliable simulation software capable of capturing the complex physical interactions in unconventional plays. The work presented on this study aims to improve parent-child characterization in order to mitigate the child production loss.

The workflow proved a variable of frac-hits like intensity has a relationship whit productivity and efficiency of fracture stage.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO028

EVALUACIÓN DE LA DEPOSICIÓN DE PARAFINAS EN CONDICIONES DINÁMICAS (WAX FLOW LOOP) EN CRUDOS DE VACA MUERTA Y SU RESPUESTA FRENTE A TRATAMIENTOS QUÍMICOS

Milton L. Bergero, Paula Garcia Quenardelle, INLAB S.A.

miltonbergero@gmail.com, mbergero@inlab.com.ar, pquenardelle@inlab.com.ar

Palabras claves

Wax Flow Loop, Parafinas, Tratamientos Químicos, No Convencional

Resumen

La deposición de parafinas en crudos provenientes del shale de Vaca Muerta es un problema que se viene presentando desde los comienzos de la puesta en producción de las diferentes áreas dentro de la cuenca. En vista de esta problemática este trabajo se centra en la evaluación de este fenómeno en dos crudos de diferentes horizontes de navegación (Orgánico y Cocina), y su respuesta frente a la acción de productos químicos de distinta naturaleza y a diferentes concentraciones. La metodología implementada consiste en dos etapas, la primera de ellas responde a la caracterización de las propiedades Físico-Químicas y geoquímicas de los crudos, donde se determinan el punto de escurrimiento, viscosidad, densidad, WAT (DSC y Viscosimetría), composición (HTGC), entre otros parámetros, bajo procedimientos comúnmente utilizados en la industria. La segunda etapa emplea un sistema de circulación continua de crudo a lo largo de una cañería de dimensiones conocidas (Wax Flow Loop), se fijan las condiciones de operación y se evalúa la presión diferencial entre la entrada y la salida de la misma, permitiendo así estimar la reducción del diámetro efectivo de flujo. Los resultados al final del trabajo permiten definir qué tipos de tratamientos tienen mejor performance y establecer posibles estrategias de aplicación para la mitigación del fenómeno de deposición de parafinas en función de las características de cada crudo, como así también se espera poder visualizar la influencia de los productos químicos sobre la temperatura de aparición de parafinas (WAT).

Abstract

The deposition of paraffin's in crude oil from the Vaca Muerta shale has been a problem since the beginning of production in different areas within the basin. Given this issue, this study focuses on evaluating this phenomenon in two crudes from different horizons (Organic and Kitchen), and their response to chemicals of different nature and concentrations. The methodology implemented consists of two stages. The first one involves the characterization of the physicochemical and geochemical properties of the crudes, where parameters such as pour point, viscosity, density, WAT (Differential Scanning Calorimetry and Viscosimetry), composition (HTGC), among others, are determined using procedures commonly used in the industry.

The second stage employs a continuous circulation system of crude oil along a pipeline with known dimensions (Wax Flow Loop). The operating conditions are set, and the differential pressure between the inlet and outlet is evaluated, thus allowing the estimation of the effective flow diameter reduction. The results at the end of the study allow defining which types of treatments have better performance and establishing possible application strategies for mitigating the paraffin deposition phenomenon based on the characteristics of each crude. Additionally, it is expected to observe the influence of the chemical products on the wax appearance temperature (WAT).



Volver al inicio 



PRO068

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL NO CONVENCIONAL DE LA FM VACA MUERTA EN EL YACIMIENTO CENTENARIO

Guillermina Alvarez, Maria Emilia Muzzio, Martin Alarcón, Pluspetrol
galvare1@pluspetrol.net, mmuzzio@pluspetrol.net, malarcon01@pluspetrol.net

Palabras claves

Vaca Muerta, geoquímica, COT, No convencional

Resumen

El presente trabajo tiene por objetivo mostrar los resultados de la caracterización geológica de la Fm Vaca Muerta en el norte del Yacimiento Centenario, a partir de la integración de la información sísmica, estratigráfica, geoquímica y geomecánica.

El bloque Centenario cuenta con información sísmica 3D de buena calidad, lo que permitió realizar una interpretación sismoestratigráfica de detalle y generar un cubo de Impedancia Acústica para el intervalo Quintuco – Vaca Muerta.

Para la caracterización de la Fm Vaca Muerta se integró la información geoquímica disponible en el área junto con la información adquirida en el muestreo de cutting de tres pozos de avanzada perforados por YPF en la década de 1970.

La buena relación que existe entre el COT (Carbono Orgánico Total) y los tiempos de tránsito de una roca, permitió obtener una regresión lineal para generar curvas sintéticas de COT en los pozos del área. Adicionalmente se generó un volumen de COT, que junto con la interpretación sismoestratigráfica, permitió definir las zonas prospectivas.

Abstract

This work shows the results of the geologic characterization of Vaca Muerta Fm in the north of Centenario Field, based on the integration of seismic, stratigraphic, geochemical and geomechanical information.

Centenario block has good quality 3D seismic information, which allowed for a detailed seismostratigraphic interpretation and the generation of an Acoustic Impedance cube for the Quintuco – Vaca Muerta interval.

To characterize Vaca Muerta Fm, the geochemical information available in the area was integrated together with information from cutting samples of three appraisal wells drilled by YPF in the 1970s.

Due to the lineal relationship that exists between the TOC (Total Organic Carbon) and the transit times of the rocks a linear regression was estimated to generate TOC synthetic curves in all the wells. Additionally, a TOC volume was generated. This volume, together with the seismostratigraphic interpretation, helped define the prospective zones.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO139

EXTENSIÓN DE VIDA ÚTIL EN POZO CON BOMBEO MECÁNICO A TRAVÉS DE ACCIONES MULTIDISCIPLINARIAS DE INGENIERÍA

Hugo Goenaga, Adrián Miranda, CAPEX S.A, Goenaga@grupocapsa.com.ar,
Adrian.Miranda@grupocapsa.com.ar;
Joanna Villanova, Jimmy López, PECOM Energía
joanna.villanovabriceno@pecomenergia.com.ar, jimmy.lopez@pecomenergia.com.ar

Palabras claves

Convencional, producción, corrosión, run life, bombeo mecánico

Resumen

La extensión de vida útil, reducción de tiempos de inactividad e incremento en el rendimiento de los activos, resultan puntos de inflexión y mejora continua para los diferentes sectores de la industria petrolera. Estos se fundamentan principalmente en la sinergia de equipos y acciones multidisciplinarias. De todas las fallas que ocurren en las operaciones y que impactan directamente en la productividad diaria, la más importante, la cual corresponde al 63% de los casos, es la corrosión en sus diferentes mecanismos. Este trabajo se centra en la extensión de vida útil de pozo con mecanismo de bombeo mecánico perteneciente al yacimiento El Látigo Occidental, ubicado en el área de Río Negro Norte. El ELO-1002 presenta antecedentes de numerosas intervenciones, donde las fallas han estado asociadas a presencia de arena, corrosión e incrustación con sólidos de origen inorgánico, específicamente carbonato de calcio. Los mecanismos de corrosión han sido de origen mecánico, como el rozamiento; y electroquímico, asociado a presencia gases disueltos como el dióxido de carbono. La detección de la causa-raíz de las fallas ha sido clave para realizar las medidas preventivas y correctivas necesarias. A nivel mecánico se incluyen la modificación de la profundidad de la instalación de fondo, implementación de filtros para control de arena, uso de tubería de producción revestido y varillas de bombeo grado D. Parte de las acciones implementadas con repercusión directa ha sido la puesta en marcha de un sistema de tratamiento químico dual. Enfáticamente se diseñó la mitigación de corrosión mediante la aplicación de productos químicos encapsulados, permitiendo que la liberación continua, y controlada, de activos lleve a la regeneración del film protector. Por el contrario, el uso de batcheos convencionales y en presencia de rozamiento demostró no ser eficiente para asegurar su efectividad. La tecnología permitió ayudar en el aseguramiento de la vida del activo desde la cámara del pozo hasta superficie durante un rango de tiempo de aproximadamente 4 meses. El éxito de las iniciativas, seguimientos y estudios se correlaciona al expandir la frecuencia de intervenciones por equipo de 90 a 340 días.

Abstract

The extension of run life, reduction of downtime and increase in asset performance are turning points and continuous improvement for the different sectors of the oil industry. These are mainly based on the synergy of teams and multidisciplinary actions. A large part of failures that occur in operations and that directly impact in daily productivity, the most important, which corresponds to 63% of the cases, is corrosion in its different mechanisms. This work focuses on the extension of the useful life of a well with a mechanical pumping mechanism belonging to the El Látigo Occidental deposit, located in the Río Negro Norte area. ELO-1002 presents a history of numerous interventions, where failures have been associated with the presence of sand, corrosion and incrustation with solids of inorganic origin, specifically calcium carbonate. The



8° CONGRESO **IPAP**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



corrosion mechanisms have been of mechanical origin, such as friction, and electrochemical, associated with the presence of dissolved gases such as carbon dioxide. The detection of the root cause of failures has been key to carrying out the necessary preventive and corrective measures. At a mechanical level, it includes the modification of the depth of the bottom installation, implementation of filters for sand control, use of lined tubing and grade D sucker rods. Part of the actions implemented with direct repercussion has been the start-up of a dual chemical treatment system. Corrosion mitigation was emphatically designed through the application of microencapsulated chemical products, allowing the continuous and controlled release of active ingredients to regenerate the protective film. On the contrary, the use of conventional batching and in the presence of friction could not ensure its effectiveness. The technology allowed helping to ensure the life of the asset from the well chamber to the surface during a time range of approximately 4 months. The success of the initiatives, follow-ups and studies is correlated by expanding the frequency of interventions per team from 90 to 340 days.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO043

IMPACTO DE LA GEOMETRÍA DEL POZO HORIZONTAL EN LA PRODUCCIÓN NO CONVENCIONAL

Juan Manuel Pitz, Cristian Sarhan, Pan American Energy
jpitz@pan-energy.com, csarhan@pan-energy.com

Palabras claves

Productividad, Geometría, No Convencional, Acumuladas, Reservas, Toe Up, Toe Down.

Resumen

La necesidad de perforar pozos horizontales en reservorios no convencionales y a su vez con largo de ramas más extensas, representa desafíos no sólo para la propia perforación y sino también para la completación. Uno de los resultados directos de pozos con mayor longitud horizontal, es que se pueden lograr mayores producciones absolutas comparado con ramas de menor longitud. Sin embargo, existen parámetros que permiten lograr una producción que, en términos normalizados, hasta puede ser más beneficiosa y repercute en una mayor recuperación final, tiempos de surgencia más extensos y mejores relaciones gas/líquido, entre ellos, la orientación de la sección horizontal.

Este estudio empírico determina cómo la geometría de la rama horizontal, toe up o toe down, impacta en la calidad de los pozos, sus producciones y reservas estimadas. En base a datos oficiales de operaciones no convencionales en Vaca Muerta reportados a la Secretaría de Energía y con soporte de análisis declinatorio, se comparan los rendimientos de aquellos pozos que navegan un mismo landing, en una misma área, con dirección toe up versus aquellos que lo hacen toe down. Se observan que existen diferencias en las producciones y acumuladas a tiempos normalizados, así como en las reservas normalizadas; y que estas diferencias tienden a favorecer a una geometría determinada según sea el tipo de producción (gas o petróleo) del pozo.

Las observaciones que surgen de este estudio pueden impactar en el desarrollo a escala del reservorio, con el objetivo de maximizar el factor de recobro. Las conclusiones se complementan con ensayos y estudios empíricos de otros autores que simularon condiciones de pozos a diferentes inclinaciones y caudales.

Abstract

The need to drill horizontal wells in unconventional reservoirs with longer branch lengths, represents challenges not only for the drilling stage, but also for completion. One of the benefits of wells with longer horizontal length, is that a higher absolute production can be achieved. However, there are other parameters that could make it possible to achieve a production that, in normalized terms, can even be more beneficial and have an impact on the recovery factors, longer natural flowing stages and better gas to liquid ratios, among them, the orientation of the horizontal section.

This empirical study determines how the geometry of the horizontal branch, toe up or toe down, impacts on the quality of the wells, their productions and estimated reserves. Based on official data from unconventional operations in Vaca Muerta, reported to the Ministry of Energy and supported by decline analysis, wells that navigate the same landing, in the same area, with a toe up direction are compared with those with toe down direction. Differences are observed in productions and accumulated at normalized times, as well as in normalized reserves; and these differences tend to match a certain geometry depending on the type of production (gas or oil) of the well.

Observations from this study may impact the development at reservoir scale, with the goal of maximizing the recovery factor. Conclusions are complemented with tests and empirical studies performed by other authors who simulated well conditions at different inclinations and flows.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO205

INDUSTRIA 4.0, PROTOTIPO DE SISTEMA BASADO EN VISIÓN COMPUTACIONAL PARA LA DETECCIÓN Y GESTIÓN DE FUGAS DE HIDRÓGENO VERDE

Claudio Alarcón

Departamento de Ingeniería Industrial y Sistemas, Universidad de La Frontera claudio.alarcon@ufrontera.cl

Palabras claves

Industria 4.0, Hidrógeno verde, Visión computacional, ChatGPT.

Resumen

El hidrógeno verde es un potencial vector de energía ecológica para almacenamiento y uso industrial; sin embargo, las fugas de hidrógeno tienen un potencial efecto invernadero y resultan peligrosas para los operadores y las comunidades locales. La Industria 4.0 corresponde a la última etapa de modernización en los procesos industriales basados en tecnologías digitales. En este trabajo se diseñó, probó y analizó un sistema prototipo de Industria 4.0 como una capa adicional de seguridad y gestión de fugas de hidrógeno. Los resultados mostraron que el prototipo podría implementarse usando microcomputadoras Raspberry Pi, incorporando ChatGPT para hacer alertas dinámicas por correo electrónico. La escritura de correos electrónicos con variaciones en su redacción podría contribuir a reducir la fatiga a alertas monótonas repetitivas. El prototipo ejemplificó cómo la detección de fugas de hidrógeno podría integrarse en sistemas de gestión 4.0.

Abstract

Green hydrogen is a potential ecological energy vector for storage and industrial use; however, hydrogen leakages have greenhouse effect and result dangerous for operators and the local communities. Industry 4.0 corresponds to the last modernization stage in industrial processes based on digital technologies. In this work, an Industry 4.0 prototype system was designed, tested, and analyzed as an additional layer of security and management for hydrogen leakages. The results showed that the prototype could be implemented using Raspberry Pi microcomputers, incorporating ChatGPT to make dynamic email alerts. The composition of emails with variations in their wording could contribute to reducing fatigue from monotonous repetitive alerts. The prototype exemplified how hydrogen leak detection could be integrated into management systems 4.0.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO070

INSTALACIONES ESP EN POZOS MULTICAPAS DE DIÁMETROS REDUCIDOS CON ALTOS CAUDALES PROYECTO INTAKE BYPASS

Santiago Ghilardi, Juan Manuel Larrocca, Andrés Essayag, YPF

santiago.i.ghilardi@ypf.com, juan.m.larrocca@ypf.com, andres.essayag@ypf.com

Ricardo Teves, Raúl Oyarzún, Diego Dominguez, Victor Devincenti, Maivy Orozco, BH

ricardo.teves@BakerHughes.com, raul.oyarzun@BakerHughes.com, diego.dominguez@BakerHughes.com,
victor.devincenti@BakerHughes.com, maivy.orozco@bakerhughes.com

Palabras claves

Intake Bypass, Altos caudales, Casing reducidos, Pérdidas de carga, erosión, corrosión, electrosumergibles.

Resumen

Un gran porcentaje de pozos en Argentina están completados en casings de 5½", del tipo multicapas, las cuales comienzan desde 1000 hasta 3000 mts. Las aplicaciones de BES -en su mayoría- quedan ubicadas entre y por debajo de las capas productoras, por lo que se deben utilizar camisas o sistemas encapsulados, para poder garantizar la refrigeración del sistema. En altos caudales la limitante es la pérdida de carga y las velocidades de flujo por espacios anulares reducidos, esto hace que los pozos no puedan explotarse de manera eficiente.

El sistema con Intake Bypass, consta de dos zonas de admisión, el intake estándar en el interior de las camisas y un intake modificado (fuera de las mismas), esto garantiza un caudal de producción libre de pérdidas de carga, dividiendo el caudal total utilizando dos admisiones, reduciendo la velocidad del flujo a través del motor y el riesgo de colapso de las camisas por efectos de diferenciales de presión. El Intake Bypass consta de dos orificios direccionados, para evitar la erosión en los componentes internos, permite un balance hidráulico tal que el fluido derivado a través de las camisas garantiza la refrigeración.

En la aplicación real se observa un incremento de producción de hasta el 140%, comparado con una instalación previa. De igual forma, la sumergencia sobre la bomba se redujo en aproximadamente un 50%, optimizando la explotación del pozo. Las simulaciones han arrojado que un 62% del fluido se produce a través del Intake Bypass, mientras que el 38% restante, circula por el interior de la camisa, a una velocidad mayor a 2.5 ft/seg (0.762 m/s) a través del motor, refrigerando el mismo de manera eficiente con un delta de Temperatura que no supera los 10°C (T motor – T intake). Esto se comprueba con las temperaturas registradas por el sensor de fondo (en intake y en motor), las cuales rondan los valores habituales para una aplicación ESP estándar de estos campos y que corresponden a las simulaciones realizadas.

El uso del Intake Bypass se proyecta como una opción viable y económica para producción de altos caudales en diámetros reducidos de casing, donde la ESP deba instalarse entre o por debajo de las zonas productoras, obligando al uso de sistemas de refrigeración forzada como las camisas de refrigeración. Además de que resulta en un ahorro de energía por no forzar el sistema con una sobre altura de elevación que compense la pérdida de carga.

Abstract

An important percentage of wells in Argentina are completed in 5½" casings, these are multilayer type wells, beginning at 1000 until 3000 m depth. Most of the ESP applications are set between and below the producing layers, in order to cool the system properly, shrouds or capsuled systems are needed, but the limitation comes



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



in high flow operations due to shroud pressure drop and flow velocity due to the reduced annular space, thus, the well cannot be exploited efficiently.

The system Bypass comprises two intake areas, the standard intake (inside of the shrouds) and a modified one (outside), this guarantee a production flow free of pressure losses, dividing the total flow, reducing the flow speed that passes around the motor and taking away the risks of shroud collapse due to high pressure differential. The Intake Bypass has two directional holes for avoiding erosion in the internal components and allowing a hydraulic balance such that the fluid derived through the shrouds guarantees the system cooling.

It was performed the installation in a well in the South of Argentina in YPF operation and in the short term, it has accomplished the project main objectives. An increase in production of 140% was recorded, comparing with previous install. Furthermore, the fluid over the pump (FLOP) was reduced for about 50%, optimizing well exploitation. Simulations have predicted that 62% of the fluid is produced through the Intake Bypass and, the other 38% flows thru the inside of the shroud, having an average speed of more than 2.5 ft/sec (0.762 m/s) around the motor, cooling the system efficiently with a temperature differential that does not exceed 10°C ($T_{\text{motor}} - T_{\text{intake}}$). This is correlated with the registered temperatures in the downhole sensor (intake and motor); which are around the normal values for the ESP standard application in the field and correspond to the performed simulations. The first pilot installed is still in evaluation.

The Intake Bypass application is projected as a viable and an economic option to produce high flows in reduced casing diameters, where the ESP is set between or below the production zones, forcing the usage of cooling systems such as the shrouds. In addition to that it results in energy savings by not forcing the system with an over elevation height that compensates for the loss of



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO118

MANTENIMIENTO PREDICTIVO BASADO EN ANÁLISIS QUÍMICO DE ACEITES DE MOTORES APRENDIZAJE AUTOMÁTICO Y SUS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA 4.0

Federico Krell, TECHINT E&C, fkrell@techint.com

Palabras claves

Mantenimiento predictivo, análisis químico, motores, industria 4.0, técnicas estadísticas, aprendizaje automático.

Resumen

Este estudio se centra en el desarrollo de técnicas de mantenimiento predictivo basadas en el análisis químico de los aceites de los motores. Se utilizan métodos estadísticos y de aprendizaje automático para identificar el estado de los motores en una clasificación binaria. Se recolectaron y clasificaron muestras químicas de los aceites de motores en la industria minera, obtenidas de una base de datos pública de la University of Western Australia. El objetivo principal fue evaluar la eficacia de diferentes modelos en la toma de decisiones informadas y la optimización de los planes de mantenimiento.

Los resultados obtenidos destacan la utilidad del enfoque de mantenimiento predictivo basado en el análisis químico de los aceites de los motores. Se observó que los modelos estadísticos y de aprendizaje automático pueden proporcionar información valiosa para la gestión del mantenimiento. Se encontró una correlación significativa entre ciertos atributos químicos y el estado de los motores, lo que puede servir como una señal de alerta temprana de posibles problemas.

Se destacó la importancia de definir métricas de evaluación adecuadas para los modelos, considerando la capacidad de ahorro de recursos y la optimización de los planes de mantenimiento. Aunque se encontraron diferencias en la relevancia de los atributos entre los métodos estadísticos y el modelo de aprendizaje automático, se concluyó que ambos enfoques pueden ser útiles en la detección de problemas y la toma de decisiones informadas.

Este estudio contribuye al campo del mantenimiento predictivo al explorar la aplicación del análisis químico de los aceites de los motores. Los resultados obtenidos pueden ayudar a las empresas a optimizar sus estrategias de mantenimiento, reducir costos y mejorar la eficiencia en la gestión de los equipos. Además, este enfoque tiene un amplio potencial de aplicación en el desarrollo de nuevas industrias, ya que proporciona una base sólida para la implementación de técnicas de mantenimiento predictivo en diversos sectores.

En resumen, este estudio demuestra el potencial de utilizar técnicas estadísticas y de aprendizaje automático en el mantenimiento predictivo basado en el análisis químico de los aceites de los motores. Los resultados obtenidos ofrecen perspectivas útiles para la toma de decisiones informadas en la gestión del mantenimiento. Se sugiere continuar investigando y refinando estos enfoques para mejorar aún más la eficacia del mantenimiento predictivo en el desarrollo de nuevas industrias.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

This study focuses on the development of predictive maintenance techniques based on the chemical analysis of engine oils. Statistical methods and machine learning are used to identify the condition of engines in a binary classification. Chemical samples of engine oils were collected and classified in the mining industry, obtained from a public database at the University of Western Australia. The main objective was to evaluate the effectiveness of different models in making informed decisions and optimizing maintenance plans.

The results highlight the usefulness of the predictive maintenance approach based on the chemical analysis of engine oils. It was observed that statistical and machine learning models can provide valuable information for maintenance management. A significant correlation was found between certain chemical attributes and the engine condition, which can serve as an early warning signal for potential issues.

The importance of defining appropriate evaluation metrics for the models was emphasized, considering the resource-saving capacity and optimization of maintenance plans. Although differences in attribute relevance were found between the statistical methods and the machine learning model, it was concluded that both approaches can be useful in problem detection and informed decision-making.

This study contributes to the field of predictive maintenance by exploring the application of chemical analysis of engine oils. The obtained results can help companies optimize their maintenance strategies, reduce costs, and improve equipment management efficiency. Furthermore, this approach has broad potential application in the development of new industries, as it provides a solid foundation for implementing predictive maintenance techniques across various sectors.

In summary, this study demonstrates the potential of using statistical and machine learning techniques in predictive maintenance based on the chemical analysis of engine oils. The obtained results offer valuable insights for informed decision-making in maintenance management. Further research and refinement of these approaches are suggested to further enhance the effectiveness of predictive maintenance in the development of new industries.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO003

MÉTODO PARA EL BALANCE Y RECONCILIACIÓN DE MEDICIONES EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN IDENTIFICACIÓN DE ERRORES SISTEMÁTICOS EN REDES DE RECOLECCIÓN O DISTRIBUCIÓN

MSc. Leni Núñez, Consultor Independiente, leninunezg@hotmail.com

Palabras claves

Balance de masas, reconciliación de mediciones, identificación de errores, mediciones, redes de recolección, producción de petróleo, gas.

Resumen

Al realizar el balance de masas en los campos de producción de petróleo y gas es usual que la suma de las fuentes no coincida con la producción total, creando dudas respecto a los resultados de las mediciones. Este problema ha sido abordado con el objetivo de identificar las mediciones con errores sistemáticos que originan el desbalance y se ha procurado obtener una solución simple basada en observaciones que permita ejecutar los balances, establecer las desviaciones en los resultados de las mediciones y reconciliarlos, incluyendo la identificación y compensación de errores sistemáticos en las mediciones menos confiables. El principio de cálculo prevé la recolección de datos observados en campo y un posterior análisis matemático que conduce a la identificación de las causas de desbalance, generalmente puntos de medición con problemas de calibración o desperfectos, y la posterior compensación del error y reconciliación de los valores utilizados en el balance. Este método fue evaluado mediante simulaciones y aplicado a un sistema de recolección de gas en el Lago de Maracaibo, Venezuela, obteniéndose resultados que demostraron su eficiencia y utilidad al identificar un punto con desperfectos en el medidor que existía inadvertidamente para los operadores. A diferencia de otros métodos de reconciliación disponibles comercialmente, se consideran datos reales como la base del análisis y no estimaciones estadísticas adoptadas por la valoración de los equipos de medición y la estimación del estado específico de operación. Se consideran dos niveles de cálculo: uno basado en una solución lineal obtenida mediante métodos numéricos convencionales, y otro, de mayor alcance, basado en redes neuronales para la caracterización de la linealidad de los sistemas de medición. La presentación sólo persigue mostrar la experiencia y el enfoque adoptado en el método descrito, lo que podría ser de utilidad en operaciones donde el balance de masas de la producción no se obtiene como es de esperarse. El método descrito resulta implementable en los sistemas de supervisión con capacidad de programación, tal como sistemas SCADA, y análisis en computadores personales.

Abstract

When conducting the mass balance in O&G production fields, it is usual that the sum of the sources does not coincide with the total downstream production, creating doubts regarding the results of the measurements. This mismatch has been analyzed and a solution based on observations has been designed that allows to execute the balances, establish the deviations in the results of the measurements and reconcile them, including the identification and compensation of systematic errors in the less reliable measurements. The calculation procedure provides for the collection of data observed in the field and a subsequent mathematical analysis that leads to the identification of the causes of imbalance, measuring points with calibration problems or damage, and the subsequent compensation of the error and reconciliation of the balance. This method was applied to a gas gathering system in Lake Maracaibo, Venezuela, and the results demonstrated its effectiveness and usefulness by identifying a faulty meter that existed without the operators realizing it. Unlike other



8° CONGRESO



Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



commercially available reconciliation methods, real data is considered as the basis of the analysis and not statistical estimates adopted for the evaluation of the measuring equipment and the estimation of the specific state of operation. Two levels of calculation were considered: one based on conventional numerical methods, and another, for greater precision, based on neural networks for the characterization of the linearity of the measurement systems. This note is only intended to show the experience and approach taken in the described method, which could be useful in operations where the mass balance of production is not obtained as expected. The described method can be implemented in supervision systems with programming capacity and analysis.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO075

MODELO INTEGRADO DE UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL CON GAS LIFT

María Paz Valderrama, Luciana Masud, Ignacio Daniel Alderete, Vista

maria.valderrama@vistaenergy.com, luciana.masud@vistaenergy.com, ignacio.alderete@vistaenergy.com

Palabras claves

Modelado y simulación, Gas Lift, No Convencional

Abstract

El presente trabajo muestra el desarrollo realizado por el equipo de Ingeniería de producción de Vista Energy en el yacimiento No Convencional Bajada del Palo Oeste en la provincia de Neuquén, en lo que refiere a modelo integrado de la red de Gas Lift.

Los pozos analizados son productores de shale oil que presentan la característica de tener una rama horizontal que navega la formación Vaca Muerta, y una instalación de fondo típica de gas lift como sistema de levantamiento artificial. Una vez que se implementa el gas lift en el yacimiento, el siguiente paso es la optimización de la red. Este trabajo muestra el potencial de la utilización de un modelo integrado de producción, como herramienta que permita obtener información útil para la toma de decisiones. Con el modelo integrado es posible realizar pronósticos de producción, elaborar distintos escenarios y alternativas de desarrollo, teniendo como premisa permanente la optimización del campo.

Además, es posible investigar el comportamiento dinámico de los pozos, permitiendo detectar anomalías que resultarían en una operación ineficiente, y optimizar el caudal de gas lift inyectado.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO130

MODELO OPERATIVO NOC: HABILITANDO EL CRECIMIENTO **Vicepresidencia No Convencional – YPF S.A.**

Anyelen Larsen, Juan Ignacio Alvarez Claramunt, Fernando Belich, Micaela Cecchini, Pablo Vilagos, Fernando Lauxmann, Jonatan Contreras, Maive Arrieta, David Guzman, Daniea Alicandro, Florangel Terán, YPF S.A.

anyelen.larsen@ypf.com.ar, juan.alvarez.c@ypf.com, fernando.belich@ypf.com.ar,
micaela.cecchini@ypf.com.ar, pablo.vilagoss@ypf.com.ar, fernando.lauxmann@ypf.com.ar,
jonanta.c.contreras@ypf.com.ar, maive.arrieta@ypf.com.ar, david.guzman@ypf.com.ar,
daniela.alicandro@ypf.com, florangel.teran@ypf.com

Palabras claves

Operaciones, Salas de Control, Operación Centralizada, Servicio de Operaciones, Transformación, Cambio cultural.

Resumen

El plan de Negocio del No Convencional en YPF visualiza un crecimiento de 6 veces en los próximos años, lo que representa un desafío en la búsqueda de habilitadores de ese Plan, buscando operaciones más sustentables y eficientes en el tiempo. Esto genera la necesidad de crear nuevas formas de gestionar las operaciones. Es así que se crea un Modelo de Desarrollo por Activos, compuesto por equipos multidisciplinarios y ágiles, enfocados en la estrategia de mediano y largo plazo, potenciando la responsabilidad sobre los resultados globales de cada unidad productiva.

Durante 2022 se implementa dicho Modelo de Activos, consiguiendo el enfoque esperado de los equipos en la estrategia y desarrollo de cada Unidad de Negocio. Esto habilita la posibilidad de pensar una manera distinta para la gestión de las operaciones, que potencia los resultados obtenidos.

Es así que a finales de 2022 se contruye un equipo ágil e interdisciplinario con marco de trabajo Scrum para desarrollar una solución acorde a las necesidades del cliente. Se crea un Modelo Operativo, que acompañe y dé soporte a los Activos, que cambie el modo de relacionamiento, traspasando la operación del campo hacia la Sala de Control.

Las operaciones de NOC cuentan con una Sala de Control centralizada y robusta, con 8 años de consolidación y un campo 100% digitalizado. Soportados en dicha tecnología, la capacidad humana y el empoderamiento de los diferentes roles en el nuevo modelo, se buscó la agilidad en la toma de decisiones y la gestión de las operaciones desde la Sala de Control, fortaleciendo la visión del mediano - largo plazo en los Activos.

El modelo propuesto alcanza desde la generación de necesidades operativas hasta la entrega de resultados y seguimiento de eficiencia de gestión. La responsabilidad completa de la definición, coordinación e Implementación de las acciones necesarias para el cumplimiento de los objetivos del Activo, es de la Sala de Control (Proveedor habilitante), mientras que la responsabilidad de los Resultados queda en el Activo (Usuario demandante).

El plan de implementación se encuentra lanzado en 2 Activos de forma piloto, arrojando resultados parciales y eficiencias probadas desde su puesta en marcha.

A través del seguimiento y medición del piloto, se obtienen resultados positivos logrando la eficiencia en horas hombre, liberando horas del equipo del Activo para focalizarse en el desarrollo de cada proyecto, en pos de mejoras sustanciales en los resultados y mejor utilización de los recursos de operaciones, cumplimiento de actividades, sin impacto en producción y pérdidas.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



En el corto plazo se proyecta la escalación del Modelo a la operación completa del NOC, 5 Activos adicionales.

Abstract

YPF's Unconventional Business Plan visualizes a growth of 6 times in the years to come, which represents a challenge in the search for enablers of this Plan, looking for more sustainable and efficient operations over time. This generates the need to create new ways of managing operations. Thus, an Assets Development Operational Model is created, made up of multidisciplinary and agile teams, focused on the medium and long-term strategy, enhancing responsibility for the global results of each productive unit ("Asset").

During 2022, opportunities were detected in the implementation of this Assets Model, related to inefficiencies due to lack of focus of the teams on the strategy and the development of Business value, identifying overload in operations management. Thus, an agile and interdisciplinary team was formed with a Scrum framework to develop a solution according to the client's needs. An Operational Model was created, which accompanies and supports the Assets, which changes the relationship mode, transferring the field operation management to the Control Room.

NOC operations have a centralized and robust Control Room, with 8 years of consolidation and a 100% digitized field. Supported by this technology, human capacity and the empowerment of the different roles, the New Operational Model searched for agile decision-making processes and operations management from the Control Room, strengthening the medium-long-term vision of the Assets. The Operational Model scope goes from the generation of operational needs to the delivery of results and monitoring of management efficiency.

In this Operational Model the definition, coordination and implementation of the tasks needed to fulfill the operating goals passes to the Control Room's responsibility (enabling Provider), while the accountability for the Results remains within the Asset (demanding User).

The implementation plan has been launched in two Assets, as a test pilot, yielding partial results and proven efficiencies since its start-up.

Through the monitoring and measurement of the pilot, positive results are obtained, freeing the Asset team's timesheet to focus on the development of each project, and with major improvements in the efficiency and use of operations resources, compliance with activities, without impact on production and losses.

In the short term, the scaling of the Model to the full operation of the NOC, 5 additional Assets, is projected.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO187

MONITOREO DE POZOS PRODUCTORES MEDIANTE VANT Y ALGORITMOS DE DETECCIÓN DE EVENTOS

Pablo Pecorelli, Pluspetrol, ppecorelli@pluspetrol.net

Palabras claves

VANT, algoritmos, operación por excepción, tecnología, procesos, personas, metodología.

Resumen

Actualmente el activo Río Colorado cuenta con distintas instalaciones de superficie para la captación, transporte y procesamiento de los fluidos producidos. En estas instalaciones existen inconvenientes denominados Eventos no deseados (END), y entre ellos, los de mayor preocupación son aquellos con liberación de fluido, los mismos impactan en el ambiente e interrumpen la correcta operación en el activo. Detectar y solucionar con celeridad estos eventos no deseados es uno de los objetivos clave del Activo Río Colorado.

Con las imágenes tomadas por las ANTs (aeronaves no tripuladas) y un algoritmo de comparación de imágenes se han logrado detectar de manera temprana eventos no deseados, disminuyendo riesgos y posibles escenarios de escalamiento en daño ambiental y perjuicio de la producción. A su vez permite la optimización de recursos de mantenimientos y recurso hombre, focalizando estos recursos en instalaciones de mayor necesidad, apuntando a una operación por excepción, respaldada por la tecnología.

Para validar la tecnología se llevaron a cabo PoC (pruebas de concepto) de corto alcance y luego un piloto extendido de 1 mes para encontrar la mejor metodología de operación. Este trabajo presenta los principales resultados y lecciones aprendidas de dicho PoC, donde puede asegurarse que la versatilidad de la tecnología de aeronaves no tripuladas puede traer grandes ventajas al sector de Operaciones.

Abstract

Currently, the Río Colorado Asset has different surface facilities for the collection, transport and processing of the fluids produced. In these facilities there are drawbacks called Unwanted Events (END), and among them, those of greatest concern are those with the release of fluid, which impact the environment and interrupt the correct operation of the asset. Quickly detecting and resolving these unwanted events is one of the key objectives of the Río Colorado Asset.

With the images taken by the ANTs (unmanned aircraft) and an image comparison algorithm, unwanted events have been detected early, reducing risks and possible scenarios of escalation in environmental damage and loss of production. At the same time, it allows the optimization of maintenance resources and human resources, focusing these resources on facilities with the greatest need, aiming at an operation by exception, supported by technology.

To validate the technology, short-range PoC (proofs of concept) were carried out and then an extended pilot of 1 month to find the best operating methodology. This work presents the main results and lessons learned from said PoC, where it can be ensured that the versatility of unmanned aircraft technology can bring great advantages to the Operations sector.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



PRO066

OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS ESP ANTE CORTES DE ENERGÍA Y PERTURBACIONES EN LÍNEAS ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN, A TRAVÉS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA NUEVA CONFIGURACIÓN Y SETEOS DE VDF & TABLEROS

Gustavo Sauer, Diego Guayama, Martin Tejerina, PAE

GSauer@pan-energy.com, DGuayama@pan-energy.com, mtejerina@pan-energy.com

Héctor Perez, Raúl Oyarzún, Maivy Orozco, Baker Hughes

hector.o.perez@BakerHughes.com, raul.oyarzun@BakerHughes.com, maivy.orozco@bakerhughes.com

Palabras claves

Perturbaciones eléctricas, ESP, Variador de frecuencia, Tablero de arranque, Rearranques.

Resumen

El Proyecto se desarrolló en un campo con más de 1350 pozos con casings de 5 ½" y profundidades entre los 1600 y 2800m. El objetivo fue optimizar el comportamiento del equipo luego de cortes de energía y perturbaciones en las líneas eléctricas. La necesidad surge debido a fallas de diferentes tipos, terminando en equipos parados con un bajo porcentaje de rearranques automáticos (14%), generando pérdida de tiempo, diferida de producción y movimiento de equipos y personal.

El estudio analizó el comportamiento de las interrupciones eléctricas y perturbaciones de energía que ocurrieron en las líneas de media tensión durante la segunda mitad del 2021 y en los primeros meses del 2022. Se probaron diferentes configuraciones de protecciones tanto para variadores de frecuencia como tableros o switchboards, de tal manera que el número de dispositivos que pudieran arrancar automáticamente se pudiera maximizar, mientras se garantiza la integridad del equipo electro sumergible (ESP).

Un primer grupo de seteos se evaluó en el primer cuarto del año 2022, mostrando una mejora importante en relación con comportamientos anteriores. Se realizó una segunda campaña de seteos, alcanzando un nivel de respuesta satisfactorio. Aproximadamente 1350 pozos fueron modificados en la superficie y de forma remota usando el sistema SCADA. El tiempo perdido se redujo acortando las fallas por sobre carga, mientras que el sistema ESP se mantuvo dentro de una condición de aislación eléctrica segura. Estas mejoras se produjeron por la eliminación de fallas prematuras, reduciendo tiempos de equipos de torre para realizar extracciones y optimizando el equipo de fondo para manejar las condiciones de perturbaciones de energía. Como resultado de este trabajo, los equipos que no pueden ser arrancados automáticamente han cambiado de casi 90% a un valor de 20%.

Este artículo muestra cómo abordar el problema principal a través del análisis de la data proveniente del campo y propone una solución que puede ser extrapolada a otros campos, independientemente de las características de los equipos instalados. Confirmando que el tener una reducción de intervenciones, también se traduce en menor cantidad de emisiones de carbono (menos intervenciones, menos rondas de cuadrillas especializadas, etc).

Abstract

The Project was developed in a field with more than 1350 wells with 5 ½" casings and depths between 1600 and 2800m. The goal is to optimize equipment behavior after power outages and power line disturbances. The need to optimize arises due to failures of different types, ending in stopped equipment with a low percentage of automatic restarts (14%), generating loss of time, deferred production and movement of equipment and



8° CONGRESO AAPG
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



personnel.

The study analyzed the behavior of electrical interruptions and power disturbances that occurred in medium voltage lines during the second half of 2021 and in the first months of 2022. Different protection configurations were tested for both variable speed drives and switchboards, so that the number of devices that could start automatically could be maximized, while ensuring the integrity of the electric submersible equipment (ESP).

A first group of settings was evaluated in the first quarter of 2022, showing a significant improvement in relation to previous behaviors. A second setup campaign was carried out, reaching a satisfactory level of response. Approximately 1350 wells were modified at the surface and remotely using the SCADA system. Lost time was reduced by mitigating overload failures, while the ESP system was kept within a safe isolation condition. These improvements came about by eliminating premature failures, reducing rig usage to perform extractions, and optimizing the submersible system to handle power disturbance conditions. As a result of this work, the equipment that cannot start automatically have changed from almost 90% to a value around 20%.

This article shows how to approach the main problem through the analysis of the data obtained from the field and proposes a solution that can be extrapolated to other fields, regardless of the characteristics of the installed equipment. Having a reduction of interventions is translated as less carbon emissions (less rig interventions, less rounds of specialized personnel to the wells).



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO142

OPTIMIZACIÓN EN LA TERMINACIÓN DE POZOS CON PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PESADO Y ARENAS NO CONSOLIDADAS, YACIMIENTO CERRO MORADO ESTE, FM CENTENARIO

Iñaki de Miguel, Pablo Martin Pedernera, Mariela Gamboa, Daniel Varas, Georgina Godino,
YPF S.A.

Palabras claves

Terminación de pozos, Petróleo Pesado, Formación Centenario, Cuenca Neuquina.

Resumen

El yacimiento Cerro Morado Este está en su etapa inicial de desarrollo. Tiene un poco más de 40 pozos de delineación. Produce de las arenas de Centenario Superior, a una profundidad apenas mayor de 600 metros. Esta formación presenta arenas no consolidadas con un espesor promedio de 3 metros. La presión inicial del reservorio es cercana a los 25 Kg/cm² y el fluido de formación tiene una alta viscosidad de alrededor de 200 cp. con bajo gas disuelto, Rs 5 m³/m³. Este conjunto de características propicia una recuperación primaria marginal y una recuperación secundaria ineficiente, por lo que, luego de múltiples estudios de evaluación se encuentra que el desarrollo óptimo se consigue con la inyección de polímeros desde una etapa temprana.

Este tipo de reservorios para ponerlos en producción requieren de una estimulación inicial a través de un ensayo para desestabilizar sus arenas en el near wellbore y generar “agujeros de gusano” que permiten conseguir el caudal económico del pozo. Si no se ensayaran para evacuar esos sólidos, los pozos en su etapa inicial comienzan a producir arena con petróleo viscoso que genera complicaciones en los sistemas de extracción. Si bien respecto al reservorio se “auto” estimulan, generan relleno excesivo en los pozos provocando taponamientos entre otros inconvenientes.

En este escenario hay que lograr un método de ensayo que garantice una buena limpieza de pozo que proporcione una productividad sostenida en el tiempo para que no fallen los sistemas de extracción y evitar daño de formación.

Durante las diferentes campañas se probaron distintos métodos de ensayos con diferentes configuraciones, comenzado con métodos de ensayo con copa o PTS, variando la secuencia de régimen de extracción, distinta configuración de herramientas, así como también diferentes tipos de estimulaciones químicas (ácidas o solventes), con temperatura (hot water), y finalmente las pruebas de agua a alto caudal. También se probaron diferentes tipos de punzados (convencional y Big hole).

Aunque no se cuenta con una comprobación empírica suficiente dado el número de casos analizados y el bajo número de pozos, existe una inclinación hacia ciertas prácticas de acuerdo con los buenos resultados evidenciados.

En este trabajo se mostrará la integración y análisis de datos, desde la geología de coronas y tipo de reservorios presentes en este campo, así como la metodología y las herramientas adoptadas para terminar en forma óptima a los pozos que lo atraviesan



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

The Cerro Morado Este field has recently begun development. It has around 40 delineation wells. Produces from the sands of Centenario Superior, at a depth just over 600 meters. This formation presents unconsolidated sands with an average thickness of 3 meters. The initial pressure of the reservoir is close to 25 Kg/cm² and the formation fluid has a high viscosity of around 200 cp. with low dissolved gas, Rs 5 m³/m³. This set of characteristics favors a marginal primary recovery and an inefficient secondary recovery, therefore, after multiple evaluation studies, it is found that the optimal development is achieved with the injection of polymers from an early stage. To produce this type of reservoirs, an initial stimulation is required that destabilizes the sands in the near wellbore and generates “wormholes”. Through this method, the economic flow of the well is achieved. If the solids are not extracted, the wells in their initial stage begin to produce sand with viscous oil that causes complications in the extraction systems, the initial flow is very low and excessive sand production causes damage to the perforations. If these unconsolidated sands are not removed in the completion stage, when the well begins to produce, they will flow into the well, generating self-stimulation. The flow will gradually increase but with the risk of causing plugging and damage to the perforations. Under these conditions, a test method must be achieved that guarantees a sufficient cleaning that provides sustained productivity over time so that the extraction systems do not fail and avoid formation damage. During the drilling campaigns, various test methods were tested with various configurations, piston cup and PTS were used, among other tool configurations; The extraction regime sequence was varied, as well as the types of stimulations (mechanical, acid, and with solvents), high-temperature water (hot water) and high-flow water were injected. Different types of perforations (conventional and Big hole) were also tested. Although there is not enough empirical verification given the number of cases analyzed and the low number of wells, however, with this analysis we find a tendency towards certain practices according to the good results evidenced. This document will show the integration and analysis of the data, from the geology of core and type of reservoirs present in this field, as well as the methodology and tools adopted to optimally finish the wells that cross these geological environments.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO173

OPTIMIZACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN DEL PUENTE DE MEDICIÓN DEL CAUDAL DE GAS DE INYECCIÓN PARA POZOS CON SEA GAS LIFT NO CONVENCIONAL, YPF

Rosmary Yennycely Durán Durán, Fernando Villagra, Miguel Tralma, Edgardo Luciano De lima YPF S.A
rosmary.y.duranduran@ypf.com, fernando.m.villagra@ypf.com, miguel.tralma@ypf.com,
edgardo.delima@ypf.com

Palabras claves

Gas Lift, Puente de medición de gas, No Convencional, Placa orificio, Vaca Muerta

Resumen

En el yacimiento de No convencional petróleo, se detecta el desvío en la medición de caudal de gas de inyección en los pozos con SEA Gas Lift y debido a la ineficiente calidad de la medición, existen los siguientes inconvenientes: • Dificultad para determinar el estado de explotación de los pozos. • Ineficiencia extractiva del sistema de extracción artificial (SEA).

La falta de una medición exacta impacta en la evaluación de la rentabilidad económica del proyecto extractivo bajo este SEA, incrementando las pérdidas de producción, gastos de compresión y aumento del error absoluto en la medición de gas, afectando la alocación del volumen de gas inyectado en los pozos y merma de producción

Para solucionar la problemática se planteó como objetivo: Estandarizar el puente de medición de caudal de gas de inyección para pozos con SEA Gas Lift.

Durante la evaluación del puente de medición de gas se detectaron diferentes falencias que durante el proceso se solucionaron como, por ejemplo, la actualización de la cromatografía, cálculos de medición realizados en el PLC según normativa AGA 3, cambio de puntos de medición, cambio de placas orificio, entre otros. Sin embargo, el proceso de regulación de caudal a través de una válvula globo en sustitución de la válvula aguja que se encontraba en el pozo y el cambio de un transmisor de diferencial de presión por un computador de caudal, se encuentran actualmente en prueba piloto para posteriormente realizar la modificación de los puentes existentes y optimizar los pozos con el Sistema de extracción Artificial (SEA) de Gas Lift.

Adicionalmente, como resultado se obtuvo:

- Disminución del error absoluto de medición de gas con la optimización de los componentes en los puentes existentes (90%-15% al 14%-7%).
- Generación de un plan de mantenimiento y reducción de pérdidas de producción.
- Realización del P&ID del proyecto VCD del puente estándar de medición de caudal de gas para pozos con SEA Gas Lift para lograr disminuir el %Ea al rango 2-4% y con ello se confirma la rentabilidad del cambio a un puente estándar, ya que el aumento de producción por optimización del pozo con GL debido a la disminución de la incertidumbre de la medición, supera el costo del puente.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

In the Unconventional oil field, the deviation in the injection gas flow measurement is detected in the wells with SEA Gas Lift and due to the inefficient quality of the measurement, there are the following drawbacks: • Difficulty in determining the state of exploitation of the wells. • Extractive inefficiency of the artificial extraction system (SEA). The lack of a correct measurement impacts the evaluation of the economic profitability of the extractive project under this SEA and an increase in production losses and compression costs and an increase in the absolute error in gas measurement, affecting the allocation of the injected gas volume in the well and loss of production. To solve the problem the objective was: Standardize the injection gas flow meter tube for wells with SEA Gas Lift. In the evaluation of the gas meter tube, different shortcomings were detected in the process that were solved, for example, the update of the chromatography and measurement calculations carried out in the PLC according to the AGA 3 regulations, change of measurement points, change of orifice plates, among others. However, the gas flow regulation it is still done with needle valve and the calculation of the gas flow rate with PLC (Logic Control Panel). In favor of the application of the standard meter tube in the wells with ALS GL, we are in the process of pilot testing of the flow computer and the regulation of the flow by means of a pneumatic globe valve in two existing bridges, thus validating the control loop and optimizing the wells. Additionally, the following results were obtained: • Reduction of absolute error in gas measurement with optimization of components in existing bridges (90%-15% to 14%-7%). • Generation of a maintenance plan and reduction of production losses. • Realization of the P&ID of the VCD project of the standard gas flow meter tube for wells with SEA Gas Lift to reduce the %Ea to the range 2-4% and thereby confirms the profitability of the change to a standard meter tube, since the increase in production by optimization of the well with GL due to the decrease in measurement uncertainty, exceeds the cost of the bridge.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO204

PRÁCTICA RECOMENDADA PARA MANIOBRAS DE DESARENADO DE POZO

Nicolas Galanternik, Marcos Gerez, Martín Iglesias, Oscar Garcia, Hernán Smorzeňuk, Juan Ignacio Alvarez Claramunt, María Eugenia Nuñez, Yrnia Aguilera, Micaela Cecchini, Alejo Rigoni, Juan Cruz Sala D Ostin, Augusto Huter, Facundo Sapag, YPF S.A.

Palabras claves

Desarenado, Práctica Recomendada, Pozo Surgente, No Convencional

Resumen

En operación y producción de pozos fracturados, sobre todo en formaciones Tight o Shale, ambas con un importante desarrollo, es esperable tener producciones de arena a lo largo de la vida del pozo, dado que los volúmenes de agente sostén utilizados en los diseños de estimulación, son importantes.

Considerando el incremento de necesidades de operaciones de desarenado en este tipo de pozos, con la finalidad de obtener un servicio de calidad y reducir los riesgos asociados, producto de los elevados caudales de producción y elevadas presiones, se elaboró un documento que tiene por objeto establecer recomendaciones para el servicio de desarenado de pozos surgentes, desde aspectos asociados al alcance técnico de los pliegos, hasta el diseño, integración, montaje, operación y mantenimiento de las instalaciones necesarias para realizar las maniobras.

El documento sintetiza prácticas industriales reconocidas. El mismo incluye requisitos tanto obligatorios como no obligatorios. Fue elaborada mediante metodología Agile, reuniendo las mejores prácticas y experiencias de operaciones de Desarenado, y buscando consenso en la industria, tanto a nivel de empresas de servicios, como también de operadoras.



Volver al inicio



PRO110

PROCESAMIENTO DE PETRÓLEO Y GAS, OPTIMIZANDO LAS MIL Y UNA CONFIGURACIONES. METODOLOGÍA DE DISEÑO

Yamila Peñalba, Lucia Haspert, Sebastian Bogado, Agostina Finoli, Juan Martin Pandolfi, SPARK
ypenalba@sparkgy.com, lhaspert@sparkgy.com, sbogado@sparkgy.com, afinoli@sparkgy.com, jmpandolfi@sparkgy.com

Palabras claves

Instalación central de tratamiento, Metodología de optimización, Configuración de planta

Resumen

En los yacimientos es habitual que la suma de la producción sea derivada a una instalación central en donde se procese la corriente de entrada para obtener petróleo y gas en especificación para transporte y comercialización. Adicionalmente estas instalaciones también deben ser capaces de procesar el agua de producción, y los sólidos, así como cualquier otro posible contaminante que ingrese.

La configuración de este tipo de instalaciones esta habitualmente sujeta a múltiples optimizaciones debido a que existen muchas alternativas de configuración posibles que dependen de las características de caudal, condiciones, y composición del fluido a procesar. Además de la optimización de cada línea de procesamiento en sí misma también es posible la optimización de los servicios auxiliares e instalaciones complementarias como el almacenaje y despacho. Asimismo, es necesario evaluar de qué manera el desarrollo de estas instalaciones acompañan el desarrollo de la producción mediante la posible segregación de instalación en trenes.

La combinatoria de todas las posibles alternativas a evaluar produce miles de alternativas posibles que habitualmente intentan minimizar costos de instalación y operación, y plazos de implementación. Con lo cual, definir la configuración adecuada para una planta de tratamiento de petróleo y gas puede convertirse en un proceso arduo.

Suele ser complejo abordar y responder con la versión óptima algunas preguntas habituales como: qué tipo de tratamiento debo hacer para el petróleo, el gas, y el agua; cómo debo manejar los sólidos o las parafinas; qué volumen de almacenaje debo considerar en la instalación; cuál es la filosofía de equipos de reserva; cuántos trenes de procesamiento son necesarios; si es mejor encarar opciones de alquiler o adquirir los equipos; si es necesario modularizar; qué hago con las emisiones en tanque... Este trabajo describe una metodología que permite establecer y ordenar las posibles configuraciones de todos los sistemas susceptibles de optimización para luego poder calificar y categorizar las opciones según criterios técnicos y económicos de evaluación que se determinen para cada caso.

A su vez se resumen algunos ejemplos prácticos en instalaciones de superficie destinadas al Tratamiento de Petróleo y Gas en los cuales se ha aplicado esta metodología en forma exitosa. Pudiendo dar respuesta a la pregunta final: cuál es la mejor alternativa de instalación a implementar.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO039

REACTIVACIÓN ROD LOCK BOP 10.000 PSI

Mauricio N. Ordoñez, Lelio A. Da Silva, YPF S.A.
mauricio.ordonez@ypf.com, lelio.dasilva@ypf.com

Palabras claves

Frac Hit, Rod Lock BOP, No Convencional

Resumen

Durante el desarrollo de una fractura hidráulica en No Convencional, ocurre un incidente industrial en un pozo padre, por la falla de bulones de Rod Lock BOP 10.000 psi (700 kg/cm²), al incrementarse la presión de boca de pozo a 4300 psi (300 kg/cm²).

Debido a la magnitud del incidente, se suspenden los aseguramientos con Rod Lock BOP, debiendo retomar la metodología anterior, cual requiere de una intervención de Pulling adicional. Una para asegurar el pozo, donde se deja en pesca el bombeo mecánico y se monta armadura de surgencia, y otra para enganchar el pozo, donde se desmonta la armadura de surgencia y se engancha el pozo. De esta manera, se duplica la demanda de Pulling, aumentando los costos y las pérdidas de producción por aseguramiento.

Ante esta problemática, surge la necesidad de reactivar el equipamiento Rod Lock BOP. Para ello, se investiga sobre la causa raíz de la falla, con el objetivo de plantear acciones de mejora que permitan evitar la repetición de la falla.

A partir del análisis de causa raíz, se identifica que el equipamiento fallado se encuentra fuera de normativa internacional. Para evitar la repetición de la falla, primero se definen acciones correctivas, se adecúa el equipamiento existente a la normativa vigente, se reemplaza el tipo de bulón y se duplica la cantidad de bulones por bonete. Luego, se definen acciones preventivas, se solicitan elastómeros certificados para la descompresión rápida de gas. Finalmente, se define los requisitos técnicos mínimos para la adquisición de equipamiento, se especifica que los componentes metálicos sean regulados según Norma API 6 A y los componentes no metálicos según Norsok M710. A su vez, se certifica el equipamiento por DNV USA.

En mayo 2022, se reactivan los aseguramientos con Rod Lock BOP. Partiendo del análisis de costos de las intervenciones y de producción, se evidencia un ahorro de 77 kUSD/pozo (33%) y una captura de pérdida de producción de 73 m³/pozo respecto a la metodología de aseguramiento con armadura de surgencia. Además, por cada aseguramiento realizado con equipamiento de Rod Lock BOP se libera una necesidad de Pulling. En 2022 se aplica la estrategia en 22 pozos, se alcanza un ahorro total de 1694 kUSD, se evita una pérdida de 1606 m³ de producción y se libera 22 intervenciones de Pulling.

Abstract

During the development of a hydraulic fracture in unconventional oilfield, an industrial incident occurs in a parent well. Rod Lock BOP 10.000 psi (700 kg/cm²)'s bolts failed at 4.300 psi (300 kg/cm²) wellhead pressure. Due to incident's scale, well integrity assurance with Rod Lock BOP are replaced by christmas tree, which requires an additional Pulling intervention. One for well assurance, where sucked rod is left in fish and christmas tree's is installed, and another to fish sucked rod, where Christmas tree's is desinstalled and sucked rod is fished. to natural tubing flow, and another to engaged, from natural tubing flow to mechanical pumping. In that way, cost and production losses are increased. Moreover, Pulling's demand is doubled.

Faced with this problem, Rod Lock BOP reactivation is needed. To do that, failure's root cause is investigated to



8° CONGRESO ARGENTINO
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



propose improvement actions for avoiding failure repetition.

Root cause analysis defines that the failed equipment was outside of international regulations. To avoid failure repetition, firstly corrective actions are taken, the existing equipment is adapted to current regulations, type of bolt is changed and the number of bolts per bonnet is doubled. Secondly, preventive actions are taken, rapid decompressive gas elastomers are solicited. Finally, technical requirements for equipment acquisition are defined, metallic components are regulated according to the API 6 A Standard and the non-metallic components according to Norsok M710. Moreover, the equipment is certified by DNV USA.

In May 2022, the well integrity assurance with Rod Lock BOP is reactivated. Intervention cost and production analysis evidences a 77 kUSD and 73 oil m3 saving per well respect to Christmas tree's assure methodology. In addition, for each assurance with Rod Lock BOP an intervention is released.

During 2022, the strategy is applied in 22 wells, capturing a saving of 1694 kUSD, 1606 oil m3 and releasing 22 pulling interventions.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO171

TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PESADO CON ALTO CONTENIDO DE SÓLIDOS

Lucas Robles, Pluspetrol, lrobles@pluspetrol.net

Palabras claves

CHOPS, Varillas alto torque, Petróleo pesado, Válvula de drenaje, Punzados de alta densidad

Resumen

El trabajo tiene por objetivo principal mostrar las distintas tecnologías y metodologías adoptadas para afrontar el desafío de la producción de petróleo pesado frío con altos cortes de arena durante el desarrollo y explotación del Área Río Colorado. En este contexto, la metodología aplicada en el yacimiento conocida como Cold Heavy Oil Production with Sand (CHOPS) tienen como objetivo maximizar el recupero de petróleo promoviendo el flujo de arena desde el reservorio, generando cavernas en continuo crecimiento que contacten el mayor volumen de roca posible. Para que este objetivo se alcance se debe asegurar el flujo de arena en el reservorio, a través de los punzados, en el fondo del pozo, a través de la bomba y la tubería de producción y del sistema de captación en superficie.

La convivencia de producción con sólidos es común durante toda la vida productiva del pozo, alcanzando valores máximos en la etapa temprana de la historia de producción. Para abordar esta problemática, se han optimizado los diseños del sistema de levantamiento con diversas tecnologías para el manejo de arena y se han desarrollado metodologías operativas específicas orientadas a maximizar la producción y el “run life” del sistema.

Se presentan las tecnologías utilizadas para asegurar el flujo de arena y petróleo en distintos puntos del pozo y superficie, visualizando como se ha logrado adaptar el diseño del sistema de extracción a las condiciones fluctuantes del campo. Finalmente, se analiza el impacto de cada una de las acciones tomadas para definir el diseño y optimización de un “pozo arenero”, lo que contribuye a la operación de uno de los activos más importantes de la compañía.

En resumen, este trabajo es el resultado de un análisis detallado que demuestra la relevancia y complejidad de la gestión de sólidos en la explotación de hidrocarburos y presenta soluciones prácticas para enfrentar esta problemática en el contexto específico del Área Río Colorado.

Abstract

The main objective of this work is to showcase the different technologies and methodologies adopted to address the challenge of cold heavy oil production with high sand cuts during the development and exploitation of the Río Colorado Area. In this context, the applied methodology in the field, known as Cold Heavy Oil Production with Sand (CHOPS), aims to maximize oil recovery by promoting the flow of sand from the reservoir, generating continuously growing cavities that contact the largest possible volume of rock. To achieve this objective, it is necessary to ensure the flow of sand in the reservoir, through perforations at the bottom of the well, the pump and production tubing, and the surface collection system.

The coexistence of production with solids is common throughout the productive life of the well, reaching peak values in the early stage of production history. To address this issue, the lifting system designs have been optimized with various technologies for sand management, and specific operational methodologies have been developed to maximize production and the run life of the system.

The technologies used to ensure the flow of sand and oil at different points in the well and surface are presented,



8° CONGRESO

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



showcasing how the extraction system design has been adapted to the fluctuating field conditions. Finally, the impact of each action taken to define the design and optimization of a “sand-producing well” is analyzed, contributing to the operation of one of the company’s most important assets.

In summary, this work is the result of a detailed analysis that demonstrates the relevance and complexity of solids management in hydrocarbon exploitation and presents practical solutions to address this issue in the specific context of the Rio Colorado Area.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO140

TRANSFORMACIÓN DIGITAL DEL MODELO DE SERVICIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO

Natalia Soledad Revolero, Jimmy López, PECOM Energía
natalia.revolero@pecomenergia.com.ar, jimmy.lopez@pecomenergia.com.ar

Palabras claves

Transformación digital, Tratamientos Químicos, Tecnología, Industria 4.0, Sustentabilidad

Resumen

El sector industrial está experimentando una transformación tecnológica que tiene como objetivo impulsar la eficiencia y calidad de los servicios ofrecidos a los clientes. Este artículo destaca las últimas tecnologías que permiten la automatización y digitalización en aplicaciones de tratamientos químicos y su impacto en la optimización operativa sobre los servicios en la industria del petróleo y gas. Se trata de un servicio integral que no solo incluye al producto químico, sino además a tecnologías complementarias que abarcan la aplicación, el control y el monitoreo de los tratamientos, asegurando las especificaciones requeridas de las corrientes de Petróleo, Gas y Agua en las instalaciones de los yacimientos.

En primer lugar, se muestra un plantel de equipos de monitoreo de última generación con capacidad para medir y transmitir parámetros operativos. Estas herramientas de control de monitoreo de tratamientos químicos están constituidas por sensores e instrumentos específicos acoplados a los contenedores del producto químico. Su incorporación en el servicio representa un aporte fundamental a la evaluación de la performance de los tratamientos, así como a su optimización en términos de logística y costos operacionales. Por otro lado, se describe un skid de dosificación avanzado que permite el control remoto y la supervisión de las bombas dosificadoras mediante un controlador inteligente que, por lo tanto, ayuda a una gestión de recursos más eficiente. Para los tratamientos más críticos, es posible ejercer control a distancia y ajustar los parámetros de funcionamiento y la tasa de inyección requerida por el mismo proceso.

El segundo aspecto clave es el análisis de datos. Se procesan los datos crudos obtenidos en tiempo real de los equipos, en información útil, actualizada y pertinente. Los principales parámetros que se muestran se ajustan según sea necesario para el funcionamiento y la supervisión. El modelo cubre el monitoreo de los siguientes parámetros: nivel de líquido en tanque de almacenamiento, reporte instantáneo de operación (on/off), caudal instantáneo, diario e histórico de producto químico.

El diagnóstico y el monitoreo es el tercer factor clave. El servicio integrado facilita el acceso a la información útil para optimizar operaciones y maximizar el rendimiento de los activos como resultado de la reducción de horas hombre, reducción de los activos necesarios para la operación, recorrido de recargas eficientes, detección de condiciones de falla y control estricto del stock de químicos.

Abstract

The industrial sector is undergoing a technological transformation that aims at boosting the efficiency and quality of offered services. This article highlights the latest technologies enabling automation and digitalization in chemical treatment applications and their impact on operational optimization on services in the oil and gas industry. It is a comprehensive service that not only includes the chemical product, but also complementary technologies that cover the application, control and monitoring of treatments, ensuring the required specifications of the Oil, Gas and Water streams in the reservoir facilities.

First, a state-of-the-art of monitoring equipment with the capacity to measure and transmit operational



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



parameters is presented. These chemical treatment monitoring control tools are made up of specific sensors and instruments attached to the chemical product containers. Its incorporation into the service represents a fundamental contribution to the evaluation of the performance of the treatments, as well as to their optimization in terms of logistics and operational costs. On the other hand, an advanced dosing skid is described. It allows remote control and monitoring of dosing pumps by using intelligent controllers that, therefore, help to get a more efficient resources management. For the most critical treatments, it is possible to apply remote control so as to adjust the operating parameters and injection rates required by the process.

The second key aspect is data analysis. The raw data obtained in real time from the equipment is processed into useful, updated and relevant information. The main parameters displayed are adjusted as needed for operation and monitoring. The model covers the monitoring of the following parameters: liquid level in storage tank, instant operation report (on/off), instantaneous flow, daily and historical chemical product status.

Diagnosis and monitoring is the third key factor. The integrated service facilitates access to useful information to optimize operations and maximize asset performance as a result of reduced man hours, reduction of assets required for operation, efficient refill route, detection of fault conditions and strict control of chemical stock.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO042

USO DE ORIFICIO VARIABLE EN POZOS SURGENTES DE VACA MUERTA EN YPF

Ignacio Cuneo, Luciano Vergara, Nicolás Bellini, YPF S.A.

ignacio.a.cuneo@ypf.com; luciano.vergara@ypf.com, nicolas.bellini@ypf.com

Palabras claves

Orificio variable, orificio ajustable, Choke variable, choke ajustable, pozos surgentes, vaca muerta

Resumen

El manejo de orificio en los pozos surgentes, constituye una de las claves para optimizar la producción en los yacimientos no convencionales de Vaca muerta. La importante declinación que tiene lugar en los primeros 12 meses del pozo, obliga a monitorear constantemente la presión de fondo fluyente a los efectos de evitar la posibilidad de daño en el reservorio y a su vez optimizar la productividad por intermedio de los cambios en el diámetro del orificio. Este proceso se denomina manejo de la curva de Drawdown

$\text{DrawDown} = \text{Presión inicial reservorio} - \text{Presión fondo fluyente}$

El objetivo del presente trabajo es mostrar como el uso de orificio variable puede ayudar a optimizar el manejo del Drawdown, como así también facilitar la maniobra operativa del cambio de orificio disminuyendo el riesgo ambiental de derrame y la exposición del personal operativo a trabajar con altas presiones.

Así mismo se muestra como el montaje de un actuador telecomandado sobre el choke variable, permite la automatización de los cambios de orificio obteniendo una mayor precisión sobre el seguimiento de la curva de Drawdown.

Por otra parte el uso de actuadores habilita la automatización del campo ante escenarios de restricción por demanda de consumo de gas, o por falta de capacidad en ductos.

Debido a que la fluidodinámica en choke variable de jaula y camisa es diferente a la de un choke fijo, fue necesario ajustar las correlaciones para cálculo de caudal, de forma de poder predecir con mayor exactitud la producción de un pozo.

En resumen, el siguiente trabajo muestra la experiencia en el uso de choke variables, señalando las ventajas, inconvenientes y consideraciones que han sido necesarias tener en cuenta.

Abstract

Choke management in unconventional shale fields, is one of the key foundations for optimal production of hydrocarbons. The high declination that takes place in the first 12 month of the well, force to constantly monitoring the bottomhole pressure in order to avoid reservoir damage and at the same time optimizing the production of the reservoir.

The aim of this paper is to show how the adjustable choke, can help to improve the oil production through the Drawdown management in Vaca Muerta Argentinian shale play, where high declination and a lot of restraint of facilities force to make frequent choke orifice size changes.

Additionally, in this report we make a comparison between traditional positive chokes and remote actuated adjustable choke, showing the advantages associated with a reduction of human demanding operation, reduction of environmental risk due to flow leaks that is caused by the disassemble of positive chokes in a typical orifice change, and the flexibility that offers the adjustable choke to make intermediate orifice sizes changes.



8° CONGRESO IPAP
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO036

UTILIZACIÓN DE MODELOS NO PARAMÉTRICOS PARA DETERMINACIÓN DE PROBABILIDAD DE FALLA EN POZO

Manuel Andrés Tapia Mosquera, Juan Martín Volpacchio, Alejandro Bulgheroni, Marcos Rivas, Franco Barrionuevo,
Pan American Energy

mtapia@pan-energy.com, jvolpacchio@pan-energy.com, alexbulgheroni@pan-energy.com, mrivas@pan-energy.com,
fbarrionuevo@pan-energy.com

Palabras claves

Supervivencia, Random forest, Tiempo a la falla, Bombeo Mecánico, Falla de varillas, Data Analytics – Big Data – Inteligencia Artificial (AI)

Resumen

Este trabajo presenta un enfoque basado en modelos de supervivencia no paramétricos cuyo objetivo es prevenir fallas de varillas en pozos de producción de petróleo con Bombeo Mecánico.

Se utiliza el modelo random forest survival (RFS) para capturar las complejas relaciones entre las variables de operación y características de las varillas, con el objetivo de generar un ranking para priorización de fallas de varillas.

El modelo se valida con datos de fallas históricas y proporciona al equipo de Ingeniería de una herramienta para la toma de decisiones informadas y proactivas en mantenimiento y optimizando los recursos.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO030

VIABILIZANDO EL PROCESAMIENTO DE GAS ASOCIADO EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE PETRÓLEO

Juan Martin Pandolfi, Patricia Gilligan, Yamila Peñalba, SPARK

Resumen

En las instalaciones de tratamiento de petróleo el manejo del gas asociado suele ser un desafío indeseado. Especialmente cuando la producción de gas presenta composiciones con altos contenidos de propano y butano. Si bien el gas puede aprovecharse como fuente de energía en las propias instalaciones o ser considerado para venta, la realidad es que su procesamiento para esos fines puede ser complejo y costoso. Incluso hasta hacerlo inviable. Por esto, la puesta en valor del gas asociado proveniente de desarrollos en la ventana de petróleo en yacimientos no convencionales requiere en algunos casos de soluciones no tradicionales.

Para obtener gas en especificación es necesario, entre otros, remover los hidrocarburos condensables de manera de cumplir con requisitos como punto de rocío, poder calorífico e índice de Wobbe. Estos hidrocarburos condensables no pueden asociarse en forma directa a una corriente de petróleo debido a que lo sacaría de especificación, y en muchos casos, tampoco pueden comercializarse en forma directa tal como son obtenidos.

La viabilidad de la extracción de condensables del gas natural no siempre es posible si el objetivo es lograr únicamente una corriente de gas en especificación y una corriente de gasolina estabilizada. En ciertas condiciones, persiguiendo la viabilidad, se podría hacer una extracción intermedia de condensables, pero debe adaptarse la configuración de la instalación para este propósito considerando las posibilidades reales de implementación. La complejidad de estas soluciones es tal que en algunos casos se opta la quema de hidrocarburos con todas las implicancias propias de esta opción.

Este trabajo presenta ejemplos prácticos de alternativas para el manejo de condensables en instalaciones de tratamiento de petróleo y de gas en las cuales se ha abordado y resuelto esta problemática con soluciones viables. Para los mismos se describe la estrategia del análisis técnico y sus aspectos económicos considerando el balance entre los costos de instalación, costos de operación, e ingresos sobre los productos.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



2 - Geociencias e Ingeniería de Reservorios

PRO080

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO PARA REMEDIAR PROBLEMAS DE INTEGRIDAD DE CASING. DESARROLLO DE RESERVAS ASOCIADAS A POZOS PRODUCTORES DE PETRÓLEO A TRAVÉS DE REENTUBADO DE POZOS DESDE FONDO HASTA BOCA DE POZO

Nelson Bogosevich, Carlos Rodríguez, Fátima Barrionuevo YPF

jose.n.bogosevich@ypf.com, Carlos.a.rodriguez.r@ypf.com, fatima.barrionuevo@ypf.com

Palabras claves

Integridad, Reservas, Reentubado, Casing, Aislación.

Resumen

La rotura de casing de aislación constituye un problema frecuente en los pozos de los yacimientos maduros, ya que se producen después de años o décadas de corrosión, erosión o fatiga por desgaste.

Las opciones de reparación del casing dependen del tamaño de la rotura, el estado general del mismo, la profundidad donde se ubica, la magnitud del aporte de fluidos o sólidos, y la productividad (economía) del pozo.

Los pozos analizados en el siguiente trabajo se perforaron con una sección guía de 9 5/8" hasta profundidades promedio de 200 metros, y una sección de aislación de 7" o 6 5/8" hasta profundidades de 2000 metros.

En la actualidad, debido a roturas por la corrosión externa en zonas sin cementación primaria y al bajo porcentaje de éxito de las reparaciones con cementaciones balanceadas / a presión se estudian otras opciones para la remediación de casing en pozos productores en la zona de Cañadón León.

En búsqueda de alternativas técnico-económicas factibles para recuperar reservas remanentes y retomar la producción de estos pozos, se propuso realizar reentubados en casing de 51/2" garantizando así la integridad del pozo y evitando la contaminación de acuíferos y/o afloramientos de fluidos en superficie como consecuencia de estos problemas de integridad.

El análisis presentado en este trabajo consta de la revisión de antecedentes, análisis declinatorio para la estimación de reservas asociadas, ejecución de perfiles de corrosión para evaluar el estado del casing y la elaboración de un plan operativo para la intervención de estos pozos basado en una evaluación económica.

A través de este análisis se describen las principales causas que puedan originar estos problemas de integridad, se determinan los factores económicos y se evalúa la secuencia operativa para la propuesta de reentubado.

En cuanto a los resultados, se presenta la producción y las reservas remanentes de 2 pozos evaluados para esta campaña de reparación, llegando a recuperar 26.8 Km³ de petróleo asociado a los reservorios en producción, siendo estos también parte de proyectos de recuperación secundaria.

Abstract

Casing damage are often considered a problem in mature reservoir wells, occurring only after years or decades of corrosion, erosion, or wear fatigue.

Casing repair options depend on the size and condition of the casing, the depth and magnitude of the contribution, and the productivity (economics) of the well.

The completion of the wells is carried out with a 9 5/8" guide section up to average depths of 400 meters, and a 7" or 6-5/8" production string up to depths of 2000 meters.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Currently, due to breaks due to external corrosion in areas without primary cementation and repairs with balanced / pressure cementing with a low success rate, other alternatives are being studied for casing remediation in producing wells in the Cañadón León area.

In search of feasible technical-economic alternatives to recover the reserves associated with these wells and continue with their production, it was proposed to re-stub wells completed with 7" or 6-5/8" casing in 5-1/2" casing. thus, guaranteeing the integrity of the well and avoiding the contamination of aquifers and/or surface outcrops due to these integrity problems.

The analysis presented in this paper consists of a background review, decline analysis for the estimation of associated reserves, execution of corrosion profiles to assess the state of the casing and the preparation of an operational plan for the intervention of these wells based on an evaluation economics of the profitability of this alternative.

Through this analysis, the main causes that can originate these integrity problems in the casing are described and the economic factors are determined and the operational sequence for the retubing proposal will be reviewed.

Regarding the results, the production and remaining reserves of 2 wells evaluated for this repair campaign are presented, reaching the recovery of 26.8 km³ of oil associated with the reservoirs in production, these being also part of secondary recovery projects.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO035

CAMPAÑA DE PERFORACIÓN DE POZOS REEMPLAZO CON BAJOS COSTOS PARA RECUPERAR RESERVAS REMANENTES EN BLOQUES MADUROS

Cintia N Farfán Martínez, Verónica M. Martínez, María V. Eguía, Anabel Blanco., Jessica Jones, YPF
cintia.n.farfan@ypf.com, veronica.m.martinez@ypf.com, maria.egua@ypf.com, anabel.blanco@ypf.com,
jessica.jones@ypf.com

Palabras claves

Perforación, Pozos reemplazo, Bloques maduros

Resumen

El área Manantiales Behr, ubicada en el flanco Norte de la cuenca del Golfo San Jorge, está constituida por 11 bloques productivos y se han perforado 2540 pozos en una superficie de 970 km² desde su descubrimiento en 1928. Esta Área de Reserva se encuentra en una etapa de desarrollo avanzado por primaria y posee zonas bajo recuperación secundaria y terciaria. Es el yacimiento petrolífero operado por YPF más importante de la CGSJ ya que concentra el 10% del petróleo producido por dicha compañía.

Durante el año 2022 surgió la necesidad de viabilizar económicamente nuevas perforaciones, disminuyendo los costos asociados a la construcción de nuevas locaciones, perforación y la terminación de los pozos, para recuperar la producción de pozos abandonados o a abandonar que por diferentes motivos salieron del total con reservas remanentes. Dado esto, se realizó un relevamiento de pozos que hubieran dejado de producir a causa de rotura de casing, pesca de instalaciones, problemas de integridad, etc.

Luego de un exhaustivo análisis se seleccionaron los candidatos a perforar de acuerdo con los pronósticos de producción y volúmenes a recuperar. Se incluyeron evaluaciones petrofísicas y geológicas para seleccionar la ubicación de los pozos y las arenas a punzar.

Se perforaron 4 pozos reemplazos:

Reemplazo-01(I) El Alba

Reemplazo-02(I) Grimbeek I

Reemplazo-03 (I) Grimbeek Norte

Reemplazo-04 (I) La Carolina

En la parte final del trabajo se evaluaron estrategias para reducir costos en los pozos reemplazos. Se identificaron puntos de optimización en las etapas de Construcción de Locación(E10), Perforación (E20), Terminación (30) e Instalación y Puesta en producción (E40). Se comparó de manera porcentual los costos reales con los costos promedios en los que se incurre normalmente al perforar pozos de características similares en los yacimientos.

Observando los desvíos y costos se concluyó que un pozo reemplazo de la campaña 2022 en el activo costó en promedio un 26,6% menos que perforar un pozo nuevo.

Con la perforación de los pozos reemplazos se incorporaron 49070 m³ reservas en el año 2022.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

The Manantiales Behr area, located on the northern flank of the San Jorge Gulf basin, is made up of 11 productive blocks and 2540 wells have been drilled in an area of 970 km² since its discovery in 1928. This reserve area is in an advanced stage of development by primary and has areas under secondary and tertiary recovery. It is the most important oil field operated by YPF in the CGSJ due to it concentrates 10% of the oil produced by said company.

During 2022, the need arose to make new drilling economically viable, reducing the costs associated with the construction of new locations, drilling and completion of wells, to recover those abandoned or to abandon that for different reasons left the total with remaining reserves. Given this, a survey of wells that had stopped producing due to casing rupture, fishing facilities, integrity problems, etc., was carried out.

After an exhaustive analysis, the candidates to drill were selected according to the production forecasts. Petro physical and geological evaluations were included to select the location of the wells and the sands to be punched.

Four replacement wells were drilled:

- Replacement-01(I) El Alba
- Replacement-02(I) Grimbeek I
- Replacement-03 (I) Grimbeek Norte
- Replacement-04 (I) La Carolina

In the final part of the work, the strategies to reduce costs in the replacement wells were evaluated. Optimization points were identified in the Location Construction (E10), Drilling (E20), Completion (30) and Installation and Production (E40) stages. The real costs were compared in percentage terms with the average costs that are normally incurred when drilling wells with similar characteristics in the reservoirs.

Observing the deviations and costs, it was concluded that a replacement well of the 2022 campaign in the asset cost an average of 26,6% less than drilling a new well.

With the drilling of the replacement wells, 49070 m³ of reserves were incorporated of the year 2022.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



PRO091

CAMPO INDIO: DESARROLLO Y NUEVOS DESAFÍOS EN UN CAMPO MADURO DE TIGHT GAS, CUENCA AUSTRAL, REPÚBLICA ARGENTINA

Martín Irigoyen, Ignacio Foschiatti, Sergio López, Mauricio Rosato, Martín Mallea Martín Cevallos, CGC
martin_irigoyen@cgc.com.ar, ignacio_foschiatti@cgc.com.ar, sergio_lopez@cgc.com.ar,
mauricio_rosato@cgc.com.ar, martin_mallea@cgc.com.ar, martin_cevallos@cgc.com.ar

Palabras claves

Tight gas, Formación Magallanes, Cuenca Austral

Resumen

El yacimiento gasífero Campo Indio se ubica 150 km al noroeste de la ciudad de Río Gallegos, Provincia de Santa Cruz, en la región morfoestructural de la Cuenca Austral denominada “Talud”.

Si bien el campo fue descubierto en 1994, las areniscas danianas (Paleoceno inferior) de ambiente marino de plataforma interna de la Fm Magallanes inferior (intervalo informalmente denominado “M1”) se consideraron un objetivo secundario hasta 2001.

Inicialmente, su desarrollo se enfocó en el sector occidental del yacimiento debido a la predominancia de facies tight de baja productividad hacia el este. A partir del inicio de operaciones de CGC (Compañía General de Combustibles), ocurrido a mediados de 2015, y hasta fines de 2018, se perforaron 58 pozos que permitieron duplicar el área de explotación y aumentar la producción desde 0,6 MMm³/d a 4 MMm³/d.

Este trabajo describe la presente situación del campo, actualizando y complementando la información publicada por CGC desde 2017.

En los últimos 4 años se perforaron 70 nuevos pozos, acelerando el desarrollo de las areniscas de baja permeabilidad de la zona oriental. Además, se delinearon y explotaron acumulaciones periféricas, ubicadas en el noreste y noroeste del campo, algunas de las cuales presentaron facies de alta permeabilidad hacia el techo del reservorio, análogas al yacimiento aledaño Campo Boleadoras. De esta manera, se logró mantener la producción actual en 2 MMm³/d.

Conforme avanzaba el desarrollo del campo se fueron optimizando operaciones, como la disminución de los distanciamientos de los pozos monobore de 750 m a 450 m, la reducción del diámetro del casing-tubing de 3 ½” a 2 7/8” para favorecer el acarreo de líquido asociado al gas y el aumento del tamaño de las fracturas hidráulicas. Además, se probaron diferentes diseños en las fracturas para aumentar la productividad: entre ellas se destacan el reemplazo de gel “crosslinkeado” por fluidos HVFR (High Viscosity Friction Reducer) y reducción en los volúmenes de arena resinada utilizados.

Actualmente, el principal desafío consiste en continuar la explotación del yacimiento de manera rentable con sectores donde la depleción supera el 50%. Por el contrario, las zonas con mayor presión (70-90 kg/cm²) permiten continuar con la perforación de pozos infill (aceleración de producción). No obstante, se han identificado nuevas oportunidades de extensión y desarrollo en otros sectores que incluyen una zona tight con presión original en Campo Boleadoras (análoga a las facies de Campo Indio Este) y un prospecto exploratorio identificado en la zona austral de Campo Indio. Asimismo, se está evaluando la posibilidad de refracturar el reservorio “M1”, enfocándose en los niveles de menor permeabilidad y mayor presión dentro de este, identificados a través de ensayadores de formación (RFT).



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

The gas field Campo Indio is located 150 km northwest of Río Gallegos city, Santa Cruz Province, in the morphostructural region of the Austral Basin called “Slope”. Although the field was discovered in 1994, the Danian (Lower Paleocene) sandstones of the lower Magallanes Formation (informally called “M1”) were considered a secondary target until 2001.

Initially, its development focused on the western sector of the field due to the predominance of tight facies with low productivity towards the east. Following the start of operations by CGC (Compañía General de Combustibles) in mid-2015 and until the end of 2018, 58 wells were drilled, allowing the doubling of the exploitation area, and increasing production from 0.6 MMm³/d to 4 MMm³/d.

This work describes the current situation of the field, updating and complementing the information published by CGC since 2017.

In the last 4 years, 70 new wells were drilled, accelerating the development of low-permeability sandstones in the eastern zone. In addition, peripheral accumulations located in the northeast and northwest of the field were delineated and exploited, some of which presented high-permeability facies towards the top of the reservoir, like the adjacent Campo Boleadoras. In this way, current production was maintained at 2 MMm³/d. As the field development progressed, operations were optimized, such as reducing the spacing of monobore wells from 750 m to 450 m, reducing the casing-tubing diameter from 3 ½” to 2 7/8” to enhance liquid carryover, and increasing the size of hydraulic fractures. Different fracture designs were also tested to increase productivity, including the replacement of crosslinked gel with High Viscosity Friction Reducer (HVFR) fluids and reduction in the volumes of resin-coated sand used.

Currently, the main challenge is to continue the exploitation of the field profitably in sectors where depletion exceeds 50%. On the other hand, areas with higher pressure (70-90 kg/cm²) allow for continued drilling of infill wells (production acceleration). However, new extension and development opportunities have been identified in other sectors, including a tight zone with original pressure in Campo Boleadoras (analogous to the facies of Campo Indio Este) and an exploratory prospect identified in the southern zone of Campo Indio. Additionally, the possibility of refracturing the “M1” reservoir is being evaluated, focusing on the levels of lower permeability and higher pressure within it, identified through formation testers (RFT).



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO016

CARACTERÍSTICAS DE LOS INTRUSIVOS ÍGNEOS EN EL DOMINIO MINERO DE YPF EN SANTA CRUZ

Brahim Aguil, YPF S.A., brahim.aguil@ypf.com

Matías M Salvarredy Aranguren, YPF S. A. & UNPSJB, matias.salvarredyaranaguren@ypf.com

Andrea A. Alaimo Flores, Carlos L. Perez, YPF S.A. andrea.alaimo@ypf.com, carlos.perez@ypf.com

Palabras claves

Intrusivos, Interpretación Sísmica, Santa Cruz, Cuenca del Golfo San Jorge

Resumen

La Cuenca del Golfo San Jorge ha presentado, en particular durante el Cenozoico, manifestaciones magmáticas y, por ende, intrusiones ígneas en su sistema petrolero. Sin embargo, para el área de estudio no se realizó un relevamiento sistemático de las mismas, ni analizaron sus efectos a nivel del sistema petrolero, más allá de aportes individuales de casos locales. La identificación de los intrusivos es relevante por varias razones: pueden actuar como trampas y sellos, si se emplazan en rocas madres pueden llegar a constituir un reservorio no convencional y si están emplazados en secuencias productivas pueden afectar notablemente su productividad.

A modo de evaluar los posibles efectos que generarían estos cuerpos a la hora de perforar, se hizo un relevamiento de al menos 25 cuerpos ígneos de entre 1 km² a 96 km², identificándolos mediante perfiles eléctricos, sísmica e imágenes satelitales. Se han observado variadas formas intrusivas en los cubos sísmicos, tales como: sills, diques, lacolitos, lopolitos, sectores en rampas e incluso coladas enterradas. Estos cuerpos están siempre vinculados a fallas principales, que habilitaron su ascenso desde niveles profundos primordialmente durante el Cenozoico de la cuenca y se emplazan en distintas profundidades de la columna estratigráfica. Los cuerpos relevados en el flanco sur y flanco oeste de la cuenca, según su yacencia, pueden variar desde 5 a 183 m de espesor, pero en general presentan una moda de 20 m. Los mayores espesores son resultantes del alto ángulo que pueden disponer los diques respecto al corte de la perforación.

La respuesta sísmica de los cuerpos ígneos, en general, se corresponde con una fuerte amplitud, debido al gran contraste de impedancia acústica entre el tope del filón y la roca de caja, a veces incrementado por el efecto de la interferencia. Es característico el ruido sísmico y atenuación de las amplitudes que se genera por debajo de los cuerpos, lo que facilita su identificación en la mayoría de los casos. Para su identificación y posterior extracción se utilizaron atributos como el Signal Envelope y RMS Amplitud y el módulo de detección de geocuerpos de softwares comerciales. Estas señales correspondientes a intrusivos generalmente se pueden detectar a profundidades superiores de 300 m. Por encima de dicha profundidad es difícil su detección ya que dependen de la calidad sísmica del cubo con el que se está trabajando y estará afectada por la zona de weathering y un bajo fold.

Abstract

San Jorge Gulf Basin has presented numerous magmatic manifestations, particularly during the Cenozoic, and therefore presents igneous intrusions in its petroleum system. However, there is no systematic intrusive rock mapping in this geological frame, nor a regional analysis of the effects of intrusive rocks in the petroleum systems beyond local case studies. Identification of intrusive rocks is important for many reasons: they can act like traps and seals; if igneous rocks intrude the source rock as a sill and it fractures, it can become a non-conventional reservoir rock; and when igneous rocks intrude productive section reservoirs they can affect



[Volver al inicio](#)



their proprieties in a negative way.

As a way to evaluate possible effects of intrusive rocks during drilling, the objective was to make a survey to detect the igneous bodies. The survey found at least 25 igneous bodies with a surface ranging between 1 to 96 Km². The methodology used to obtain the survey was: interpretation of seismic volume, once the body was detected, analysis of mudlog data and electrical logs from wells. When the body presumably reached the surface the interpretation of satellite images to identify outcrops of igneous rocks was used. In this way, several styles of emplacement were defined: sills, dykes, laccoliths, ramps and even buried volcanic lava. These bodies are always linked to main faults, which enable the climb from deepest levels of the basin during Cenozoic reaching the actual emplacement in different levels of the stratigraphic sequence. The thickness of igneous bodies detected presents a range between 5 to 183 m, and have a mode of 20 m of thickness. The mayor important thicknesses are the result from apparent thickness, which depends on the angle of drilling.

Seismic response of igneous bodies, mainly, correspond with high amplitude, due to the high contrast of acoustic impedance between the igneous rock and the host rock, sometimes augmented by the effect of interference. Detection of seismic noise and amplitude attenuation below igneous bodies is distinctive and helps identification in most cases. Amplitude attributes were applied for the detection and extraction of igneous bodies, such as Signal Envelope or RMS Amplitude and then extracted with the geobodies modules of commercial softwares. Most of these geobodies can be detected deeper than 300 m, above that depth it is hard to observe something in the seismic due to weathering and low fold affecting the quality of the survey.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO054

CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS EN EL ACTIVO CSL&PTD. CAMPAÑA DE FALL OFF TEST EN POZOS INYECTORES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

Bogosevich Nelson, YPF, jose.n.bogosevich@ypf.com

Palabras claves

Recuperación secundaria, Fall Off, Ensayo, Presión de Reservoirio

Resumen

El objetivo del presente trabajo es actualizar los datos de presión de reservorios, permeabilidad y skin en proyectos de secundaria de campos maduros, a través de una campaña de Fall Off Test en pozos inyectores del yacimiento CSL&PTD.

Con esta prueba se busca:

- Estimar la presión promedio del yacimiento.
- Determinar si existe daño en la formación, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otras.
- Determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.

Para esto, se utilizó una metodología consistente en las siguientes etapas:

- ☐ Trabajo en campo, en la cual se abordó la programación y armado de la herramienta, la selección de pozos candidatos y, posteriormente, la descarga de los datos duros mediante el software Memlog.
- ☐ Procesamiento en Saphir Kappa de los datos obtenidos en campo, análisis e interpretación con el software.
- ☐ Evaluación y presentación de resultados obtenidos.

Se analizaron tres inyectores, en donde se realizaron optimizaciones en el ritmo de inyección en función de los resultados obtenidos de los ensayos fall off. En los dos primeros casos se ajustó el caudal de inyección, en el tercero se llegó a la conclusión de revisar el modelo estático para comprender mejor el comportamiento del reservorio.

Abstract

The objective of this is update the reservoir pressure, permeability and skin data in secondary projects of mature fields, through a Fall Off Test campaign in injection wells of CSL&PTD Reservoir.

This test we can determine:

- Estimate the average pressure of reservoir.
- Determine if there is damage to the formation, caused by plugging, clay swelling, precipitates, among others.
- Determine the effective permeability of the reservoir to the injected fluid, used for injection forecasts.

To achieve this, a methodology consisting of the following stages was used:

- ☐ Work in the field: where the programming and assembly of the tool was addressed, the selection of candidate wells and later the download of the hard data through the Memlog software.
- ☐ Processing in Saphir Kappa: processing of the data obtained in the field, analysis and interpretation with the software.



8° CONGRESO 
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



[Ver Trabajo
completo](#)



[Buscar por
autor/título](#)

[Volver al inicio](#)



📄 Evaluation and presentation of results obtained.

Three injectors were analyzed, where optimizations were made in the injection rate based on the results obtained from the fall off tests. In the first two cases the injection flow rate was adjusted, in the third case the conclusion was reached to review the static model to better understand the behavior of the reservoir.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO010

CONCENTRACIONES NATURALES DE GADOLINIO EN LAS UNIDADES GEOLÓGICAS DE INTERÉS Y RESERVORIOS HIDROCARBURÍFEROS DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Matías M., Salvarredy Aranguren, YPF S. A. & UNPSJB, matias.salvarredyaranaguren@ypf.com,
Leonardo Agulleiro, Gerardo Salvador Babic, Carlos L. Perez, Daniel Maza, Luciano Genini,
Guillermo A. Blasiyh Nuño, Luciano Conforti, YPF S.A.
leonardo.agulleiro@ypf.com, gerardo.d.salvador@ypf.com, carlos.l.perez@ypf.com, daniel.maza@ypf.com,
luciano.genini@ypf.com, guillermo.blasiyh@ypf.com, luciano.conforti@ypf.com

Palabras claves

Gadolinio, Estimulación Hidráulica, Cuenca del Golfo San Jorge

Resumen

El uso de agente de sostén resinado y adicionado con óxido de gadolinio como técnica trazadora del crecimiento de las fracturas hidráulicas comienza a ser aplicado en la Cuenca del Golfo de San Jorge. La técnica consiste en introducir un elemento de la serie de tierras raras (Gd) para medir su variación en la sección de pozo estimulada y poder establecer la altura de crecimiento de la estimulación realizada. Para obtener esta medición se corre normalmente un perfil de espectroscopía en el pozo antes de la estimulación para medir niveles naturales del elemento a lo largo del mismo y posterior para ver como se ha modificado los niveles de concentración de Gd a través de la estimulación.

El objetivo de este trabajo es establecer preliminarmente las concentraciones de Gd en las unidades geológicas de interés y reservorios hidrocarburíferos de la Cuenca del Golfo San Jorge. Obtener los resultados deseados, es decir los valores naturales de Gd del medio estudiado, repercutiría en la simplificación de la operación descripta de medición de la altura de fractura con trazador de Gd, ya que sólo sería necesario correr el perfil de espectroscopía posterior a la estimulación.

Abstract

The use of smart proppant agent traced with gadolinium as a way to know the growing of hydraulics fractures begins to be applied in the San Jorge Gulf Basin. The technique consists to place an element of the rare earth (Gd) to measure the height of hydraulic stimulation for the section where was applied. This measure is normally obtained by a tool of spectroscopy which is used twice, once before the hydraulic fracture to acquire natural Gd level of geological unit, and after the hydraulic stimulation was do it to quantify the fluctuation of Gd concentration produced by the operation.

The aim of this study is stablishing preliminarily the Gd concentration in the oil-bearing of geological units and reservoir for San Jorge Gulf Basin. If this objective is obtained, i. e. to knowing natural values of Gd concentration in the studied system, then it will simplify the operation described, because only a measure of Gd levels will be necessary after the hydraulic stimulation.



Volver al inicio 



PRO079

**ESTIMULACIÓN MATRICIAL SELECTIVA EN RESERVORIOS DE
ARENISCAS LENTICULARES UTILIZANDO TÉCNICA BULLHEADING.
RECUPERACIÓN DE RESERVAS ASOCIADAS A PROYECTOS DE SECUNDARIA**

Lorena Ketz, Sofía Kuntz, Carlos Rodríguez, YPF
lorena.ketz@ypf.com, sofia.kunz@ypf.com, Carlos.a.rodriguez.r@ypf.com

Palabras claves

Estimulación, Matricial, Areniscas, Bullheading, Waterflooding, Reservas, Secundaria, Reservorios, Convencional

Resumen

Cotidianamente se evidencia pérdida de admisión en los pozos inyectoros que conforman los proyectos de recuperación secundaria, asociado principalmente a la calidad de agua fuera de la especificación requerida y la incompatibilidad de fluidos en los reservorios de la zona Cañadón Seco León en el Golfo de San Jorge. Esta pérdida de admisión nos trae como consecuencia perdida de reservas de secundaria, dejando petróleo sin barrer o siendo barrido ineficientemente en el reservorio, generando al mismo tiempo pérdidas económicas. En base a esto y en búsqueda de oportunidades para recuperar la admisión y maximizar la producción de hidrocarburos es que se comenzaron a analizar alternativas para intervenir pozos con la menor cantidad de recursos, de manera que sea de implementación rápida y que no infiera en el uso de equipos de Workover que ya tienen su planificación anual. Una de ellas fue la que vamos a mencionar en este trabajo, donde se realizaron estimulaciones matriciales selectivas desde Boca de Pozo, sin necesidad de sacar el diseño de la instalación selectiva, en búsqueda de remover el daño a la formación que generaba esta pérdida de admisión en los pozos. A fin de determinar los candidatos es que se analizaron cuales tenían obstrucciones en la instalación y en cuales habíamos evidenciado perdida de admisión.

Una vez tenido los candidatos identificados, es que se realizó un análisis completo en la historia del pozo (perforación, terminación, reparaciones, presiones, historia de producción e inyección, fluidos utilizados en las completaciones) buscando causas de lo antes mencionado.

Una vez obtenida la causa, se procedió a la evaluación de agentes químicos para la remoción del daño específico. Finalmente, para determinar la viabilidad de estas se realizó un análisis económico de las ganancias de producción que podrían obtenerse mediante el tratamiento.

El objetivo principal de este análisis es proporcionar una perspectiva práctica para la estimulación de reservorios, brindando a la industria petrolera una alternativa efectiva y eficiente para mejorar la recuperación de las reservas asociadas a proyectos de recuperación secundaria.

Abstract

The frequent loss of admission is evident in the injection wells that make up the secondary recovery projects, mainly associated with the quality of water outside the required specification and the incompatibility of fluids in the reservoirs of the Cañadón Seco León area in the Gulf of San Jorge. This loss of admission results in a loss of secondary reserves, leaving oil unswept or being swept inefficiently in the reservoir, generating economic losses at the same time.

Based on this and in search of opportunities to recover the admission and maximize the production of hydrocarbons, alternatives to intervene in wells with the least number of resources began to be analyzed, so that it is quickly implemented and does not interfere with the use of Workover teams that already have their



8° CONGRESO **IPAP**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



annual planning. One of them was the one that we are going to mention in this work, where selective matrix stimulations were carried out from the Wellhead, without the need to remove the design of the selective installation, in search of removing the damage to the formation that this loss of admission generated. in the wells.

To determine the candidates, we analyzed which ones had obstructions in the installation and which ones we had evidenced loss of admission.

Once the candidates had been identified, a complete analysis was carried out on the history of the well (drilling, completion, repairs, pressures, production and injection history, fluids used in the completions) looking for causes of the aforementioned.

Once the cause was obtained, we proceeded to the evaluation of chemical agents for the removal of the specific damage.

Finally, to determine the viability of these, an economic analysis of the production gains that could be obtained through the treatment was carried out.

The main objective of this analysis is to provide a practical perspective for the stimulation of reservoirs, providing the oil industry with an effective and efficient alternative to improve the recovery of reserves associated with secondary recovery projects.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO092

ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE UN YACIMIENTO DE GAS MULTICAPA EN LA CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA: YACIMIENTO EL PUMA

Mauricio Rosato, Martín Mallea, Damián M. Jait, Martín F. Cevallos, CGC
mauricio_rosato@cgc.com.ar, martin_mallea@cgc.com.ar, damian_jait@cgc.com.ar,
martin_cevallos@cgc.com.ar

Palabras claves

Reservorios multicapas, Formación Magallanes, Formación Anita, Cuenca Austral

Resumen

El siguiente trabajo presenta el estado actual de desarrollo y delineación del yacimiento El Puma ubicado en el sector noroeste de la Cuenca Austral, dentro de la concesión “El Cerrito-El Campamento” en la provincia de Santa Cruz, Argentina; el cual es operado por la Compañía General de Combustibles SA.

Se trata de un yacimiento multicapa con varios reservorios productores de gas natural de la Fm. Magallanes (Superior e Inferior) y de la Fm. Anita.

El campo corresponde a una estructura con cierre en tres direcciones contra falla, la cual sería la responsable de generar las vías de migración de los fluidos para la carga de los reservorios permeables presentes en la zona. La génesis de esta estructura está relacionada a la presencia de intrusivos volcánicos modernos en la sección superior de la Fm. Palermo Aike que habrían favorecido la migración y re-migración de hidrocarburos. El yacimiento fue descubierto con la perforación del pozo EPu.x-3, en abril de 2018, identificando reservorios de interés en el miembro inferior de la Fm. Magallanes (M2 y M3) y la Fm. Anita. El pozo fue puesto en producción del reservorio M2 con un caudal inicial de 130 Mm³/d, iniciando la delineación y desarrollo de un nuevo campo para la compañía.

Actualmente el yacimiento cuenta con un pozo horizontal y doce pozos verticales que se completaron en distintos reservorios de interés de manera de optimizar la producción y, al mismo tiempo, permitir recabar la mayor cantidad de información para cada nivel productivo para su desarrollo en conjunto.

La producción actual es de 600 Mm³/d con diez pozos activos y seis reservorios productores.

En esta contribución se presenta el diseño, la ejecución y los resultados de las operaciones de perforación, terminación y producción de los pozos del yacimiento. Asimismo, se presentan los desafíos técnicos y operativos que se han enfrentado y las lecciones aprendidas que sirven como referencia para el desarrollo acelerado de campos de gas similares en la región.

Abstract

The following works presents the current state of development and delineation of the El Puma field located in the northwestern sector of the Austral Basin, within the “El Cerrito-El Campamento” concession Santa Cruz province, Argentina which is operated by Compañía General de Combustibles SA (CGC).

It is a multilayer field with several natural gas producing reservoirs from the Magallanes Fm. (Upper and Lower) and the Anita Fm..

The field is located on a structure with closure in three directions against failure, which would be responsible for creating the fluid migration pathways for the loading of the permeable reservoirs present in the area. The genesis of this structure is related to the presence of modern volcanic intrusion in the upper section of the Palermo Aike Fm. that would have favored the migration and re-migration of hydrocarbons.



8° CONGRESO AAPG

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



The field was discovered with the drilling of the EPu.x-3 well, in April 2018, identifying reservoirs of interest in the lower member of Magallanes Fm. (M2 and M3) and the Anita Fm. The well was put into production from the M2 reservoir with an initial flow of 130 Mm³/d, beginning the delineation and development of a new field for the company.

Nowadays the field has one horizontal well and twelve vertical wells that were tested in different reservoirs of interest in order to optimize production and, at the same time, allowing to collect information from each reservoir for its development.

Current production is 600 Mm³/d with ten active wells and six draining reservoirs.

This contribution presents the design, execution and results of the drilling, completion and production operations of the wells. It also presents the technical and operational challenges that have been faced and the lessons learned that serve as a reference for the accelerated development of similar gas fields in the region.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO093

ESTRATEGIA DE DESARROLLO DEL YACIMIENTO EL CERRITO NORTE, CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA

Raul Gutierrez, Denise Gabin, Federico Fernández, Martín Mallea, Mauricio Rosato, Martín Cevallos, CGC
raul_gutierrez@cgc.com.ar, denise_gabin@cgc.com.ar, federico_fernandez@cgc.com.ar,
martin_mallea@cgc.com.ar, mauricio_rosato@cgc.com.ar, martin_cevallos@cgc.com.ar

Palabras claves

Reservorios Tight/Convencionales, Desarrollo, Formación Magallanes, Cuenca Austral

Resumen

El siguiente trabajo presenta el plan de delineación y desarrollo que se está realizando en el yacimiento El Cerrito Norte, ubicado dentro de la concesión de explotación no convencional, Campo Indio Este - El Cerrito, en el suroeste de la provincia de Santa Cruz- Argentina.

El campo fue descubierto por el pozo CGC.SCA.ECN.x-1 perforado en abril del año 2021, con el objetivo principal de evaluar la calidad y presencia de reservorio mineralizado en la sección inferior de la Formación Magallanes. El método prospectivo para su identificación estuvo basado en la interpretación sismoestratigráfica y el análisis de anomalías de amplitud sísmica y respuesta de AVO Clase III que se correlacionan con la presencia de niveles gasíferos y geometrías estratigráficas en las que puedan contener reservorios. Además, el prospecto presentaba una componente estructural secundaria, dada por una nariz estructural y una serie de fallas de bajo rechazo y traza. El pozo resultó descubridor de un reservorio de gas seco a una profundidad de 1544 mbnt (-956 msnm) con un espesor útil de 10 m del reservorio informalmente denominado M3.

La extensión actual del campo se validó con la perforación de 3 pozos de avanzada que probaron reservorio en los extremos NE, SO y centro de la anomalía sísmica. Uno de los pozos de avanzada además probó gas y petróleo en reservorios de la Fm. Anita, por debajo del reservorio M3. Al mismo tiempo se inició el desarrollo del campo con la perforación de 6 pozos, algunos de delineación que se perforaron en sectores de anomalía baja y que probaron presencia de reservorio. Para el resto del año 2023 se proyecta perforar 10 pozos adicionales.

La estrategia de delineación agresiva post descubrimiento, realizada aún sin poder poner en producción los pozos, permitió sumarlo como proyecto para el ingreso de CGC al Programa de incentivo de la Secretaría de Energía de la Nación para el abastecimiento energético del país, denominado Plan Gas 5.2. Esto se realizó en paralelo con el diseño y construcción de instalaciones del campo, la construcción de su conexión con el polo productivo del Bloque en El Cerrito Oeste y una obra de expansión de la capacidad hacia las plantas de Campo Indio y Boleadoras. Los resultados obtenidos en los primeros pozos perforados sumado a la incorporación del Plan Gas 5.2 llevaron a buscar una estrategia de desarrollo y delineación que permitiera definir rápidamente los límites y recursos del yacimiento con el fin de poder diseñar y optimizar las instalaciones de producción del campo y su conexión a la red de producción del bloque.

Abstract

The following work presents the delineation and development plan underway in the El Cerrito Norte field, located within the unconventional exploitation concession, Campo Indio Este - El Cerrito, in the southwest part of Santa Cruz province, Argentina.

The field was discovered by the well CGC.SCA.ECN.x-1 in April 2021, with the main objective of evaluating the quality and presence of mineralized reservoir in the lower section of the Magallanes Formation. The prospective method for its identification was based on seismostratigraphic interpretation and analysis of seismic amplitude



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



anomalies and AVO Class III effect which correlate with the presence of gas levels and stratigraphic geometries that may contain reservoirs. In addition, the prospect had a secondary structural component, given by a structural nose and a series of low displacements faults and traces. The well discovered a dry gas reservoir at a depth of 1,544 mbgl (-956 masl) with a netpay thickness of 10 m of the reservoir, informally called M3.

The current extent of the field was validated with the drilling of 3 appraisal wells that tested the reservoir at the NE/ SW ends, and center of the seismic anomaly. One of the development wells also tested gas and oil in reservoirs of the Anita Fm., below the M3 reservoir. At the same time, the development of the field began with the drilling of 6 wells, some appraisal wells were drilled in low seismic anomaly sectors, that proved the reservoir presence. For the rest of the 2023 year, it is projected to drill 10 additional wells.

The aggressive post-discovery delineation strategy, carried out even without being able to put the wells into production, allowed to be included to the Incentive Program of the Secretary of Energy for the country's energy supply, called Plan Gas 5.2 This was carried out in parallel with the design and construction of the field facilities, the construction of its connection with the production pole of the El Cerrito Oeste block and a capacity expansion towards the Campo Indio and Boleadoras plants. The results obtained in the first drilled wells added to the incorporation of Plan Gas 5.2 led to the search for a development and delineation strategy that would allow the rapid definition of the limits and resources of the field, in order to design the production facilities of the field and its connection to the production network of the block



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO156

EVALUACIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LA INYECCIÓN DE SECUNDARIA EN EL YACIMIENTO CAÑADÓN PIEDRA. CUENCA AUSTRAL, TIERRA DEL FUEGO

Ada Parra, Mariana Mendoza, YPF, ada.l.parra@ypf.com, mpmendoza@ypf.com

Palabras claves

Campos Maduros, Cuenca Austral, Fm. Springhill, PVT, Convencional, Inyección de agua.

Resumen

El área de reservas donde se desarrolla este trabajo data su producción desde el año 1956, considerada un campo maduro. Cañadón Piedra es uno de los cuatro yacimientos pertenecientes al área, y donde se enfoca principalmente el análisis. Este yacimiento cuenta con acumulada de producción por primaria, además de la implementación de recuperación secundaria por inyección de agua desde el año 1993.

Para el año de la puesta en marcha de esta secundaria, el yacimiento carecía de un estudio detallado previo, así como de un modelo estático actualizado. Adicionalmente, en la actualidad, esta zona cuenta con disponibilidad de agua limitada.

En el año 2019, se realizó un estudio de subsuelo con el objetivo de definir las oportunidades remanentes de toda el área de reservas. Se concluyó que Cañadón Piedra presenta un alto factor de recobro primario relacionado con sus mecanismos eficientes de drenaje, que la inyección de agua ha tenido un impacto menor en el recupero de petróleo, mientras que la zona con mejor potencial remanente es Cabo Nombre. Este trabajo, desarrollado por un equipo multidisciplinario, sirvió como input para el análisis de la situación actual.

El objetivo del presente trabajo es mostrar plan de desarrollo rentable, capitalizando los hallazgos del estudio de 2019. Se identificó una oportunidad de incrementar la cantidad de petróleo a producir en Cabo Nombre, mediante la redistribución de agua desde Cañadón Piedra. De esta manera, se da una mejor utilidad los recursos disponibles, como instalaciones y agua a inyectar, con una mínima inversión, acorde a esta etapa de madurez del área.

Para este análisis se siguió la siguiente metodología:

- Creación de base de datos por pozo
- Análisis de modelo actualizado: Análisis de balance de materiales, definición de FR de recobro primario y secundario
- Creación de patterns y diagnostico (Análisis de mallas)
- Redistribución de agua disponible en la zona en áreas con menor Factor de recobro por secundaria.

Abstract

The reserves area where this work takes place has been in production since 1956 and is considered a mature field. Cañadón Piedra is one of the four reservoirs within the area, and it is the main focus of analysis. This reservoir has accumulated primary production, as well as the implementation of secondary recovery through water injection since 1993.

However, prior to the implementation of this secondary recovery method, the area lacked a detailed preliminary study and an updated static model. Additionally, at present, this zone has limited water availability.

In 2019, a subsurface study was conducted with the objective of defining the remaining opportunities



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



throughout the reserves area. This work, carried out by a multidisciplinary team, served as input for the analysis of the current situation.

In 2019 it was concluded that Cañadon Piedra presents high primary recovery factor related to its efficient drainage mechanisms. Furthermore, water injection has had a minor impact on oil recovery.

In this paper, the goal is to use 2019's conclusions and propose a profitable development plan, by changing the injection facilities. This will ultimately lead to an increase of the amount of oil to be produced in Cabo Nombre, throughout the redistribution of water injection currently injected in Cañadon Piedra. This allows the better use of available resources such as facilities and water injection with minimal investment, considering this mature state of the area.

The following methodology was followed for this analysis:

- Creation of well-based databases.
- Analysis of the updated model: Material balance analysis, definition of primary and secondary recovery factors.
- Patterns creation and diagnosis.
- Redistribution of available water in the area to areas with lower secondary recovery factors.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO094

GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN RESERVORIOS CONVENCIONALES: CASO DE ESTUDIO D-129 TIGHT

Lorena Ketz, Nahuel Raineri, YPF, lorena.ketz@ypf.com, nahuel.raineri@ypf.com,
Jesus Rodriguez, Weatherford, jesus.rodriguez7@weatherford.com

Palabras claves

Pozos horizontales, convencional, geonavegacion

Resumen

La sección superior de la Fm Pozo D-129 en el yacimiento Cañadón León, 100% operada por YPF S.A, se desarrolló en el flanco sur desde 2014 con perforaciones verticales y fracturas hidráulicas. A partir de la generación de un modelo estático geocelular y de un dinámico sectorial se realiza el estudio de factibilidad para realizar pozos horizontales multifracturados y así maximizar la productividad del reservorio, modificando sustancialmente el plan de desarrollo del campo (Chirinos Peña, et al., 2022).

La geonavegación es una herramienta fundamental en pozos horizontales, estando probada en Vaca Muerta donde el 100% de los pozos de la compañía son geonavegados. A partir de los últimos años fue migrando su aplicación a yacimientos convencionales y tight. En 2021 se realizó la primera geonavegación en un pozo de la Cuenca del Golfo de San Jorge, el pozo piloto horizontal multifracturado a la Formación D-129.

En 2023 se realizó la geonavegación de tres pozos horizontales con geonavegación conjunta y asistida YPF-Weatherford, se lograron aplicar lecciones aprendidas del pozo piloto utilizando como principal herramienta de correlación la curva de gamma-ray asistida con la pseudo imagen del gamma-ray azimuthal. El soporte brindado por el control geológico permitió ajustar el intervalo de geonavegación incorporando la curva de gas total y el perfil litológico al análisis.

Se logró geonavegar toda la extensión de las ramas laterales de los tres pozos dentro de una ventana de acción de 20 metros, permitiendo incluso anticiparse a cambios de pendiente estructural con cierta incertidumbre en el modelo. Los resultados obtenidos permitieron ajustar los costos de perforación reduciendo la cantidad de herramientas LWD utilizadas con respecto al pozo piloto y una optimización en las velocidades de perforación al bajar los riesgos en los tiempos que pueden ocasionar desvíos en la ventana de navegación.

El objetivo de este trabajo es describir la metodología utilizada a través de la planificación, ejecución y resultado; avances y lecciones aprendidas en la geonavegación de pozos horizontales en reservorios convencionales, como por ejemplo, anticipar ajustes en trayectoria durante la construcción de la curva con markers en Fm suprayacentes, correlación en tiempo real del modelo de geonavegación con el muestreo de control geológico en intervalos que posean continuidad lateral dentro de la ventana de geonavegación, reducir la incertidumbre en la navegación lateral del pozo con la actualización del modelo estructural.

Abstract

The upper section of the Pozo D-129 Fm in the Cañadón León field, 100% operated by YPF S.A, has been developed on the southern flank since 2014 with vertical drilling and hydraulic fracturing. From the generation of a geocellular static model and a sectorial dynamic, a feasibility study is carried out to carry out multifractured horizontal wells and thus maximize the productivity of the reservoir, substantially modifying the field development plan (Chirinos Peña, et al., 2022).

Geosteering is a fundamental tool in horizontal wells, being tested in Vaca Muerta where 100% of the company's



[Volver al inicio](#)



wells are geosteered. Starting in recent years, its application has been migrating to conventional and tight deposits. In 2021, the first geosteering was carried out in a well in the Golfo de San Jorge Basin, the multi-fractured horizontal pilot well to the D-129 Formation.

In 2023, the geosteering of three horizontal wells was carried out with joint and assisted YPF-Weatherford geosteering, it was possible to apply lessons learned from the pilot well using the assisted gamma-ray curve as the main correlation tool with the azimuthal gamma-ray pseudo image. The support provided by the geological control allowed adjusting the geosteering interval incorporating the total gas curve and the lithological profile to the analysis.

It was possible to geosteer the entire extension of the lateral branches of the three wells within an action window of 20 meters, even allowing anticipation of structural slope changes with some uncertainty in the model.

The results obtained allowed adjusting the drilling costs by reducing the number of LWD tools used with respect to the pilot well and an optimization in drilling speeds by lowering the risks in the times that can cause deviations in the navigation window.

The objective of this work is to describe the methodology used through the planning, execution and result; as advances and lessons learned in the geosteering of horizontal wells in conventional reservoirs, such as, for example, anticipating trajectory adjustments during the construction of the curve with overlying Fm markers, real-time correlation of the geosteering model with the geological control sampling in intervals that have lateral continuity within the geosteering window, reduce uncertainty in well lateral navigation with structural model update.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO096

GRIMBEEK I: MONITOREO DE UN RESERVOIRIO CON EMPUJE DE AGUA

Cintia Natalia Farfán Martínez, Julian Jose Blanco, YPF
cintia.n.farfan@ypf.com, julian.blanco@ypf.com

Palabras claves

Petróleo viscoso, mecanismos de drenaje, acuífero, optimización de producción

Resumen

En el presente trabajo se muestra el análisis desde el punto de vista de reservorio, donde se identifican los mecanismos de drenaje y se plantean alternativas para optimizar e incrementar la producción actual, como ser la perforación de pozos de reemplazo y reparaciones de primaria.

Para determinar el mecanismo de drenaje se realizó el análisis de curvas de producción de petróleo y agua por pozo vs su ubicación estructural, una evaluación de los datos históricos de presiones y de las propiedades del fluido. Al mismo tiempo se efectuó un prorrateo de la producción por capa y se calcularon los factores de recobro. Con los datos de producción prorrateada para el CIII se realizó un balance de materia en Mbal, el cual termino de demostrar que el mecanismo de drenaje casi exclusivo es por empuje de acuífero.

Una vez identificadas las capas con empuje del acuífero, se procedió a evaluar en qué pozos productores se encontraban presentes sin haber sido punzadas. De este análisis resultaron:

- Propuestas de reparación con WO en los pozos: Gbk rep-1; Gbk rep-2 y Gbk rep-3
- Propuesta de perforación de pozo reemplazo Gbk per-1

En adición, como estrategia de mejora del factor de recuperación en la zona con menor producción de bruta y bajo corte de agua respecto al resto del yacimiento, se llevó a cabo un análisis de la factibilidad de un piloto de secundaria

Al no existir instalaciones cercanas de inyección, se plantea la posibilidad de realizar dos pozos auto inyectores. Los seleccionados serian Gbk iny-1 y Gbk iny-2, los cuales producirían agua de las capas más someras e inyectarían en las capas de interés de secundaria.

Abstract

The present work shows the analysis from the point of view of the reservoir, where the drainage mechanisms are identified and alternatives are proposed to optimize the current production, such as drilling replacement wells and primary repairs.

To determine the drainage mechanism, the analysis of oil and water production curves per well versus its structural location, an evaluation of the historical data of pressures and fluid properties was carried out. At the same time, an apportionment of the production per layer was made and the recovery factors were calculated. With the prorated production data for the CIII, a material balance was carried out in Mbal, which ended up demonstrating that the almost exclusive drainage mechanism is by aquifer push.

Once the aquifer push layers were identified, we proceeded to evaluate in which producing wells they were present without having been punctured. From this analysis resulted:



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



- Workover proposal with WO in Gbk rep-1; Gbk rep-2 y Gbk rep-3 wells.
- Proposal for drilling a replacement well GBK per-1

Additionally, as a strategy to improve the recovery factor in the area with lower gross production and low water cut compared to the rest of the reservoir, an analysis of the feasibility of a secondary pilot was carried out. As there are no nearby injection facilities, the possibility of making two auto-injector wells is being considered. Those selected would be Gbk iny-1 and Gbk iny-2, which would produce water from the shallowest layers and inject into the secondary layers of interest



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO018

MANEJO DEL AGUA EN EL YACIMIENTO MESETA SIRVEN, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. REDUCCIÓN DEL COSTO OPERATIVO MEDIANTE LA GESTIÓN EFICIENTE DEL AGUA EN ZONAS MARGINALES

Elaine Araujo, Fernando Zalazar, Jenny Gonzalez, Cristian Nieva, Dessiree Reyes, Marcelo Saez, Rodrigo Rodriguez, CGC Energía SAU

elainearaujo@cgc.com.ar, fernando_zalazar@cgc.com.ar, jenny_gonzalez@cgc.com.ar,
cristian_nieva@cgc.com.ar, dessiree_reyes@cgc.com.ar, marcelo_saez@cgc.com.ar,
rodrigo_rodriguez@cgc.com.ar

Palabras claves

Reservorio, instalaciones, economía, viabilidad

Resumen

La gestión del agua en zonas alejadas bajo producción primaria es un desafío que requiere soluciones creativas. La economía de estos proyectos marginales se ve comprometida cuando la producción de agua aumenta y su disposición se vuelve imprescindible para la operación. En consecuencia, el aumento del costo operativo puede hacer peligrar la viabilidad de explotación de estos activos. Este trabajo describe como las acciones orientadas a la gestión del manejo del agua en el yacimiento Meseta Sirven, alejado más de 12 km de toda red de captación, se convirtió en un éxito, permitiendo la inyección continua de agua en un pozo inyector acondicionado como sumidero, pero a la vez diseñado para generar mantenimiento de presión en los reservorios productivos del bloque. Al no contar con instalaciones específicas para tratamiento del agua, su calidad representa el principal problema para lograr inyección sostenida en el tiempo. En este proyecto se trabajó interdisciplinariamente para optimizar el rendimiento de los equipos locales –1 tanque cortador y 2 tanques pulmón– en términos de separación petróleo-agua y especialmente en alcanzar una dosificación química adecuada que asegurara la calidad del agua inyectada. El desafío más importante del proyecto fue garantizar la continuidad del tratamiento químico considerando la lejanía del yacimiento y la consiguiente escasa frecuencia de recorridas. El compromiso del equipo de operaciones y la planificación cuidadosa permitió que el proyecto haya resultado en una inyección estable que permite la disposición diaria del agua de todos los pozos del yacimiento. Este proyecto ejemplifica cómo la creatividad y la búsqueda de soluciones simples pueden ayudar a abordar desafíos importantes. El enfoque práctico que se describe en este trabajo ha permitido reducir el Lifting Cost de este activo marginal, garantizando su sostenibilidad a largo plazo con una producción incremental neta de 22 m³/día.

Abstract

Water management in remote areas under primary production is a challenge that requires creative solutions. The economy of these marginal projects faces jeopardy when the production of water increases, and its disposal becomes essential for the operation. Consequently, the increase in the operating cost could undermine the economic viability of these assets. This work describes how water management actions in Meseta Sirven Concession (more than 12 km away from any surface facilities network) became successful, enabling the continuous injection of water into a disposal well, which was also specially designed to maintain pressure in some of the productive reservoirs of the block. Due to the lack of specific facilities for water treatment, water quality is the main problem in achieving sustained injection over time. In this project, an interdisciplinary approach was used to optimize the performance of the local equipment in terms of oil-water separation – 1 gun barrel tank and 2 buffer tanks – and particularly in achieving an adequate chemical dosage to ensure the



8° CONGRESO

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



quality of the injected water. The key challenge of the project was to guarantee the continuity of the chemical treatment considering the remoteness of the field and the limited on-site supervision. However, as a result of the commitment of the operations team and careful planning, the project has resulted in stable injection, allowing the daily disposal of water from all the wells in the block. This project exemplifies how creativity and finding simple solutions can help in addressing important challenges. The practical approach described in this work has allowed for reducing the Lifting Cost of this marginal asset, guaranteeing its long-term sustainability with an incremental net production of 22 m³/d. Introducción



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO087

**METODOLOGÍA PARA CARACTERIZAR Y DESARROLLAR UN YACIMIENTO DE GAS
EXPLORATORIO UTILIZANDO UN MODELO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN
FM. D-129 EN EL YACIMIENTO CHULENGO. CERRO DRAGÓN. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE**

Antonela Canocini, Denis Andersen, Mariano Muniategui, Pan American Energy
ACanocini@pan-energy.com, DAndersen@pan-energy.com, MMuniategui@pan-energy.com

Palabras claves

Yacimiento de Gas, Modelo Integrado de Producción (MIP), Ingeniería de reservorios, Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge

Resumen

El Yacimiento Chulengo, ubicado en la Región Oeste de la Concesión Cerro Dragón perteneciente a la Cuenca de Golfo San Jorge, es un campo marginal afectado a recuperación secundaria donde se comprobaron reservorios productivos, pertenecientes a la Fm. Bajo Barreal Inferior. Sin embargo, recientemente a partir de estudios paleogeográficos, atributos geométricos sísmicos y análisis de anomalías con AVO, se propuso la perforación de un pozo exploratorio a la Fm. D-129. Este trabajo presenta el estudio, evaluación y desarrollo de la Fm. D-129; a partir de un pozo exploratorio de gas. La metodología que se presenta; describe los pasos desde la delimitación/caracterización del reservorio hasta las simulaciones de los pronósticos de producción afectadas a disímiles condiciones operacionales. Para predecir el comportamiento dinámico del bloque, inicialmente, se trabajó con yacimientos cercanos análogos; permitiendo la estimación de: petrofísica, presiones originales y relaciones cromatográficas. De esta forma, se estimó un valor de OGIP (Original Gas in Place) con una sensibilidad P10/P50/P90 a través de simulaciones de Montecarlo. El Workflow para caracterizar la Fm. D-129 con su producción de gas estimada, se dividió en tres partes: I. Estimación de volumetría inicial por medio de métodos determinísticos/probabilísticos y análisis de declinaciones de pozos gasíferos cercanos (DCA). II. Con las presiones y petrofísica del pozo exploratorio, se ajustó el OGIP y se estimó una curva de producción por medio de un balance de materia (MBAL). III. Por último, con datos de producción de gas y utilizando PETEXTM Suite, se generaron distintos escenarios de Producción/Facilidades para evaluar la factibilidad técnicoeconómica de instalar compresión, buscando optimizar la venta de gas. Los resultados de este Workflow permitieron; generar el soporte para las auditorías de reservas, validar el volumen inicial estimado, integrar los datos de perfiles con producciones individuales por capa y generar distintos escenarios posibles de producción en función de las condiciones operativas y estacionales.

Keywords

Gas Field, Production Integrated Model (MIP), Reservoir Engineer, Cerro Dragón, Golfo San Jorge Basin

Abstract

The Chulengo Field, located in the Western Region of the Cerro Dragón Concession, is a marginal field affected by secondary recovery where productive reservoirs belonging to the Fm. Bajo Barreal Inferior. However, recently, based on paleogeographic studies, seismic geometric attributes and anomaly analysis with AVO, the drilling of an exploratory well to the Fm. D-129 was proposed. This paper presents the study, evaluation and development of the Fm. D-129; from an exploratory gas well. The methodology that is presented; describes the steps from the delimitation/characterization of the reservoir to the simulations of production forecasts affected by dissimilar operational conditions. To predict the dynamic behavior of the block, initially, similar nearby deposits were



8° CONGRESO **IPAP**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



used; allowing the estimation of: petrophysics, original pressures and chromatographic relationships. In this way, an OGIP (Original Gas in Place) value was estimated with a sensitivity P10/P50/P90 through Monte Carlo simulations. The Workflow to characterize the Fm. D-129 with its estimated gas production, was divided into three parts: I. Initial volume estimation through deterministic/probabilistic methods and decline analysis of nearby gas wells (DCA). II. With the pressures and petrophysics of the exploratory well, the OGIP was adjusted and a production curve was estimated using a material balance (MBAL). III. Finally, with gas production data and using the PETEXTM Suite, different Production/Facilities scenarios were generated to assess the technical-economic feasibility of installing compression, in order to optimize gas sales. The results of this Workflow allowed; generate support for reserve audits, validate the estimated initial volume, integrate profile data with individual productions per layer, and generate different possible production scenarios based on operational and seasonal conditions.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO052

METODOLOGÍA PARA LA BÚSQUEDA DE OPORTUNIDADES EN YACIMIENTOS MADUROS OPORTUNIDADES REMANENTES EN ZONAS DE EXPLOTACIÓN

Verónica Melisa Martínez, Hernando Escamilla Velez, Laura Segovia Dopino, Oscar Ernesto Bazzi, YPF,
veronica.m.martinez@ypf.com, hernando.escamillavelez@ypf.com, lsegoviad@ypf.com, oscar.bazzi@ypf.com
Alejo Santiago Agüero Ferrer, CAPSA, ale.aguero0@gmail.com

Palabras claves

Búsqueda de Oportunidades, Oportunidades remanentes, Oportunidades yacimientos Maduros

Resumen

Consiste en el trabajo metodológico de búsqueda de nuevas locaciones de pozos en yacimientos maduros; básicamente se trata de las tareas de revisión y validación de interpretación geofísica, geología, petrofísica, ingeniería de reservorio, planeamiento y evaluación de proyecto a efectos de presentar a la gerencia de negocios las distintas oportunidades de perforación en zonas que no fueron foco de desarrollo, definiendo su posible reactivación.

El trabajo es recopilar la información obrante, la evaluación del comportamiento histórico de los pozos y la definición del riesgo teniendo presente las necesidades de la empresa en el marco de la industria; siempre desde un nuevo punto de vista que permita alcanzar el objetivo de sumar nuevas reservas o bien acotar el campo aún no desarrollado.

Se presentará a modo de ejemplo el caso de estudio realizado en el área de Stegman, en el yacimiento Manantiales Behr en la Cuenca del Golfo San Jorge, donde se realizó una propuesta de pozo que fue perforado bajo esta metodología, buscando revalorizar el campo, con la premisa de encontrar zonas con estructuras no descubiertas o no drenadas.

Abstract

This paper consists of the methodological approach searching for new locations of wells in mature deposits; Basically, these are the tasks of review and validation of geophysical interpretation, geology, petrophysics, reservoir engineering, planning and project evaluation in order to present to the Business Management the different drilling opportunities in areas that were not the focus of development, defining their possible reactivation.

In fact work is to compile the current information, the evaluation of the historical behavior of the wells and the definition of the risk taking into account the needs of the company within the framework of the industry; always from a new point of view that allows to achieve the objective of adding new reserves or limiting the field not yet developed. The case of study, in the Stegman zone, in the Manantiales Behr, San Jorge Gulf Basin where a well proposal was made with this methodology with the point of view that with low-cost wells seek to revalue the field by finding areas with undiscovered structures or undrained areas.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO078

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL DESARROLLO DE GAS EN ÁREA DE BARRANCA YANKOWSKY

Nicolás Mora, Ramón Torres, Javier Fabiano, YPF S.A.

nicolas.mora@ypf.com, ramon.l.torres@ypf.com, juan.j.fabiano@ypf.com

Palabras claves

Desarrollo de gas; CGSJ; Modelo geológico conceptual Fm. Bajo Barreal Inferior; Caracterización de reservorios; Análisis moderno de producción RTA en pozos de gas.

Resumen

Producto de la necesidad de la Compañía de evaluar los recursos de gas y contar con una cartera de propuestas que aseguren la producción de gas del yacimiento y el autoabastecimiento energético del mismo, se propone dimensionar y evaluar la rentabilidad de las manifestaciones de gas comprobadas en los reservorios del grupo Chubut en el área de concesión Barranca Yankowsky.

El Área, que posee una extensión de 420 km², se encuentra en una zona alejada y carece de instalaciones. Al inicio de este estudio, contaba con 20 pozos perforados de los cuales solo 2 comprobaron gas con productividades adecuadas para pensar en un posible desarrollo.

Este estudio tiene como objetivo la puesta en valor del Área mediante el análisis de nueva información adquirida y la evaluación de los posibles escenarios de desarrollo.

El propósito de este trabajo es presentar la metodología empleada para el estudio del Área, el cuál consistió en primera instancia en la construcción de un modelo geológico conceptual a partir de la interpretación sísmica, estudios realizados en afloramientos cercanos y la información de subsuelo de los pozos exploratorios existentes en el Área. Adicionalmente, se realizó un estudio de prospección geoquímica de superficie, con el objetivo de adquirir información en aquellos flancos del yacimiento en donde no se cuenta con perforaciones. De esta manera, se identificaron 2 Bloques de interés con un play favorable para el desarrollo de gas en la Formación Bajo Barreal. Posteriormente, con el objetivo de evaluar la productividad de los pozos se pusieron en producción por un lapso de 11 y 7 meses respectivamente. Con esta información, se realizó un cálculo volumétrico por medio de la metodología P/z para estimar el OGIP por pozo y también un análisis RTA del cuál se obtuvieron, entre otras variables, el radio de drenaje, la permeabilidad y también el OGIP por pozo. Luego, partiendo de un análisis Peter Rose en donde se determinaron OGIP de mínimo, medio y máximo y empleando el radio de drenaje y permeabilidad determinados con el análisis RTA, se construyeron modelos de balance de materiales para obtener los pronósticos de producción mínimo, medio y máximo. Por último, se evaluaron las posibles alternativas de desarrollo e instalaciones asociadas, dado que el área se encuentra en una zona alejada sin la infraestructura necesaria para el procesamiento y transporte de la producción.

Abstract

With the objective of evaluating the gas resources and having a portfolio of proposals that ensure the production of gas of the field and its energy self-sufficiency, it is proposed to size and evaluate the profitability of the proven gas manifestations in the Chubut group's reservoirs, in the Barranca Yankowsky concession area.

The Area has 420 km² and is located in a remote area that does not have facilities. At the beginning of this study, it had 20 wells drilled, and only 2 tested gas with adequate productivities to think about a possible development.

The purpose of this study is to value the Area through the analysis of new information acquired and the



8° CONGRESO AAPG

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



evaluation of possible development scenarios.

The purpose of this article is to present the methodology used for the study of the Area, which consisted in the first instance, in the construction of a conceptual geological model from the seismic interpretation, studies in nearby outcrops and reservoir information of the exploratory wells existing in the Area. Additionally, a surface geochemical prospecting study was carried out, with the objective of acquiring information on those flanks of the field where there are no perforations. From this, two Blocks of interest were identified with a favorable play for the development of gas in the Bajo Barreal Formation. Later, with the objective of evaluating the productivity of the wells, they were put into production for a period of 11 and 7 months respectively. With this information, a volumetric calculation was carried out using the P/z methodology to estimate the OGIP per well and also an RTA analysis from which the drainage radius, permeability and also the OGIP per well were obtained, among other variables. Then, from a Peter Rose analysis, the minimum, average and maximum OGIP were obtained, and using the drainage radius and permeability determined with the RTA analysis, material balance models were built to obtain the minimum, average and maximum production forecasts. Finally, possible development alternatives and associated facilities were evaluated, because the area is located in a remote area without the necessary facilities for the production processing and transportation.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO103

MODELADO 3D PROYECTO PAROLÍN EN YACIMIENTO LOS PERALES FM. BAJO BARREAL FLANCO SUR, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Walter Acosta, YPF.SA, walter.acosta@ypf.com,

Coautores: Luciano Genini, Antonio Juri, Gerardo Salvador, YPF.SA, luciano.genini@ypf.com
antonio.juri@ypf.com, gerardo.d.salvador@ypf.com

Palabras claves

RQI, net pay, modelado 3D, reservorios fluviales, poblado de facies, reparaciones, campo maduro, Workover

Abstract

Los Perales Oilfield was initially discovered by the AS.x-1 well (fig. n°2). In 1974 it had to be abandoned as it couldn't be controlled due to its gas surge. The following year, a replacement well was put in its place, which did start the development of the Los Perales Field, since it was put into production in the year 1981. After 40 years, well LP.a-xxx or Repa 1 was repaired two distances away from the discovery well. The obtained results were good and motivated the re-study of the Block. The analysis of several rock quality indicators, which we'll call RQI vs. productivity, allow us to promptly visualize opportunities for Workover candidates. Adding this RQI vs. productivity analysis to the traditional 2D methodology and the prediction provided by the 3D model, it was possible to obtain and carry out successful well workovers. The subsequent results allow and support future drilling and workover proposals. The purpose of this work is to continue identifying repairs using the work methodology described above. This will allow the future incorporation of reserves in the Oilfield.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO176

MODELADO SEMIREGIONAL PARA DETECTAR OPORTUNIDADES DE AVANZADAS EN CAMPOS MADUROS

Leticia Menegazzo, Romina Caba Celina Albiñana, Ana Perez Luis Palacio, Patricia Pagliero, Nayibe Otalora, Enrique Mortaloni YPF SA

leticia.menegazzo@ypf.com, romina.caba@ypf.com, celina.albinana@ypf.com, ana.perez.m@ypf.com, Luis.m.palacio@ypf.com, patricia.pagliero@ypf.com, notaloraa@ypf.com, enrique.m.mortaloni@ypf.com

Palabras claves

Modelado Semi-regional, Avanzadas, Modelo 3D, Desarrollo, Campos Maduros, metodología probabilística para volumetría

Resumen

La cuenca del Golfo de San Jorge tiene un alto grado de madurez y desarrollo de los reservorios de la Formación Bajo Barreal fundamentalmente y en menor proporción en la Formación Castillo. La gran cantidad de pozos perforados en los yacimientos nos brinda información para generar modelos de facies mediante los perfiles, cutting, testigos laterales y fundamentalmente coronas.

Históricamente, por la complejidad estructural, la gran extensión areal y la cantidad de pozos, se ha compartimentalizado el área y se han realizado estudios pequeños por bloques, con diferentes especialistas, metodologías e interpretaciones. Esta forma de trabajo facilitó el estudio inicial y el desarrollo de muchas áreas. Sin embargo, al tener tantos modelos se tornaba muy difícil poder evaluar el área desde una visión y análisis más regional, buscando nuevas oportunidades para proyectos de avanzadas.

El área de estudio se ubica en la cuenca del Golfo San Jorge, flanco sur, a 45 km al noreste de la localidad de Las Heras.

El estudio se inició en el año 2022, buscando confeccionar un modelo estructural semi-regional que abarcara los yacimientos Co. Grande - Cañadón La Escondida - Barranca Baya. Se trabajó de manera interdisciplinaria, primero con el modelo estructural de una superficie aproximada de 1200 km² y más de 2000 pozos.

Durante la primera etapa del modelado, se integraron y reevaluaron los datos de todos los bloques, se unificaron criterios en cuanto a los topes de las formaciones productivas y se determinaron principales lineamientos estructurales, tendencias de depositación para las unidades estratigráficas, principales vías de migración, estilos de entrapamiento para cada unidad, interpretación petrofísica y distribución de fluidos. Se relevaron los datos históricos de roca, presiones, intervenciones, estudios especiales, entre otros, y se armaron bases de datos para su análisis e incorporación al modelo.

Luego, con el modelo semi-regional se identificaron zonas con potencial que comenzaron a estudiarse una por una, armando modelos más pequeños y de detalle.

Con esta metodología, al día de la fecha se logró estudiar en profundidad una de las zonas con potencial y conceptualizar un proyecto de avanzadas y delineación que contempla en su escenario de máxima la perforación de múltiples pozos. La actividad de perforación se comenzará en el segundo semestre del año 2023, buscando adquirir información de subsuelo con el objetivo de disminuir incertidumbres, validar/ajustar el modelo y avanzar con la definición del plan de máxima.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

The study area is placed in San Jorge basin's Southern flank, 45 km northeast of Las Heras city, province of Santa Cruz. It is composed of the Cañadón Escondida, Cerro Grande and Barraca Baya fields, which produce from the Bajo Barreal and Castillo formations.

This basin has a high degree of maturity in terms of development of the reservoirs of the Bajo Barreal Formation, with a lesser degree in the Upper Castillo Formation. The large number of wells drilled in these fields provide enough information to generate facies models using cores, logs, cuttings and side well cores.

Historically, because of its size and structural complexity, the area has been compartmentalized in blocks and small studies have been carried out separately by different specialists using different methodologies. This was an easier way for the development of many small areas. However, this condition made it very difficult to establish a common criteria for the regional analysis that is needed when looking for new opportunities in the area.

The study began in 2022, with the construction of a semi-regional structural model for the entire area of 1200 km² and more than 2000 wells. After that a more detailed static modeling by site was carried out.

The modeling effort started with the revision and integration of the data. A set of well tops, main faults, depositional trends of sand bodies, migration paths, trapping styles, petrophysical interpretation and fluid distribution were consolidated. Historical data on rock, pressures, interventions, special studies, among others, were surveyed, and databases were assembled for analysis and incorporation into the model.

Then, with the semi-regional model, areas with hydrocarbon potential were identified, and localized detailed studies started for each case.

The application of this methodology allowed to build robust prospects for appraisal and development wells. Drilling activity will begin in the second half of 2023, seeking to acquire reservoir information with the aim of reducing uncertainties, validating and adjusting the models and moving forward with the definition of the field development plan.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



PRO089

MODELO NUMÉRICO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN Y FILTRADO DE LODO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS ACOPLANDO EL PLANO DE FRACTURA Y LA ZONA PERMEABLE

Diego Armando Vargas Silva, Zuly Calderón Carrillo, Gustavo Ramírez Caballero,
Universidad Industrial de Santander
diego.vargas4@correo.uis.edu.co, calderon@uis.edu.co, gusramca@uis.edu.co

Palabras claves

Yacimientos naturalmente fracturados, Pérdidas de lodo a través de fracturas, modelamiento numérico

Resumen

Las pérdidas de lodo de perforación a través de las fracturas y la filtración excesiva de lodo en las zonas permeables pueden convertirse en el problema más impactante durante la perforación de formaciones naturalmente fracturadas, lo que aumenta el tiempo no productivo. Actualmente, la necesidad energética ha orientado a la industria a seguir perforando en campos maduros los cuales ya están depletados, por tanto el problema de pérdidas y filtrado se intensifica aún más especialmente en yacimientos naturalmente fracturados. Este fenómeno normalmente se caracteriza asumiendo paredes de fractura impermeables, que no están conectadas a la matriz rocosa o modelando la filtración de lodo en zonas permeables de forma independiente, sin estar acopladas, lo que no representa adecuadamente lo observado en campo. Por tal motivo, en esta investigación se desarrolla un nuevo algoritmo, que representa el fenómeno de pérdida de circulación a través de formaciones fracturadas acopladas a zonas permeables, permitiendo cuantificar las tasas de pérdida no solo instantáneas sino también, una tasa de pérdida constante en el tiempo, generadas por la conexión de fracturas con zonas permeables u otra red de fracturas. Para lograr una mayor precisión se analizan variables como la deformación de la fractura, que puede alterar su ancho; reología del lodo, características petrofísicas de la formación para determinar la velocidad de flujo en zonas permeables y finalmente se realiza el acoplamiento entre la zona fracturada y la matriz permeable, demostrando que cuando las paredes del plano de fractura son permeables, la tasa de pérdida de fluido se mantiene en el tiempo. El algoritmo propuesto y validado mediante modelo físico de laboratorio, permite estimar el flujo de fluido y las propiedades de fractura mediante diferencias finitas, así mismo, se asume una relación lineal en función de la presión para representar el ancho de fractura y la reología del lodo mediante la ley de potencia. La implementación de este nuevo modelo estima de mejor manera el fenómeno de pérdida de lodos, permitiendo una mejor comprensión de los eventos reportados en campo.

Abstract

Drilling mud losses through fractures and excessive mud filtering into permeable zones can become the most impactful problem when drilling naturally fractured formations, increasing non-productive time. Currently, the energy need has led the industry to continue drilling in mature fields which are already depleted; therefore, the loss and filtering problem is further intensified, especially in naturally fractured reservoirs. This phenomenon is normally characterized by assuming impermeable fracture walls, which are not connected to the rock matrix, or by modeling mud filtering in permeable zones independently, without being coupled, which does not adequately represent what is observed in the field. For this reason, in this research a new algorithm is developed, which represents the phenomenon of lost circulation through fractured formations coupled to



8° CONGRESO IPAP
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



permeable zones, allowing to quantify not only instantaneous loss rates but also a constant loss rate over time. time, generated by the connection of fractures with permeable zones or other fracture network. To achieve greater precision, variables such as the deformation of the fracture, which can alter its width, are analyzed; mud rheology, petrophysical characteristics of the formation to determine the flow velocity in permeable zones and finally the coupling between the fractured zone and the permeable matrix is performed, demonstrating that when the walls of the fracture plane are permeable, the rate of loss of fluid is maintained over time. The algorithm proposed and validated by means of a physical laboratory model, allows estimating the fluid flow and the fracture properties by means of finite differences, likewise, a linear relationship is assumed as a function of pressure to represent the fracture width and the rheology of the mud. by the power law. The implementation of this new model better estimates the phenomenon of sludge loss, allowing a better understanding of the events reported in the field.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO019

OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN RESERVORIOS MADUROS MEDIANTE UN ANÁLISIS INTEGRAL

Fernando Rivas, Matías Salvarredy Aranguren, Brahim Aguil, Carlos L. Pérez, YPF
fernando.rivas@ypf.com, matias.salvarredyaranguren@ypf.com,
brahim.aguil@ypf.com, carlos.l.perez@ypf.com

Palabras claves

Yacimientos maduros, upstream, caracterización, integración de disciplinas, oportunidades.

Resumen

Los escenarios cada vez más dinámicos que afronta la industria petrolera, llevan a la búsqueda de estrategias que permitan cumplir sus objetivos económicos y productivos. Estos casos de negocios deben buscar de alguna manera, mitigar las incertidumbres asociadas a sus proyectos para identificar y jerarquizar cuáles resultan más viables económicamente. En este esquema, el plan puente de YPF, es una estrategia en la que se busca el desarrollo mediante primaria de reservorios maduros cumpliendo lineamientos específicos.

El desarrollo de un yacimiento petrolero maduro implica un reto a nivel técnico y económico donde es necesario planificar, diseñar y ejecutar de forma precisa con el fin de maximizar las oportunidades sobre todo en ambientes con alta heterogeneidad como es el caso de estudio que nos ocupa para el Anticlinal La Chitita. Entre las principales incertidumbres asociadas para este proyecto, tenemos la escasa información actualizada de datos de presión para los reservorios de interés, el impacto del corte de agua en la producción de nuevos pozos y la interacción con la secundaria en curso entre otros. Siendo todos estos factores que afectan los criterios operacionales y de diseño para la propuesta de nuevas posiciones.

La zona de estudio se encuentra ubicada 20 kilómetros al noreste de la ciudad de La Heras en la provincia de Santa Cruz, Argentina y abarca 20 Km² con un total de 81 pozos perforados hasta el momento del inicio del proyecto y que produce activamente desde la década de 1970 por primaria y adicionalmente mediante secundaria desde el año 2006 a través de arreglos de inyección irregulares.

La integración de datos de reservorios, geología, geofísica y petrofísica permitió evaluar escenarios que dimensionaron las incertidumbres existentes y a partir del refinado de los modelos estáticos y dinámicos se definieron nuevas oportunidades en un campo maduro.

Abstract

Development opportunities in mature reservoirs through a comprehensive analysis

The increasingly dynamic scenarios faced by the oil industry led to develop strategies to reach their economic and productive objectives. These business cases must somehow seek to mitigate the uncertainties associated with their projects to identify and prioritize the most economically viable ones. In this scheme, YPF's bridge plan is a strategy that seeks to develop mature reservoirs by means of primary development, complying with specific guidelines.

The development of a mature oil field involves a technical and economic challenge where it is necessary to plan, design and execute accurately in order to maximize opportunities especially in environments with high heterogeneity, as in the case of this study. Among the main uncertainties associated for this project, we have the scarce updated information of pressure data for the reservoirs of interest, the impact of water cut on the production of new wells and the interaction with the ongoing secondary. All these factors affect the operational and design criteria for the proposal of new positions.



8° CONGRESO

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



The study area is located 9 kilometers northeast of the city of La Heras in the province of Santa Cruz, Argentina. It covers 20 km² with a total of 85 wells drilled up to the time of project initiation and actively producing since the 1970s by primary and additionally by secondary since 2006 through irregular injection arrangements. The integration of reservoir, geology, geophysical and petrophysical data allowed the evaluation of scenarios that sized existing uncertainties and from the refinement of static and dynamic models new opportunities were defined in a mature field.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO101

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN SECUNDARIA MEDIANTE MEJORAS EN EL BALANCE DEL AGUA EN EL FLANCO SUR DE LA CGSJ

Sofía Kuntz, Lorena Ketz,, YPF, sofia.kuntz@ypf.com, lorena.ketz@ypf.com

Palabras claves

Recuperación Secundaria, volúmenes porales inyectados, eficiencia vertical, balance de agua, conformance de inyección.

Resumen

Uno de los yacimientos pertenecientes al flanco sur de la CGSJ cuenta con una historial de inyección de décadas. La mayor parte de la producción de secundaria corresponde a la FM Cañadón Seco (pertenecientes al Gr. Chubut) con sus respectivos miembros CS1 y CO.

El desarrollo de estos reservorios, en base a estudios realizados interpretan el ambiente depositacional como depósitos de canal y abanicos fluviales, en algunos casos, apilados verticalmente y amalgamados lateralmente. En el bloque de interés de este trabajo se cuenta con pozos que en su mayoría producen de la formación CS. El objetivo del proyecto es mejorar el balance de agua, optimizando el agua inyectada y producida, con el fin de ver disminución del caudal de líquido producido sin modificar las reservas asociadas por secundaria. Esto surge de la necesidad de optimizar los fluidos en el yacimiento, debido a un actual desbalance.

Para lograrlo, la metodología usada consta de las siguientes etapas:

- Análisis de historia de producción e inyección, desde lo macro a nivel yacimiento a lo micro nivel pozo es pozo-capa. Esto busca cuantificar el balance actual de fluidos en el reservorio, e identificar zonas más críticas en donde comenzar a trabajar.
- Actualización de volúmenes porales en las mallas en función de la situación actual (pérdida o inclusión de productores no contemplados en el estudio original).
- Cálculo de volúmenes porales inyectados en cada elemento a fin de determinar zonas con alto porcentaje de barrido. A su vez se cotejó esta información con la historia de producción, con el fin de buscar que ambas cuestiones sean consistentes, que no nos pase que del modelo tenemos como resultado que tenemos más de 3 volúmenes porales, pero en producción tenemos un rap menor a 30, o cortes de agua bajo. Esto sería una alerta que nos estarían dando la pauta de que hay algo en el modelo que no coincide con la respuesta real.
- Detección de zonas sin oportunidades o aisladas por cuestiones geológicas para identificar posibles sumideros.
- Determinación de las acciones a realizar, junto con Geología, Ingeniería de Producción y Operaciones.
- Ejecución de las acciones propuestas: cierre de inyectores, cegado de capas, aumento/disminución de inyección en capas.
- Evaluación y presentación de resultados obtenidos.

En función de los resultados parciales obtenidos, quedó en evidencia la importancia del proceso de monitoreo de Proyectos de Recuperación Secundaria a lo largo de toda su historia de producción/inyección en el camino de búsqueda de la mayor eficiencia en recuperación.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

One of the deposits belonging to the southern flank of the CGSJ has a history of injection for decades. Most of the secondary production corresponds to FM Cañadón Seco (belonging to Gr. Chubut) with its respective members CS1 and CO.

The development of these reservoirs, based on studies carried out interpret the depositional environment as channel deposits and fluvial fans, in some cases, vertically stacked and laterally amalgamated.

In the block of interest of this work there are wells that mostly produce from the CS formation.

The objective of the project is to improve the water balance, optimizing the water injected and produced, in order to see a decrease in the flow of liquid produced without modifying the associated secondary reserves. This arises from the need to optimize the fluids in the reservoir, due to a current imbalance.

To achieve this, the methodology used consists of the following stages:

- Analysis of production and injection history, from the macro level of the reservoir to the micro level well is well-layer. This seeks to quantify the current balance of fluids in the reservoir, and identify more critical areas where to start working.
- Updating of pore volumes in the meshes based on the current situation (loss or inclusion of producers not included in the original study).
- Calculation of pore volumes injected in each injector/layer in order to determine areas with over injection. This information was compared with the production history in order to determine if there were any inconsistencies between the result of the model/reality.
- Detection of areas without opportunities or isolated for geological reasons in order to identify possible sinks.
- Determination of the actions to be carried out, in conjunction with the Geology, Production Engineering and Operations areas.
- Execution of the proposed actions: closing of injectors, blinding of layers, increase/decrease of injection in layers.
- Evaluation and presentation of results obtained.

Based on the partial results obtained, the importance of the monitoring process of Secondary Recovery Projects throughout their entire history of production/injection in the search for greater recovery efficiency was evident.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO011

PRODUCTION AND INJECTION ALLOCATION IN MULTI-LAYERED FIELDS APPLICATION OF A WORKFLOW USING A COMBINATION OF RESERVOIR PHYSICS AND MACHINE LEARNING

Guadalupe Castaño, Pallav Sarma, Carlos Calad, Javad Rafiee, Eloisa Marin, Santiago Cuervo, Tachyus
guadalupe.castano@tachyus.com, pallav.sarma@tachyus.com, carlos.calad@tachyus.com,
javad.rafiee@tachyus.com, eloisa.marin@tachyus.com, santiago.cuervo@tachyus.com

Palabras claves

Producción no-selectiva, alocación de producción, reservorio multicapa, machine learning, Data Physics, comingle production, zonal allocation, multi-layered reservoir

Resumen

La alocación de volúmenes en campos multicapa con producción y/o inyección no selectiva (comingle) representa un desafío a los ingenieros de reservorios ya que al no disponer de mediciones de producción -registros PLT- que permitan monitorear el aporte de cada capa (y sus variaciones en el tiempo), se ven obligados a usar métodos estimados (K^*H) basándose en coeficientes estáticos calculados a partir de operaciones de trazadores. La realidad es muy distinta y la contribución de cada capa cambia de manera dinámica respondiendo a variaciones en cambios de regímenes de inyección o cambios en productores. La producción primaria representa un desafío similar.

Fundamental en la simulación de reservorios, conocer el aporte de cada capa es también un dato fundamental en el gerenciamiento del reservorio, la estimación y reporte de reservas de cada capa productora. Desafortunadamente los métodos utilizados son lentos -una alocación puede llevar meses y en campos complejos, años, lo que hace que se extrapolen resultados de periodos anteriores o se usen resultados "estáticos" generando errores en la estimación.

Este trabajo presenta una metodología basada en Data Physics (combinación de datos y física) que incorpora las leyes físicas (balance de materiales, Ley de Darcy) y las resuelve utilizando metodologías de ciencias de datos (machine learning) para entregar la alocación de producción e inyección de manera continua y dinámica en muy poco tiempo.

Se presentarán resultados de la utilización de la metodología en la Cuenca Neuquina así como campos fuera de Argentina en los cuales se lograron estimaciones de calidad superior a las existentes y en tiempos significativamente menores (semanas en lugar de meses o años).

Abstract

Volumes allocation in multilayered fields with non-selective (comingled) production and/or injection presents several challenges to reservoir engineers as there usually are no production or injection logs that allow for monitoring the dynamic variations of production and injection over time and they are forced to use static approximations -usually K^*h (permeability multiplied by the length of the completion)- derived from single point measurements or tracer jobs. Primary production presents a similar challenge in spite of the possibility of running production logging tools as the wells don't have the artificial lift jewelry installed.

Besides reservoir simulation, knowing the contribution of each layer is a fundamental piece of data to proactively managing the reservoir as well as estimating and reporting existing reserves. Unfortunately, traditional methods for layer contribution allocation are rather slow and may take months (and even years in very complex fields), bearing significant uncertainty and an unknown degree of error.



8° CONGRESO

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



This paper presents a novel methodology based on Data Physics which incorporates the applying physics laws (mass balance, Darcy's Law, etc.) and solves them applying machine learning and other data sciences process to deliver a dynamic continuous allocation of production in a fraction of the time used by the traditional methods. Results from the application of the workflow in the Neuquén basin as well as other fields outside Argentina will be presented showing allocation quality improvements and a significant reduction of the time spent to obtain the results.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio 



PRO085

REACTIVACIÓN DE CAMPOS MADUROS: EL CASO DEL YACIMIENTO CAÑADÓN SALTO, FM. SPRINGHILL, CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA

Enrique Oviedo, Alejandro D'Agostino, Alejandro Guenuman, CGC

enrique_oviedo@cgc.com.ar, Alejandro_dagostino@cgc.com.ar, Alejandro_guenuman@cgc.com.ar

Palabras claves

Campo Maduros, Segregación de Fluidos, Múltiples Contactos

Resumen

El desmantelamiento y el abandono son parte importante, aunque no la única, del panorama que enfrenta la reactivación de campos maduros, como Cañadón Salto. En el año 2015, CGC, toma la operación de este yacimiento, inactivo los tres últimos años. Durante las tareas de reactivación que inicialmente consistieron en la puesta en producción de pozos parados, se observó una distribución de fluidos distinta a los modelos históricos del campo. Esto puso el foco de los estudios en este comportamiento anómalo.

La formación Springhill, de origen marino, es el objetivo de estos sondeos. Presenta en este campo hasta 45m de espesor neto, siendo 9m el promedio. Su porosidad ronda el 21% y su permeabilidad puede llegar a 600 mD siendo 13 mD su promedio. Los reservorios principales son 2, el reservorio C3, petrolero y el reservorio C1, productor de gas y petróleo, hacia su base y tope respectivamente. Los pozos en el bloque de explotación se completaban como petroleros, dejando el gas en reserva. Con el tiempo el acuífero (cota: -1200mbbp), de tipo activo, inundó C3 y parte de C1. Si bien en los 80's se trabajaba un modelo simple de segregación de fluidos, de los resultados de los ensayos emergió un esquema de mayor complejidad, con múltiples contactos agua-petróleo y petróleo-gas. La posición actual de tales contactos se debe al ascenso del acuífero por caída de presión, sumado al avance de un frente de agua proveniente del proyecto de recuperación secundaria.

Se plantea entonces una primera campaña de intervenciones en el año 2018 con resultados favorables que llevaron la producción de petróleo de 1 a 11 m3/d y apalancaron una segunda campaña de intervenciones en 2021, en la cual se logró un incremento de producción de 20 m3/d respecto de la primera campaña. Recientemente, en el 2023 se ejecutó una tercera campaña de intervenciones también con resultados positivos. Luego de la reactivación y de las tres campañas de intervenciones, el campo se encuentra produciendo 24,8 m3/d de petróleo, 7 Mm3/d de gas que se utilizan para generación eléctrica y se inyectan 134,1 m3/d de agua en pozos inyectores existentes del proyecto de secundaria ejecutado previamente. Desde que CGC tomó el bloque hasta la publicación de este trabajo se han acumulado unos 21.7 Mm3 de petróleo y 22.5 MMm3 de gas.

En este trabajo se presenta la evolución del entendimiento del yacimiento Cañadón Salto desde el punto de vista estático y dinámico, las actividades realizadas y sus resultados y como el trabajo conjunto entre ingeniería, geología y equipo de producción puede resultar en la reactivación de un campo maduro de manera exitosa.

Abstract

Reactivation of mature fields usually faces with a general state of dismantling and abandonment, such is the case of Cañadón Salto. However, there are other problems demanding attention. In 2015, after three years inactive, CGC took over the operations of the field. A distinct fluid distribution from historical models took shape during the reactivation tasks that initially consisted of putting idle wells back on production. This anomalous behavior is the subject of the paper.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Springhill formation, marine in origin, and main target of the field, shows 45 m of net thickness, being 9 m the average. Its porosity is around 21% and its permeability reaches up to 600 mD, being 13 mD its average. It is divided in three productive reservoirs, from top to base, C1, C2 and C3, being the most important ones C1, oil and gas bearing, and C3, oil bearing. Wells were completed as oil producers leaving the gas accumulation in reserve. Over time the aquifer (elevation: -1200mbsl), of an active nature, flooded C3 and part of C1 reservoirs. Although a simple fluid segregation model was considered in the 1980's for each Springhill reservoirs, new collected data suggested a more complex scheme, with multiple oil-water and gas-oil contacts. Detailed review from historical data reveals that the aquifer rise together with waterfront advance from a former waterflooding project appear to be responsible for the current positions of such contacts.

First work over campaign was proposed in 2018, with favorable results increasing oil production from 1 to 11 m³/d. A second campaign in 2021, achieved a 20 m³/d production. Recently, in 2023, a third work over campaign was carried out, also with positive results. Nowadays the field produces 24.8 m³/d of oil, 7000 m³/d of gas (used for electricity generation) and injects 134.1 m³/d into some of the existing injector wells from the former water flooding project. Since CGC took over the block until the publication of this work, some 21.7 Mm³ of oil and 22.5 MMm³ of gas were accumulated.

This paper exposes the evolution of the understanding of Cañadón Salto from the static and dynamic point of view, the performed activities, their results and how a multidisciplinary approach that includes engineering, geology, and the production team, resulted in a successful mature field reactivation.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO181

RECONSTRUCCIÓN MULTIDIMENSIONAL DE FOURIER OPTIMIZACIÓN DE DATOS SÍSMICOS

Hugo Cerquone, Jimmy Regalado, Pedro Rodas, PENTATEX GROUP

hugo.cerquone@pentatexgroup.com, jimmy.regalado@pentatexgroup.com, rodasp@pentatexgroup.com

Palabras claves

Reconstrucción Multidimensional de Fourier, Optimización Datos Sísmicos

Resumen

Existe mucha información sísmica 2D antigua que se utilizó como inicio en los programas de exploración y producción de hidrocarburos. Esta información debe ser complementada al realizar interpretaciones entre las líneas sísmicas y poder generar un modelo estructural, con bastante incertidumbre debido a la falta de información entre las líneas sísmicas y su alcance. La complejidad de realizar estudios sísmicos 3D a mayor detalle ya sea por razones ambientales, logísticas y económicas se ha incrementado.

Debido a estas limitaciones, se desarrolló una metodología que a partir de información sísmica 2D disponible, revisada, ajustando los cruces y balanceada en sus amplitudes, se procesa para obtener un cubo sísmico 3D. Esta metodología recibe el nombre de Reconstrucción Multidimensional de Fourier. Para ello se utiliza un algoritmo en el dominio de Fourier que requiere conocer el contenido de frecuencia de los datos, el radio de Fresnel que se calcula conociendo la velocidad promedio del subsuelo y su frecuencia dominante. Con el radio de Fresnel se construye una malla y según la muestra de cada traza sísmica, el radio de Fresnel busca energía en el mismo tiempo de la muestra y lo va haciendo desde el tiempo cero al tiempo definido por el dato de entrada.

El resultado final es un cubo sísmico 3D que puede ser utilizado para tener una imagen del subsuelo sin vacíos de información y a través de éste, reevaluar el área, con objetivos de exploración o producción. A este cubo sísmico 3D se le calculan atributos sísmicos y es comparado con información gravimétrica, magnética y electromagnética que se disponga en el área, y a través de algoritmos de inversión se pueden generar cubos de densidad, susceptibilidad magnética y de resistividad que sirven para caracterizar el área de estudios con más detalle, al realizar gráficos cruzados y determinar posibles relaciones de propiedades petrofísicas para llevar a cabo una interpretación cooperativa.

Abstract

Currently there is a lot of old 2D seismic information that was used as a start in hydrocarbon exploration and production programs. This information must be complemented when making interpretations between the seismic lines and being able to generate a structural model, with considerable uncertainty due to the lack of information between the seismic lines and their scope. The complexity of carrying out 3D seismic studies in greater detail, whether for environmental, logistical, and economic reasons, has increased.

Due to these limitations, a methodology was developed that from available 2D seismic information, reviewed, adjusting the crossings, and balanced in their amplitudes, is processed to obtain a 3D seismic cube. The name of this methodology is Fourier Multidimensional Reconstruction. For this, an algorithm is used in the Fourier domain that requires knowing the frequency content of the data, the Fresnel radius that is calculated knowing



8° CONGRESO AAPG
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



the average speed of the subsoil and its dominant frequency. With the Fresnel radius a mesh is built and according to the sample of each seismic trace, the Fresnel radius searches for energy at the same time as the sample and does so from time zero to the time defined by the input data.

The result is a 3D seismic cube that can be used to have an image of the subsoil without information gaps and through it, re-evaluate the area, with exploration or production objectives. Seismic attributes are calculated for this 3D seismic cube and compared with gravimetric, magnetic and electromagnetic information that is available in the area, and through inversion algorithms cubes of density, magnetic susceptibility and resistivity can be generated that serve to characterize the study area in more detail, by making cross plots and determining possible relationships of petrophysical properties to carry out a cooperative interpretation.



Volver al inicio



PRO084

REINTERPRETACIÓN DE UN MODELO ESTÁTICO E INCORPORACIÓN DE RESERVAS A PARTIR DE REPARACIONES CON FRACTURAS HIDRÁULICAS

Virginia Zabala, Oscar Francisco Carrizo, YPF S.A.
virginia.zabala@ypf.com, oscar.f.carrizo@ypf.com

Palabras claves

Modelo estático, desarrollo, pozos inactivos, estimulación.

Resumen

El bloque de estudio Trébol Noreste (TNE) es parte del Área de concesión El Trébol-Escalante que se encuentra ubicada en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Entre los años 1937-2022 se perforaron 84 pozos que alcanzan la Formación Comodoro Rivadavia (CIII) y Formación Mina del Carmen (CIV), en la actualidad solo se encuentran 21 pozos activos en extracción efectiva de petróleo.

El registro histórico indica que, si bien en su momento se punzaron y produjeron arenas en ambos complejos, varios de sus ensayos resultaron Sin Entrada o de Bajo Caudal. A partir de la reinterpretación del Modelo Estático y una evaluación de la formación, se identificaron nuevas oportunidades de explotación en reservorios con dichos resultados.

El desarrollo se llevó adelante mediante fracturas hidráulicas en 6 pozos que se encontraban inactivos, esto implicó un incremento de producción del 56 % en la zona y una incorporación de reservas significativa.

Abstract

Trébol Noreste (TNE) study block is part of El Trébol-Escalante concession area, which is located on the northern flank of the Golfo San Jorge basin.

Between the years 1977-2022, 84 wells were drilled that reached the Formations Comodoro Rivadavia (CIII) and Mina del Carmen (CIV), currently there are only 22 active wells in effective oil extraction.

The historical record indicates that, although sands were perforated and produced from both formations at the time, several of their swabbing tests resulted in no entry or low in flow. Based on the reinterpretation of the Static Model and an evaluation of the reservoir, new exploitation opportunities were identified in reservoirs with these results.

The development was carried out through hydraulic fractures in 6 wells that were found to be inactive, this implied a 56% increase of production in the area and the incorporation of significant reserves.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO012

**RESERVORIOS CON ALTA PRODUCTIVIDAD EN LA SECCIÓN MEDIA SUPERIOR DE LA FM.
BAJO BARREAL – YACIMIENTO PIEDRA CLAVADA, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE
QUÉ SABEMOS Y HACIA DONDE VAMOS**

Rodrigo Rodríguez, Jenny Gonzalez, Nicolas Sandoval, María Victoria Varini, CGC Energía SAU
rodrigo_rodriguez@cgcc.com.ar, jenny_gonzalez@cgcc.com.ar, nicolas_sandoval@cgcc.com.ar,
maria_varini@cgcc.com.ar

Palabras claves

Reservorios, Alta permeabilidad, Alta Productividad, Anomalías Sísmicas, Diagénesis.

Resumen

La producción de hidrocarburos en la Cuenca del Golfo San Jorge proviene mayoritariamente de las secuencias cretácicas sedimentarias del Grupo Chubut. Los intervalos productivos por excelencia son los reservorios fluviales de la Fm. Bajo Barreal y sus equivalentes laterales. Sobre el Flanco sur de la cuenca, el yacimiento Piedra Clavada refleja esta situación. El espesor de los reservorios varía desde centímetros a más de 20 m, con promedio de 2.5 m espesor. Se trata de arenitas líticas-feldespáticas con participación variable de material piroclástico. Los rangos de porosidad efectiva y permeabilidad varían de 10% a 29% y 2 mD a 940 mD con promedios de 21% y 140 mD respectivamente. Las complejas mezclas de hidrocarburos controlan de manera aparentemente “aleatoria” la distribución de la viscosidad y la gravedad API en la columna.

Hacia la sección media superior de esta formación, un intervalo de 60 m de espesor aloja una serie de reservorios de espesor similar a los anteriores, pero con marcadas diferencias de calidad de roca y contenido de hidrocarburos. Se trata de areniscas maduras textural y mineralógicamente, con porosidades de hasta 29%, permeabilidades incluso superiores de 2000 mD e hidrocarburos maduros de 39°API. Estos, constituyen los intervalos más productivos y con mayores acumuladas del yacimiento. El perfil de producción de los pozos no solo registra altos caudales iniciales (entre 30 m³/d y 180 m³/d), sino también su estabilidad en el tiempo. Esto lleva a suponer un desarrollo areal extendido que permite el mantenimiento de presión en cada reservorio. Con nuevos pozos, es de esperar interferencias y las simulaciones dinámicas permitirán visualizar el mejor escenario de desarrollo. Los espesores se encuentran por debajo de la resolución sísmica. No obstante, las anomalías sísmicas identificadas en el intervalo predecirían la presencia de reservorios con una tasa de acierto del 88%. El requerimiento de atravesar estos reservorios con los pozos constituye el principal disparador para el entendimiento de los principales controles del sistema depositacional.

El contraste de la calidad de roca y los hidrocarburos de estos intervalos respecto del resto de los reservorios requiere el entendimiento del sistema sedimentario, el timing entre la evolución diagenética, las principales vías de migración y los eventos de expulsión de hidrocarburos desde la roca madre.

Actualmente, el desarrollo del campo es viable, sin embargo, avanzar en el conocimiento de las variables involucradas, permitirá reducir los riesgos y optimizar y acelerar su desarrollo.

Abstract

The hydrocarbon production of Golfo San Jorge Basin mainly come from the Cretaceous sedimentary sequences of Chubut Group. The most important productive intervals are those coarse grain fluvial deposits of Bajo Barreal Fm. and their lateral equivalents. Over the Southern Flank of the basin, the Piedra Clavada oil field reflects



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



this situation. Besides the average reservoir thickness is 2.5 m thick, it varies from a few centimeters to more than 20 m. They are commonly represented by lithic feldarenites with variable amount of pyroclastic material participation. The porosity and permeability range from 10% to 29% and 2 mD to 1940 mD with average of 21% and 140 mD respectably and the very complex hydrocarbon mixtures control the viscosity and API° apparently randomly, through the stratigraphic column.

Around to upper middle section of Bajo Barreal Fm., a 60m thick interval, contains similar reservoirs in thickness but highly contrasting in rock quality and hydrocarbon type content.

They are highly textural and mineral mature, effective porosity reach 29% and permeability values even higher than 2000 mD. In terms of fluid, produced hydrocarbon is strongly different than the rest of the column reaching 39°API. These reservoirs are the most productive intervals in the field. The production profile of the wells proved the best initial production (from 30 m³/d to 180 m³/d), but also high production rates maintenance in time. That is in line with a widespread high-volume reservoir which can naturally maintain the reservoir pressure during long period of time. Additional drilling suppose well interference so, numerical simulations will provide those better scenarios to continue the field development. Reservoir thickness is under the seismic resolution, however, the accurate of the irregular seismic anomalies identified in this interval, is 88%. The need to include some of these reservoirs in any new well trajectory is the trigger to understand the main controls which acted during sand deposition. The high rock quality and the highly mature hydrocarbon trapped in these reservoirs contrast with all other productive intervals in Piedra Clavada field then, the better understanding of the depositional system is required as well as the timing between diagenesis, migration pathways and hydrocarbon expulsion from the source rock.

The current available information makes viable the field development but improving the knowledge of the mentioned variables will reduce risks, optimize, and accelerate the field development.



Volver al inicio 



PRO180

UNCONVENTIONAL EOR LAB TESTS, DESIGN AND MODELING OF A BLACK OIL CYCLIC GAS INJECTION PROCESS IN VACA MUERTA

S. Grasso, F. Tuero, VYP Consultores SA, sgrasso@vyp.com.ar, ftuero@vyp.com.ar

Marcelo Crotti, INLAB SA., mcrotti@inlab.com.ar

Sebastián Olmos, Matías Hoffmann, Lucas Pons, Tecpetrol SA

sebastian.olmos@tecpetrol.com, matias.hoffmann@tecpetrol.com, lucas.pons@tecpetrol.com

G. Grinestaff, C. Barden, Shale IOR LLC, g.grinestaff@shaleior.com, c.barden@shaleior.com

Palabras claves

EOE, Unconventional, Compositional Simulation, Shale Oil, Vaca Muerta

Abstract

In unconventional, and more specifically, in shale plays, oil recovery relies almost exclusively on “primary” recovery with practically no account for enhanced recovery (known as EOR, Enhanced Oil Recovery). However, in the last 5 to 8 years, some operators of unconventional assets have reported substantial increase in production with incremental recoveries multiples that covers a wide range, from 1.2X to 2X, using cyclic (huff n puff) miscible gas and/or solvents injection. As tight oil unconventional wells tend to have a rapid primary maturation (steep decline curves) the early design and piloting of any selected EOR technique becomes of paramount importance for capturing the full cycle asset’s value. Our work explores the feasibility of applying these techniques in the Vaca Muerta shale play to assess the optimal operational parameters for its specific rock and fluids characteristics. There are no public records of this technique being applied in Vaca Muerta yet, so our work focuses on both, lab tests and numerical simulation models that have been developed to quantify the impact of the most important drivers, determine the ranges of optimal operational parameters and estimate a range of incremental oil. The numerical model is quite simple in its grid configuration (1/4 stage symmetry element) but complex on the formulation as to handle all the most impactful phenomena such as (i) compositional changes to both, the produced fluid and the injectant, (ii) dual porosity-dual permeability grids to account for the differential effects in both matrix and fractures, (iii) hydraulic fracture and secondary fracture systems permeability changes with distance from the fracs, (iv) geomechanical effects and mechanical hysteresis (HnP will inflate and deflate and this effect most likely will not be fully reversible), (v) Matrix-Frac interaction (sigma) to model the intensity of the transport and diffusion phenomena and its evolution throughout the process. Results show that depending on the well size and primary depletion degree, for a typical black oil in the VM main target zone, there is a “fillup” period of approx. 2-3 months until a reasonable working pressure of approx. 400 Kg/cm² (5,000 psi) marks the start of the puff. The optimization of operational parameters to maximize economic value (being the injection costs the main one) shows a tendency to have shorter huff periods, no soaking needed and producing (Puff) BHP’s above bubble pressure. Under these operational parameters ranges, the process shows a very interesting incremental production (from 50 to 70% incremental), which is also in line with the ones informed in technical literature by US Operators and researchers.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO073

USE OF PULSED NEUTRON AND PRODUCTION LOGGING LEADS TO A PRODUCTION INCREASE: CASE STUDY FROM BRAZIL

Osmary Mendez, Carlos Vazquez, Laura Martel, Caio Santana, Halliburton, osmary.mendez@halliburton.com, carloseduardo.vazquez@halliburton.com, laura.martel@halliburton.com, caio.santanna@halliburton.com

Damaso Garcia, Lidiane de Souza Garcia, Imetame Energia
dgarcia@imetameenergia.com.br, lgarcia@imetameenergia.com.br

Palabras claves

Mature field, developed field, pulsed neutron logs, production logs.

Resumen

El crecimiento de la economía mundial exige el uso continuo y creciente de fuentes de energía primaria. Los hidrocarburos son una de esas fuentes. En consecuencia, es necesario incrementar las reservas, ya sea descubriendo nuevos yacimientos y/o mejorando sustancialmente el factor de recobro de los campos existentes (Campos Maduros). Este caso de estudio muestra cómo se integraron la tecnología de neutrones pulsados (PNL) y de registros de producción (PL) para aumentar el factor de recobro en la formación Urucutuca, campo Lagoa Parda en Brasil. El análisis de saturación a partir de PNL identificó zonas potenciales e intervalos bypassados, una vez discretizada la saturación de hidrocarburo, se procedió a reevaluar el plan de disparos para incrementar la producción de hidrocarburos, para luego ejecutar un registro PLT para identificar la contribución de cada zona y así poder programar futuras intervenciones para el control del agua.

Abstract

The growth of the world economy demands increasing use of primary energy sources. Hydrocarbon is one of those sources. Consequently, it is necessary to increase reserves, either by discovering new reservoirs and/or substantially improving the recovery factor of existing fields (Mature fields).

This case study shows how pulsed neutron (PNL), and production logging (PLT) technology were integrated to increase the recovery factor in the Urucutuca formation, Lagoa Parda field in Brazil. The PNL provides current water saturation analysis which identifies remaining hydrocarbon saturation over existing zones and bypassed intervals. Once the hydrocarbon saturation was analyzed, the perforating plan was re-evaluated to increase the hydrocarbon production, and then a PLT log was executed to identify the contribution of each zone and thus be able to plan future water control interventions.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



3 - TERMINACIÓN, REPARACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE POZOS

PRO021

APRISIONAMIENTO Y SOBRETENSIONES DE WIRELINE POR PRESENCIA DE ARENA DE FRACTURA - TERMINACIONES RÍO NEUQUÉN

Sebastian Sassack, Agustín Fantín, Enrique Marquina, Belén Gil, Jonatan Medina, YPF S.A.
sebastian.r.sassack@ypf.com, agustin.fantin@ypf.com, enrique.marquina@ypf.com,
belen.gil@ypf.com, jonatan.medina@ypf.com

Palabras claves

Aprisionamiento, Wire Line, Arena de Fractura

Resumen

En el yacimiento Río Neuquén, ubicado en el centro-este de la cuenca Neuquina; se realizan terminaciones de pozos tipo "S" gasíferos de aproximadamente 4000 m de profundidad (MD); con un promedio de 15 etapas de fractura por pozo. Todas se realizan por casing con la metodología de plug & perf. orientados a producir las formaciones Tight, Lajas y Punta Rosada.

Los reservorios tight se caracterizan por tener permeabilidades extremadamente bajas; además Punta Rosada posee baja presión poral. Las fracturas no solo estimulan, sino también generan un daño por bloqueo de agua en las gargantas porales, requiriendo de alta presión de reservorio para competir con la presión capilar. Por este motivo es fundamental minimizar el tiempo de residencia del fluido de fractura.

Cualquier contratiempo que extienda la intervención, impacta en la producción poniendo en riesgo la rentabilidad del pozo. Entre los imprevistos que se pueden encontrar, el principal ocurre durante las operaciones de wire line; particularmente sobretensiones o aprisionamientos multicausales que dependiendo de su gravedad pueden derivar en pescas.

Este trabajo está enfocado en buscar una solución a los aprisionamientos y sobre tensiones del wire line durante las maniobras de plug & perf. reduciendo los tiempos de contacto entre el fluido de fractura y el reservorio como principal objetivo. Si bien estos eventos no son muy frecuentes, su ocurrencia genera un impacto significativo en cuanto a costo y producción de los pozos donde ocurren los mismos, haciéndolos factibles para el estudio particular.

Abstract

In Río Neuquén field, located in the Central-East of the Neuquén Basin, gas well completions are carried out at approximately 4000 meters depth (MD), with an average of 15 fracture stages per well. All of them are Casing completions with the Plug & Perf methodology, targeted at producing the Lajas and Punta Rosada tight formations.

Tight reservoirs are characterized by extremely low permeabilities; in particular, Punta Rosada which has low poral pressure. Fractures generate water blockage damage in the pore throats, which require high reservoir pressure to compete with capillary pressure. For this reason, the residence time of the fracturing fluid must be minimized.

Any eventuality that extends the intervention time impacts production, putting the profitability of the well at



8° CONGRESO **IPAP**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



risk. Some of the unforeseen events that can be encountered are difficulties during Wire Line operations, tool stuck, depending on their severity, can result in fishing.

This work aims on finding a solution to avoid over-pulling and getting tool stuck during wireline's Plug & Perf maneuvers, reducing the contact time between the fracturing fluid and the reservoir. Although these events are not very frequent, their occurrence has a significant impact on the cost and production of wells where they occur, making them feasible for particular study.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO050

BUENAS PRÁCTICAS PARA INSTALACIÓN DE SARTAS DE VELOCIDAD

Carlos Orlandi, María Eugenia Salamanca, YPF S.A.
carlos.orlandi@ypf.com, maria.e.salamanca@ypf.com

Palabras claves

Mejores prácticas, Sarta de velocidad, Diseño de completación.

Resumen

El yacimiento LLL está en explotación desde 1977 y las formaciones de interés de abajo hacia arriba son Lotena (Gas Seco), Sierras Blancas (Gas y Condensado) y Quintuco (Petróleo con Gas asociado). La producción en 2015 era de 20 Mm³/d de Gas, 5 km³/d de NGL y 1800 m³/d de líquido de los cuales 1200 m³/d son de condensado. Actualmente la misma ha decaído a 8 Mm³/d de Gas, 1.7 km³/d de NGL y 1329 m³/d de líquido de los cuales 790 m³/d son de condensado.

El yacimiento Estación Fernández Oro (EFO) es un yacimiento de gas y condensado retrogrado adquirido por YPF en 2014. Su producción proviene en su mayoría de la formación Lajas y se compone de gas Tight y condensado retrogrado. La producción de los mismos ha sufrido un declino con el paso del tiempo debido a la acumulación de líquido en fondo.

Actualmente un gran porcentaje de los pozos de la zona LLL y EFO se encuentran con acumulación de líquido en fondo produciendo una merma en la producción de gas. Motivo por el cual se propuso realizar una bajada de sarta de velocidad con CT (Coiled Tubing) para mejorar la descarga de líquido y extender la vida productiva de los pozos afectados.

Teniendo en cuenta los parámetros de producción fueron seleccionados un pozo tipo de cada zona como candidatos de prueba para utilizar esta tecnología.

De ser positiva la respuesta de dichos pozos al nuevo sistema instalado, sería la clave para solucionar el ahogo temprano de los pozos de una forma rápida, segura y económicamente viable.

En este trabajo se muestran las mejores prácticas para los distintos tipos de metodologías para el colgado de sarta de velocidad.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO017

DESARROLLO Y APLICACIÓN DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL SELECTIVA EN POZOS INYECTORES DE AGUA EN EL YACIMIENTO LOS PERALES, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, SANTA CRUZ

Astrid Cheng, Carmen Quijada, YPF, astrid.c.cheng@ypf.com, carmen.r.quijada@ypf.com,
Irma Avallar, Jeliver Pirela, Geopatagonia, iavallar@geopatagonia.com.ar, jpirela@geopatagonia.com.ar

Palabras claves

Estimulación Matricial, Pozos Inyectores, Recuperación Secundaria

Resumen

Un factor ampliamente encontrado en el ámbito de la recuperación secundaria mediante inyección de agua en campos maduros es la pérdida de la inyectividad debido al daño del reservorio, causado por los sólidos suspendidos en el agua de inyección que originan el taponamiento e invasión de partículas en las paredes del pozo, ocasionando por consiguiente la reducción de la porosidad y permeabilidad, afectando las condiciones óptimas de inyección de un pozo.

La técnica de estimulación matricial mediante camión bombeador, es una vía económica de reestablecer, mantener o aumentar la admisión de un pozo inyector; tiene como finalidad mejorar la permeabilidad de la capa cercana al pozo y se logra bajo la inyección de un tratamiento químico que incluye Solventes y Ácidos, a presiones inferiores a la presión de fractura.

Antes de realizar un tratamiento matricial es importante conocer el tipo de daño, la ubicación, el origen, la mineralogía del yacimiento y la compatibilidad del fluido de tratamiento con la formación. Un tratamiento de estimulación matricial de arenisca está compuesto, en general, por un prelavado de ácido clorhídrico (HCl), un fluido de tratamiento principal (mezclas de HCl-HF) y fluido de desplazamiento (solución de ácido pobre o salmuera). El fluido de tratamiento se mantiene bajo presión dentro del yacimiento durante un período de tiempo programado.

El presente trabajo de investigación titulado: “Desarrollo y aplicación de la Estimulación Matricial Selectiva en pozos inyectores de agua en el Yacimiento Los Perales, Cuenca del Golfo San Jorge, Santa Cruz”, está enfocado principalmente a la importancia de reestablecer la conectividad pozo – capa con el propósito de lograr un mejor barrido de petróleo.

Abstract

A factor widely found in the field of secondary recovery by water injection in mature fields is the loss of injectivity due to reservoir damage, caused by suspended solids in the injection water that cause plugging and invasion of particles in the well walls, consequently causing the reduction of porosity and permeability, affecting the optimal injection conditions of a well.

The matrix stimulation technique using a pumping truck is an economic way to re-establish, maintain or increase the admission of an injector well; Its purpose is to improve the permeability of the layer near the well and is achieved under the injection of a chemical treatment that includes Solvents and Acids, at pressures below the fracture pressure. Documento: YPF-Privado



8° CONGRESO AAPG
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Before carrying out a matrix treatment, it is important to know the type of damage, the location, the origin, the mineralogy of the deposit and the compatibility of the treatment fluid with the formation. A sandstone matrix stimulation treatment is typically comprised of a hydrochloric acid (HCl) prewash, main treatment fluid (HCl-HF mixtures), and displacing fluid (lean acid solution or brine). The treatment fluid is kept under pressure within the reservoir for a programmed period of time.

The present research work entitled: “Development and application of Selective Matrix Stimulation in water injection wells in the Los Perales Field, Cuenca del Golfo San Jorge, Santa Cruz”, is focused mainly on the importance of reestablishing well-layer connectivity. with the purpose of achieving a better sweep of oil.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO076

DIVERGENCIA CON BOLAS BIODEGRADABLES EN FRACTURAS HIDRÁULICAS EN YACIMIENTOS DE YPF REGIONAL SUR

Luciano Conforti, Gustavo Lambas, YPF SA, luciano.conforti@ypf.com, angel.g.lambas@ypf.com,
Sofia Rivelli Lavallen YTEC sofia.rivelli.l@ypftecnologia.com,
Pablo Junco, Tamara Weiss, Sebastian Martinez, Luis Nieva, Martin Sanchez, YPF S.A.,
pablo.r.junco@ypf.com, tamara.weiss@ypf.com, sebastian.e.martinez@ypf.com, luis.nieva@ypf.com,
m.o.sanchez@ypf.com

Palabras claves

Fractura hidráulica, divergencia, convencional.

Resumen

Los divergentes fueron implementados hace más de 40 años en la industria petrolera, siendo los selladores sólidos como las bolas biodegradables los más utilizados en fracturas hidráulicas.

Actualmente, la aplicación de fracturas hidráulicas es cada vez más frecuente en la cuenca del Golfo San Jorge, y los divergentes cobran relevancia para tratar de evitar excesivos movimientos de herramientas durante la intervención del pozo (por ejemplo: el uso de packer doble para aislar capas adyacentes) para estimular reservorios laminados, típico de un ambiente fluvial. Estos movimientos adicionales incrementan el costo de la intervención en valores que pueden convertir los proyectos en antieconómicos.

En la Figura 1, se muestra la disposición típica de las capas contenidas en intervalos limitados, con alturas inferiores a los 25 metros.

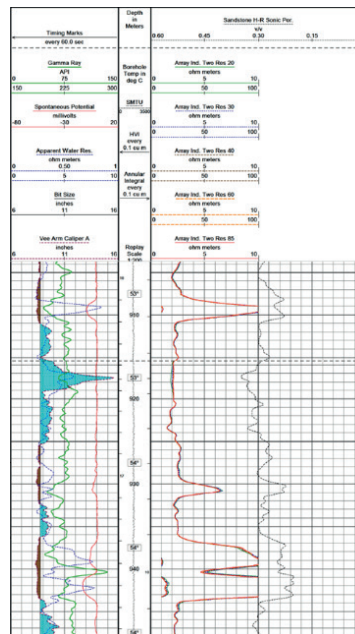


Fig. 1 – Disposición típica de las capas. Registros combinados de resistividad, GR y SP.

El uso de divergentes en las fracturas hidráulicas tiene como objetivo aumentar la cantidad de espesor útil estimulado por pozo, asegurando el fracturamiento correcto en cada intervalo y minimizando el tiempo de intervención.

Las fracturas hidráulicas con bolas divergentes en la CGSJ (Cuenca del Golfo San Jorge) tuvieron muchos intentos



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



de aplicación, los cuales carecían de una correcta evaluación y toma de información post fractura para medir los resultados obtenidos.

El objetivo del trabajo es mostrar la aplicación de esta técnica y el análisis post estimulación realizado para diferentes reservorios y diferentes configuraciones de punzado.

La figura 2 muestra un esquema de bombeo típico para este tipo de tratamiento, en el cual dos tratamientos son bombeados y separados por el lanzamiento de bolas de sellado.

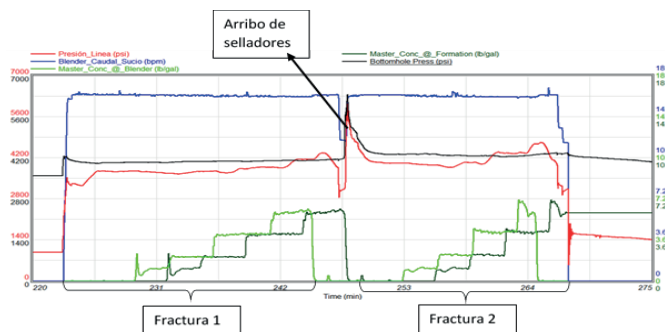


Fig. 2 – Pozo B, carta de bombeo.

Abstract

The divergent were implemented more than 40 years ago in the oil industry, being the solid sealants such as biodegradable balls the most used in hydraulic fractures.

Currently, the application of hydraulic fractures is increasingly frequent in the Golfo San Jorge basin, and the divergent ones become relevant to trying to avoid many movements of tools in the well intervention (eg: double packer to isolate adjacent layers) to stimulate laminated reservoirs, typical of a fluvial environment.

These additional movements increase the cost of the intervention in values that can make the projects uneconomical.

In Figure 1, shows typical arrangement of layers are contained in limited intervals, with heights lower than 25 meters.

Fig. 1 – Typical arrangement of layers. Combined resistivity, GR and SP logs.

The use of divergent in hydraulic fractures is intended to increase the amount of useful thickness stimulated per well, ensuring correct fracturing at each interval, and minimizing time for intervention.

Hydraulic fractures with divergent balls in the CGSJ (Golfo San Jorge Basin) had many attempts to apply them, which lacked a correct evaluation and post-fracture information collection to measure the results obtained.

The objective of the work is to show the application of this technique and the analyze done post stimulation for different reservoirs and different shooting setup.

The fig 2. shows a typical pumping scheme for this type of treatment, which 2 treatments are pumped and separated by the launching of sealing balls.

Fig. 2 – Well B pumping chart.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO060

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS EN BOCA DE POZO

Gabriel Alejandro Espartaro YPF SA, gabriel.espartaro@ypf.com

Colaboradores: Elías Gonzalez, Damián Rodriguez, Rivero Juan José, Jonatan Medina, Germán Olaiz, YPF SA, elias.d.gonzalez@ypf.com, damian.o.rodriguez@ypf.com, juan.j.rivero@ypf.com, jonatan.medina@ypf.com, german.olaiz@ypf.com

Cristian Tavano, Control SRL, cristian.tavano@set.ypf.com

Palabras claves

Integridad, boca de pozo (bdp), cabezal, ensayos no destructivos (END), Well Integrity Management Manual (WIMM).

Resumen

En un contexto de yacimientos maduros (más de 50 años), durante la planificación de reparación - abandono de los pozos en cartera, surgieron casos puntuales, en los que se tuvo que contemplar la verificación de integridad de su boca de pozo previo al ingreso con equipo, por las condiciones observadas (bodegas enterradas, componentes de boca de pozo con signos de corrosión externa, etc.).

Escenarios que obligaron a realizar una reingeniería de la intervención, con el objetivo de asegurar el grado de integridad o al menos diseñar, implementar y redefinir las barreras en caso de identificar deterioro en algunas de las mismas.

En este marco surge el uso de los ensayos no destructivos como “metodología” soporte para verificar la integridad de la boca de pozo en todos sus componentes (sección A-B-C-D, vinculación casing- cabezal) siendo una herramienta soporte encuadrada bajo los lineamientos definidos en el manual de gerenciamiento de integridad de pozos (WIMM: Well Integrity Management Manual), donde se describe cómo la compañía gestiona la integridad de sus pozos durante su ciclo de vida (fases de diseño, construcción, operación y abandono.)

Los ensayos no destructivos (END) son el conjunto de pruebas que se realizan sobre los materiales de forma inocua, es decir, sin afectar a su estructura, funcionamiento y forma original, de modo que mantienen sus prestaciones intactas una vez finalizados los estudios.

Dentro de los ensayos no destructivos utilizados para el caso puntual en la inspección de bocas de pozos realizadas, destacamos los tres siguientes:

- Medición de espesores por ultrasonido (US)
- Radiografiado (uso de fuente de rayos Gamma)
- Cámaras termográficas. Detección de fuga en instalaciones

El trabajo detalla de manera simple y práctica el uso de los ensayos no destructivos citados anteriormente como metodología y disciplina útil para la planificación previa a los ingresos con equipo, aplicable a todas las bocas de pozos; permitiendo identificar y cuantificar el grado de deterioro en sus partes componentes, con el



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



objetivo de minimizar riesgos operativos , optimizando en tiempo, costo, calidad, las intervenciones con equipo (Work over, Coiled Tubing, Snubbing, pulling, según caso) y sin equipo.

Complementando y brindando información soporte a la matriz de WIMS (Sistema de gerenciamiento de integridad de pozos) con impacto en la categorización de riesgo de los pozos, fortaleciendo el plan de mantenimiento preventivo / predictivo.

Abstract

In a context of mature reservoirs (more than 50 years old), during the planning of repair - abandonment of the wells in portfolio, specific cases arose, in which the verification of the integrity of the wellhead had to be contemplated prior to the entry with equipment, due to the conditions observed (buried wells, wellhead components with signs of external corrosion, etc.).

Scenarios that forced a reengineering of the intervention, with the aim of ensuring the degree of integrity or at least design, implement and redefine the barriers in case of identifying deterioration in some of them.

Within this framework, the use of non-destructive testing arises as a support “methodology” to verify the integrity of the wellhead in all its components (A-B-C-D section, casing-head connection) being a support tool framed under the guidelines defined in the Well Integrity Management Manual (WIMM), where it is described how Upstream company manages the integrity of its wells during its life cycle (design, construction, operation and abandonment phases).

Non-destructive testing (NDT) is the set of tests that are carried out on materials in a harmless way, that is, without affecting their structure, operation and original shape, so that they maintain their performance intact once the studies are completed.

Among the non-destructive tests used for the specific case in the inspection of wellheads carried out, we have the following three:

- Thickness measurement by ultrasonic pulse (TUT)
- Radiography (use of Gamma Ray source)
- Thermographic cameras. Leak detection at installations

The work details in a simple and practical way the use of the non-destructive tests mentioned above as a methodology and useful discipline for the planning prior to the entries with equipment, applicable to all wellheads; allowing to identify and quantify the degree of deterioration in its component parts, with the objective of minimizing operational risks, optimizing in time, cost, quality, the interventions with equipment (Work over, Coiled Tubing, Snubbing, pulling, as the case may be) and without equipment.

Complementing and providing support information to the WIMS matrix (Well Integrity Management System) with impact on the risk categorization of the wells, strengthening the preventive / predictive maintenance plan.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO098

FRACTURAS CON BHA ROBUSTO EN INTERVENCIONES DE POZOS CONVENCIONALES

Juan Manuel Sanchez Acosta, Fernando Carrizo, Manuel Rodríguez Manzur, Pablo Nogara, YPF
juan.sanchez.a@ypf.com, Fernando.carrizo@ypf.com, manuel.r.manzur@ypf.com, pablo.nogara@ypf.com

Palabras claves

Fractura, Productor, Convencional

Resumen

El presente trabajo se desarrolla en la zona de El Portón, en el yacimiento de Cañadón Amarillo. El mismo tuvo una campaña de perforación de pozos verticales convencionales en el año 2015, cuyos objetivos geológicos era Tordillo y Bardas Blancas entre otros.

En el contenido se pretende mostrar la metodología que se utilizó para realizar fracturas hidráulicas a niveles superiores a los existentes, fracturando con Packer, Tubing 3-1/2" y Stack de Fractura, con diseño en todos los componentes robustos, para hacer frente ante las incertidumbres con respecto a las Presiones de Fractura, y posibles Presiones anormales de Formación, dicho BHA (Bottom Hole Assembly) cuenta con la opción de poder realizar fracturas de forma consecutivas aislando las zonas mediante tapones de arena y punzando Thru Tbg a través del mismo manteniendo el pozo con presión.

Abstract

This work is carried out in the El Portón area, in the Cañadón Amarillo deposit. It had a conventional vertical well drilling campaign in 2015, whose geological objectives were Tordillo and Bardas Blancas, among others. In the content it is intended to show the methodology that was used to perform hydraulic fractures at levels higher than the existing ones, fracturing with Packer, Tubing 3-1/2 "and Fracture Stack, with design in all robust components, to face before uncertainties regarding the Fracture Pressures, and possible abnormal Formation Pressures, said BHA(Bottom Hole Assembly) has the option of being able to carry out consecutive fractures isolating the zones by means of sand plugs and punching Thru Tbg through it, keeping the well under pressure .



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO056

**IMPLEMENTACION DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA FRACTURAS
HIDRÁULICAS EN YACIMIENTOS DE YPF REGIONAL SUR.
IMPLEMENTACIÓN DE GELES DE FRACTURA CON AGUA DE INYECCIÓN EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE**

Pablo Roberto Junco, Martín Oscar Sánchez, YPF S.A.

pablo.r.junco@ypf.com, m.o.sanchez@ypf.com;

Marcela Zaira Mucci, Luciana Garcia Eiler, María Clara Pagliaricci, YPF TECNOLOGÍA

marcela.mucci@ypftecnologia.com, luciana.garciaeiler@ypftecnologia.com,

maria.c.pagliaricci@ypftecnologia.com

Carlos Eduardo Touyaa, Luciano Conforti, Daniel Assan

carlos.touyaa@ypf.com, luciano.conforti@ypf.com, daniel.assan@ypf.com

Palabras claves

Estimulación, Fractura, Agua de inyección, Gel de fractura, Enzimas, Microorganismos, Agua de purga

Resumen

El presente proyecto presenta una alternativa para realizar fracturas hidráulicas sin requerimiento de agua dulce. El objetivo del proyecto es determinar la factibilidad técnica y económica del uso de geles de fractura utilizando agua de proceso tratada para inyección. El proyecto se llevó a cabo en la región de Cañadón Seco - León y Las Heras, en la provincia de Santa Cruz, Argentina.

El documento comienza con una introducción que describe la situación medioambiental actual en la región, donde la escasez de agua dulce es un problema crítico. La Secretaría de Estado de Ambiente promueve el uso racional y sostenible del agua, así como su conservación, priorizando su usufructo en el abastecimiento de las poblaciones, en miras de contribuir al cumplimiento de la Meta 6.4 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.

El proyecto se divide en tres etapas. En la primera etapa, se realizó una evaluación de la calidad del agua de proceso tratada para inyección y se seleccionaron los aditivos necesarios para la formulación del gel de fractura. En la segunda etapa, se realizaron pruebas de laboratorio para determinar la compatibilidad del gel de fractura con el agua de proceso tratada para inyección. En la tercera etapa, se llevaron a cabo pruebas de campo en pozos seleccionados para evaluar la eficacia del gel de fractura.

Los resultados del proyecto indican que el uso de geles de fractura utilizando agua de proceso tratada para inyección es una alternativa viable y sostenible para reducir el consumo de agua dulce en la actividad de fractura. Los geles de fractura formulados con agua de proceso tratada para inyección y aditivos seleccionados mostraron una buena compatibilidad y eficacia en las pruebas de laboratorio y de campo.

El documento también menciona otras tecnologías alternativas que se están enfocando en la reducción del consumo de agua dulce en la actividad de fractura, como el uso de agua salada, el reciclaje de agua de producción.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

This project presents an alternative for hydraulic fracturing that does not require freshwater. The project aims to determine the technical and economic feasibility of using fracturing gels made with treated process water for injection. The project was carried out in the Cañadón Seco - León and Las Heras regions in the province of Santa Cruz, Argentina.

The document begins with an introduction that describes the current environmental situation in the region, where freshwater scarcity is a critical problem. The State Secretariat of Environment promotes the rational and sustainable use of water, as well as its conservation, prioritizing its use in supplying populations, with the aim of contributing to the fulfillment of Goal 6.4 of the Sustainable Development Goals of the 2030 Agenda.

The project is divided into three stages. In the first stage, an evaluation of the quality of treated process water for injection was carried out, and the necessary additives for the fracturing gel formulation were selected. In the second stage, laboratory tests were conducted to determine the compatibility of the fracturing gel with the treated process water for injection. In the third stage, field tests were carried out in selected wells to evaluate the effectiveness of the fracturing gel.

The results of the project indicate that the use of fracturing gels made with treated process water for injection is a viable and sustainable alternative to reduce freshwater consumption in hydraulic fracturing activities. The fracturing gels formulated with treated process water for injection and selected additives showed good compatibility and effectiveness in laboratory and field tests.

The document also mentions other alternative technologies that are focusing on reducing freshwater consumption in hydraulic fracturing activities, such as the use of saltwater and the recycling of production water.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO023

IMPLEMENTACIÓN DE CASING SUPLEMENTARIO EN YACIMIENTOS BARRANCAS Y VIZCACHERAS

Fabio Alejandrino Vides, Javier Jorge González, Luz Loaiza, Vanina Díaz, YPF S.A.

fabio.vides@ypf.com, javier.j.gonzalez@ypf.com, luz.loaiza@ypf.com, vanina.diaz@ypf.com

Palabras claves

Pozo inyector, Casing suplementario, integridad.

Resumen

El yacimiento Barrancas se encuentra a 35 Km al sur de la ciudad de Mendoza, Mendoza, Argentina. Fue descubierto en el año 1951, siendo a su vez el yacimiento más antiguo del Bloque Barrancas bajo recuperación secundaria. Los pozos inyectores de la zona tienen una profundidad promedio de 2200 m. La presión de inyección es de aproximadamente 200 kg/cm².

El yacimiento Vizcacheras se localiza 91 km al SE de la ciudad de Mendoza, Mendoza, Argentina. Los pozos inyectores de la zona tienen una profundidad promedio de 1900 m. La presión de inyección es de aproximadamente 150 kg/cm² y con caudales que pueden superar los 1000 m³/día.

Debido a la antigüedad de los pozos se presentan problemas de integridad de Casing. En algunos casos las roturas no pueden ser remediadas mediante cementaciones secundarias, debido a la longitud de las mismas o bien a la baja o nula admisión que presentan.

Las instalaciones de Casing suplementario, presentan una opción que permite poner en servicio pozos con Prueba de hermeticidad negativa de CSG, ya que permite monitorear la entrecolumna y conservar el esquema de barreras requerido por normativa.

El siguiente trabajo describe la implementación de distintos sistemas de Casing Suplementario y las dificultades y lecciones aprendidas surgidas de aplicar dicha tecnología a altas exigencias de presión y profundidad.

Abstract

Barrancas field is located 35 km south of the city of Mendoza, Argentina. It was discovered in 1951 and is the oldest reservoir in the Barrancas Block under secondary recovery. The injector wells in the area have an average depth of 2200 m. The injection pressure is approximately 200 kg/cm².

Vizcacheras field is located 91 km southeast of the city of Mendoza, Argentina. The injector wells in the area have an average depth of 1900 m. The injection pressure is approximately 150 kg/cm², and the flow rates can exceed 1000 m³/day.

Due to the age of the wells, casing integrity issues arise. In some cases, casing leaks cannot be remediated through secondary cementing due to their length or low admission. Supplementary casing installations offer an option to put wells into service with a negative Casing Surface Pressure test, as they allow monitoring of the annulus and maintaining the required barrier scheme according to regulations.

This paper describes the implementation of various supplementary casing systems and the challenges and lessons learned from applying this technology under high pressure and depth requirements.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO040

MEJORAS EN EL REENTUBADO Y OPTIMIZACION DE LECHADAS

Pablo Nogara, Fernando Carrizo, YPF SA
pablo.nogara@ypf.com, fernando.carrizo@ypf.com

Palabras claves

PRIAN “Proyecto de Reparación de Inyectores para Adecuación a Normativa”, alivianante.

Resumen

El presente trabajo se desarrolla en la zona de Rincón de los Sauces sobre los yacimientos de Puesto Hernandez y Chihuido de la Sierra Negra. Ambos yacimientos se caracterizan por ser yacimientos maduros, depletados y con avanzada recuperación secundaria. Esto trae aparejado diferentes problemas, pero principalmente corrosión y roturas de casing.

En los últimos años se intervinieron alrededor de 130 pozos inyectores con problemas de hermeticidad de casing. De los pozos intervenidos; el 50% fueron remediados con técnicas de reentubación.

Con el contenido se pretende resumir la metodología de las operaciones y las lecciones aprendidas ante los diferentes desafíos que se presentaron, así como también la búsqueda de nuevas metodologías, herramientas y alternativas al modus operandi utilizado.

Abstract

The present project is developed in the Rincon de los Sauces area, mainly on Puesto Hernandez and Chihuido de la Sierra Negra oilfields. Both are characterized by being mature, depleted and with advanced secondary recovery fields. This brings with it different problems, but mainly corrosion and damaged pipe.

In recent years, around 130 injection wells with damaged casing problems have been intervened. Of the intervened wells, 50% were remedied with reintubation techniques.

The content is intended to summarize the methodology of operations and the lessons learned from the different challenges that arose, as well as the search for new methodologies, tools and alternatives to the modus operandi used.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO024

RECUPERACIÓN DE POZOS INYECTORES MEDIANTE REENTUBADO ANTICORROSIVO. YACIMIENTO VIZCACHERAS

Javier Jorge González, Fabio Alejandrino Vides, Vanina Díaz, YPF S.A.
javier.j.gonzalez@ypf.com, fabio.vides@ypf.com, vanina.diaz@ypf.com

Palabras claves

Pozo inyector, Reentubado, Alto caudal, Diseño anticorrosivo.

Resumen

El yacimiento Vizcacheras fue descubierto en la década de 1960 y se localiza 91 km al SE de la ciudad de Mendoza, Argentina.

En la zona existen gran cantidad de pozos inyectores que cuentan con más de 55 años en servicio, los cuales en el caso en que no alcancen los requerimientos establecidos en la normativa deberían ser remediados para poder mantenerlos en inyección.

Los pozos tienen una profundidad promedio de 1900 m. La presión de inyección es de aproximadamente 150 kg/cm² y con caudales que pueden superar ampliamente los 1000 m³/día.

Se propuso como alternativa la reparación de pozos inyectores de alto caudal con un diseño de reentubado con cañería de 3-1/2" con revestimiento interior de polipropileno y combinarlo con el uso de un cabezal de pozo y herramientas de completación en acero inoxidable para evitar el contacto del fluido de inyección con elementos que puedan deteriorarse por medio de la corrosión con el objetivo reestablecer la integridad del pozo y prolongar la vida útil del pozo minimizando los costos de mantenimiento.

Las altas admisiones en las zonas de inyección y en zonas de roturas someras comprometen el éxito de la cementación, por lo que se optó realizar el reentubado por encima de la zona de interés.

El siguiente trabajo describe el diseño y la implementación de instalaciones de reentubado, las lecciones aprendidas de la construcción y operación de dichos pozos y futuras aplicaciones en otros yacimientos.

Abstract

Vizcacheras field was discovered in the 1960s and is located 91 km southeast of the city of Mendoza, Argentina. In the area, there is a large number of injector wells that have been in service for over 55 years. In cases where these wells do not meet the requirements set by regulations, they should be remediated in order to maintain injection operations.

The wells have an average depth of 1900 m. The injection pressure is approximately 150 kg/cm² and with flow rates that can greatly exceed 1000 m³/day.

It was proposed as an alternative the repair of high-flow injection wells by installing a tubing-less design with 3-1/2" pipe with polypropylene inner lining and combine it with the use of a wellhead and completion tools in stainless steel to avoid the contact of the injection fluid with elements that can deteriorate through corrosion in order to restore the integrity of the well and prolong the useful life of the well, minimizing maintenance costs. The high admissions in the injection zones and in zones of shallow breaks compromise the success of the cementation, for which reason it was decided to carry out the installing the new tubing less completion above the zone of interest.

The following paper describes the design and implementation of a corrosion proof completion with the lessons learned from the construction and operation of such wells, and future applications in other reservoirs.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO009

REDUCCIÓN DE NPT ENSAMBLE Y PRUEBA EN BASE DE INSTALACIONES PARA INYECTORES

Marcelo Ferrante, YPF S.A., marcelo.ferrante@ypf.com

Palabras claves

Reparación de pozos inyectores.

Resumen

Los materiales de las instalaciones de pozos inyectores del Negocio son de material inoxidable, cuyas roscas son susceptibles a engranes. Debido a esto se generan demoras por engranes de roscas al momento de ensamblar las instalaciones en boca de pozo, además de no lograr hermeticidad en instalaciones ya bajadas en fondo que han debido ser recuperadas y cambiadas por nuevas.

Dentro de un paquete de acciones de mejora se implementa con las contratistas el ensamble de los distintos componentes de las instalaciones en la base, de manera de poder realizar el torqueo de las piezas en un ambiente controlado. Luego de ensamblado, se realizan las pruebas hidráulicas de los conjuntos, para así asegurar la estanquidad de las conexiones, para lo cual se registra una carta de presión vs tiempo, considerando esta presión en función de la aplicación de cada pozo en particular.

Estos ensambles se trasladan en transportes pesados, tipo carretón, por lo que se tiene una limitante de longitud, pero para las instalaciones de pozos inyectores globales cuyas longitudes son menores se aplica sin inconvenientes.

Esta metodología logró reducir considerablemente las demoras en la etapa de Bajada de Instalación final, optimizando el recurso del equipo de torre bajando tiempos y costos.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



4 - RESERVORIO NO CONVENCIONALES

PRO201

DEVELOPMENT OF VISCOELASTIC SURFACTANT (VES) FOR REPLACEMENT OF POLYMERIC ADDITIVES IN WATER-BASED DRILLING FLUIDS

Yurany Villada, Lady Johana Giraldo, Carlos Cardona, Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie Michael Polanyi, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, fbcortes@unal.edu.co

Diana Estenoz, INTEC (Universidad Nacional del Litoral – CONICET), Santa Fe, Argentina

Gustavo Rosero, Centro IREN, Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Buenos Aires, Argentina

Betiana Lerner, Maximiliano S. Pérez, Facultad Regional Haedo, Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Buenos Aires, Argentina y Department of Electrical and Computer Engineering, Florida International University, Miami, USA

Masoud Riazi, Department of Petroleum Engineering, School of Chemical and Petroleum Engineering, Shiraz University, Shiraz, Iran.

Camilo A. Franco, Farid Córtes, Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie Michael Polanyi, Departamento de Procesos y Energía, Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia

Keywords

viscoelastic surfactants, water-based drilling fluids, xanthan gum, sodium nitrate, hexadecyltrimethylammonium bromide (CTAB), micromodel, nanoparticles.

Abstract

The main objective of this study was the synthesis and application of viscoelastic surfactant (VES) as a component in water-based drilling fluids (WBM). Particularly, the use of VES as a replacement for xanthan gum (XGD) polymer in the WBM design was evaluated. In addition, silica nanoparticles were added to the WBM to improve its main functional properties at hard conditions. The rheological analyses showed a shear-thinning and viscoelastic behavior of WBMs containing VES slightly higher to WBMs with XGD. Furthermore, the filtration and thermal properties of WBMs were improved with the presence of VES and nanoparticles. Compared to the WBMs based on XGD, the filtrate volume at 30 min for WBMs based on VES and nanoparticles was reduced in a 75%. Moreover, the Herschel-Bulkley model was used to describe theoretically the rheological behaviour of fluids. The microstructure of WBMs was assessed by scanning electron microscopy (SEM). A homogeneous distribution of nanoparticles in the WBMs was evidenced. However, laminar and spherical microstructures were observed for WBMs based on VES and XGD, respectively. Likewise, a microfluidic device was used to study the pore-scale mechanisms of filtration of the VES base WBM in the presence and absence of silica nanoparticles. Results obtained by micromodel indicated low 2 dynamic filtration for fluids containing VES and silica nanoparticles. Specifically, the filtrate volume of fluids containing VES and VES with silica nanoparticles at 281 min was 0.35 and 0.04 mL, respectively. The differences in the rheological, filtration, thermal, and structural results were mainly associated with the morphological structure of VES or XGD and the surface interactions with other WBMs additives.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO051

ESTUDIO DE LA ESTRUCTURA DE AGREGADOS DE ASFALTENOS Y EL EFECTO DE INHIBIDORES

Axel D. Toledo, Mariana Geronés, Mauricio F. Erben, Yanina B. Bava, Lisandro Giovanetti, CONICET
axeltolledo@quimica.unlp.edu.ar, mgerones@quimica.unlp.edu.ar, erben@quimica.unlp.edu.ar,
yaninabava@gmail.com, giovanettili@gmail.com

Palabras claves

Asfaltenos, Inhibidores, Resinas, Espectroscopia

Resumen

Las fracciones de asfaltenos y resinas fueron extraídas de dos crudos de petróleo argentinos. Los asfaltenos fueron separados por precipitación empleando n-heptano y las resinas coprecipitadas se removieron mediante una extracción Soxhlet. Se caracterizó las fracciones de resinas obtenidas por espectroscopia infrarroja de transformada de Fourier (FTIR), calculándose diferentes parámetros estructurales promedio que describen tanto al grupo policíclico aromático (PAH) como a las cadenas laterales. Adicionalmente, se calculó el onset de precipitación de soluciones modelo de asfalteno diluidas utilizando n-heptano como agente precipitante. El comportamiento coloidal de agregados de asfalteno y el efecto de resinas e inhibidores comerciales fue estudiado empleando dispersión de rayos-X a bajo ángulo (SAXS). Se determinó que las resinas-I (RI) y resinas-II (RII) no alteran el tamaño de los nanoagregados de asfaltenos en las condiciones experimentales, mientras que las resinas-II actúan en los clústeres de asfaltenos disminuyendo su tamaño ligeramente. Se calcularon los parámetros de Porod (P) para ambas muestras con el agregado de RI y RII y se observó una disminución de P en las mezclas, lo cual evidencia la interacción de ambas fracciones en la superficie, tanto de nanoagregados como de clústeres solubles, aunque sin cambio de tamaño en estos últimos. Se testearon seis inhibidores de la floculación comerciales y se observó una reducción del tamaño de los nanoagregados, mientras que en clústeres solo el inhibidor de parafinas produjo un cambio significativo. Finalmente se tomaron mapas de altura por microscopía de fuerza atómica (AFM) y se construyeron histograma de la distribución de tamaño de partículas para soluciones de asfaltenos frescas y envejecidas, observándose que a mayor tiempo de reposo los agregados de asfaltenos se ven más estabilizados y disminuyen su tamaño.

Abstract

Petroleum asphaltenes and resins were separated from two different Argentinian crude oils. The asphaltene fractions were extracted by precipitation employing n-heptane solvents and the coprecipitated resins were removed via Soxhlet extraction. The resins were characterized by Fourier-transform infrared spectroscopy (FTIR), calculating different average structural parameters that describe both the polycyclic aromatic group (PAH) and the side chains. Additionally, the precipitation onset of diluted asphaltene model solutions was calculated using n-heptane as the precipitating agent. The colloidal behavior of asphaltene aggregates and the effect of commercial inhibitors and resins were studied using small-angle X-ray scattering (SAXS). It was determined that type I resins (RI) and type II resins (RII) do not alter the size of asphaltene nanoaggregates under the experimental conditions, meanwhile type II resins act on asphaltene clusters, decreasing their size slightly. The Porod parameter (P) was calculated for both samples with the addition of RI and RII and a decrease in P was observed in the mixtures, which shows interaction of both fractions on the surface of both nanoaggregates and soluble clusters, although without size change in the latter. Six commercial inhibitors were tested and a reduction in the size of the nanoaggregates was observed, while in clusters only the paraffin inhibitor produced a significant change. Finally, height maps were taken by atomic force microscopy (AFM) and a histogram of the particle size distribution was constructed for fresh and aged asphaltene solutions. It was observed that at longer the aging time the asphaltene aggregates are more stabilized in solution and there's a decrease in its size.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO097

ON THE USE OF BACTERIAL NANOCELLULOSE AS AN ADDITIVE OF DRILLING FLUIDS

María Eugenia Taverna, INTEC (UNL-CONICET), metaverna@santafe-conicet.gov.ar

Yurany Villada, Universidad Nacional de Colombia, yavillad@unalmed.edu.co

Sebastián Dell Elce, INTEC (UNL-CONICET), sebasdellelce@hotmail.com

Jimena Bovi, ITPN (UBA-CONICET), jimena.b@hotmail.com

Carlos Busatto, INTEC (UNL-CONICET), cbusatto@santafeconicet.gov.ar

Juan Martin Maffi, Instituto Tecnológico de Buenos Aires, jmaffi@itba.edu.ar

Laura Foresti, ITPN (UBA-CONICET), mforesti@fi.uba.ar

Farid Cortes, Universidad Nacional de Colombia, fbcortes@unal.edu.co

Diana Estenoz, INTEC (UNL-CONICET), destenoz@santafeconicet.gov.ar

Palabras clave

Bacterial nanocellulose; water-based drilling fluids; drilling; cementing; enzymes

Resumen

Los fluidos de perforación se utilizan comúnmente en operaciones de exploración de petróleo y gas. En los últimos años, ha habido un creciente interés en el diseño de fluidos de perforación basados en nanopartículas. En particular, se estudió el efecto de diferentes tipos de nanopartículas sobre las propiedades funcionales de los fluidos de perforación base agua (WBM) reportándose mejoras en propiedades reológicas, de filtración y/o térmicas. Las nanocelulosas bacterianas (BNCs) son nanofibras obtenidas de la fermentación de diferentes sustratos mediante diversos microorganismos. Su naturaleza y características renovables, incluida una alta relación área superficial/volumen, alta resistencia y rigidez, las hacen atractivas para su uso en el diseño de WBMs. Este trabajo se enfocó en la evaluación de la BNC como potencial nuevo aditivo polimérico para WBMs. Se diseñaron fluidos de perforación conteniendo nanocelulosa bacteriana (BNC). Se evaluó su desempeño en WBMs y se comparó con el de la goma xantana (XGD). Las propiedades reológicas de los WBMs se determinaron mediante ensayos reométricos de corte rotacional. El modelo PowerLaw se utilizó para predecir el comportamiento reológico de los fluidos. La estabilidad térmica de los WBMs se determinó mediante la prueba de envejecimiento a 90°C durante 24 horas. Se llevó a cabo un ensayo de inhibición preparando pastillas de bentonita (BT) y sumergiéndolos en suspensiones de BNC al 0.1 % en peso y XGD al 0.1 % en peso, respectivamente. Además, los fluidos de perforación con BNC fueron tratados con enzimas para evaluar su reutilización en la operación de cementación. El tratamiento enzimático se realizó mediante la incorporación de varias concentraciones de celulasa y se determinaron los cambios de viscosidad en diferentes condiciones de temperatura, pH y tiempo. Los estudios reológicos mostraron que los WBMs que contenían BNC presentaron viscosidades más altas que los que contenían XGD. El modelo teórico indicó un comportamiento no newtoniano y pseudoplástico. Mientras que la estabilidad térmica tendió a ser similar en ambos fluidos, la presencia de BNC condujo a una menor inhibición. Finalmente, se observó una disminución en las propiedades reológicas de los WBM basados en BNC con la incorporación de celulasa a pH y temperatura bajas. Este resultado indica la posibilidad de reutilización de fluidos para la operación de cementación. Los resultados obtenidos sugieren que BNC constituye un potencial aditivo como reemplazo de XGD en el diseño de WMB. Además, la posible reutilización de los WBMs después del tratamiento con enzimas en etapas posteriores a la explotación de hidrocarburos haría más sostenibles las operaciones.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

Drilling fluids are commonly used in oil and natural gas exploitation operations. In recent years, there has been a growing interest in the design of nanoparticle-based drilling fluids. In particular, the effect of different types of nanoparticles on the functional properties of water-based drilling fluids (WBM) has been studied, and an improvement of rheological, filtration, and thermal properties was reported. Bacterial nanocelluloses (BNCs) are nanofibers obtained from the fermentation of different substrates by various microorganisms. Their renewable nature and characteristics, including a high surface area to volume ratio, high strength, and stiffness, make them attractive for use in WBM design. This work focused on the evaluation of the BNC as a potential novel polymeric additive for WBM. Drilling fluids based on bacterial nanocellulose (BNC) were designed. The performance of BNC in WBM was assessed and compared to that of xanthan gum (XGD). The rheological properties of WBM were determined by steady shear assays using a viscometer. The Power-Law model was used to predict the rheological behavior of fluids. The thermal stability of the WBM was determined through the aging test in an electric oven at 90°C for 24 hours. An inhibition assay was carried out by preparing bentonite (BT) pellets and submerging them in 0.1% wt BNC, and 0.1% wt XGD suspensions, respectively. In addition, the drilling fluids with BNC were treated with enzymatic agents to evaluate their reutilization in cementing. The enzymatic treatment was performed by incorporating cellulase in the WBM at various concentrations and the viscosity changes were determined under different conditions of temperature, pH, and time. Rheological studies showed that WBM containing BNC exhibited higher viscosities than those containing XGD. The theoretical model indicated a non-Newtonian and pseudoplastic behavior. Whereas thermal stability was similar in both fluids, the presence of BNC led to a slight weakening of inhibition parameters. Finally, a decrease in rheological properties for the BNC-based WBM was observed with cellulase incorporation at low pH and temperature indicating the possibility of the fluids reuse in cementing operation. The obtained results suggest that BNC constitutes a potential additive for the replacement of XGD in the design of WBM. In addition, the possible reuse of the WBM after treatment with enzymes in later stages of the hydrocarbon exploitation would become the operations more sustainable.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



5 - MEDIO AMBIENTE Y COMUNIDAD

PRO146

EL DESARROLLO SOSTENIBLE Y SU RELACIÓN CON LA INDUSTRIA PETROLERA OPORTUNIDADES EN ARGENTINA

Tomás Vega, Adriel Vega, Instituto Tecnológico de Buenos Aires
tvega@itba.edu.ar, advega@itba.edu.ar

Palabras claves

ODS, Economía Circular, Sustentabilidad, Desarrollo sostenible, ONU, Paris.

Resumen

El 25 de septiembre de 2015, en el marco de las Naciones Unidas, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años.

Para alcanzar estas metas, todo el mundo tiene que hacer su parte: los gobiernos, el sector privado, la sociedad civil y personas como nosotros.

La energía constituye un pilar fundamental para el logro de estas premisas y el protagonismo del sector petrolero en la generación energética lo transforma en actor principal.

El objetivo principal de este trabajo es analizar la propuesta de Naciones Unidas para lograr un desarrollo sostenible y encontrar su relación con la industria petrolera.

Como objetivos específicos se plantean: Conocer el concepto de Desarrollo Sostenible, metodología de aplicación y ejemplos; relacionar lo investigado con la industria del petróleo; analizar aspectos que se apliquen y sean posibles aplicar en la industria del petróleo en el mundo y en Argentina; en Argentina específicamente conocer el estado actual de las políticas de desarrollo sostenible implementadas en las empresas del sector petrolero; con sus ventajas y desventajas.

Para llevar a cabo los objetivos expuestos se llevaron a cabo actividades de búsqueda bibliográfica sobre Desarrollo Sostenible en general y en particular en la industria petrolera en Argentina. Con el objetivo de conocer el estado de este concepto en el sector petrolero se planificaron encuestas en relación al tema a los agentes protagonistas del mismo como alumnos de carreras afines, docentes y empresas.

Se pudo concluir que los conceptos de economía circular y desarrollo sostenible en Argentina no son conocidos lo suficiente y por lo tanto no es aplicado masivamente en las distintas industrias de nuestro país. Sin embargo, las posibilidades de revertir la situación anterior son muchas, ya que el sector académico, comienza a mostrar una mayor relación con dichos conceptos, lo que promete a futuro una mayor aplicación de los mismos.



Volver al inicio 



Abstract

On September 25, 2015, within the framework of the United Nations, world leaders adopted a set of global goals to eradicate poverty, protect the planet, and ensure prosperity for all as part of a new sustainable development agenda. Each goal has specific targets to be achieved over the next 15 years.

To reach these goals, everyone has to do their part: governments, the private sector, civil society, and individuals like us.

Energy constitutes a fundamental pillar for achieving these premises, and the leading role of the petroleum sector in energy generation makes it a key player.

The main objective of this paper is to analyze the United Nations' proposal for achieving sustainable development and find its relationship with the petroleum industry.

The specific objectives are as follows: Understanding the concept of sustainable development, its methodology of application, and examples; relating the research to the petroleum industry; analyzing aspects that can be applied and are possible to implement in the petroleum industry worldwide and in Argentina; specifically, understanding the current state of sustainable development policies implemented in companies in the petroleum sector in Argentina, along with their advantages and disadvantages.

To achieve the stated objectives, bibliographic research activities were conducted on sustainable development in general and specifically in the petroleum industry in Argentina. In order to assess the state of this concept in the petroleum sector, surveys were planned targeting key stakeholders such as students in related fields, teachers, and companies.

It was concluded that the concepts of circular economy and sustainable development are not widely known in Argentina and therefore are not extensively applied in different industries in our country. However, there are many possibilities to reverse this situation, as the academic sector is beginning to show a greater relationship with these concepts, which promises greater application of them in the future.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO027

PROYECTO DE REDUCCIÓN DE VENTEO DE CO2 EN EL YACIMIENTO CERRO FORTUNOSO. MALARGÜE, MENDOZA

Franco Martín De Rosa, Mariano Alexis González, Fernando Carrizo, Vanina Díaz, Rodrigo Peralta, YPF S.A.
franco.derosa@ypf.com, mariano.gonzalez@ypf.com, fernando.carrizo@ypf.com, vanina.diaz@ypf.com,
rodrigo.g.peralta@ypf.com

Palabras claves

Reducción de emisiones de CO2. Casing Patch.

Resumen

El yacimiento Cerro Fortunoso se ubica al Sur de la provincia de Mendoza, a unos 85 km al SSE de la ciudad de Malargüe, y a unos 30 km al Este del Río Grande y se extiende sobre una estructura anticlinal de rumbo SSO-NNE.

El proyecto se enmarca en la política de disminución de emisiones a la atmósfera con el objeto de contribuir al cumplimiento de los objetivos de diferentes acuerdos internacionales sobre cambio climático.

Contempla la intervención de pozos mediante la tecnología de Casing Patch (sello con parches expandibles) para aislar zonas actualmente en producción de gas con alto contenido de CO2 y captar la corriente de gas resultante para utilización como fuente de energía, lo que permitirá mejorar el estándar ambiental, logrando una reducción en el volumen venteado de CO2.

Ya ejecutadas las reparaciones de los pozos seleccionados para implementar la tecnología y el cierre de pozos en los cuales no era viable aplicarla, los resultados obtenidos muestran una disminución del venteo total de gas en el yacimiento del orden del 80%.

Abstract

The Cerro Fortunoso field is located south of the Mendoza province, about 85 km SSE of the city of Malargüe, and about 30 km east of the Río Grande, and extends over an anticlinal structure trending SSW-NNE.

The project is part of the policy of reducing emissions into the atmosphere in order to contribute to meeting the objectives of different international agreements on climate change.

It contemplates the intervention of wells through the Casing Patch technology (seal with expandable patches) to isolate areas currently producing gas with a high CO2 content and capture the resulting gas stream for use as an energy source, which will improve the standard environment, achieving a reduction in the volume of CO2 vented.

Once the repairs of the wells selected to implement the technology and the closure of wells in which it was not feasible to apply it have been carried out, the results obtained show a decrease in the total gas venting in the reservoir of around 80%.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



6 - INNOVACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA

PRO048

APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA DETECCIÓN DE FUENTES DE MIGRACIÓN BEHIND PIPE

María Eugenia Salamanca, Andrea Cristina López, Carlos Orlandi, YPF S.A.
maria.e.salamanca@ypf.com, andrea.c.lopez@ypf.com, carlos.orlandi@ypf.com

Resumen

Uno de los desafíos más importantes que enfrenta la industria en la actualidad es el de poder identificar las fuentes de migración de gas, ya que son las causales de poner en riesgo la integridad de los pozos durante las diferentes etapas de su ciclo de vida. Existen diferentes tipos de escenarios, a los que deberá darse el tratamiento adecuado para alcanzar el objetivo requerido de forma técnica y económicamente viable.

Cuando la producción de un pozo declina de manera tal que su remediación implica un gasto que supera los ingresos estimados a futuro, el mismo se vuelve candidato al abandono definitivo motivo por el cual, es de suma relevancia, contar con un análisis adecuado de la situación real del pozo. Cuanta más información de calidad se obtenga del mismo, mejor será su análisis y más acertada será su intervención, disminuyendo así el costo de maniobras innecesarias y los tiempos perdidos en la toma de decisiones.

Existen tecnologías que son capaces de acotar la incertidumbre al momento de definir el camino que se tomará para concretar un aseguramiento de pozo y que el mismo sea exitoso. Estas son herramientas de perfilado que toman registros de temperatura y ruido espectral. Por su alta sensibilidad es que pueden detectar, investigar y localizar las fuentes de migración causantes de presiones sostenidas en anulares dentro y hasta fuera de los mismos, algo que anteriormente no era posible.

La modalidad de funcionamiento requiere de un primer registro a pozo cerrado denominado registro de línea base, luego se realiza un registro en condición dinámica mientras se purga el anular con acumulación de presión para inducir el movimiento de fluidos. Por último, se ejecuta el registro a pozo cerrado. Al ser una tecnología de alta sensibilidad es capaz de proporcionar una comparación de energía entre diferentes estados del pozo brindando un mapeo del camino de migración del gas.

En esta presentación vamos a analizar una serie de casos reales de detección de migraciones, los resultados que arrojaron los perfiles y como esta información fue utilizada para adecuar el plan de intervención aseguramiento de pozo.



8° CONGRESO **YPF**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO007

ASEGURAMIENTO DE POZOS CUENCA GOLFO SAN JORGE

Terrazas Emanuel Silvestre, YPF S.A., emanuel.terrazas@ypf.com

Palabras claves

Integridad de pozos, Aseguramiento de pozo, Excelencia Operacional, Trabajos en Equipo.

Resumen

En el año 2020 la empresa YPF S.A publica el “Manual para el Gerenciamiento de Integridad de pozos Upstream” (WIMM siglas en Ingles), donde se describe como se debe gestionar la integridad de los pozos durante la etapa de diseño, construcción, pasando por la fase de operación hasta el abandono del pozo. Aplicando las actividades detalladas en el WIMM, personal del área de Producción detectó un total de 16 pozos en los Yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge que tenían su integridad deteriorada y que necesitaban una intervención para poder reestablecer sus barreras, devolviendo de esta manera la integridad para dejarlos nuevamente a los pozos produciendo o en condiciones para ser Abandonados.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO104

AVANCES EN AUTOMATIZACIÓN, CONTROL, Y EFICIENCIA EN OPERACIONES DE SEGURIDAD EN POZOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS TECNOLOGÍA COMO PUERTA DE ENTRADA A UNA INDUSTRIA 4.0 Y UN FUTURO SOSTENIBLE

Manuel Barros, Moto Mecánica Innovación, mbarros@motomec.com.ar

Palabras claves

Automatización y control, operación segura, optimización de producción, impacto ambiental

Resumen

En las últimas décadas, el desarrollo tecnológico ha dado lugar a avances significativos en técnicas de automatización, control, autonomía y manejo de datos en procesos industriales. No obstante, en la industria del Oil&Gas no hemos podido aun sacar un verdadero provecho de los beneficios que esto implica y del impacto que puede generar en nuestras operaciones.

En el presente trabajo se abordó la aplicación de estas tecnologías en el contexto de seguridad de las operaciones en pozos petrolíferos y el impacto que estas generan en la operatoria general de un proyecto. Exploramos los beneficios y desafíos de la implementación de sistemas autónomos y automatizados para el monitoreo de seguridad, análisis de riesgo y respuesta a emergencias en pozos productores. Nuestra investigación encuentra que sistemas autónomos y automáticos pueden mejorar significativamente los resultados de seguridad al reducir el error humano, suministrar datos en tiempo real para la evaluación de riesgos y dar lugar a tiempos de respuesta mucho más rápidos y efectivos frente a contingencias.

Los actuales sistemas mecánicos de seguridad de válvulas de seguridad de superficie (VSS), aunque cumplen su función de cierre automático de válvula, requieren recorridas frecuentes para mantener presurizado su sistema, sestar nuevos rangos de operación y el restablecimiento del equipo luego de una contingencia. Estas situaciones impactan significativamente en aumentos del OPEX y pérdidas de producción por retrasos en la atención frente a cualquier eventualidad.

La automatización y digitalización de estas operaciones contribuye significativamente a la disminución de estas pérdidas, y sumado a la capacidad de enviar reportes, alertas predictivas, autodiagnósticos y operación remota, una reducción del TCO global de la operatoria.

Operaciones controladas dan lugar a proyectos que acompañen a un proceso de cambio progresivo hacia un futuro sostenible, minimizando el consumo de recursos naturales y energía, y contribuyendo a una economía circular, en vistas a reducir la huella de carbono.

Sin embargo, la implementación de estas tecnologías requiere una planificación, integración y una visión general del alcance e impacto que estos cambios pueden generar. Operaciones más seguras pueden dar lugar a proyectos más rentables.

Los sistemas de control pueden contribuir a la seguridad al proporcionar monitoreo y control en tiempo real de equipos y procesos, así como mantenimiento predictivo para evitar fallas en equipos e instalaciones. Este documento se sustenta en el estudio de casos y las mejores prácticas para implementar la automatización y el control sobre la seguridad de pozos petroleros, y proporciona recomendaciones para futuras implementaciones y desarrollos en esta área.



8° CONGRESO IAPG
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

In recent decades, technological development has led to significant advances in automation, control, autonomy and data management techniques in industrial processes. However, in the Oil&Gas sector, we have not yet been able to truly take advantage of the benefits that this implies and the impact that it can have on our operations.

This paper addresses the application of these technologies in the context of safety in oil well operations and the impact they have on the overall operation of a project. We explore the benefits and challenges of implementing autonomous and automated systems for safety monitoring, risk analysis and emergency response in producing wells. Our research finds that autonomous and automated systems can significantly improve safety outcomes by reducing human error, providing real-time data for risk assessment, and resulting in much faster and more effective response times to contingencies.

The current VSS mechanical safety systems, although they fulfil their function of automatic valve closure, require frequent trips to keep the system pressurized, test new operating ranges and re-establish the equipment after a contingency. These situations have a significant impact on OPEX increases and production losses due to delays in dealing with any eventuality.

The automation and digitization of these operations contributes significantly to the reduction of these losses, and together with the ability to send reports, predictive alerts, self-diagnostics and remote operation, a reduction in the overall TCO of the operation.

Controlled operations give rise to projects that accompany a process of progressive change towards a sustainable future, minimizing the consumption of natural resources and energy, contributing to a circular economy, with a view to reducing the carbon footprint.

However, the implementation of these technologies requires planning, integration and an overview of the scope and impact that these changes can generate. Safer operations can lead to more cost-effective projects.

Control systems can contribute to safety by providing real-time monitoring and control of equipment and processes, as well as predictive maintenance to prevent equipment and facility failures. This paper draws on case studies and best practices for implementing automation and control over oil well safety, and provides recommendations for future implementations and developments in this area.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO090

EVOLUCIÓN EN EL DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS MECÁNICOS EN POZOS MEDIANTE CÁMARA FOTOGRÁFICA PORTÁTIL

Jesús Leonidas Martínez Pouza, Oscar Enrique Nickels, YPF S.A.
jesus.l.martinez@ypf.com, enrique.nickels@ypf.com

Palabras claves

Cámara fotográfica, slickline, pesca, Golfo San Jorge, yacimientos maduros.

Resumen

Enmarcado en las operaciones de workover que se realizan en una cuenca madura como la Cuenca del Golfo San Jorge, en la cual existen numerosos pozos activos con antigüedad mayor a 20 años (muchos de ellos afectados a proyectos de recuperación secundaria), se comenzó a utilizar una cámara fotográfica portátil como herramienta de evaluación mecánica para los pozos a intervenir que poseen algún antecedente de obstrucción y/o pesca. Con más de 100 años de historia en la explotación de yacimientos, el método de evaluación por defecto para puntos de pesca y obstrucciones de pozo ha sido el impresor de plomo. Este método implica la interpretación de la marca con la que el impresor sale del pozo, lo cual es una estimación indirecta de la situación real dentro del mismo. Gracias a la evolución tecnológica vivida en las últimas décadas, y con la disminución en el costo de los dispositivos digitales a medida que se avanza con el desarrollo de estos, se adquirió una cámara fotográfica portátil como alternativa al tradicional impresor.

La utilización de la cámara se realiza mediante equipo de slickline; esta permite el registro de las imágenes dentro del pozo ya que, sin utilizar vínculo eléctrico con la superficie, almacena los datos en una memoria interna. Su autonomía se logra a través de una batería y además permite programar el momento en el cual el operador desea iniciar el registro, la cantidad de fotografías a tomar y el intervalo de tiempo entre datos.

Este documento muestra la experiencia temprana lograda con la nueva tecnología introducida a las operaciones convencionales y el mejor entendimiento de los problemas operativos rutinarios, apuntando siempre a un diagnóstico más eficiente al momento de programar maniobras de remediación de pozo (ya sea por obstrucción y/o pesca) que permitan optimizar tiempos y costos de operación.

Finalmente, de acuerdo con las experiencias realizadas en cuatro pozos de la cuenca con diferentes características, se pudo concluir en que la utilización de la cámara fotográfica de pozo es una alternativa óptima para el diagnóstico de problemas mecánicos en aquellas profundidades en donde el fluido es gas seco o aire por requerir poca preparación y muy bajo costo comparado con otros sistemas de registro de video. Por otro lado, en el resto de los casos, las condiciones de fluido líquido encontradas en los pozos no permitieron un registro claro de imágenes.

Abstract

In the daily workover operations developed in the Golfo San Jorge Basin, where some of the most mature fields have around 100 years of primary oil production history, there are numerous active wells drilled over 20 years ago, and many of them are used for water injection in secondary recovery projects. When an unknown restriction within the wellbore is encountered, the default evaluation method for diagnosing wellbore access problems, such as obstructions or fish top conditions, is the lead impression block. This method requires the interpretation of a mark left on the lead of the impression block by the fish top, which is an estimation of the actual situation inside the wellbore and relies on the operator's skills. In addition to this, restrictions are being



8° CONGRESO **IPAP**
**Producción
y Desarrollo
de Reservas**
7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



found more often in old injector wells with corrosion.

Thanks to the evolution of electronics during the last decades and the decrease on its cost, a portable well photographic camera was acquired to be used as an alternative to the traditional lead impression block. The camera is run into the wellbore on slickline and powered by a detachable battery module. Once in the wellbore, it obtains images of the area of interest and stores them in an internal memory. There is no requirement of wireline since the camera is completely autonomous; it can be programmed at the well site using a laptop to set the time to start recording, the number of images to be taken (up to 1000), and the time interval between each picture.

This document shows the early experience achieved using the well photographic camera as an alternative in conventional operations for a better understanding of routine wellbore problems, always aiming to a more accurate diagnosis to develop the best strategy to overcome them optimizing operation's time and cost.

Finally, after running the well camera in four different wells, we concluded that this alternative is highly recommended for diagnosing wellbore mechanical problems at depths where the fluid is air or dry gas since it requires little well preparation at a really low cost compared to other video logging systems. In opposition to that, the wells liquid fluid conditions founded did not allow the acquisition of clear pictures in it.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO034

MEDIDOR DE NIVEL DE FLUIDO CONTINUO EN POZOS PRODUCTORES

Fernando do Nascimento, Pan American Energy
fdonascimento@pan-energy.com

Palabras claves

Nivel, Sumergencia, Profundidad de Bomba; Ecometría, Sonolog, Sensor de Fondo, Edge Speaker

Resumen

En el negocio del Oil & Gas es de suma importancia conocer de forma precisa la sumergencia de fluido en los pozos productores de petróleo. No se puede tomar decisiones para mejorar la eficiencia de un sistema de extracción sin tener un dato confiable del nivel en el pozo. Para ello es necesario una unidad de monitoreo de nivel precisa.

Se ha desarrollado una nueva tecnología para la medición totalmente automatizada del nivel de fluido. En este trabajo se describen las características técnicas del dispositivo y se mostraran casos de estudio reales.

El funcionamiento del equipo es puramente electrónico. El dispositivo de medición está montado en el Casing de los pozos productores y, a diferencia de los dispositivos convencionales, funciona sin la necesidad de un disparo de gas, en este caso la señal acústica es electrónica. Tiene una frecuencia máxima de medición de un dato por minuto.

Los datos del nivel de fluido medido se transmiten desde el equipo a través de Modbus, Señal 4-20mA o GSM al centro de operaciones. Esta información puede utilizarse como señal de entrada a un controlador VDF o PLC para la regulación automática de la velocidad de la bomba, previo seteo de un set point de sumergencia deseada lo que permite optimizar la producción del pozo y proteger el equipo de fondo.

Al ser la medición continua, el sistema permite también realizar pruebas de incremento de presión (build-up test) desde superficie.

En cuanto a la confiabilidad de la medición, el sistema utiliza algoritmos para la corrección del nivel de fluido en pozos con presencia de una columna de gas.

Durante las pruebas de campo, la tecnología fue comparada con sistemas medición conocidos como sensores de fondo y medición física convencional. También se ha evaluado la practicidad y seguridad en el montaje/desmontaje del equipo.



Volver al inicio 



PRO152

REAL-TIME MONITORING FOR ENHANCED FRACTURING OPERATIONS TRACKING CHEMICALS AND PROPPANTS IN WELLBORE

Berk Coskuner, Mohammadreza Kamyab, Sai Sharan Yalamarty, Pavan Dharwadkar,
Corva AI LLC

berk.coskuner@corva.ai, m.kamyab@corva.ai, sai.yalamarty@corva.ai, pavan.dharwadkar@corva.ai

Keywords

Hydraulic Fracturing, Screenout, Nolte Smith Plot, Tracking Chemicals and Proppants, Cloud Computing

Abstract

An algorithm was developed to track the concentration of proppant and chemicals in a wellbore during a hydraulic fracturing operation. The concentration tracking is performed in real-time, updating the results every second. For visualization purposes, a wellbore diagram is created using the wellbore trajectory and casing data for every well. The paper discusses the algorithm of the backend code, shows the illustrations of the concentration distribution results in a successful and a near screenout fracturing operation. This algorithm takes into account essential surface data, wellbore configurations, and survey data to calculate proppant and chemical concentrations at various points in the wellbore. The wellbore is divided into a finite number of nodes with specific boundary conditions, and the time for each discrete element to reach the perforations is computed. The frontend visualization provides an invaluable tool for completion engineers, displaying a graphical representation of the wellbore alongside other relevant monitoring tools. By integrating real-time analytics, the tool significantly enhances the decision-making process, particularly in detecting potential screen-out events and monitoring chemical additive effectiveness. This data-driven approach ensures better planning for contingencies and increases the efficiency and safety of hydraulic fracturing operations. Abstract This study focuses on the value delivered to operators through the use of integrated fracturing analytics. The objective is to optimize hydraulic fracturing operations by monitoring real-time changes in proppant and chemical concentrations at the surface and their distribution within the wellbore. By providing completion engineers with real-time insights into wellbore conditions, this data-driven approach enables better decision-making to plan contingencies and avoid screen-outs. We developed a physics-based algorithm for calculating proppant and chemical concentrations in the wellbore using real-time surface data, wellbore and casing configurations, and survey data. The wellbore is divided into a finite number of nodes, with the lower boundary conditions of one node defining the top boundary conditions of the next. The time it takes for each discrete element to reach the perforations is calculated, allowing operators to plan contingencies for potential issues like perforation or near-wellbore restrictions. This approach helps that the wellbore is cleared of proppant efficiently. The analytics-driven approach provides real-time wellbore diagrams to help completion engineers monitor conditions during stimulation. Combining the real-time diagram, graphical monitoring tool, Nolte Smith plot, and physics-based algorithm can lead to cost savings and prevent screen-outs in operations. The integration of real-time analytics in hydraulic fracturing operations provides significant value to operators. By detecting potential screen-out events and monitoring the effectiveness of chemical additives such as friction reducers (FR), operators can optimize their processes. This tool reduces the risk of displacing near-wellbore proppant packs, enhancing operational efficiency and safety



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO013

REDUCCIÓN DEL 60% EN TIEMPOS DE ARMADO EQUIPOS BES CON SISTEMA VIGA BES

Andres Essayag, Fernando Fernandez, YPF

andres.essayag@ypf.com, fernando.fernandez@ypf.com

Alejandro Fravega, BH, alejandro.fravega@bakerhughes.com

Constantino Bitopoulos, Hugo Ambram, YPF

constantino.bitopoulos@ypf.com, hugo.ambram@ypf.com

Eduardo Márquez, Adrian Aguirre, Pablo Coria, Víctor Devinenti, BH

marquedu@bakerhughes.com, adrian.aguirre@bakerhughes.com, pablo.coriafontivero1@bakerhughes.com,
victor.devincenti@bakerhughes.com

Palabras claves

VIGA BES, preensamblado, reducción de tiempo, eficiencia, reducción NPT, calidad en origen.

Resumen

En la industria O&G Operadores y proveedores ALS mayoritariamente enfocan sus esfuerzos en reducir Índices de Fallas, mejorar Eff energéticas y proveer avances Tecnológicos que le permiten a los ALS extender sus límites técnicos. En los últimos años muchos Operadores han puesto foco en los tiempos de intervención con Equipos de Torre, por ser un recurso costoso además de tiempos improductivos de los pozos, y es justo donde los pozos con Sistemas ESP se encuentran entre los menos eficientes respecto al resto de los ALS por sus elevados tiempos de armado.

Tradicionalmente la metodología convencional de armado del sistema ESP consiste en el ensamble (mecánico/eléctrico) en boca de pozo de componente por componente, además de todo el servicio de llenado con aceite y sumado a diferentes tipos de verificaciones que deben ejecutarse, todo esto siguiendo Instructivos muy minuciosos para asegurar una buena calidad del trabajo final, por lo tanto se puede apreciar que además de los elevados tiempos de armado también es una tarea de elevada complejidad que al realizarla en boca de pozo es muy vulnerable a errores humanos y factores climáticos.

Es ahí donde YPF tomó la iniciativa de probar y masificar una vieja propuesta que se disponía en porfolio, pero sin haber podido salir de la etapa de prueba. La tecnología consiste en disponer los componentes ya preensamblados en un ambiente controlado sobre bandejas metálicas rígidas denominadas Vigas con un tren rodante, se configura una Viga Motriz donde se disponen (Sensor, Motor y Sellos) con todo su servicio ya realizado, y una Viga Productora donde se disponen (Intake, Separador de Gas y Bombas). De esta manera el armado se reduce al izaje de las Vigas y ensamble entre sí.

El proyecto fue implementado en Argentina dentro de la Operación de YPF. Habiendo pasado la etapa piloto con éxito, actualmente se encuentra en etapa de masificación y hemos visualizado los siguientes beneficios:

- Menor exposición de los Técnicos de Field Service en boca de pozo armando la ESP.
- Reducciones en el tiempo de armado de la ESP en boca de pozo del orden del 60%.
- Ensamble y Servicio de la ESP en un ambiente controlado por personal especializado, lo que se traduce en minimizar las fallas y las horas NPT asociadas al servicio de campo.



Volver al inicio 



Abstract

In the O&G industry, operators and ALS providers focus their efforts on reducing the failure index, improving energy efficiency and making technological advances in order to expand the technical limits of ALS. In recent years, many operators have been working towards rig time because it limited resource in addition to the downtime, and in this regard, wells with ESP are less efficient than other ALS due to long assembly times.

The conventional method for ESP assembly consists of a component-by-component coupling at the wellhead, oil filling services and different kinds of checkpoints that must meet large and detailed procedures to ensure high-quality results. Therefore, in addition to long assembly times, this process becomes a complex task that must be done in the well site and is prone to human error and adverse weather conditions climatic factors.

YPF led a test and the subsequent implementation of a technology that had never gone beyond the test stage. This technology consists of arranging the components previously assembled in a controlled environment by specialized personnel over rigid metallic structures, called ESP beams (VIGA for its name in Spanish), equipped with a running gear. The whole system is composed of a power beam containing the sensor, motor and seals arranged and serviced with oil in addition to a producer beam containing the intake, gas separator and pumps. In this way, the ESP assembly only requires the lifting and coupling of both beams.

The project is being carried out in Argentina as part of YPF operations. After a successful pilot test, currently are in the massification stage, yielding the following results:

- Less exposure to risks of Field Service Technicians at the well site when assembling the ESP
- Reduction time of ESP assembly at the wellhead, up to 60%
- Assembly and service in a controlled environment by specialized personnel, reducing failures and NPT hours associated with field service



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



7 - SUSTENTABILIDAD Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

PRO135

LA SOSTENIBILIDAD EN EL DISEÑO DEL ESQUEMA DE PRODUCCIÓN NOC CON SATÉLITES

Marco Bergel, María Florencia Cibau, YPF S.A.
marco.bergel@ypf.com, maría.f.cibau@ypf.com

Palabras claves

NOC, Satélites, Baterías, Instalaciones de Superficie, Sostenibilidad, Modelo de desarrollo, PTC, PC, Emisiones, CO₂, CH₄.

Resumen

Vaca muerta transita una curva de aprendizaje en busca de mejoras de eficiencia y en los próximos 5 años se verá un incremento de producción notable con una consecuente inversión significativa en instalaciones.

En ese contexto, la sostenibilidad de los desarrollos se tornó un requerimiento mandatorio para las operaciones, con foco en reducción de emisiones y eficiencia energética.

Este trabajo indaga sobre el modelo de captación y tratamiento de la producción con satélites y las mejoras de sostenibilidad incluidas en el diseño.

Se presentan las siguientes mejoras:

- Las asociadas al propio nuevo modelo de producción del NOC.
- Las incluidas en el diseño particular de las IISS que lo componen.

Luego del benchmark de mercado y el análisis cuantitativo de los modelos de producción en diferentes tipos de bloques, se seleccionó y desarrolló el modelo de satélites, según el siguiente esquema:

El modelo demostró una mejora en el desempeño ambiental basado en:

- Menor cantidad de tanques con reducción de inventarios distribuidos en el campo y reducción de puntos de venteos de baja presión difíciles de captar.
- Mejor aprovechamiento de la energía del reservorio al reducir instancias de bombeo intermedio y operar la separación primaria a presión.
- Mejor gestión de la compresión al centralizarla en una única planta, con reducción esperada de paros e inestabilidades del proceso.
- Menor tendencia a slugging.
- Adicionalmente se consideraron las siguientes mejoras de sostenibilidad en el diseño particular de las IISS:
 - Lavado de petróleo en 2 etapas, con 80% menos de consumo de agua respecto al diseño de con una sola etapa de lavado.
 - Agregado de VRT en tanques para operación más estable de VRUs.
 - Recuperación de gas de stripping en la deshidratación.
 - Ajuste de calidad de gas con mejora en Nro. de Metano, con vistas a reducir paros de compresión por calidad de gas combustible.
 - Mayor aptitud para implementar un SGE por ISO50.001 por la menor cantidad de IISS y la incorporación de las mediciones necesarias para el monitoreo del consumo energético.

Se obtiene como conclusión que, en un contexto de aumento de la producción de petróleo y gas, el esquema de satélites facilitará la transición hacia el Net Zero, reduciendo significativamente las emisiones de los desarrollos asociadas a las IISS.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

Vaca Muerta is going through a learning curve in search of efficiency improvements and in the next 5 years there will be a notable increase in production with a consequent significant investment in facilities.

In this context, the sustainability of developments became a mandatory requirement for operations, with a focus on reducing emissions and energy efficiency.

This work inquires the full field developments with satellites and the sustainability improvements included in the design.

The following improvements are introduced:

- Those associated with the shale development itself.
- Those included in the design of the facilities that compose it.

After the market benchmark and the quantitative analysis of the development models in different types of blocks, the satellite model was selected and developed, according to the following scheme:

The model worsened an improvement in environmental performance based on:

- Less number of tanks with reduced inventories distributed in the field and reduction of low pressure venting points that are difficult to capture.
- Better use of the reservoir's energy by reducing instances of intermediate pumping and operating the primary separation under pressure.
- Better compression management by centralizing it in a single plant, with an expected reduction in stoppages and process instability.
- Less tendency to slugging.

Additionally, the following sustainability improvements were considered in the particular design of the facilities:

- Oil washing in 2 stages, with 80% less water consumption compared to the design with a single washing stage.
- Addition of VRT in tanks for more stable operation of VRUs.
- Recovery of stripping gas in dehydration.
- Gas quality adjustment with improvement in Methane Number, with a view to reducing compression stoppages due to fuel gas quality.
- Greater aptitude to implement an EMS for ISO50.001 due to the lower number of IISS and the incorporation of the necessary measurements for the monitoring of energy consumption.

It is concluded that, in a context of increased oil and gas production, the development with satellites will facilitate the transition to Net Zero and reduce significantly emissions associated with facilities.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO141

MEDICIONES DE EMISIONES DE GAS METANO EN VACA MUERTA TECNOLOGÍA Y CÓMO SEGUIR PARA COMBATIR EL CALENTAMIENTO GLOBAL

Francisco Díaz Telli, Diego Dabos, Daniel Garrido, Uali
francisco@uali.co, dabos@uali.co, daniel@uali.co

Palabras claves

Metano, dron, carbono, fugas, fugitivas, eficiencia energética, calentamiento global, tecnología

Resumen

Las fugitivas de gas metano significan no solo problemas de seguridad, daños y pérdidas de los activos, sino también representan un porcentaje relevante de emisiones que contribuyen significativamente en el calentamiento global. El gas metano (CH_4) es especialmente problemático debido a su potencial de calentamiento, 80 veces mayor que el dióxido de carbono (CO_2). Este escenario presenta oportunidades para la innovación de los procesos industriales en la detección y cuantificación de fugas, que garanticen la optimización de procesos, el cuidado del activo, la seguridad del personal y el ambiente. Además de ser prioridad en la agenda mundial para con los objetivos de reducción de la huella de carbono, la industria energética es una de las más presionadas en esta temática, dado que es de público conocimiento que estas fugas son implícitas a los procesos de tratamiento de hidrocarburos. La reducción de estas emisiones no sólo implica beneficios en mitigación de peligros en términos de seguridad y reducción de costos asociados a la pérdida de activos, sino que también, es una prioridad de los líderes mundiales. La necesidad de accionar es ahora. En línea con lo mencionado, las principales operadoras del mundo y de la Argentina han dado comienzo a un intensivo y ambicioso plan para reducir considerablemente su huella de carbono. Y para lograr el objetivo de primer plazo de disminuir las emisiones de gas metano primero hay que identificarlas y cuantificarlas, proceso innovador que lidera Uali en la República Argentina. La tecnología utilizada se basa en un espectrómetro láser derivado de un desarrollo realizado por la NASA para analizar gases en Marte. El mismo es manipulado por medio de drones de altas prestaciones, de forma que pueden analizar cualquier instalación sin importar la altura de la misma, logrando una precisión extraordinaria en un tiempo muy bajo. La información procesada se integra en una misma plataforma para poder hacer seguimiento histórico y georeferenciado del activo.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO095

OPTIMIZACIÓN Y ANÁLISIS MEDIANTE ÍNDICES ENERGÉTICOS EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE. ENFOQUE DE MONITOREO BASADO EN EFICIENCIA ENERGÉTICA. YPF SANTA CRUZ

Hugo Ambram, Andrés Essayag, Victor Sardinas, YPF S.A.

hugo.ambram@ypf.com, andres.essayag@ypf.com, victor.h.sardinas@ypf.com

Pablo Coria, Víctor Devinenti, Maivy Orozco, Baker Hughes

pablo.coriafontivero1@bakerhughes.com, victor.devinenti@BakerHughes.com,
maivy.orozco@BakerHughes.com

Palabras Claves

Optimización Energética, Sistema electro sumergible, Reducción de la Huella de Carbono, Indicadores Energéticos, Monitoreo.

Resumen

El trabajo propuesto se centra en presentar un enfoque de análisis y monitoreo del sistema electro sumergible en yacimientos de YPF Santa Cruz basado en índices energéticos. Esta perspectiva permite visualizar patrones de eficiencia y desvíos en forma efectiva y rápida, reduciendo los tiempos de cálculos complejos e iterativos de simuladores por software. Se pretende compartir las ventajas de la sensibilidad del método para detectar fallas tempranas en el sistema y la posibilidad de priorización de oportunidades de optimización, reducción de costos operativos y emisiones de CO2.

Es así como a partir de la combinación de variables de producción y energéticas se conforman indicadores específicos que permiten evaluar la eficiencia de un sistema electro sumergible (BES) en distintos rangos de caudales. Mediante herramientas estadísticas, la metodología permite encontrar tendencias y patrones que permiten distinguir entre comportamientos operativos normales y desviaciones, para la priorización de análisis que conlleven a una reducción de impacto negativo en la operación. Este enfoque se complementa a los sistemas de monitoreo estándar dando visibilidad a problemas operativos vinculados a la eficiencia energética del sistema.

Se muestran en los resultados de este trabajo que el enfoque basado en monitoreos de variables energéticas se ha convertido en una herramienta precisa y rápida para controlar la eficiencia del sistema BES y poder establecer correlaciones con las fallas y/o desviaciones operativas. A partir de este encuadre se reducen las horas de análisis de grandes parques de BES con una visualización enfocada a prioridades de mayor impacto.

El trabajo adicionalmente pone en evidencia la necesidad de avanzar con señales económicas y lineamientos más favorables que permitan mayor peso en la evaluación de las acciones al advertir el impacto de la ineficiencia energética, no solo en los análisis económicos/operativos de corto plazo si no también en los aspectos de mediano y largo plazo en lo que respecta a impacto de índole ambiental, así como también en la disminución de la huella de carbono.

La metodología también permite visualizar cómo la incorporación de tecnología más eficiente (motores de imán permanente) impactan en el grupo de análisis de electro sumergible y las consideraciones necesarias para su identificación ante desviaciones.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

The proposal focuses on presenting an approach for analysis and monitoring of the submersible electrical system in YPF Santa Cruz oil fields based on energy indicators. This perspective allows for effectively and quickly visualizing efficiency patterns and deviations, reducing the time required for complex and iterative calculations using software simulators. The aim is to share the advantages of the method's sensitivity in detecting early system failures and the possibility of prioritizing optimization opportunities, reducing operational costs, and CO2 emissions.

This is how, through the combination of production and energy variables, specific indicators are formed to evaluate the efficiency of a submersible electrical system (ESP) across different flow ranges. By using statistical tools, the methodology allows for identifying trends and patterns that distinguish between normal operational behaviors and deviations, enabling the prioritization of analyses that lead to a reduction in negative operational impacts. This approach complements standard monitoring systems by providing visibility into operational issues related to the energy efficiency of the system.

The results of this study demonstrate that the approach based on monitoring energy variables has become a precise and fast tool for controlling the efficiency of the ESP system and establishing correlations with operational failures and/or deviations. This framework reduces the analysis time of large ESP fields by providing a visualization focused on prioritizing higher-impact areas.

Additionally, the work highlights the need to advance with economic signals and more favorable guidelines that allow for greater weight in the evaluation of actions by acknowledging the impact of energy inefficiency, not only in short-term economic/operational analysis but also in medium and long-term aspects regarding environmental impact, as well as the reduction of carbon footprint.

The methodology also allows visualizing how the incorporation of more efficient technology (permanent magnet motors) impacts the analysis group of submersible pumps and the necessary considerations for their identification of deviations.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO106

REAL TIME MONITOR OF MULTIPARAMETER WATER QUALITY INCLUDING MEASUREMENT OF SUSPENDED OIL IN WATER FOR CONTROL OF DISCHARGE AND INJECTION IN CRUDE OIL TREATMENT PLANTS

Juan P. Torne, Carlos A. Andrade, JPT Consulting and Services

Juan P. Torne Sarria, JPT Technologies

Franklin Grimaldos, Juan C. Burgos, Gustavo del Río, Johnatan Camacho, Raul Triana, Ecopetrol S.A.

Abstract

The present paper presents an integrated equipment system developed and patented jointly with Ecopetrol to monitor in real time water quality parameters for produced water from mature fields. This paper includes equipment details starting from electronics to the description of a special package developed to detect suspended oil in water. The field implementation meant a new and more cost-effective manner to not only monitor water quality but also to improve operative sequences in treatment plants.

Normally, it is necessary to control the quality from production and processing water plants considering the importance of keeping all the parameters within the limits established by regulations or recommendations, including the volume of suspended oil in water. The equipment allows to track and follow up the process and final water parameters integrating simple transducers, electronics, special case materials and real time communications in a cost effective manner which is important in current business environment. The module incorporates proprietary sensors for Oil in Water, Turbidity or TSS, Conductivity AC/DC and commercial transducers like pH, OIW, Temperature and others. The process of conditioning water for discharge or reuse in hydrocarbon treatment plants is complex and involves a lot of equipment. Continuous monitoring of the process and water quality is definitely necessary and important to improve decision-making and possible to determine alerts optimizing the response time. The real-time monitoring equipment ensures continuous follow up and traceability every minute in order to develop prediction techniques and maintain continuous records in water processing plants, whether in the oil industry or industrial discharges, wastewater from human and agricultural activity, in addition to environmental monitoring of water sources. The equipment is versatile and flexible to adapt to different conditions in treatment plants and field conditions.

This paper shows the added value of using water quality monitoring in our current business environment with more strict regulations and more water production. It shows development and results of specific transducers for oil industry water like SST and OIW, the need for special materials, and electronics in a very efficient cost effective solution for mature and marginal fields. This is a new approach to water management using real time monitoring.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Trabajos 7° Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo- EOR

PRO143

ADECUACIÓN DE FACILITIES EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA RECUPERACION TERCIARIA

Marina Herrero Segura, Carlos Fabián Morandini, YPF
marina.l.herrero@ypf.com, fabian.morandini@ypf.com

Palabras claves

Polímero, Planta de tratamiento de agua (PTA), Planta de inyección de agua (PIA), Planta de tratamiento de efluentes (PTE)

Resumen

La Planta de Tratamiento de Agua de Desfiladero Bayo Mendoza (DBM) tiene como objeto cumplir los parámetros de calidad de agua de inyección para recuperación secundaria y terciaria requeridos por Ingeniería de Reservorios.

En el presente trabajo se describirán los procesos evolutivos y la adecuación de instalaciones que hicieron posible la migración de una instalación de inyección de agua a una planta de tratamiento que cumple con los parámetros de calidad.

Para llevar a cabo el objetivo, se planteó una estrategia de tres etapas, las cuales se describen a continuación:

1) Adecuación de las instalaciones de superficie, optimizando los equipos existentes e incorporando una nueva tecnología de filtrado y pulido.

2) Incorporación de un proceso de tratamiento de efluentes para eliminar del sistema los sólidos y el residual de polímero.

3) Definición de un plan específico de tratamiento químico:

☐ Agua de inyección: en el cual se analizó la compatibilidad de los productos en función del polímero utilizado en la solución madre.

☐ Agua a ser tratada: el cual consiste en la degradación del residual de polímero para evitar la deposición del mismo en el sistema.

Como conclusión, se observa que las medidas adoptadas permiten alcanzar la calidad de agua objetivo y que las adecuaciones en el tratamiento químico mejoran notablemente la performance de las instalaciones evitando el fouling en el sistema a causa de residual de polímero.

Abstract

The objective of the Desfiladero Bayo Mendoza Water Treatment Plant is to meet the injection water quality parameters for secondary and tertiary recovery required by Reservoir Engineering. In the present work, the evolutionary processes and the adequacy of facilities that made possible the migration of a water injection facility to a treatment plant that meets the quality parameters will be described. To carry out the objective, a three-stage strategy was proposed, which are described below:

1) Adaptation of surface facilities, optimizing existing equipment and incorporating new filtering and polishing technology.

2) Incorporation of an effluent treatment process to eliminate solids and residual polymer from the system.

3) Definition of a specific chemical treatment plan:



8° CONGRESO AAPG

Producción y Desarrollo de Reservas

7 - 9 NOV 23, Buenos Aires



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Injection water: in which the compatibility of the products was analyzed based on the polymer used in the mother solution.

Water to be treated: which consists of the degradation of the residual polymer to avoid its deposition in the system.

In conclusion, it can be seen that the measures adopted make it possible to achieve the target water quality and that the adjustments in the chemical treatment significantly improve the performance of the facilities, avoiding fouling in the system due to residual polymer.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO145

ARMADO ARTIFICIAL DE MUESTRAS DE FORMACIÓN VACA MUERTA PARA EL ENSAYO DE RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR IMBIBICIÓN DE SURFACTANTES

Esteban González, Jessica Jara, Ricardo Prado, Jorge Montané, Sergio Abrigo, Laura Fernández, Malvina Frigerio, Florencia Toschi, Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Neuquén,
esteban.gonzalez@fain.uncoma.edu.ar, jara.jessica@fain.uncoma.edu.ar, ricardo.prado@fain.uncoma.edu.ar,
jorge.montane@fain.uncoma.edu.ar, sergio.abrigo@fain.uncoma.edu.ar, fernandez.laura@fain.uncoma.edu.
ar, malvina.frigerio@fain.uncoma.edu.ar, florencia.toschi@fain.uncoma.edu.ar

Palabras claves

Cutting, metodología, sandpack, cuttingpacks, No convencional, Fm Vaca Muerta

Resumen

En este trabajo se presenta una metodología para la reconstrucción, a partir de cuttings, de muestras de la formación Vaca Muerta a ser utilizadas para ensayos de laboratorio de recuperación de petróleo por imbibición de surfactantes. Debido a que no se disponía de muestras de corona de la zona de interés, pero sí se contaba con muestras de cutting de esta formación, se decidió reconstituir muestras con este material, en forma de "cuttingpacks" de diámetro 38 mm (0,038 m) y longitud 60 mm (0,060 m), semejantes en dimensiones a las muestras que se extraen de coronas (plugs). Para los ensayos de desplazamiento se armaron tres tipos de muestras, de las cuales ya se evaluaron dos con surfactantes probados en estudios fluido-fluido previos. Estas muestras fueron armadas con distintas formas de compactación y con 100% de material de la Fm Vaca Muerta o combinándolas con esferas de vidrio. Todas las muestras se saturaron con petróleo de la Fm Vaca Muerta y se añejaron en celdas especiales a temperatura y presión durante 60 días. Todas las muestras quedaron aptas para poder ser ensayadas con los surfactantes seleccionados. Las mismas fueron evaluadas de distintas formas, empaquetadas y a temperatura en celdas triaxiales, a presión y temperatura en celdas especiales o en copas Amott a temperatura, embebidas en salmuera o en solución de surfactantes a distintas concentraciones. De todas las muestras se extrajo petróleo por imbibición con surfactante, situación que no se observó con la imbibición con salmuera -se están evaluando los resultados-. En la actualidad se consiguieron algunos trozos de corona de la zona de interés y se están acondicionando algunas muestras para repetir los estudios realizados y comparar los resultados obtenidos con los "cuttingpacks".

Abstract This paper presents a methodology for the reconstruction of samples (plugs) from Vaca Muerta formation cuttings, used in laboratory tests for oil recovery by imbibition of surfactants. Since core samples were not available from the area of interest, but there were cutting samples, it was decided to reconstitute samples with this material, in the form of "cuttingpacks" with a diameter of 38 mm (0,038 m) and a length of 60 mm (0,060 m), similar in dimensions to the ones (plugs) usually extracted from cores. For the development of the test, three types of samples were assembled, two have already been evaluated with a particular surfactant selected from previous fluid-fluid studies. These samples were assembled with different forms of compaction, with 100% material from the Vaca Muerta Fm or combining them with glass spheres. All samples were saturated with Vaca Muerta oil and stayed at temperature and pressure for 60 days. All the samples were suitable to be tested with the selected surfactants. They were evaluated at different laboratory conditions, packaged at temperature in triaxial cells, at pressure and temperature in special cells or in Amott cells at temperature, embedded in brine or in surfactant solutions at different concentrations. Oil was extracted from all samples by imbibition with surfactant, oil displacement was not observed with imbibition with brine. The results are being evaluated. At present, samples from Vaca Muerta cores are being conditioned to repeat the studies carried out with "cuttingpacks" to compare results



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO107

CASE HISTORIES OF WATER AND POLYMER INJECTION REGULATOR VALVES WITH FIXED REGULATORS IN SELECTIVE INJECTION SYSTEM TO IMPROVE SECONDARY RECOVERY IN MATURE FIELDS

Juan P. Torne, JPT Consulting and Services
Jairo Zapata, John Gonzales, Camilo Gomez, Claudia Leal, Sierracol

Abstract

The control of water and polymer injection in secondary recovery processes, which is for enhanced recovery of hydrocarbons, is important to optimize and control the process that allows maintaining reservoir pressure, displacing residual oil and sustaining production from mature fields. Injection control technology for downhole has been developed to optimize existing side pocket mandrel completions and focused on procedures to maintain efficiency and cost control which is critical for mature fields.

Valves with multiple stages of reducers and expansion chambers have been specifically developed for water injection having fixed orifices in tandem with expansion chambers or dampers, there is procedure for selection and plan based on the differential pressure between the hydrostatic column plus pump rate minus reservoir pressure and the required flow rate. There are other features considered like corrosion, other applications of the valve as dummy and pressure/flow measurements that increase the advantages over standard systems and cost effectiveness.

The complete valve allows to further extend chokes replacement times, extend the operating range and allows operation with water and polymer as injection fluid. This paper presents the results of multiple tests performed in the field, also other cases documented of advantages related to the seal system, corrosive fluids and other applications.

This paper shows the added value of using fixed orifice regulation in tandem, alternating regulators with expansion chambers in mature fields. It also show multiple added features for better operating efficiency.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO109

EVALUACIÓN DE PARÁMETROS OPERATIVOS DE LOS PILOTOS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO IOR/EOR EJECUTADOS EN COLOMBIA Y SU IMPACTO EN LA EFICIENCIA DE RECROBRO

Rubén Hernán Castro García, Meridian Consulting LTDA, ruben.castro@ecopetrol.com.co;
Jaime Alexander Daza Ibagué, Politécnico Gran Colombiano, alexanderdaza81@hotmail.com;
Daniel Mauricio Rojas Cardenas, Mauricio Gutierrez Benavides, Jose Dario Reyes Hoyos, Fernando Wilson Londoño Galvis, Robinson Jimenez Diaz, Henderson Iván Quintero Pérez, Ecopetrol S.A.
daniel.rojas@ecopetrol.com.co, mauricio.gutierrez@ecopetrol.com.co, jose.reyesho@ecopetrol.com.co,
fernandowi.londono@ecopetrol.com.co, robinson.jimenezdi@ecopetrol.com.co
henderson.quintero@ecopetrol.com.co, Jorge L Romero, Citation Oil & Gas Corp, JRomero@cogc.com

Palabras claves

Conformance químico, conformance químico profundo, polymer flooding, geles de dispersión coloidal (CDG), inyección de formulaciones álcali-surfactante-polímero (ASP), EOR, IOR

Resumen

En los últimos 15 años se han venido materializando diferentes iniciativas para apalancar el incremento del factor de recobro en campos colombianos sometidos a procesos de inyección de agua, entre ellas, el mejoramiento del perfil de inyección vertical mediante el uso de válvulas reguladoras de flujo (VRF), la caracterización de patrones de inyección de agua mediante trazadores químicos entre pozos (IWTT) y la ejecución de pilotos de inyección de polímero para mejorar la eficiencia de barrido volumétrica y/o corregir problemas de canalización del fluido inyectado en yacimientos con alta heterogeneidad y/o altas relaciones de movilidad agua-aceite.

Entre las tecnologías de polímeros IOR/EOR evaluadas en Colombia se encuentran: i) Inyección de soluciones poliméricas (polymer flooding -PF) para el control de movilidad ejecutada en 20 patrones de inyección en 6 campos, ii) Inyección de formulaciones álcali-surfactante-polímero (ASP) para aumentar recobro ejecutada en 4 patrones de inyección en 2 campos, iii) Inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) para control de movilidad y divergencia profunda ejecutada en 14 patrones de inyección en 2 campos, y iv) Ejecución de tratamientos de conformance químico y conformance químico profundo para control de canalización, con tecnología de geles rígidos (BG) y polímero térmicamente activo (TAP), ejecutados en 56 pozos inyectoros en 9 campos.

La ejecución de pilotos de inyección de polímero generó un impacto positivo en el incremento de la producción de petróleo, disminución en la producción de agua y aumento en el factor de recobro en los sectores influenciados, los resultados obtenidos aumentaron el interés de aplicación de estas tecnologías en diferentes campos en Colombia. En el presente artículo se resume una revisión, obtenida de publicaciones colombianas, de aspectos como el diseño del proceso, condiciones operativas durante la ejecución, eficiencia de recobro y la evaluación técnico-financiera de los pilotos. A partir de la revisión, se realizó un análisis de la influencia de parámetros operativos como inyektividad, eficiencia vertical del proceso de inyección, calidad de la fuente de agua de preparación, degradación de la solución polimérica, de los procesos ejecutados y su impacto en la eficiencia de recobro para ampliar el entendimiento durante la etapa de ejecución de cada tecnología.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

In the last 15 years, different initiatives have been executed to increase the recovery factor in Colombian fields with waterflooding processes, of which, the improvement of the vertical injection profile through the use of flow regulating valves (FRV), the characterization of waterflooding patterns using interwell tracer test (IWTT), and the execution of polymer injection pilots to improve volumetric sweep efficiency or correct channeling issues of injected fluid in reservoirs with high heterogeneity and/or a high ratio of water-oil mobility.

The IOR/EOR polymer technologies evaluated in Colombia are: i) Polymer flooding (PF) to mobility control executed in 20 injection patterns in 6 fields, ii) Injection of alkali-surfactant-polymer formulations (ASP) to increase recovery factor executed in 4 injection patterns in 2 fields, iii) Injection of colloidal dispersion gels (CDG) for mobility control and deep divergence (executed in 14 injection patterns in 2 fields), and iv) Chemical conformance and in-depth water conformance treatments for channeling control, with bulk gel (BG) and thermally active polymer (TAP), executed in 56 injection wells in 9 fields.

Polymer injection pilots generated a positive impact on the increase in oil production, decrease in water production, and increase in the recovery factor in the influenced sectors, results obtained increased the interest of these technologies applications in some Colombian fields.

This article summarizes a review, obtained from Colombian publications, of aspects such as process design, operating conditions during execution, recovery efficiency, and the technical-financial evaluation of the pilots. From the review, analyzed the influence of operating parameters such as injectivity, vertical efficiency of the injection process, quality/water source, polymeric solution degradation, in the executed processes, and their impact on the efficiency of recovery to broaden the understanding during the execution stage of each technology.



[Volver al inicio](#)



PRO192

POLYMER FLOOD MANAGEMENT OF EL CORCOBO NORTE USING STREAMLINES

M.C. Perea Garcia, Pluspetrol, D. Manfre Jaimes, R.P.Batycky, M.R.Thiele, Streamsim Technologies, Inc.

Abstract

Streamline simulation (SLS) offers a powerful method for modeling and evaluating a polymer flood at the field and per-pattern levels. In this paper, we review and discuss the advantages of SLS for polymer flooding as applied to the El Corcobo Norte (Corcobo) oil field in Argentina.

First, we show how to build an ensemble of simulation models that differ in water initialization, oil/water relative permeabilities, and polymer properties to quantify the response uncertainty compared to the historical water and polymer injection responses of the flood. We then use differential evolution (DE) to history match the historical response of wells in the area of interest (AOI) and extract a subset of 40 models to forecast multiple injection and production scenarios to assess the uncertainty in the forecasted response.

Properly designing and managing a polymer flood for an entire field relies heavily on the ability to quantify field-wide remaining oil in place and correctly capture injector-centered patterns due to the high cost associated with injecting polymer. In this paper, we show how forecasted oil response from a streamline-based flow simulation containing +200 injectors and +300 producers, along with an ensemble of history matched models, can be used to calculate pattern incremental polymer injection efficiencies (IPE) and utilization factors (UFs) to determine which areas provide the best economic incremental oil recovery due to polymer injection. We also show how to use the ensemble of models to quantify the impact of lower or higher polymer injection concentrations as another way to optimize polymer injection.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO167

¿QUÉ SIGUE EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE DESPUÉS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS?: DESARROLLO LOCAL DE SURFACTANTE PARA UN PILOTO EN UNA ZONA MADURA DE TERCIARIA

Mayra D. Goldman, Solana Rosales, Claudio A. Croce, Grupo CAPSA-Capex
mayra.goldman@grupocapsa.com.ar, solana.rosales@grupocapsa.com.ar,
augusto.croce@grupocapsa.com.ar;

Mario G. Re, SURCELL SA, mario.re@surcell.com.ar;

Marcelo A. Crotti, INLAB SA, marcelo@crotti.com.ar

Palabras claves

EOR, Surfactante, Rocksweep, Piloto, Campos Maduros, CGSJ

Resumen

El desafío en las áreas maduras es extender la vida de los yacimientos. Para lograrlo se requiere del desarrollo de tecnologías que permitan implementar proyectos en forma económica, una de ellas es la que se presenta en este informe. Se expone una metodología de trabajo que pretende alcanzar este objetivo mediante la inyección de surfactantes en áreas con inyección de polímeros. Si bien hay pocos proyectos de este tipo en operación en el mundo, el gran potencial existente en los yacimientos en Argentina amerita este esfuerzo.

El uso de surfactante permitiría movilizar el petróleo entrampado por fuerzas capilares mediante mecanismos como disminución de la tensión interfacial agua-petróleo (IFT) y cambios en la mojabilidad de la roca. Esta tecnología aún incipiente a nivel mundial es un complemento para la inyección de polímeros potenciando así la recuperación terciaria.

En el yacimiento Diadema, algunas de las áreas maduras con inyección de polímeros se encuentran produciendo con alta eficiencia volumétrica de barrido (control de canalizaciones y baja relación agua-petróleo) y además, poseen alta saturación de petróleo residual (cerca al 30%), siendo potenciales zonas de interés para la aplicación de surfactante.

El piloto de surfactante-polímero se planteó desde el desarrollo de una formulación de producto que permitiera economizar su uso y lograr el objetivo de poner en valor el petróleo residual existente en los reservorios utilizando baja concentración de materia activa.

El diseño del surfactante se realizó con una mirada holística comprendiendo las interacciones fluido-fluido y fluido-roca, y la generación de emulsiones con bajo impacto en la movilidad en el reservorio y su tratamiento en superficie.

Se probaron combinaciones de diferentes bases de surfactantes que fueran capaces de alcanzar una ultra-baja IFT estable en un amplio rango de concentraciones, en lugar de limitar el mínimo crítico de IFT a un rango estrecho de concentración difícil de reproducir en reservorio. Asimismo, para estudiar la cinética de desprendimiento del petróleo de la superficie mineral, se diseñó un ensayo de eficiencia comparativa.

Conocer la química en detalle de los productos inyectados permite evaluar su impacto y diseñar una estrategia integral de tratamiento a medida. Se efectuó un screening de paquetes de químicos en ensayos de laboratorio sobre muestras de bruta de producción de planta.

Se logró desarrollar un surfactante de formulación local denominado Rocksweep que posee una curva de IFT económicamente optimizada para petróleos someros del Golfo San Jorge (aprox. 20° API). El Rocksweep será aplicado en un piloto que se implementará hacia fines del año 2023.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



Abstract

The challenge in mature areas is to extend the life of the reservoirs. Achieving this requires the development of technologies that allow for cost-effective project implementation. In this paper one of these technologies is presented, with a methodology that pretends to achieve this through the injection of surfactants in zones under polymer flooding. While there are only a few projects of this type worldwide, the significant potential of Argentinian fields justifies this effort.

The use of such product will ideally reduce the interfacial tension between water and oil (IFT) and change the wettability of the rock, thus mobilizing the oil trapped by capillary forces. This emerging technology has great potential as a complement to polymer injection, enhancing tertiary oil recovery.

In Diadema Field, polymer flooding has been implemented successfully. Some of the mature polymer areas are producing with high volumetric sweep efficiency (controlled channeling and low water-oil ratio) and have high residual oil saturation ranging 30%, making them potential areas of interest for surfactant application.

The present pilot project includes product development with a formulation that: 1- enable cost effective rollover on to other areas, 2- bring up the value of the residual oil using a low concentration of the product. The surfactant design for this pilot was approached holistically, considering fluid-fluid and fluid-rock interactions, and generation of emulsions with low impact on reservoir mobility and surface treatments.

Combinations of different chemical bases were tested to achieve a stable ultra-low IFT over a wide range of concentrations, rather than a single critical minimum. With the aim of studying the kinetics of oil displacement from the mineral surface to optimize the formula, a quick comparative efficiency test was designed and performed.

Understanding the chemistry of the injected products is key to evaluate their impact and design a treatment strategy. Treatment demulsifier and flocculant screening was conducted in the Plant Laboratory, using crude oil and brine production samples.

As a result, a locally formulated surfactant called Rocksweep was successfully developed, showing an economically optimized IFT curve for shallow oils in the San Jorge Gulf (approx. 20° API). The Rocksweep will be applied in a pilot project to be implemented in 2023.



Ver Trabajo
completo



Buscar por
autor/título

Volver al inicio



PRO144

VALIDACIÓN DE LOS MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE POLÍMERO RESIDUAL EN FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

Johanna Pérez, Fabián Morandini, YPF SA
johanna.e.perez@set.ypf.com, fabian.morandini@ypf.com

Palabras claves

Poliacrilamida parcialmente hidrolizada, HPAM, EOR, peróxido de hidrógeno, hipoclorito de sodio, ácido peracético, mecanismo, corrosión, bleach, hyamine

Resumen

El polímero más utilizado la recuperación mejorada de petróleo en reservorios maduros es la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).

En las operaciones de superficie se han observado un incremento en la eficiencia del proceso de deshidratación en presencia de residuos de polímero, mientras que en la etapa de tratamiento de agua se observó un impacto negativo en la calidad del agua separada con el incremento del contenido de polímero remanente, dando como resultado parámetros fisicoquímicos fuera de especificaciones para agua de inyección, como así también incrementos de sedimentos, formación de geles y flóculos. varios tipos de agentes químicos, como el peróxido de hidrógeno (H₂O₂), hipoclorito de sodio (NaOCl) y ácido peracético (CH₃C(O)OOH) pueden ser empleados para degradar el polímero. Aunque se debe analizar el agente químico más adecuado según las características del yacimiento y su impacto en la integridad de las instalaciones.

Abstract

The most widely used polymer for enhanced oil recovery in mature reservoirs is partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM).

In the surface operations, an increase in the efficiency of the dehydration process has been observed in the presence of polymer residues, while in the water treatment stage a negative impact was found on the quality of the separated water with the increase in the content of remaining polymer, resulting in physicochemical parameters outside of specifications for injection water as well as increases in sediments and formation of gels and flocs. Various types of chemical agents, such as hydrogen peroxide (H₂O₂), sodium hypochlorite (NaOCl) and peracetic acid (CH₃C(O)OOH) can be used to degrade the polymer. Although the most appropriate chemical agent should be analyzed according to the characteristics of the reservoir and how they affect the integrity of the facilities. Although the most appropriate chemical agent should be analyzed according to the characteristics of the reservoir and its impact on the integrity of the facilities.



Volver al inicio 



PRO015

YACIMIENTO GRIMBEEK: RESULTADOS Y DESAFIOS A 4 AÑOS DE INYECCION DE POLIMEROS

Ana María Ruiz, Viviana Paola Serrano, Paula Guillen, Juan Juri, Héctor Campos, Natalia Ojeda, Agustina Zurletti, Pablo Alonso Jaimez, YPF S.A.

ana.ruiz.m@ypf.com, viviana.serrano@ypf.com, paula.guillen@ypf.com, juan.juri@ypf.com, hector.campos@ypf.com, m.natalia.ojeda@ypf.com, agustina.zurletti@ypf.com, pablo.alonsojaimez@ypf.com

Palabras claves

EOR, Polímeros, Grimbeek, Estrategia Modular

Resumen

El Yacimiento Grimbeek se ubica en el sector centro norte del área de reservas Manantiales Behr, la cual se encuentra a aproximadamente 30 Km hacia el Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge.

El yacimiento está compuesto por bloques separados total o parcialmente por fallas. De sur a norte se identifican tres bloques: Grimbeek II, Norte y Norte II. Estos campos concentran su producción de petróleo en los reservorios alojados en el Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado San Diego o Complejo II.

En el año 2015 se inició la inyección de polímeros en el piloto de GBK II. Es tomando como punto de partida los resultados de este piloto que se realiza el análisis y ejecución de una expansión de inyección de polímero en el Yacimiento.

Tras el inicio de la masificación de la inyección de Polímeros en 2019, la cual contempló llevar de 4 a 86 la cantidad de pozos inyectoros de polímero, el objetivo de esta presentación es compartir con la comunidad Técnica los resultados obtenidos a cuatro años del inicio de la inyección de polímeros, haciendo foco en las acciones de monitoreo que llevamos a cabo y como se fue delineando el plan de monitoreo para los próximos proyectos de inyección de polímero a implementarse en la regional.

Queremos compartir cómo el trabajo en conjunto, de manera sostenida y en constante retroalimentación entre el equipo de estudios y de monitoreo nos permitió obtener excelentes resultados y poder tomar las decisiones y cambios en la estrategia de desarrollo a raíz de los datos obtenidos en el día a día.

En el transcurso del presente trabajo veremos los siguientes puntos:

- Plan de desarrollo original vs plan de desarrollo “real”. Concentraciones y caudales de inyección planificados vs reales.
- Variables de seguimiento e impacto en la toma de decisiones del proyecto
- Principales desafíos transitados: pozos problemas, cambio diseño de instalaciones de fondo. Mejora en el índice de intervenciones. Logística.
- Trabajo interdisciplinario con el mapeo de variables que afectan el proceso del AdR. Problemas en el proceso de deshidratación, calidad de agua. Cambios en los tratamientos químicos.