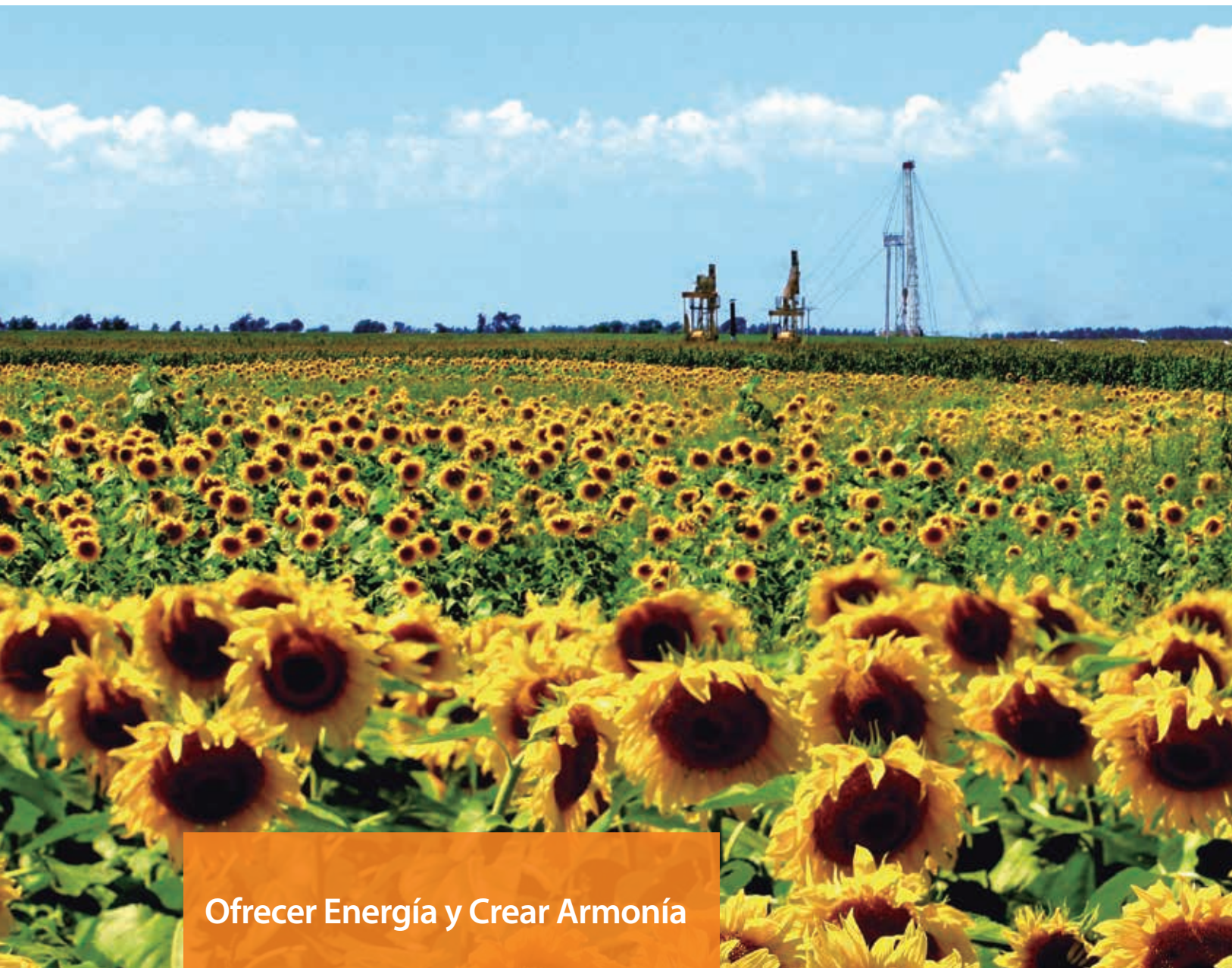




2017

Informe Anual

Corporación Nacional de Petróleo de China



Ofrecer Energía y Crear Armonía

La Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) es una compañía internacional integrada de energía, con negocios que cubren operaciones de petróleo y gas, servicios de campos petroleros, ingeniería y construcción, fabricación de equipos, servicios financieros y desarrollo de nuevas energías.



Índice

Mensaje del Chairman	03
Informe del Presidente	04
Datos Importantes	06
Directorio-Capa Directiva-Organigrama	07
Profundizar Integralmente la Reforma Corporativa para Impulsar su Desarrollo Estable y Seguro	10
Profundizar la Cooperación Internacional en Materia de Petróleo y Gas en el Marco de la Iniciativa de la Franja y la Ruta	12
Fase I del Proyecto Yamal GNL Se Puso en Funcionamiento	13
Repaso de la Industria de Petróleo y Gas de 2017 y las Perspectivas	14
Seguridad y Medio Ambiente	16
Recursos Humanos	20
Tecnología e Innovación	24
Resumen Anual de Negocios	28
Reporte de Finanzas	52
Efemérides	62
Glosario	64





Mensaje del Chairman

De acuerdo con las decisiones del Comité Central del PCCh y del Consejo de Estado, CNPC implementó las "Cuatro Estrategias" en 2017 de forma constante en busca de un crecimiento estable y sólido y de la excelencia operativa, y logró nuevos avances en nuestras actividades comerciales.

Bajo el liderazgo del Directorio y con los esfuerzos mancomunados, la compañía experimentó un crecimiento moderado, estable y saludable durante el año. Nuestra producción y operación estuvieron bajo control en medio del progreso constante de las reformas. El desarrollo empresarial se logró en un entorno armonioso con una imagen corporativa mejorada continuamente. Nuestros resultados operacionales superaron los objetivos, gracias a capacidades más sólidas en el suministro de petróleo y gas, grandes avances en las operaciones internacionales y un desempeño notable en el mercado de servicios. Nuestros conceptos de desarrollo estuvieron más en línea con el requerimiento del gobierno y nuestro entorno comercial fue favorable, lo que condujo a una moral optimizada de los empleados.

En 2017, nuestras reservas domésticas recientemente probadas excedieron 1 mil millones de toneladas de petróleo equivalente por undécimo año consecutivo. La producción de petróleo crudo se mantuvo estable en más de 100 millones de toneladas, y la producción de gas natural aumentó a más de 100 mil millones de metros cúbicos por primera vez. El negocio de refinación y productos químicos se convirtió en una fuente principal de ingresos después de la optimización constante. La red de ventas de productos refinados siguió expandiéndose con una mejora continua en calidad y eficiencia. Varios oleoductos y gasoductos se pusieron en funcionamiento y las ventas de gas aumentaron. Los principales avances en las operaciones en el extranjero condujeron a un crecimiento de dos dígitos tanto en la producción de capital como en los beneficios y obtuvimos resultados importantes en el desarrollo de nuevos proyectos. En el negocio de los servicios, el valor de los contratos recién firmados y las cuotas de mercado aumentaron, y hubo una mejora continua en la capacidad de garantía de servicios y la competitividad.

En 2017, la empresa revisó e inició una serie de iniciativas clave de reforma e hizo nuevos progresos en las reformas relacionadas con el gobierno corporativo, el proceso de trabajo del Directorio, la reestructuración especializada y la propiedad mixta, etc. Mientras tanto, la empresa impulsó la reforma de su sistema de investigación y desarrollo e implementó la estrategia de innovación, lo que dio como resultado una amplia gama de logros en el desarrollo y aplicación de tecnología. La reforma de los sistemas operativos en el extranjero, la reestructuración en curso de los servicios de yacimientos petrolíferos y la optimización de las funciones de la sede se adelantaron según lo previsto. La reforma de la propiedad hacia la estructura de una sociedad de responsabilidad limitada se completó con éxito. El programa piloto para promover la autonomía en la gestión avanzó de manera constante. China Petroleum Engineering Co., Ltd. (CPEC) y CNPC Capital Co., Ltd. fueron cotizadas públicamente.

Durante el Foro de la Franja y la Ruta para la Cooperación Internacional en Beijing en mayo de 2017, CNPC celebró la primera Mesa Redonda para la Cooperación de Petróleo y Gas en el marco de la Franja y la Ruta para compartir ideas y promover la cooperación internacional en el círculo del petróleo y el gas. Frente a las nuevas oportunidades históricas, CNPC espera trabajar estrechamente con nuestros pares y socios en el país y en el extranjero para ampliar aún más la cooperación en materia de petróleo y gas, hacer frente junto con los socios a los principales cambios en el sector de la energía y crear una comunidad de intereses comunes mutuamente beneficiosa para todos bajo el principio de "lograr un crecimiento compartido a través de la conversación y la colaboración". Con estos esfuerzos, suministraríamos más energía limpia de alta calidad y facilitaríamos el desarrollo sostenible y saludable de la sociedad humana.

Con un fuerte compromiso con el cumplimiento normativo, la responsabilidad social corporativa, la reducción de la pobreza y el desarrollo de la marca, la compañía continuó remodelando su imagen corporativa. Nuestras actividades comerciales se mantuvieron estables y armoniosas en su conjunto, sin mayores accidentes de seguridad o ambientales o incidentes de violencia relacionados con el petróleo y el gas. Nuestros logros en el año pasado no fueron de ninguna manera fáciles de lograr. Me gustaría aprovechar esta oportunidad para expresar, a nombre del Directorio y la Capa Directiva, mi sincera gratitud a todos los sectores de la sociedad por su apoyo.

El año 2018 es el año de inicio para implementar las decisiones del XIX Congreso Nacional del PCCh. También marca el 40° aniversario de la Política de Reforma y Apertura de China, el 20° aniversario de nuestra reestructuración empresarial y un hito en el "13 Plan Quinquenal". En línea con los requisitos fundamentales para la excelencia operativa y el principio general de desarrollo estable y sólido, la compañía adoptará un enfoque holístico para estabilizar el crecimiento, promover reformas, apuntalar los puntos débiles, mitigar los riesgos y aumentar los beneficios, así como mejorar la imagen corporativa. Cumpliremos todos los objetivos comerciales y lograremos un mayor progreso en nuestras actividades comerciales en apoyo al desarrollo sostenible y saludable de la economía y la sociedad de China.

Chairman



Informe del Presidente

En 2017, a pesar de la recuperación gradual de la industria del petróleo y gas, la compañía aún enfrenta desafíos difíciles como la volatilidad en los precios del petróleo, una mayor competencia en el mercado del petróleo refinado, una brecha máxima en la demanda de gas natural, especialmente la ardua tarea de asegurar el suministro de gas en el invierno. Aprovechando sus fortalezas integradas, la compañía adoptó un enfoque bien planificado y coordinado para hacer frente a los cambios en el mercado, optimizando las operaciones de producción, recortando costos e impulsando la eficiencia para lograr un aumento constante en los resultados y un crecimiento saludable de los ingresos. La compañía reportó RMB 2.340,3 mil millones en ingresos totales y RMB 53,3 mil millones en ganancias totales para el año.

En 2017, obtuvimos logros notables en todos los segmentos de negocios:

El negocio nacional de exploración y producción experimentó una transformación en el modo de desarrollo con menores costos y una mayor rentabilidad. Con énfasis en las reservas de alta calidad, la compañía optimizó la disposición de exploración y centró sus recursos técnicos y financieros en la exploración de alta eficiencia, haciendo una serie de importantes descubrimientos en las cuencas de Junggar, Tarim y Sichuan y demostrando una serie de reservas producibles de alta calidad y considerables en las cuencas de Ordos, Songliao y Bahía de Bohai. Las adiciones de todo el año al petróleo y el gas comprobados en vigor fueron de 659,45 millones de toneladas y 569,8 mil millones de metros cúbicos respectivamente, proporcionando un terreno sólido para estabilizar la producción de petróleo y aumentar la producción de gas. Nuestras actividades de desarrollo centradas en la eficiencia se propusieron optimizar los esquemas de desarrollo y la estructura de producción e implementaron de manera estable una gama de proyectos clave de capacidad que incluyen el proyecto Mahu en el campo petrolífero de Xinjiang y el proyecto Halahatang en la cuenca Tarim. Producimos 102,54 millones de toneladas de petróleo crudo durante todo el año. Aprovechando la creciente demanda de gas natural, la empresa adoptó un enfoque dinámico de la

producción de gas basado en patrones de consumo estacional y aprovechó el potencial de la capacidad de producción para garantizar un amplio suministro, registrando una producción de gas anual de más de 100 mil millones de metros cúbicos. En particular, la producción de gas no convencional, como el shale gas y el metano de capa de carbón, siguió aumentando. Los costos de extracción por unidad de petróleo y gas continuaron disminuyendo sobre una base comparable, como resultado de una serie de medidas para mejorar la gestión de reservas, reducir la capacidad ineficiente, ahorrar tierra con buena agrupación, aumentar las reservas recuperables mediante una descripción fina del yacimiento y mejorar la recuperación a través de la inundación de agua de subdivisión, etc.

El negocio de refinación y productos químicos logró ganancias récord optimizando la operación y ajustando la estructura de productos. La compañía aseguró la operación a largo plazo y de alta utilización de sus complejos petroquímicos refinados integrados y de las instalaciones de alto rendimiento al optimizar la asignación de recursos de petróleo crudo y producir más productos químicos. En 2017, procesamos 152,45 millones de toneladas de crudo, y produjimos 103,51 millones de toneladas de productos refinados y 5,76 millones de toneladas de etileno, un aumento del 3,6%, 4,2% y 3,1% respectivamente. La actualización de la estructura y la calidad de los productos condujeron a una relación menor de diesel-gasolina de 1,28 y un aumento de 10,2 puntos porcentuales en productos refinados de alto valor. Los cronogramas de suministro para la gasolina y el diesel National VI que cumplen con las normas en "2 + 26 Ciudades" se completaron a tiempo. El *marketing* de productos químicos siguió optimizando la asignación de recursos y la logística y promoviendo nuevos productos, vendiendo 27,98 millones de toneladas de productos químicos durante todo el año. Avanzamos en una serie de proyectos clave. La instalación de refinación fue comisionada exitosamente en Yunnan Petrochemical; el proyecto de mejora y ampliación se desarrolló sin problemas en Huabei Petrochemical y Liaoyang Petrochemical; y varios proyectos de alquiler para la mejora de la gasolina avanzaron constantemente. El negocio de refinación y productos químicos siguió siendo una importante fuente de ingresos para la compañía, con 20 indicadores técnicos y financieros mejores que los de 2016.

Las ventas de productos derivados del petróleo continuaron creciendo y la capacidad de comercialización aumentó gradualmente. Las ventas anuales de productos petroleros de la compañía alcanzaron 114,16 millones de toneladas, un 1% más año con año, como resultado de coordinar las actividades de producción y comercialización, abordar los desequilibrios regionales, aumentar las exportaciones, promover el *marketing* integrado y aumentar las ventas de productos de alto valor derivados del petróleo como la gasolina premium y los combustibles para aviones. Se lanzó una serie de iniciativas de comercialización, incluidas aplicaciones de APP y la facturación de tercera parte, promoción conjunta de venta temática y comercialización integrada de productos derivados del petróleo, tarjetas de combustible, productos no combustibles y lubricantes. Nuestra red de comercialización se amplió aún más con un número creciente de estaciones de servicio de nueva creación, arrendadas y de inversión mixta.

La coordinación de los recursos del negocio del gas natural y los oleoductos garantizó un suministro creciente y una rentabilidad constante. Dado un fuerte aumento en la demanda de gas natural, la compañía coordinó y equilibró el transporte, la asignación y la comercialización de gas producido en el país, importaciones de gas en tubería y GNL para mantener el mercado bien provisto. La compañía vendió 151,8 mil millones de metros cúbicos de gas natural a nivel nacional en 2017, un 15,5% más que el año pasado. La gestión de los contratos

de venta y compra de gas se fortaleció. La primera subasta en línea de gas natural llegó a ser de Un mil millones de metros cúbicos. Se formó un marco integrado de ventas de gas natural, basado en los contratos de venta y compra, el sistema de prepago y las transacciones en línea/fuera de línea. Las operaciones de oleoductos y gasoductos se mantuvieron seguras y eficientes a través de una planificación, programación y control centralizados. Los proyectos clave vieron un progreso sólido. La construcción de la sección norte de la Ruta del Este del Gasoducto Rusia-China estaba en pleno apogeo; el Oleoducto de Crudo de Myanmar-China, el segundo Oleoducto de Crudo de Rusia-China, el cuarto gasoducto de Shaanxi-Beijing, la línea de conexión de Zhongwei-Jingbian del tercer gasoducto del oeste-este y el oleoducto de productos refinados de Yunnan se pusieron en funcionamiento según lo previsto.

Las operaciones en el extranjero continuaron expandiéndose con un sólido crecimiento en la eficiencia operativa. Aprovechando las oportunidades emergentes de la iniciativa de la Franja y la Ruta, se lanzaron nuevos proyectos que incluyeron ADCO onshore en Abu Dhabi, South Pars en Irán, Peroba en Brasil y se firmaron varios acuerdos de cooperación con compañías energéticas de los Estados Unidos, Rusia y Kazajistán, etc. Basado en investigación y priorización de prospectos, se hicieron nuevos avances en Libra (Brasil), Amu Darya (Turkmenistán) y Andes (Ecuador), etc. Nuestras reservas recuperables recientemente agregadas ascendieron a 90,93 millones de toneladas equivalentes de petróleo para todo el año. Nuestra producción de capital anual alcanzó un récord, incluyendo 68,80 millones de toneladas de petróleo crudo y 25,5 mil millones de metros cúbicos de gas natural, como resultado de la optimización de los planes de desarrollo, reforzando el desarrollo de proyectos de alto valor, acelerando la perforación y operación de nuevos pozos e impulsando los esfuerzos de EOR. En 2017, la empresa obtuvo importantes logros en sus proyectos en el extranjero, incluida la exitosa puesta en marcha de la primera fase de Yamal GNL en Rusia, la primera fase del proyecto de modernización de la Refinería Shymkent en Kazajistán y el proyecto EGR en el campo Saman-Depe en Turkmenistán. Mientras tanto, aprovechando tres centros de operaciones en el extranjero, nuestro negocio comercial internacional organizó activamente las importaciones de petróleo y gas, expandió las exportaciones de productos derivados del petróleo y aumentó las ventas de petróleo compartido de proyectos en el extranjero. En 2017, nuestro volumen de operaciones fue de 470 millones de toneladas con una facturación de USD 184,4 mil millones.

Los negocios de servicios hicieron más esfuerzos de expansión del mercado y el rendimiento continuó mejorando. El negocio de servicios petroleros de la compañía siguió promoviendo la contratación general y el funcionamiento de la fábrica para aumentar la velocidad y la eficiencia. Nos otorgaron una serie de proyectos importantes en Kuwait, Irak y Venezuela. Participamos en el proyecto piloto de hidrato de gas en alta mar como contratista general por primera vez y alcanzamos un éxito histórico, estableciendo un nuevo récord en duración de recuperación y volumen de producción. Aprovechando al máximo las ventajas especializadas, nuestro negocio de construcción de ingeniería aseguró la construcción de proyectos clave. Exploramos activamente el mercado internacional y ganamos los contratos para la planta de procesamiento de gas de Amur en Rusia, instalaciones integradas en el campo petrolífero de Bab en los Emiratos Árabes Unidos y la tubería de Saudi Aramco en Arabia Saudita, etc. En la fabricación de equipos, la empresa aceleró la transformación a un fabricante de equipos orientados a servicios basados en el modo comercial de "Fabricación + Servicios". Nuestros servicios financieros continuaron impulsando las operaciones comerciales centrales mediante la integración de las necesidades financieras y de producción, promoviendo el desarrollo de productos y clientes y profundizando la innovación de canales y servicios.

La reforma y la innovación estimularon la vitalidad y la gestión empresarial mejoró de manera efectiva. A medida que la reforma corporativa continuó profundizándose, la empresa y sus 151 subsidiarias experimentaron la transformación de propiedad; la reforma de los sistemas de operaciones en el exterior progresó bien; la reestructuración especializada de nuestro sector de servicios de ingeniería se completó básicamente; China Petroleum Engineering Co., Ltd. (CPEC) y CNPC Capital Co., Ltd. se cotizaron públicamente; los programas piloto para promover la autonomía en la administración avanzaron constantemente; los mecanismos internos de precios de productos y servicios de petróleo y gas se corrigieron aún más; y la transferencia interna de la primera partida de derechos de minería se llevó a cabo con éxito. La eficiencia operativa de la empresa mejoró significativamente como resultado de la optimización de la estructura de inversión, la reducción de los gastos no productivos, la aplicación de la producción rígida y planes de operación, reduciendo los costos y aumentando la eficiencia.

El nivel de gestión de HSE se mejoró de manera integral y la situación de HSE fue estable en general. La evaluación del sistema de gestión HSE continuó profundizándose. Los estándares de HSE se implementaron en sitios y estaciones de primera línea; la gestión del riesgo se intensificó para las áreas clave y los períodos sensibles; se realizaron inspecciones contra los peligros HSE, fuentes radiactivas y productos químicos peligrosos; las calderas alimentadas con carbón se eliminaron gradualmente, las calderas a gas se transformaron y los compuestos orgánicos volátiles (COV) se trataron con eficacia; y la prevención y el control de los riesgos de seguridad operacional se intensificaron en las operaciones en el extranjero. La situación de HSE fue estable en general. El uso de energía de la compañía durante todo el año se redujo en 880.000 toneladas de carbón estándar y el uso de agua disminuyó en 12,41 millones de metros cúbicos.

La innovación tecnológica y la aplicación de tecnología informática impulsaron el desarrollo del negocio central. Se obtuvieron logros importantes en el desarrollo y la aplicación de algunas tecnologías centrales, incluidas las técnicas de exploración, evaluación y desarrollo de yacimientos litológicos, soluciones técnicas para extraer shale gas de las reservas a menos de 3.500 metros; productos de petróleo de alto valor y materiales sintéticos; y el sistema SCADA para el transporte de tuberías a larga distancia, todos los cuales han brindado un sólido respaldo para nuestro desarrollo empresarial principal. La integración de la aplicación ERP se completó en todos los ámbitos; la plataforma de tecnología en la nube se aplicó aún más; el intercambio de datos y las capacidades de aplicación integradas se mejoraron; la construcción de la digitalización y la inteligencia artificial avanzó constantemente; y la aplicación de sistemas habilitados de tecnología informática desempeñó un papel cada vez más notable en los negocios.

Mirando hacia el 2018, implementaremos las directrices de un desarrollo sólido en todos los ámbitos aprovechando aún más nuestras ventajas integradas, centrándonos más en la función rectora del mercado, la optimización de la asignación de recursos y la prevención de riesgos comerciales. Con estos esfuerzos, estamos seguros de cumplir con todos nuestros objetivos comerciales y obtener nuevos logros.

President



Datos Importantes

	2015	2016	2017
Datos Financieros			
Total de Ingresos de Explotación (mil millones de yuanes)	2.016,8	1.871,9	2.340,3
Beneficios Totales (mil millones de yuanes)	82,5	50,7	53,3
Beneficios Netos (mil millones de yuanes)	56,2	26,8	17,6
Impuestos y Tarifas Pagados (mil millones de yuanes)	375,7	349,7	377,4
Producción de Petróleo y Gas			
Producción del Crudo (millones de toneladas)	166,57	162,98	171,34
Doméstica	111,43	105,45	102,54
Ultramar (participación)	55,15	57,53	68,80
Producción de Gas Natural (mil millones de metros cúbicos)	116,67	121,30	128,73
Doméstica	95,48	98,11	103,27
Ultramar (participación)	21,19	23,19	25,45
Refinación, Petroquímica y Venta			
Procesamiento del Crudo (millones de toneladas)	195,24	191,67	198,22
Doméstica	151,32	147,09	152,45
Ultramar	43,92	44,57	45,78
Producción Doméstica de los Productos Refinados (millones de toneladas)	103,69	99,32	103,51
Producción Doméstica del Lubricante (millones de toneladas)	1,21	1,16	1,64
Producción Doméstica del Etileno (millones de toneladas)	5,03	5,59	5,76
Venta Doméstica de los Productos Refinados (millones de toneladas)	116,25	113,03	114,16
Estaciones de Servicio Domésticas	20.714	20.895	21.399
Oleoductos y Gasoductos			
Doméstica Oleoductos y Gasoductos en Operación (km)	79.936	81.191	85.582
Oleoductos	18.917	18.897	20.359
Gasoductos	50.928	51.734	53.834
Productos Refinados	10.091	10.560	11.389
Ultramar Oleoductos y Gasoductos en Operación (km)	14.507	14.507	16.500
Oleoductos	6.604	6.604	8.597
Gasoductos	7.903	7.903	7.903

Directorio



Wang Yilin
Chairman



Zhang Jianhua
Director



Wang Jiuling
Director Externo



Liu Guosheng
Director Externo



Li Yuhua
Director Externo



Huang Long
Director Externo



Wang Shihong
Director de Trabajadores

Capa Directiva



Zhang Jianhua
Presidente



Xu Wenrong
Vicepresidente



Yu Baocai
Vicepresidente



Liu Yuezhen
Oficial Financiero
en Jefe



Liu Hongbin
Vicepresidente



Xu Jiming
Jefe del Grupo de
Disciplina e Inspección



Hou Qijun
Vicepresidente

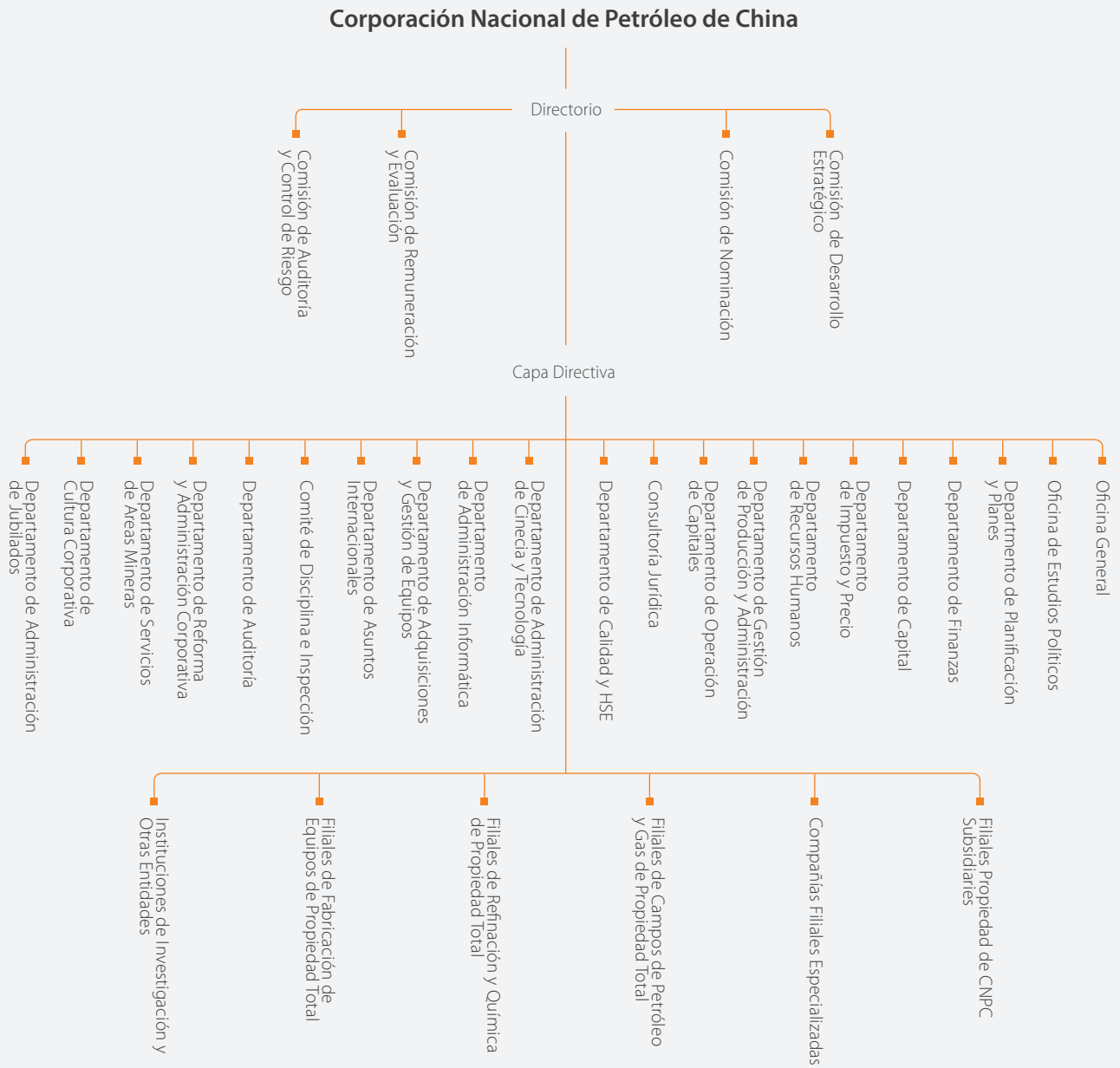


Duan Liangwei
Vicepresidente



Qin Weizhong
Vicepresidente

Organigrama





Profundizar Integralmente la Reforma Corporativa para Impulsar su Desarrollo Estable y Seguro

Desde el XVIII Congreso Nacional del PCCh, la CNPC ha implementado integralmente las decisiones del Comité Central del PCCh y del Consejo de Estado sobre la profundización de las reformas de las empresas estatales y los sistemas de petróleo y gas. Con un fuerte compromiso de construir una corporación energética internacional integrada, CNPC siguió estrictamente el principio orientado a la estrategia, orientado al mercado y liderado por el PCCh para profundizar las reformas corporativas al lanzar una serie de programas de reforma fundamentales y orientadores que resaltan la orientación hacia los problemas, el diseño superior y medidas y esfuerzos coordinados. Con un buen impulso centrado en aspectos importantes, estos programas de reforma han avanzado de manera activa y constante y han mostrado buenos resultados en la mejora de los sistemas empresariales modernos, la optimización de los modelos de gestión, la promoción de reformas estructurales de la oferta y el desarrollo de una economía mixta.

Se creó el marco general para la reforma a nivel de grupo. Se establecieron el cuerpo principal y los mecanismos de apoyo para las reformas corporativas. Celebramos 23 reuniones del Grupo Líder para profundizar exhaustivamente las reformas y reuniones del comité corporativo de CPC y la Junta de Directores para discutir temas clave y lanzar más de 160 tareas y medidas de reforma. La compañía lanzó la guía para profundizar exhaustivamente las reformas y el "13 Plan Quinquenal" de Reforma, especificando los objetivos, tareas y medidas de apoyo de la reforma. Se implementaron programas y directrices de reforma para áreas clave tales como gobierno corporativo, mercantilización, empleo y compensación, investigación y desarrollo, reestructuración de activos, propiedad mixta, servicios comunitarios mineros y sistemas de construcción de partidos del PCCh, etc. Se formó el marco de reforma de alto nivel de la compañía, junto con la hoja de ruta y los planes de acción.

La estructura de gobierno corporativo y el modo de control se mantuvieron optimizados. Los procedimientos de la junta y los requisitos para la construcción del partido CPC se incorporaron en los estatutos de la empresa, destacando el liderazgo de CPC en todos los aspectos del gobierno corporativo. De acuerdo con las instrucciones del Comité Central del PCCh y del Consejo Estatal sobre la reforma de la propiedad en las empresas estatales, CNPC se reorganizó en una sociedad de responsabilidad limitada de propiedad exclusiva del estado, y sus 151 filiales experimentaron la transformación de la propiedad en consecuencia. Las funciones y los procesos de gestión para la jerarquía corporativa de "Sede-Segmentos de negocios-Empresas regionales" se definieron claramente y se completó la racionalización de las funciones de la sede y la estructura organizativa. Se realizaron los ajustes necesarios en los sistemas de gestión para operaciones en el exterior, gas natural y tuberías, cooperación internacional, fabricación de equipos y servicios de ingeniería para lograr un control diferenciado, toma de decisiones centralizada y delegación jerárquica del poder.

El ajuste estructural y la reestructuración empresarial se fomentaron.

Se implementaron las directrices del gobierno central sobre la reforma estructural del lado de la oferta. La asignación de recursos y las operaciones de la compañía se optimizaron ajustando la cartera de inversiones, la estructura de negocios y la combinación de productos, reduciendo la capacidad de alto costo y cerrando las instalaciones ineficientes. El servicio de ingeniería y el servicio financiero de la compañía se reestructuraron con éxito, lo que condujo a la cotización pública de China Petroleum Engineering Co., Ltd. (CPEC) y CNPC Capital Co., Ltd., marcando un gran movimiento para la reforma de propiedad mixta de CNPC. La empresa siguió adelante con la reestructuración de su sector de servicios petroleros enfocándose constantemente en la prospección geofísica y la explotación de pozos, en un intento por convertirse en un proveedor líder de servicios de energía en el mercado internacional. Como parte de la reforma del sistema nacional de petróleo y gas, la operación del gasoducto y las ventas de gas natural se separaron para permitir el acceso equitativo a los gasoductos. Se completaron las fusiones de Kunlun Energy y Kunlun Gas, y de China Huayou Group Corporation y Beijing Huayou Service Corporation. La empresa trabajó con gobiernos locales y diversas formas de capital para establecer 50 empresas conjuntas y proyectos de cooperación en exploración y producción, refinación y productos químicos, así como comercialización de productos derivados del petróleo, etc. La cooperación de inversión mixta de Gasoductos del Oeste-Este (Líneas I, II y III) y del Gasoducto Asia Central-China se completó. Se alcanzaron los objetivos más importantes establecidos por SASAC para la revisión de las empresas deficitarias, la lucha contra las empresas "zombis" y las con problemas financieros, así como la reducción de la jerarquía de personas jurídicas y el número de empresas de entidades legales. La eliminación de los hoteles se completó en gran medida y el 82% de los servicios de suministro de agua, electricidad y calor, así como la administración de propiedades, se separaron y entregaron.

Las reformas basadas en el mercado y los mecanismos operativos

progresaron. Mejoramos los mecanismos de transferencia de precios de cadena arriba a cadena abajo, incentivos para la operación basada en el mercado y vinculación del mercado interno y externo, etc. Se optimizó la administración de "un libro de cuentas" que abarca tanto la producción como la operación y la coordinación entre las empresas segmentos se fortaleció para maximizar la eficiencia general. La compañía racionalizó aún más la administración al delegar el poder de aprobación a niveles más bajos en 95 ítems en cuatro lotes. El programa piloto para promover la autonomía de gestión se implementó en 12 subsidiarias. La reforma de "Cinco Autonomías" se lanzó en cinco empresas de fabricación de equipos. Todos estos esfuerzos han estimulado el entusiasmo en las unidades de base. Se mejoraron los procedimientos de selección y nombramiento de los cuadros y se impulsó aún más la práctica de remuneración basada en el desempeño. Se lanzó el programa piloto para el presupuesto de nómina. Se formó un mecanismo flexible para la contratación, el nombramiento y la remuneración. Planes piloto y medidas para la reforma integrada, gestión de proyectos, clasificación de posiciones técnicas e incentivos de investigación y desarrollo se llevaron a cabo en institutos de investigación y desarrollo para mantener motivados a nuestros científicos e ingenieros. Las prácticas innovadoras de optimizar la estructura organizativa, mejorar los mecanismos operativos y racionalizar los procesos de negocios se fomentaron en toda la compañía.

Sistemas de gobernanza del partido del PCCh fueron mejorados.

Conforme a las *Orientaciones sobre la aplicación exhaustiva de la gobernanza estricta sobre el partido en el fortalecimiento de la creación del partido*, se fortaleció el sistema de rendición de cuentas para la construcción del partido y el órgano de gestión de asuntos del partido. Las secretarías de CPC fueron responsables de revisar los informes de creación de partidos. El marco de construcción de partidos liderado por el comité de CPC de la compañía se concretó, se intensificaron los esfuerzos para supervisar las actividades de creación de partidos, racionalizar los procedimientos de toma de decisiones de los partidos, mejorar los sistemas de evaluación de construcción de partidos y crear la plataforma para la investigación, comunicación e información de construcción de partidos. Se reforzó el sistema anticorrupción de la compañía, que comprende centros regionales de inspección y supervisión disciplinaria; inspecciones de disciplina dirigidas por el secretario de la Comisión de Inspección de Disciplina; equipos de inspección de disciplina en el sitio; y programas conjuntos de monitoreo que combinan la inspección y supervisión disciplinarias, asuntos legales, auditoría y controles internos, etc. para permitir una inspección y monitoreo integral dentro del partido. Se logró una abrumadora situación en la lucha contra la corrupción, resultado de un fuerte compromiso con la disciplina y las reglas, así como la lucha contra la neblina política.

El año 2018 marca un hito para que CNPC avance con las reformas. **La idea general de profundizar las reformas es** implementar las decisiones del XIX Congreso Nacional del PCCh, seguir el pensamiento de Xi Jinping sobre el socialismo con características chinas para una nueva era, implementar los esquemas de reforma del gobierno central y los requisitos para profundizar la reforma estructural del lado de la oferta, y adherirse a la dirección de la reforma de economía de mercado socialista. Bajo el objetivo de "mejorar el sistema empresarial moderno e impulsar la modernización de las capacidades de gobierno corporativo y control", se debe adoptar un enfoque constante, enfocado y de resolución de problemas para impulsar el valor corporativo y la calidad del desarrollo a través de "eliminar el cuello, rejuvenecer, mejorar la calidad y la eficiencia, así como reforzar la construcción del partido". Reformas en los sistemas de gestión, los sistemas de empleo y remuneración, los servicios comunitarios de minería y los sistemas de construcción de partidos se impulsarán de manera integral. Las reformas en los mecanismos basados en el mercado, el control diferenciado, la racionalización del proceso y la propiedad mixta se profundizarán continuamente. La compañía analizará una serie de cuestiones tales como la optimización de la estructura empresarial, la transformación y la modernización, la coordinación regional, la integración de los recursos de almacenamiento, transporte y logística, y mecanismos innovadores para recursos no convencionales y nuevos negocios energéticos. Para celebrar el 40º aniversario de la Reforma y Apertura, impulsaremos cambios profundos y de toda la compañía en calidad, eficiencia y fuerza motriz para inyectar nueva vitalidad al sólido crecimiento de la compañía.



Profundizar la Cooperación Internacional en Materia de Petróleo y Gas en el Marco de la Iniciativa de la Franja y la Ruta

En mayo de 2017, CNPC celebró con éxito la Mesa Redonda de la Franja y la Ruta para la Cooperación de Petróleo y Gas durante el Foro de la Franja y la Ruta para la Cooperación Internacional en Beijing. El evento atrajo a más de 20 participantes, incluidos funcionarios de la autoridad energética de China y agencias internacionales de energía, así como ejecutivos superiores de compañías petroleras e instituciones financieras nacionales y extranjeras. Los participantes hicieron profundos intercambios sobre nuevas temáticas y mecanismos para la cooperación de petróleo y gas bajo la Iniciativa de la Franja y la Ruta. Durante la Mesa Redonda, CNPC firmó acuerdos con varias compañías petroleras sobre profundización y ampliación de la asociación en financiación de proyectos, transporte por tuberías, almacenamiento de gas, petróleo y suministro de gas, así como la generación de energía de gas natural.

En el discurso de apertura pronunciado en la mesa redonda, Wang Yilin, Chairman de CNPC, hizo hincapié en que la profundización de la cooperación en materia de petróleo y gas es una parte integral de la Iniciativa de la Franja y la Ruta. Dadas las nuevas oportunidades históricas, CNPC espera trabajar estrechamente con pares y socios nacionales e internacionales para ampliar aún más la cooperación en petróleo y gas y hacer frente junto con los socios a los principales cambios en el sector de la energía y crear una comunidad de intereses comunes mutuamente beneficiosa para todos bajo el principio de "lograr un crecimiento compartido a través de la conversación y la colaboración" a fin de suministrar más energía limpia de alta calidad y facilitaríamos el desarrollo sostenible y saludable de la sociedad humana.

CNPC inició operaciones de petróleo y gas en Asia Central, Rusia, Medio Oriente y Sudeste Asiático en la década de 1990. A partir de 2017, la empresa operaba 49 proyectos de cooperación de petróleo y gas en 19 países a lo largo de la Franja y la Ruta, involucrando más del 60% de la inversión acumulada en el exterior de la compañía y aproximadamente el 50% de la producción de capital acumulada de la compañía en el extranjero. Entre nuestras cinco regiones de cooperación de petróleo y gas en el exterior, tres que son de Asia Central-Rusia, Medio Oriente y Asia-Pacífico son geográficamente importantes a lo largo de la Franja y la Ruta. En los cuatro canales transfronterizos de petróleo y gas de la compañía, los oleoductos de Asia Central-China, Rusia-China y Myanmar-China permiten la importación de petróleo y gas desde el noroeste, noreste y suroeste. Como uno de los tres centros de operaciones de petróleo y gas internacionales de la empresa, el Centro de operaciones de Asia se ha convertido en un proveedor y comerciante influyente en la región de Asia Pacífico.

La compañía ha participado activa y productivamente en la implementación de la Iniciativa de la Franja y la Ruta, presentada por el presidente Xi Jinping en

2013. En la región de Asia Central y Rusia, varios proyectos clave comenzaron a funcionar, incluida la fase I del proyecto Yamal GNL en Rusia, Fase I del campo de gas de Karakul en Uzbekistán, Fase I del proyecto EGR del campo de gas Saman-Depe en Amu Darya de Turkmenistán, gasoducto C de Asia Central y China, oleoducto II de Rusia-China y fase II del gasoducto Kazajistán-China (la sección del sur de Kazajistán). Se estaban construyendo nuevos proyectos, incluida la sección del Este del Gasoducto Rusia-China, Asia Steel Pipe Corp en Kazajistán, y el nuevo Centro de Control de Bokhara para el Gasoducto Uzbekistán-China. Nuestros proyectos en el extranjero en Kazajistán y Turkmenistán celebraron los 20º y 10º aniversario de la cooperación en materia de petróleo y gas con estos dos países, respectivamente. En Medio Oriente, el Proyecto Azadegan Norte en Irán y la Fase II del Proyecto Halfaya en Irak se pusieron en marcha con éxito. Firmamos el contrato para el desarrollo de la Fase 11 del Proyecto South Pars con National Iranian Oil Company (NIOC) y Total. Adquirimos una participación del 8% en la concesión ADCO continental en virtud de un acuerdo con Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC). En la región de Asia Pacífico, los oleoductos y gasoductos de Myanmar-China se construyeron y pusieron en funcionamiento sucesivamente.

Un elemento importante de Iniciativa de la Franja y la Ruta es construir una comunidad de intereses compartidos y crecimiento futuro con el resto del mundo. Construir una comunidad de petróleo y gas de interés común es de gran importancia para la prosperidad económica y la seguridad energética de los países y regiones a lo largo de la Franja y la Ruta, que es también un objetivo de CNPC para lograr a través de la cooperación internacional de petróleo y gas. Manteniendo un fuerte compromiso con una relación beneficiosa para todos y mutuamente beneficiosa con los países anfitriones, la compañía ha participado activamente en las actividades económicas y sociales locales creando empleos, financiando programas de bienestar público como educación y salud, apoyando negocios locales, y la compra de productos y servicios a nivel local. Actualmente, la contratación local representa más del 90% de la fuerza de trabajo de CNPC en nuestros proyectos de petróleo y gas en los principales países anfitriones a lo largo de la Franja y la Ruta, habiendo creado más de 80.000 empleos y beneficiado a una población local de más de 2 millones.

La cooperación energética es el precursor y el motor principal de la Iniciativa de la Franja y la Ruta. Aprovechando su experiencia madura en el ámbito internacional durante las últimas dos décadas, CNPC se hace de un pionero y serio intérprete de la Iniciativa. La Iniciativa de la Franja y la Ruta, asimismo, ofrece nuevas oportunidades de cooperación petrolera y de gas en el extranjero y hace posible que CNPC y sus socios exploren nuevos modelos y mecanismos para hacer negocios transnacionales.



Fase I del Proyecto Yamal GNL Se Puso en Funcionamiento

El 8 de diciembre de 2017, se puso en marcha la Fase I del Proyecto Yamal GNL, el más grande y complejo del mundo en su tipo y en la región ártica. Yamal GNL es el proyecto de cooperación de petróleo y gas más grande en el extranjero en el que CNPC ha participado en el marco de la Iniciativa de la Franja y la Ruta. Al participar en toda la cadena de la industria, CNPC está emergiendo como un importante actor global en el sector del GNL.

Situado en la región polar de Rusia, Yamal GNL es un proyecto integrado que abarca toda la cadena de producción, procesamiento, licuefacción, venta y envío de gas natural. La fuente de gas del proyecto, el campo de gas condensado de Tambey Sur, alberga reservas probadas de aproximadamente 1,3 billones de metros cúbicos de gas natural y 60,18 millones de toneladas de aceite condensado. Las plantas de GNL del proyecto se planean ser construidas en tres fases. Como la Fase I ya está en funcionamiento, se espera que la Fase II y la Fase III entren en funcionamiento en 2018 y 2019, respectivamente. Una vez completado, el proyecto podrá entregar 16,50 millones de toneladas de GNL y 1 millón de toneladas de aceite condensado por año.

En 2013, CNPC firmó un acuerdo con Novatek para adquirir una participación del 20% en el Proyecto Yamal GNL y para desarrollar y construir este proyecto junto con Novatek y Total. En 2014, el proyecto quedó con problemas de liquidez después de su inicio. CNPC trajo prestamistas chinos para satisfacer las necesidades de capital. En 2016, el Fondo de la Ruta de Seda compró una participación de 9,9% de Yamal GNL a Novatek para ser el cuarto accionista del proyecto. Actualmente, CNPC tiene una participación del 20% en el proyecto, y Novatek (Rusia), Total (Francia) y Silk Road Fund (China) tienen el 50,1%, 20% y 9,9% respectivamente.

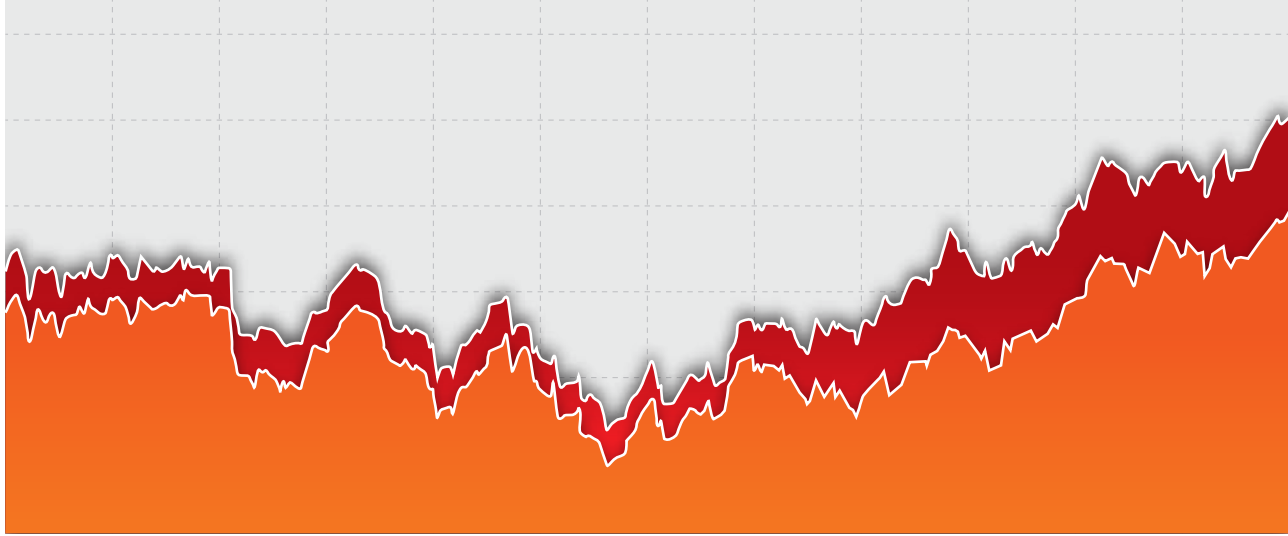
La construcción del proyecto Yamal GNL entró en pleno despliegue en 2016. Más de diez de filiales de CNPC, incluidas CNPC International Russia Corp., CNPC Offshore Engineering Company Ltd. (CPOE), China Huanqiu Contracting & Engineering Company Ltd. (HQC), China Petroleum Technology & Development Corp. (CPTDC) y CNPC Global Solution Ltd. participaron en la construcción y operación del proyecto. En particular, CPOE y HQC completaron conjuntamente la construcción de cuatro paquetes de trabajo, es decir, FWP5, MWP4, MWP10A y FWP1D, que incluyen 16 módulos en total, y entregaron los módulos según lo programado con alta calidad.

Siguiendo el ejemplo de CNPC, varias empresas chinas participaron en múltiples aspectos de la construcción de proyectos, desde estudios geológicos, fabricación de plataformas, construcción de módulos, supervisión de ingeniería, envío y logística, suministro de materiales para la construcción naval y adquisición de GNL. Debido al entorno hostil en la región del Ártico, se adoptan unidades modulares para las instalaciones principales. El proyecto completo consta de 147 módulos fabricados. 120 módulos, una serie de transportadores de GNL y una plataforma de perforación polar provienen de empresas chinas. Más de 100 productos utilizados en el proyecto son suministrados por 45 fabricantes chinos. De esta forma, Yamal GNL ha facilitado en gran medida la innovación tecnológica y la transformación industrial y la modernización en muchos sectores relevantes, y ha tenido un impacto significativo en la industria manufacturera de China.

Yamal GNL también ha abierto una alternativa más conveniente a los corredores de transporte existentes, es decir, el Pasaje Noreste del Ártico o la Ruta de la Seda sobre el hielo. Desde 2015, más del 60% de los módulos para el proyecto han sido transportados a través del Paso Noreste del Ártico a través del Estrecho de Bering, que es un tercio más corto que las rutas tradicionales a través del Canal de Suez, reduciendo significativamente los costos de logística.

El Proyecto Yamal GNL refuerza las relaciones económicas y comerciales mutuamente beneficiosas entre China y Rusia. El proyecto no solo da un fuerte impulso al desarrollo de la industria energética y economía rusa en sus regiones remotas, sino que también ayuda a diversificar las fuentes de energía limpia de China y permite una mayor optimización de la combinación energética de China. En noviembre de 2017, CNPC firmó un acuerdo de asociación estratégica con Novatek para fomentar la cooperación bilateral tanto en la fase inicial como posterior de la industria del gas.

Yamal GNL, como la plataforma más grande para la cooperación económica chino-rusa y un importante centro a lo largo de la Ruta de la Seda en el hielo, ahora se considera como un modelo de cooperación energética internacional en la región ártica. CNPC, por lo tanto, se convierte en un pionero en el desarrollo de recursos en el Ártico.



Repaso de la Industria de Petróleo y Gas de 2017 y las Perspectivas

La economía mundial fue dinámica en su conjunto en 2017 con un aumento constante en el consumo de energía. La industria del petróleo y el gas mostró una amplia recuperación a medida que la actividad de inversión se incrementó y el mercado mundial y los precios del petróleo y el gas continuaron aumentando. Hubo un cambio acelerado en la estructura de energía hacia energías limpias y bajas en carbono. La transición energética global progresó constantemente en medio de los desafíos.

El mercado del petróleo ganó equilibrio y los precios del petróleo aumentaron. Los precios mundiales del petróleo mostraron una recuperación en forma de V en 2017, con los futuros del crudo Brent y el WTI promediados en USD 54,7 por barril y USD 50,9 por barril, un aumento año con año del 21,3% y del 17,0%, respectivamente. A medida que la economía mundial creció más rápido, el crecimiento en la demanda mundial de petróleo se aceleró, aumentó en 1,6 millones de barriles diarios desde el año anterior. Debido a los recortes en la producción de la OPEP, el suministro mundial de petróleo solo aumentó levemente en 0,6 millones de barriles diarios desde el año anterior. En términos de los fundamentos del mercado petrolero, hubo un cambio de un exceso de oferta de 0,7 millones de barriles diarios a un suministro insuficiente de 0,3 millones de barriles diarios por primera vez en los últimos cuatro años. A medida que continuó el reequilibrio del mercado, los inventarios mundiales de petróleo parecieron reducirse, pero aún se mantuvieron en un nivel muy alto, lo que indica un equilibrio frágil. Las exportaciones de petróleo de los Estados Unidos aumentaron en un 65% desde 2016 y se expandieron a nuevos mercados, lo que dio como resultado el panorama cambiante del mercado mundial del petróleo.

El crecimiento en el consumo mundial de gas natural aumentó nuevamente y los precios del gas se recuperaron. En 2017, el consumo mundial de gas natural aumentó un 2,2% a 3,62 billones de metros cúbicos, con un salto impresionante en Asia y el Pacífico para compensar la contracción en América del Norte por primera vez en los últimos cinco años. La producción mundial de gas natural alcanzó los 3,7 billones de metros cúbicos, un aumento del 2,7%. A nivel mundial, los precios del gas natural tocaron fondo ya que US-HH, UK-NBP, NE Asia Import LNG y NE Asia Spot LNG registraron grandes aumentos. El comercio mundial de gas natural aumentó un 5,6% a 1,15 billones de metros cúbicos. En particular, el volumen comercial de GNL ascendió a 287 millones de toneladas, un 12,5% que el año pasado, mucho más rápido que el del gasoducto que fue del 2,4%. Impulsadas por la creciente demanda en China y Corea del Sur, las importaciones de GNL aumentaron en Asia.

El sector de aguas arriba del petróleo y gas salió del valle bajo con un aumento en la inversión en la exploración y producción. En 2017, los recursos petrolíferos recuperables probados restantes en el mundo se mantuvieron estables y las reservas de gas natural aumentaron levemente. A nivel mundial, la producción de petróleo fue plana durante el año a aproximadamente 4,36 mil millones de toneladas y la producción de gas aumentó en un 2,7% a 3,7 billones de metros cúbicos. La inversión global en exploración y producción recaudó USD 382 mil millones, un 8% más que en 2016. El mercado de servicios petroleros se expandió a USD 233,5 mil millones, un 5% más interanual. El año fue testigo de la aprobación rápida de más proyectos de aguas profundas, lo que indica un área de crecimiento importante para la capacidad de petróleo y gas en el futuro.

Las capacidades de refinación de petróleo crecieron con mayores tasas de utilización de unidades y márgenes de refinación. En 2017, la capacidad global de refinación aumentó a 4,9 mil millones de toneladas por año, un aumento de 29 millones de toneladas en comparación con el año anterior. En la configuración de los tres principales regiones de refinación de Asia-Pacífico, América del Norte y Europa occidental, Asia-Pacífico representaba una participación cada vez mayor. Las corridas diarias de crudo de las principales refinерías superaron los 80 millones de barriles por primera vez, alcanzando un récord de 80,58 millones de barriles. A nivel mundial, la tasa de utilización de la unidad promedió 85%, impulsada por incidentes de desastre y capacidades insuficientes de refinación en algunas regiones. Hubo un gran aumento en los márgenes de refinación, entre lo cual Europa Occidental, Singapur y el Golfo de México registraron un crecimiento del 44%, 22% y 49%, respectivamente.

Las fusiones y adquisiciones de petróleo y gas aún se encuentran en un período de ventana importante. Las fusiones en el sector de aguas arriba se recuperaron notablemente. Después de una recesión de dos años, se completaron un total de 360 operaciones de fusión y adquisición en 2017 en todo el mundo, que ascienden a aproximadamente USD 170 mil millones, un aumento del 21% y 13%, interanual respectivamente. Sin embargo, los precios de las reservas se mantuvieron bajos. Las reservas 2P se negociaron a USD 5,28 por barril en 2017, que fue aproximadamente el 60% de los altos precios del petróleo, a pesar de un aumento del 42% respecto de 2016. Las compañías petroleras internacionales y las instituciones financieras tenían una mayor presencia en el mercado de capitales. La cooperación del petróleo y el gas fue en un momento de políticas favorables. La mayoría de los productores de petróleo y gas estaban experimentando una transformación, abriendo sus sectores de toda la cadena y haciendo ajustes oportunos a los términos y condiciones de la cooperación en petróleo y gas.

La economía de China mostró signos claros de crecimiento robusto y saludable en 2017, con el aumento del consumo de energía y la mezcla de energía cada vez más limpia. Las autoridades gubernamentales lanzaron una serie de iniciativas clave para ampliar el acceso a los mercados, mejorar el mecanismo y aumentar la regulación en el marco de la *Orientación sobre la profundización de la reforma del régimen institucional para la industria del petróleo y gas*.

Se observa un aumento en el crecimiento del consumo aparente de petróleo de China y un crecimiento a ritmo mediano y bajo en el consumo de productos refinados. El consumo aparente de petróleo de China fue de 590 millones de toneladas en 2017, un aumento de 5,9%, 3 puntos porcentuales más que el año anterior, el nivel más alto desde 2011. Las importaciones netas de petróleo aumentaron un 10,8% a 396 millones de toneladas, 1,2 puntos porcentuales más que el año anterior. China superó, por primera vez, a los Estados Unidos como el mayor importador de petróleo crudo del mundo en 2017, y su dependencia del petróleo extranjero se elevó al 67,4%. Un repunte en la industria, el transporte, el sector inmobiliario y otros sectores hizo que el consumo de productos refinados volviera a la senda del crecimiento. El consumo aparente de producto refinado durante todo el año fue de 325 millones de toneladas, un aumento del 3,4%, 3,9 puntos porcentuales más que en el año 2016, con un retroceso inusual en el crecimiento del consumo de gasolina. La producción de productos refinados nacionales alcanzó 361 millones de toneladas, un 3,5% más interanual. Sin embargo, debido a las cuotas ajustadas, el crecimiento de las exportaciones de productos refinados cayó bruscamente al 5,1% después de permanecer en el carril rápido durante cinco años.

El consumo de gas natural de China creció más rápido de lo esperado, dando como resultado condiciones de mercado ajustadas y escasez estacional. El crecimiento del consumo doméstico de gas natural fue mucho más alto de lo esperado en 2017, impulsado por el auge macroeconómico y los factores de política. El consumo anual de gas natural fue de 235,2 mil millones de metros cúbicos, un aumento del 17%, 10,6 puntos porcentuales más que el año anterior, lo que representa el 7% del consumo de energía primaria. Los suministros de gas natural sumaron 240,2 mil millones de metros cúbicos para todo el año, un 15% más interanual. En particular, las importaciones de gas natural registraron un impresionante aumento del 24,4%, y la dependencia del gas natural extranjero ascendió al 39,4%. Hubo un aumento en el precio promedio de importación de gas natural. En el marco del programa "2 + 26 Ciudades", se promovió el uso de gas natural o electricidad como alternativa al carbón en Beijing, Tianjin y Hebei, en lo cual surgieron varios problemas, como la escasez temporal de suministros de gas y los aumentos de los precios del GNL.

El progreso constante en las actividades de exploración y producción de China y la inversión en el sector de aguas de arriba tuvo un crecimiento recuperativo. Las compañías petroleras de China reorientaron sus esfuerzos de exploración en bloques maduros en un intento por garantizar la producibilidad de la reserva. Estos esfuerzos dieron lugar a una serie de importantes descubrimientos en Mahu y Shunbei, etc. En 2017, la producción nacional de petróleo crudo disminuyó aproximadamente 3% a 192 millones de toneladas, mostrando una disminución menor en comparación con el 7,1% en 2016. La producción de gas natural una vez más creció en una base de dos dígitos, aumentando aproximadamente 10% a 149 mil millones de metros cúbicos. Las tres principales compañías petroleras experimentaron una recuperación en la inversión planificada en sectores de aguas arriba, lo que indica una recuperación en el sector nacional de exploración y producción.

El sector de refinación de China experimentó una rápida expansión de la capacidad y un empeoramiento del exceso de capacidad. Después de un período de dos años, la capacidad de refinación de China llegó a 770 millones de toneladas por año, con un aumento neto de 17,6 millones de toneladas. Las corridas de crudo fueron aproximadamente 568 millones de toneladas para todo el año, un 5% más interanual. Aprovechando el acceso a las importaciones de crudo, las refinerías locales se hicieron más grandes y más competitivas. La capacidad de refinación de las refinerías locales aumentó a 162 millones de toneladas por año y su participación en la producción de gasolina y diesel continuó expandiéndose durante cinco años consecutivos, representando el 21,5% en 2017.

Se lograron avances significativos en la cooperación internacional de petróleo y gas con la producción de capital de crudo en el extranjero en más de 150 millones de toneladas. En 2017, la producción de capital en el extranjero de las compañías petroleras chinas alcanzó 190 millones de toneladas de petróleo equivalente, un 8,9% más que en 2016. En particular, las producciones de capital de petróleo crudo y gas natural fueron de 150 millones de toneladas y 45 mil millones de metros cúbicos respectivamente. La cooperación en petróleo y gas en la Iniciativa de la Franja y la Ruta y entre China y EE. UU. tuvo avances sustanciales. Las empresas privadas y estatales locales aceleraron la inversión extranjera y exploraron activamente las oportunidades de fusiones y adquisiciones, y su participación total en la producción de capital aumentó rápidamente al 10%. Se observó una configuración diversificada de inversores en la inversión extranjera.

De cara al 2018, los fundamentos del mercado mundial del petróleo continuarán mejorando, con la subida de los precios medios del petróleo. Se espera que los precios del crudo Brent promedien entre USD 60 y USD 65 por barril y varíen entre USD 50 y USD 75 por barril. El mercado del gas natural seguirá estando sobreabastecido. Se espera que la demanda y producción de gas natural aumente a 3,67 billones de metros cúbicos y 3,78 billones de metros cúbicos respectivamente. Se espera que la capacidad global de refinación alcance 4,95 mil millones de toneladas por año. Con base en el análisis de las instalaciones de refinación planificadas y en construcción, las adiciones de la capacidad de refinación de China representarán más de la mitad del aumento neto de la capacidad de refinación global para 2020.

Se espera que la demanda aparente de petróleo de China supere, por primera vez, 600 millones de toneladas en 2018, y que su dependencia del petróleo extranjero se acerque al 70%. El rápido crecimiento de la demanda de gas natural continuará. Se espera que el consumo de gas natural alcance los 258,7 mil millones de metros cúbicos, un 10% más interanual. La exploración y producción doméstica se mantendrá la tendencia hacia una mayor mejora con un crecimiento sostenido en la inversión en los sectores de aguas arriba. Como resultado de la transformación estructural de la economía, los ajustes en el mercado inmobiliario, los mayores esfuerzos en la protección del medio ambiente y el acceso a fuentes de energía alternativas, se espera que disminuya la demanda de productos refinados. La capacidad de refinación está de regreso en el camino de rápido crecimiento y se espera que supere los 800 millones de toneladas por año por primera vez. Las refinerías locales verán una mayor porción de la capacidad total de refinación. La producción de productos refinados se ampliará y el exceso de oferta en el mercado superará las 45 millones de toneladas, y seguirá aumentando la presión en la exportación de productos refinados.

Fuente: *Informe sobre el desarrollo de la industria de petróleo y gas de 2017* por Instituto de Estudios Económicos y Tecnológicos de CNPC

An aerial photograph showing a construction site on a riverbank. The site is a cleared, sandy area with several excavators and some buildings. It is surrounded by lush green vegetation and a large river. In the background, there are yellow fields and a forest. A text box is overlaid on the top left of the image.

Seguridad y Medio Ambiente

La compañía está comprometida con el desarrollo armonioso entre la energía, el medio ambiente y la empresa promoviendo activamente la construcción de la civilización ecológica y la estrategia de crecimiento verde con el estricto cumplimiento de la Ley de Seguridad de la Producción y la Ley de Protección Ambiental.

Seguimos mejorando nuestro sistema HSE, reforzamos la gestión de la seguridad y el control de calidad, mejoramos nuestras medidas HSE, protegemos el entorno ecológico y fomentamos las prácticas de bajo consumo de energía, baja contaminación y baja emisión para el desarrollo sostenible.

Gestión de HSE

Siguiendo el concepto de HSE de "orientado a las personas, la calidad y la seguridad primero y la prioridad del medio ambiente", la compañía ha estado persiguiendo "cero accidentes, cero lesiones y cero contaminación" en sus operaciones comerciales. Bajo nuestro Plan de Gestión de HSE para el periodo de "13 Plan Quinquenal", la compañía ha fortalecido la auditoría del sistema de gestión de HSE ajustando el método de auditoría, ampliando el alcance de la auditoría y mejorando la calidad de la auditoría. Con base en la evaluación cuantitativa de más de 110 unidades de negocios principales, los problemas de HSE identificados en el proceso de auditoría han sido diagnosticados y revisados, con riesgos importantes y riesgos ocultos monitoreados y rectificados de manera oportuna. Todo esto ayuda a reforzar nuestra infraestructura HSE.

Revisamos las medidas, el programa y las matrices de capacitación HSE y elaboramos el manual de aplicación para la producción y la purificación de gas. También introdujimos un enfoque impulsado por la demanda para la formación de HSE de base y realizamos talleres de capacitación de HSE para gerentes de seguridad y auditores de HSE. El análisis de riesgos se ha implementado ampliamente en nuestros proyectos en el extranjero, lo que permite un enfoque escalonado para la gestión de riesgos. Se han desarrollado una variedad de programas de capacitación para crear conciencia y competencia en HSE, lo que permite la preparación y respuesta ante emergencias y garantiza una operación segura y sin contratiempos, así como la protección de nuestros empleados en el extranjero.

Seguridad Operacional

La seguridad operativa, como uno de los valores centrales de CNPC, se integró por completo en todos los aspectos de nuestras actividades comerciales. La compañía promovió un mecanismo a largo plazo para la seguridad operacional y continuó mejorando su gestión de seguridad. En 2017, la situación de seguridad de la operación estuvo generalmente bajo control.

Fortalecimiento de la prevención de riesgos de seguridad. Se ha desarrollado un marco de controles preventivos para la gestión y corrección de riesgos y peligros relacionados con la seguridad y se ha adoptado un enfoque escalonado para la gestión del riesgo para crear un sistema de gestión de seguridad más sólido. Continuamos adoptando medidas para actividades de alto riesgo y procedimientos clave con un enfoque en la inspección del sitio y la supervisión especial de seguridad. Mientras tanto, se realizó un diagnóstico técnico y una revisión de la gestión de las prácticas de HSE en las unidades de negocios clave, proyectos y áreas de alto riesgo para garantizar que los riesgos principales se controlaran de manera efectiva.

Fortalecimiento de la gestión integral de productos químicos peligrosos. CNPC publicó las *Directrices para la gestión segura e integral de productos químicos peligrosos*. Las personas responsables de 67 subsidiarias de sustancias químicas peligrosas participaron en un programa especial de capacitación. Un sistema de información sobre sustancias químicas peligrosas se lanzó a tiempo después de una encuesta general diseñada para recopilar información sobre sustancias químicas peligrosas. Se implementó un programa de seguridad contra riesgos ocultos en parques de tanques químicos para identificar y abordar los problemas de seguridad de manera oportuna.

Fortalecimiento de la gestión de seguridad para proveedores y contratistas. CNPC ha seguido adelante con un sistema de calificación de seguridad para contratistas y ha publicado la *Guía sobre fortalecimiento adicional de la gestión de calificación de seguridad de los contratistas*. La precalificación del contratista se introdujo en varias unidades de negocios, como Liaoyang Petrochemical. Se establecieron comités de seguridad conjuntos para proyectos de contratistas como un mecanismo de gestión de seguridad en el sitio liderado por el propietario del proyecto con la participación de constructores y supervisores.

Fortaleció la construcción del sistema de respuesta de emergencia. Los principales simulacros de emergencia se llevaron a cabo en los sitios de Southwest Pipeline y Yunnan Petrochemical. Mientras tanto, se estaba construyendo un centro nacional de respuesta y capacitación para casos de emergencia con sustancias químicas peligrosas, junto con la instalación de respuesta de emergencia de la empresa, que permite la mejora continua de nuestra respuesta de emergencia.

Salud Ocupacional

De acuerdo con la Ley de Prevención y Control de Enfermedades Profesionales de la República Popular China, CNPC ha logrado un mejor desempeño en salud ocupacional fortaleciendo la infraestructura de salud ocupacional de la organización e implementando procedimientos estándar de salud ocupacional, con enfoque en prevención y control de riesgos, mejora del ambiente laboral, salud física y mental.

En 2017, revisamos y publicamos los *Procedimientos para la detección temprana y la gestión de factores de riesgo ocupacional en el lugar de trabajo*, las *Reglamentaciones para los procedimientos de vigilancia de la salud ocupacional* y las *Reglamentaciones basadas en Tres Simultaneidades en las instalaciones de prevención y control de enfermedades ocupacionales para proyectos de construcción*. Continuamos fortaleciendo las contramedidas para el riesgo laboral a partir del veneno y el polvo. Se realizó una inspección exhaustiva de las instalaciones de protección en algunos de nuestros laboratorios y lugares de trabajo con riesgo de intoxicación o polvo. Y los problemas ocultos identificados fueron todos rectificados. Debido a la mejora tanto en la infraestructura como en la gestión de salud ocupacional, se mejoró la salud laboral de nuestros empleados. En 2017, el índice de vigilancia de los factores de riesgo fue del 98,5% y el 98,5% de nuestros empleados expuestos a riesgos de salud recibieron controles de salud ocupacional.

Se adoptaron medidas más estrictas contra las fuentes de enfermedades en nuestros sitios en el extranjero para monitorear, prevenir y controlar enfermedades clave y enfermedades infecciosas. Los programas de asistencia al empleado en el extranjero (EAP) se implementaron con el espíritu de la atención humanística en una variedad de formas para abordar el estrés relacionado con el trabajo y mejorar la salud mental y el bienestar de nuestros empleados en el extranjero, especialmente aquellos que trabajan en entornos naturales hostiles.

Medio Ambiente

El cambio climático es el principal desafío de la humanidad. La compañía ha estado desempeñando un papel activo en la cooperación internacional sobre el cambio climático. En 2017, la empresa se comprometió firmemente con el control efectivo de las emisiones de metano en el sector del gas natural y se unió a los miembros de la Iniciativa climática de petróleo y gas (OGCI) y la comunidad internacional en la formulación de la hoja de ruta de bajas emisiones OGCI-2040. También participamos en la investigación de las emisiones de metano y la formulación de estándares de evaluación para la captura de dióxido de carbono y la capacidad de almacenamiento en la industria del petróleo y el gas. En línea con las iniciativas del gobierno estatal y los planes de acción para reducir las emisiones de metano, la compañía ha desarrollado su hoja de ruta de bajas emisiones de carbono, especificando los objetivos de desarrollo con bajas emisiones de carbono y las tareas clave. Mientras tanto, los cálculos de las emisiones de gases de efecto invernadero se llevaron a cabo de conformidad con las normas nacionales aplicables, incluidas las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la combustión, quema y venteo, y los procesos de refinación.



En 2017, la compañía continuó intensificando las medidas de control para reducir las emisiones contaminantes. Se formuló la versión mejorada del Plan de control de emisiones contaminantes, que establece 12 áreas clave que incluyen varios tipos de contaminación, es decir, aire, agua, ruido, desechos sólidos, etc., y una amplia gama de cadenas industriales, es decir, exploración y producción, refinación y productos químicos, gas natural y tuberías y servicios técnicos, con el objetivo de permitir el control del ciclo de vida de las emisiones contaminantes en las actividades de producción. Se adoptó un enfoque integrado para reducir los compuestos orgánicos volátiles (COV) y se introdujo una plataforma para el control de COV para monitorear y controlar las emisiones de COV en nuestras refinerías y plantas químicas. En respuesta a la política del gobierno estatal de transformar la estructura energética, la compañía lanzó las Medidas para el Control de la Contaminación del Aire 2017-2018 en Beijing, Tianjin y Hebei y sus áreas circundantes durante el otoño y el invierno, y dio a conocer programas para la supervisión de proyectos especiales y el tratamiento conforme a estándares de fuentes de contaminación para entregar productos más limpios de gas natural, gasolina y diesel. 285 calderas de carbón en esta región fueron eliminadas o reemplazadas por energía limpia.

En línea con el objetivo establecido en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de "proteger, restaurar y promover la utilización sostenible de los ecosistemas para detener la pérdida de biodiversidad", la compañía formuló el Plan de Acción para la Protección Ecológica e implementó seis proyectos de protección del ecosistema para promover nuestro negocio, así como el desarrollo sostenible en los países (regiones) anfitriones.

Eficiencia Energética

En 2017, la compañía redobló sus esfuerzos para mejorar la gestión energética y aumentar la eficiencia energética formulando los estándares de gestión energética y lanzando proyectos ejemplares de gestión energética en Changqing Oilfield y Jinzhou Petrochemical, etc. Las técnicas de conservación de energía se introdujeron, compartieron y promovieron entre las filiales. Se inició un proyecto ejemplar de optimización del sistema de energía en el campo petrolífero de Daqing y se completaron varios proyectos piloto sobre la eficiencia del calentamiento del horno y la eficiencia de la transferencia de calor. Con respecto al tratamiento del gas asociado y la recuperación del gas quemado, se pusieron en operación proyectos de recuperación de hidrocarburos ligeros en los campos petroleros de Tarim, Xinjiang y Tuha. Para la gestión de los recursos hídricos, se intensificaron las normas de aplicación del agua y se mejoraron las técnicas de ahorro de agua para reducir el uso de agua dulce y utilizar el agua de manera más eficiente. Para hacer frente a los problemas de uso de la tierra en la producción de petróleo y gas, las *Directrices para el Manejo de la Tierra* fueron formuladas para promover la conservación de la tierra, la recuperación de tierras y la restauración ambiental. En 2017, la compañía redujo el consumo de energía en 880.000 toneladas de carbón estándar y de agua en 12,41 millones de metros cúbicos.



Financiamiento al proyecto ambiental para promover la transición energética

En julio de 2017, Kunlun Financial Leasing, una filial de CNPC, hizo un préstamo de RMB 60 millones a State Power Investment Corporation en apoyo de un proyecto de central eléctrica alimentada de la quema de residuos en Bazhou, Hebei. Como uno de los proyectos ecológicos clave financiados por la compañía, la planta de energía recibirá un total de RMB 200 millones de Kunlun Financial Leasing para la compra de equipos ecológicos de generación. Después de su finalización, se espera que el proyecto maneje 1.200 toneladas de residuos sólidos municipales por día provenientes del nuevo aeropuerto de Beijing y la nueva área de Xiong'an en Hebei.

Bajo la iniciativa de financiación verde presentada por el "13 Plan Quinquenal", la compañía ha participado activamente en proyectos de energía limpia y protección del medio ambiente que van desde energía hidroeléctrica, energía eólica, generación de energía fotovoltaica hasta generación de energía residual, con su marco de financiación verde en forma. La compañía ha invertido en proyectos de energía limpia en Chongqing, Guiyang y Zhangpu, etc. para aliviar con eficacia la escasez de electricidad en estas ciudades, reducir la generación de energía a carbón en su porcentaje de la fuente energética total y garantizar la seguridad energética y la protección del medio ambiente para el desarrollo de las áreas rurales, así como la industria del turismo. A fines de 2017, la compañía ha otorgado préstamos a siete proyectos de energía limpia, que reducirán más de 1 millón de toneladas de emisiones de CO2 por año.

En el futuro, la compañía continuará explorando las oportunidades de financiamiento verde en el mercado de la energía limpia y promoverá el desarrollo de la energía hidroeléctrica, nuclear, eólica y fotovoltaica para acelerar la transición energética, con el petróleo y el gas como prioridad. Se espera que para 2020, las finanzas verdes se conviertan en uno de los negocios principales de la compañía.

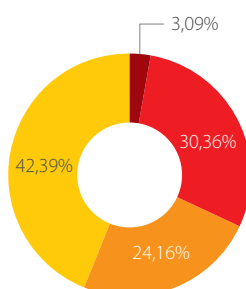
Recursos Humanos



La compañía impulsó activamente la reforma del sistema de desarrollo de talentos y fortaleció la creación de grupos de talentos para desarrollar una fuerza de trabajo innovadora y altamente motivada y proporcionar un entorno propicio para lograr la autoestima.

Antecedentes educativos de los empleados

- Máster y superior
- Licenciatura
- Colegio universitario
- Politécnico y abajo



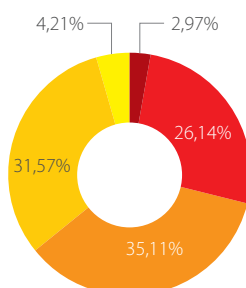
La compañía ha mantenido un fuerte compromiso con los derechos y beneficios de los empleados, creando un lugar de trabajo inclusivo, equitativo, confiable y colaborativo, proporcionando una plataforma para el desarrollo profesional y la promoción ascendente, promoviendo la contratación local y alineando el desarrollo de los empleados con el crecimiento corporativo.

Política de Empleo

CNPC sigue políticas de empleo de igualdad y no discriminación en cumplimiento con las leyes, reglamentos y regímenes aplicables, y asegura oportunidades iguales de empleo y desarrollo de carrera para empleados de diferentes nacionalidades, razas, sexos, creencias religiosas y antecedentes culturales. En 2017, la empresa impulsó una reforma del sistema de desarrollo del talento para atraer, capacitar, retener y motivar a las personas con talento de manera efectiva, en un intento por crear un ambiente institucional para fomentar la innovación y la creatividad. Se mejoraron aún más los procesos de contratación, empleo, revisión del desempeño y distribución de la remuneración, lo que dio como resultado una estructura optimizada de la fuerza de trabajo.

Grupos de edad de los empleados

- 25 años y menos
- 26-35
- 36-45
- 46-55
- 56 años y mayores



En 2017, la compañía reclutó recientemente a 1.834 graduados universitarios. En particular, los graduados de universidades líderes y universidades relacionadas con petróleo/petroquímica representaron el 67% de los nuevos reclutados. Hasta finales de 2017, la compañía tenía aproximadamente 1.355.000 empleados, con un 33,45% con título de licenciatura o superior y 33,85% mujeres.

Retribución y Bienestar

Como parte de nuestro esfuerzo continuo para alinear la evaluación de desempeño con la retribución a los empleados, la compañía continuó mejorando el sistema de retribución y bienestar basado en el desempeño, centrándose en el valor y la función de diferentes puestos. Nos aseguramos de que la remuneración de los empleados coincidiera con el crecimiento y la productividad de nuestro negocio. La distribución de retribución se inclinó hacia los ingenieros de investigación y desarrollo, los trabajadores en primera línea y aquellos en trabajos difíciles. Conforme a la Ley del Seguro Social de la República Popular China, la proporción de empleados afiliados a la seguridad social alcanzó el 100%. Mientras tanto, se mejoraron el seguro médico complementario, la anualidad corporativa y los subsidios para salvaguardar el bienestar de los empleados.



Los empleados participan en intercambios internacionales y capacitación

Educación y Capacitación

En 2017, la compañía continuó expandiendo su infraestructura de capacitación y plataformas de estudio electrónico y desarrolló los "Cuatro Obras de Entrenamiento de Talento" en gestión empresarial, experiencia profesional, habilidades técnicas y operaciones internacionales, destacando las cualidades de los empleados y las habilidades necesarias urgentemente. La oficina central organizó 165 programas de capacitación para más de 20.000 participantes en 2017, aumentando la competencia y la calidad de la fuerza laboral de manera efectiva.

La compañía sigue mejorando las habilidades y competencias laborales de los empleados al combinar competencias de habilidades con programas de capacitación. En 2017, celebramos cuatro competencias de habilidades en la producción de petróleo, producción de gas, recolección y transporte de petróleo y gas y soldadura eléctrica, y organizamos la Competencia de Habilidades de Trabajadores de SCO y la Competencia de Soldadura Eléctrica de la Industria Nacional de Petróleo y Petroquímica. También participamos en una variedad de competencias internacionales de habilidades y ganamos el campeonato de equipo en cuatro ocasiones y el segundo lugar en una vez en cinco competencias internacionales y de toda la industria. Muchos empleados fueron recompensados y premiados por sus habilidades profesionales.

Programas clave de capacitación de "Cuatro Obras de Entrenamiento de Talento" de 2017

Personal gerencial	Personal profesional	Personal técnico	Personal internacional
- Seminarios especiales para altos funcionarios de empresas subsidiarias - Programas de capacitación para funcionarios de nivel de división en puestos clave - Clases de formación para directivos jóvenes y de mediana edad - Clases de entrenamiento del Partido - Sesiones de capacitación para el personal a cargo de la construcción del partido y la comisión de control disciplinario - Proyecto de becarios visitantes en la Universidad de Stanford - Sesiones de capacitación para altos ejecutivos de GE en los EE. UU. y Siemens en Alemania	- Cursos selectivos de capacitación de expertos en la Universidad de Tsinghua - Sesiones de capacitación para los técnicos superiores - Sesiones de capacitación en negocios de sectores de aguas arriba para gerentes de planta de petróleo y gas - Sesiones de capacitación para ejecutivos de empresas sobre la gestión de seguridad de productos químicos peligrosos - Sesiones de capacitación en la Universidad de Tsinghua, el Instituto de Tecnología de Beijing y otras universidades - Entrenamiento de expertos en Rusia y Alemania	- Sesiones de entrenamiento para varios tipos de personal técnico - Programa de Desarrollo de Artesanos Maestros del Petróleo - Competiciones de habilidades vocacionales	"Proyecto de capacitación de miles de personas" dirigido a talentos internacionales - Sesiones de capacitación para empleados jóvenes núcleo en GE - Sesiones de capacitación en el extranjero sobre gestión de proyectos, gestión financiera y tecnología informática

Desarrollo Profesional

CNPC presta gran atención a la planificación de la carrera y al desarrollo de los empleados, como parte de su filosofía empresarial moderna. En 2017, seguimos reformando y mejorando el entorno y los mecanismos para el desarrollo de talentos e implementamos una serie de programas de cultivo de talentos, a fin de proporcionar un entorno más propicio y una plataforma más amplia para que nuestros gerentes, administradores, expertos, técnicos y otros talentos aumenten su valor.

En términos de planificación de la sucesión, la compañía desarrolló un grupo de talentos de liderazgo y brindó capacitación para que los gerentes jóvenes traigan talentos jóvenes a puestos importantes. Se lanzó una serie de iniciativas de capacitación de talentos, que incluyen el Programa Científico Petrolero y el Programa de Talento Tecnológico, etc., para desarrollar profesionales de punta en el proceso de implementación de programas tecnológicos y proyectos clave. La reforma de la gestión de puestos profesionales y técnicos para el personal de investigación y desarrollo obtuvo algunos resultados y las medidas avanzaron de manera constante. El valor del personal técnico se reconoció plenamente y su vigor de innovación se desató aún más. Nuestras iniciativas de fomento del talento, tales como el Programa de Desarrollo de Habilidades del Operador, la Iniciativa de Innovación y Eficiencia, y el Programa de Artesanos Maestros del Petróleo, etc., fueron diseñados para identificar y preparar a profesionales altamente calificados. El canal de promoción para los trabajadores operativos estuvo bien preparado con un sistema de desarrollo de carrera en el lugar desde principiantes hasta técnicos altamente calificados. Técnicos y expertos técnicos trabajaron juntos para crear estudios y estaciones de trabajo colaborativos, con el objetivo de promover un sistema de desarrollo de talento en ambos sentidos.

Hasta finales de 2017, la compañía contaba con 54 estudios expertos en habilidades, que incluían 16 estudios maestros nacionales, 456 expertos técnicos superiores y 338 técnicos calificados. A lo largo del año, 149.900 empleados participaron en la verificación de la capacidad técnica profesional y 107.200 empleados recibieron certificados en reconocimiento a sus conocimientos y habilidades profesionales.

Empleo Local

En el espíritu de "beneficio mutuo y desarrollo de ganancia compartida mediante la cooperación" y en cumplimiento de las leyes laborales en los países anfitriones, la compañía ha mantenido un fuerte compromiso con los derechos de los empleados en la no discriminación y la igualdad de oportunidades, prestando gran atención a la salud y seguridad de los empleados, mejorando las condiciones de trabajo y de vida y creando un lugar de trabajo amigable, seguro y armonioso. Se desarrolló un conjunto completo de procedimientos para reclutamiento, empleo, revisión del desempeño y sistema de retribución para proporcionar una plataforma de desarrollo profesional. Además, la compañía creó activamente oportunidades de trabajo, promovió la contratación local y la capacitación integrada en todos los aspectos para el desarrollo de la fuerza de trabajo local a fin de mejorar las habilidades profesionales y la competencia. Los planes de capacitación se desarrollaron para satisfacer las necesidades

profesionales de nuestros empleados locales, con el objetivo de nutrir a los mejores talentos en la industria del petróleo para los países de los recursos.

En 2017, la compañía contrató y cultivó una serie de profesionales locales en exploración y producción, ingeniería y construcción, comercio internacional, finanzas, contabilidad y gestión comercial. Hasta fin de año, CNODC, una subsidiaria a cargo de las operaciones de petróleo y gas en el extranjero de CNPC, tenía un total de 56.000 empleados con empleados locales que representaban aproximadamente 92%.



Los empleados locales del proyecto en Iraq participan en la "Semana de la seguridad vial"

Tecnología e Innovación



La compañía se esfuerza por hacer que su estrategia de innovación sea dirigida por los negocios y avanza en sus esfuerzos por el desarrollo de talentos y la reforma científica y tecnológica para impulsar la innovación integral y fomentar el nuevo motor para el crecimiento.

En 2017, la compañía experimentó un progreso positivo en la reforma de su sistema de investigación y desarrollo y en la solución de los cuellos de botella técnicos encontrados en sus operaciones principales. Una actualización de tecnologías clave facilitó la actualización industrial y dio lugar a nuevos avances en proyectos importantes; las tecnologías innovadoras y disruptivas ayudaron a dar a la compañía una ventaja y un liderazgo tecnológico en la industria; los resultados concretos de las áreas clave de la reforma de investigación y desarrollo liberaron el impulso de la innovación tecnológica. Todo esto contribuyó a un rol más fuerte de la innovación para promover el crecimiento del negocio de la compañía.

Fomento del Sistema de Innovación Científica y Tecnológica

La reforma del sistema de investigación y desarrollo continúa avanzando. La compañía ha establecido un comité de expertos para supervisar los programas de investigación y desarrollo, simplificar su sistema de gestión, optimizar la asignación de recursos y promover el intercambio de información. La compañía también creó el fondo en apoyo de investigación fundamental, investigación de tecnologías emergentes estratégicas, mejoró la política existente sobre incentivos de investigación y desarrollo y emitió incentivos para crear valor a partir de resultados de investigación y desarrollo, a fin de proporcionar un entorno más inspirador y gratificante para nuestros científicos e investigadores.

La infraestructura de investigación y desarrollo de la compañía se ha reforzado. Se mejoran aún más las funciones de las plataformas de investigación y desarrollo existentes, incluido el laboratorio nacional de ingeniería para la exploración y el desarrollo de yacimientos de petróleo y gas de baja permeabilidad. La plataforma de investigación de tecnología informática y ciencias blandas está en construcción, varias de nuestras plataformas de investigación, como el laboratorio de nanoquímica, han sido clasificadas a nivel superior mundial.

Hasta finales de 2017, la compañía cuenta con 84 instalaciones de investigación, 47 laboratorios clave y centros de pruebas, y más de 33.000 científicos e investigadores.

Avance Importante del Desarrollo e Investigación Científico y Tecnológicos

En 2017, la compañía impulsó el ataque a los puntos fuertes de tecnologías de núcleo y complementarias en torno a la elevación de los índices de

exploración, la tasa de reservas de producción, la recuperación de petróleo y gas, la fabricación nacionalizada de equipos de alta gama, la resolución a retos técnicos en el procesamiento de crudo inferior, la disminución del costo de materiales químicos y la producción de energía limpia, etc. logrando una serie de avances importantes.

Exploración y desarrollo

Los desafíos se superaron en la exploración de glúteos, lo que resultó en un descubrimiento importante en Mahu Sag en Xinjiang, con nuevas reservas de 3P de mil millones de toneladas. La perforación horizontal de pozos avanzaba sin problemas, lo que permitió la producción a gran escala y la apertura de una nueva área estratégica de reservas de reemplazo.

Las técnicas de evaluación de trampas estructurales en los cinturones de empuje de antepaís han resuelto problemas técnicos como la migración anisotrópica de la profundidad previa al apilamiento y el sobrerrecorrido y el modelado superpuesto de bandas estructurales, lo que resulta en una notable mejora en la calidad de imágenes salinas/subsal y conduce a un avance de actividades de exploración en la Cuenca Tarim de Xinjiang.

En vista de los problemas de clase mundial tales como la filtración de gas y agua de garganta por micro y nano poros en depósitos de gas de arenisca de muy baja permeabilidad, se desarrolló un gran sistema de experimento de simulación física para mejorar la productividad del yacimiento y la eficiencia de recuperación. Siendo el sistema de simulación física de última generación en términos de indicadores de rendimiento y sistema de modelado, facilitará en gran medida la investigación teórica y experimental de China en complejos yacimientos de gas.

Las tecnologías clave en simulación de aceite residual, control de perfil por microesferas de polímero y fractura lateral de banda ancha se desarrollaron para la inundación de agua de depósitos de baja permeabilidad y permeabilidad ultrabaja, mejorando la tasa de recuperación en un 6 a 8 por ciento en dos bloques en el campo de petróleo de Changqing.

Las técnicas innovadoras de exploración y desarrollo de shale gas han contribuido a una caída significativa en los costos totales por pozo y un ritmo acelerado de desarrollo en envergadura, con una producción anual que sube de 200 millones de metros cúbicos a 3 mil millones de metros cúbicos.

Refinación y petroquímica

Las pruebas de gasolina limpia bajo los Estándares Nacionales VI han demostrado ser exitosas y los experimentos de producción de diesel limpio han tenido un progreso importante, lo que hace que una nueva mejora en una nueva ronda de calidad de combustible sea tecnológicamente factible.

Los catalizadores con altos rendimientos de gasolina y bajas emisiones de carbono se han desarrollado con éxito y se han utilizado ampliamente para permitir una disminución en la relación diesel-gasolina de la compañía.

Aprovechando el importante progreso en la producción de alto valor de los productos de poliolefinas, la compañía ha lanzado 20 marcas de poliolefinas y desarrollado la capacidad de investigación y desarrollo para catalizadores, comonomeros y polímeros.

Se ha desarrollado un nuevo proceso de polimerización sin fósforo para la producción de SBR. La producción en masa se realizó para nueve marcas de caucho sintético, incluidas e-SBR, EPR y Nd-BR.

Servicios de ingeniería

Prospección geofísica: GeoEast-Diva, una solución patentada de modelado de velocidad, está desarrollada para resolver una amplia gama de problemas de exploración sísmica en relación con las complejas condiciones de superficie en áreas de exploración doméstica, marcando una posición líder en el modelado de velocidad para superficies y formaciones complejas en tierra. El método innovador para la inducción controlada de fuertes perturbaciones ha contribuido al desarrollo del vibroseis de EV56 de banda ancha y alta precisión, que se utiliza en los campos de Xinjiang, Qinghai y Liaohe para permitir el cambio de una frecuencia más baja a una banda ancha más estable.

Diagrafía de pozos: se desarrolló una innovadora herramienta de diagrafía de imágenes de reflexión acústica azimutal para apoyar la adquisición de datos geológicos y el descubrimiento de reservorios complejos. Mientras tanto, proporciona parámetros técnicos para perforación orientada, desviación direccional y fractura de ácido, desempeñando un papel importante en la evaluación estratigráfica.

Perforación de pozos: para hacer frente al problema potencialmente peligroso de presión sostenida de la tubería de revestimiento y descarga de gas, se ha desarrollado un nuevo conjunto de técnicas de cementación centradas en el cemento de módulo de alta resistencia y baja elasticidad y la integridad del pozo para facilitar la exploración y el desarrollo de reservorios de gas natural no convencionales de manera segura y eficiente. Se utilizó una gama de técnicas para el tratamiento y el reciclado de desechos de perforación y fluidos de fracturamiento, que incluyen clasificación fina, separación centrífuga y electrosorción, lo que aumenta la tasa de recuperación y reduce los costos de manera significativa. Las técnicas de perforación y terminación para canales laterales de 5-1/2" se utilizan para reducir el período promedio de construcción de 100 días a 40 días, con la longitud de la sección horizontal aumentada de 600 metros a 900 metros y la producción diaria aumentó de 5.000 metros cúbicos a 59.000 metros cúbicos por pozo.

Ingeniería marítima: el primer proyecto de producción de hidrato de gas marítimo en China se ha implementado con éxito, logrando avances en relación con depósitos fangosos, profundidades de enterramiento poco profundas, bajas temperaturas en aguas profundas, formación de flujos de arena y formación de hidratos, etc. para maximizar la duración de producción y producción de gas y resuelve el aseguramiento de flujo y problemas de seguridad ambiental.



Almacenamiento y transporte

La tecnología de tubería de gas natural de tercera generación y gran capacidad ha tomado forma. El sistema SCADA para el transporte de tuberías a larga distancia se ha probado con éxito en el Gasoducto de Producto Refinado Dagang-Ji'nán-Zaozhuang y el Gasoducto de Gas Natural Jining (Hebei-Jiangsu) y se utilizará en la sección del Este del Gasoducto Rusia-China.

Estudio de Tecnología Avanzada

En vista de la creciente demanda mundial de energía, la investigación fundamental y la tecnología en las áreas de avanzada han sido una prioridad para la compañía. En 2017, una serie de esfuerzos de investigación en relación con las tasas de recuperación, los procesos de refinación y las técnicas de ingeniería produjeron resultados positivos.

Las teorías de formación de yacimientos y las tecnologías de evaluación del antiguo sistema de hidrocarburos respaldaron los avances estratégicos en la exploración del Proterozoico. La primera generación de agente de nano-desplazamiento y catalizador de mejoramiento in situ de petróleo pesado reveló una prospectiva brillante para EOR en producción de campos maduros y petróleo pesado. Nuevos tipos de material catalítico y nuevos catalizadores de craqueo catalítico se van a aplicar ampliamente en el procesamiento profundo del petróleo pesado inferior. Se ha encontrado una solución preliminar que reduce la coquización a altas temperaturas durante el proceso anaeróbico para producir olefinas y compuestos aromáticos a partir del metano. Las técnicas súper eficientes para la adquisición y el procesamiento de datos superpuestos de vibroseis se han utilizado comercialmente, mejorando en gran medida la eficacia de la operación. La herramienta LWD de resistividad de onda electromagnética azimutal se demostró eficaz para mejorar la tasa de recuperación de depósitos sutiles. Se espera que la tecnología de transmisión de datos de alta velocidad conduzca a una reforma de medición y control durante la perforación.

Cooperación Científica y Tecnológica

La compañía continúa profundizando los intercambios científicos y tecnológicos y la cooperación con compañías petroleras internacionales, compañías petroleras nacionales, fabricantes líderes, organizaciones académicas internacionales e institutos de investigación nacionales para promover la construcción y el desarrollo de la alianza de alto nivel de la compañía. Hasta fines de 2017, la compañía se ha asociado con 17 empresas e instituciones nacionales y extranjeras, con importantes avances en actividades internacionales de investigación y desarrollo: las pruebas piloto que utilizan nuevas tecnologías para el tratamiento de lodos oleosos y el reciclaje han arrojado resultados positivos y algunas de estas tecnologías serán desplegadas gradualmente; se ha desarrollado una herramienta de registro de imágenes electromagnéticas azimutal de alta temperatura y alto voltaje, con capacidad de procesamiento de imágenes de vanguardia y indicadores de profundidad, temperatura y presión de detección líderes en la industria. La compañía está desempeñando un

papel cada vez más importante como una potencia de la cooperación internacional de petróleo y gas, que a su vez brinda un fuerte apoyo a sus esfuerzos de exploración y desarrollo en Medio Oriente y África del Norte.

Incentivo Científico y Tecnológico y Propiedad Intelectual

En 2017, los cinco logros principales de ciencia y tecnología de la compañía ganaron premios nacionales. En particular, cuatro logros de investigación ganaron el segundo premio del Premio Estatal de Progreso Científico y Tecnológico, es decir, "uso comercial de inundaciones ASP para impulsar la recuperación de petróleo", "uso comercial de catalizadores de FCC con altos rendimientos de gasolina y bajas emisiones de carbono", "tecnologías clave para diseñar y fabricar recipientes ligeros, resistentes y a presión" y "tecnologías clave y equipos de prueba para la evaluación dinámica de depósitos de metano en capas de carbón", y las "tecnologías EOR para desvío y fracturamiento múltiple de grietas basadas en taponamiento temporal específico en depósitos profundos" recibió el segundo premio del Premio Estatal de Invención Tecnológica.

En 2017, la compañía solicitó 5.050 patentes dentro y fuera de China, incluidas 2.850 patentes de invención, y recibió 4.879 patentes, incluidas 1.225 patentes de invención.



Las patentes solicitadas

5.050



Las patentes concedidas

4.879

Resumen Anual de Negocios



Al destacar la orientación del mercado y los beneficios operacionales, la compañía continuó optimizando la organización de producción y la asignación de recursos, promoviendo un enfoque integrado y coordinado para la producción, la refinación y la comercialización, y mejorando la operación comercial internacional y la competitividad del mercado de servicios.

Exploración y Producción

En 2017, nuestro sector de exploración y producción logró un crecimiento estable y resultados operativos mejores a los esperados, promoviendo la innovación tecnológica, organizando científicamente las actividades de exploración y producción nacional, fomentando la exploración y desarrollo de recursos no convencionales y profundizando la exploración y producción conjunta en China.



Nueva reserva doméstica de petróleo identificada

659,45

millones de toneladas



Nueva reserva doméstica de gas natural identificada

569,8

mil millones de metros cúbicos

Exploración

Con énfasis en reservas actualizables y producibles, reforzamos la exploración preliminar y de riesgo, y desarrollamos exploración fina en áreas maduras, resultando en seis zonas petroleras no certificadas de 100 millones de toneladas de grado y seis zonas de gas no particionado de 100 mil millones de metros cúbicos en seis cuencas, incluyendo Tarim, Sichuan y Qaidam. En 2017, aumentamos 659,45 millones de toneladas de petróleo probado y 569,8 mil millones de metros cúbicos de gas probado en China, superando en total 1 mil millones de toneladas de petróleo equivalente por undécimo año consecutivo y manteniendo una tasa alta de crecimiento de reservas.

Datos domésticos de reservas y operaciones de exploración

	2015	2016	2017
Nueva reserva de petróleo identificada (millones de toneladas)	728,17	649,29	659,45
Nueva reserva de gas natural identificada (mil millones de metros cúbicos)	570,2	541,9	569,8
Sísmica 2D (kilómetros)	15.909	24.885	26.813
Sísmica 3D (kilómetros cuadrados)	9.095	8.764	7.843
Pozos de exploración	1.588	1.656	1.773
Pozos de prospección preliminar	924	865	986
Pozos de evaluación	664	791	787

Grandes descubrimientos

Los últimos logros de la exploración de petróleo

- Se descubrieron cinco áreas ricas en petróleo y dos bloques prolíficos, y se identificaron dos zonas petroleras de 100 millones de toneladas, Huachi-Nanliang y Jiyuan, en la cuenca de Ordos.
- Se obtuvieron flujos comerciales de petróleo y gas en múltiples pozos de la Formación Wuerhe superior en la Cuenca de Junggar, añadiendo 200 millones de toneladas de reservas probables y posibles y marcando otra serie de estratos para las reservas de reemplazo en el área de Mahu.
- Se identificaron dos zonas petroleras de 100 millones de toneladas en la cuenca de Songliao, una de las reservas de petróleo convencionales en el norte y una de las reservas de petróleo apretado en el sur.
- Se descubrieron varias zonas petroleras a gran escala en las cuencas Tarim, Qaidam y Bahía de Bohai.

La exploración de gas natural logró un progreso significativo

- En la cuenca de Tarim, se descubrieron y probaron tres nuevas estructuras portadoras de gas en la Depresión de Kuqa, concretamente Keshen-24, Dabei-11, Bozi-3; los flujos de petróleo y gas de alto rendimiento se obtuvieron en el pozo Tudong-2 en el cinturón tectónico del norte de Kuqa, revelando nuevas oportunidades para explotar estos reservorios del Jurásico.
- Se identificaron tres zonas de gas de 100 mil millones de metros cúbicos en el Bloque 1 del Sur de Sulige, Shenmu y Lower Paleozoic del levantamiento antiguo oriental en la cuenca de Ordos.
- En la cuenca de Sichuan, se obtuvieron flujos de gas de alto rendimiento del pozo Xingtian-1 de la Formación Leikoupo en la parte suroeste de la cuenca; los nuevos descubrimientos en bloques Weiyan y Zhaotong agregaron 156,5 mil millones de metros cúbicos de reserva probada de shale gas.
- Se descubrió un nuevo cinturón de gas en las Montañas Altun en la Cuenca de Qaidam.
- Varios pozos de exploración en la elevación de Dinan produjeron flujos comerciales de gas, abriendo nuevas áreas de exploración de gas de alta eficiencia en la cuenca de Junggar.



La producción
doméstica de crudo

102,54

millones de
toneladas



La producción doméstica
de gas natural

103,3

mil millones de
metros cúbicos

Desarrollo y Producción

La producción doméstica de petróleo y gas tuvo un funcionamiento equilibrado en 2017. Gracias a la administración mejorada y al progreso tecnológico, la compañía pudo reducir los costos y aumentar la eficiencia a través de la planificación general, los modelos de producción innovadores y la perforación de plataforma. A lo largo del año, nuestra producción de petróleo y gas alcanzó 184,82 millones de toneladas de petróleo equivalente.

Petróleo crudo

En 2017, intensificamos la gestión de la producción en yacimientos petrolíferos clave y seguimos optimizando el programa de desarrollo y la estructura de producción. Destacamos la creación eficiente de capacidades, el enfoque en la descripción de yacimientos, la optimización de las inundaciones de agua y la reurbanización de campos maduros, y los principales experimentos de campo. En 2017, nuestra capacidad instalada recientemente para el petróleo crudo fue de 11,61 millones de toneladas y la producción de crudo fue de 102,54 millones de toneladas.

El campo de petróleo de Daqing continuó desplegando la recuperación terciaria, logrando una mejor eficiencia de desarrollo y produciendo 34 millones de toneladas de crudo durante todo el año. El campo petrolero de Changqing logró una mejora general en la productividad y la eficiencia del desarrollo mediante el fortalecimiento de la inyección de agua fina y el despliegue de tecnologías aplicables, como la estimulación de yacimientos, la perforación horizontal de pozos y la fracturación de SRV. La producción anual de petróleo crudo fue de 23,72 millones de toneladas. El campo petrolero Liaohe puso en producción más de 1.300 nuevos pozos para aumentar la capacidad de producción. La producción diaria de nuevos pozos alcanzó un nuevo récord de diez años, gracias a la adopción más amplia de la tecnología SAGD.



La producción anual de Changqing superó los 50 millones de toneladas de petróleo equivalente por quinto año consecutivo

El campo de petróleo de Changqing produjo 53,16 millones de toneladas de petróleo equivalente en 2017, incluyendo 23,72 millones de toneladas de petróleo crudo y 36,9 mil millones de metros cúbicos de gas natural, marcando el quinto año consecutivo alcanzando una producción anual de más de 50 millones de toneladas desde 2013. En los últimos cinco años, Changqing produjo un total de 120 millones de toneladas de petróleo crudo y 183,7 mil millones de metros cúbicos de gas natural, es decir, 268 millones de toneladas de petróleo equivalente.

El campo petrolífero de Changqing, ubicado en la cuenca de Ordos, comenzó a funcionar en la década de 1970, con depósitos estancos difíciles de tocar con baja permeabilidad, baja presión de formación y baja abundancia de hidrocarburos. A lo largo de los años, hemos desarrollado una serie de tecnologías y paquetes técnicos para el desarrollo altamente eficiente a gran escala de los reservorios estancos, convirtiendo el yacimiento petrolífero de más rápido crecimiento en China en los últimos 10 años en términos de reservas y producción. Changqing rindió más de 20 millones de toneladas de petróleo equivalente por primera vez en 2007, y esta cifra se elevó a más de 50 millones de toneladas en 2013. Ahora Changqing cuenta con el campo de petróleo y gas más grande de China.

En los últimos años, Changqing se ha enfrentado con desafíos causados por la continua disminución en la calidad de los embalses y la creciente presión de la inversión y el control de costos en medio de los bajos precios del petróleo. El campo petrolífero ha logrado superar las dificultades para estabilizar la producción ajustando y mejorando continuamente sus enfoques de exploración y

desarrollo. Aprovechando un enfoque elaborado y eficiente para la exploración, Changqing contribuyó con el 49% del petróleo total recién probado de CNPC en 2017. La producción anual de crudo se ha mantenido en alrededor de 24 millones de toneladas durante varios años mediante el uso del control de extracción e inyección y la inyección zonal, investigando sobre la tecnología de recuperación terciaria. El factor de recuperación de los principales yacimientos de gas se ha mejorado gracias a la gestión refinada de pozos mediante la optimización de la estrategia de producción intermitente y el uso extensivo de la tecnología de recuperación de gas de desecación.

La alta producción sostenida y estable de Changqing está respaldada por la innovación tecnológica. El fracturamiento SRV de pozos horizontales permitió el desarrollo eficiente de reservorios estancos. La perforación con paletas del grupo de pozos grandes aumentó la ROP promedio en un 50% y redujo el ciclo promedio de perforación en 27 días para los pozos horizontales. Las técnicas EOR, como la inyección concéntrica zonal de agua tipo puente, ayudaron a aumentar el porcentaje de recuperación de las reservas inundadas en agua en un 2,8%, redujeron la tasa de disminución natural en un 0,6% y aumentaron la recuperación en un 5%. El uso de una gama de técnicas, como el desvío lateral de pozos horizontales, la revisión de estrato y el levantamiento de gas con puente para la recuperación de gas de desagüe, aumentó la producción anual de gas en más de 1,7 mil millones de metros cúbicos. La tecnología y las herramientas de tecnología informática se utilizan a fondo, convirtiendo a Changqing en un "yacimiento petrolífero digitalizado" con estaciones de trabajo no tripuladas y producción y gestión inteligentes.



Desarrollo piloto

En 2017, logramos un progreso positivo en tecnologías estratégicas exitosas, como la inundación de polímeros-surfactantes, la combustión in situ y las inundaciones de CO₂, etc.

Las pruebas de inundación de polímeros-surfactantes avanzaron significativamente en el desarrollo de surfactantes, la optimización de la formulación y el estudio de los mecanismos de emulsificación, como lo demuestra un aumento de aproximadamente 19% en la recuperación de petróleo en el bloque Jin-16 del campo petrolífero de Liaohe, marcando la tecnología EOR de próxima generación después de las inundaciones ASP, que se ha demostrado con éxito en el campo petrolífero de Daqing. Las pruebas de combustión in situ en el bloque Du-66 del campo petrolífero de Liaohe y en el bloque de Hongqian del campo petrolífero de Xinjiang lograron resultados favorables en la recuperación de crudo pesado a mediados de la última etapa de desarrollo. El drenaje por gravedad asistida por gas se probó en el campo petrolífero de Donghetang en la cuenca del Tarim, lo que resultó en una caída de la tasa de crecimiento del corte de agua del 4,5% al -0,4% y un rebote sustancial de la producción. Se espera que las inundaciones de CO₂, como un proceso integrado de CCS-EOR, mejoren la recuperación de petróleo en más del 10%.

Desarrollo de gas natural

En 2017, nuestras cuatro principales zonas de gas, Changqing, Tarim, Southwest y Qinghai, reportaron un crecimiento sostenido en la producción de gas natural, gracias al ajuste flexible de la producción de acuerdo con la dinámica de producción-venta y cambio estacional, así como la mejora en la creación de capacidad y modelo de gestión de la producción, con grandes

grupos de pozos, capas múltiples, modos de pozos diversificados, perforación de plataforma y desarrollo tridimensional. A lo largo del año, CNPC acumuló una nueva capacidad de 13,4 mil millones de metros cúbicos y produjo 103,3 mil millones de metros cúbicos, un aumento de 5,2 mil millones de metros cúbicos que el año pasado.

El campo petrolero de Changqing, la mayor base de producción de gas natural de China y una fuente confiable para los gasoductos Shaanxi-Beijing, produjo 36,9 mil millones de metros cúbicos en 2017, más de un tercio de la producción nacional total de CNPC. El campo petrolero de Tarim produjo 25,3 mil millones de metros cúbicos de gas natural en 2017, gracias a la implementación acelerada de proyectos clave en el área de Kuqa, como el desarrollo de gas natural de alta eficiencia y el desarrollo eficiente de campos de gas carbonatado y programas clave de desarrollo de capacidades en Keshen y Tazhong. La producción de gas del campo de petróleo y gas del Suroeste llegó a 21 mil millones de metros cúbicos, por encima de los 20 mil millones de metros cúbicos por primera vez. El campo petrolero de Qinghai logró mantener una producción constante en bloques maduros y aumentar la producción en nuevas áreas, como resultado de la sinergia en la recuperación mejorada de gas y las medidas de desarrollo de capacidades. Se avanzó en el desarrollo del gas natural en la Cuenca de Songliao. La producción de gas creció constantemente en los yacimientos de Daqing, Jilin y Huabei.



Campo petrolero de Gasi de Qinghai

Exploración y Desarrollo de Petróleo y Gas No Convencionales

CNPC ha logrado avances notables en la exploración y el desarrollo de petróleo y gas no convencionales en los últimos años. A medida que se pusieron en marcha una serie de bloques de producción y bases de desarrollo piloto, nuestra producción no convencional de petróleo y gas siguió creciendo. El año 2017 vio nuevos logros en la exploración de metano de lecho de carbón, shale petróleo/shale gas y petróleo apretado/gas apretado, la creación acelerada de capacidad y la aplicación e innovación de continuo de tecnologías clave.

Shale gas

Aprovechando un enfoque integrado de exploración y desarrollo, produjimos 3 mil millones de metros cúbicos de shale gas en 2017, y la capacidad de producción se expandió según lo previsto. Nuestras actividades de exploración de shale gas en el área de Edong en la provincia de Shaanxi dieron lugar a nuevos avances, que muestran una perspectiva atractiva en esa área. La exploración y producción de shale gas en la parte sur de la cuenca de Sichuan continuó desplegándose, con una reserva probada recientemente añadida de 156,5 mil millones de metros cúbicos. Los proyectos ejemplares en Changning-Weiyuan y Zhaotong se aceleraron, con un aumento sustancial tanto en la tasa de descubrimiento de yacimientos óptimos como en la producción por pozo. Los proyectos de cuello de botella de la unidad de deshidratación Ning-201, la línea de enlace de los bloques Ning201-209 y la estación central Ning-209 comenzaron a funcionar. Se puso en funcionamiento una línea troncal de shale gas de 110 kilómetros de largo, que sirve como canal de exportación para entregar un máximo de 4 mil millones de metros cúbicos de shale gas anualmente desde el bloque de Changning en Sichuan y el bloque de Zhaotong en Yunnan, desempeñando un papel significativo para asegurar el suministro de energía limpia en Sichuan y Chongqing. Los proyectos de shale gas Neijiang-Dazu y Rongchangbei tuvieron un progreso positivo.

CBM

Se realizaron avances significativos en la exploración y desarrollo de CBM, con un enfoque continuo en la cuenca Qinshui en Shanxi y Edong Gasfield en Shaanxi, y en la expansión de nuevas áreas. En Xinjiang, la exploración de CBM logró un progreso tangible. El patrón tectónico y las características de distribución de lecho de carbón del Bloque Houxia eran básicamente claras; la comprensión geológica del Bloque Hoxtolgay se resolvió al completar dos pozos de exploración; la región de Wucaiwan mostró una reserva potencial de 1 billón de metros cúbicos, y se identificaron cinco áreas con carga de CBM. Una serie de medidas para revitalizar campos maduros fueron efectivas, como lo demuestra la alta producción mantenida en el Bloque Baode y la disminución de la producción controlada en el Bloque Hancheng. El rendimiento y la eficiencia de los pozos con alto contenido de carbón en la cuenca Qinshui se mejoraron y los lechos con bajo contenido de carbón en las áreas Changzhi, Linfen y Erlan se desarrollaron eficientemente, gracias a innovaciones en las teorías de desarrollo CBM y técnicas de drenaje y producción. Las actividades

de desarrollo de capacidades y producción piloto se implementaron constantemente en nuevos bloques, incluidos Mabidong, Daning-Jixian y Jiergalangtu. Los proyectos conjuntos se desarrollaron sin problemas en Shilouxi, Sanjiao, Chengzhuang. Producimos 1,79 mil millones de metros cúbicos de metano de lecho de carbón en 2017.

Petróleo/gas apretado

El desarrollo a gran escala de petróleo y gas apretado continuó en las cuencas de Ordos, Sichuan, Songliao, Qaidam y Santanghu. En el campo petrolero de Changqing, las principales tecnologías para el desarrollo de los estratos I + II + III han tomado forma, y tres bloques de prueba de fracturamiento SRV horizontales y tres áreas de desarrollo piloto para la producción ajustada de petróleo han estado vigentes y se observó un notable aumento en la producción por pozo. En el campo petrolero de Xinjiang, el desarrollo rentable se promovió aún más en Mahu Sag y se avanzó en la evaluación de la capacidad de producción en Jimsar Sag. En el campo petrolero Daqing, 10 de sus 14 bloques de prueba de petróleo se completaron y se pusieron en marcha, capaces de producir 200.000 toneladas por año. En la provincia de Shanxi, las actividades de exploración de gas informaron importantes avances en el Bloque Daning-Jixian, y se obtuvieron flujos de gas de alto rendimiento de varios pozos de prueba en las áreas de Hedong y Hexi, especialmente el bloque DJ 5-6 Well tuvo una producción diaria superior a 1,7 millones de metros cúbicos. Además, reforzamos la aplicación de fracturas de CO₂/arena en seco y fracturas de SRV de control de fisuras de gran tamaño, lo que se traduce en un aumento de la producción y las ganancias de petróleo/gas apretado.

Cooperación con el Exterior en la Exploración y el Desarrollo Dentro de China

En 2017, continuamos trabajando con nuestros socios para explorar y desarrollar recursos de petróleo y gas en China, con un enfoque en reservorios de baja permeabilidad, petróleo pesado, reservorios de aguas poco profundas, gas ácido, depósitos de gas a alta presión y a alta temperatura, metano de lecho de carbón y shale gas.

Hasta fines de 2017, teníamos 35 acuerdos conjuntos de exploración y producción en ejecución, produciendo 2,49 millones de toneladas de petróleo crudo y 9,3 mil millones de metros cúbicos de gas natural, con un total de 9,86 millones de toneladas de petróleo equivalente.

Proyecto de petróleo crudo de Zhaodong

El proyecto cubre 77 kilómetros cuadrados en la zona de mareas y aguas poco profundas en la Cuenca de la bahía de Bohai. Nueva XCL-China LLC. y la compañía australiana ROC Oil (Bohai) son nuestros socios. En 2017, el proyecto continuó manteniendo una operación estable y segura, produciendo 480.000 toneladas de petróleo crudo. Se completaron tres pozos nuevos y dos arrojaron más de 300 toneladas por día durante las pruebas de pozos, que son los pocos pozos de alta producción de zhaodong en los últimos 5 años.

Proyecto de gas natural Changbei

El bloque Changbei cubre un área de 1.691 kilómetros cuadrados en la Cuenca de Ordos y opera bajo un acuerdo con el Grupo Shell. En 2017, el proyecto produjo 3,7 mil millones de metros cúbicos de gas natural, manteniendo una producción estable de más de 3,3 mil millones de metros cúbicos durante nueve años consecutivos, y entregó 3,6 mil millones de metros cúbicos al mercado, con sus ventas comerciales acumulativas de gas por un total de 40,8 mil millones de metros cúbicos hasta fines de 2017. El proyecto de la fase II ha logrado avances importantes y se espera que entregue gas natural en invierno en 2018.

Proyecto de gas natural del sur de Sulige

Ubicado en la Cuenca de Ordos, el bloque del Sur de Sulige cubre un área de 2.392 kilómetros cuadrados y opera bajo un acuerdo con la empresa energética francesa Total SA. En 2017, la producción de gas natural y las ventas comerciales de gas del proyecto ascendieron a 2 mil millones y 1,9 mil millones de metros cúbicos respectivamente, con una producción diaria que se eleva a más de 6,4 millones de metros cúbicos.

Proyecto de gas natural Chuandongbei

Situado en la cuenca de Sichuan, el proyecto abarca un área de 876 kilómetros cuadrados y opera bajo un acuerdo con Chevron. En 2017, la producción de gas natural del proyecto creció de manera constante, entregando 1,8 mil millones de metros cúbicos de gas purificado.

Proyecto de gas natural Chuanzhong

Situado en la cuenca de Sichuan, el proyecto abarca un área de 528 kilómetros cuadrados y opera bajo un acuerdo con American EOG Resources. En 2017, el proyecto produjo 230 millones de metros cúbicos de gas natural, con una producción diaria que se duplicó de 0,5 millones de metros cúbicos a principios de año a 1 millón de metros cúbicos al cierre del año, gracias a la optimización y mejora tecnológica continua. Mientras tanto, se tomaron medidas para simplificar la gestión y controlar la inversión en perforación y el aumento de costos, lo que facilitó el desarrollo de bajo costo del proyecto.

Proyectos de shale gas de Neijiang-Dazu y Rongchangbei

Los proyectos cubren un área de 1.477 y 990 kilómetros cuadrados en la cuenca de Sichuan, respectivamente. BP es nuestro socio y CNPC actúa como operador durante el período de exploración por primera vez. En 2017, los dos proyectos completaron un total de 100 kilómetros cuadrados de procesamiento e interpretación de datos sísmicos 3D. Cuatro pozos de exploración se dispararon sucesivamente y el primer pozo horizontal se completó al final del año, con una tasa de descubrimiento del yacimiento del 100% y una profundidad máxima de perforación de 3.500 metros.

Además, el proyecto Da'an en cooperación con MI Energy Corporation y Global Oil Corporation (GOC), el proyecto Hainan-Yuedong en cooperación con Tincy Group Energy y el proyecto Zhoushisun con Central Asia Petroleum con sede en Hong Kong lograron una mayor eficiencia de desarrollo, disminuyendo la tasa de disminución natural y la tasa de

crecimiento de corte de agua de pozos maduros y manteniendo estable la presión de formación, gracias a soluciones técnicas tales como fractura de red, optimización de inundación de agua y estimulación de vapor de soplo. Los proyectos conjuntos de CBM experimentaron un progreso constante, con el proyecto Sanjiao en cooperación con Orion Energy y el proyecto Chengzhuang con Greka Energy produciendo 80 millones y 90 millones de metros cúbicos de metano en capas de carbón en 2017, respectivamente.



La producción de crudo de proyectos de cooperación con el exterior

2,49
millones de toneladas



La producción de gas natural de proyectos de cooperación con el exterior

9,3
mil millones de metros cúbicos



Gas Natural y Tuberías

Después de separar su tubería y unidades de venta, el negocio de gas natural y tuberías de la compañía ganó nuevo impulso en 2017, con la operación optimizada de ductos, los proyectos de construcción de ductos implementados sin problemas y un aumento de dos dígitos en el volumen de ventas de gas.

Operación de Red de Tuberías

En 2017, aseguramos el funcionamiento seguro, estable y eficiente de nuestra red de oleoductos y gasoductos mejorando la asignación de recursos, optimizando el control centralizado y promoviendo un enfoque de "Conexión inteligente" y "Red inteligente". Un total de 22 unidades de compresores se pusieron en funcionamiento a lo largo del Tercer Gasoducto Oeste-Este, el Gasoducto Zhongxian-Wuhan y el Gasoducto Shaanxi-Beijing, etc., lo que aumentó significativamente la capacidad de suministro de gas. En particular, la capacidad de gasoductos en el oeste de China aumentó en un 30% con respecto al año anterior. En 2017, las tuberías de larga distancia de la compañía entregaron más de 100 mil millones de metros cúbicos de gas natural por primera vez.

Hasta fines de 2017, los oleoductos y gasoductos operados por CNPC en China totalizaron 85.582 kilómetros, incluyendo 20.359 kilómetros para el petróleo crudo, 53.834 kilómetros para el gas natural y 11.389 kilómetros para productos refinados, 68,9%, 76,2% y 43,2% del total de China respectivamente.

Nuevas Instalaciones de Almacenamiento y Transporte

Los proyectos de construcción de ductos de la compañía avanzaron constantemente, agregando 4.806 kilómetros a la red nacional existente. La línea de conexión Zhongwei-Jingbian del Tercer Gasoducto Oeste-Este, el Cuarto Gasoducto Shaanxi-Beijing y el Gasoducto de productos refinados de Yunnan se pusieron en marcha. La actualización del sistema de tuberías en el noreste de China se completó. El Oleoducto Jinzhou-Zhengzhou de productos refinados llegó a la etapa final de la construcción.

Línea de conexión Zhongwei-Jingbian del Tercer Gasoducto Oeste-Este

La línea de conexión Zhongwei-Jingbian del Tercer Gasoducto Oeste-Este va desde Zhongwei en Ningxia hasta Jingbian en Shaanxi, en paralelo a la Línea del Segundo Gasoducto Zhongwei-Jingbian Oeste-Este, con una longitud total de 377 kilómetros. Diseñada con un diámetro de 1.219 mm y una presión de funcionamiento de 12 MPa, la tubería tiene una capacidad de 30 mil millones de metros cúbicos por año.

El gasoducto comenzó a construirse el 21 de mayo de 2016 y empezó a funcionar el 27 de noviembre de 2017, proporcionando otra ruta importante que une el noroeste con el norte de China y refuerza efectivamente la capacidad de distribución de gas en el norte de China.



La proporción del kilometraje oleoducto de crudos en el total del país

68,9%



La proporción del kilometraje gasoducto de gas natural en el total del país

76,2%

Cuarto Gasoducto Shaanxi-Beijing

El Cuarto Gasoducto Shaanxi-Beijing, que comprende un tronco y una sucursal, va desde Jingbian en Shaanxi a través de Mongolia Interior y Hebei hasta Beijing, con una longitud total de 1.098 kilómetros. Diseñado con un diámetro de 1.219 mm y una presión de funcionamiento de 10-12 MPa, la tubería tiene una capacidad de 25 mil millones de metros cúbicos por año.

El gasoducto comenzó a construirse el 30 de julio de 2016 y empezó a funcionar el 27 de noviembre de 2017 para satisfacer la creciente demanda de gas en el norte de China, facilitar la transformación de la combinación energética en la región metropolitana de Beijing-Tianjin-Hebei y a ayudar a mejorar la calidad del aire.

Tubería de productos refinados de Yunnan

La tubería, que comprende tres troncos y una rama, tiene una longitud total de 950 kilómetros y una capacidad de entrega anual de 7,21 millones de toneladas.

La construcción de la tubería comenzó el 18 de mayo de 2012. Los tres troncos se pusieron en funcionamiento el 22 de diciembre de 2017 para facilitar el transporte de productos refinados en Yunnan y ampliar la red de distribución de productos refinados de la compañía en el suroeste de China. La rama de Kunming ha completado la construcción para cambiar la ruta y se espera que entre en funcionamiento en 2018.

Ventas de Gas Natural

En 2017, el gobierno central exigió explícitamente un aumento de la participación del gas natural en el consumo de energía primaria e identificó el gas natural como una de las principales fuentes de energía limpia. A medida que la generación de energía a base de gas continuó ganando tracción, los gobiernos locales promovieron el cambio de carbón a gas natural y la Iniciativa de Calefacción Limpia de Invierno de "2 + 26 Ciudades" se implementó activamente en Beijing, Tianjin y Hebei, etc., la demanda de gas natural se disparó. La compañía aprovechó la oportunidad de trabajar con nuestros clientes para optimizar la planificación de ventas y la asignación de recursos, y logró aumentar el suministro de gas de tubería y GNL importado en respuesta a la demanda del mercado y las necesidades de calefacción en invierno. Nuestras ventas de gas aumentaron significativamente a 151,8 mil millones de metros cúbicos en 2017, un 15,5% más que el año pasado.

Continuamos desarrollando el mercado y expandiendo nuestra red de comercialización. Hasta fines de 2017, nuestra red de distribución de gas cubría 31 provincias, municipalidades, regiones autónomas y regiones administrativas especiales, manteniendo el predominio en las partes septentrional, suroccidental, occidental, central y nororiental de China y un tamaño de mercado ampliado en las regiones oriental y meridional. Aseguramos un total de 93 clientes nuevos que agregaron ventas de gas de 2,46 mil millones de metros cúbicos. En particular, comenzamos a entregar gas natural a 12 generadores de gas, entre ellos *Jiangsu CHD Yangzhou Power Plant* y *CDT Jiangyan Gas-Fired Cogeneration Project*.

En 2017, nuestros mercados de usuarios finales de gas natural crecieron rápidamente, registrando ventas de gas de 23 mil millones de metros cúbicos, con un aumento de 5,26 mil millones de metros cúbicos que representa el 29,6% que el año anterior. En particular, las ventas de gas de ciudad, GNC y GNL alcanzaron los 15,92 mil millones, 2,77 mil millones y 4,34 mil millones de metros cúbicos respectivamente. Hasta fines de 2017, teníamos 543 estaciones de GNC y 615 estaciones de GNL en funcionamiento, entre las mejores de China.

Gas Natural Licuado (GNL)

En 2017, nuestras tres terminales de GNL en Jiangsu, Dalian y Tangshan descargaron un total de 10,42 millones de toneladas de GNL, un 84,3% más interanual, desempeñando un papel cada vez más importante en la garantía del suministro para el consumo en tiempo pico. Nuestras 24 plantas de GNL en Hubei, Sichuan, Shaanxi y otras provincias son capaces de licuar 22,86 millones de metros cúbicos de gas natural por día, y la capacidad anual de GNL representa aproximadamente una quinta parte de la total de China.



Construcción del Cuarto Gasoducto Shaanxi-Beijing

Refinación y Petroquímica

La compañía continuó su buen desempeño en el sector de refinación y productos químicos en 2017 al impulsar una serie de medidas para la transformación y actualización de negocios, la programación de producción y la optimización de los planes de procesamiento y la cartera de productos. Las actividades de producción continuaron de manera constante y equilibrada a lo largo del año y contribuyeron significativamente al crecimiento general de las ganancias de la compañía.

Continuamos optimizando la asignación de recursos a favor de las plantas de refinación generadoras de ingresos. Al combinar razonablemente las cargas de procesamiento primario y secundario, nuestras plantas integradas de refinación y petroquímica y las instalaciones de productos químicos eficientes funcionaron con una alta tasa de utilización. En 2017, procesamos 152,45 millones de toneladas de crudo y produjimos 103,51 millones de toneladas de productos refinados y 5,76 millones de toneladas de etileno a nivel nacional.

Continuamos optimizando la cartera de productos con una producción de productos refinados de alto valor que representa más del 50%. La producción de gasolina de alta ley llegó a cerca de 9 millones de toneladas; la producción de combustible de aviación superó los 10 millones de toneladas; la producción de productos derivados del petróleo de componentes pesados disminuyó en 225.000 toneladas; y la relación diesel/gasolina se redujo aún más.



El crudo procesado doméstico

152,45

millones de toneladas



La producción doméstica de productos refinados

103,51

millones de toneladas

Datos de operación de refinación y petroquímica (nacional)

	2015	2016	2017
Procesamiento de crudo (millones de toneladas)	151,32	147,09	152,45
Tasa de utilización de las unidades de refinación (%)	84,5	80,9	80,8
Producción de refinados (millones de toneladas)	103,69	99,32	103,51
Gasolina	36,47	33,97	40,98
Queroseno	8,34	9,32	10,18
Diesel	58,88	52,03	52,35
Producción de lubricante (millones de toneladas)	1,21	1,16	1,64
Producción de etileno (millones de toneladas)	5,03	5,59	5,76
Producción de resina sintética (millones de toneladas)	8,32	9,20	9,40
Producción de fibra sintética (millones de toneladas)	0,07	0,06	0,06
Producción de caucho sintético (millones de toneladas)	0,71	0,76	0,81
Producción de urea (millones de toneladas)	2,57	1,90	1,44
Producción de amoníaco sintético (millones de toneladas)	1,85	1,53	1,36



Petroquímica de Sichuan

Construcción y Operación de Grandes Bases de Refinación y Petroquímica

En 2017, para lograr un funcionamiento estable y eficiente, mejoramos la gestión de producción y la carga de procesamiento de crudo razonablemente organizada para minimizar la fluctuación de producción y mejorar la operación a largo plazo. En general, el 99,57% de nuestras instalaciones de refinación y petroquímica operaron en estado estable, y 20 indicadores técnicos y económicos mejoraron significativamente.

Los principales proyectos de construcción de refinación y petroquímica avanzaron sin problemas. Las instalaciones de refinación de 13 millones de toneladas por año en Yunnan Petrochemical se pusieron en marcha con éxito y se mantuvieron funcionando durante cuatro meses hasta fines de año. Los proyectos de actualización y ampliación se realizaron sin problemas hacia los trabajos de tubería en Huabei Petrochemical y Liaoyang Petrochemical. El proyecto de integración en Guangdong Petrochemical, el proyecto de reconfiguración en Daqing Petrochemical y los proyectos de etano, GNL y hidrocarburos livianos en los campos petroleros de Changqing y Tarim avanzaron según lo planeado.

Mejora de Productos Refinados

Los programas de mejora de productos refinados se aceleraron en un intento por mejorar la calidad del aire en regiones contaminadas,

especialmente Beijing, Tianjin y Hebei. De acuerdo con las regulaciones nacionales, es decir, los combustibles para motores deben cumplir con el Estándar Nacional V, comenzando por el 1 de enero de 2017 y los combustibles para motores vendidos en "2 + 26 Ciudades" deben cumplir con el Estándar Nacional VI antes de finales de septiembre de 2017, tomamos la iniciativa para impulsar la producción de gasolina y diesel de alto grado ajustando los planes de producción, reemplazando y mejorando las instalaciones de refinación.

Desarrollo de Nuevos Productos Químicos

En respuesta a los cambios en el mercado, aceleramos los esfuerzos de investigación y desarrollo de nuevos productos químicos, entregando 70 nuevas marcas de polietileno, polipropileno y caucho sintético y otros productos en 2017, con una producción total de 1,14 millones de toneladas. Las ventas directas a los clientes clave se expandieron, y la tasa de ventas directas aumentó en 3 puntos porcentuales en el año. Los productos de alto valor vieron un aumento del 18% en el volumen de ventas. En total, vendimos 27,98 millones de toneladas de productos químicos durante todo el año. Se lanzaron con éxito varios productos nuevos, incluido el polietileno lineal de metaloceno de Dushanzi Petrochemical, el polipropileno antishock de bajo punto de fusión de Sichuan Petrochemical y los materiales de tubería PERT de Daqing Petrochemical.

Comercialización

En 2017, adoptamos un enfoque de mercadotecnia ajustada para aumentar la rentabilidad mediante la mejora de la red de ventas, la profundización de "Internet + Marketing" y la promoción de un marco de comercialización integrado para productos refinados, tarjetas de combustible, negocios no combustibles y lubricantes, con un aumento constante en las ganancias.

Comercialización de Productos Refinados

El año 2017 vio un exceso sostenido de productos refinados en el mercado doméstico con una fuerte competencia. Vendimos 114,16 millones de toneladas de productos refinados, un aumento interanual del 1%, optimizando la asignación de recursos, uniendo estrechamente la producción y el *marketing*, ampliando las ventas de gasolina y estabilizando las ventas de diesel.

Construcción y Operación de la Red de Marketing

Continuamos avanzando en la expansión y optimización de la red de comercialización para mejorar la capacidad de comercialización. En 2017, 463 de nuestras 623 estaciones de servicio recientemente construidas fueron completadas y puestas en operación, agregando 3,79 millones de toneladas a nuestra capacidad de venta al por menor. Hasta fines de 2017, teníamos 21.399 estaciones de servicio en operación en todo el país.

Bajo un marco de comercialización integrado para productos refinados, tarjetas de combustible, negocios no combustibles y lubricantes, ampliamos aún más la oferta de servicios de nuestras estaciones de servicio con un enfoque en la tarjeta de combustible, y promovimos la

cooperación intersectorial y los esfuerzos de *marketing* conjunto. Centrado en el tema promocional de "Cuatro Estaciones" y varias campañas de marca, en 2017 emitimos 22.420.000 tarjetas de combustible Kunlun y varias tarjetas de productos. Mientras tanto, nuestra base de clientes en línea y nuestro volumen de negocios se expandió rápidamente a través de nuestra cuenta oficial WeChat, pagos de terceros y aplicaciones para minoristas. Las campañas conjuntas con SAIC Motor, el Banco de Comunicaciones de China, Alipay, JD.com y otros socios continuaron ganando impulso. El modelo "3 + 1" (servicios administrados, responsabilidad, alquiler de activos + franquicias de marcas) se adoptó para resolver el problema de las estaciones de servicio de bajo rendimiento en términos de ventas y rentabilidad.

Negocios no Petroleros

El negocio no combustible, con tiendas de conveniencia como transportista, registró un crecimiento constante tanto en ventas como en ganancias. En 2017, abrimos recientemente 1.438 tiendas "uSmile", con lo que el número total asciende a 19.338. Las ganancias de nuestras tiendas "uSmile" fueron de aproximadamente 30% más que el año anterior. Hubo un rápido crecimiento en una serie de actividades, como productos de marca propia, ingeniería de cocina, plataforma de compra en la aplicación y red de servicio de autos, etc. Mientras tanto, exploramos oportunidades de negocios en fertilizantes, publicidad y comida rápida. Nos asociamos con Charoen Pokphand Group para lanzar la marca de comida rápida "uSmile Chia Tai" y abrimos 30 nuevos puntos de venta. En 2017, nuestro negocio no relacionado con el combustible generó ingresos por valor de 18,6 mil millones de RMB, un 29,2% más que el año pasado.

Ventas de Lubricantes

Al integrar nuestros recursos de canal, aprovechando las fortalezas técnicas y de servicio y el *marketing* dirigido, vendimos 1,43 millones de toneladas de lubricantes en 2017, un aumento de 260.000 toneladas. Las ventas de productos de alto valor como lubricantes automotrices, fluidos automotrices y lubricantes marinos mostraron un crecimiento notable tanto en términos absolutos como relativos. En particular, las ventas de fluidos automotrices se dispararon hasta 120.000 toneladas, un 188% más interanual.

Ventas de Productos Refinados Misceláneos

Las ventas de nuestros productos refinados misceláneos registraron un récord histórico de 33,90 millones de toneladas en 2017, un aumento de 540.000 toneladas respecto del año anterior. Vendimos 8,53 millones de toneladas de asfalto, 1,41 millones de toneladas más que el año anterior y obtuvimos una participación del 28% en el mercado nacional, ocupando el primer lugar en China. Y las ventas a los usuarios finales representaron el 59% del total, un 42% más interanual, marcando un récord.



Tienda de conveniencia gasolinera

Operaciones Internacionales de Petróleo y Gas Natural

Aprovechando las oportunidades presentadas por la iniciativa de la Franja y la Ruta, nuestras operaciones de petróleo y gas en el extranjero se expandieron constantemente en 2017 y se firmaron varios acuerdos nuevos de cooperación. Nuestras inversiones en el extranjero se optimizaron aún más, llevando nuestra presencia internacional al siguiente nivel. Se anunciaron importantes descubrimientos en las principales áreas de exploración en el extranjero. Muchos proyectos clave se volvieron operativos. Hasta ahora, tenemos inversiones de petróleo y gas en 38 países en todo el mundo.

Exploración

Siguiendo una estrategia de bajo costo, nuestras actividades de exploración en el extranjero en 2017 resultaron muy fructíferas ya que tomamos medidas para frenar la exploración intensiva de alto riesgo, centramos en reservas de calidad fácilmente producibles y guiamos los fondos de exploración a áreas clave y proyectos clave. Estas actividades dieron como resultado nuevas reservas recuperables de 90,93 millones de toneladas de petróleo equivalente, incluidas 62,80 millones de toneladas de petróleo crudo y 35,3 mil millones de metros cúbicos de gas natural.

Los principales descubrimientos en áreas clave condujeron a una cantidad total mayor a la esperada de reservas recientemente probadas. En Brasil, una prospección petrolífera sin compartimiento de clase mundial fue confirmada por la exploración de aguas profundas en Libra, identificando 1,56 mil millones de toneladas de petróleo en el lugar y 500 millones de toneladas de reservas recuperables en el noroeste. Las pruebas de pozo extendidas dieron como resultado la extracción del primer aceite. En Turkmenistán, las actividades de exploración en la orilla derecha de Amu Darya identificaron áreas de reemplazo a gran escala y se lograron nuevos avances en los cinturones tectónicos central y oriental.

Se identificaron varias reservas de alta calidad y fácilmente producibles mediante la exploración progresiva. Los flujos de petróleo de alto rendimiento se obtuvieron de los pozos de exploración del sótano de la colina enterrada y se realizaron nuevos descubrimientos en la Formación P en la cuenca Bongor de Chad. Se descubrieron tres nuevas reservas en el campo petrolífero de Agadem en Níger. Las actividades de exploración en el Bloque T de los Andes en Ecuador resultaron fructíferas. La exploración progresiva en el campo petrolífero de Daleel en Omán condujo a un aumento de las reservas. En el Bloque 6 se descubrieron yacimientos de alto rendimiento y enriquecidos de petróleo en el hundimiento de Sufyan en Sudán. En Kazajistán, la prospección detallada dio como resultado varios descubrimientos en la cuenca del sur de Turgai y se lograron avances significativos en el bloque central precaspiano y en el yacimiento Zhanazhol. En Iraq, la exploración en zonas profundas dio lugar a nuevos avances en el campo petrolífero Halfaya.



Las acciones de CNPC en la producción de crudo en el extranjero

68,80

millones de toneladas



Las acciones de CNPC en la producción de gas natural en el extranjero

25,5

mil millones de metros cúbicos

Producción de Petróleo y Gas

En 2017, nuestros proyectos en el extranjero lograron un crecimiento constante en la producción de petróleo y gas alineando los calendarios de carga de trabajo con la tendencia del precio del petróleo y los beneficios de desarrollo, optimizando las medidas de inundación en campos maduros, incorporando nuevos pozos y acelerando proyectos clave. La producción operativa durante todo el año alcanzó 162,74 millones de toneladas de petróleo equivalente, de las cuales la producción de capital fue de 89,08 millones de toneladas, un aumento del 17,2% interanual. La producción operativa y de capital del petróleo crudo fue de 136,18 millones de toneladas y 68,8 millones de toneladas respectivamente; y las de gas natural fueron 33,3 mil millones y 25,5 mil millones de metros cúbicos respectivamente.

Asia Central-Rusia: La Fase I del Proyecto Yamal, que es el proyecto de GNL del Ártico más grande del mundo y cuenta con la participación total de CNPC en la operación, se completó y se puso en producción con el primer envío lanzado con éxito. En Kazajistán, el proyecto Aktobe ganó las ofertas de dos bloques exploratorios de Teresken I y II, con un área total de aproximadamente 4.500 kilómetros cuadrados. En Turkmenistán, el proyecto de gas natural Amu Darya se mantuvo altamente productivo al traer nuevos pozos y estimulación de pozos; cuatro unidades de compresor comenzaron a funcionar en el campo de gas Saman-Depe como parte de la primera fase del proyecto EGR; la segunda fase estaba en construcción y se esperaba que mejorara significativamente la recuperación una vez completada. En Uzbekistán, se puso en marcha la primera fase del proyecto de campo de gas Karakul, que incluye tres campos, con una capacidad diseñada para entregar 1 mil millones de metros cúbicos por año.

América Latina: Las operaciones de petróleo y gas de CNPC en América Latina se mantuvieron seguras y constantes gracias a la gestión eficiente, el despliegue de nuevos pozos y la implementación de medidas de estimulación. El Proyecto Libra en Brasil comenzó a producir en noviembre de 2017, generando un retorno junto con la inversión. El consorcio formado por CNPC, Petrobras y BP ganó el bloque de exploración Peroba en aguas profundas de Brasil, marcando otra gran perspectiva de aguas profundas de CNPC siguiendo el Proyecto Libra. En Venezuela, la construcción de proyectos clave avanzó, con nuevos avances en la ingeniería de superficie de la fase I de 165.000 barriles por día de expansión del proyecto MPE3, las pruebas piloto de recuperación térmica en el proyecto Junin-4 y la puesta rápida en marcha de 15.000 barriles por día del Proyecto Zumano.

Medio Oriente: CNPC firmó un acuerdo de compra de acciones con Abu Dhabi National Oil Company para adquirir una participación del 8% en la concesión continental de ADCO. La Fase I del proyecto Abu Dhabi Al-Yasat avanzó sin contratiempos y se espera que logre el primer petróleo en la primera mitad de 2018. Los campos Rumaila y West Qurna-1 en Iraq vieron inundaciones efectivas de agua y una mejora en la capacidad de producción y una caída continua en declive natural a través de la producción de inyección, la optimización del espaciado de los pozos y la inyección equilibrada. La Fase III del Proyecto Halfaya se puso en marcha con anticipación a lo previsto, entregando petróleo crudo a una tasa de 250.000 barriles por día. El proyecto de la planta de energía de Rumaila comenzó a enviar electricidad a la red local. En Irán, el proyecto MIS restauró la operación. El consorcio de CNPC, Total y una compañía local firmaron un acuerdo con National Iranian Oil Company para desarrollar el campo de gas South Pars Phase 11 (SP 11).

África: CNPC International Nile operó sus yacimientos petrolíferos en Sudán y Sudán del Sur de manera eficiente intensificando las medidas para la gestión de la producción, incorporando nuevos pozos y promoviendo el uso de técnicas EOR comprobadas de bajo costo. En Sudán del Sur, la producción de petróleo y gas creció constantemente en el Bloque 3/7 como resultado de la evaluación dinámica del yacimiento, la optimización de la ubicación de los pozos y la mejora de los programas de estimulación. Los proyectos de eliminación de cuellos de botella se completaron con alta calidad, aumentando la capacidad de manejo de fluidos a 29 millones de toneladas por año. En el Bloque 1/2/4 se adoptaron nuevas técnicas, como la inyección de gas, el levantamiento de gases y el reductor de viscosidad MFCA, junto con soluciones de perforación que ahorran costos. En el Bloque 6 en Sudán, la recuperación térmica del petróleo pesado contribuyó en un 72% a la producción total del campo petrolero de FNE. En Mozambique, se lanzó el proyecto integrado de exploración y producción de gas y GNL en aguas profundas en el campo de gas coralino del Bloque 4 en la cuenca de Rovuma. En Chad, las instalaciones de la primera fila de Daniela CPF para el proyecto de ingeniería de superficie de la Fase 2.2 del campo petrolero entraron en funcionamiento con éxito.

Asia-Pacífico: En Indonesia, mantuvimos la producción a tiempo mediante la incorporación de nuevos pozos, aprovechando el potencial de los pozos antiguos y optimizando los procesos de producción. En Canadá, el desarrollo de gas condensado comenzó en el campo de petróleo y gas apretado de Duvernay, gracias a la optimización continua del diseño de perforación y terminación y la inversión; La fase 1 del proyecto de arenas petrolíferas del Río MacKay vio 42 pares de pozos horizontales en producción usando drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD), con un pico de producción diaria de 11.000 barriles. En Australia, el proyecto Arrow PTL completó la actualización del sistema de gas combustible de compresores y entró en funcionamiento.

Construcción y Operación de Tuberías

En 2017, mantuvimos una operación segura y estable de los ductos transfronterizos de larga distancia, incluidos el Gasoducto Asia Central-China, el Gasoducto Myanmar-China, el Oleoducto Crudo Rusia-China y el Oleoducto Crudo Kazajstán-China. Hasta fines de 2017, CNPC operaba 16.500 kilómetros de oleoductos y gasoductos en el extranjero, incluidos 8.597 kilómetros para el crudo y 7.903 kilómetros para el gas natural, que transportó 33,47 millones de toneladas de crudo y 47,6 mil millones de metros cúbicos de gas durante todo el año.

Los proyectos clave de oleoductos en el exterior avanzaron de manera constante. El oleoducto de crudo Myanmar-China y el segundo oleoducto de crudo Rusia-China comenzaron a funcionar. La sección norte del Gasoducto de la Ruta del Este de Rusia-China comenzó a construirse por completo. La Línea D del Gasoducto Asia Central-China se inició. Dos estaciones de compresión a lo largo de la Fase II del Gasoducto Kazajstán-China (la sección del sur de Kazajstán) comenzaron a funcionar, aumentando la capacidad del ducto a 10 mil millones de metros cúbicos por año. El oleoducto Grand Rapids en Canadá inició el transporte de petróleo, entregando aproximadamente 100.000 toneladas de petróleo crudo por mes.

Oleoducto de crudo Myanmar-China

El oleoducto de crudo Myanmar-China comienza en la isla de Maday, en Kyaukphyu de Myanmar, entra a China en la ciudad fronteriza de Ruili, en la provincia de Yunnan, y termina en la petroquímica de Yunnan en Kunming. La tubería tiene una longitud total de 1.420 kilómetros, incluidos 771 kilómetros en Myanmar y 649 kilómetros en China, con una capacidad anual diseñada de 13 millones de toneladas. El oleoducto comenzó en junio de 2010 y entró en funcionamiento el 10 de abril de 2017. Cruzando grandes ríos muchas veces a lo largo de la ruta, la construcción del oleoducto enfrenta difíciles desafíos de operación y control como diferencia de altura, alta presión de operación y vueltas múltiples. En particular, la diferencia de altura es de hasta 1.500 metros al cruzar el río Nujiang, lo que hace que la tubería sea una de las tuberías de líquidos más complicadas del mundo. Como el cuarto canal de importación de energía de China después de los oleoductos de Asia Central-China, el oleoducto y la ruta marítima Rusia-China, los oleoductos y gasoductos de Myanmar-China representan un logro importante de la cooperación energética entre los dos países.

Segundo oleoducto de crudo Rusia-China

El segundo oleoducto de crudo Rusia-China comienza en Mohe en Heilongjiang, cruza Mongolia Interior y termina en Daqing en Heilongjiang. En paralelo al Oleoducto Crudo existente Rusia-China, tiene una longitud total de 932 kilómetros, un diámetro de tubería de 813 mm, una presión diseñada de 9.5-11.5 MPa y una capacidad anual diseñada de 15 millones de toneladas. El oleoducto comenzó a construirse el 20 de julio de 2016 y entró en operación comercial el 1 de enero de 2018. Según el acuerdo entre CNPC y Rosneft sobre el aumento de los suministros de petróleo, Rosneft entregará otros 15 millones de toneladas de crudo a China cada año a través de el segundo oleoducto de crudo Rusia-China.



Construcción del almacén petrolero en la isla de Maday en Myanmar

Refinación y Petroquímica

En 2017, nuestras refinerías en el extranjero operaron de manera segura y estable y procesaron 45,78 millones de toneladas de crudo durante todo el año. En Kazajistán, se completó y puso en funcionamiento el proyecto de mejora de la Fase I en la refinería de Shymkent, y la capacidad de procesamiento del aceite agrio de la refinería se mejoró significativamente y pudo producir combustibles para vehículos de acuerdo con los estándares Euro IV y Euro V; el proyecto de la Fase II estaba en la mitad del plan de construcción y se espera que comience la producción en la segunda mitad de 2018. En Sudán, la toma de control en la Refinería de Jartum se completó sin problemas y se firmó un acuerdo de servicio técnico. La Refinería N'Djamena en Chad y la Refinería Zinder en Níger completaron con éxito los planes de producción y exploraron activamente los mercados.

Cooperación y Desarrollo en Proyectos

En 2017, la cooperación de petróleo y gas en el exterior de CNPC continuó profundizándose y expandiéndose. La cooperación entre CNPC y muchos países, especialmente aquellos a lo largo de las rutas de la Franja y la Ruta, fue fructífera y se firmó una serie de acuerdos de cooperación con los gobiernos y las empresas energéticas de Rusia, Kazajistán, Uzbekistán, Azerbaiyán, Mozambique y Abu Dhabi, etc.

En Asia Central-Rusia, CNPC y Gazprom firmaron una serie de acuerdos, incluido el acuerdo complementario de venta de gas y contrato de compra a través de la Ruta del Este, el MOU sobre cooperación estratégica entre CNPC, CCCG, Gazprom y Russian Highways en el uso de GNL como combustible para vehículos para el transporte por carretera, el MOU entre CNPC, Gazprom y China Huaneng Group sobre la cooperación en la generación de energía a gas. Además, CNPC firmó un acuerdo con Rosneft sobre el establecimiento de un comité coordinador conjunto y un acuerdo con Novatek sobre cooperación estratégica.

CNPC y KazMunayGas firmaron un acuerdo para promover la renovación de la refinería de Shymkent y un memorando de entendimiento sobre la exportación de gas de Kazajistán a China. CNPC y el Ministerio de Energía de Kazajistán firmaron un MOU sobre la extensión de los contratos petroleros.

CNPC y Uzbekneftegaz firmaron un acuerdo complementario para el contrato de compra y venta entre las dos compañías, un memorando de entendimiento sobre almacenamientos subterráneos de gas en Gazli y un acuerdo entre CNPC, Bank of China y Uzbekneftegaz sobre préstamos de financiación para nuevos proyectos de la Ruta de la Seda.

CNPC y la Compañía Estatal de Petróleo de Azerbaiyán (SOCAR) firmaron un MOU respecto a la cooperación en inversión y financiamiento para proyectos químicos de gas natural en Azerbaiyán entre CNPC, China Development Bank y SOCAR, un MOU sobre cooperación de petróleo y gas y el contrato FEED/OBCE para proyectos químicos de gas natural en Azerbaiyán.

En Medio Oriente, CNPC y la Compañía Nacional de Petróleo de Abu Dhabi (ADNOC) firmaron un acuerdo sobre la compra de acciones de la concesión petrolera en tierra ADCO de Abu Dhabi. Según este acuerdo, a CNPC se le adjudica una participación del 8% en el proyecto por un plazo contractual de 40 años y una participación del 8% en Abu Dhabi Company para Onshore Petroleum Operations (ADCO). Además, las dos partes firmaron un memorando de entendimiento sobre el fortalecimiento de la cooperación en bloques de petróleo y gas, el desarrollo de campos de gas y la construcción de instalaciones de almacenamiento de petróleo. CNPC, Total y una compañía iraní formaron un consorcio y firmaron un acuerdo para el desarrollo y producción de gas de la Fase 11 de South Pars (SP11) con National Iranian Oil Company (NIOC).

En África, profundizamos la cooperación con ENH Mozambique. Las dos partes firmaron una serie de acuerdos de cooperación, que abarcan la exploración y desarrollo de petróleo y gas, servicios de yacimientos petrolíferos, ingeniería y construcción, refinación y productos químicos y logística.

En Asia-Pacífico, CNPC firmó un acuerdo con Myanmar sobre el transporte de oleoductos de petróleo crudo, y un memorando de entendimiento con Pertamina sobre la profundización de la cooperación de petróleo y gas fuera de China e Indonesia.

Además, CNPC y Eni de Italia firmaron un acuerdo de cooperación en exploración y producción, gas natural y GNL, comercio y logística, refinación y áreas químicas. CNPC y Cheniere Energy de EE.UU. firmaron un MOU sobre ventas y compras de GNL a largo plazo, para fortalecer la cooperación en proyectos de GNL en el Golfo de México y facilitar las ventas y las compras de GNL a largo plazo entre los dos países.



Refinería Shymkent en Kazajstán

Comercio Internacional

En 2017, continuamos impulsando el comercio internacional y los negocios de futuros en el extranjero en petróleo crudo, productos refinados, gas natural y petroquímicos, al tiempo que reforzamos nuestros tres centros de operaciones de petróleo y gas en Asia, Europa y América. Nuestra red de comercialización en el extranjero creció constantemente para llegar a más de 80 países y regiones de todo el mundo, incluidos básicamente todos los principales productores y consumidores de petróleo y gas del mundo. En 2017, tuvimos un volumen de transacciones de 470 millones de toneladas, por un valor de USD 184,4 mil millones, con incrementos de 4,4% y 30,6% respectivamente.

Continuamos optimizando las importaciones de crudo y las ventas de petróleo de capital extranjero mediante el aprovechamiento de nuestros recursos comerciales a nivel mundial. Seguimos adelante con la importación de petróleo crudo desde el oeste de Kazajistán y Rusia para reducir los costos de adquisición de nuestras refinerías. Aseguramos el suministro oportuno de petróleo crudo a Yunnan Petrochemical para el inicio de la producción a través del Oleoducto de Myanmar-China. Promocionamos las ventas de petróleo de capital extranjero e hicimos progresos positivos en las Américas. Completamos las ventas combinadas de petróleo por primera vez en Canadá y seguimos adelante con la preventa de petróleo de capital del Proyecto Libra en Brasil y la importación de petróleo de capital de las Américas.

Nos adaptamos ágilmente a los ajustes en los planes de exportación de productos refinados y cotizamos en la ventana de negociación de petróleo de Platts, exportando 12,63 millones de toneladas de productos refinados en 2017. Mientras trabajamos en mercados tradicionales como Myanmar, Sri Lanka, Vietnam, Indonesia, Malasia, Filipinas y Pakistán, avanzamos significativamente en la exploración de los mercados australiano y japonés.

Nuestro negocio de gas natural vio avances en las negociaciones de grandes proyectos entre Asia Central-China, Rusia-China y Myanmar-China, y la importación de GNL. Firmamos un contrato de venta y compra por un año y el acuerdo de transmisión transfronteriza a largo plazo con nuestra contraparte kazaja, y un memorando de entendimiento sobre las ventas y compras de GNL a largo plazo con Cheniere Energy. En vista de la creciente demanda del gas durante el invierno, compramos GNL en los mercados spot para aumentar el suministro interno.

En cuanto a los productos químicos, desarrollamos activamente mercados de recursos en el extranjero e incrementamos las importaciones de metanol y etano para proporcionar una materia prima "más ligera" para las empresas petroquímicas nacionales. Aprovechando el comercio de base, ampliamos las ventas spot de PTA y obtuvimos buenos resultados.

Nuestra empresa de transporte marítimo obtuvo rendimientos relativamente buenos mediante la optimización de las rutas de la flota y la asignación de carga, a pesar de las tasas de flete caídas. Expandimos el fletado por tiempo de los transportadores de GNL y los transportadores de crudo muy grandes y la estructura optimizada de la capacidad de

la flota para permitir el desarrollo coordinado tanto en escala como en calidad. Además, intensificamos la inspección de buques y las medidas de seguridad contra la piratería para garantizar un transporte seguro.

Centros de Operaciones en el Extranjero

Nuestros tres centros de operaciones en el extranjero en Singapur, Londres y Nueva York reúnen capacidades de comercio, procesamiento, transporte y almacenamiento para mejorar nuestras capacidades en optimización de recursos globales. En 2017, continuamos ampliando la red de comercialización y reforzando los tres centros de operación en el extranjero, con énfasis en los mercados de la Franja y la Ruta.

El centro de Singapur agilizó sus procesos comerciales y logísticos y logró ventas de petróleo de capital de los Emiratos Árabes Unidos, Iraq e Irán. En cuanto a la comercialización de productos refinados, nuestra cuota de mercado subió a más del 14% en Australia y al 32% y 45% en Myanmar y Sri Lanka, respectivamente. Como el mayor proveedor de combustible para aviones del Aeropuerto de Hong Kong, tomamos una participación del 43% en el mercado minorista de Hong Kong en 2017. Por primera vez, la gasolina y los aromáticos de nuestras refinerías de empresas mixtas en Europa se vendieron a Medio Oriente y Singapur. Productos refinados, productos químicos y GNL vieron un mercado en crecimiento en Australia, Japón y la región de Taiwán. Nuestro proyecto de inversión avanzó sin problemas. El proyecto de gasolina limpia y cogeneración en Singapore Refining Company comenzó a funcionar, los tanques de almacenamiento de petróleo en Myanmar se registraron debidamente y los proyectos de construcción de redes de ventas en Filipinas y Australia progresaron bien.

El centro de Londres logró vender petróleo de capital de Kazajistán, Sudán y Chad a la región mediterránea. Nos otorgaron contratos de venta de productos refinados en la región del Báltico, Lituania e Irlanda, lo que permitió una mayor presencia en Europa. Nuestras refinerías de empresas mixtas en el Reino Unido y Francia se mantuvieron constantes con una mejora continua en la rentabilidad.

El centro de Nueva York introdujo el modo innovador de comercio, logrando el financiamiento y las ventas de petróleo para el proyecto MPE3 en Venezuela. El centro vendió exitosamente productos refinados de nuestras refinerías en América a América del Norte, América del Sur y Europa, ampliando su participación de mercado en estas regiones. En Brasil, el proyecto de la red minorista progresó bien y llegamos a un acuerdo con Total (Brasil) sobre los términos clave para la compra de participación en su red minorista de productos refinados. Cuando se finalice, este acuerdo le dará a CNPC una participación en casi 2.000 estaciones de servicio que venden gasolina, diesel y combustible de etanol en Brasil.

Negocio de Servicios

En 2017, al aprovechar nuestras ventajas en operaciones integradas y servicios especializados, nuestros negocios de servicios continuaron expandiéndose en términos de participación de mercado y rendimiento operativo. La competitividad y la rentabilidad se llevaron al próximo nivel a medida que exploramos activamente las oportunidades de mercado en servicios de yacimientos petrolíferos, ingeniería y construcción, fabricación de equipos y servicios financieros.

Servicios Técnicos de Ingeniería

En 2017, tuvimos un aumento notable en la carga de trabajo completada, la expansión del mercado dentro y fuera de China y una creciente cuota de mercado, impulsada por procesos comerciales optimizados, nuevos modelos comerciales, actividades EPC optimizadas, tecnologías innovadoras y productividad y calidad mejoradas. Hasta fines de 2017, contamos con 5.007 equipos que brindaban servicios en prospección geofísica, perforación, extracción de pozos, extracción de lodo, operaciones de fondo de pozo e ingeniería marítima en 51 países de todo el mundo.

Prospección geofísica

En 2017, desplegamos 150 equipos sísmicos, entre los cuales 71 de 2D y 79 de 3D, en 289 proyectos, adquiriendo datos sobre 154.904 kilómetros de líneas 2D y 57.182 kilómetros cuadrados de perfiles 3D. Con una aceptación del 100% tanto para los perfiles de adquisición de datos en sitio como para los perfiles finales de procesamiento de datos, los registros promedios diarios sísmicos en 3D en tierra dentro del país aumentaron un 4,3%.

Datos de prospección geofísica

	2015	2016	2017
Equipos sísmicos en operación	166	165	163
Doméstico	96	96	94
Ultramar	70	69	69
Sísmica 2D (kilómetros)	132.714	162.684	154.904
Doméstico	22.521	35.919	30.644
Ultramar	110.193	126.765	124.260
Sísmica 3D (kilómetros cuadrados)	47.219	58.120	57.182
Doméstico	10.722	10.844	10.313
Ultramar	36.497	47.276	46.869

En vista de las tendencias tecnológicas y los requisitos en los mercados de exploración nacionales e internacionales, intensificamos la investigación y el desarrollo de *software* y equipos básicos y promovimos el uso extensivo de nuestros dispositivos patentados y tecnologías empaquetadas, incluidas las soluciones de procesamiento de datos geofísicos GeoEast y KLSeis II, el vibroseis EV56 de alta precisión, el vibroseis LFV3 de baja frecuencia, el sismógrafo con cable G3i y el sistema de nodo eSeis, así como la tecnología de "gran azimut, banda ancha y alta densidad" y las técnicas de adquisición de disparos combinados de alta productividad. Como resultado, tuvimos aumentos rápidos de productividad y competitividad y un progreso constante en nuestros proyectos de servicios de prospección geofísica en el país y en el extranjero. En particular, las técnicas de adquisición de disparos combinados de alta productividad resultaron exitosas en el proyecto PDO en Omán, lo que permitió más de 20.000 disparos por día.

Nos reenfoCAMOS en el mercado de alta gama en el extranjero en 2017 y ganamos varias licitaciones, como el proyecto integrado topográfico en tierra en el oeste de Kuwait, un proyecto topográfico en aguas profundas para BP y un proyecto de estudio sísmico en el desierto del Sahara. Además, se nos adjudicó el contrato para realizar la prospección usando por primera vez el sistema de nudos Z100 en Tomori, Indonesia. En procesamiento e interpretación de datos, ganamos un contrato abierto por cinco años de Kuwait National Petroleum Company y un contrato para la fase III del proyecto S78 (Farshah) de Saudi Aramco. Nuestra flota de aguas profundas se convirtió en el proveedor de remolcado de servicios sísmicos en 2D más grande del mundo, con una participación de mercado mundial del 51%. Después de expandirnos a seis nuevos mercados, es decir, Kirguistán, Somalilandia, Canadá, Egipto, Cuba y Marruecos, hicimos nuevos progresos en los Emiratos Árabes Unidos, Ghana, Egipto, Indonesia y Marruecos.

Perforación

En 2017, nuestros 1.183 equipos de perforación perforaron 11.916 pozos y completaron 11.687 pozos, registrando un metraje total de 25,79 millones de metros.

Aumentamos la eficiencia de perforación a través de una amplia adopción de servicios EPC y procesos de fábrica. Se intensificaron los esfuerzos de investigación y desarrollo y se implementaron nuevas técnicas para mejorar el rendimiento operativo y reforzar la cuota de mercado y las capacidades de servicio. La aceleración del ROP para pozos profundos fue fructífera, ya que se perforaron 648 pozos a más de 4.000m de profundidad, un aumento de 121 pozos con respecto al año anterior; la profundidad promedio llegó a ser de 4.922m, un aumento de 0,65%; el ciclo promedio de construcción y perforación del pozo se redujo en 8,38% y 7,34% respectivamente; y una tasa de penetración promedio de hasta 1.449m por mes para cada plataforma, un aumento del 9,94%. Los procesos de fábrica para la producción continua de shale gas y de gas apretado ayudaron a mejorar la eficiencia de la perforación y a reducir los costos de perforación bajo un modelo de administración de fábrica "3 + 3". Se desarrollaron y promovieron nuevas técnicas, como herramientas de perforación de percusión rotativa hidráulica. Particularmente, el hidrosilador, los martillos giratorios y otras herramientas ayudaron a mejorar la ROP promedio en un 60% en los entrelazados aplicados. La perforación con geodirección fue ampliamente utilizada en los campos petroleros de Tarim y Xinjiang y logró buenos resultados.

En 2017, en el extranjero obtuvimos contratos EPC en Iraq, Kazajistán y Uzbekistán, contratos de servicios de perforación basados en tasas por fecha en Venezuela, Ecuador y Arabia Saudita, y un contrato, por primera vez, de servicios de perforación marítima de National Iranian Oil Company.

Diagrafía y registro de pozos

En 2017, CNPC desplegó 813 equipos de diagrafía y completó 101.531 veces de diagrafía en 18 países, y 1.436 equipos de registro de pozos y completó 13.187 pozos.

En vista de la condición de servicio y las necesidades de registro en la producción de campos petrolíferos, el registro de imágenes se utilizó para evaluar depósitos complejos y maximizar la producción por pozo. Se adoptó una amplia gama de técnicas y procesos innovadores para aumentar la eficiencia y reducir los costos. Las soluciones ElLog expreso y registro de imágenes permitieron un aumento significativo en la carga de trabajo de registro; El sistema de registro LEAP800 tuvo una aplicación más amplia; se mejoraron las técnicas de registro expreso de memoria, aumentando la eficiencia operativa en más del 30%; las técnicas de transporte de tubería flexible y de tractor se implementaron efectivamente para ahorrar el tiempo de operación en 16,7 horas por pozo; los avances en los métodos de perforación, herramientas y equipos contribuyeron a las soluciones integradas para la terminación del pozo y EOR.

Se realizaron avances en la exploración de los mercados internacionales, como lo demuestra el hecho de haber ganado varios importantes contratos de diagrafía de pozos en Iraq, Irán y Sudán y nuestro debut en Kuwait.

Datos de perforación

	2015	2016	2017
Equipos de perforación	1.230	1.205	1.183
Doméstico	979	943	921
Ultramar	251	262	262
Pozos perforados	9.387	9.328	11.687
Doméstico	8.389	8.686	10.807
Ultramar	998	642	880
Kilometraje perforado (millones de metros)	20,89	19,50	25,79
Doméstico	18,38	17,96	23,55
Ultramar	2,51	1,54	2,24

Datos de operaciones de la diagrafía

	2015	2016	2017
Equipos de diagrafía	803	797	813
Doméstico	662	663	677
Ultramar	141	134	136
Operaciones de diagrafía (pozos-veces)	88.926	79.231	101.531
Doméstico	83.933	75.591	96.588
Ultramar	4.993	3.640	4.943

Operación de fondo de pozo

En 2017, nuestros 1.845 equipos completaron 110.844 veces de operaciones de fondo de pozo y 9.237 pruebas de capas de formación.

Nuestro desempeño de operaciones de fondo de pozo se mejoró aún más mediante una investigación y desarrollo intensificada y una aplicación más amplia de tecnologías innovadoras. Las soluciones de fracturamiento en varias etapas con tapón de puente, obturador de pozo abierto, chorro hidráulico y fractura de aguas resbaladizas resultaron exitosas en la reconstrucción de volúmenes. Las operaciones de fábrica facilitaron el desarrollo a gran escala de shale gas y aceite y gas apretados. La eficiencia de la operación y el efecto de estimulación del yacimiento se mejoraron en gran medida gracias a la operación cruzada y mejorada de tipo fábrica, la cooperación de cremalleras, la mezcla continua y la alimentación continua de arena. Las operaciones de tubería flexible se usaron ampliamente y se amplió la escala de la operación de amortiguación. Las técnicas de fracturamiento en seco de CO₂ se pulieron mediante pruebas de campo durante más de 10 perforaciones. La fracturación de subdivisión basada en clúster con tubería flexible y empacador inferior resultó en ganancias de eficiencia significativas. Se hicieron avances para la transmisión inalámbrica de los parámetros de prueba de formación de fondo de pozo, lo que permite una profundidad de trabajo de hasta 5.000 metros.

Datos de operaciones de fondo de pozo

	2015	2016	2017
Equipos de operación de fondo de pozo	2.153	1.914	1.845
Doméstico	1.929	1.676	1.592
Ultramar	224	238	253
Operaciones de fondo de pozo (pozos-veces)	128.879	112.643	110.844
Doméstico	126.062	110.818	109.006
Ultramar	2.817	1.825	1.838
Prueba de producción por reservorio (capas)	7.782	8.515	9.237
Doméstico	5.051	5.555	6.227
Ultramar	2.731	2.960	3.010

Ingeniería marítima

En 2017, brindamos servicios de perforación marítima, terminación de pozos, cementación de pozos, prueba de formación y prueba de producción, operación de fondo de pozo, ingeniería y construcción en varias áreas marinas, incluyendo el Mar Meridional de China, el Mar de Bohai y el Golfo Pérsico. Durante el año, nuestras seis plataformas marítimas completaron un metraje de perforación total de 18.500 metros, y nuestras 20 embarcaciones viajaron 122.756 millas náuticas en total.

En particular, como contratista general del proyecto de producción piloto de hidrato de gas natural en el Mar Meridional de China, resolvimos las dificultades de clase mundial para extraer gas libre y control de arena para los yacimientos de arena limosa, asegurando el éxito del proyecto. Además, ganamos un proyecto de perforación en aguas poco profundas de Iranian Offshore Oil Company.

Ingeniería y Construcción

En 2017, China Petroleum Engineering Co., Ltd. (CPEC), una filial especializada a cargo del negocio de ingeniería y construcción de CNPC, fue incluida públicamente después de la reestructuración. Aprovechando sus ventajas en servicios especializados y administración integrada, CPEC adopta un flujo de trabajo que presenta un diseño estandarizado, prefabricación de fábrica, ingeniería modular, operación mecanizada y administración habilitada con tecnología informática. Mientras continúa adquiriendo capacidad para ofrecer soluciones inteligentes de ingeniería y construcción, CPEC está acelerando el cambio de un contratista EPC a un proveedor de servicios integrados.

Aprovechando los mercados nacionales y extranjeros, CPEC se adjudicó los contratos para las instalaciones no propietarias en la Planta de Procesamiento de Gas de Amur en Rusia, AKK Gas Pipeline en Nigeria, un sistema de amarre de punto único y una unidad de refinería en la Refinería del Este en Bangladesh, el Gasoducto de Haradh en Arabia Saudita y las instalaciones integradas de EPC en el campo petrolífero Bab en Abu Dhabi. En 2017, CPEC ejecutó 43 proyectos en ingeniería de superficies de yacimientos de petróleo y gas, almacenamiento y transporte, refinación y productos químicos e ingeniería ambiental.

Ingeniería de superficie de campos de petróleo y gas

En 2017, nuestros proyectos de ingeniería de superficie progresaron bien en yacimientos clave petrolíferos y de gas en el país y en el extranjero. Una unidad ligera de recuperación de hidrocarburos para la producción de gas condensado se puso en funcionamiento en el campo petrolero Tarim. Se completaron los módulos para la Fase II y la Fase III del proyecto Yamal GNL. Se entregó un proyecto de eliminación de embotellamientos en el Bloque 3/7 en Sudán del Sur. La Fase I del proyecto de impulso de presión en el campo Saman-Depe en Turkmenistán y la Fase I del proyecto Karakul en Uzbekistán entraron en funcionamiento. El proyecto de renovación en la Planta de Gas Natural de Basora en Iraq y el proyecto de ingeniería de superficie del campo petrolífero de la Fase 2.2 en Chad avanzaron constantemente. Se inició la Planta de Procesamiento de Gas de Amur en Rusia y la Instalación Central de Procesamiento de la Fase III del Proyecto Halfaya (CPF3).



Exitosa producción piloto de hidrato de gas en el Mar Meridional de China

El 18 de mayo de 2017, China anunció el éxito de su primer intento de extraer hidratos de gas marino en el área de Shenhua, Mar Meridional de China, un avance histórico en la extracción de gas de los hidratos.

CNPC ha desempeñado un papel importante en el proyecto ya que su filial CNPC Offshore Engineering Company Ltd. (CPOE) trabajó como contratista general del proyecto de producción piloto de hidrato de gas. Aprovechando ventajas en soluciones técnicas integradas y basado en la experiencia de CNPC en el desarrollo de yacimientos petrolíferos, CPOE ha abordado desafíos tales como depósitos de arena limosa, profundidad de enterramiento superficial, baja temperatura en aguas profundas, producción de arena y generación secundaria de hidratos, etc., facilitando en gran medida el buen funcionamiento del proyecto. Eventualmente, el proyecto mantuvo una producción constante de gas durante 60 días seguidos y produjo un total de 309.000 metros cúbicos, récords mundiales en términos de período de producción y cantidad

de rendimiento. Durante la ejecución del proyecto, se logró un excelente rendimiento de HSE y se protegió bien el medioambiente ecológico marino, con un 100% de residuos cumpliendo con las regulaciones y sin ningún tipo de riesgo de seguridad ocupacional o accidente ambiental. La exitosa producción piloto marca un sólido paso adelante de CNPC en operaciones en aguas profundas y demuestra nuestras capacidades técnicas en perforación en aguas profundas, terminación de pozos y producción piloto.

El 24 de agosto de 2017, CNPC firmó un acuerdo de cooperación estratégica con el Ministerio de Tierras y Recursos y el gobierno de la provincia de Guangdong para promover la construcción de un sitio piloto para explorar y explotar el hidrato de gas en el área de Shenhua del Mar Meridional de China. Según este acuerdo, llevaremos a cabo pruebas de campo para extraer hidratos de gas en un intento por aumentar la producción por pozo, reducir costos, proteger el medio ambiente y facilitar la producción comercial de hidratos de gas.

Construcción de transporte y almacenamiento

En 2017, hicimos importantes progresos en proyectos de almacenamiento y transporte. Se pusieron en funcionamiento varios oleoductos, incluida la línea de conexión Zhongwei-Jingbian del Tercer Gasoducto Oeste-Este, el Cuarto Gasoducto Shaanxi-Beijing, el Gasoducto de Productos Refinados Yunnan, el Oleoducto Crudo Myanmar-China, el Segundo Oleoducto Crudo Rusia-China y el Oleoducto Majnoon en Iraq. La sección norte del Gasoducto de Ruta del Este Rusia-China estaba en construcción. Una tubería de productos refinados se inició en el norte de Tailandia. El gasoducto Haradh en Arabia Saudita avanzó según lo planeado. Se implementó el proyecto de Gasoducto de AKK en Nigeria. En cuanto a la ingeniería de tanques de almacenamiento, comenzó a funcionar el proyecto de ampliación del almacén de tanques de petróleo refinado en la terminal del puerto pesquero de Angola.

Construcción de instalaciones de refinación y petroquímica

En 2017, seguimos adelante con los proyectos de refinación y productos químicos de manera constante. La planta de refinación de 13 millones de toneladas por año se puso en operación con éxito en Yunnan Petrochemical. Varios proyectos avanzaron de manera constante, incluidos el proyecto de mejora de 10 millones de toneladas por año en Huabei Petrochemical, el proyecto ruso de mejora de productividad de procesamiento de crudo en Liaoyang Petrochemical y el proyecto de

alquilación para la mejora de la gasolina bajo las normas Nacionales VI. La fase I del proyecto de modernización de la Refinería de Shymkent en Kazajistán se completó con éxito y el proyecto de la Fase II estaba en construcción. El proyecto de fosfato en Arabia Saudita comenzó a funcionar y se inició el proyecto de expansión de la refinería en Argelia.

Ingeniería ambiental

En 2017, varios de nuestros proyectos de ingeniería ambiental estuvieron listos para la puesta en marcha, incluidos el proyecto de tratamiento de aguas residuales de Ningxia Petrochemical, el proyecto de reducción de emisiones en Liaoyang Petrochemical y el proyecto de purificación de gases de combustión en Guangxi Petrochemical. El proyecto de tratamiento de gases residuales de Daqing Petrochemical y el COV de Sichuan Petrochemical avanzaron de manera constante.



Fabricación de Equipos de Petróleo

En 2017, nuestro negocio de fabricación de equipos experimentó un cambio acelerado hacia el modelo "Fabricación + Servicios". Continuamos promoviendo la transferencia de capacidades y la cooperación internacional para la creación de capacidades, impulsando la innovación de productos y la modernización industrial, y mejorando la red de comercialización. Hasta finales de año, los materiales de equipos fabricados por CNPC se vendieron en más de 80 países y regiones en todo el mundo.

El negocio de fabricación de equipos de CNPC se está transformando de un fabricante de equipos a un proveedor de servicios integrados. Hasta ahora, hemos lanzado la Versión 2.0 para diez paquetes de servicios estandarizados, es decir, "Arrendamiento de bombas eléctricas + Servicios integrados", "Ventas de tuberías de acero + Garantía de servicio", "Ventas de plataformas de perforación + Servicios integrados", etc. Logramos un aumento significativo en el valor de los contratos de servicios suscritos a lo largo del año, que incluyen el contrato de mantenimiento de unidades generadoras de energía y compresores en Perú, contratos de inspección y revisión de instalaciones de refinación en Níger y contratos de "Alquiler de bombas eléctricas + Servicios integrados" con clientes en Sudán, Sudán del Sur, Chad, Kazajstán y Ecuador, etc.

Continuamos promoviendo la innovación de productos y la actualización de la tecnología para llevar nuestros productos al nivel medio y alto de la cadena de valor. Aumentamos la investigación y desarrollo y la aplicación de nuevos equipos de perforación, como el sistema de perforación autoelevador en alta mar, la plataforma de baja temperatura de 4.000m, la plataforma de una sola barra de 9.000m en tierra y las barras de perforación de alto torque BHDx. Se alcanzaron hitos en el desarrollo de tuberías de acero de gran espesor X90/X100 de alto grado y gran espesor. El desarrollo de materiales de tubería a baja temperatura progresó bien. Se usaron tubos de acero X80, tubos de soldadura de $\Phi 1.422\text{mm}$ de SSAW y LSAW en el proyecto de la Ruta del Este del Gasoducto Rusia-China. Además, continuamos promoviendo el uso de una gama de equipos patentados, incluidos los vehículos de fracturamiento de tipo 2300, las cribas vibratorias de doble vía GX/S, las carcasas de resistencia al colapso de SEW y las carcasas especiales BJC-1, etc.

La cooperación internacional en creación de capacidades y tecnología avanzó. Como una de las inversiones extranjeras de CNPC, la primera planta de fabricación de tubos de acero de gran diámetro en Kazajstán, Asia Steel Pipe Co., Ltd., se encontraba en construcción en Almaty y se espera que esté operativa en 2018 con una capacidad diseñada de 100.000 toneladas por año. También firmamos acuerdos de cooperación de inversión mixta con Schlumberger, Caterpillar y Parker Hannifin en la fabricación de equipos, incluidas brocas de perforación, bombas de fracturamiento, línea hidráulica, etc.

Servicios Financieros

En 2017, nuestra filial de servicios financieros CNPC Capital fue incluida públicamente después de la reestructuración. La empresa reestructurada posee el conjunto más extenso de licencias financieras en el mercado de acciones A entre las empresas centrales bajo SASAC, con negocios que abarcan administración financiera, banca, leasing financiero, fideicomiso, seguros, corretaje de seguros y valores.

Aprovechando una plataforma integrada, CNPC Capital continuó ampliando su oferta de productos y su base de clientes, profundizando las innovaciones de canal y servicio y mitigando los riesgos financieros de manera efectiva para llevar la excelencia operativa al siguiente nivel.

Con base en su experiencia y fortalezas, CNPC Capital mantuvo un nivel saludable de rentabilidad alineando los servicios financieros con las necesidades de producción, promoviendo la colaboración entre instituciones financieras, creando una plataforma de intercambio de información para productos, clientes y canales, mejorando la calidad del servicio e impulsando el desarrollo de los negocios principales de CNPC.



Reporte de Finanzas

Cuadro de Balance General Consolidado

millones de yuanes RMB

	2015	2016	2017
Los activos corrientes			
Fondo Monetario	342.772,93	384.370,93	402.825,97
Préstamos	3.463,90	2.535,00	20.625,50
Activos financieros medidos al valor justo cuyos cambios estan incluidos en las ganancias o perdidas	8.386,01	9.249,11	17.995,07
Activos financieros derivados	708,88	843,09	453,01
Efectos a cobrar	10.181,47	12.940,35	20.834,00
Cuentas por cobrar	122.464,89	118.138,55	115.773,81
Prepagos	252.184,67	262.372,58	220.613,45
Primas de seguros por cobrar	83,15	93,75	101,64
Cuentas por cobrar de reaseguros	208,18	274,07	332,73
Reserva de reaseguro por cobrar	591,67	697,62	877,31
Intereses por cobrar	3.090,63	3.512,85	4.811,62
Dividendos por cobrar	559,49	301,37	314,65
Otras cuentas por cobrar	21.331,55	16.773,97	21.072,30
Los activos financieros adquiridos temporalmente	27.306,75	5.844,25	30.717,84
Inventario	228.310,10	228.758,02	231.570,07
Activos no corrientes con vencimiento a un año	681,26	142.302,86	207.152,29
Otros activos corrientes	69.910,52	63.872,24	61.717,83
Total activos corrientes	1.092.236,05	1.252.880,61	1.357.789,09
Activos no corrientes			
Préstamos y anticipos	113.833,13	68.758,77	70.887,60
Activos financieros disponibles para la venta	105.723,80	47.290,02	60.467,86
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	109.347,69	82.602,47	50.541,17
Cuentas por cobrar a largo plazo	76.425,41	92.447,77	91.486,28
Inversiones de capital a largo plazo	93.055,99	107.612,58	108.663,90
Inmuebles de inversión	1.522,27	2.258,24	2.325,00
Activos fijos	1.656.345,50	1.725.184,01	1.821.632,80
Menos: Depreciación acumulada	700.441,33	767.420,70	826.793,82
Los activos fijos netos	955.904,17	957.763,31	994.838,98
Menos: Deterioro de los activos fijos	64.892,27	81.696,51	100.434,13

Cuadro de Balance General Consolidado (suite)

millones de yuanes RMB

	2015	2016	2017
Los activos fijos netos	891.011,90	876.066,80	894.404,85
Proyectos en construcción	340.766,92	283.904,13	241.456,52
Materiales de obra	7.865,15	8.141,70	6.453,21
Enajenación de activos fijos	633,44	674,27	710,08
Activos biológicos productivos	0,72	0,67	0,23
Activos de petróleo y gas	957.299,20	958.466,58	935.508,24
Activos intangibles	86.054,09	88.474,58	89.218,53
Gastos de desarrollo	1.480,82	1.299,82	1.654,67
Fondo de comercio	46.258,07	46.699,93	42.029,89
Gastos diferidos a largo plazo	37.822,48	35.874,99	34.646,65
Activos por impuestos sobre la renta diferidos	24.618,22	29.078,09	35.070,20
Otros activos no corrientes	48.142,44	87.227,22	75.407,14
Total de activos no corrientes	2.941.861,74	2.816.878,63	2.740.932,02
Total de activos	4.034.097,79	4.069.759,24	4.098.721,11
Pasivos corrientes			
Préstamos a corto plazo	55.361,49	86.917,37	114.062,05
Préstamos del banco central	603,12	661,42	418,45
Depósitos absorbidos y Depósitos interbancarios	205.737,15	195.183,34	188.029,86
Fondos prestados	60.878,57	73.016,02	78.762,86
Pasivos financieros derivados	793,64	561,18	750,00
Efectos a pagar	18.544,14	23.067,58	25.933,99
Cuentas por pagar	302.057,78	290.932,91	337.960,05
Anticipos	80.306,50	89.127,37	98.645,24
Venta de activos financieros recomprados	13.147,37	7.180,54	21.559,98
Las comisiones y fees pagaderas	18,21	25,36	13,22
Remuneraciones pagaderas a empleados	21.311,56	24.047,74	25.391,84
Impuestos por pagar	48.134,39	56.976,06	69.252,86
Intereses por pagar	12.416,15	13.921,36	13.380,01
Dividendos por pagar	1.563,13	6.678,27	1.975,21
Otras cuentas a pagar	88.431,51	64.374,87	66.365,30

Cuadro de Balance General Consolidado (suite)

millones de yuanes RMB

	2015	2016	2017
Cuentas por pagar de reaseguros	177,30	288,98	430,86
Reservas por contratos de seguros	1.532,18	1.928,84	2.483,54
Fondos recibidos como agente de bolsa	0,01	0,01	0,01
Pasivos no corrientes con vencimiento a un año	148.144,36	84.869,42	118.664,49
Otros pasivos corrientes	5.110,85	6.932,95	16.053,16
Total pasivos corrientes	1.064.269,41	1.026.691,59	1.180.132,98
Pasivos no corrientes			
Préstamos a largo plazo	17.266,61	20.583,12	18.542,25
Bonos por pagar	378.765,86	393.853,21	305.544,58
Cuentas a pagar a largo plazo	8.163,61	6.849,00	4.125,43
Remuneraciones a empleados pagaderas a largo plazo	123,36	1.489,51	1.712,80
Cuentas a pagar especiales	1.314,39	1.271,46	1.218,80
Pasivos estimados	124.243,92	132.281,72	139.505,72
Ingresos diferidos	12.790,39	13.675,89	15.597,93
Pasivos por impuestos sobre la renta diferidos	23.621,25	25.998,21	25.735,80
Otros pasivos no corrientes	5.250,34	2.169,49	2.962,74
Total pasivos no corrientes	571.539,73	598.171,61	514.946,05
Total de pasivos	1.635.809,14	1.624.863,20	1.695.079,03
Patrimonio de los accionistas			
Capital desembolsado (capital social)	486.855,00	486.855,00	486.855,00
Otros instrumentos de capital	209.511,78	209.511,78	186.075,98
Reserva de capital	275.212,89	289.747,45	295.063,03
Otros resultados integrales	-44.117,41	-17.190,83	-33.092,57
Reservas especiales	30.961,72	32.365,52	32.665,47
Reservas de excedentes	1.105.198,51	1.085.777,17	1.085.777,17
Provisión para riesgos normales	7.752,71	8.706,33	10.534,12
Beneficios no distribuidos	8.020,88	2.233,19	-21.299,49
Total del patrimonio neto atribuible a la empresa matriz	2.079.396,08	2.098.005,61	2.042.578,71
Patrimonio de los accionistas minoritarios	318.892,57	346.890,43	361.063,37
Total de patrimonio neto	2.398.288,65	2.444.896,04	2.403.642,08
Gran total de pasivos y patrimonio neto	4.034.097,79	4.069.759,24	4.098.721,11

Estado de Resultados Consolidado

millones de yuanes RMB

	2015	2016	2017
Total de ingresos de explotación	2.016.756,66	1.871.902,90	2.340.316,13
De los cuales: Resultados de explotación	1.998.581,26	1.855.283,73	2.319.349,96
Ingresos por intereses	16.263,99	14.272,62	18.804,22
Primas de seguros ganadas	95,59	333,04	277,40
Ingresos por comisiones y cargos	1.815,82	2.013,51	1.884,55
Gastos de explotación totales	1.967.309,67	1.851.542,17	2.294.970,86
De los cuales: Gastos de explotación	1.505.437,21	1.418.917,78	1.797.414,33
Gastos de intereses	7.576,47	6.789,72	7.604,12
Gastos por comisiones y cargos	187,35	114,52	153,74
Pagos netos por siniestros	119,04	193,99	268,24
Provisión neta de contratos de seguros	200,51	240,71	347,92
Cargos de cesión	-89,04	-57,09	-82,61
Impuestos y recargos	207.785,05	197.241,56	210.271,11
Gastos de comercialización	73.581,19	74.407,67	75.764,03
Gastos de gestión	107.646,79	102.538,88	102.788,47
Gastos financieros	4.166,32	-10.479,22	29.305,16
Pérdidas por deterioro de activos	40.875,23	42.512,47	45.969,00
Otros	19.823,55	19.121,18	25.167,35
Más: Ingresos por cambios de valor razonable (las pérdidas se listan con el signo "-")	-15,94	1,47	-18,16
Ingresos por inversión (las pérdidas se listan con el signo "-")	33.034,59	34.072,87	12.914,02
Ingresos de cambio (las pérdidas se listan con el signo "-")	543,30	364,06	323,60
Otros ingresos	-	-	9.291,52
Beneficios de explotación (las pérdidas se listan con el signo "-")	83.008,94	54.799,13	67.856,25
Más: Ingresos no operativos	15.440,45	15.437,55	8.219,31
Menos: Gastos no operativos	15.980,55	19.505,39	22.731,93
Beneficios totales (las pérdidas totales se listan con el signo "-")	82.468,84	50.731,29	53.343,63
Menos: Gastos por impuestos sobre la renta	26.226,96	23.937,41	35.777,15
Beneficios netos (las pérdidas se listan con el signo "-")	56.241,88	26.793,88	17.566,48
Beneficio neto atribuible a los propietarios de la empresa matriz	44.560,43	12.406,62	-4.667,02
Pérdidas y beneficios de los accionistas minoritarios	11.681,45	14.387,26	22.233,50
Beneficio y pérdida de operación continua	-	26.793,88	17.566,48
Sumas netas tras impuestos de otros resultados integrales	-9.295,46	27.876,33	-21.369,66
Resultado integral total	46.946,42	54.670,21	-3.803,18
Total de ganancias integrales que atribuye a los propietarios de la Empresa	34.080,68	39.247,16	-20.568,76
Resultado integral total atribuible a los accionistas minoritarios	12.865,74	15.423,05	16.765,58

Comentarios Sobre el Informe Financiero

I. Descripción de las Principales Políticas de Contabilidad y las Estimaciones Contables

1. Normas y sistema aplicados de contabilidad

La empresa aplica la *Normativa de Contabilidad Corporativa—Normativa Básica* y las normas específicas de contabilidad, las directrices para la aplicación de las normas contables, las interpretaciones de las normas de contabilidad y otras normas pertinentes emitidas por el Ministerio de Hacienda.

2. El ejercicio fiscal

El ejercicio fiscal comienza el 1 de enero y termina el 31 de diciembre de cada año calendario.

3. Moneda de denominador común para la anotación contable

La empresa y la mayoría de sus filiales adoptan el RMB como moneda de denominador común para la contabilidad. El Estado Financiero Consolidado del Grupo se anota en el RMB.

4. Base de contabilidad y valoración

La contabilidad se basa en el sistema de devengo. Todos los activos se valoran a su coste histórico, a menos que se indique lo contrario.

5. Contabilidad en moneda extranjera y conversión de informes financieros en moneda extranjera

(1) Transacción en moneda extranjera

Las transacciones en divisas se convierten en RMB al tipo de cambio al contado en el día en que se produzca la operación y los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera en la fecha del balance se convierten en yuanes RMB al tipo de cambio spot en la misma fecha del balance. Las ganancias y pérdidas cambiarias derivadas de dichas conversiones que se produjeron en la preparación de la construcción, producción y operación serán contadas en los gastos financieros, las relacionadas con la adquisición y construcción de activos fijos, activos petroleros y gasíferos y otros bienes que cumplan la condición de capitalización serán manejados de acuerdo con las disposiciones pertinentes sobre costes por intereses y las ocurridas en el período de liquidación serán incluidas en las ganancias y pérdidas de liquidación.

Los activos no monetarios en moneda extranjera valorados al coste histórico se convierten en yuanes RMB al tipo de cambio al contado del día de transacción, sin cambiar su importe en yuanes RMB. Los medidos por valor justo se convierten en yuanes a la tasa de cambio al contado, con la diferencia entre el valor convertido y la cantidad original de yuanes contada en los beneficios y pérdidas circulares.

(2) Conversión del informe financiero en moneda extranjera

Todos los rubros de activos y pasivos presentes en el Balance en Moneda Extranjera se convierten en yuanes RMB al tipo de cambio spot en la

fecha del Balance. La participación del propietario que no sea "beneficio no distribuido" se convierte en el tipo de cambio al contado del momento cuando se produzca. Los ingresos y gastos de negocios en el extranjero presentes en la cuenta de beneficios se calculan en promedio y de tipo de cambio medio de RMB publicado cada día por el Banco Popular de China, el cual debe ser cubierto por la mencionada cuenta.

En el Estado del Flujo de Caja en Moneda Extranjera, el saldo del dinero en efectivo y equivalentes en el periodo inicial se convierten según el tipo de cambio al inicio del periodo indicado en dicho Estado, mientras el saldo al cierre de este periodo se calcula según el tipo de cambio del momento de la fecha en que se elabora el Balance. Para el resto de los conceptos, se realizará el cálculo en promedio y de tipo de cambio medio de RMB publicado cada día por el Banco Popular de China, el cual debe ser cubierto por la mencionada Estado. La diferencia de cambio que surja de la conversión mencionada arriba se presenta por separado en "Efectos del tipo de cambio sobre dinero en efectivo".

6. Definición del dinero en efectivo y equivalentes del efectivo

El dinero en efectivo en el Estado de Flujo de Efectivo se refiere a efectivos en reserva y depósitos disponibles para el pago en cualquier momento. Equivalentes del flujo de efectivo se refieren a inversiones de corto plazo (con vencimiento en tres meses), alta movilidad, facilidad de convertirse en efectivo y con reducido riesgo de cambios en su valor.

7. Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros incluyen los activos financieros, los pasivos financieros y los instrumentos de capital.

(1) La categorización de los instrumentos financieros

Los instrumentos financieros, basados en el propósito de obtener un activo financiero y asumir un pasivo financiero, se clasifican en: activos financieros o pasivos financieros medidos al valor justo cuyos cambios están incluidos en las ganancias o pérdidas; préstamos y cuentas por cobrar; activos financieros disponibles para la venta; inversiones hasta su vencimiento y otros pasivos financieros, etc.

(2) Reconocimiento y medición de instrumentos financieros

a. Activos financieros (pasivos financieros) medidos al valor justo cuyos cambios están incluidos en las ganancias o pérdidas

El valor justo (menos: dividendos en efectivo declarados pero no remunerado o intereses sobre bonos con vencimiento pero no pagados) es registrado como los activos o pasivos financieros iniciales, con los costes de transacción incluidos en las cuentas de pérdidas y ganancias.

Los intereses o dividendos de efectivo de los activos se registran como ingresos por inversiones. Los cambios de fin de año en el valor justo se registran en las cuentas de ganancias y pérdidas del periodo. Al disponerlos, la diferencia entre su valor justo y la cantidad reconocida inicialmente se registra como ganancias/pérdidas por inversiones, y su ganancia/pérdida por cambios del valor justo se ajusta en consecuencia.

b. Cuentas por cobrar

Las deudas y cuentas por cobrar por los bienes suministrados y/o servicios prestados, así como las deudas de otras empresas que no sean instrumentos de deuda cotizados en mercados activos, incluyendo cuentas por cobrar, documentos por cobrar y otras cuentas por cobrar, se registran como el importe inicialmente confirmado según el criterio del importe del contrato o del acuerdo por parte del comprador; un crédito para la financiación se registra inicialmente a su valor actual y se mide por su coste amortizado utilizando el método de interés efectivo. Cuando se realice la recuperación, la diferencia entre el precio de la obtención de dicha inversión y el valor contable de las cuentas por cobrar se resolverá en las cuentas de ganancias y pérdidas del periodo.

c. Los disponibles para la venta

La suma del valor justo (menos: dividendos en efectivo declarados pero no remunerado o intereses sobre bonos con vencimiento pero no pagados) y los correspondientes costes de transacción es registrada como los activos o pasivos financieros iniciales. Los intereses o dividendos de efectivo de los activos se registran como ingresos por inversiones. El valor justo se mide al final de su período y el cambio en el valor justo se registra en otro resultado integral. Al realizar la disposición, la diferencia entre el coste de adquisición y el valor contable se registra como ganancias/pérdidas por inversiones y lo mismo se hace con la cantidad acumulativa de los cambios en valor justo registrados originalmente en la participación accionaria.

d. Las inversiones mantenidas hasta el vencimiento

La suma del valor justo (menos: intereses sobre bonos con vencimiento pero no pagados) y los correspondientes costes de transacción es registrada como los activos o pasivos financieros iniciales. Los intereses de los activos se valoran a su coste amortizado utilizando el método del interés efectivo y se registran como ingresos por inversiones. El tipo de interés efectivo se determina cuando la adquisición se realiza y se mantiene sin cambios en el periodo esperado del mismo o de un periodo de tiempo más corto, si procede. Al realizar la disposición, la diferencia entre el coste de adquisición y el valor contable se registra como ganancias por inversiones.

e. Otros pasivos financieros

La suma del valor justo y los correspondientes costes de transacción es registrada como los activos o pasivos financieros iniciales. Otros registros financieros se realizan utilizando el método de coste amortizado. Otros pasivos financieros de la Compañía incluyen cuentas por pagar, préstamos y bonos por pagar, etc.

(3) Reconocimiento y valoración de la transferencia de activos financieros

Cuando ocurre la transferencia de un activo financiero, si la totalidad o una parte sustancial de los riesgos y beneficios de los activos financieros ya se ha trasladado al cesionario, se debe afirmar el paro de dicho activo financiero; si se mantienen la totalidad o una parte sustancial de los riesgos y beneficios de los activos financieros, no se necesita cesar el activo financiero.

Para decidir si la transferencia de un activo financiero satisface las condiciones de afirmación final de cesar los activos financieros, se aplica el principio de "la sustancia sobre la forma". Hay dos tipos de transferencia de activos, es decir, total y parcial. Cuando una transferencia de activos completo satisface las condiciones de afirmación final, se enumeran las dos diferencias en las ganancias o pérdidas del período actual:

a. El valor contable del activo financiero que se traslada;

b. La contraprestación recibida por la transferencia, más el importe acumulado de los cambios en el valor justo inicialmente registrado en los derechos del propietario (situaciones en las que el activo financiero transferido entra en la categoría de activos financieros disponibles para la venta).

(4) Las condiciones afirmativas para la terminación de los pasivos financieros

Si un pasivo financiero se da de baja en su totalidad o en parte, se cesa de reconocer dicho pasivo financiero total o parcialmente; si la Compañía firma un acuerdo con su acreedor para sustituir un pasivo financiero por un nuevo, y los nuevos son sustancialmente diferentes de los actuales en cuanto a los términos contractuales, se da de baja a los pasivos actuales y se afirma al mismo tiempo los nuevos. Si se realiza modificaciones sustanciales a la totalidad o una parte de los términos contractuales, se cesa afirmar la totalidad o una parte de los pasivos financieros actuales. Al mismo tiempo, se reconoce los pasivos financieros de los términos modificados como los pasivos nuevos. Si se cesa total o parcialmente los pasivos financieros, la diferencia entre el valor en cuenta del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada (incluyendo un activo no monetario que se transfiere o un nuevo pasivo financiero asumido) debe registrarse en ganancias o pérdidas del período actual. Para una recompra parcial de un pasivo financiero, el valor en cuenta del pasivo financiero en su conjunto debe asignarse según el valor justo entre la parte que sigue afirmándose y la parte que ya se ha dado de baja en la fecha de la recompra. La diferencia entre el valor en cuenta dado de baja y la contraprestación pagada (incluyendo un activo no monetario que se transfiere o un nuevo pasivo financiero asumido) debe registrarse en ganancias o pérdidas del período actual.

(5) Compensación de activos financieros y pasivos financieros

Cuando según la ley se tiene el derecho a la compensación de créditos y pasivos y este derecho legales aplicable, y que las dos partes de la transacción están listas para balancear sobre el monto neto, o haberse liquidado al mismo tiempo activos y pasivos, el monto neto de los activos y pasivos financieros ya compensados se alista en el Cuadro de Balance.

(6) La distinción y tratamiento entre pasivos financieros e instrumentos de capital

Un instrumento de capital es un contrato que representa que una empresa puede obtener el derecho e interés restante de los activos después de la deducción de todos los pasivos, si la empresa no puede evitarse incondicionalmente a entregar efectivo u otros activos financieros para cumplir la obligación contractual, la obligación del contrato es como un pasivo financiero.

Si los instrumentos financieros son pasivos financieros, los intereses, dividendos, ganancias y pérdidas relacionados y las ganancias y pérdidas generadas por los reembolsos o refinanciación, estos tienen que ser incluidos en la cuenta de resultados.

Si los instrumentos financieros son instrumentos de capital, su emisión, recompra, venta, cierre tienen que ser tratados como el cambio de patrimonio por el emisor, en vez de ser reconocidos como el cambio de los instrumentos de capital medidos al valor justo, la asignación a los tenedores de los instrumentos por el emisor debe ser tratada como distribución de beneficios.

(7) Método de verificación del deterioro de activos financieros y el principio de amortización

Excepto los activos financieros medidos al valor justo que se incluyen en las ganancias o pérdidas, si existe evidencia objetiva de que un activo financiero está deteriorado, hay que hacer la provisión por deterioro al hacer la revisión al valor en libros de los activos financieros en la fecha del balance.

① Deterioro de activos financieros disponibles para la venta

Si al final los activos financieros medidos al valor justo disponibles para la venta sufrieron una fuerte caída, o después de considerar varios factores relacionados, esta tendencia a la baja no es temporal, se considera que se ha deteriorado, y hace falta transferir las pérdidas acumuladas por el deterioro y confirmarlas.

En cuanto a los instrumentos de pasivos confirmados por deterioro y disponibles para la venta, cuyos valores medidos justamente se elevan en el periodo de contabilidad y tienen que ver objetivamente con lo que pasa después de la confirmación del deterioro, hace falta revertir las pérdidas del deterioro confirmadas e incluirlas en los resultados de ganancias y pérdidas.

Las pérdidas por el deterioro generado por la inversión del instrumento de capital disponible para la venta no pueden ser revertidas a través de pérdidas y ganancias.

② Deterioro de inversiones mantenidas hasta el vencimiento

El método de medición de la pérdida por deterioro de inversiones mantenidas hasta el vencimiento asimila el de las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar.

Cuando no hay una expectativa razonable para recuperare estos activos financieros, se debe dirigirlos a pérdidas y ganancias por deterioro y disminuir el valor contable de los activos financieros. Nuestro Grupo va a amortizar la totalidad o parte de estos activos financieros basado en la situación real.

③ Provisión para cuentas por cobrar incobrables

A. Método de medición para cuentas por cobrar incobrables

Nuestro Grupo adopta el método de provisión para balancear las pérdidas posibles causadas por la incobrabilidad, al final del periodo hace la provisión para la incobrabilidad con la prueba individual, y la incluye en el resultado del ejercicio. Si hay evidencia para las cuentas por cobrar

incobrables y son confirmadas y ratificadas mediante el procedimiento, las amortiza con la provisión.

B. El reconocimiento de pérdidas por incobrabilidad

a. El deudor se declara en quiebra o revocación y su liquidación de los activos no son suficientes para pagar;

b. El deudor muere o es declarado legalmente desaparecido o muerto, su patrimonio o herencia no son suficientes para pagar;

c. Las cuentas por cobrar que intervienen en el proceso de pleitos tales como fallo (o resolución) desfavorecido del tribunal popular en vigor, o se había ganado, pero fue descartado para terminar la ejecución y no puede llevarse a cabo sin esperanza de recuperación y ejecución;

d. El deudor sufrió grandes catástrofes naturales o accidentes con resultado de suspensión de producción o una gran pérdida, y dentro de los tres años sus activos (incluidos los fondos de seguros, etc.) no son suficientes para pagar.

(8) Préstamos confiados

a. Valoración de los préstamos confiados y el reconocimiento de los intereses

Los préstamos confiados se contabilizan según la cantidad real que se ha confiado. Se cobra los intereses de acuerdo con la tasa de interés estipulado de los préstamos confiados y se cuentan en las ganancias de inversión. Si no se puede recuperar los intereses al final del plazo, el devengo de intereses debe ser detenido y retirado.

b. El reconocimiento y provisión por deterioro de préstamos confiados

Una revisión exhaustiva de préstamos confiados se lleva a cabo al final del año de información. Si el resultado indica que el deterioro de los préstamos confiados se aparecen, el valor en cuenta de dichos préstamos confiados se reduce a su valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados, con la cantidad de deterioro reconocida en las ganancias o pérdidas del período actual.

8. Inventarios

(1) La clasificación de los inventarios

Los inventarios comprenden materias primas, productos semi-elaborados, trabajos en proceso, mercancías en depósito, productos despachados, etc.

(2) La forma de valoración de la adquisición y venta del inventario

Los inventarios se realizan según coste real de adquisición, utilizando el método de inventario perpetuo; el coste real de los inventarios entregados o vendidos se lleva a media ponderada.

(3) Amortización de artículos de alto consumo y de poco valor y los materiales de embalaje

Los artículos de alto consumo y de poco valor y los materiales de embalaje se amortizan utilizando el método de amortización única cuando se utilizan. Los costes generalizados se registran en los costes correspondientes.

(4) Los principios del cálculo del valor de los inventarios al cierre del año y el estándar de reconocimiento y el método de provisión por la disminución del valor de los inventarios.

Los inventarios del final de año se realizan según el valor más bajo entre el coste y el valor neto realizable. Con base en el inventario completo en el final del período, cuando el valor neto realizable es menor que el coste en las siguientes circunstancias, la provisión para la depreciación de las existencias se realiza conforme a la diferencia entre el coste y el valor neto realizable de los inventarios individuales. Para los inventarios de gran cantidad y bajo precio por unidad, la provisión para la depreciación de las existencias puede ser reconocida por categoría. El valor neto realizable se define en la fórmula de que el precio de venta estimado menos el coste estimado para el trabajo completo, los gastos de venta y el impuesto correspondiente.

a. El precio de mercado del inventario sigue cayendo sin esperanza de recuperación en un futuro previsible.

b. El producto, fabricado con dicha materia prima, presenta un mayor coste que el precio de venta del mismo.

c. La materia prima existente no cumple con las necesidades de los nuevos productos como resultado de la actualización del producto y el precio de mercado de esta materia prima es inferior a su coste contable.

d. La antigüedad de los bienes o servicios o el cambio la preferencia de los consumidores han provocado cambios en las necesidades del mercado, lo cual resulta la caída del precio de mercado.

e. Otras circunstancias que demuestren una alteración sustancial del valor de las existencias.

9. Inversión patrimonial a largo plazo

(1) La determinación de los costes de inversión

Para una inversión patrimonial a largo plazo obtenida a través de una combinación de entidades bajo control común, el valor en las cuentas de informe financiero consolidado por la parte final de control se cuenta según los derechos e intereses del propietario que se ve combinado en la fecha de combinación como coste de inversión. Para una inversión patrimonial a largo plazo obtenida a través de una combinación de entidades que no son de un control común, el coste de la combinación debe contabilizarse por el coste de la inversión de capital a largo plazo. Para las inversiones a largo plazo obtenidas en forma distinta a la combinación de las entidades: si una inversión de capital a largo plazo se obtiene mediante el pago de dinero en efectivo, el precio real de compra pagado por lo tanto debe ser reconocido como coste inicial de la inversión de capital; si una inversión de capital a largo plazo se obtiene a través de la emisión de los activos no monetarios, el valor justo de los valores de los activos no monetarios emitidos se debe reconocerse como coste inicial de inversión.

(2) Medición subsecuente de la inversión y la afirmación de ganancias y pérdidas

a. Inversiones patrimoniales a largo plazo bajo el método de cálculo de costo

Las inversiones patrimoniales a largo plazo de la Compañía a sus subsidiarias se contabilizan utilizando el método de cálculo costo.

Además de los intereses o valores en efectivo declarados pero aún no pagados incluidos en el precio o contraprestación efectivamente pagado al adquirir la inversión, la Compañía tiene derecho a la reconoción de los ingresos de inversión en forma de valor en efectivo o los intereses como el ingreso de inversión del mismo periodo.

b. Inversiones patrimoniales a largo plazo bajo método de la participación

Las inversiones patrimoniales a largo plazo en empresas asociadas y de cogestión se contabilizan utilizando el método de la participación. Por la diferencia positiva entre el coste inicial de la inversión y la posesión del inversor sobre los valores justos de los activos netos identificables por la entidad participada sobre la adquisición de la inversión, no se hace ningún ajuste al costo inicial de tales inversiones de capital a largo plazo; por la diferencia negativa entre el coste inicial de la inversión y la posesión del inversor sobre los valores justos de los activos netos identificables por la entidad participada sobre la adquisición de la inversión, tal diferencia se registra en las ganancias o pérdidas del mismo periodo.

La Compañía afirma respectivamente la ganancia de inversión y otras ganancias comprensivas según la ganancia/pérdida neta y otro resultado integral de la entidad, junto con el ajuste del valor en cuenta de la inversión de capital a largo plazo; se reduce respectivamente los valores en cuenta de las inversiones a largo plazo según las partes de intereses o valores en efectivo distribuidos por la entidad participada; sobre los ajustes que no se cuentan entre las ganancias o pérdidas netas, otros ingresos integrales y las distribuciones de intereses de las entidades participadas, se ajuste los valores en cuenta de las inversiones patrimoniales a largo plazo y se los cuenta entre las ganancias del propietario.

c. Tratamiento de las inversiones patrimoniales a largo plazo

En cuanto al tratamiento de las inversiones patrimoniales a largo plazo, la diferencia entre el valor en cuenta y el precio de adquisición real se registra en las ganancias o pérdidas del mismo periodo. En cuanto a la inversión de método de la participación a largo plazo, al tratarla, se utiliza la misma base como la que se utiliza en el tratamiento de las entidades participadas para tratar los financieros activos o pasivos. Se lleva a cabo el tratamiento de cuenta según la proposición correspondiente sobre la parte contada al principio en los otros ingresos integrales. Los derechos o intereses del propietario que se afirma por causa de que se cambia los otros derechos o intereses aparte de las ganancias o pérdidas, otros ingresos integrales y la distribución realizados por las entidades participadas se reconocen proporcionalmente a las ganancias y pérdidas del mismo periodo.

(3) Determinación de la base para el control conjunto e influencia significativa sobre la entidad participada

El control conjunto significa que según el acuerdo contractual, se lleva a cabo dicha actividad. Además, sólo se realiza cuando las decisiones sobre las actividades relevantes adquieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. La entidad participada se reconoce

como entidad de cogestión de la Compañía cuando ésta, junto con otras partes de cogestión, controla conjuntamente a la entidad participada y dispone del derecho de disfrutar los activos netos de la entidad.

La influencia significativa se refiere al poder de participar en la toma de decisiones sobre las decisiones financieras y operativas de una empresa, pero no puede controlar o controlar conjuntamente con otras partes la formulación y decisión de estas políticas. Cuando una empresa inversora puede ejercer una influencia significativa sobre la entidad invertida, la entidad invertida es una asociada del grupo.

(4) Prueba de depreciación y provisiones para la depreciación

Al final del periodo, se revisa la inversión patrimonial a largo plazo y se mantiene la provisión para la depreciación de la inversión de patrimonial a largo plazo según la diferencia entre el importe recuperable y el valor contable. Una vez realizada la provisión para la depreciación de la inversión patrimonial a largo plazo, no se podrá recuperar en los siguientes ejercicios.

Para la inversión patrimonial no negociables a largo plazo, la depreciación es probable en las siguientes circunstancias:

a. Hay un cambio en el entorno político o legal de la entidad invertida, como la promulgación o modificación de las leyes o normativas fiscales y comerciales, que pueden resultar en grandes pérdidas de la entidad invertida;

b. Los bienes o servicios ofrecidos por la entidad invertida se han quedado obsoletos o se han cambiado las necesidades del mercado, lo cual da lugar a un grave deterioro de las condiciones financieras de la entidad invertida;

c. La entidad invertida ha perdido su ventaja competitiva debido a un cambio importante de los parámetros tecnológicos en el sector, dando lugar a un grave deterioro de las condiciones financieras de la entidad invertida, como la reorganización o la liquidación;

d. Otras circunstancias que demuestren una falla sustancial de la inversión para generar beneficios económicos para la empresa.

10. Subsidios gubernamentales

(1) Tipos de los subsidios gubernamentales

Los subsidios del gobierno son principalmente el reembolso fiscal, los intereses subsidiados, las devoluciones de impuestos y la asignación gratuita de los activos no monetarios.

(2) Reconocimiento de los subsidios gubernamentales

Se reconoce, mientras que la compañía cumpla los requisitos para los subsidios del gobierno y reciban los mismo.

Los subsidios del gobierno relacionados con los activos se reconocen como ingresos diferidos. Cuando se reconocen como ingresos diferidos, se registrarán en la utilidad o pérdida actual de manera razonable y sistemática durante la vida útil de los activos pertinentes (si se relacionan con las actividades diarias del Grupo, se registrarán en otros ingresos; si no se relacionan con las actividades diarias del Grupo, se registrarán como ingresos no operativos).

Los subsidios gubernamentales relacionados con los ingresos que se utilizan para compensar los costos, gastos o pérdidas en el período posterior a la recepción se reconocen como ingresos diferidos y se registrarán en la utilidad o pérdida actual (si se relacionan con las actividades diarias del Grupo, se registrarán en otros ingresos; si no se relacionan con las actividades diarias del Grupo, se registrarán como ingresos no operativos) durante el periodo de reconocer los costos, gastos relacionados o las pérdidas de la empresa o se utilizarán para compensar los costos, gastos relacionados o las pérdidas; los que se utilizan para compensar los costos, gastos relacionados o las pérdidas incurridas, se registrarán directamente en la utilidad o pérdida actual (si se relacionan con las actividades diarias del Grupo, se registrarán en otros ingresos; si no se relacionan con las actividades diarias del Grupo, se registrarán como ingresos no operativos) o se utilizarán para compensar los costos, gastos relacionados o las pérdidas.

(3) La medición de los subsidios del gobierno

Los subsidios del gobierno en forma de activos monetarios, se miden según los importes que ya se han recibido o están por recibir.

Los subsidios del gobierno en forma de activos no monetarios se miden por su valor justo; en el caso de que no es fiable la forma de lograr el valor justo, éste se mide por el monetario nominal, que es de RMB 1 yuan.

11. El activo y el pasivo del impuesto sobre la renta diferido

El activo y el pasivo del impuesto sobre la renta diferido se reconocen según la diferencia (temporal) entre el valor contable del activo y el pasivo y su base tributaria. Las pérdidas y créditos fiscales deducibles que bajo las disposiciones fiscales se pueden llevar adelante para reducir el ingreso gravable en años posteriores son considerados como las diferencias temporales para confirmar los activos del impuesto sobre la renta diferidos. El activo y el pasivo en cuestión se calculan a razón de la tasa del impuesto aplicable en la fecha del balance.

Los activos por impuestos diferidos tienen como límite la base imponible que es susceptible de ser obtenida para reducir diferencias temporales, pérdidas deducibles y créditos fiscales. Respecto a los activos por impuestos diferidos reconocidos, es poco probable obtener renta imponible suficiente para compensar contra los activos por impuestos diferidos en el futuro, se necesita una rebaja del importe en libros de los activos por impuestos diferidos. Si es probable obtener suficiente renta gravable, el monto de depreciación debe invertirse.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se presentan sobre una base neta, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

(1) Los activos y pasivos por impuestos diferidos están relacionados con el impuesto sobre la renta que la misma autoridad tributaria emplea sobre el mismo contribuyente en la empresa;

(2) Dicho contribuyente tiene el derecho legal para compensar los activos por impuestos contra los pasivos por la misma causa.

II. Principales Impuestos

1. Impuesto sobre la renta corporativa

La tasa del impuesto sobre la renta corporativa aplicable a la empresa es del 15% o 25%. De acuerdo con la *Directiva sobre la Política Fiscal Relacionada con la Ulterior Aplicación de la Estrategia del Desarrollo Del Oeste* (F.I.No.58 [2011]) anunciada por el Ministerio de Finanzas, la Administración General de Aduanas y la Administración Estatal de Impuestos, las empresas industriales animadas a desarrollar en la región oeste tienen derecho a una tasa reducida de impuesto sobre la renta corporativa del 15% desde 1 de enero de 2011 hasta 31 de diciembre de 2020. Esta tasa preferencial del 15% es aplicable para el cálculo y pago de impuesto sobre la renta corporativo de algunas de nuestras sucursales y filiales situadas en el oeste de China.

2. Impuesto al valor agregado

El IVA se establece en un 17% para los productos petroleros y petroquímicos y en un 11% para el gas natural y el GNL. La tasa de arrendamiento de bienes tangibles y servicios de leasing es del 17%; la tasa de transporte y ventas de bienes inmuebles es del 11%. De acuerdo con la *Circular de Ajuste al Impuesto al Valor Agregado* (F.I.No.32 [2018]) emitida por el Ministerio de Hacienda y la Administración Estatal de Tributación, desde el 1 de mayo de 2018, las tasas para los contribuyentes que tienen ventas gravadas con IVA o productos importados se ajustan al 16% y al 10% de sus originales del 17% y del 11%, respectivamente.

3. Impuestos adicionales

Los impuestos de mantenimiento y de construcción urbanos se calculan en el 1%, el 5% y el 7%, respectivamente con base al pago real del monto del IVA y del impuesto sobre el consumo. El recargo educacional se calcula en el 3% con base al pago real del monto del IVA y del impuesto sobre el consumo.

4. Impuesto sobre el consumo

El importe unitario del impuesto sobre el consumo de gasolina, nafta, aceites disolventes y lubricantes es de 1,52 RMB por litro. El importe unitario del impuesto sobre el consumo de diesel y aceites combustibles es de 1,20 RMB por litro. Se mantuvo la suspensión de recaudación del impuesto sobre el consumo del queroseno de aviación. De acuerdo con la *Directiva sobre la exención de Impuesto sobre el consumo de aceite en la Producción de Productos de Petróleo* anunciada por el Ministerio de Hacienda y la Administración General Estatal de Impuestos, la Compañía ha estado exenta de dicho impuesto a partir del 1 de enero de 2009 en el consumo de aceites refinados auto-proporcionados como combustible, energía y materias primas para producir productos derivados del petróleo.

5. Impuesto sobre recursos

La tasa del impuesto sobre recursos es del 6%, calculada sobre la base de las ventas de petróleo crudo y gas natural.

6. Impuesto sobre la ganancia extraordinaria de petróleo

La tasa es de entre el 20% y 40%, calculada sobre la base del exceso de los ingresos por ventas del petróleo crudo doméstico a los precios que superan el umbral de los 65 dólares por barril e impuesta a los tipos ad valorem progresiva de cinco niveles.

7. Impuesto sobre la renta de las personas físicas

Los empleados asumen el pago de su impuesto sobre la renta de las personas físicas y la empresa lo retiene y lo paga por encargo.

Efemérides

Febrero

10 de febrero La filial de la compañía en gestión financiera, CNPC Capital Co., Ltd. (CNPC Capital) se hizo pública en la Bolsa de valores de Shenzhen.

17 de febrero La filial de la compañía en el sector de la ingeniería petrolera, China Petroleum Engineering Co., Ltd. (CPEC) se hizo pública en la Bolsa de valores de Shanghai.

19 de febrero CNPC y la Compañía Nacional de Petróleo de Abu Dhabi (ADNOC) firmaron un acuerdo de compra de acciones para adjudicar a CNPC una participación del 8% en la concesión en tierra de Abu Dhabi Company para Onshore Petroleum Operations (ADCO) con un plazo de 40 años. CNPC también adquirió una participación del 8% en ADCO.

28 de febrero CNPC y China Aerospace Science & Industry Corp (CASIC) firmaron un acuerdo para profundizar la cooperación estratégica en Internet+, fabricación inteligente, equipos y servicios petroleros, y suministro de productos petrolíferos y petroquímicos.

Abril

10 de abril Tras la firma del *Acuerdo de Transporte del Oleoducto de Crudo Myanmar-China*, el oleoducto se puso oficialmente en funcionamiento en la isla de Maday en Myanmar.

12 de abril La construcción de Asia Steel Pipe Company, la empresa invertida por CNPC y la primera empresa de tuberías de acero de gran diámetro en Kazajstán, se inició en Almaty.

25 de abril CNPC y China Huadian Corporation (CHD) firmaron un acuerdo marco de cooperación estratégica para fortalecer aún más los esfuerzos conjuntos en energía limpia, y promover la generación de energía de gas, así como el desarrollo de recursos de energía distribuida.

Mayo

13 de mayo CNPC y Uzbekneftegaz firmaron un acuerdo complementario para el contrato de compraventa entre CNPC y Uzbekneftegaz, un MOU sobre almacenamiento de gas en Gazli y un acuerdo entre CNPC, Bank of China y Uzbekneftegaz sobre el préstamo de financiación para el Proyecto Nueva Ruta de la Seda.

14 de mayo CNPC, el Banco de Desarrollo de China y la Compañía Estatal de Petróleo de Azerbaiyán (SOCAR) firmaron un MOU sobre cooperación en inversión y financiamiento de proyectos químicos de gas en Azerbaiyán.

15 de mayo CNPC y la Compañía Estatal de Petróleo de Azerbaiyán (SOCAR) firmaron un contrato FEED/OBCE sobre proyectos químicos de gas en Azerbaiyán.

15 de mayo CNPC, Gazprom, CCCC y Russian Highways firmaron un memorando de entendimiento sobre la cooperación estratégica en el uso del GNL como combustible para vehículos para el transporte por carretera. CNPC, Gazprom y China Huaneng Group firmaron un MOU sobre la cooperación en la generación de energía a gas.

16 de mayo CNPC fue la anfitriona de la Mesa Redonda de la Franja y la Ruta para la Cooperación de Petróleo y Gas.

18 de mayo China anunció el éxito de su primer intento de extraer gas de los hidratos en el área de Shenhu en el Mar Meridional de China. CNPC Offshore Engineering Company Limited (CPOE) fue el contratista general de la producción piloto.

23 de mayo CNPC y Aluminium Corporation of China Limited (CHALCO) firman un acuerdo marco sobre cooperación estratégica. Según este acuerdo, las dos partes iniciarán una asociación estratégica en una amplia gama de áreas.

Junio

6 de junio CNPC y KazMuna y Gas firmaron un acuerdo para promover la renovación de la refinería Shymkent y un memorando de entendimiento sobre la exportación de gas de Kazajstán a China.

7 de junio CNPC y el Ministerio de Energía de Kazajstán firmaron un MOU sobre la extensión de los contratos petroleros.

30 de junio Se puso en marcha la fase I del proyecto de renovación de la refinería Shymkent de Kazajstán.

Julio

3 de julio CNPC, Total y una compañía iraní formaron un consorcio y firmaron un acuerdo con la Compañía Nacional de Petróleo Iraní (NIOC) para el desarrollo del gas natural de la Fase 11 de South Pars (SP11).

4 de julio CNPC y Gazprom firmaron un acuerdo complementario para la compraventa de gas ruso que se suministrará a través de la Ruta del Este.

Agosto

24 de agosto El Ministerio de Tierras y Recursos, el gobierno de la provincia de Guangdong y CNPC firmaron un acuerdo de cooperación estratégica para promover la construcción de un sitio piloto para explorar y explotar el hidrato de gas en el área de Shenhui en el Mar Meridional de China.

28 de agosto Yunnan Petrochemical puso en funcionamiento con éxito una instalación de refinación de 13 millones de toneladas por año.

Septiembre

13 de septiembre CNPC y Eni de Italia firmaron un acuerdo sobre esfuerzos conjuntos en exploración y producción, gas natural y GNL, comercio y logística, refinación y productos químicos.

Octubre

23 de octubre CNPC y la Empresa Nacional de Hidrocarburos (ENH) de Mozambique suscribieron varios acuerdos de cooperación, que abarcan exploración y desarrollo, servicios de yacimientos petrolíferos, ingeniería y construcción, refinación y apoyo logístico, etc.

Noviembre

1 de noviembre CNPC y Novatek firmaron un acuerdo de cooperación estratégica. Bajo este acuerdo, las dos partes continuarán trabajando juntas estrechamente en el proyecto Yamal GNL.

8 de noviembre CNPC y Pertamina firmaron un memorando de entendimiento sobre la profundización de la cooperación en materia de petróleo y gas fuera de China e Indonesia.

9 de noviembre CNPC y Cheniere Energy firmaron un MOU sobre ventas y compras de GNL a largo plazo. De acuerdo con el memorando de entendimiento, las dos partes fortalecerán la cooperación con respecto al proyecto de GNL en el Golfo de México y facilitarán las ventas y las compras de GNL a largo plazo entre los dos países.

12 de noviembre El segundo oleoducto de crudo Rusia-China entró en pleno funcionamiento

12 de noviembre CNPC y Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) firmaron un memorando de entendimiento para fortalecer la cooperación en bloques de petróleo y gas, desarrollo de campos de gas, construcción de instalaciones de almacenamiento de petróleo, etc.

27 de noviembre Se puso en funcionamiento la línea de conexión Zhongwei-Jingbian del Tercer Gasoducto Oeste-Este.

27 de noviembre El Cuarto Gasoducto Shaanxi-Beijing comenzó a funcionar.

Diciembre

4 de diciembre La fase 1 del proyecto de campo de gas de Karakul comenzó a funcionar en Uzbekistán.

8 de diciembre La primera fase del Proyecto Yamal GNL se puso en funcionamiento en Rusia.

15 de diciembre CNPC firmó un memorando de entendimiento con Korea Gas Corporation (KOGAS) sobre el fortalecimiento de la cooperación en el negocio global de gas natural y GNL.

19 de diciembre Según lo aprobado por la Comisión de Supervisión y Administración de Activos Estatales (SASAC) del Consejo de Estado, CNPC se reorganiza de una empresa propiedad de todo el pueblo a una compañía de responsabilidad limitada (de propiedad exclusiva del Estado). Todas las actividades comerciales, activos, credenciales, derechos de acreedores, deudas, etc. a partir de la fecha de la reorganización sobrevivirán y serán heredadas por la compañía reorganizada, con los accionistas de la compañía, el lugar de trabajo, el representante legal, el alcance del negocio, etc. sin alterar.

22 de diciembre Tres troncos del Oleoducto de Productos Refinados de Yunnan comenzaron a funcionar.

Glosario

Reserva probada

Según los estándares nacionales de China, las reservas probadas corresponden a las cantidades estimadas de depósitos hidrocarbúricos con mayor probabilidad de ser extraídos para obtener rendimiento económico, gracias a previas perforaciones y evaluaciones en los yacimientos, con un margen de error relativo no más que $\pm 20\%$.

Petróleo y gas equivalentes

Es el coeficiente de conversión entre la producción de gas natural y la producción de crudo de acuerdo con el valor calorífico. En el presente informe anual, 1.255 metros cúbicos de gas natural equivalen a una tonelada métrica de crudo.

Factor de recuperación

El porcentaje que representan los hidrocarburos recuperables en las reservas geológicas de un yacimiento.

Tasa de declive

Una disminución de la producción se produce en un yacimiento de petróleo o gas que ha estado produciendo durante un cierto período de tiempo. La tasa de declive natural se define como la variación negativa respecto de la producción durante un período de tiempo, sin tener en cuenta un aumento de la producción resultante de las técnicas EOR (recuperación mejorada de petróleo). La tasa de descenso general se define como la tasa de disminución en la producción real de este tipo de yacimiento de petróleo o de gas, teniendo en cuenta un aumento en la producción de los nuevos pozos y las técnicas de recuperación asistida.

Inyección de agua

La presión de los embalses continúa bajando después de que el yacimiento haya estado produciendo durante un cierto período de tiempo. La inyección de agua se refiere al método por el cual el agua se inyecta en el depósito a través de los pozos de inyección de agua para elevar y mantener la presión, aumentar la recuperación de petróleo, y por lo tanto estimular la producción.

Recuperación terciaria

Se trata de incrementar la recuperación del crudo, mediante inyección de fluido o calor para alterar de manera física o química la viscosidad o la tensión interfacial entre el petróleo y otros medios en las formaciones, con el fin de empujar el crudo discontinuo o difícil de extraer para la recuperación. Los principales métodos de recuperación terciaria incluyen: recuperación termal, empuje químico y empuje polifásico.

Empuje ASP

Es un sistema de empuje preparado con álcali, agente activo superficial y polímero. Este sistema no sólo tiene una alta viscosidad sino que también puede crear una ultra baja tensión superficial agua/crudo para mejorar la capacidad de lavado de crudo.

Gas natural licuado (GNL)

El gas natural producido en un campo gasífero, tras un proceso de desaguar, desacidificar, deshidratar y fraccionar, se convierte en líquido bajo temperatura baja y presión alta, proceso cuyo producto final es denominado gas natural licuado (GNL).

Pozo horizontal

Es una especie de pozo perforado con una desviación de 90 grados de la línea perpendicular del cabezal de pozo, manteniendo cierta logitud en esta dirección al llegar a la capa objeto. El uso del pozo horizontal puede elevar la producción y el factor de recuperación por pozo individual, prolongar el ciclo de producción y reducir el caudal residual y la ocupación de tierra durante la perforación.

EPC

En virtud de un contrato llave en mano, el contratista tiene la responsabilidad general del proyecto en términos de aseguramiento de la calidad, seguridad, calendario y presupuesto, es decir, la ingeniería, procura y construcción.

Sistema de gestión de HSE

El sistema de gestión de HSE proporciona un marco para la gestión de todos los aspectos de la salud, la seguridad y el medio ambiente. Se define como una estructura que integra las organizaciones, responsabilidades, prácticas, procedimientos, procesos y recursos para la aplicación de la salud, la seguridad y la gestión ambiental.

Enfermedades ocupacionales

Se trata de las enfermedades o dolencias causadas por una excesiva exposición de los trabajadores a polvos, partículas radioactivas o sustancias nocivas en el ambiente de trabajo.

Internet +

Se refiere al "Internet + las industrias tradicionales". Con el uso de la tecnología de la información y comunicación y la plataforma de internet, se integrarán de manera profunda el internet y las industrias tradicionales para crear nueva ecología de desarrollo.

Los compuestos orgánicos volátiles (COV)

Los compuestos orgánicos volátiles (COV) se refieren a compuestos orgánicos con la presión saturada de vapor sobre 70Pa a temperatura ambiente y el punto de ebullición por debajo de 260°C bajo presión atmosférica. COV también se refiere a todos los compuestos orgánicos que se volatilizan fácilmente como corresponde a una temperatura de 20°C y una presión de vapor de 10Pa o superior.

Explicación

Para facilitar la expresión y la lectura, "la Corporación Nacional de Petróleo de China" en este informe también se llama "China Petroleum(CNPC)", "el Grupo", "la Empresa" y "Nosotros". El informe también se publica en chino, inglés, ruso, español y francés, y si surge alguna ambigüedad, prevalecerá la versión en chino.

Este informe se imprime en papel reciclado.

Planificación: Departamento de Asuntos Internacionales de CNPC

Redacción: Instituto de Estudios Económicos y Tecnológicos de CNPC

Fotógrafos: Chen Yunchang, Du Keqin, He Bingyan,

Jiang Hong, Lu Quanguo, Rong Bo, Shan Zhongjian,

Wang Henan, Wu Yulin, Yan Jianwen, etc

Diseño: Beijing FineDesign Co., Ltd.

Ofrecer Energía y Crear Armonía

No. 9 Calle Dongzhimen Norte, Distrito Dongcheng,
Beijing, 100007
www.cnpc.com.cn