

*« Le forage et l'exploitation
dans l'offshore profond.
L'expérience innovante de
Girassol »*



Mémoire de Diplôme d'Etude Supérieure

Guillaume DALMARD

Janvier 2005

GRAPHE

« Si, pour définir notre espèce, nous nous en tenions strictement à ce que l'histoire et la préhistoire nous présentent comme la caractéristique constante de l'homme et de l'intelligence, nous ne dirions peut-être pas *Homo sapiens*, mais *Homo-faber*. »

Bergson, l'Evolution créatrice, 1907.

REMERCIEMENTS

Mes plus vifs remerciements, pour leur aimable coopération, à :

- Olivier DE BONNAFOS** Département Offshore de la société Forasol-Foramer (groupe Pride International)
- Bernard VASSEUR** ancien Chef de mission de la société Forasol-Foramer
- Daniel GAUCHER** ancien Chef de mission de la société Forasol-Foramer
- Yvon CAVELAN** Commandant à la retraite et ancien chef de site de la société Forasol-Foramer
- Jean LANNURIEN** Blue Oil and Gas Conseil
- Jean-marc LEPOUTRE** société Total
- Maxime et Adrien DALMARD** Ecole d'Ingénieurs (groupe ISEN)
- François BATTISTONI** société CETIAT
- Charles HUCHET DU GUERMEUR** Groupe Chambon – SURF
- Julien DALMARD** Louis Dreyfus Armateurs
- Delphine AUVRAI** Juriste

Ainsi qu'à :

- L'ensemble du personnel*
- Les chargés de relations*
- Technip PARIS La défense**
- l'IFP : Institut Français du pétrole**
- Kronsberg France**
- Véolia Waters**

SOMMAIRE

<i>EPIGRAPHE</i>	2
<i>REMERCIEMENTS</i>	3
<i>SOMMAIRE</i>	4
<i>AVANT PROPOS</i>	6
<i>INTRODUCTION</i>	7
<i>I-ARCHITECTURE D'UN PUIT GIRASSOL</i>	9
<i>A/Géométries des puits</i>	9
<i>B/L'acquisition et le traitement de l'information, clé du forage</i>	11
1°Acquisition des données	11
2°Navigation dans le sous sol	12
<i>C/Productivité des puits</i>	13
<i>II-L'UN DES PLUS GRANDS RESEAUX SOUS-MARINS A CE JOUR.</i>	16
<i>A/Les systèmes de production sous-marins</i>	17
1°Description du système de production	17
2°Qualités et suivi des équipements	18
<i>B/Le système de conduites sous-marines</i>	18
1°Description des conduites sous marines	18
2°Les problèmes liés à la Thermique	19
3°Prévention face à l'obstruction des conduites	20
<i>C/Les tours risers</i>	21
1°Des tours risers quatre fois plus hautes que la tour Eiffel	22
2°Un concept innovant devenu majeur	22
3°L'acheminement des tours risers	23

III-LES NAVIRES DE FORAGES	24
A/Généralités sur le positionnement des appareils de forage	24
1°Positionnement Dynamique ou mouillage conventionnel ?	24
2°Capteurs de situation du navire	25
B/Une parfaite maîtrise des techniques de raccordement	26
1°Utilisation de balises acoustiques et des satellites	26
2°L'utilisation de Robots sous-marins	27
IV-PRODUIRE, TRAITER, STOCKER EN MER: ROLE DU FPSO	28
A/Description	28
1°Construction innovante du FPSO	28
2°Livraison et ancrage	29
B/Traitement	31
1°Le Pétrole brute	31
2°Gaz	31
3°Eau de mer	31
CONCLUSION	33
BIBLIOGRAPHIE	34
A/Livres	34
B/Ressources INTERNET	34
ANNEXES	35
Annexe A1	35
Annexe A2	36
Annexe A3	38
Annexe A4	39

AVANT PROPOS

Un des objectifs de ce mémoire est de dévoiler certaines techniques innovantes dans le domaine de l'offshore profond.

Le forage ne devait pas ou très peu être évoqué c'est en effet une science et un art qui ne peuvent être traités en 30 pages seulement. Cependant pour l'équilibre et la bonne compréhension du sujet j'ai évoqué certains procédés de forage utilisés au jour d'aujourd'hui.

Dès lors j'ai orienté mon étude sur un projet, récent, gigantesque et concentrant de nouvelles évolutions dans de nombreux domaines; certains spécialistes le surnomme :
« l'aventure Girassol »

INTRODUCTION

Depuis une quinzaine d'années, le forage et l'exploitation de sites pétroliers sous-marins ont connu une révolution technologique sans précédent. En effet, pour renouveler leurs réserves, les compagnies pétrolières se doivent de trouver et de produire des gisements de plus en plus difficiles d'accès, situés dans des environnements de plus en plus complexes. La transformation et la diversification des techniques ont accompagné et rendu possible cette évolution. Des architectures de puits sophistiquées permettent aujourd'hui de réaliser des prouesses inconcevables il y a quelques années encore.

Dans des conditions aussi extrêmes que les grandes profondeurs, avec de très basses températures (0°C à 4°C), de très fortes pressions, de mouvements de masse d'eau mal connus, ou encore des régions de grande activité tectonique, toute erreur peut se payer très cher en termes de manque à produire et de coût d'intervention ou de remplacement.

Si la conception de puits complexes est l'une des clés de ressources nouvelles, leur réalisation pèse également très lourd sur les coûts d'un développement. Par Grands Fonds, les challenges sont donc techniques mais aussi économiques et les deux sont souvent indissociables.

Le 8 juillet 1998 est lancé un des plus ambitieux projet à 150 kilomètres au large des côtes angolaises (cf. annexe A1); Site géant, Girassol (tournesol en français) est le premier champ marin développé intégralement par grande profondeur d'eau (1400 mètres) et il est mis en production en décembre 2001 par TotalFinaElf qui démontre ainsi la faisabilité de telles exploitations. Ce projet, conduit avec le concours d'entreprises angolaises, a nécessité 2,8 milliards de dollars d'investissement. Il contribue de manière significative à la mise en valeur d'une province pétrolière particulièrement prolifique.¹

¹Situé en pleine mer, le bloc 17 (cf. annexe A2) recèle des réserves qui assurent à l'Angola des revenus non négligeables. D'une superficie de quelque 400 km², il compte à ce jour douze découvertes commerciales. Un somptueux bouquet composé de Girassol, Dalia, Rosa-Lirio, Tulipa, Orquidea, Cravo, Camélia, Jasmim, Perpétua, Violéta et Antunio...

Une campagne sismique 3D² d'appréciation de 1 100 km² a été réalisée avec traitement embarqué des données et cela a permis de relever les informations suivantes : La surface du champ est très étendue (18 km sur 10 km) et la partie supérieure du réservoir est localisée à une profondeur de 2450m sous le niveau de la mer. Après prélèvement d'échantillons (carottes...) les sables du tertiaire³, très perméables, sont imprégnés d'une huile de très bonne qualité (32° API⁴), ce qui donnera une forte productivité aux puits.

Il s'agissait là d'une performance technique exceptionnelle, eu égard à la taille du gisement, à la profondeur d'eau et au degré d'avancée technologique. Girassol est un projet d'une très grande complexité qui a été lancé alors que les techniques nécessaires n'existaient pas encore. Il fallait en effet poser un réseau de collecte par 1 400 mètres de profondeur d'eau, raccorder des centaines d'équipements sans intervention humaine et, enfin, installer des tours de liaison fond surface (tours risers) permettant ainsi la remontée de la production vers le plus grand navire de stockage traitement du monde : le Girassol FPSO⁵.

Le schéma de développement à concevoir dans son intégralité s'annonçait complexe à mettre au point. Afin de limiter le nombre d'interfaces, le projet a été découpé en 4 grands contrats « Packages » distincts : le forage et l'utilisation de puits complexes, le système de production sous-marin, les ombilicaux et lignes de production, et le FPSO.

Ce schéma devait tout à la fois couvrir une vaste surface, conjuguer stabilité et flexibilité des infrastructures, mettre en œuvre des outils et des éléments qualifiés, autrement dit garantissant une fiabilité certifiée. Il devait aussi faire intervenir des systèmes de pose et de connexions spécifiques, les plongeurs ne pouvant descendre à de telles profondeurs. A l'évidence, place était faite à l'innovation technologique tant au niveau de la conception des équipements que de leur pose; ainsi l'exploitation de Girassol ouvrait la voie des grandes profondeurs d'eau et préparait l'accès vers les nouveaux horizons de l'ultra grand fond⁶ ...

² Campagne sismique en 3dimensions

³ Sables de l'ère tertiaire. C'est la plus grande division des temps géologiques. Le tertiaire s'est écoulé de -65 à -2 millions d'années. La moitié de la production mondiale de pétrole provient de terrains d'âge tertiaire.

⁴ Densité API (échelle arbitraire de densité, exprimée en degrés, établie par l'Institut américain du pétrole (American Petroleum Institute) et adoptée depuis 1922 par l'industrie pétrolière américaine. On parle de brut lourd a moins de 20° API et de brut extra lourd a moins de 10° API.

⁵ FPSO: Floating Production Storage Offloading.

⁶ Profondeur d'eau : De 500 à 1 500 mètres d'eau, on parle de mer profonde (Deep Water) et de 1 500 à 3 000 mètres, de mer ultra-profonde (Ultra Deep Water).

I-ARCHITECTURE D'UN PUIT GIRASSOL

Pour exploiter les réserves gigantesques de Girassol, il fallait concevoir des installations complètes, fonctionnant de manière autonome, à environ 150 kilomètres des côtes et par 1 400 mètres de fond. Des installations sous-marines, non seulement soumises à de fortes pressions (de l'ordre de 140 bars), à des courants, mais qui devaient être aussi particulièrement étendues. Car, si le réservoir s'annonçait peu profond (1 200 mètres en dessous du fond de la mer), il couvrait une grande surface de 18 km par 10 km. Rentabilité oblige, il n'était pas question d'installer des plates-formes et de forer à partir d'elles une centaine de puits, comme cela se faisait traditionnellement en mer, par le passé. La grande profondeur d'eau ne le permettait pas. A l'inverse, il fallait concevoir un système avec un nombre limité de puits, chacun d'eux ayant une productivité élevée

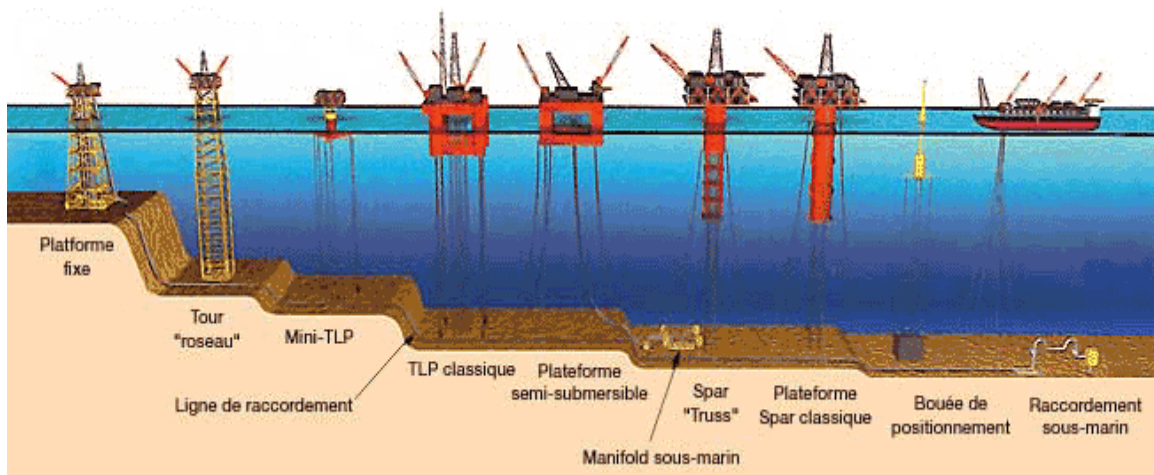


Figure 1: énoncé du problème: distance par rapport à la côte et grande profondeur

A/Géométries des puits

L'apparition, il y a une vingtaine d'années, des garnitures de forage "orientables" (l'ensemble des pièces mécaniques situées en amont de l'outil) a ouvert la voie du forage dévié. Ces techniques de forage directionnel ont permis aux puits de s'écarter progressivement de la verticale. Ainsi, de puits déviés, ils sont devenus puits horizontaux. Ces derniers représentent actuellement plus de la moitié des puits forés dans le monde.

Pour exploiter le réservoir de Girassol, les techniques de forage de puits conventionnels et horizontaux ont été retenues. Une approche qui présentait l'avantage de limiter le nombre de puits à forer, d'optimiser leur productivité et de pouvoir raccorder les installations de production de aux champs voisins du bloc 17 qui seront mis en développement ultérieurement.

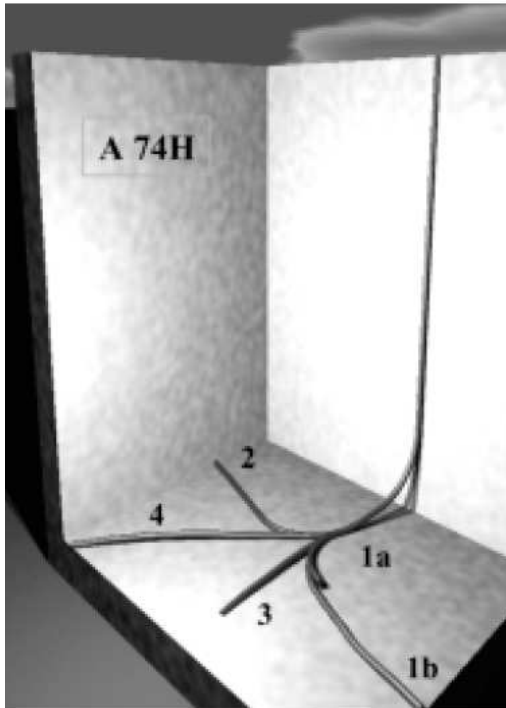


Figure 2: principe de puit horizontal

Forer une section horizontale dans un réservoir permet d'augmenter la zone de contact entre le puits et la roche imprégnée d'hydrocarbures et donc d'accroître la productivité du puits. En effet, un puits vertical n'est en contact avec le réservoir que sur l'épaisseur de celui-ci (de quelques mètres à quelques dizaines de mètres au plus), alors qu'un drain horizontal bénéficie de l'extension latérale de la formation et peut se mesurer en centaines de mètres, voire en kilomètres.

Progressivement, les puits ont aussi atteint des objectifs de plus en plus éloignés du site de forage en surface, ce qui leur ouvre de multiples possibilités d'application. Il est désormais possible d'accroître le nombre et la portée des développements satellites autour des grands champs déjà en production. Cette architecture de puits peut aussi être adoptée pour des raisons environnementales, par exemple pour éviter de forer dans une zone maritime sensible sur le plan écologique.

B/L'acquisition et le traitement de l'information, clé du forage

1°Acquisition des données

Il ne suffit pas de maîtriser les techniques de forage, encore faut-il pouvoir guider l'outil de forage vers la cible recherchée. Il est pour cela nécessaire de se repérer dans le sous-sol. L'efficacité des forages trouve aussi sa source dans les avancées technologiques décisives faites dans ce domaine.

Les mesures en cours de forage (Measurement While Drilling ou MWD), désormais classiques, sont assurées par des capteurs insérés dans la garniture de forage, dont les indications sont retransmises en temps réel vers la surface où elles sont enregistrées en continu puis traitées.

Initialement destiné à localiser géographiquement l'extrémité du puits au fur et à mesure de son avancement, le MWD a progressivement englobé les techniques de diagraphies (logging) réalisées habituellement sur le puits une fois terminé (mesures de radioactivité naturelle, de résistivité électrique, de réponse acoustique des formations et même dans le futur, auscultation par résonance magnétique nucléaire, etc.).

Le MWD devenu le LWD (Logging While Drilling) permet de caractériser en temps réel la roche en termes de faciès géologique, de porosité, de type de fluide, c'est-à-dire de déterminer le type de formation que l'on est en train de forer et donc de se repérer non plus seulement géographiquement mais aussi géologiquement.

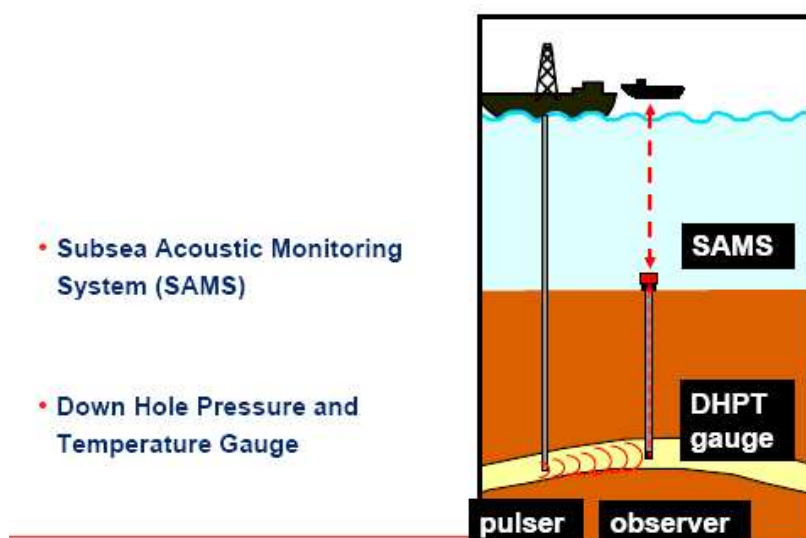


Figure 3: système acoustique sous-marin pour se situer dans le réservoir

2°Navigation dans le sous sol

Grâce à ces multiples mesures, le foreur sait désormais naviguer dans le sous-sol et se repérer sur la cartographie que lui ont préparée les géologues, les géophysiciens et les spécialistes du réservoir. Il connaît la position géographique et les caractéristiques de la cible de son forage qui ont été déterminées au préalable grâce au modèle de réservoir. La difficulté reste la précision du modèle (géologique ou réservoir), compte tenu des marges d'incertitude sur tous ces paramètres

Sur le champ de Girassol, avec les nouvelles techniques d'imagerie 3D, il a été possible de visualiser par la modélisation ce que la nature dissimule et de concevoir le profil du puits de façon interactive, dans un espace à trois dimensions qui reconstitue avec précision le sous-sol. Longtemps utopique, cette méthode d'optimisation des trajectoires des puits est devenue une réalité lors des nombreuses prospections

Toutes ces mesures génèrent d'énormes quantités de données. Ce n'est que grâce aux avancées récentes des technologies de l'information que l'on peut traiter et interpréter ces données assez rapidement pour lancer en temps réel des actions correctives, comme la rectification de la trajectoire d'un puits en cours de forage. En effet, ces trajectoires de plus en plus complexes dans des contextes géologiques de plus en plus difficiles augmentent considérablement les risques inhérents au forage (pertes de boue, manque de stabilité de la paroi du trou, sortie intempestive du réservoir qui oblige à reprendre le forage en déviation), ce qui entraîne une augmentation des durées de forage et un alourdissement des coûts. Mieux connaître les problèmes naturels risquant d'affecter un puits pour mieux s'y préparer est un réel défi pour le futur

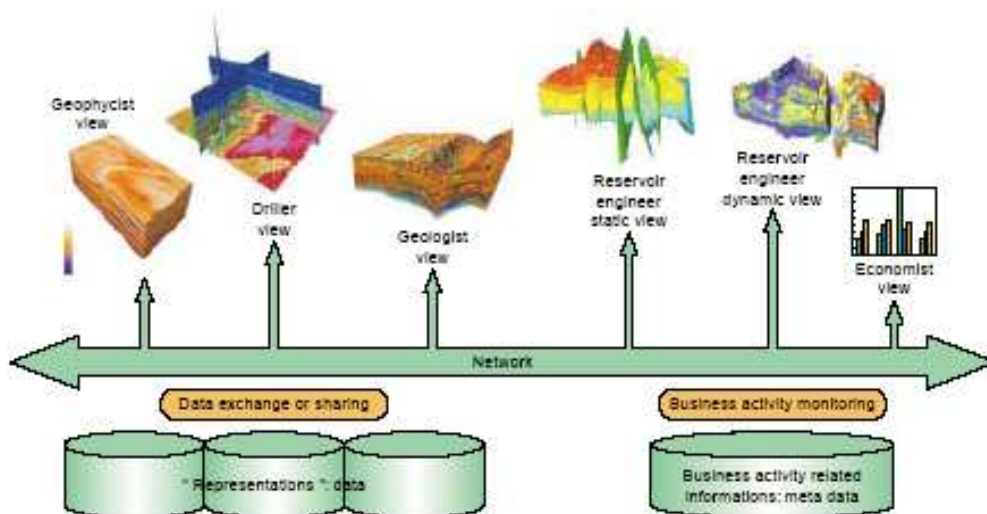


Figure 4: Partage des visualisations du site sur le réseau en fonction des spécialités

C/Productivité des puits

Le développement du champ s'est effectué en deux phases :

-La phase 1, qui va jusqu'à la première production d'huile a mis en place 39 puits. Sur l'ensemble, 23 sont producteurs et certains peuvent produire plus de 35 000 b/j chacun, quatorze autres puits sont injecteurs d'eau, et deux injecteurs de gaz.

-La phase 2 concerne le forage des puits additionnels ainsi que la pose de lignes de production et d'ombilicaux complémentaires. Elle s'est achevée en juillet 2003.

Aujourd'hui il y a donc 48 puits dont 31 sont producteurs, 14 injecteurs d'eau et 3 injecteurs de gaz

Il ne suffit pas d'implanter correctement un puits dans le réservoir, encore faut-il qu'il ait des performances suffisantes et qu'il les conserve à long terme avec le moins d'interventions possibles. Or, comme pour le forage, plus la géométrie du puits est compliquée et plus les réservoirs qu'il draine sont hétérogènes, plus les risques d'incidents ou de détériorations sont élevés et plus il est difficile de garantir à long terme la productivité du puits. Conscients de ce problème, les spécialistes Productivité Puits de TotalFinaElf ont lancé un ambitieux projet baptisé "Placement et performances des puits complexes".

Le principal enjeu de ce projet est de garantir l'écoulement des fluides de gisement depuis leur entrée par les perforations du tubage (que l'on nomme l'inflow), puis le long du tubage jusqu'à la tête de puits (appelé quant à lui l'outflow). Cet écoulement au cours duquel les fluides perdent progressivement leur énergie naturelle doit être assuré malgré tous les pièges qui se tendent sur son passage, tels l'endommagement de la perméabilité du réservoir au voisinage du puits par la pénétration de boue de forage, ou encore la venue de grains de roche entraînés par les fluides convergeant vers le puits.

La maturité du champs ne fait que durcir le problème, notamment en réduisant progressivement l'énergie de l'effluent (En effet la quantité de pétrole dans le réservoir diminuant il y a une baisse naturelle de pression dans ce dernier) ou en provoquant l'arrivée de quantités croissantes d'eau.

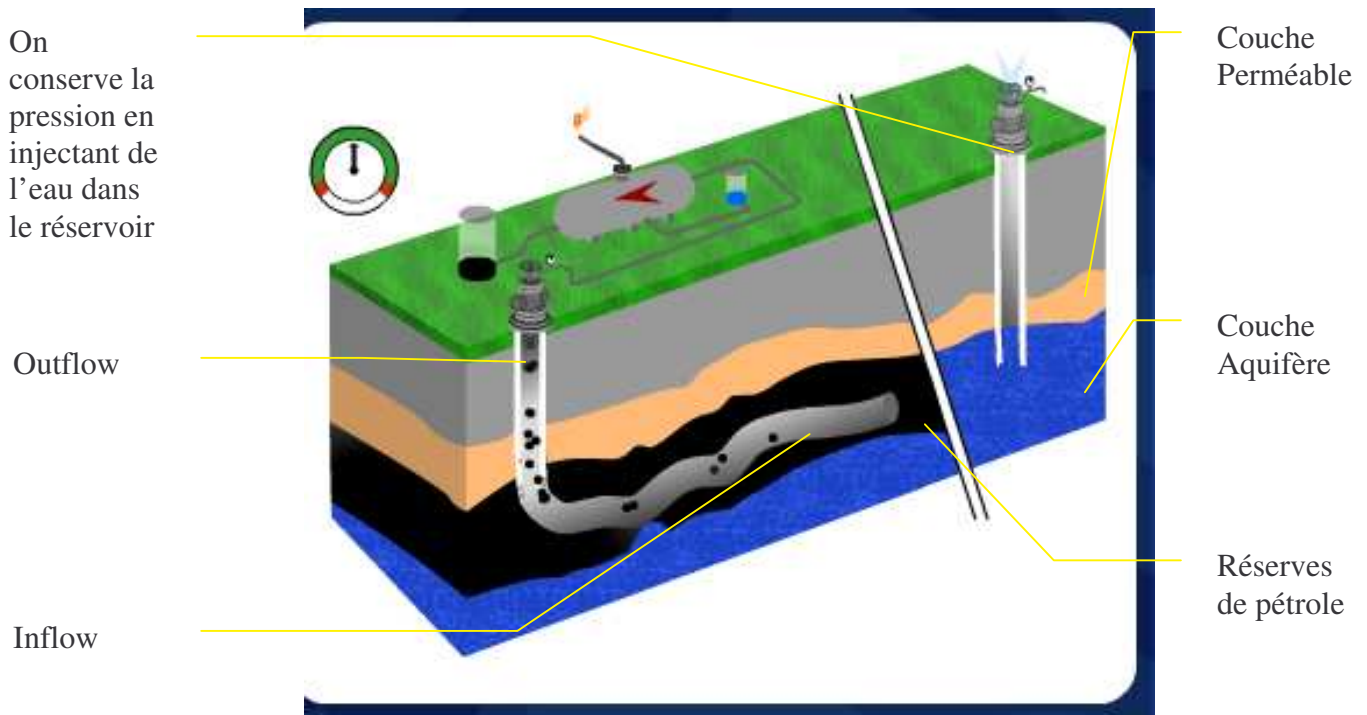


Figure 5: schéma simplifié d'une installation à terre

La plupart de ces problèmes ne sont pas spécifiques aux puits complexes du site de Girassol mais ils sont seulement beaucoup plus difficiles à résoudre que dans le cas de puits classiques. Lorsqu'un puits commence à produire de l'eau, il est courant d'injecter dans le niveau incriminé du réservoir un agent de colmatage (water shut-off). Dans notre cas, les puits traversent plusieurs zones différentes ; comment être certain d'envoyer ce produit dans la couche requise ? Le même problème se pose pour tous les additifs chimiques. Plus généralement, comment séparer la production d'une des couches d'un réservoir multicouche si elle risque de compromettre la production des autres ?

Les "complétions intelligentes" sont un moyen innovant pour produire sélectivement plusieurs couches réservoir par un même puits. Cela consiste à placer, à l'entrée des drains, des vannes à télécommande électrique ou hydraulique qui pourront être actionnées depuis la surface au moment voulu. Avec ce contrôle local, les zones les plus saturées en eau sont peu produites et ainsi le résultat est une production plus riche en pétrole au niveau de l'ensemble du puits.

Encore une fois, comme pour la phase de forage, la bonne exploitation des puits complexes requiert une connaissance et une modélisation de plus en plus fines du sous-sol ; Il s'ensuit que le nombre de ces puits complexes devra être minimisé et qu'ils devront assurer par conséquent une productivité élevée, au moins de deux à cinq fois celle d'un puits vertical classique de même diamètre. Chaque puit complexe constitue donc un investissement important mais irremplaçable dont on attend beaucoup et pour longtemps. Par conséquent, il faut le construire puis le gérer au mieux, tout au long de sa vie.

II-L'UN DES PLUS GRANDS RESEAUX SOUS-MARINS A CE JOUR.

A la différence du golfe du Mexique, où foisonnent les installations pétrolières, et des champs marins du nord du Brésil, également par grande profondeur d'eau, le développement de Girassol ne pouvait bénéficier ni de la présence d'un réseau de pipelines auquel se raccorder, ni d'une marge continentale opportune offrant un appui à des installations de production mises en place très classiquement par moins de 200 mètres d'eau.

Par ailleurs, pour assurer une exploitation sans interruption de la production, des difficultés de différentes natures restaient à surmonter. Les sables non consolidés qui constituaient le réservoir pouvaient être produits en même temps que le brut extrait et pouvaient boucher les conduites de production. En outre, il fallait résoudre les problèmes liés à la thermique.

Les têtes de puits de production sont installées sur le fond de la mer et reliées par des flexibles aux installations de surface. Les tours risers permettent la remontée de la production au FPSO et feront l'objet d'une étude séparée des autres conduites sous marines.

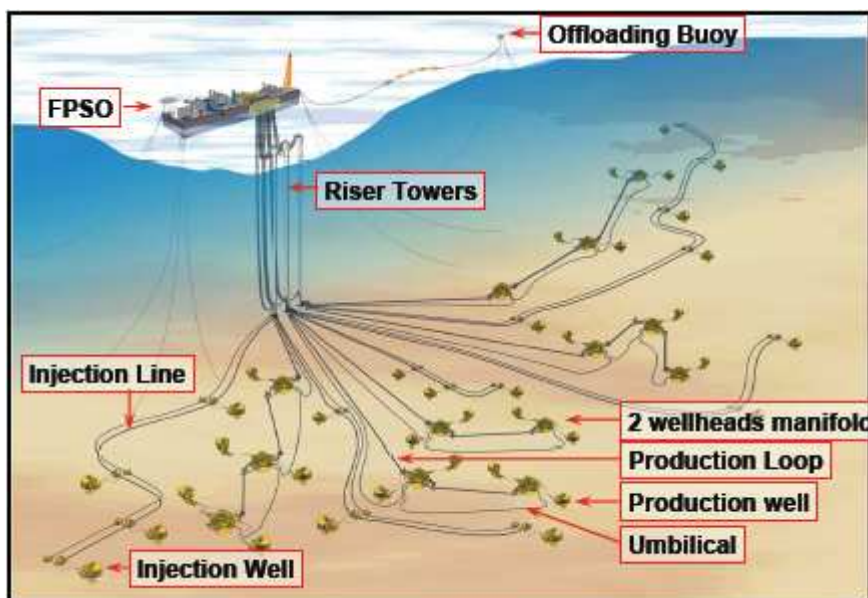


Figure 6 : liaisons Fond - Surface

A/ Les systèmes de production sous-marins

1° Description du système de production

Le schéma de développement du projet a nécessité le forage de 48 puits sous-marins associés au FPSO, à savoir 31 puits producteurs, 14 injecteurs d'eau et «3 injecteurs de gaz associé issu du traitement du brut.

Pas moins de 13 manifolds sous-marins et leur système de contrôle associé ont été installés sur le fond de la mer.

Les SPS⁷ comprennent

- les têtes de puits
- les manifolds de production⁸
- les Christmas-tree⁹
- les interconnexions puits/manifolds (well jumpers).

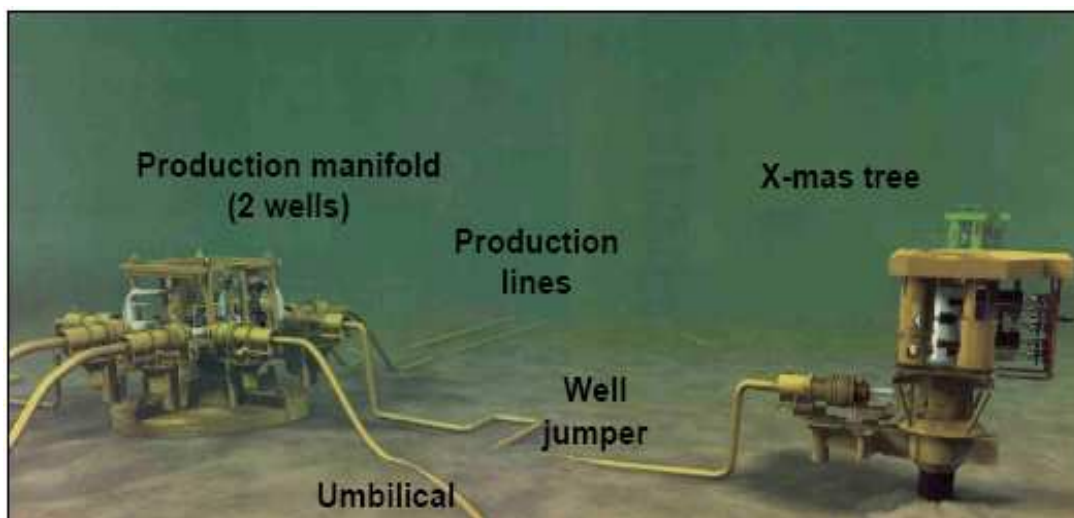


Figure 7 SPS et lignes de production

⁷ SPS : Système de production Sous-marin

⁸ Manifold: ensemble de conduites et de vannes dirigeant l'effluent ou la production dans des installations.

⁹Christmas tree ou Xmas tree: (arbre de Noël, en anglais). Tête d'un puits de production. Ensemble de vannes, appareils de contrôle et de mesure, en forme de croix, qui constitue la tête d'un puits éruptif en production et sert à contrôler son débit.

2°Qualités et suivi des équipements

Fabriquées en Norvège, les têtes de puits capables de supporter de très fortes pressions ont pour fonction de contrôler le débit de l'effluent en provenance du réservoir et de fermer le puits en cas de nécessité.

Ces premiers équipements ont fait l'objet de nombreux tests lors de leur réception : tests en usine, tests en eau profonde à Bergen (Norvège). Chaque élément a en effet subi un contrôle très strict car, à plus de 1 000 mètres de profondeur, il est seulement possible de manoeuvrer la vanne à distance ou de faire intervenir un robot. Le moindre défaut demanderait de remonter toute la tête de puits, ce qui serait extrêmement coûteux..

Dans un rapport datant de novembre 2003 il est fait mention que jusqu'à maintenant, il n'y a pas eu d'arrêt de la production à cause des SPS : Il y a eu des avaries, certes, mais qui non pas eu d'impact sur l'exploitation normale du site.

Comme exemple d'avaries il y a eu des problèmes de capteurs (7 au total) situés sur les puits et aussi des pertes de chaleurs qui ont entraînés le remplacement des couvercles de certaines unités au fond. (Cf. voir annexe A3)

B/Le système de conduites sous-marines

1 °Description des conduites sous marines

- Les têtes de puits sont reliées au FPSO par un réseau d'UFL¹⁰, se composant de :
- 45 kilomètres de lignes de production (bundles¹¹), conçues en boucles au nombre de 6
 - 29 kilomètres de lignes d'injection d'eau (flow-lines)
 - 70 kilomètres d'ombilicaux, regroupant les systèmes électriques et hydrauliques utiles notamment pour le contrôle à distance.
 - et 3 tours risers qui ont fait l'objet d'une innovation majeure pour Girassol

¹⁰ UFL : Umbilical and flow-lines

¹¹ Bundles : ce sont des éléments composites de 75 cm de diamètre contenant deux lignes de production insérées dans des modules de mousse dont la fonction est de garder une température de 40° à l'huile qui, sinon, se figerait dans les conduites.

2°Les problèmes liés à la Thermique

Par 1 400 mètres de fond, la température de l'eau est de 4°C. L'huile, qui est à 65°C au sein du réservoir, en sort à 58°C. Bien que d'excellente qualité (32°API), le brut angolais est très chargé en paraffines et ne peut supporter une température inférieure à 40°C sans former des bouchons de paraffines, or la distance à parcourir dans les bundles peut atteindre 7 km auxquels il faut ajouter les 1 300 mètres de hauteur de la tour riser.

Un autre phénomène caractéristique des grands fonds est la présence d'hydrates de gaz dans les couches superficielles en fond de mer (gaz émanant de réservoirs sous-jacents qui se transforme en hydrates dans certaines conditions de pressions et de températures) ; les basses températures favorisent la formation de bouchons d'hydrates dans les conduites.

Enfin, de la même façon la formation de bouchons de sulfate de baryum (comparables à du ciment) pouvait aussi se produire au sein du réservoir, lorsque l'eau de mer y est injectée. Autant dire que toutes les conditions étaient réunies pour que s'obstruent puits et conduites de production.



Figure 8: Tests sur les bundles



Figure 9: tests sur les risers en région parisienne

3°Prévention face à l'obstruction des conduites

Pour régler la question cruciale de l'isolation et de l'inertie thermiques des bundles, des ombilicaux et des risers qui déterminent la continuité de la production, donc la réussite du projet, un important programme de recherche a été lancé. Il s'agissait de mettre au point un isolant qui maintienne l'huile à une température suffisante tout au long de son transfert, de telle sorte qu'elle arrive au moins à 40°C sur le FPSO ou à 25°C au bout de seize heures, en cas d'arrêt de la production¹². En outre, cet isolant devait assurer la flottabilité des tours risers, et supporter une pression de 140 bar.

Pari tenu : une mousse syntactique¹³ tout à fait performante a été mise au point en Ecosse. Cette mousse en résine époxy, testée en France avant d'être mise en place en Angola, gaine l'ensemble des lignes de production et d'injection. Elle se présente sous forme de modules maintenus par des sangles et enveloppés de néoprène. Entre chaque bloc de mousse, des joints en élastomère et mousse minimisent les échanges thermiques

Les lignes de production, qui reposent sur le fond marin, se composent de deux conduites reliées en boucle, ce système permet aux techniciens d'envoyer régulièrement des racleurs¹⁴ qui nettoient les parois, empêchant la formation de paraffines.

En outre, chaque boucle de production comprend un tuyau qui peut éventuellement injecter du méthanol dans le circuit pour empêcher la formation d'hydrates.¹⁵

Enfin, pour éviter la formation de sulfate de baryum, une unité de désulfatation de l'eau de mer a été installée sur le FPSO.

¹² Le CETIAT (Centre Technique des Industries Aéronautiques et Thermiques) a réalisé cette étude sur des campagnes d'essais avec maquettes échelle 1 ; plusieurs centaines de sondes de température ont été mises en œuvre et les résultats ont prouvé que le temps de refroidissement du fioul est de l'ordre de 60 heures, soit nettement supérieur au cahier des charges (16 heures imposées)..

¹³ Mousse syntactique : ce matériau composite est formé d'une matrice en résine époxy et de microsphères de verre creuses, uniformément réparties, qui donnent à la mousse des caractéristiques mécaniques supérieures. Le produit est ensuite moulé en pains de mousse et assemblé autour des conduites et des lignes de production. La capacité d'isolation de cette mousse est 500 fois supérieure à celle de l'acier.

¹⁴ Racleur : les racleurs, envoyés depuis la surface via l'une des lignes d'une tour riser, passent dans les bundles et les manifolds, puis remontent à la surface par l'autre ligne de la boucle.

¹⁵ De nombreuses études dans ce domaine ont été réalisées en collaboration avec l'IFP (Institut Français du Pétrole)



Figure 10: bundles en attente à Soyo

La construction de ces lignes a été réalisée sur le site de Soyo , au nord de la côte angolaise. Huit bundles de 800 mètres à 2,9 km de longueur ont été assemblés sur ce chantier d’être remorqués sur le fond de la mer jusqu’au site de Girassol.

C/Les tours risers

Les risers conduites faisant le trait d’union entre le fond et la surface. Que ce soit pour remonter la production d’huile, injecter l’eau ou le gaz, télécommander et contrôler les installations sous-marines, ou encore injecter les produits chimiques nécessaires à la production – constituaient le principal défi de l’installation sous-marine du projet Girassol. D’autant qu’il fallait prévoir d’installer un nombre élevé de risers.

1°Des tours risers quatre fois plus hautes que la tour Eiffel

Ces structures élancées, ont pour fonction de remonter les effluents depuis le fond de la mer jusqu'au FPSO. Leur conception a fait l'objet d'études détaillées et de tests en laboratoire (à Sartrouville, dans la banlieue parisienne) afin de vérifier les performances d'isolation thermique de la mousse syntactique incorporée (cf. Figure 9).

Faute de trouver sur le marché des systèmes industriels susceptibles de remplir ces fonctions par grande profondeur, il a fallu innover et créer un concept radicalement nouveau.

2°Un concept innovant devenu majeur

Le système développé pour Girassol repose sur l'idée de regrouper les risers au sein de trois tours, ainsi appelées "tours risers" en raison de leur hauteur¹⁶. Chacune comprend quatre lignes de production, deux lignes d'injection d'eau ou de gaz, quatre lignes de gas-lift et deux lignes de service (introduction racleurs...), toutes disposées autour d'un tube d'acier central de forte épaisseur, servant d'élément structurel et de reprise des forces exercées sur l'ensemble. (cf. annexe A4)



Figure 11 : représentation des trois tours risers

¹⁶Chaque tour riser a un diamètre de 1,5 m pour une longueur de 1 250 m.

3°L'acheminement des tours risers

Il a fallu remorquer ces 1 250 mètres de conduites depuis leur site de construction jusqu'à celui de leur destination finale sur le champ de Girassol. Il était indispensable qu'elles subissent le moins de sollicitations possible pendant le trajet en mer, et ce, malgré les courants et les vagues. Le remorquage de chaque riser n'a pris que cinq jours et leur mise en place – qui pourtant constituait une « première » – s'est effectuée en quelques heures.

Arrivée sur site, chaque tour riser a été basculée au moyen d'un contrepoids. Le suivi permanent de ce basculement s'est opéré grâce à un ensemble de capteurs de position situés sur la tour riser, sa partie inférieure étant retenue dans sa descente par des lignes raccordées à des navires à positionnement dynamique. Une fois à la verticale et raccordée à une ancre à succion, la tour riser est maintenue grâce au flotteur de tête¹⁷ et à la flottabilité de la mousse syntactique. Enfin la liaison avec le FPSO est assurée par des flexibles connectés au toit du flotteur, au moyen de brides raccordées par des plongeurs.



Figure 12: Flotteur situé à la tête d'une des trois tours



Figure 13: Connexions sur les têtes des tours

¹⁷ Pour la partie supérieure : un flotteur de 40 m de long maintient en tension chacune des tours risers en exerçant une poussée de 450 tonnes. De ce fait, chaque tour se comporte comme un pendule inversé dont le point de fixation se trouverait au niveau du fond marin.

III-LES NAVIRES DE FORAGES

Pour le forage et la complétion¹⁸ des puits, deux bateaux de forage à positionnement dynamique¹⁹, le Pride Angola et le Pride Africa, ont été spécialement construits en Corée du Sud pour le site de Girassol. Le forage a commencé fin juin 2000 avec le Pride Africa.

A/Généralités sur le positionnement des appareils de forage

1 °Positionnement Dynamique ou mouillage conventionnel ?

L'augmentation de la profondeur d'eau a naturellement fait évoluer les engins de forage vers les systèmes de positionnement dynamique, de préférence aux ancrages « classiques ». En effet, en Angola, où les conditions météorologiques ne sont pas trop mauvaises, nous pouvons assurer statistiquement à 85% que, sur une hauteur d'eau d'environ 1500m, le navire restera à la position voulu à 1.5m près alors qu'en utilisant des ancres cette distance est 10 fois plus grande soit 15m.

Les spécificités du grand fond et notamment les besoins en charges variables des appareils de forage ont conduit à construire des unités de très grandes dimensions Dans notre cas, les charges variables du Pride Angola sont supérieures au déplacement d'un navire DP première Génération type Pélican²⁰. Les puissances installées sont en proportion et peuvent atteindre 60 000 cv. Le maintien en position et la maîtrise de la puissance de telles unités ne vont pas sans problème du fait de la nouveauté et de l'absence d'expérience sur les dispositifs installés. Ces navires pour une plus grande stabilité, sont équipés de propulseurs à vitesse variable.

¹⁸ Complétion Ensemble des opérations faites au cours d'un forage sur une couche productrice déterminée, qui commencent au forage de cette couche et se terminent par sa mise en production définitive.

¹⁹ Navire ou unité DP : Navire à Positionnement Dynamique : Maintien d'un engin flottant en station, en particulier à la verticale d'un puits en mer, en opposant à la force de dérive la réaction conjuguée de propulseurs contrôlés par calculateurs.

²⁰ Ces navires précurseurs dans ce domaine avec le TOUCAN et le PETREL ont fait l'objet d'études importantes face aux effets de la mer tels que le roulis, le tangage et le pilonnement.



Figure 14: Navire de forage Pride Angola

2°Capteurs de situation du navire

La position du centre du navire est fournie par une triangulation acoustique à partir d'émetteurs situés sur le fond de la mer et d'un réseau d'hydrophones fixés sous la coque selon une géométrie rigoureuse. La fiabilité des balises acoustiques sous-marines est relativement handicapée par l'atténuation et le temps de trajet du signal dans la tranche d'eau. Le signal de ces balises est également brouillé par les bruits de propulsion et de mer. C'est pourquoi dans un premier temps on utilise une redondance des transpondeurs et des hydrophones qui permet de pallier ces perturbations sur le parcours des signaux en éliminant les mesures aberrantes.

Cependant si la mesure acoustique est durablement indisponible une référence secondaire est automatiquement substituée :

-Un système de télémétrie radio-électrique de surface peut être utilisé.

-On peut utiliser l'angle du tube prolongateur (liaison entre fond et la surface lors des opération de forage) qui est muni de capteurs et ainsi évaluer l'écart de position.

-Mais les nouvelles unités DP utilisent principalement des signaux de satellites GPS²¹ corrigés par des balises DGPS ; de ce fait une conjugaison de ces méthodes permet d'optimiser le positionnement des unités flottantes et ainsi une précision accrue des manoeuvres

B/Une parfaite maîtrise des techniques de raccordement

1 °Utilisation de balises acoustiques et des satellites

Du fait de l'éloignement des cotes et de la profondeur d'eau, les systèmes de références de position classiques à la balise de radionavigation ne sont pas employables.

L'une des phases les plus critiques du projet a été la mise en place des conduites sous-marines et leurs connexions aux équipements de production. Il fallait en effet positionner les conduites avec une grande précision (de l'ordre du mètre). On a utilisé pour cela des balises acoustiques du système SAMS²² en collaboration avec les satellites posées au fond de la mer et les connexions sous-marines ont été réalisées par deux robots télécommandés depuis la surface.

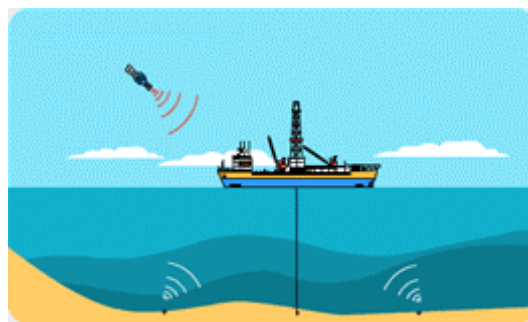


Figure 15: utilisation de deux sources de positionnement

²¹ GPS : Global Positioning System

²² SAMS²² (Subsea Acoustic Monitoring System)

2°L'utilisation de Robots sous-marins

La dépose des équipements sur le fond de la mer (ancres et manifolds), mais aussi des lignes de production et des risers, a été conduite à partir de ces navires de la société Foramer (Pride International) spécialement équipés pour travailler par grande profondeur.

Une centaine de connexions ont été nécessaires pour raccorder les têtes de puits aux manifolds qui vont gérer les flux, puis aux tours risers elles-mêmes raccordées au FPSO. Ces connexions ont pu être réalisées en un temps record grâce à des systèmes robotisés sous-

marins comme : le MATIS²³, pour procéder aux connexions par brides,
-et le CAT²⁴. Pour les connexions aux manifolds et têtes de puits sous-marines.

Ils ont été pilotés par des ROV²⁵,

Le MATIS date de 1994. Celui qui est utilisé à Girassol a été construit pour des opérations de connexions à des profondeurs de plus de 3000 m. C'est le résultat des efforts qui ont été faits pour optimiser les matériels utilisés en eaux profondes. Il ne nécessite pas d'ombilicaux spéciaux et il est équipé de boulons, d'écrous et de joints afin de connecter trois conduites sans avoir à remonter à la surface.



Figure 16: bras articulé du MATIS avec sa pince

²³ Le MATIS (modular advanced tie-in system),

²⁴ CAT (connector activating tool).

²⁵ Des ROV (Remote Operated Vehicles) engins sous-marins télécommandés depuis les bateaux d'installation

IV-PRODUIRE, TRAITER, STOCKER EN MER: ROLE DU FPSO

A/Description

Le recours à une structure flottante et mobile de production et de stockage, en bref FPSO, s'est d'emblée imposé. Une technique classique, certes, mais prenant ici une dimension exceptionnelle. En effet, le bâtiment devait être à la mesure du projet : produire 200 000 barils/jour et stocker 2 millions de barils destinés à approvisionner les tankers, via une bouée de chargement, et héberger 140 personnes dans ses quartiers d'habitation. Il a bien entendu l'énorme avantage de fonctionner de manière autonome

1°Construction innovante du FPSO

En trois ans, le Sud-Coréen Hyundai a fabriqué ce qui est à ce jour le plus grand FPSO au monde. La coque et le pont ayant été construits séparément. La coque a été prévue pour assurer le stockage, tandis que le pont est intégré, ce qui est tout à fait novateur : l'ensemble des équipements de production et de traitement, qui représente quelque 25 000 tonnes, y a été fixé dès la construction sur les chantiers coréens. Une première et une vraie performance.



Figure 17: sortie de cale sèche de la coque

L'aspect le plus important du plan consistait à construire la partie supérieure - d'abord prévue pour peser environ 20 000 tonnes à vide - comme une unité autonome puis à la faire coulisser sur la coque comme un pont intégré de 180 mètres de long. Par la suite, on a préféré construire la partie supérieure en " petites " unités d'un maximum de 350 t. L'ensemble – pas moins de 25 000 tonnes – a été monté à Ulsan en 21 mois. Quant à la coque, qui représente environ 42 000 t, elle est sortie de cale sèche en juillet 1999 et a été terminée en octobre de la même année

2°Livraison et ancrage

Le 30 mars 2001, la plus grande usine flottante de production commençait son périple vers l'Angola, tiré par trois puissants remorqueurs.

Le 11 juillet, après un voyage de trois mois, le navire arrivait sur site. Une fois sur place, il a fallu assurer la stabilité du FPSO.



Figure 18: Voyage du FPSO entre la Corée du sud et le site de Girassol



Figure 19: Bouée de chargement avec en arrière plan le FPSO

L'ancrage, en effet, représentait un autre défi en raison du poids de la structure elle-même, des infrastructures sous-marines verticales, rigides et lourdes, auxquelles le FPSO est relié, et surtout en raison de la présence de fonds mouvants. Même problème pour l'ancrage de la bouée de chargement.

Un système d'ancres à suction a été adopté et mis au point. Ces ancres se présentent comme d'énormes cylindres d'acier de 17 mètres de haut, pesant 160 tonnes et utilisant un câble gainé de 1,8 km et 120 mm de diamètre, avec des chaînes à chacune de ses extrémités (650 mètres au fond et 200 mètres en haut).

Pour le FPSO, pas moins de seize ancres à suction (quatre à chaque angle) ont été nécessaires. Ainsi maintenu, le bâtiment peut évacuer en toute sécurité la production de brut : deux lignes d'expédition le relient à la bouée de chargement où viennent s'approvisionner les tankers au rythme initialement prévu d'une rotation tous les cinq jours.

Amarrée à un mille afin d'éviter les collisions, la bouée est elle-même ancrée par neuf lignes.

Le brut est envoyé par deux pipelines jusqu'à une bouée de chargement située à 1.2 milles de la barge de traitement. Lorsque la bouée de 19 mètres de diamètre est arrivée sur le chantier par la mer, elle a été reliée à son propre système d'amarrage à 1 mille du FPSO.

Une fois la bouée en place, la voie était libre pour installer les pipelines de chargement partant du FPSO. Afin d'éviter d'avoir à les poser sur le fond de la mer pour les remonter ensuite jusqu'à la bouée, on a préféré une approche de lignes flottantes entre deux eaux. Deux lignes en acier de 16 pouces ayant la forme d'un W flottent l'une au-dessus de l'autre, la plus élevée mesurant 2 400 mètres de long et la plus profonde 2 750 mètres. C'est une série de 29 modules de flottabilité fixés au milieu des parties de ces pipelines qui

donnent aux lignes cette forme particulière. En opération normale, la partie du W la plus haute est à une profondeur de 340 mètres pour la ligne supérieure, tandis que la partie la plus immergée descend à 690 mètres, pour la ligne la plus basse.

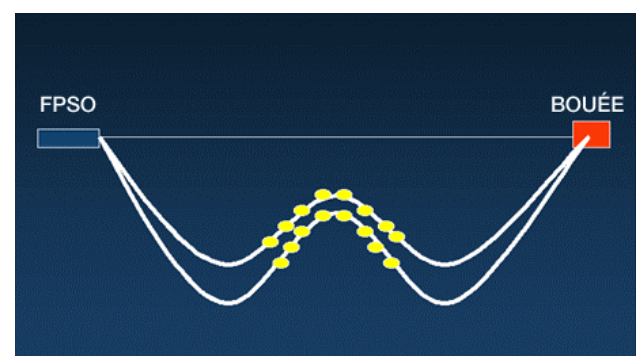


Figure 20: liaison entre le FPSO et la bouée de chargement

B/Traitement

Le FPSO comprend une unité de traitement de l'eau de mer, un système de désulfatation, une unité de traitement et de stabilisation du pétrole, des pompes, des générateurs... sans compter les citernes de stockage.

1 °Le Pétrole brute

Le FPSO récupère le brut et le sépare du gaz et de l'eau avant de le charger à bord des pétroliers venus s'y approvisionner. Il existe une dizaine d'exploitations de ce type à travers le monde, mais aucune n'a l'importance de Girassol.

Pour résumer le fluide, en provenance des têtes de puits, est traité au cours de 3 stades à des pressions et des températures variées.

Pendant ces étapes, des processus de séparation entre la phase pétrole, l'eau et la phase gazeuse s'opèrent.

Le brut est ainsi stocké après désalinisation et réfrigération à 45°C dans les 12 ballasts de stockage du Navire en attendant d'être transporter via les réseaux de collectes sur les navires de transports.

2 °Gaz

Les gaz ainsi séparés subissent par la suite diverses compressions et ont dès lors plusieurs utilités:

- La production d'énergie électrique (5 turbogénérateurs)
- La production d'énergie mécanique (5 turbines)
- La production de chaleur
- La réinjection de Gaz dans le réservoir

Pour rappel, l'injection de gaz dans le réservoir sert entre autre à maintenir une pression suffisante à la tête de puit dans le réservoir mais aussi à limiter la production de gaz à effet de serre en évitant d'être brûlé par les torchères.

3 °Eau de mer

L'eau de mer est prélevée à 90 m de profondeur ceci, dans le but de maintenir sa température entre 13°C et 20°C pour d'une part accroître l'efficacité des systèmes de réfrigération du bord et d'autre part pour maximiser les performances des membranes anti-sulfate.

En effet les besoins sont les suivants :

Pendant la phase de production du pétrole, l'eau est injectée dans le réservoir pour établir une poussée d'eau externe et maintenir la pression dans le réservoir (l'eau de mer est injectée en remplacement du brut extrait). Pour les opérateurs un des points essentiels réside dans la qualité de l'eau injectée et la fiabilité de l'unité de traitement de l'eau afin d'éviter tout risque de formation de plaques de sulfate dans le puits.

La source d'eau d'injection du FPSO Girassol est l'eau de mer. Les spécifications correspondaient à un système capable de transformer 400 000 barils d'eau de mer en eau d'injection par jour.

Une société spécialiste dans le domaine a conçu et construit le système d'injection d'eau de mer Girassol, l'un des plus grands du monde. L'installation utilise une technologie d'élimination du sulfate et permet la transformation de 400 000 barils d'eau de mer en eau d'injection par jour. Le procédé d'élimination du sulfate emploie la technologie de pointe de nanofiltration qui permet de supprimer les ions de sulfate de l'eau de mer tout en laissant les chlorures passer à travers le filtre, veillant ainsi à maintenir la stabilité de l'argile du réservoir.

Il aura ainsi fallu trois ans et cinq mois pour concevoir, fabriquer et mettre en production, le 4 décembre 2001, l'ensemble des installations de Girassol. Le 15 février 2002, le champ produisait 200 000 barils/jour : le plateau de production était atteint.



CONCLUSION

Depuis Girassol, les opérateurs du bloc 17 ont fait d'autres découvertes, dans des profondeurs d'eau atteignant 1 700 mètres

Dalia a été découvert après Girassol et fera l'objet du prochain développement. Identifié en septembre 1997 sous 1 300 mètres d'eau, ce champ recèle des réserves encore supérieures à celles de Girassol ainsi qu'un meilleur potentiel de production

Ce projet se développera également autour d'un navire de stockage-traitement (FPSO) et d'un système de production sous-marin. Le schéma de base compte 67 puits sous-marins (34 producteurs, 30 injecteurs d'eau et 3 injecteurs de gaz). L'ingénierie de base des installations de production du FPSO à même de traiter 225 000 b/j d'huile est en cours.

La date de mise en production est prévue dans le courant de l'année 2006.

Actuellement, le taux de récupération, à l'échelle de la planète, est de l'ordre de 35%, en moyenne selon les experts, gagner 1% c'est gagner de 3 à 4 années de consommation; l'objectif est d'atteindre 65% de récupération ; les recherches actuelles se concentrent sur des capteurs permanents, outils de mesure placés au fond des puits, acquérant des données en continu.

Ainsi une connaissance beaucoup plus précise du comportement du réservoir permettra d'optimiser les performances de production.

BIBLIOGRAPHIE

A/Livres

1 GAUCHER D, VASSEUR B. *Cours de Forage en mer Tome 1-2-6-8-9*. Forasol-Foramer (ed.).Paris 1986

2 DEPAZZIS L. DELAHAYE T, BESSON J.L, LOMBEZ J.P.

New Gas Logging System Improves Gas Shows,
Analysis and Interpretation. 1989

Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 2004 No. 4

3 BEDA G., QUAGLIAROLI R., SEGALINI G., BARRAUD G,

MITCHEL A. A REAL Time Geologic and Reservoir

InterpretationTool. SPWLA, Gas While Drilling (GWD), 1999

B/Ressources INTERNET

Site officiel d'offshore technology : <http://www.offshore-technology.com/projects/girassol/>

Site officiel de sonardyne : <http://www.sonardyne.co.uk/>

Site officiel de l'association Atma : <http://www.atma.asso.fr>

Site de dnv : <http://www.dnv.co.uk/technologyservices>

Site officiel du Ministère de l'industrie : <http://www.industrie.gouv.fr>

Site officiel d'euro-pétrole : <http://www.euro-petrole.com>

Site Total: <http://www.total.com>

Site officiel d'Ifremer : <http://www.ifremer.fr/dtmsi/redms/girassol.htm>

Site de .Pride international forasol foramer : <http://www.prideinternational.com>

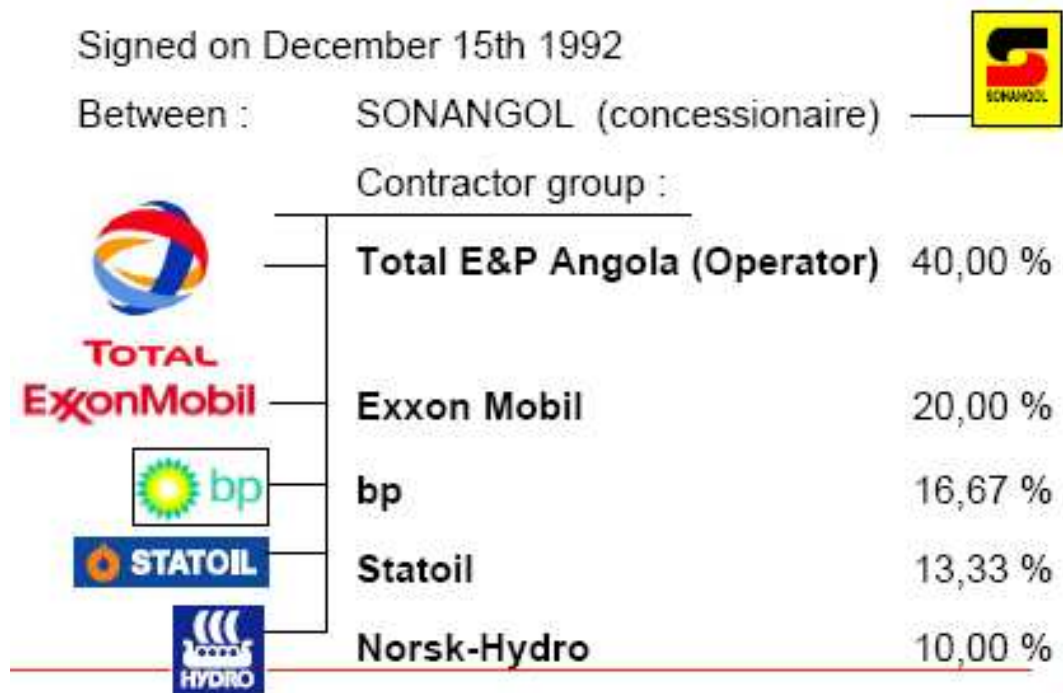
Site de l'Institut Français du Pétrole : <http://www.ifp.fr>

Site d'aftp : http://www.aftp.net/revue/som_num.html?num_revue=440

ANNEXES

Annexe A1

Les différents intervenants sur le projet Girassol



Principaux entrepreneurs :

Pour le FPSO :

Mar Profundo Girassol (= Bouygues Offshore 50 % et Stolt Offshore 50 %)

Principaux sous-traitants :

Engineering : Technip-Sofresid

Construction du FPSO : Hyundai Heavy industries

Bouée de chargement : SBM

Pour les UFL :

Alto Mar Girassol (=Stolt Offshore 67 % et Bouygues Offshore 33 %)

Principaux sous-traitants :

Ingénierie : Doris Engineering

Eléments d'isolation et de flottabilité : Balmoral

Flexibles : NKT

Ombilicaux : Multiflex

Réservoirs de flottabilité : Tissot

Pour les SPS (équipements sous-marins) :

Kongsberg Offshore Services

Pour le forage :

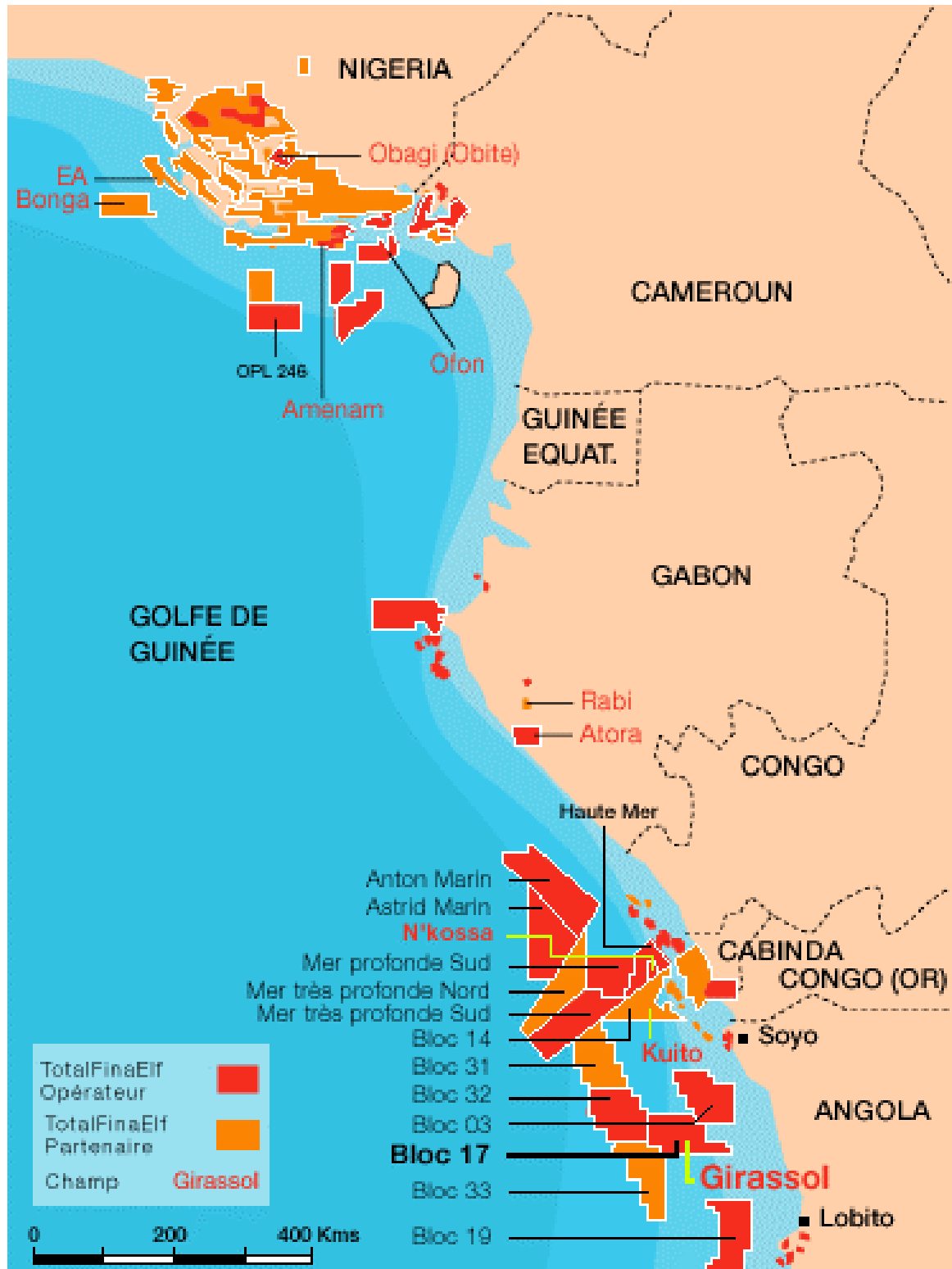
Pride international

Investissement global :2,8 milliards de dollars

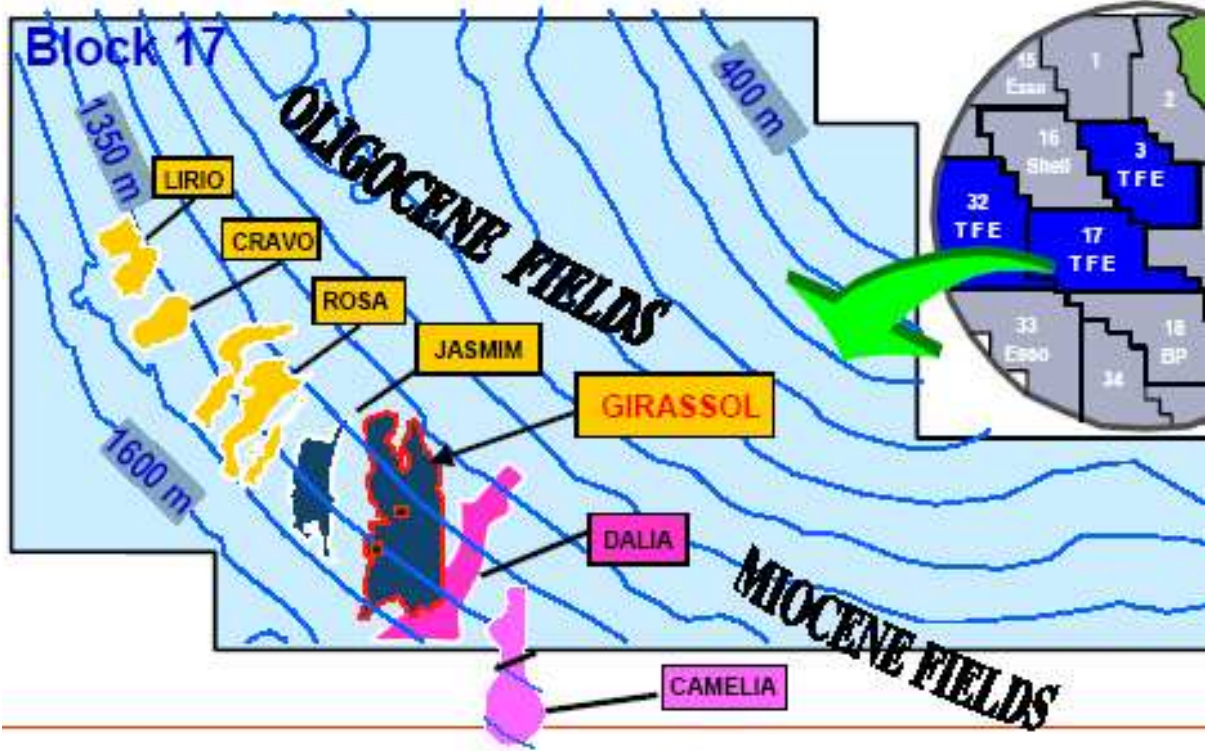
Plateau de production :200 000 b/j

Annexe A2

Situation géographique du site de Girassol

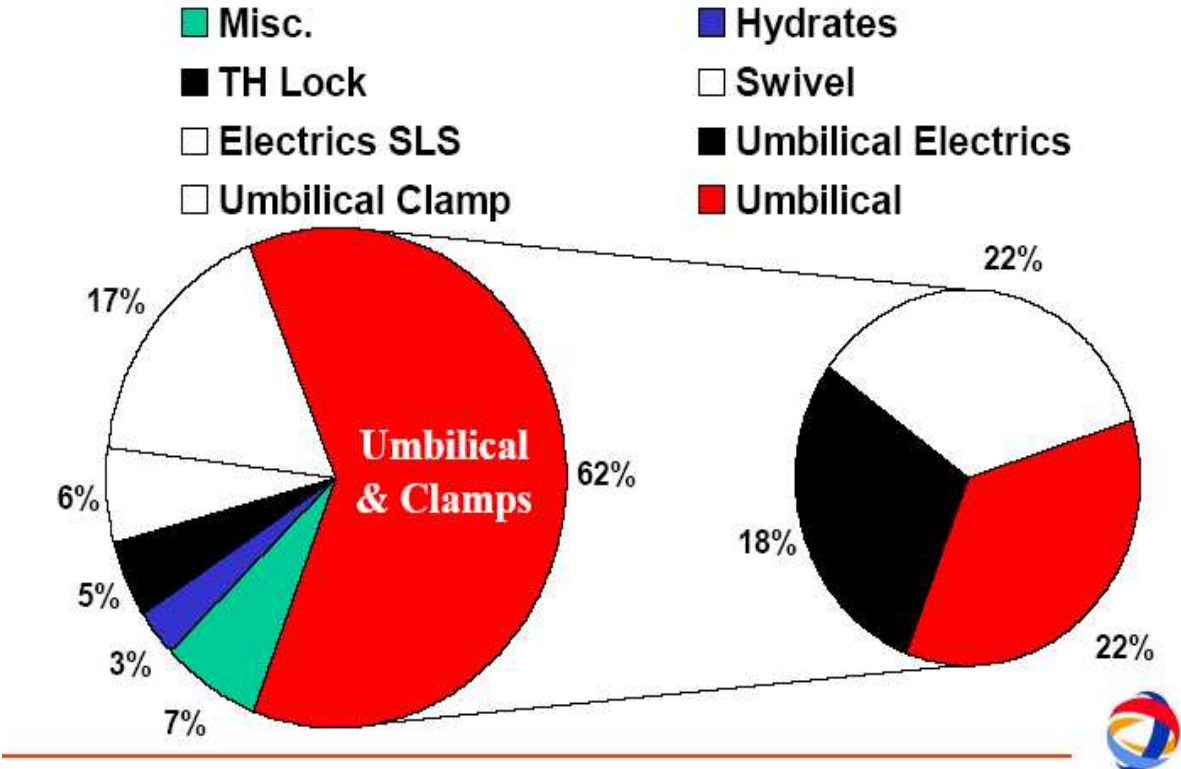


Les différents champs sur le bloc 17 à ce jour



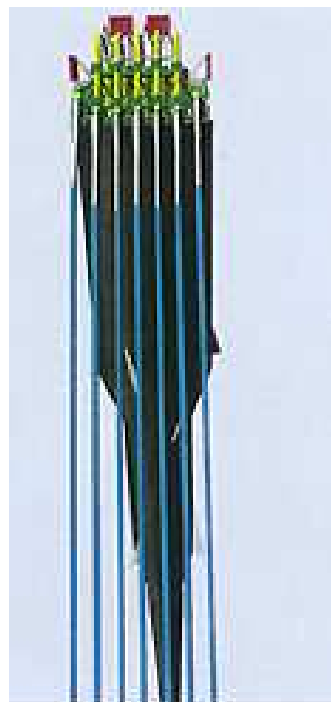
Annexe A3

Les causes d'arrêt de la production durant la première année d'exploitation



Annexe A4

Connections au niveau de la tête du riser



Connections entre les lignes de fonds et la partie inférieure de la tour riser

