

Présentation des Activités de l'Année



En mettant en œuvre l'orientation du marché et le principe d'efficacité, nous avons optimisé l'organisation de la production et l'allocation des ressources. Nous avons aussi promu l'intégration harmonieuse de la production, du raffinage, du marketing et du commerce, afin d'améliorer les opérations du commerce internationale et la compétitivité du marché des services.

Exploration et Production

En 2017, axé sur les réserves économiquement productives et la production effective, notre secteur E&P a connu une croissance soutenue et des résultats d'exploitation meilleurs que prévu. La Société a favorisé l'innovation technologique, mis en œuvre les activités d'exploration et de production. En plus, la CNPC s'est engagée à l'exploration et à la production des ressources non conventionnelles et a coopéré avec les partenaires étrangers.



Les nouvelles réserves
pétrolières prouvées (en Chine)

659,45
millions de tonnes



Les nouvelles réserves
gazières prouvées (en Chine)

569,8
milliards de m³

Exploration Pétrolière et Gazière

En mettant l'accent sur les réserves extensibles et productibles, nous avons renforcé l'exploration préliminaire et à risque, et déployé une exploration fine dans les zones matures, ce qui a conduit à six zones pétrolières de 100 millions de tonnes et six zones gazières de 100 milliards de m³ dans six bassins tels que celui du Tarim, du Sichuan et de Qaidam. En 2017, nous avons augmenté en Chine de 659,45 millions de tonnes de réserves pétrolières prouvées et de 569,8 milliards de m³ de réserves gazières prouvées, ce qui a dépassé 1 milliard de tonnes d'équivalent pétrole pour la 11^e année consécutive. La croissance des réserves est restée considérable.

Les réserves de pétrole et de gaz et les opérations d'exploration (en Chine)

	2015	2016	2017
Nouvelles réserves pétrolières prouvées (en million de tonnes)	728,17	649,29	659,45
Nouvelles réserves gazières prouvées (en milliard de m ³)	570,2	541,9	569,8
Sismique 2D (en km)	15 909	24 885	26 813
Sismique 3D (en km ²)	9 095	8 764	7 843
Puits d'exploration	1 588	1 656	1 773
Puits d'exploration préliminaire	924	865	986
Puits d'appréciation	664	791	787

Découvertes pétrolières et gazières principales

L'exploration pétrolière a remporté de nouveaux succès

- Cinq zones riches en pétrole et deux blocs prolifiques ont été découverts, et deux zones pétrolifères au niveau de 100 millions de tonnes, celle de Huachi-Nanliang et celle de Jiyuan, ont été identifiées dans le bassin d'Ordos.
- Des flux commerciaux de pétrole et de gaz ont été obtenus à plusieurs puits de la Formation supérieure de Wuerhe au Junggar, ce qui a ajouté 200 millions de tonnes de réserves possibles et marqué une autre série de strates pour le remplacement des réserves dans la région de Mahu.
- Deux zones pétrolières au niveau de 100 millions de tonnes ont été identifiées dans le bassin de Songliao, l'une de gisement de pétrole conventionnel dans le nord et l'une de gisement de pétrole de réservoirs étanches dans le sud.
- De nouvelles zones pétrolières à grande échelle ont été découvertes dans les bassins du Tarim, de Qaidam et de la baie de Bohai.

L'exploration du gaz naturel a réalisé des progrès significatifs

- Dans le bassin du Tarim, trois nouvelles structures gazeuses ont été découvertes et prouvées à la dépression de Kuqa, à savoir Keshen-24, Dabei-11, Bozi-3. Des écoulements de pétrole et de gaz à haut rendement ont été obtenus à partir du puits Tudong-2 à la ceinture tectonique du nord de Kuqa, ce qui a dévoilé de nouvelles opportunités d'exploiter ces réservoirs jurassiques.
- Trois zones gazières au niveau de 100 milliards de m³ ont été identifiées au block I du Sud de Sulige, à Shenmu et au Paléozoïque inférieur de l'ancien soulèvement oriental dans le bassin d'Ordos.
- Dans le bassin du Sichuan, des flux de gaz à haut rendement ont été obtenus du puits Xingtian-1 de la formation de Leikoupo dans la partie sud-ouest du bassin. Les nouvelles découvertes dans les blocs de Weiyuan et de Zhaotong du sud du bassin ont ajouté 156,5 milliards de m³ de réserves prouvées de gaz de schiste.
- Une nouvelle ceinture à gaz a été découverte dans les montagnes d'Altun dans le bassin de Qaidam.
- Beaucoup de puits d'exploration à Dinan ont soulevé des débits de gaz commerciaux, ouvrant de nouvelles zones d'exploration gazière à haut rendement au Junggar.



La production du
pétrole brut (en Chine)

102,54

millions de tonnes



La production du gaz
naturel (en Chine)

103,3

milliards de m³

Exploitation et Production

La production domestique de pétrole et de gaz s'est déroulée de manière équilibrée en 2017. Grâce à la gestion et aux progrès technologiques accrus, à la planification globale, aux modèles de production innovants, la Société a pu réduire ses coûts et améliorer son efficacité. Au cours de l'année, la production de pétrole et de gaz a atteint 184,82 millions de tonnes d'équivalent pétrole.

Production du pétrole brut

En 2017, nous avons renforcé la gestion de la production dans les principaux champs pétroliers et continué d'optimiser le programme de développement et la structure de production. Nous avons mis l'accent sur le renforcement efficace des capacités. Nous avons approfondi les aspects de la description détaillée des réservoirs, de l'optimisation des inondations, du réaménagement des champs matures, et des principales expériences sur le terrain. En 2017, notre capacité de pétrole brut nouvellement installée était de 11,61 millions de tonnes et la production de brut de 102,54 millions de tonnes.

Le champ pétrolier de Daqing a poursuivi le déploiement de la récupération tertiaire, qui a conduit à une efficacité de développement améliorée et a produit 34 millions de tonnes de pétrole brut tout au long de l'année. Le champ pétrolier de Changqing a réalisé une amélioration globale de la productivité et de l'efficacité du développement en renforçant l'injection d'eau fine et en déployant des technologies applicables telles que la stimulation de réservoir, le forage horizontal de puits et la fracturation SRV. La production annuelle de pétrole brut était de 23,72 millions de tonnes et celle d'équivalent pétrole a atteint plus de 50 millions de tonnes pendant cinq années consécutives. Le champ pétrolier de Liaohe a mis en production plus de 1 300 nouveaux puits pour augmenter sa capacité. La production par jour de nouveaux puits a atteint un sommet en dix ans, grâce à une adoption plus courante de la technologie SAGD.



La production annuelle de Changqing a dépassé 50 millions de tonnes d'équivalent pétrole pour la 5^e année consécutive

Le champ pétrolier de Changqing a produit 53,16 millions de tonnes d'équivalent pétrole en 2017, dont 23,72 millions de tonnes de pétrole brut et 36,9 milliards de m³ de gaz naturel, qui a marqué la 5^e année consécutive de production annuelle supérieure à 50 millions de tonnes depuis 2013. Au cours des cinq dernières années, le champ pétrolier de Changqing a produit un total de 120 millions de tonnes de pétrole brut et 183,7 milliards de m³ de gaz naturel, soit 268 millions de tonnes d'équivalent pétrole.

Le champ pétrolifère de Changqing, situé dans le bassin d'Ordos, est devenu opérationnel dans les années 1970, avec des réservoirs étanches difficiles à exploiter avec une faible perméabilité, une faible pression de formation et une faible abondance d'hydrocarbures. Au fil des années, nous avons développé une série de technologies et de techniques pour le développement à grande échelle et efficace des réservoirs étanches. Ces efforts ont conduit à une croissance la plus rapide en termes de réserves et de production en Chine pendant ces 10 dernières années. Le champ pétrolifère de Changqing a dépassé plus de 20 millions de tonnes d'équivalent pétrole pour la première fois en 2007, et ce chiffre a grimpé à plus de 50 millions de tonnes en 2013. Aujourd'hui, il est devenu le plus grand champ pétrolier et gazier de Chine.

Au cours des dernières années, le champ pétrolifère de Changqing a fait face à des défis tels que le déclin continu de la qualité des réservoirs et la pression croissante de l'investissement et du contrôle des coûts dans le contexte de la baisse des prix du pétrole. Le champ pétrolier a réussi à résoudre les difficultés de stabilisation de la production en ajustant et en améliorant continuellement ses méthodes d'exploration et de

développement. Tirant parti d'une approche complexe et efficace de l'exploration, Changqing a contribué 49% du pétrole total nouvellement prouvé de la CNPC en 2017. La production annuelle de brut a été maintenue à environ 24 millions de tonnes pendant plusieurs années grâce au déploiement d'injection-extraction, à l'injection zonale, à la récupération tertiaire. La récupération des grands gisements de gaz a été améliorée, grâce à la gestion raffinée des puits en optimisant la stratégie de production intermittente et l'utilisation intensive de la technologie de récupération des gaz de déshydratation.

La production stable du Changqing est soutenue par l'innovation technologique. La fracturation SRV des puits horizontaux a permis un développement efficace de réservoirs étanches. Le forage au tampon d'un grand groupe de puits a augmenté la POR moyenne de 50% et réduit le cycle de forage moyen de 27 jours pour les puits horizontaux. Les techniques EOR telles que l'injection concentrique zonale d'eau par type de pont ont permis d'augmenter le pourcentage de récupération des réserves de 2,8%, de réduire le taux de déclin naturel de 0,6% et d'augmenter la récupération de 5%. L'utilisation d'une gamme de techniques, telles que le détournement des puits horizontaux, l'examen des strates et l'élévation du gaz du bouchon pour la récupération du gaz d'assèchement a augmenté la production annuelle de gaz de plus de 1,7 milliard de m³. La technologie et les outils informatiques sont largement utilisés, qui ont transformé Changqing en un « champ pétrolifère numérique » comprenant des postes de travail sans pilote. La production et la gestion étaient intelligentes au champ de Changqing dont le taux de couverture numérique a atteint plus de 93%.



Expérimentations d'exploitation importantes

En 2017, nous avons réalisé des progrès positifs dans les technologies stratégiques successives telles que les inondations de polymère-surfactant, les inondations de combustion in situ et les inondations de CO₂, etc.

Les tests d'inondations de polymères-surfactants ont permis des avancées significatives au développement des surfactants, à l'optimisation de la formulation et à l'étude des mécanismes d'émulsification, comme en témoigne une augmentation d'environ 19% de récupération de pétrole dans le bloc Jin-16 du champ pétrolifère de Liaohe, ce qui a marqué la technologie EOR de nouvelle génération après l'inondation de l'ASP qui s'est avérée fructueuse dans le champ pétrolifère de Daqing. Les essais d'inondations de combustion in situ du bloc Du-66 du champ pétrolifère de Liaohe et du bloc Hongqian du champ pétrolifère du Xinjiang ont donné des résultats favorables à la récupération du pétrole lourd au stade de développement tardif. Le drainage gravitaire au gaz a été testé sur le champ pétrolifère de Donghetang dans le bassin du Tarim, qui a entraîné une baisse du taux de croissance de l'eau de 4,5% à -0,4% et un rebond substantiel de la production. Les inondations de CO₂, en tant que processus intégré de CCS-EOR, devrait améliorer la récupération du pétrole de plus de 10%.

Exploitation du gaz naturel

En 2017, nos quatre grandes zones gazières de Changqing, du Tarim, du Sud-Ouest et du Qinghai, ont enregistré une croissance soutenue de leur production de gaz naturel. Grâce à un ajustement flexible de la production

en fonction de la dynamique production-vente et des variations saisonnières, au modèle de gestion qui comprenait de grandes grappes de puits, des couches multiples, des modèles de puits diversifiés, un forage de pastille et un développement tridimensionnel, la CNPC a réalisé une nouvelle capacité annuelle de 13,4 milliards de m³ et produit 103,3 milliards de m³, soit une augmentation de 5,2 milliards de m³ par rapport à l'année précédente.

Le champ pétrolifère de Changqing, la plus grande base de production de gaz naturel de Chine et la source stable pour les gazoducs Shaanxi-Beijing, a produit 36,9 milliards de m³ en 2017, soit plus du tiers de la production nationale totale de la CNPC. Le champ du Tarim a produit 25,3 milliards de m³ de gaz naturel en 2017, grâce à la mise en œuvre accélérée de projets clés dans la région de Kuqa, tels que le développement de gaz à haute efficacité, le développement efficace de gaz carbonique et les principaux programmes de renforcement des capacités à Keshen et à Tazhong. La production de gaz du champ pétrolier et gazier Sud-Ouest a atteint 21 milliards de m³, qui a dépassé pour la première fois les 20 milliards de m³. Le champ pétrolifère du Qinghai a réussi à maintenir une production stable dans des blocs matures et à augmenter la production dans de nouvelles zones, grâce à la synergie dans les mesures de récupération de gaz améliorées et de renforcement des capacités. Des progrès ont été réalisés dans le développement du gaz naturel dans le bassin de Songliao. La production de gaz a augmenté régulièrement dans les champs pétroliers de Daqing, du Jilin et de Huabei.



Le champ pétrolier Gasi du Qinghai

Exploration et Développement de Pétrole et Gaz Non Conventionnels

Au cours de ces dernières années, la CNPC a rencontré d'importantes avancées dans l'exploration et le développement de ressources non conventionnelles. L'envergure de production a été développée et plusieurs blocs de production et centres d'essai ont été construits. En 2017, la Société a obtenu de nouveaux résultats sur l'exploration et le développement du gaz de houille, du pétrole et du gaz de schiste, du pétrole et du gaz de réservoirs étanches, et d'autres ressources non conventionnelles. Les projets de renforcement des capacités se sont déroulés étape par étape, des innovations et des améliorations ont été apportées dans les technologies clés et correspondantes, et une série de réalisations importantes ont été réalisées.

Gaz de schiste

Grâce à une approche intégrée de l'exploration et du développement, nous avons produit 3 milliards de m³ de gaz de schiste en 2017, avec une capacité de production en expansion comme prévu. Nos activités d'exploration de gaz de schiste dans la région d'Edong dans la province du Shaanxi ont mené à de nouvelles percées, qui ont présenté une perspective d'exploitation de cette région. L'exploitation et la production du gaz de schiste dans la partie sud du bassin du Sichuan ont continué de s'élargir, avec une réserve prouvée nouvellement ajoutée de 156,5 milliards de m³. Les projets de démonstration à Changning-Weiyuan et à Zhaotong se sont accélérés, avec une augmentation substantielle du taux de découverte de gisements de qualité supérieure et de la production par puits. Les projets de goulot d'étranglement de l'installation de déshydratation Ning-201, de la ligne de liaison des blocs Ning201-209 et de la station centrale Ning-209 sont devenus opérationnels. Une ligne principale de gaz de schiste de 110 kilomètres qui sert de canal d'exportation pour fournir chaque année un maximum de 4 milliards de m³ de gaz de schiste du bloc de Changning du Sichuan et du bloc de Zhaotong du Yunnan de l'énergie propre au Sichuan et à Chongqing est devenue opérationnelle. Les projets de gaz de schiste de Neijiang-Dazu et de Rongchangbei ont fait des progrès positifs.

Gaz de houille CBM

Des progrès significatifs ont été réalisés dans l'exploitation et le développement du gaz de houille, en mettant l'accent sur le bassin de Qinshui du Shanxi et le champ gazière d'Edong du Shaanxi, et en élargissant de nouvelles zones. Dans le Xinjiang, l'exploration de CBM a fait des progrès significatifs. Le patron tectonique et les caractéristiques de répartition du lit de charbon du bloc Houxia étaient essentiellement clairs. La compréhension géologique du bloc Hoxtolgay a été clarifiée après l'achèvement de deux puits d'exploration. La région de Wucaiwai a montré une réserve potentielle de 1 000 milliards de m³, avec cinq zones de CBM déjà identifiées et choisies. Une gamme de mesures pour revitaliser les champs matures ont été efficaces, comme en témoigne la forte production maintenue au bloc de Baode et la baisse de la production

contrôlée au bloc de Hancheng. Le rendement et l'efficacité des puits à haute teneur en charbon dans le bassin de Qinshui ont été améliorés et les gisements à faible teneur en charbon des zones de Changzhi, Linfen et Erlan ont été développés grâce aux innovations des théories de développement des CBM et aux techniques de drainage et de production. Les activités de renforcement des capacités et de production pilote ont été régulièrement mises en œuvre dans de nouveaux blocs, notamment à Mabidong, Daning-Jixian et Jiernalangtu. Les projets conjoints se sont bien déroulés à Shilouxi, Sanjiao, Chengzhuang. Nous avons produit 1,79 milliard de m³ de méthane de houille en 2017.

Pétrole et gaz de réservoirs étanches

Le développement à grande échelle du pétrole et du gaz étanches s'est poursuivi dans les bassins d'Ordos, du Sichuan, de Songliao, du Qaidam et de Santanghu. Au champ pétrolier de Changqing, les principales technologies de développement des strates I + II + III ont pris forme et trois blocs d'essai de fracturation SRV horizontaux et trois zones de développement pilotes pour la production de pétrole de réservoirs étanches ont été mis en place et ont augmenté la production par puits. Au champ de pétrole du Xinjiang, le développement rentable a été davantage encouragé dans le Mahu Sag et des progrès ont été réalisés dans l'évaluation de la capacité de production dans le Jimsar Sag. Au champ de Daqing, 10 de ses 14 blocs d'essai de pétrole de réservoirs étanches ont été achevés et ont été mis en service. Ils étaient tous capables de produire 200 000 tonnes par an. Dans la province du Shanxi, les activités d'exploitation gazière ont connu des avancées majeures dans le bloc Daning-Jixian, et des flux de gaz à haut rendement ont été obtenus dans plusieurs puits d'essai dans les régions de Hedong et Hexi, en particulier DJ 5-6 Well dont la production a dépassé 1,7 million de m³ par jour. De plus, nous avons renforcé l'application de la fracturation à sec et à base de CO₂/sable et la fracturation à grande échelle des fissures de contrôle des fissures, entraînant une augmentation de la production pétrolière/gazière de réservoirs étanches et des profits.

Coopération dans la Prospection et l'Exploitation en Chine

En 2017, nous avons coopéré avec les partenaires chinois et étrangers pour explorer et développer les ressources pétrolières et gazières en Chine. La plupart des projets coopératifs se concentraient sur des réservoirs à faible perméabilité, des pétroles lourds, des plages et zones d'eau de marée peu profondes, des réservoirs de gaz à haute teneur en soufre ou à haute température et à haute pression, du gaz de houille et du gaz de schiste.

À la fin de 2017, 35 projets de coopération étaient en exécution, ils ont produit 2,49 millions de tonnes de pétrole brut et 9,3 milliards de m³ de gaz naturel, qui ont totalisé 9,86 millions de tonnes d'équivalent pétrole.

Projet pétrolier de Zhaodong

Le projet couvre 77 km² dans des plages et zone d'eau de marée peu profonde du bassin de la baie de Bohai. Nouveau XCL-Chine LLC et ROC Oil de Bohai d'Australie sont nos partenaires. En 2017, le projet a maintenu une production sûre et stable, dont le chiffre annuel a atteint 480 000 tonnes de pétrole brut. Trois nouveaux puits ont été réalisés et deux ont produit plus de 300 tonnes par jour lors des essais de puits. C'était rare d'avoir des puits à haut rendement du projet pendant ces cinq dernières années.

Projet du gaz naturel de Changbei

Le projet couvre 1 691 km² dans le bassin d'Ordos. Le groupe Shell est notre partenaire dans le projet. En 2017, le projet a produit 3,7 milliards de m³ de gaz naturel, qui a marqué une production stable de plus de 3,3 milliards de m³ pendant neuf années consécutives et livré 3,6 milliards de m³ sur le marché. Les ventes de gaz commercial ont totalisé de 40,8 milliards de m³ depuis son lancement. Le projet de la phase II a fait d'importants progrès et devrait produire du gaz naturel en hiver 2018.

Projet de gaz naturel du Sud de Sulige

Situé dans le bassin d'Ordos, le bloc Sud de Sulige couvre une superficie de 2 392 km² en coopération avec la société française Total. En 2017, la production de gaz naturel et les ventes de gaz commercial du projet se sont élevées respectivement à 2 milliards et 1,9 milliard de m³. La production journalière a atteint plus de 6,4 millions de m³.

Projet du gaz naturel du Nord-Est du Sichuan

Le projet couvre 876 km² dans le bassin du Sichuan. Chevron est notre partenaire dans le projet. En 2017, la production de gaz naturel du projet a augmenté de façon constante, qui a fourni 1,8 milliard de m³ de gaz purifié.

Projet du gaz naturel du centre du Sichuan

Le projet couvre 528 km² dans le bassin du Sichuan. La société américaine EOG est notre partenaire dans le projet. En 2017, le projet a produit 230 millions de m³ de gaz naturel. La production journalière a doublé, qui a passé de 0,5 million de m³ en début d'année à 1 million de m³ en fin d'année, grâce à une optimisation et une amélioration technologiques constantes. Pendant ce temps, des mesures ont été prises pour améliorer la gestion et le contrôle des investissements de forage et de levage, qui ont facilité le développement à faible coût du projet.

Projets de gaz de schiste de Neijiang-Dazu et de Rongchangbei

Les projets couvrent respectivement une superficie de 1 477 et 990 km² dans le bassin du Sichuan. La société BP est notre partenaire. Pour la première fois, la CNPC s'est présentée comme opérateur pendant la période d'exploration. En 2017, les deux projets ont réalisé un total de 100 km² de traitement et d'interprétation de données sismiques 3D. Quatre puits d'exploration ont été forés successivement et le premier puits horizontal a été complété à

la fin de l'année, avec un taux de découverte du réservoir de 100% et une profondeur de forage maximale de 3 500 mètres.

En outre, le projet Da'an en coopération avec MI Energy Corporation et Global Oil Corporation (GOC), le projet Hainan-Yuedong en coopération avec Tincy Group Energy et le projet Zhoushan avec Central Asia Petroleum basée à Hong Kong ont atteint une meilleure efficacité. Le taux de diminution de production et le taux de croissance de teneur en eau des puits mûrs étaient en baisse constante et la pression de formation était stable, grâce à des solutions techniques telles que la fracturation du réseau de fissure, l'optimisation de l'injection d'eau et la stimulation à la vapeur. Les projets communs de CBM ont connu des progrès constants, avec le projet Sanjiao en coopération avec Orion Energy et le projet Chengzhuang avec Greka Energy. Ils ont produit respectivement 80 millions et 90 millions de m³ de gaz de houille en 2017.



Le volume de pétrole brut produit par les projets de coopération (en Chine)

2,49
millions de tonnes



Le volume de gaz naturel produit par les projets de coopération (en Chine)

9,3
milliards de m³



Gaz Naturel et Pipelines

Après la séparation de ses unités de pipeline et de vente, les activités de gaz et de gazoducs de la Société ont pris de l'ampleur en 2017, grâce à l'optimisation des pipelines, à la bonne exécution des projets de construction de pipelines. Le taux de croissance de vente de gaz était de plus de 10%.

Fonctionnement des Pipelines

En 2017, nous avons assuré une exploitation sûre, stable et efficace de notre réseau de pipelines de pétrole et de gaz en améliorant l'allocation des ressources, en optimisant le contrôle centralisé et en favorisant une approche « Intelligent Pipeline » et « Smart Network ». Un total de 22 unités de compresseurs ont été mises en service le long du troisième gazoduc Ouest-Est, du pipeline Zhongxian-Wuhan et du pipeline Shaanxi-Beijing, etc. Ces compresseurs ont augmenté la capacité de livraison de gaz. En particulier, la capacité de pipelines de gaz dans l'ouest de la Chine a augmenté de 30% par rapport à l'année précédente. En 2017, les pipelines longue distance de la Société ont livré pour la première fois plus de 100 milliards de m³ de gaz naturel.

À la fin de 2017, les oléoducs et gazoducs exploités par la CNPC en Chine ont totalisé 85 582 kilomètres, dont 20 359 kilomètres pour le pétrole brut, 53 834 kilomètres pour le gaz naturel et 11 389 kilomètres pour les produits raffinés, qui représentaient respectivement 68,9%, 76,2% et 43,2% du total de la Chine.

Installations de Stockage et de Transport Réalisées ou en Construction

En 2017, les projets de construction de pipelines de la Société ont progressé constamment, qui a ajouté 4 806 kilomètres au réseau domestique existant. La ligne de raccordement Zhongwei-Jingbian du troisième gazoduc Ouest-Est, le quatrième gazoduc Shaanxi-Beijing et le pipeline de produits raffinés du Yunnan ont été mis en service. La mise à jour du réseau de pipelines dans le Nord-Est de la Chine a été achevée. Le pipeline de produits raffinés Jinzhou-Zhengzhou est arrivé à sa dernière étape de construction.

Ligne de raccordement Zhongwei-Jingbian du troisième gazoduc Ouest-Est

La ligne de raccordement Zhongwei-Jingbian du troisième gazoduc Ouest-Est s'étend de Zhongwei dans le Ningxia à Jingbian dans le Shaanxi, parallèlement à la ligne de raccordement Zhongwei-Jingbian du deuxième gazoduc Ouest-Est, d'une longueur totale de 377 kilomètres. Conçu avec un diamètre de 1 219 mm et une pression de fonctionnement de 12 MPa, le pipeline a une capacité de 30 milliards de m³ par an.



La proportion de la longueur de nos oléoducs comparé au total national

68,9%



La proportion de la longueur de nos gazoducs comparé au total national

76,2%

Le pipeline a commencé à être construit le 21 mai 2016 et est devenu opérationnel le 27 novembre 2017. Le pipeline a fourni une autre route importante qui reliait le Nord-Ouest au Nord de la Chine et a renforcé la capacité de distribution de gaz dans le nord de la Chine.

Le quatrième gazoduc du Shaanxi-Beijing

Le gazoduc se compose d'une ligne principale et d'une branche et sa longueur est de 1 098 kilomètres. Il s'étend de Jingbian dans la province du Shaanxi à travers la Mongolie intérieure et le Hebei, termine à Gaoliying à Beijing. Conçu avec un diamètre de 1 219 mm et une pression de transport conçue est de 10 à 12 MPa et la capacité de transmission conçue de 25 milliards de m³ par an.

Le pipeline a commencé à être construit le 30 juillet 2016 et est devenu opérationnel le 27 novembre 2017 pour répondre à la demande croissante de gaz dans le nord de la Chine, faciliter la transformation du bouquet énergétique dans la région métropolitaine Beijing-Tianjin-Hebei et améliorer la qualité de l'air.

Pipeline de produits raffinés du Yunnan

Le pipeline, composé de trois lignes principales (dont An'ning-Baoshan, An'ning-Qujing et An'ning-Mengzi) et d'une branche de Kunming, a une longueur totale de 950 kilomètres et une capacité conçue de livraison annuelle de 7,21 millions de tonnes.

La construction du pipeline a commencé le 18 mai 2012. Les trois lignes principales ont été mises en service le 22 décembre 2017 pour faciliter le transport des produits raffinés dans le Yunnan et élargir le réseau de distribution de produits raffinés de la Société dans le Sud-Ouest de la Chine. La construction de la branche de Kunming a été terminée pour changer de route, qui devrait être opérationnelle en 2018.

Vente de Gaz Naturel

En 2017, le gouvernement central a exigé une augmentation de la part du gaz naturel dans la consommation d'énergie primaire et a identifié le gaz naturel comme l'une des principales sources d'énergie propre. Le changement de gaz naturel et l'initiative « 2 + 26 villes » ont été activement mis en œuvre à Beijing, Tianjin et Hebei, etc. La demande de gaz naturel a grimpé en flèche et la Société a profité de l'occasion pour travailler avec ses clients. L'allocation des ressources a permis d'augmenter l'offre de gazoduc et de GNL importé en réponse à la demande du marché et aux besoins de chauffage en hiver. Nos ventes de gaz ont augmenté significativement à 151,8 milliards de m³ en 2017, en hausse de 15,5% par rapport à l'année précédente.

Nous avons continué à développer le marché et à élargir notre réseau de marketing. A la fin de 2017, notre réseau de distribution de gaz couvrait 31 provinces, municipalités, régions autonomes et régions administratives spéciales, ce qui a marqué une prédominance dans le Nord, le Sud-Ouest, l'Ouest, le Centrale et le Nord-Est. Nous avons sécurisé un total de 93 nouveaux clients et ajouté des ventes de gaz de 2,46 milliards de m³. En particulier, nous avons commencé à livrer du gaz naturel à 12 groupes électrogènes alimentés au gaz, y compris la centrale de Yangzhou CHD du Jiangsu et le projet de cogénération au gaz de Jiangyan du groupe Datang.

En 2017, nos marchés de gaz naturel destinés aux utilisateurs finaux ont connu une croissance rapide dont la vente de gaz était de 23 milliards de m³. Une hausse plus de 5,26 milliards de m³, soit plus de 29,6% plus que l'année dernière. En particulier, les ventes de gaz de ville, GNV et GNL ont atteint 15,92 milliards, 2,77 milliards et 4,34 milliards de m³ respectivement. A la fin de 2017, nous avions 543 stations de GNC et 615 stations de GNL en activité, placés au premier rang en Chine en termes de quantité.

Gaz Naturel Liquéfié « GNL »

En 2017, nos trois terminaux méthaniers du Jiangsu, de Dalian et de Tangshan ont déchargé au total 10,42 millions de tonnes de GNL, avec une hausse de 84,3% par rapport à l'année précédente. Ils ont joué un rôle de plus en plus important dans l'ajustement de pointe d'urgence. Nos 24 usines de GNL dans le Hubei, le Sichuan, le Shaanxi et d'autres provinces sont capables de liquéfier 22,86 millions de m³ de gaz naturel par jour. La capacité annuelle de GNL représentait environ un cinquième du total de la Chine.



La construction du quatrième gazoduc Shaanxi-Beijing

Raffinage et Pétrochimie

La Société a poursuivi sa bonne performance dans le secteur du raffinage et des produits chimiques en 2017. La Société a pris une série de mesures de transformation et de mise à niveau, de planification de production et d'optimisation des plans de traitement et de la structure des produits. La production s'est déroulée de manière régulière et équilibrée tout au long de l'année et a contribué de manière significative à la croissance globale des bénéfices de la Société.

Nous avons continué à optimiser l'allocation des ressources en faveur des installations de raffinage génératrices de revenus. La Société a amélioré la distribution des charges de traitement primaires et secondaires, pour assurer une opération efficace à charge élevée des usines intégrées de raffinage-pétrochimie et des installations chimiques. En 2017, nous avons traité 152,45 millions de tonnes de pétrole brut, et produit 103,51 millions de tonnes de produits raffinés et 5,76 millions de tonnes d'éthylène.

Nous avons continué d'optimiser la structure de produits, dont les produits raffinés de grande valeur représentaient plus de 50%. La production d'essence à haute teneur a atteint près de 9 millions de tonnes. La production de kérosène d'aviation a dépassé 10 millions de tonnes quand celle de produits pétroliers à composants lourds a diminué de 225 000 tonnes. En plus, le ratio diesel/essence a encore été réduit.



Le traitement de brut
(en Chine)

152,45

millions de tonnes



La production de produits
raffinés (en Chine)

103,51

millions de tonnes

Résultats du secteur pétrochimique et de raffinage (en Chine)

	2015	2016	2017
Traitement de brut (en million de tonnes)	151,32	147,09	152,45
Taux d'utilisation des unités de raffinage (%)	84,5	80,9	80,8
Production de produits raffinés (en million de tonnes)	103,69	99,32	103,51
Essence	36,47	33,97	40,98
Kérosène	8,34	9,32	10,18
Gazole	58,88	52,03	52,35
Production de lubrifiants (en million de tonnes)	1,21	1,16	1,64
Production d'éthylène (en million de tonnes)	5,03	5,59	5,76
Production de résine synthétique (en million de tonnes)	8,32	9,20	9,40
Production de fibre synthétique (en million de tonnes)	0,07	0,06	0,06
Production de caoutchouc synthétique (en million de tonnes)	0,71	0,76	0,81
Production d'urée (en million de tonnes)	2,57	1,90	1,44
Production d'ammoniac synthétique (en million de tonnes)	1,85	1,53	1,36



Sichuan Pétrochimie

Construction et Opération des Grandes Bases de Raffinage et de Pétrochimie

En 2017, pour assurer une exploitation stable et efficace, nous avons amélioré la gestion de la production et la charge de transformation du brut pour minimiser les fluctuations de production et améliorer les opérations à long terme. En général, 99,57% de nos installations de raffinage et de pétrochimie fonctionnaient à l'état stable, et les 20 indicateurs économiques ont été considérablement améliorés.

Les grands projets de raffinage et de construction pétrochimique ont progressé en douceur. L'installation de raffinage de 13 millions de tonnes par an de Yunnan Pétrochimie a été mise en service avec succès et est restée stable pendant quatre mois à la fin de l'année. La mise à niveau et l'expansion des projets se sont déroulées sans heurt vers les usines de tubes de Huabei Pétrochimie et de Liaoyang Pétrochimie. Le projet d'intégration de Guangdong Pétrochimie, le projet de reconfiguration à Daqing Pétrochimie et les projets d'éthane, de GNL et d'hydrocarbures légers à Changqing et au champ du Tarim ont progressé comme prévu.

Montée en Gamme des Produits Raffinés

Les projets de modernisation des produits raffinés se sont accélérés dans le but d'améliorer la qualité de l'air dans les régions polluées, en particulier Beijing,

Tianjin et Hebei. Selon la réglementation nationale, les carburants devraient répondre à la Norme Nationale V, à partir du 1^{er} janvier 2017 et les carburants vendus dans « 2 + 26 villes » devraient respecter la Norme Nationale VI avant la fin du mois de septembre 2017. Nous avons pris l'initiative de la production d'essence et de diesel à haute teneur pour réaliser la mise à niveau de la qualité des produits à temps. Nous avons ajusté les plans de production, remplacé et amélioré les installations de raffinage.

Développement des Nouveaux Produits

En réponse à l'évolution du marché, nous avons accéléré les efforts de R&D de nouveaux produits chimiques en livrant 70 nouvelles marques de polyéthylène, de polypropylène et de caoutchouc synthétique et d'autres produits en 2017, pour une production totale de 1,14 million de tonnes. La focalisation sur l'augmentation des ventes directes aux clients, a permis une augmentation de 3% du taux de vente directe d'une année sur l'autre et 18% de croissance de vente des produits à forte marge. La vente annuelle de produits chimiques a atteint 27,98 millions de tonnes. Les nouveaux produits tels que le polyéthylène à basse densité linéaire à l'aide de métallocène (MLLDPE) du Dushanzi Pétrochimie, le polypropylène résistant au choc et à faible indice de fluidité du Sichuan Pétrochimie, les matériaux de tuyaux de polyéthylène résistants à la température (PERT) du Daqing Pétrochimie sont entrés avec succès sur le marché.

Vente

En 2017, nous avons adopté une approche marketing allégée pour améliorer le réseau de vente. En plus, nous avons renforcé le marketing de « Internet + Marketing », et le marketing intégré de « produits raffinés, cartes de carburant prépayées, produits non combustibles et lubrifiant ». La rentabilité a été améliorée.

Vente des Produits Raffinés

En 2017, le marché domestique a vu une surabondance de produits raffinés. Nous avons vendu 114,16 millions de tonnes de produits raffinés, en hausse de 1% par rapport à l'année précédente. Nous avons optimisé l'allocation des ressources, associé la production et la commercialisation, augmenté les ventes d'essence et stabilisé les ventes de diesel.

Construction de Réseau de Marketing

Nous avons continué à développer notre réseau de marketing, et renforcé la capacité de vente. En 2017, nous avons installé 623 nouvelles stations-service dont 463 mises en service avaient une capacité de vente de 3,79 millions de tonnes. A la fin de 2017, nos stations-service totalisaient 21 399 en Chine.

Dans un cadre de marketing intégré pour les produits raffinés, les cartes de carburant prépayées, produits non combustibles et lubrifiant, nous avons élargi l'offre de services de nos stations-service en privilégiant la carte de carburant prépayées et favorisé la coopération intersectorielle et les efforts de marketing conjoints. Centré sur le thème promotionnel de saisons et diverses campagnes de marques, nous avons émis 22,42 millions de cartes de carburant Kunlun et diverses cartes de produits en 2017. Parallèlement,

notre clientèle et notre volume d'affaires en ligne ont rapidement augmenté grâce à notre compte officiel de WeChat, au paiement tiers, aux APPs de vente au détail. Les campagnes conjointes avec SAIC Motor, la China Bank of Communications, Alipay, JD.com et d'autres partenaires ont continué à prendre de l'ampleur. Le modèle « 3 + 1 » (services gérés, redevabilité, location d'actifs + franchise de marques) a été adopté pour traiter le problème des stations-service peu performantes en termes de ventes et de rentabilité.

Activités Non Combustibles

Le secteur non combustible a enregistré une croissance significative du revenu et du profit. En 2017, nous avons ouvert 1 438 nouveaux magasins « uSmile », dont le nombre total est à 19 338. Les bénéfices de nos magasins « uSmile » ont été d'environ 30% de plus que l'année précédente. Nous avons connu une croissance rapide dans toute une gamme d'activités telles que les produits à marque propre, l'ingénierie de cuisine, la plateforme d'achat d'app et le réseau de service automobile. Nous avons également exploré les opportunités d'affaires dans les engrais, la publicité et la restauration rapide. Nous nous sommes associés au groupe Charoen Pokphand pour lancer la marque de restauration rapide « uSmile Chia Tai » et ouvert 30 nouveaux points de vente. En 2017, nos activités non combustibles ont enregistré un chiffre d'affaires de 18,6 milliards de yuans, soit une hausse de 29,2% en glissement annuel.

Lubrifiant

La Société a intégré ses réseaux de vente, fait jouer ses avantages techniques et de service, assumé une stratégie de marketing ciblé. La Société a vendu 1,43 million de tonnes de lubrifiants en 2017, soit une augmentation de 260 000 tonnes. Les ventes de produits de grande valeur tels que les lubrifiants automobiles, les fluides automobiles et les lubrifiants marins ont connu une croissance importante en termes d'ampleur et de quantité. En particulier, les ventes de fluides automobiles ont atteint 120 000 tonnes, en hausse de 188% par rapport à l'année précédente.

Sous-produits du Pétrole

Les ventes de nos sous-produits divers ont atteint un record historique de 33,90 millions de tonnes en 2017, soit une augmentation de 540 000 tonnes par rapport à l'année précédente. Nous avons vendu 8,53 millions de tonnes d'asphalte, soit 1,41 million de tonnes de plus que l'année précédente et représentant 28% du marché domestique, le numéro un des acteurs. Et les ventes aux utilisateurs finaux ont représenté 59% du total, en hausse de 42% et un record historique.



Stations-service

Opérations Pétrolières et Gazières Internationales

Grâce aux opportunités offertes par l'Initiative de « la Ceinture et la Route », nos opérations pétrolières et gazières à l'étranger ont connu une expansion constante en 2017 et un certain nombre de nouveaux accords de coopération ont été signés. Nos investissements à l'étranger ont encore été optimisés, ce qui a permis de renforcer notre place internationale. Des découvertes majeures ont été annoncées dans les principales zones d'exploration à l'étranger. De nombreux projets clés sont devenus opérationnels. A la fin de 2017, la CNPC a étendu ses activités dans 38 pays.

Exploration Pétrolière et Gazière

En 2017, la Société a pris en mesure une stratégie à faible coût, un contrôle stricte des risques et d'exploration en grand investissement. La Société a concentré ses efforts sur des réserves de qualité productibles et orienté les investissements d'exploration vers des secteurs clés. Ces activités se sont traduites par des réserves récupérables nouvellement ajoutées de 90,93 millions de tonnes d'équivalent pétrole, dont 62,80 millions de tonnes de pétrole brut et 35,3 milliards de m³ de gaz naturel.

Des découvertes majeures dans des zones clés ont conduit à une quantité totale de réserves nouvellement prouvées plus importante que prévu. Au Brésil, un prospect pétrolier de classe mondiale a été confirmé par l'exploration en eau profonde à Libra, avec 1,56 milliard de tonnes de pétrole en place et 500 millions de tonnes de réserves récupérables dans le Nord-Ouest. Des essais de puits étendus ont abouti à la première huile. Au Turkménistan, les activités d'exploration sur la rive droite d'Amu Darya ont identifié des zones de remplacement à grande échelle et de nouvelles percées ont été réalisées dans les ceintures tectoniques centrale et orientale.

Un certain nombre de réserves de haute qualité et productibles ont été identifiées grâce à l'exploration progressive. Des coulées de pétrole à haut rendement ont été obtenues à partir de puits d'exploration du socle enfoui et de nouvelles découvertes ont été faites dans la formation de P dans le Bassin de Bongor au Tchad. Trois nouveaux réservoirs ont été découverts dans le gisement d'Agadem au Niger. Les activités d'exploration dans le bloc T des Andes en Equateur se sont avérées fructueuses. L'exploration progressive du champ pétrolifère de Daleel à Oman a entraîné une augmentation des réserves. Des réservoirs à haut rendement et enrichis en pétrole ont été découverts au bloc 6 dans l'affaissement de Sufyan au Soudan. Au Kazakhstan, des prospections détaillées ont abouti à un certain nombre de découvertes dans le bassin du sud de Turgai et des progrès significatifs ont été réalisés dans le bloc central précasprien et dans la pré-vallée du gisement de Zhanazhol. En Irak, l'exploration de la zone profonde a abouti à de nouvelles percées dans le gisement de Halfaya.



La part de la CNPC dans la production de pétrole brut à l'étranger

68,80

millions de tonnes



La part de la CNPC dans la production de gaz naturel à l'étranger

25,5

milliards de m³

Production Pétrolière et Gazière

En 2017, nos projets à l'étranger ont connu une croissance régulière de la production pétrolière et gazière selon les tendances du prix du pétrole et les bénéfices de développement. Nous avons optimisé les mesures d'inondations dans les champs matures, introduit de nouveaux puits et accéléré les projets clés. La production d'exploitation de toute l'année a atteint 162,74 millions de tonnes d'équivalent pétrole, dont 89,08 millions de tonnes de capitaux propres, soit une augmentation de 17,2% par rapport à l'année précédente. La production d'exploitation et de capitaux propres de pétrole brut était respectivement de 136,18 millions de tonnes et de 68,8 millions de tonnes, et celle du gaz naturel étaient respectivement de 33,3 milliards et de 25,5 milliards de m³.

Asie centrale et Russie: La phase I du projet Yamal, qui est le plus grand projet de GNL dans l'Arctique au monde et un projet de la participation totale de la CNPC à l'exploitation, a été achevée et mise en production par la première expédition avec succès. Au Kazakhstan, le projet Aktobe a remporté les offres de deux blocs d'exploration de Teresken I et II, d'une superficie totale d'environ 4 500 km². Au Turkménistan, le projet de gaz naturel d'Amu Darya est resté très productif, qui a introduit de nouveaux puits en opération. Quatre groupes de compresseur sont devenus opérationnels sur le champ gazier de Saman-Depe dans le cadre de la première phase du projet EGR; la deuxième phase était en cours de construction et devrait améliorer les taux de récupération. En Ouzbékistan, la première phase du projet gazier de Karakul, y compris trois champs, a démarré avec une capacité conçue pour fournir 1 milliard de m³ par an.

Amérique latine: Les opérations pétrolières et gazières de la CNPC d'Amérique latine sont restées sûres et stables grâce à la gestion fine, au déploiement de nouveaux puits et à la mise en place de mesures efficaces. Le projet de Libra au Brésil a démarré sa production en novembre 2017, qui a généré un retour aux côtés des investissements. Le consortium composé de la CNPC, Petrobras et BP a remporté le bloc d'exploration de Peroba à Presalt, en mer profonde du Brésil. Cela a marqué un autre projet important en eau profonde de la CNPC à la suite du projet à Libra. Au Venezuela, la construction de projets clés a progressé, avec de nouveaux progrès en expansion de capacité du projet MPE3 de la phase I de 165 000 barils par jour, des essais significatifs de récupération thermique au projet Junin-4 et la montée rapide en puissance du projet Zumano de 15 000 barils par jour.

Moyen-Orient: La CNPC a signé un accord d'achat d'actions avec Abu Dhabi National Oil Company pour acquérir une participation de 8% dans la concession à terre d'ADCO. La phase I du projet d'Abu Dhabi Al-Yasat s'est déroulée sans heurts et devrait atteindre le premier niveau de pétrole au premier semestre de 2018. Les champs Rumaila et West Qurna-1 en Iraq ont connu des inondations efficaces et une amélioration de la capacité de production. Le déclin naturel a été en plus modéré grâce à l'optimisation de l'espace des puits et à l'injection équilibrée. La phase III du projet Halfaya a démarré plus tôt que prévu, qui a livré du pétrole brut à un taux de 250 000 barils par jour. Le projet de la centrale électrique de Rumaila a commencé à expédier de l'électricité au réseau local. En Iran, le projet MIS a rétabli l'opération. Le consortium de la CNPC, Total et une compagnie locale ont signé un accord avec National Iranian Oil Company pour la phase 11 d'exploitation de gaz naturel de South Pars (SP 11).

Afrique: La CNPC International Nile a exploité les champs pétrolifères au Soudan et au Soudan du Sud en renforçant les mesures de gestion de la production. La Société a introduit de nouveaux puits et encouragé l'utilisation de techniques RAO éprouvées et peu coûteuses. Au Soudan du Sud, la production de pétrole et de gaz a augmenté régulièrement dans le bloc 3/7 grâce à l'évaluation dynamique des réservoirs, à l'optimisation de l'emplacement des puits et à l'amélioration des programmes de stimulation. Les projets visant à résoudre les problèmes de goulot d'étranglement ont été achevés avec une haute qualité, ce qui a porté la capacité de traitement des fluides à 29 millions de tonnes par an. De nouvelles techniques telles que l'injection de gaz, l'élévation de gaz et le réducteur de viscosité MFCA ont été adoptées dans les blocs 1/2/4 du Soudan avec des solutions de forage économiques. Au bloc 6 au Soudan, la récupération thermique du pétrole lourd a contribué de 72% à la production totale du champ FNE. Au Mozambique, le projet intégré d'E&P et de GNL dans les gisements de gaz de Corail du bloc 4 dans le bassin de Rovuma a été lancé. Au Tchad, la première installation de CPF Daniela pour le projet d'ingénierie de surface des gisements pétroliers de la phase 2.2 a été mise en service avec succès.

Asie-Pacifique: En Indonésie, nous avons maintenu la production dans les délais en introduisant de nouveaux puits, en exploitant le potentiel des anciens puits et en optimisant les processus de production. Au Canada, le développement du condensat de gaz a débuté sur le champ pétrolier et gazier de réservoirs étanches de Duvernay, grâce à l'optimisation continue de la conception et de l'investissement dans le forage et à l'achèvement des travaux. Dans le cadre du projet de sables bitumineux de la phase I de Fleuve MacKay, 42 puits horizontaux ont été utilisés pour la production au moyen d'un système de drainage gravitaire assisté par la vapeur (SAGD), avec une production quotidienne de 11 000 barils. En Australie, le système de gaz combustible pour les compresseurs dans le projet Arrow PTL a été amélioré et mis en service.

Construction et Opération de Pipelines

En 2017, nous avons maintenu un fonctionnement sûr et stable des gazoducs transfrontaliers à longue distance, y compris le gazoduc Asie centrale-Chine, le gazoduc Myanmar-Chine, et l'oléoduc Russie-Chine et l'oléoduc Kazakhstan-Chine. À la fin de 2017, la CNPC a exploité 16 500 kilomètres et pipelines à l'étranger, dont 8 597 kilomètres pour le pétrole brut et 7 903 kilomètres pour le gaz naturel, transportant 33,47 millions de tonnes de pétrole brut et 47,6 milliards de m³ de gaz tout au long de l'année.

Les principaux projets de pipelines à l'étranger se sont progressés régulièrement. Le pipeline de pétrole brut Myanmar-Chine et le deuxième oléoduc Russie-Chine sont devenus opérationnels. La section nord du gazoduc oriental Russie-Chine a entièrement démarré sa construction. La ligne D du gazoduc Asie centrale-Chine a été lancée. Deux stations de compression le long de la phase II du gazoduc Kazakhstan-Chine (section sud du Kazakhstan) sont devenues opérationnelles, ce qui a porté la capacité du gazoduc à 10 milliards de m³ par an. Le pipeline de Grand Rapids au Canada a commencé le transport du pétrole, livrant environ 100 000 tonnes de pétrole brut par mois.

Le pipeline de pétrole brut Myanmar-Chine

Le pipeline de pétrole brut Myanmar-Chine commence à l'île Maday à Kyaukphyu au Myanmar, entre en Chine à la ville frontalière de Ruili dans la province du Yunnan et se termine à la Yunnan Pétrochimie à Kunming. Le pipeline a une longueur totale de 1 420 kilomètres, dont 771 kilomètres au Myanmar et 649 kilomètres en Chine, avec une capacité annuelle prévue de 13 millions de tonnes. Le pipeline a démarré en juin 2010 et est devenu opérationnel le 10 avril 2017. Traversant de grandes rivières le long de la route, la construction du pipeline est confrontée à des défis d'exploitation et de contrôle tels que la différence de hauteur, la pression de fonctionnement élevée et les virages multiples. En particulier, la différence de hauteur atteint jusqu'à 1 500 mètres lors de la traversée de la fleuve Nujiang, qui a fait ce pipeline l'un des pipelines de liquides les plus compliqués au monde. En tant que quatrième canal d'importation d'énergie en Chine après les oléoducs Asie centrale-Chine, l'oléoduc et la route maritime entre la Russie et la Chine, les pipelines de gaz et de pétrole brut Myanmar-Chine représentent une réalisation importante de la coopération énergétique entre les deux pays.

Deuxième oléoduc Russie-Chine

Le deuxième oléoduc Russie-Chine commence à Mohe du Heilongjiang, traverse la Mongolie intérieure et se termine à Daqing du Heilongjiang. Parallèlement au premier oléoduc Russie-Chine, il a une longueur totale de 932 kilomètres, un diamètre de conduite de 813 mm, une pression nominale de 9,5 à 11,5 MPa et une capacité annuelle conçue de 15 millions de tonnes. Le pipeline a commencé sa construction le 20 juillet 2016 et est devenu opérationnel le 1^{er} janvier 2018. En vertu de l'accord entre la CNPC et Rosneft sur l'augmentation de l'approvisionnement en pétrole, Rosneft livrera 15 millions de tonnes de pétrole brut à la Chine chaque année à l'aide du deuxième oléoduc Russie-Chine.



La construction du réservoir à essence à l'île Maday au Myanmar

Raffinage et Pétrochimie

En 2017, à un rythme stable et en sécurité, nos raffineries à l'étranger ont traité 45,78 millions de tonnes de pétrole brut. Au Kazakhstan, la première phase du projet de renouvellement de la raffinerie de Shymkent a été mise en service. La capacité de traitement de l'huile acide de la raffinerie a été améliorée et elle a pu produire des carburants conformes aux Normes Euro IV et Euro V. Le projet de phase II était à mi-chemin du plan de construction et devrait commencer à produire dans la seconde moitié de 2018. Au Soudan, la reprise de la raffinerie de Khartoum s'est déroulée sans heurts et un accord de service technique a été signé. La raffinerie de N'Djamena au Tchad et celle de Zinder Refinery au Niger ont achevé avec succès ses plans de production et exploré activement les marchés.

Collaboration et Développement de Projets

En 2017, la coopération pétrolière et gazière à l'étranger de la CNPC a continué de s'approfondir et de s'étendre. La coopération entre la CNPC et de nombreux pays, en particulier avec les pays au long de « la Ceinture et la Route », a été fructueuse et une série d'accords de coopération ont été signés avec les gouvernements et les compagnies énergétiques de Russie, de Kazakhstan, d'Ouzbékistan, d'Azerbaïdjan, de Mozambique et d'Abou Dhabi.

En Asie centrale-Russie, la CNPC et le Gazprom ont signé un certain nombre d'accords, notamment l'*Accord supplémentaire de vente et d'achat de gaz à travers la section d'Est*, le *Mémorandum d'entente entre CNPC, CCCC, Gazprom et Russian Highways de la coopération stratégique sur l'utilisation du GNL dans le transport routier principal*, et le *Mémorandum d'entente entre CNPC, Gazprom et China Huaneng Group sur la coopération dans la production d'électricité à partir de gaz naturel*. En outre, la CNPC a signé un accord avec Rosneft sur la création d'un comité de coordination conjoint et un accord avec Novatek sur la coopération stratégique.

La CNPC et la KazMunayGas ont signé l'*Accord sur la promotion de la rénovation de la raffinerie de Shymkent* et le *Mémorandum d'entente sur l'exportation du gaz du Kazakhstan vers la Chine*. La CNPC et le ministère de l'Energie du Kazakhstan ont signé le *Mémorandum d'entente de la prolongation des accords pétroliers*.

La CNPC et l'Uzbekneftegaz ont signé l'*Accord supplémentaire de vente et d'achat entre la CNPC et l'Uzbekneftegaz*, le *Protocole d'entente sur les stockages de gaz souterrains à Gazli* et l'*Accord de financement entre la CNPC, la Bank of China et l'Uzbekneftegaz pour les projets de la nouvelle Route de la soie*.

La CNPC et la Société nationale de pétrole d'Azerbaïdjan (SOCAR) ont signé le *Mémoire d'entente entre la CNPC, la China Development Bank et la SOCAR sur la coopération en matière d'investissement et de financement pour les projets gazochimiques en Azerbaïdjan*, le *Mémoire d'entente sur la coopération pétrolière et gazière*, et le *Contrat FEED/OBCE pour les projets gazochimiques en Azerbaïdjan*.

Au Moyen-Orient, la CNPC et la Compagnie Nationale des Hydrocarbures d'Abu Dhabi (ADNOC) ont signé un accord sur l'achat d'actions de la concession pétrolière à terre ADCO d'Abu Dhabi. Dans le cadre de l'accord, la CNPC obtient une participation de 8% dans le projet pour une durée contractuelle de 40 ans et une participation de 8% dans Abu Dhabi Company pour les opérations pétrolières à terre (ADCO). En outre, les deux parties ont signé un mémorandum d'entente sur le renforcement de la coopération dans les blocs pétroliers et gaziers, le développement du champ gazier et la construction d'installations de stockage du pétrole. La CNPC, Total et une société iranienne ont formé un consortium et signé un accord pour la Phase 11 de l'exploitation de gaz de South Pars (SP11) avec la National Iranian Oil Company (NIOC).

En Afrique, nous avons approfondi la coopération avec l'ENH Mozambique. Les deux parties ont signé une série d'accords de coopération couvrant l'exploration et le développement pétroliers et gaziers, les services pétroliers, la construction mécanique, le raffinage et les produits chimiques, ainsi que la logistique.

En Asie-Pacifique, la CNPC a signé l'*Accord Myanmar-Chine sur le transport de pétrole brut* et un mémorandum d'entente avec Pertamina sur l'approfondissement de la coopération pétrolière et gazière en dehors de la Chine et de l'Indonésie.

En outre, la CNPC et l'Eni ont signé un accord de coopération dans les domaines de l'E&P, du gaz naturel et du GNL, du commerce et de la logistique, du raffinage et des produits chimiques. La CNPC et Cheniere Energy ont signé le *Mémoire d'entente sur la vente et l'achat de GNL à long terme* afin de renforcer la coopération dans le golfe du Mexique et de faciliter l'achat à long terme de GNL entre les deux pays.



La raffinerie de Shymkent au Kazakhstan

Commerce International

En 2017, nous avons continué de stimuler le commerce international et les contrats à terme sur le pétrole brut, les produits raffinés, le gaz naturel et la pétrochimie tout en renforçant nos trois centres d'exploitation pétrolière et gazière en Asie, en Europe et en Amérique. Notre réseau de marketing à l'étranger n'a cessé de s'accroître pour atteindre à plus de 80 pays et régions à travers le monde, y compris tous les principaux producteurs et consommateurs de pétrole et de gaz dans le monde. En 2017, nous avons enregistré un volume d'échanges de 470 millions de tonnes, d'une valeur de 184,4 milliards de dollars, en hausse de 4,4% et de 30,6% par rapport à l'année précédente.

Nous avons continué d'optimiser les importations de pétrole brut et les ventes de pétrole d'actions à l'étranger grâce à nos ressources commerciales du monde. Nous avons continué d'importer du pétrole brut de l'ouest du Kazakhstan et de la Russie afin de réduire les coûts d'approvisionnement de nos raffineries. Nous avons assuré l'approvisionnement en pétrole brut à Yunnan Pétrochimie dans les délais pour le début de la production du pipeline de pétrole brut Myanmar-Chine. Nous avons favorisé les ventes de pétrole d'actions à l'étranger et fait des progrès positifs en Amérique. Nous avons réalisé pour la première fois la vente de pétrole mélangé au Canada et nous avons progressé sur les préventes de brut de concession du projet de Libra au Brésil et l'importation de brut de concession en Amérique.

Nous nous sommes adaptés aux ajustements des plans d'exportation de produits raffinés et nous avons échangé 12,63 millions de tonnes de produits raffinés en 2017 sur les marchés de référence Platts. A la base des marchés traditionnels comme le Myanmar, le Sri Lanka, le Vietnam, l'Indonésie, la Malaisie, les Philippines et le Pakistan, nous avons fait d'importants progrès dans l'exploration des marchés australien et japonais.

Le secteur de gaz naturel a connu des avancées dans les négociations sur les grands projets entre l'Asie centrale-Chine, la Russie-Chine, Myanmar-Chine, et l'importation de GNL. Nous avons signé un accord de vente et d'achat d'un an et un accord de transport transfrontalier à long terme avec le Kazakhstan, et un mémorandum d'entente sur les ventes et achats de GNL à long terme avec Cheniere Energy. Compte tenu de la forte demande de gaz en hiver, nous avons acheté du GNL sur les marchés au comptant pour alimenter le marché domestique.

En ce qui concerne les produits chimiques, nous avons développé des marchés de ressources à l'étranger et augmenté les importations de méthanol et d'éthane afin d'assurer une alimentation allégée aux entreprises pétrochimiques nationales. Grâce à la négociation de base, nous avons renforcé la vente au comptant de la ZEP et obtenu de bons résultats.

Nos activités de transport maritime ont obtenu des profits relativement satisfaisants, à la suite de l'optimisation des itinéraires de la flotte et de l'allocation des marchandises, malgré le déclin du prix de fret. Nous avons

élargi l'affrètement à temps des transporteurs de GNL et des très gros porteurs de brut (VLCC), optimisé la structure de la capacité de la flotte pour permettre un développement coordonné en termes de quantité et de qualité. De plus, nous avons intensifié l'inspection des navires et les mesures de sécurité anti-piratage pour assurer un transport en sécurité.

Centres d'Opérations Internationaux

Nos trois centres opérationnels en Asie, en Europe et en Amérique ont intégré les capacités de commerce, de traitement, de transport et d'entreposage pour l'optimisation des ressources mondiales. En 2017, nous avons poursuivi l'expansion du réseau de commercialisation et renforcé les trois centres opérationnels à l'étranger, en mettant l'accent sur les marchés de « la Ceinture et la Route ».

Le centre opérationnel en Asie a rationalisé ses processus commerciaux et logistiques et a réalisé des ventes de pétrole d'équité des EAU, de l'Iraq et de l'Iran. En ce qui concerne la commercialisation des produits raffinés, notre part de marché a grimpé au-dessus de 14% en Australie, et a atteint 32% au Myanmar et 45% au Sri Lanka. En tant que premier fournisseur de carburéacteur de l'aéroport de Hong Kong, nous avons marqué 43% du marché de Hong Kong en 2017. Pour la première fois, l'essence et les aromatiques de nos raffineries en Europe ont été vendus au Moyen-Orient et à Singapour. Les produits raffinés, les produits chimiques et le GNL ont connu un marché en croissance en Australie, au Japon et dans la région de Taiwan. Notre projet d'investissement s'est bien déroulé. Le projet d'essence propre et de cogénération de la Singapore Refining Company a démarré. Les réservoirs de stockage de pétrole au Myanmar ont été dûment enregistrés et les projets de construction de réseaux de vente aux Philippines et en Australie ont progressé.

Le centre en Europe a réussi à vendre de l'huile de base du Kazakhstan, du Soudan et du Tchad à la région méditerranéenne. Nous avons obtenu des contrats de vente de produits raffinés dans la région Baltique, en Lituanie et en Irlande, ce qui nous a permis une plus grande présence en Europe. Nos raffineries de joint-venture au Royaume-Uni et en France sont restées stables avec une amélioration continue de la rentabilité.

Le centre en Amérique a créé un mode commercial innovant, qui a réalisé le financement et les ventes de pétrole pour le projet MPE3 au Venezuela. Nous avons vendu avec succès des produits raffinés de nos raffineries en Amérique du Nord, en Amérique du Sud et en Europe, élargissant notre part dans ces marchés. Au Brésil, le projet de réseau de vente au détail a bien progressé et nous sommes parvenus à un accord avec Total (Brésil) sur les conditions clés d'achat d'une participation dans son réseau de distribution de produits raffinés. Une fois finalisé, cet accord permettra à la CNPC de participer à fournir près de 2 000 stations-service d'essence, du diesel et de l'éthanol au Brésil.

Activités de Services

En 2017, grâce à nos avantages dans l'exploitation intégrée et les services spécialisés, le secteur de service a continué de s'accroître en termes de part de marché et de performance. La compétitivité et la rentabilité ont été améliorées alors que nous explorons les opportunités de marché dans les services techniques, la construction mécanique, la fabrication d'équipements et les services financiers.

Service Technique

En 2017, nous avons optimisé les processus de service, créé de nouveaux mode de travail, élargir notre secteur, utilisé les techniques innovantes, amélioré l'efficacité, la qualité et le volume de charge de travail. En plus, nous avons élargi notre marché intérieur et extérieur avec une participation plus importante. A la fin de l'année 2017, 5 007 équipages fournissaient des services de prospection géophysique, de forage, de diagraphie, de diagraphie de boue, d'exploitation en fond de puits et d'ingénierie offshore dans 51 pays du monde entier.

Prospection géophysique

En 2017, nous avons déployé 150 équipes sismiques dont 71 en 2D et 79 en 3D dans 289 projets, qui ont obtenu des données sur 154 904 kilomètres de lignes 2D et 57 182 km² de profils 3D. Avec 100% du taux de réussite pour les profils d'acquisition de données sur site et les profils de traitement de données finaux, les enquêtes 3D domestiques enregistrées en moyenne par jour ont augmenté de 4,3%.

Compte tenu des tendances technologiques et des exigences sur les marchés d'exploration nationaux et internationaux, nous avons intensifié la R&D des logiciels et des équipements de base et favorisé l'utilisation de nos dispositifs exclusifs et des technologies packagées, notamment les solutions géophysiques GeoEast et KLSeis II, Vibrose de haute précision EV56, vibrose basse fréquence LFV3, sismographe filaire G3i et système de nœuds eSeis, ainsi que la technologie « azimut large, large bande et haute densité » et des techniques d'acquisition de tir mixtes à haute productivité. Par conséquent, nous avons constaté des gains rapides de productivité et de compétitivité ainsi que des progrès constants dans nos projets de services de prospection géophysique au pays et à l'étranger. En particulier, les techniques d'acquisition de tir à haute productivité se sont avérées fructueuses au projet PDO à Oman, permettant plus de 20 000 tirs par jour.

Nous nous sommes recentrés sur le marché haut de gamme international en 2017 et avons remporté un certain nombre d'offres telles que le projet intégré de prospection 3D à terre à l'ouest du Koweït, un projet d'étude 3D en eau profonde pour BP et un projet d'étude sismique dans le désert du Sahara. En plus, nous avons obtenu le contrat pour la réalisation de la première étude d'acquisition du système de nœuds Z100 à Tomori en Indonésie. En ce qui concerne le traitement et l'interprétation des données, nous avons remporté un contrat de cinq ans avec Kuwait National Petroleum Company et un contrat pour le projet S78 Phase III (Farshah) de Saudi Aramco. Notre flotte en eaux profondes est devenue le plus grand fournisseur de services sismiques 2D de remorquage au monde, ce qui représentait une part de marché mondiale de 51%. A la base des six nouveaux marchés, à savoir le Kirghizistan, le Somaliland, le Canada, l'Égypte, le Cuba et le Maroc, nous avons réalisé de nouveaux progrès aux Émirats arabes unis, au Ghana, en Égypte, en Indonésie et au Maroc.

Données de la prospection géophysique

	2015	2016	2017
Equipes de prospection sismique en service	166	165	163
En Chine	96	96	94
À l'étranger	70	69	69
Operation sismique 2D (km)	132 714	162 684	154 904
En Chine	22 521	35 919	30 644
À l'étranger	110 193	126 765	124 260
Operation sismique 3D (km ²)	47 219	58 120	57 182
En Chine	10 722	10 844	10 313
À l'étranger	36 497	47 276	46 869

Forage

En 2017, nos 1 183 équipes de forage ont commencé le travail des 11 916 puits et achevé 11 687 puits, avec une longueur totale de 25,79 millions de mètres.

Nous avons amélioré l'efficacité du forage grâce à l'adoption des services EPC et des processus d'usine. Les efforts de R&D ont été accélérés et de nouvelles techniques ont été déployées pour améliorer la performance et renforcer les parts de marché et les capacités de service. L'accélération du ROP pour les puits profonds a été fructueuse, avec 648 puits plus profonds que 4 000 mètres forés, une augmentation de 121 puits ou une hausse de 23% par rapport à l'année précédente. La profondeur moyenne était de 4 922 m, avec une hausse de 0,65%. Le cycle moyen de construction du puits et le cycle de forage ont réduit respectivement de 8,38% et 7,34%; et le taux de pénétration moyen jusqu'à 1 449 m par mois pour chaque plate-forme, en hausse de 9,94%. Les procédés industriels de production de gaz de schiste et de gaz de réservoirs étanches ont permis d'améliorer l'efficacité du forage et de réduire les coûts de forage dans le cadre d'un modèle de gestion d'usine « 3 + 3 ». De nouvelles techniques ont été développées et promues, telles que des outils de forage à percussion rotatifs hydrauliques. En particulier, l'hydro-oscillateur, les marteaux rotatifs et d'autres outils ont permis d'améliorer la ROP moyenne de 60% à des intervalles d'essai appliqués. Le forage géo-directionnel a été largement utilisé au champ pétrolier du Tarim et au champ du Xinjiang et a obtenu de bons résultats.

En 2017, nous avons remporté des contrats EPC en Iraq, au Kazakhstan et en Ouzbékistan, des contrats de services de forage basés sur la tarification

au Venezuela, en Équateur et en Arabie Saoudite et un contrat de forage en mer avec la National Iranian Oil Company pour la première fois.

Diagraphie de puits et enregistrement de données

En 2017, 813 équipes de la CNPC ont fait la diagraphie des 101 531 puits/fois dans 18 pays, et 1 436 équipes de surveillance de forage ont achevé leur travail dans 13 187 puits.

Selon l'état de service et des besoins de diagraphie dans la production de gisements pétroliers, la diagraphie par imagerie a été utilisée pour évaluer des réservoirs complexes et maximiser la production par puits. Une gamme de techniques et de procédés innovants a été largement adoptée pour améliorer l'efficacité et réduire les coûts. Les solutions d'imagerie EILog ont permis une augmentation significative de la charge de travail. Le système de diagraphie LEAP800 a vu une application plus large. Les techniques d'enregistrement de la mémoire expresse ont été améliorées, qui a augmenté ainsi l'efficacité de fonctionnement de plus de 30%. Les techniques d'enroulement des tuyaux et de transport des tracteurs ont été efficacement déployées pour réduire le temps d'opération de 16,7 heures par puits. Les progrès réalisés dans les méthodes, les outils et l'équipement de perforation ont contribué à l'élaboration de solutions intégrées pour l'achèvement des puits et à l'EOR.

En 2017, des progrès ont été réalisés dans l'exploration des marchés internationaux, à savoir la conclusion des contrats importants de diagraphie en Iraq, en Iran et au Soudan. Nous sommes pour la première fois entrés au marché de Koweït sur l'enregistrement de données.

Données des opérations de forage

	2015	2016	2017
Equipes de forage en service	1 230	1 205	1 183
En Chine	979	943	921
À l'étranger	251	262	262
Puits réalisés dans l'année	9 387	9 328	11 687
En Chine	8 389	8 686	10 807
À l'étranger	998	642	880
Métrage perforé dans l'année (en million de mètres)	20,89	19,50	25,79
En Chine	18,38	17,96	23,55
À l'étranger	2,51	1,54	2,24

Données des opérations de diagraphie

	2015	2016	2017
Equipes de diagraphie	803	797	813
En Chine	662	663	677
À l'étranger	141	134	136
Opérations de diagraphie	88 926	79 231	101 531
En Chine	83 933	75 591	96 588
À l'étranger	4 993	3 640	4 943

Opérations au fond de puits

En 2017, nos 1 845 équipes d'opérations au fond de puits ont terminé 110 844 opérations et les tests de 9 237 couches.

Nos performances d'exploitation en fond de trou ont été encore améliorées grâce à une R&D intensifiée et à une application plus large de technologies innovantes. Des solutions de fracturation à plusieurs étages comprenant un bouchon de pont, un obturateur à trou ouvert, un jet hydraulique et une fracturation d'eau lisse se sont avérées efficaces dans la reconstruction de volume. Les opérations en usine ont facilité le développement à grande échelle du gaz de schiste et du pétrole et du gaz de réservoirs étanches. Efficacité de l'opération et effet de stimulation ont été grandement améliorés, grâce à un fonctionnement croisé amélioré en usine, à la coopération de la fermeture à glissière, au mélange continu et à l'alimentation continue en sable. Les opérations de tubage enroulé ont été largement utilisées et l'ampleur de l'opération de snubbing a été étendue. Les techniques de fracturation sèche au CO₂ ont été polies par des essais sur le terrain pendant plus de 10 périodes de temps. La fracturation par sous-division à base de grappes avec des tubes enroulés et des garnitures de fond a entraîné des gains d'efficacité significatifs. Des percées ont été réalisées pour la transmission sans fil de paramètres de test de formation en fond de trou, permettant une profondeur de travail allant jusqu'à 5 000 mètres.

Données des opérations au fond de puits

	2015	2016	2017
Equipes d'operation au fond de puits	2 153	1 914	1 845
En Chine	1 929	1 676	1 592
À l'étranger	224	238	253
Nombre d'operations au fond de puits	128 879	112 643	110 844
En Chine	126 062	110 818	109 006
À l'étranger	2 817	1 825	1 838
Tests d'exploitation (couche)	7 782	8 515	9 237
En Chine	5 051	5 555	6 227
À l'étranger	2 731	2 960	3 010

Ingénierie offshore

En 2017, nous avons fourni des services de forage offshore, de complétion de puits, de cimentation, de test de formation et de production, de fond de puits, de conception offshore et de construction dans diverses zones maritimes, notamment la mer de Chine méridionale, la mer de Bohai et le golfe Persique. Tout au long de l'année, nos six plates-formes en mer ont complété un total de 18 500 mètres de forage, et nos 20 navires ont parcouru 122 756 milles marins au total.

En tant qu'entrepreneur général du projet pilote de production d'hydrates de gaz naturel dans la mer de Chine méridionale, nous nous sommes attaqués à des difficultés de classe mondiale pour l'extraction de gaz dissociative en eau peu profonde et l'empêchement de sable dans les réservoirs silteux, ce qui a garanti le succès du projet. En outre, nous avons remporté un projet de forage d'eau peu profonde auprès de l'Iranian Offshore Oil Company.

Ingénierie et Construction Pétrolière

En 2017, China Petroleum Engineering Co., Ltd. (CPEC), une filiale spécialisée en charge de construction d'ingénierie de la CNPC, a été cotée en Bourse après une restructuration. Grâce à ses avantages dans les services spécialisés et la gestion intégrée, la CPEC a adopté une conception normalisée, une préfabrication en usine, une ingénierie modulaire, une exploitation mécanisée et une gestion informatisée. La CPEC a continué de renforcer ses compétences et fourni des solutions de construction d'ingénierie intelligentes. En plus, la CPEC a accéléré son changement d'un entrepreneur EPC à un fournisseur de services intégré.

Sur le marché intérieur et à l'étranger, la CPEC a obtenu des contrats pour les installations non propriétaires de l'usine de traitement du gaz d'Amur en Russie, le gazoduc du gaz naturel d'AKK au Nigeria, un système de mouillage à point unique et la pose de tuyaux de Eastern Refinery au Bangladesh, le gazoduc de Haradh en Arabie Saoudite et des EPC installations intégrées au champ pétrolier de Bab à Abu Dhabi. En 2017, la CPEC a exécuté 43 projets dans les domaines de l'ingénierie de surface, du stockage et du transport de pétrole et de gaz, du raffinage et de l'ingénierie chimique et environnementale.

Construction du terrain des champs pétroliers et gaziers

En 2017, nos projets d'ingénierie de surface ont bien progressé dans les champs pétroliers et gaziers clés au pays et à l'étranger. Une unité légère de récupération des hydrocarbures pour la production condensat de gaz a été mise en service au gisement de pétrole du Tarim. Les modules pour la phase II et la phase III du projet GNL de Yamal ont été achevés. Un projet de goulot d'étranglement a été livré au bloc 3/7 au Soudan du Sud. La phase I du projet EGR sur le champ de Saman-Depe au Turkménistan et la phase I du projet gazier de Karakul en Ouzbékistan sont devenus opérationnels. Le projet de rénovation de l'usine de gaz naturel de Bassorah en Iraq et le projet d'ingénierie



Succès de la première tentative d'exploitation des hydrates de gaz dans la région Shenhu en mer de Chine méridionale

Le 18 mai 2017, la Chine a annoncé le succès de sa première tentative d'exploitation des hydrates de gaz dans la région Shenhu, en mer de Chine méridionale, une percée historique dans l'extraction de gaz à partir d'hydrates.

La CNPC a joué un rôle important dans le projet en tant que société affiliée CNPC Offshore Engineering Company Ltd. (CPOE) et a travaillé en tant qu'entrepreneur général du projet pilote de production d'hydrates de gaz. En s'appuyant sur l'expertise de la CNPC dans le développement des champs pétroliers, la CPOE a relevé des défis tels que réservoirs de sable silteux, faible profondeur d'enfouissement, basse température sous eau profonde, production de sable et production d'hydrates secondaires du projet. Finalement, le projet a maintenu une production régulière de gaz pendant 60 jours et a produit un total de 309 000 m³, les records mondiaux en termes de période de production et de rendement. Au cours de l'exécution du projet, d'excellentes

performances HSE ont été atteintes et l'environnement écologique marin a été bien protégé, 100% des déchets étaient conformes aux réglementations d'émission et sans aucun risque pour la sécurité, le travail ou l'environnement. La production pilote réussie marque un pas en avant de la CNPC dans l'exploitation en eau profonde et démontre nos capacités techniques dans le forage en eau profonde, l'achèvement de puits et la production pilote.

Le 24 août 2017, la CNPC a signé l'accord de coopération stratégique avec le ministère du Territoire et des Ressources et le gouvernement de la province du Guangdong pour promouvoir la construction du site pilote d'exploration et d'exploitation des hydrates de gaz dans la région Shenhu. Selon cet accord, nous effectuerons des essais sur le terrain pour extraire des hydrates de gaz dans le but d'augmenter la production par puits, de réduire les coûts, de protéger l'environnement et de faciliter la production commerciale d'hydrates de gaz.

de surface du champ pétrolier au stade 2.2 de développement au Tchad ont progressé régulièrement. L'usine de traitement du gaz d'Amur en Russie et l'installation de traitement central du projet de phase III Halfaya (CPF3) ont été lancées.

Construction de stockage et de transport

En 2017, nous avons fait d'importants progrès dans les projets de stockage et de transport. Des pipelines sont devenus opérationnels, notamment la ligne de raccordement Zhongwei-Jingbian du troisième gazoduc Ouest-Est, le quatrième gazoduc Shaanxi-Beijing, le pipeline de produits raffinés du Yunnan, le pipeline de pétrole brut Myanmar-Chine, le deuxième oléoduc Russie-Chine et le gazoduc Majnoon en Iraq. La section nord du gazoduc oriental Russie-Chine était en construction. Un pipeline de produits raffinés a été lancé dans le nord de la Thaïlande. Le gazoduc Haradh en Arabie Saoudite s'est déroulé comme prévu. Le projet de gazoduc d'AKK au Nigéria a été mis en œuvre. En ce qui concerne l'ingénierie des réservoirs de stockage, le projet d'expansion du parc de stockage de pétrole raffiné au terminal portuaire de pêche en Angola est devenu opérationnel.

Construction des installations du raffinage et de la pétrochimie

En 2017, nos projets de raffinage et de chimie se sont déroulés étape par étape. L'usine de raffinage de 13 millions de tonnes par an a été mise en service avec succès à Yunnan Pétrochimie. Un certain nombre de projets ont progressé régulièrement, en particulier le projet d'amélioration de 10 millions de tonnes par an à Huabei Pétrochimie, le projet de productivité du traitement brut russe à Liaoyang Pétrochimie et le projet d'alkylation pour l'amélioration de l'essence selon les Normes Nationales VI. En outre, la phase I du projet de renouvellement de la raffinerie de Shymkent au Kazakhstan a été achevée avec succès et le projet de la phase II était en construction. Le projet de phosphate en Arabie Saoudite a démarré et le projet d'expansion de la raffinerie en Algérie a été lancé.

Génie de l'environnement

En 2017, plusieurs projets d'environnement étaient prêts à être mis en service, notamment le projet de traitement des eaux usées de Ningxia Pétrochimie, le projet de réduction des émissions de Liaoyang Pétrochimie et le projet de purification des gaz de combustion de Guangxi Pétrochimie. Le projet de traitement des effluents gazeux de Daqing Pétrochimie et le projet COV de Sichuan Pétrochimie ont progressé étape par étape.



Fabrication des Équipements Pétroliers

En 2017, notre activité de fabrication d'équipements a connu une évolution accélérée vers le modèle « Fabrication + Service ». Nous avons continué à promouvoir le transfert de capacité et la coopération internationale en matière de renforcement des capacités, d'innovation des produits et de modernisation industrielle et d'amélioration du réseau de marketing. A la fin de l'année, les équipements fabriqués par la CNPC étaient vendus dans plus de 80 pays et régions du monde.

Les activités de fabrication d'équipements de la CNPC passent d'un fabricant d'équipement à un fournisseur de services intégrés. Jusqu'à présent, nous avons lancé la version 2.0 pour dix services standard: « Location de pompes électriques + Services intégrés », « Vente de tuyaux en acier + Garantie de service », « Ventes de forage + Services intégrés », etc. Le montant des contrats de services signés tout au long de l'année a beaucoup augmenté, y compris le contrat de maintenance des groupes électrogènes et compresseurs au Pérou, le contrat d'inspection et de révision des installations de raffinage au Niger et les contrats de « Location de pompes électriques + Services intégrés » au Soudan, au Soudan du Sud, au Tchad, au Kazakhstan et en Équateur, etc.

Nous avons continué à promouvoir l'innovation de produits et la mise à niveau de la technologie afin de lancer des produits de haut de gamme. Nous avons accéléré la R&D et l'application de nouveaux équipements de forage, tels que le système de forage auto-élévateur offshore, la plate-forme à basse température de 4 000 m, la plate-forme à quatre cannes de 9 000 m et les forêts à couple élevé BHDH. Des étapes importantes ont été franchies au cours du développement de tubes en acier X90/X100 de grande dimension, de gros calibre et de grande épaisseur. Le développement des matériaux pour tuyaux à basse température a bien progressé. Des tuyaux en acier X80 Φ1422 mm SSAW et LSAW ont été utilisés dans le projet du gazoduc oriental Russie-Chine. En outre, nous avons continué à promouvoir l'utilisation d'équipements exclusifs, notamment les véhicules de fracturation de type 2300, les cribles à double voie GX/S, les boîtiers à résistance effondrée SEW et les boîtiers spéciaux BJC-1, etc.

La coopération internationale sur la capacité et la technologie a progressé. L'un des investissements de la CNPC, la première usine de fabrication de tuyaux en acier de grand diamètre au Kazakhstan - Asia Steel Pipe Co., Ltd., était en construction à Almaty et devrait être opérationnel en 2018 avec une capacité prévue de 100 000 tonnes par an. Nous avons également signé des accords de coopération avec Schlumberger, Caterpillar et Parker Hannifin sur la fabrication d'équipements, y compris des forêts, des pompes de fracturation et des lignes hydrauliques, etc.

Services Financiers

En 2017, notre filiale de services financiers, la CNPC Capital, a été cotée en Bourse après sa restructuration. La CNPC Capital détient le plus des licences financières sur le marché des actions A parmi les entreprises gérées par la SASAC du Conseil des affaires d'Etat, avec des activités de gestion financière, bancaire, financière, fiduciaire, d'assurance, de courtage d'assurance et de valeurs.

A la base d'une plateforme intégrée, la CNPC Capital a continué d'élargir son offre de produits et sa clientèle, d'approfondir les innovations en matière de réseaux et de services et de prévenir les risques financiers pour de meilleures performances.

A la base de son expertise et de ses atouts, la CNPC Capital a maintenu une bonne rentabilité en renforçant les services financiers offerts à la production, et en promouvant la collaboration entre les institutions financières, la création d'une plateforme de partage d'informations pour les produits, les clients et les canaux, l'amélioration de la qualité de service et le développement des activités clés de la CNPC.

