

Développement d'un champ pétrolier en mer

par **Bernard ANDRIER**
Ex Ingénieur à ETPM

1. Étapes d'exploration	C 4 670 - 2
1.1 Reconnaissance des gisements.....	— 2
1.2 Forage d'exploration	— 3
1.3 Mise en production.....	— 4
2. Plates-formes d'exploitation	— 5
2.1 Équipements d'exploitation de surface	— 5
2.2 Équipements d'exploitation sous-marine.....	— 6
2.3 Structures supports	— 7
2.4 Conception des structures marines	— 13
3. Canalisations sous-marines	— 19
3.1 Différents types de canalisations	— 19
3.2 Définition du pipeline.....	— 19
3.3 Pose de conduites sous-marines.....	— 21
4. Travaux sous-marins	— 24
4.1 Généralités	— 24
4.2 Inspection. Maintenance	— 25
4.3 Moyens d'intervention sous-marine	— 25
5. Sinistres	— 25
5.1 Risques de l'offshore.....	— 25
5.2 Origines des sinistres	— 25
5.3 Accidents en cours de construction	— 26
5.4 Cas d'accidents spectaculaires ou tragiques.....	— 26
5.5 Subsidence du complexe de Ekofisk. Cas d'un sinistre coûteux mais non tragique.....	— 26
6. Démantèlement des installations	— 27
Pour en savoir plus	Doc. C 4 670

Le pétrole est connu depuis la plus haute antiquité. Sous forme d'huiles ou de goudrons suintant en surface, il servait à éclairer, à lubrifier les roues de chars et même d'onguent pour la peau.

C'est seulement au milieu du 19^e siècle que l'on a exploité le pétrole par forage à terre. Plus tard, avec la révolution industrielle, il devint partout un objet de convoitise, principalement aux États-Unis et au Moyen-Orient.

Plus récemment, le gaz, autre forme d'hydrocarbure, fut exploité et les réserves sont très grandes. Le gaz associé au pétrole a pendant longtemps été brûlé sur place. Aujourd'hui, il constitue une source importante d'énergie. Il est même, dans certains pays, interdit de produire du pétrole en brûlant le gaz associé.

Le développement des champs pétroliers et gazeux en mer a débuté tout près des côtes par extension des champs terrestres. Ce fut le cas dans le lac de Maracaibo au Venezuela en 1920 et dans le Golfe du Mexique en 1933 sur des estacades en bois, ou en mer Caspienne. Les premières plates-formes en acier datent de 1944 au large de la Louisiane.

Depuis, un formidable développement de l'exploitation du pétrole et du gaz en mer s'est concrétisé jusqu'à produire aujourd'hui près du quart de la production mondiale du pétrole. Les techniques ont évolué rapidement grâce aux progrès technologiques et à une demande grandissante d'énergie.

Les gisements d'hydrocarbures sont maintenant recherchés et exploités plus loin des côtes, à la limite du plateau continental, dans des profondeurs importantes et dans des conditions de mer plus sévères, comme en mer du Nord ou en Arctique où la glace et les icebergs sont présents.

La convention internationale sur les droits de la mer, signée en 1982 après de longues discussions, prévoit une « zone économique exclusive » dont la distance maximale des côtes est de 200 miles nautiques. L'État côtier a un droit exclusif sur les ressources des eaux et du sous-sol. Pour les États limitrophes, une frontière est définie par ceux-ci. Ainsi, pour la mer du Nord, une convention a été signée entre les États riverains. Il existe toutefois des litiges non réglés tels qu'entre la Norvège et la Russie en mer de Barentz ou entre les États bordant la mer de Chine du Sud.

Le développement des techniques de l'**offshore** a été une aventure enthousiasmante pour l'ingénieur. La France, bien qu'étant dépourvue de cette richesse naturelle, a contribué remarquablement à enrichir cette industrie par des concepts nouveaux, des technologies innovantes et des entreprises performantes dans le monde entier.

On estime les réserves mondiales d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) situées sous la mer à 25 % environ du total. Ces réserves marines sont situées pour moitié au Moyen-Orient, le quart en Amérique (Sud et Nord). L'Europe en détient environ 13 % et l'Afrique 6 %.

En 1992, environ 30 % de la production de brut vient de l'**offshore** (cf. tableaux **A** et **B** en [Doc. C 4 670]).

1. Étapes d'exploration

Conversion et équivalences pratiques

Pétrole brut :

1 m³ = 6,29 barils = 264 gallons US

1 tonne = 7,3 barils

1 baril/jour = 50 tonnes/an

Gaz :

1 pied cube/jour = 10 m³/an

1 m³ de gaz liquéfié = 600 m³ de gaz naturel (méthane)

1 000 m³ de gaz naturel ≈ 0,920 tep (tonne équivalent pétrole)

1.1 Reconnaissance des gisements

Les gisements potentiels d'hydrocarbures se trouvent dans les bassins sédimentaires où s'est produite la transformation des déchets de matière vivante au cours de millions d'années et où la texture géophysique du sous-sol terrestre ou marin a permis de contenir, dans des couches perméables, les liquides ou les gaz.

La première opération de prospection est de rechercher la topographie des couches sédimentaires où les hydrocarbures ont pu être piégés. Cela se fait par reconnaissance sismique (cf. articles *Géophysique appliquée en Génie civil* [C 224] et *Diagraphies et géophysique de forage* [C 225] dans ce traité). En mer, cela consiste à remorquer une source d'ondes acoustiques et des hydrophones. Cette reconnaissance sismique est semblable à ce

qui se pratique à terre où l'on définit des profils suivant des tracés distants de 1 000 à 15 m dépendant de la précision requise. En mer, les déplacements étant aisés, un grand nombre de profils est plus facile à obtenir qu'à terre.

Terminologie de l'offshore

Cette industrie est fortement marquée par l'influence anglo-saxonne et, souvent, les mots anglais sont utilisés par manque d'équivalents français.

Compliant structure : structure souple.

Derrick : structure métallique, appelée aussi mât de forage, d'une hauteur d'environ 40 m, supporte le système de levage et de manutention des tiges de forage et des tubes de cuvelage, appelés aussi **casing**.

Flowline : conduite de collecte entre plate-forme de têtes de puits, ou puits sous-marin, et plate-forme centrale.

Guyed tower : tour haubanée.

Jacket : structure en acier constituée de membrures tubulaires et fixée au sol par des piles.

Jack up platform : plate-forme autoélévatrice.

Offshore : littéralement « au large ». Désigne ce qui se rapporte au développement des hydrocarbures en mer.

Riser de pipeline : liaison verticale tubulaire reliant le pipeline à la surface.

Riser de production : tube prolongateur reliant la plateforme de production flottante à la tête de puits sous-marine.

Template : structure fixée au fond et supportant les équipements de têtes de puits sous-marins.

Tension leg platform : plate-forme à lignes tendues.

De grands progrès ont été faits pour connaître, avec une précision de quelques mètres, la position géographique des couches sédimentaires grâce à des réseaux radioélectriques et au système satellitaire GPS (*Global Positioning System*) (cf. article *Topographie. Topométrie. Géodésie* [C 5 010] dans ce traité). De plus, le traitement des innombrables données recueillies par les hydrophones peut être fait innombrables données recueillies par les hydrophones peut être fait sur des ordinateurs très puissants. On est capable maintenant d'effectuer des reconnaissances sismiques 3D (3 dimensions) très précises qui permettent de détecter des réservoirs potentiels complexes. Cela a permis d'accroître le taux de réussite des forages d'exploration dans certaines régions de 1 sur 10 à 1 sur 3.

1.2 Forage d'exploration

Le réservoir potentiel étant détecté par reconnaissance sismique, la seule méthode pour confirmer la présence d'hydrocarbures est de forer. Le puits foré permet de définir la qualité de l'effluent, la perméabilité du réservoir et la production potentielle, ainsi que la quantité d'huile et de gaz en place, et la quantité récupérable.

D'autres forages semblables sont nécessaires pour confirmer une première découverte et délimiter l'étendue du champ.

Les forages sont menés à l'aide d'engins mobiles qui ne restent en place que quelques semaines (4 à 12 ou plus). Ces engins sont de plusieurs types dont le choix dépend de plusieurs paramètres : profondeur d'eau, conditions climatiques, profondeur et pression du gisement attendu, disponibilités et coût.

1.2.1 Plates-formes autoélévatrices

Il en existe différents modèles conçus selon le même principe : un pont, sorte de grand ponton destiné à supporter les appareils de forage, relié par un système de crémaillères à de puissantes membrures verticales. Le ponton flotte avec les jambes relevées. À l'arrivée sur le site, ces jambes sont descendues pour prendre appui sur le fond et le ponton se soulève au-dessus des vagues ; le plancher de travail est alors parfaitement fixe. Les membrures, généralement au nombre de trois (parfois quatre, voire davantage), peuvent être des cylindres creux, mais sont généralement des treillis métalliques terminés en pied par un caisson qui assure la fondation dans les sols meubles (figure 1a).

Pendant la phase de transport, les plates-formes autoélévatrices peuvent être remorquées ou chargées sur des bateaux spéciaux plus rapides ; un tel convoi est relativement sensible au mauvais temps. Mais, une fois dressées sur leurs jambes, à 15 ou 20 m au-dessus du niveau de l'eau, ces plates-formes peuvent résister à de fortes tempêtes et tenir ainsi pendant les quelques semaines ou quelques mois nécessaires au forage d'un puits.

Le concept a aussi été exploité pour des plateformes de production. Dans ce cas, pour garantir la tenue de la fondation pendant la vie du champ, les pieds de jambes sont fixés à une structure gravitaire en béton ou métallique fondée sur piles battues (figure 1b).

Les premières plates-formes autoélévatrices d'exploration ont été construites vers 1955. En 1992, il en existait 400 unités dans le monde, dont environ 30 % aux États-Unis dans le golfe du Mexique. La plupart travaillent par des profondeurs d'eau relativement faibles, de l'ordre de 40 à 50 m ; cependant, du fait de leurs avantages techniques et économiques, la tendance actuelle est de chercher à en étendre l'emploi jusqu'à des profondeurs d'eau dépassant 100 m.

En opération, le pont supporte des charges de l'ordre de 3 000 à 6 000 t sur une surface de ponton de 5 000 à 8 000 m².

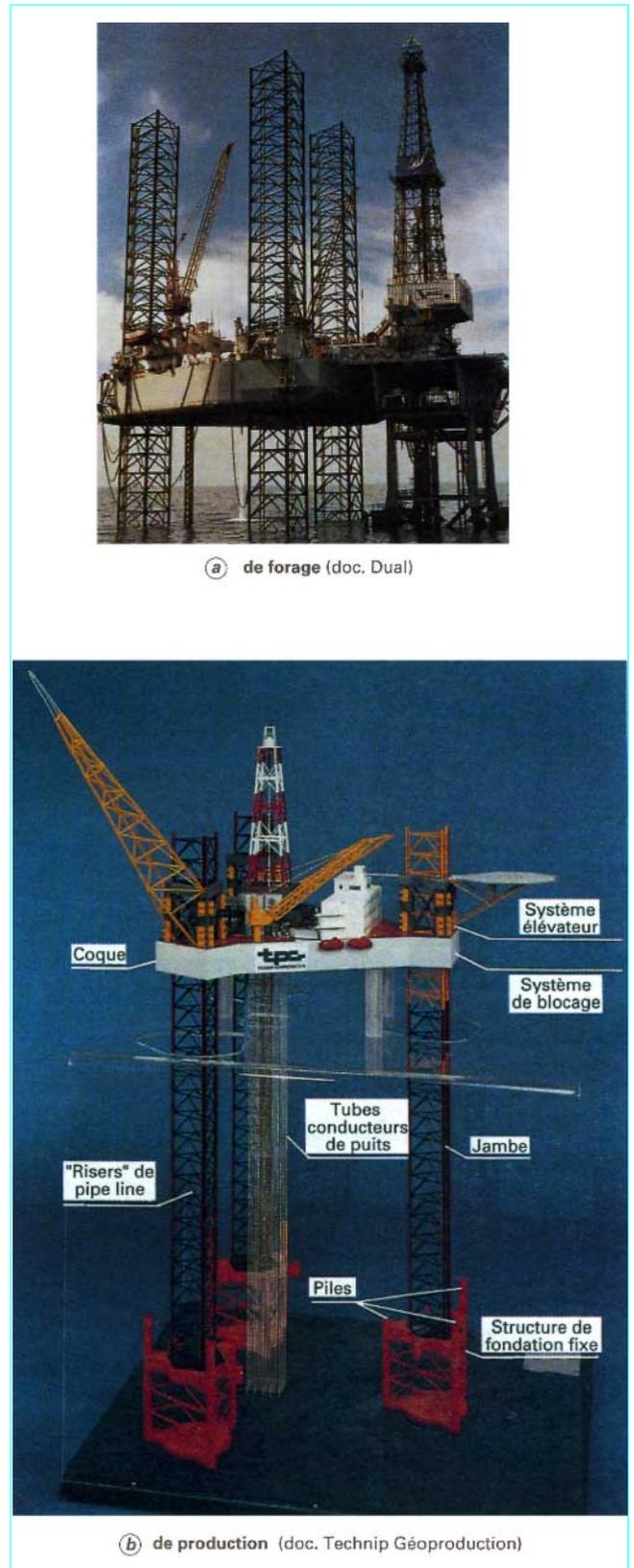


Figure 1 – Plates-formes autoélévatrices

1.2.2 Engins flottants

Pour les plus grandes profondeurs d'eau, les forages d'exploration sont effectués à partir d'engins flottants tels que bateaux ou semi-submersibles. Ceux-ci sont maintenus en position de travail soit par des lignes d'ancrage, soit par un positionnement dynamique comprenant des propulseurs commandés en azimut et puissance par un système automatique.

Les bateaux et, d'une manière plus générale, les supports de forage flottants ne peuvent être utilisés par moins de 30 à 40 m de fond. En effet, les déplacements horizontaux du support ne doivent pas dépasser 5 % de la profondeur pour ne pas endommager le tube conducteur qui le relie au sol marin pendant le forage.

1.2.2.1 Bateaux de forage

Les navires de forage peuvent être de simples barges remorquées ou d'anciens bateaux reconvertis et de coût d'exploitation relativement faible ou, au contraire, des bâtiments autopropulsés extrêmement performants capables de forer par plus de 1 000 m d'eau.

La profondeur maximale d'opération dépend du type de bateau et du système d'ancrage. Le positionnement dynamique est particulièrement bien adapté pour les plus grandes profondeurs.

Il existe aujourd'hui 60 bateaux ou barges de forage dans le monde, dont 14 à positionnement dynamique.

Les profondeurs d'eau record de forage ont été 303 m en 1968, 1 325 m en 1978 et 2 517 m en 1994 (figure 2).

1.2.2.2 Plates-formes semi-submersibles

Caractérisées par des flotteurs maintenus sous l'eau, les plates-formes semi-submersibles supportent le pont de travail par l'intermédiaire de plusieurs colonnes qui traversent la surface de flottaison. Cette configuration leur donne une grande stabilité dynamique qui permet le travail, même par gros temps.

Leur taille moyenne correspond à environ 20 000 t de déplacement et à 5 000 m² de surface de pont, mais contrairement au bateau de forage, elles sont très sensibles à la charge sur le pont, qui est limitée à 3 000 t environ. Leurs formes sont variées : il existe, par exemple, un modèle de conception et de construction françaises qui comprend un pont en forme de pentagone et cinq gros flotteurs et colonnes reliés entre eux par des entretoises tubulaires. La tenue à poste est assurée soit par 8 à 12 lignes d'ancrage, soit par positionnement dynamique.

Toutefois, les semi-submersibles les plus courantes sont de type catamaran. Elles sont constituées de deux pontons qui, en opération, sont immergés à 10 ou 20 m sous l'eau et de quatre ou six colonnes de 5 à 10 m de diamètre supportant le pont et traversant la surface de l'eau. En transit, la plate-forme flotte sur les pontons dont la forme allongée est favorable à la navigation. Certaines d'entre elles sont équipées de propulseurs leur permettant de se déplacer seules et d'assurer un ancrage dynamique.

Au total, on en comptait 160 en état de marche en 1992. D'une manière générale, si leur coût de construction et d'opération est plus élevé que celui des navires et leur remorquage plus long, elles ont l'avantage d'être plus stables en mer agitée comme la mer du Nord.

Il ne faut pas omettre qu'à l'engin de forage sont associés des navires d'assistance pour la sécurité, le transport de matériel et de personnel.

Ces engins de forage d'exploration capables de se déplacer sont aussi utilisés pour faire les forages et les compléments de puits de production.

1.3 Mise en production

En cas de découverte, on cherche à évaluer, par des forages complémentaires de délimitation et par des tests de production, les réserves d'hydrocarbures, la production par puits, les caractéristiques des effluents et la durée de vie du champ.

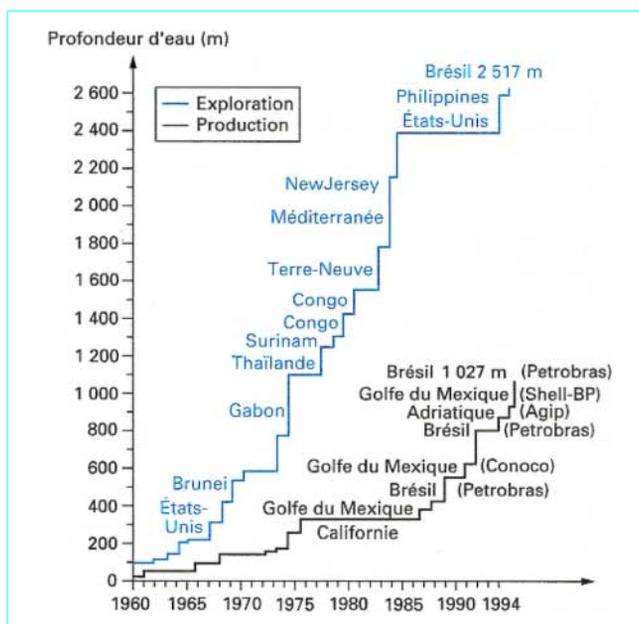


Figure 2 - Évolution des records de forage en mer

(Source Institut Français du Pétrole)

On étudie alors les schémas possibles de développement pour remplir les nombreuses fonctions du processus de production, de la tête de puits à l'évacuation du produit, dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité.

En général, les équipements sont supportés par des plates-formes fixes en acier (les jackets). Le champ peut être exploité avec des plates-formes séparées pour chacune des fonctions : têtes de puits, équipements de production, quartiers d'habitation, torchères, etc. Un tel schéma permet d'avoir plus d'espace, mais le coût des structures devient prohibitif quand la profondeur augmente et que les conditions d'environnement sont sévères.

Dans ce cas, les équipements peuvent être tous regroupés en plusieurs étages sur une seule grosse plate-forme. En mer du Nord, il existe plusieurs champs exploités par une seule plate-forme supportant une masse totale de 20 ou 30 000 t et produisant à partir de 40 ou 60 puits.

Il va sans dire que l'espace coûte très cher et que le confinement oblige à des protections très particulières pour séparer les zones dangereuses, telles que tête de puits et séparateurs, des quartiers de vie.

Il existe d'autres types de supports que les jackets, tels que les plates-formes en béton gravitaire (§ 2.3.2) ou les supports flottants (§ 2.3.4).

Les têtes de puits sont installées soit sur les plates-formes fixes, soit sur le fond de la mer ; par contre, les équipements de production ou les quartiers de vie peuvent être installés sur supports flottants.

L'expédition du brut peut être faite par canalisation directement vers la côte ou par tanker s'amarrant sur un poste de chargement avec un stockage tampon.

Le transport du gaz se fait uniquement par canalisation à la côte. Nous ne traiterons pas ici des techniques de liquéfaction du gaz dans les usines à terre qui permettent de réexporter par navire méthanier le GNL (gaz naturel liquéfié) à une température de - 160 °C. Il a été envisagé de placer l'usine de liquéfaction et le poste de chargement de GNL en mer sur le champ pétrolier, mais aucune réalisation n'existe.

Sur le champ lui-même, de nombreuses canalisations et ombilic-aux sous-marins raccordent les plates-formes et les équipements (figure 3).

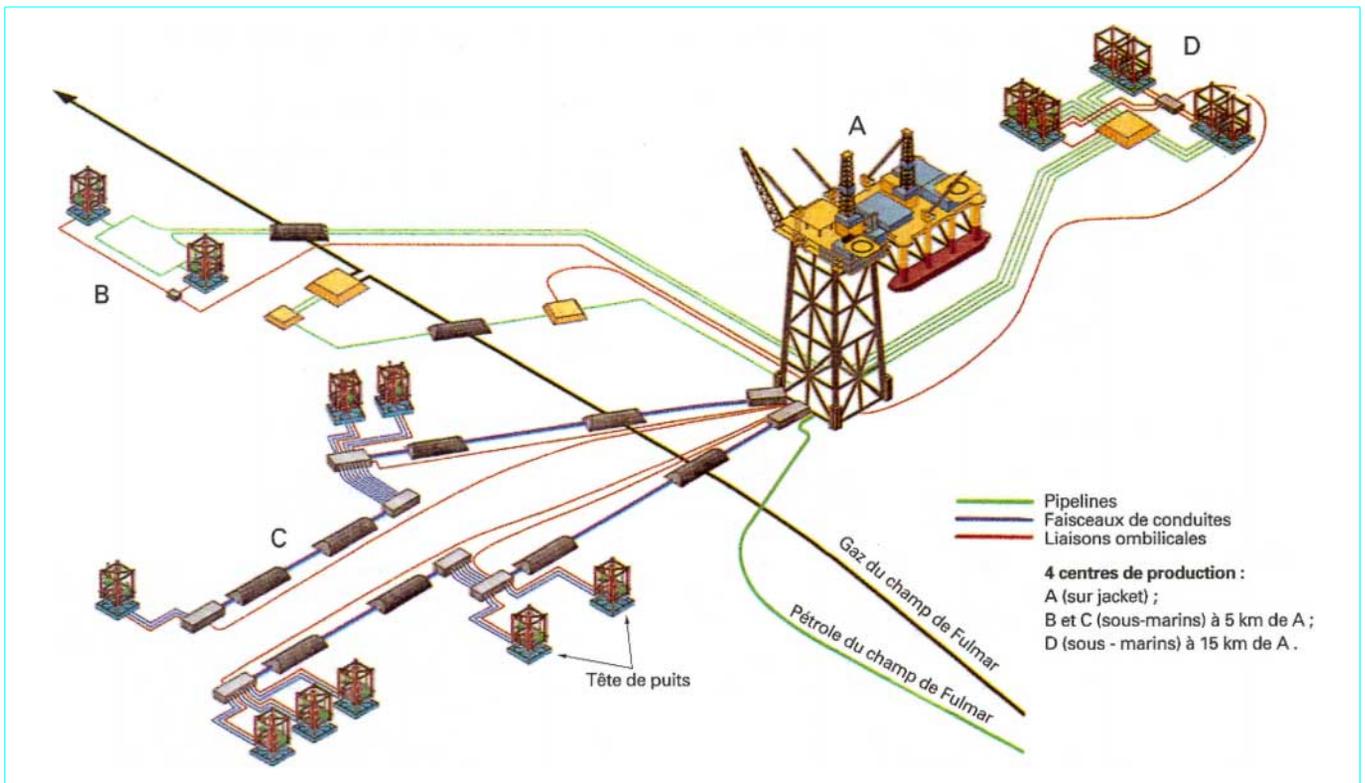


Figure 3 – Champ pétrolier de Gannet (mer du Nord)

Certains champs dits « marginaux » peuvent être exploités en utilisant les équipements de traitement, de stockage et d'expédition d'un champ principal à proximité. Le champ marginal peut alors comporter seulement des têtes de puits portées par une plate-forme ou installées sur le fond. Les puits, reliés par canalisations sont alors contrôlés et télécommandés depuis la plate-forme principale.

2. Plates-formes d'exploitation

Les équipements de production forment un ensemble qui permet de remplir les fonctions d'exploitation. Les conditions particulières de la mer conduisent à maintenir les équipements, dans toute la mesure du possible, au-dessus de l'eau, grâce à des supports fixes ou flottants. Certains équipements peuvent toutefois être placés sur le fond marin.

2.1 Équipements d'exploitation de surface

2.1.1 Puits de production

Les puits sont regroupés sur un ou plusieurs supports. Ils sont forés en déviant leur trajectoire de la verticale afin de pouvoir drainer tout ou partie de l'étendue du champ. Le puits, vertical au départ, atteint des inclinaisons importantes de 45°, 60° et même plus.

Plus récemment, des techniques ont été mises au point pour que les puits atteignent des inclinaisons proches de l'horizontale. Cela permet d'atteindre des distances horizontales de plusieurs kilomètres (jusqu'à 7 000 m) pour des gisements se situant à 3 000 m sous le fond de la mer.

De plus, le drain horizontal permet de drainer la couche réservoir sur une longueur de 300, 600 et même 2 000 m, rendant le puits beaucoup plus efficace qu'un puits vertical qui ne draine que sur la couche traversée. Cela augmente la production de chaque puits et permet d'en réduire le nombre.

Les puits sont forés par un ou deux derricks (ou mâts) de forage placés sur la plate-forme.

Chaque puits est prolongé, entre le fond de la mer et le pont de la plate-forme, par un « tube conducteur » de 60 à 75 cm de diamètre maintenu dans des guides par la structure du jacket. Une fois foré, le puits est équipé en tête d'un « arbre de Noël » constitué de vannes et raccordé au collecteur. Il peut y avoir, sur une même plate-forme, des groupes de 12 ou 24 et même jusqu'à 60 puits. Certains servent à produire le brut ou le gaz et d'autres à l'injection de gaz ou d'eau.

Enfin les têtes de puits peuvent être installées sur le fond marin et regroupées dans une structure guide appelée *template* sur laquelle sont fixés raccords et vannes téléopérées.

2.1.2 Puits d'injection

Certains puits forés comme les précédents sont souvent prévus soit pour réinjecter dans le gisement le gaz produit en même temps que le pétrole, soit pour injecter de l'eau provenant du brut ou de la mer après traitement. Cette injection permet de maintenir la pression dans le gisement en prenant la place du brut produit et d'augmenter le taux de récupération des réserves en place. Cela est appelé la récupération secondaire. Réinjecter le gaz permet aussi de le conserver pour une récupération ultérieure et d'éviter de le brûler à la torche s'il n'y a pas moyen de l'utiliser ou de l'exporter. D'ailleurs, maintenant, les pays producteurs interdisent, de plus en plus, de brûler le gaz.

2.1.3 Équipements de séparation et de production

L'effluent qui sort du puits est complexe et contient des phases liquides et gazeuses qui doivent être séparées et traitées avant d'être transportées et stockées. Il peut aussi y avoir des particules solides qui doivent être éliminées. Les équipements de séparation permettent, en plusieurs stades de pression décroissante, de séparer le brut, l'eau, le gaz et les condensats. Les proportions de chacun de ces produits sont très variables d'un champ à l'autre. Un champ de pétrole contient plus ou moins de gaz dissous, mais un champ de gaz contient seulement du gaz et des condensats.

Le brut, s'il est stocké, doit être complètement dégazé à pression atmosphérique. Le gaz sert souvent à l'alimentation de la centrale d'énergie. Il est aussi soit transporté par une canalisation spéciale, soit réinjecté dans le gisement. Il peut être autorisé de le brûler à la torche, mais cela est de moins en moins possible sauf dans le cas de très faibles quantités ou en cas d'urgence. C'est la raison pour laquelle il y a toujours une torchère sur les champs.

L'eau peut être soit réinjectée dans le gisement, soit traitée pour en éliminer les résidus d'hydrocarbures avant d'être rejetée à la mer. Les réglementations à ce sujet sont de plus en plus sévères dans le souci de protection de l'environnement. Les équipements de traitement de l'eau doivent garantir des teneurs inférieures à 40 et même 20 parties par million (en volume).

De plus, en cas de récupération secondaire par réinjection d'eau, l'eau de mer est traitée afin de la débarrasser des matières organiques et de l'oxygène dissous.

Toutes ces opérations nécessitent des équipements importants et volumineux.

2.1.4 Centrale d'énergie. Compresseur. Pompe

Le fonctionnement des équipements nécessite de l'énergie fournie par des turbines à gaz ou Diesel. Les stations de compression permettent soit la réinjection du gaz dans le gisement, soit l'évacuation par pipeline. Les stations de pompage sont utilisées pour l'évacuation du pétrole et pour la réinjection d'eau dans le gisement.

2.1.5 Quartiers d'habitation

Pour faire fonctionner les nombreux équipements mécaniques, électriques et d'instrumentation, des équipes de techniciens vivent à bord de la plate-forme. Les quartiers d'habitation doivent garantir un confort suffisant et assurer une sécurité du personnel la plus grande possible ; ils peuvent héberger quelques dizaines de personnes à plus de 200, comme en mer du Nord, où ils n'ont rien à envier aux hôtels 4 étoiles.

Les quartiers sont donc situés le plus loin possible des zones dangereuses des têtes de puits et des séparateurs.

2.1.6 Équipements de sécurité

Le danger d'explosion et d'incendie est un souci constant ; aussi existe-t-il de nombreux équipements de prévention, de détection, de lutte (réseau incendie) et d'évacuation du personnel par mer ou par air.

Des accidents dramatiques et spectaculaires ont poussé les opérateurs à instaurer des normes de sécurité toujours plus sévères et coûteuses. Pour cette raison, des études et recherches sont faites pour concevoir des équipements de production ne nécessitant la présence de personnel que de manière très épisodique et de courte durée. Cela permet de simplifier l'agencement en diminuant les contraintes de sécurité, de diminuer le poids d'ensemble et surtout de réduire les coûts d'exploitation. Pour ce faire, on cherche une plus grande fiabilité et redondance des équipements et plus d'automatisation et de télécommande.

2.1.7 Autres équipements

Citons pour mémoire :

- les torchères permettant de brûler le gaz. Celles-ci sont supportées par des structures de 60 à 80 m de hauteur pour éloigner la flamme des équipements et des hommes. Les torchères peuvent aussi être installées sur des structures fixes éloignées de quelques centaines de mètres des plates-formes de production ;
- les grues capables de décharger les bateaux d'approvisionnement et d'aider à la maintenance et aux réparations courantes ;
- les héliponts permettant les manœuvres d'hélicoptères qui constituent souvent le seul moyen d'accès par mauvais temps, et en tout cas le plus rapide.

2.1.8 Regroupement d'équipements en modules

Compte tenu du coût élevé des travaux en mer, les équipements sont préassemblés à terre sous forme de modules qui sont transportés et installés à l'aide de barges-grues (figure 4). Ces modules sont raccordés entre eux sur le pont de la plate-forme.

La structure et le poids des modules ont beaucoup évolué avec les capacités grandissantes de levage des grues. Si le nombre de modules est grand et leur poids faible, la barge-grue sera de faible capacité (300 à 500 t), mais le travail de raccordement (*hook up*) et les essais longs et coûteux. À l'inverse, le concept de gros modules ou de ponts complets réduit considérablement le travail en mer, mais nécessite des barges-grues très puissantes. C'est le cas en particulier en mer du Nord où les barges-grues, souvent du type semi-submersible moins sensible à la houle, atteignent des capacités de plus de 10 000 t avec deux grues.

En mer du Nord la masse record de levage a été de 11 000 t.

2.2 Équipements d'exploitation sous-marine

Le coût des supports, qu'ils soient structures fixes ou engins flottants, augmente considérablement avec la profondeur. Il y a des limites techniques et économiques. On a cherché très tôt à réduire le nombre, les dimensions et le poids des équipements. Aussi une des solutions est-elle d'installer directement sur le fond les têtes de puits et les arbres de Noël.

Depuis 25 ans, un effort considérable a été fait pour concevoir différents types de systèmes pour installer, opérer, télécommander, réparer des têtes de puits placées sur le fond de la mer.

Il y a actuellement plus de 700 puits sous-marins dans le monde (tableau 1) et il est prévu d'en installer environ 500 d'ici 10 ans.



Figure 4 – Levage d'un module par une barge-grue semi-submersible (doc.Heerema)

Tableau 1 – Puits sous-marins dans le monde (1)

Nombre en 1992 et 1993					
Pays	Actifs	Fermés	Abandonnés	Total 1992	Installés en 1993
Canada	0	1	0	1	
Brésil	167	5	32	204	3
Côte Ouest (USA)	4	8	31	43	
Golfe du Mexique (USA)	37	6	31	74	15
Mer du Nord	177	44	32	253	17
Moyen-Orient	3	22	1	26	
Afrique	2	2	10	14	2
Méditerranée	18	0	15	33	10
Extrême-Orient	45	2	13	60	6
Mer Caspienne	0	2	0	2	
Total	453	92	165	710	53

Répartition par profondeur d'eau en 1992			
Profondeur (m)	Nombre	Profondeur (m)	Nombre
0 à 50	125	300 à 350	12
50 à 100	181	350 à 400	6
100 à 150	237	400 à 450	13
150 à 200	81	450 à 500	2
200 à 250	30	> 500	13
250 à 300	10		
		Total : 710	

(1) Source : Subsea Data Base

Certains prévoient des arbres de Noël dans une capsule maintenue à pression atmosphérique, permettant ainsi l'intervention humaine sans être gêné par la pression. Près de 15 puits de ce type ont été installés au Brésil, mais cette technique a été abandonnée et les équipements sont maintenant en pleine eau accessibles par plongeur ou par robot.

Les têtes des puits sous-marins sont placées en solitaire ou en groupe. Une structure appelée « template sous-marin » permet le guidage des puits et le support des équipements de vannes, de commandes hydrauliques ou électriques et de l'instrumentation. Les puits sont raccordés entre eux par des collecteurs.

La structure permet également la connexion, avec ou sans plongeur, des pipelines et des ombilicaux d'instrumentation et de télécommande reliés à la plate-forme de production.

Ces puits ou groupes de puits sont reliés à la plate-forme de production. Cette dernière peut être flottante. La liaison est alors réalisée par canalisations flexibles entre le fond et la surface. Les structures ou templates équipées peuvent être très simples et légères pour des puits solitaires, mais peuvent atteindre plus de 1 000 t et regrouper jusqu'à 12 puits et même plus.

Il est envisagé, peut-être dans un proche avenir, d'installer sur le fond, en plus des puits avec leurs collecteurs, vannes et modules de télécommandes, des séparateurs et des pompes polyphasiques capables d'expédier les effluents bruts, faits d'un mélange de liquide et de gaz non dissous, sur des distances de plus de 100 km vers des plates-formes de traitement en faible profondeur ou à la côte. Ces techniques permettent d'envisager le développement de champs d'hydrocarbures avec un minimum de supports de surface. Cela serait particulièrement intéressant pour permettre d'exploiter économiquement des champs marginaux ou en très grande profondeur.

2.3 Structures supports

Nous décrivons, dans ce paragraphe, les différents types de structures fixes ou flottantes qui permettent de maintenir les têtes de puits et les équipements de production au-dessus de la surface de la mer

et de recevoir les liaisons hydrauliques, électriques et même acoustiques avec les équipements restés sur le fond de la mer (pipelines, ombilicaux, têtes de puits sous-marines, etc.).

2.3.1 Plates-formes métalliques fixes (jackets)

Nous garderons le terme de « jackets » pour désigner ces structures tubulaires métalliques fixées par pieux sur le fond marin et qui constituent l'immense majorité des supports (figure 5). Plus de 6 000 jackets ont été installés dans le monde depuis 1950, dont plus de 5 000 dans le golfe du Mexique (tableau 2). De nombreux ont déjà été démantelés après épuisement des champs.

Ces structures sont de quelques dizaines de tonnes dans les faibles profondeurs et de plusieurs dizaines de milliers de tonnes dans les profondeurs dépassant 300 m. Le record de profondeur est actuellement de 420 m dans le golfe du Mexique pour la plate-forme de Bullwinkle de la société Shell. Le jacket seul pèse 56 000 t.

La dimension et le poids d'un jacket dépendent principalement de la profondeur d'eau, des conditions météorologiques, du poids des équipements, du nombre des tubes conducteurs associés à chaque puits (tableau 3).

2.3.1.1 Description

Au début de l'exploitation en mer, dans les profondeurs très faibles, les derricks de forage et les puits étaient installés sur des platelages supportés simplement par des piles comme des estacades sur pilotis. Pour installer ces piles, on utilisait des gabarits qui servaient aussi d'entretoisement de ces piles. Les gabarits furent appelés « jackets » aux États-Unis, d'où le terme communément employé.

Les plates-formes classiques de type jacket (figure 6) se composent des éléments suivants.

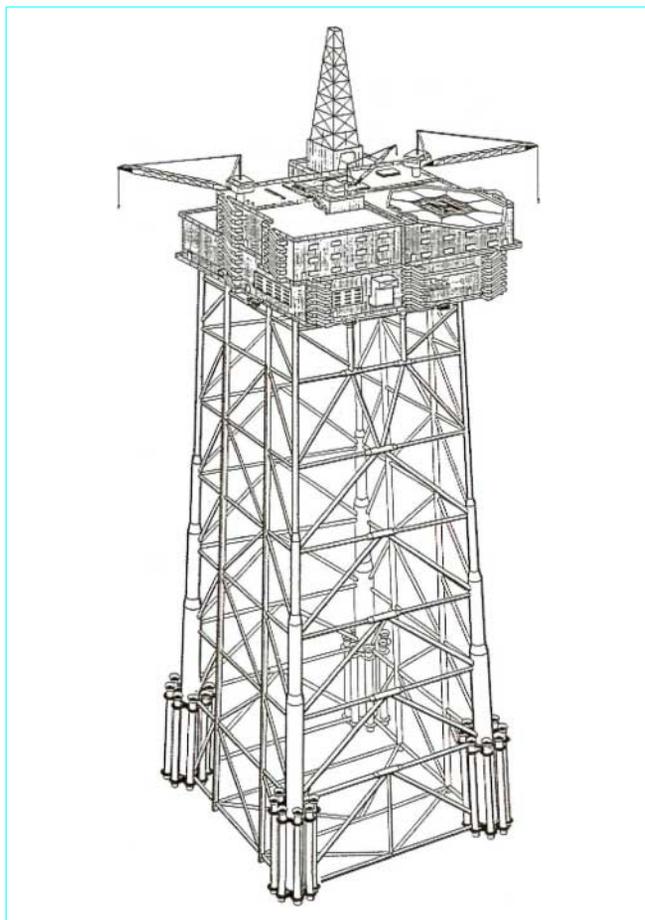


Figure 5 – Plate-forme métallique (jacket : poids 18 800 t, hauteur 166 m) avec barrillets de 8 piles auxiliaires au pied de chaque jambe. Champ de Murchison (mer du Nord)

Les structures secondaires, nappes horizontales et guides de tubes conducteurs de puits ne sont pas représentés ici.

Tableau 2 – Répartition des plates-formes fixes aux États-Unis

Profondeur d'eau (m)	Nombre de jackets toujours en place			
	Golfe du Mexique	Californie	Alaska	Total
0 à 6	1 152			1 152
6 à 15	1 414			1 414
15 à 30	650	7	14	671
30 à 45	329			329
45 à 60	240	10		250
60 à 90	206			206
90 à 120	52	6		58
120 à 150	5			5
150 à 275	4	4		8
> 275	4	2		6
Total	4 056	29	14	4 099

■ **Pont** : structure à un ou plusieurs niveaux constituée de poutres principales en treillis tubulaires et de profilés. Il peut aussi être seulement constitué de poutres principales supportant des modules d'équipement autoporteurs. Le pont repose sur le jacket lui-même ou sur les piles principales.

■ **Jacket** : structure en treillis, tubulaire, constituée de membrures principales verticales ou légèrement inclinées. Les barres sur les faces principales et sur les niveaux horizontaux fournissent la rigidité à l'ensemble. Sur chaque niveau horizontal sont fixés les guides de tubes conducteurs si la plate-forme doit supporter les têtes de puits.

Sur le dernier niveau horizontal sont fixés les planchers de stabilité qui reportent le poids apparent du jacket sur la surface du fond marin. Ces planchers de stabilité permettent d'assurer la stabilité provisoire de la structure avant la mise en place des piles qui constituent la fondation définitive.

Des anodes sacrificielles sont fixées sur les barres. De plus, des attaches sont prévues pour maintenir les canalisations verticales reliant les équipements du pont aux pipelines sous-marins. Enfin, sur le jacket sont fixées les structures d'accostage permettant aux bateaux de service de s'approcher et d'accoster.

■ **Piles** : La fondation sur le fond marin est assurée par des piles enfoncées par battage ou éventuellement par forage. Les piles sont de deux types :

- les piles principales enfilées dans les membrures principales du jacket remontant jusqu'en haut et sur lesquelles repose directement le pont ;
- les piles auxiliaires enfilées dans des fourreaux disposés en barrillet fixé à la base des membrures du jacket.

La liaison des piles au jacket est faite soit par soudure sur le haut des membrures, soit par injection de ciment (figure 7) dans l'espace annulaire entre pile principale et membrure, ou entre piles auxiliaires et fourreaux.

Les piles sont faites de tubes en acier. Leur diamètre, épaisseur et longueur de fiche dépendent de la dimension de la plate-forme et des conditions d'environnement et de sol. Elles sont soumises à des efforts de traction ou compression et à des moments de flexion principalement dans le sol au niveau du fond marin.

Leur diamètre est le plus souvent de 0,750 à 1,000 m et atteint des valeurs de 1,5 à plus de 2 m pour les jackets profonds, en mer du Nord par exemple.

L'épaisseur est au moins de 20 mm, mais est très souvent de 30 à 60 mm et plus.

Quant à la fiche de pénétration dans le sol, celle-ci dépend des caractéristiques géotechniques des couches (sable, argile, marne, roche, etc.). La tenue de la pile dépend de l'effet de friction dans le sol auquel s'ajoute éventuellement l'effet de pointe pour les efforts de compression (figure 8).

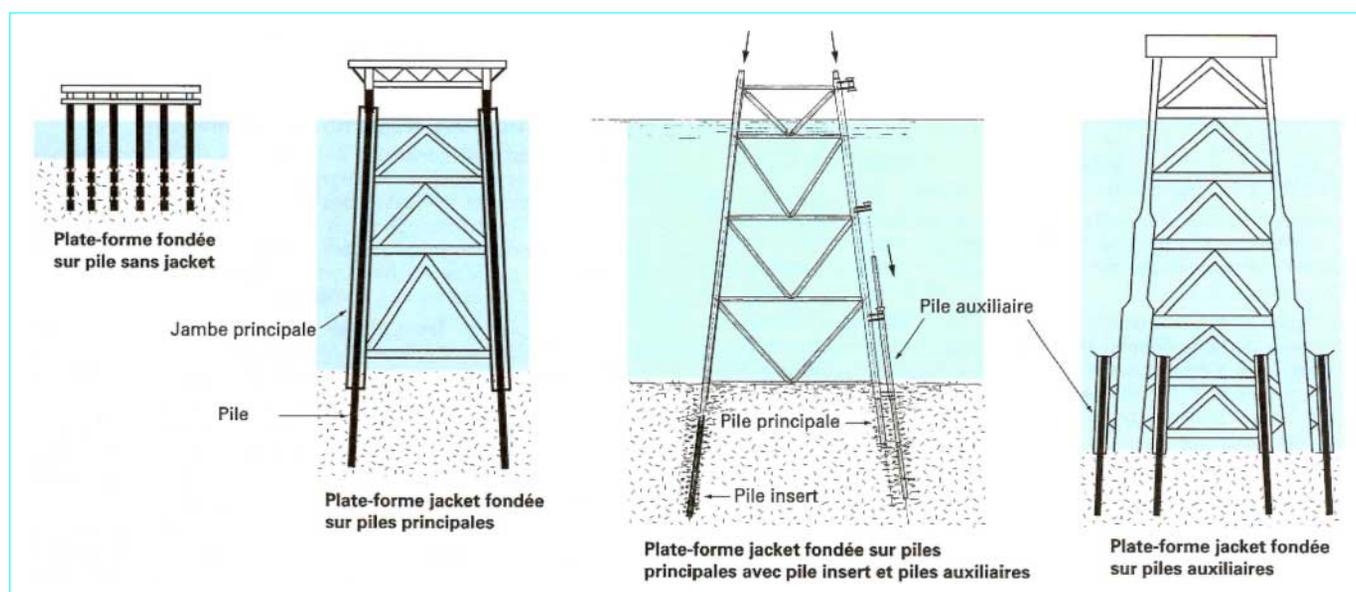
Les fiches de pile peuvent atteindre 150 m et même plus selon les terrains. Elles sont le plus souvent comprises entre 30 et 70 m.

Il faut ajouter que le dimensionnement et le dessin des piles dépendent des moyens d'installation. Dans le cas où le sol est trop dur ou si la puissance du marteau est insuffisante, on fait appel aux principales techniques suivantes :

- piles forées et rebattues. On fore un « avant-trou », puis la pile est rebattue jusqu'à la fiche nécessaire après avoir traversé la couche dure ;
- piles forées et cimentées. On fore le terrain à un diamètre légèrement supérieur à celui de la pile qui est descendue. L'espace annulaire sol-pile est alors cimenté par injection de coulis ;
- piles inserts. La pile est battue au refus puis on fore un trou permettant d'introduire une deuxième pile dans la première et dans le trou. Les espaces annulaires sont cimentés.

Tableau 3 – Caractéristiques comparées de plates-formes métalliques (jackets)

Emplacement	Profondeur d'eau (m)	Masse de la plate-forme (t)	Nombre de piles et diamètre	Masse des piles (t)	Masse du pont (t)	Charge admissible sur le pont (t)
Golfe Persique	30	350	4 piles 30"	300	500	1 500
Golfe Persique	60	550	6 piles 30"	550	500	1 500
Gabon	60	300	4 piles 30"	250	250	900
Gabon	100	1 700	8 piles 48" -36"	800	400	1 500
Golfe du Mexique	60	500	6 piles 42"	500	1 000	1 500
Golfe du Mexique (Mud Slide) (Delta du Mississippi : sol très mou et instable)	100	3 500	4 piles 92" + 4 piles 84"	6 600	1 000	6 000
Mer du Nord (DP 2)	100	8 000	20 piles auxiliaires 60"	4 400	Pont support de modules 1 000	3 000
Mer du Nord (Murchison)	160	20 000	32 piles auxiliaires 84"	10 000	Pont support de modules 4 000	20 000
Californie (Hondo)	250	12 200	8 piles 48" 12 piles auxiliaires 54"	5 300	1 600	7 000
Golfe du Mexique (Cognac)	312	46 000	24 piles auxiliaires 84"	11 000	Pont support de modules 1 000	
Brésil (Namorado 2)	200	14 000	8 piles 54" 12 piles auxiliaires 54"	8 200	Pont support de modules 1 000	14 000


Figure 6 – Évolution des fondations sur piles

2.3.1.2 Construction, transport et installation

Les jackets sont construits à terre en position couchée sur un chantier bordé d'un quai de chargement sur barge. Les tolérances dimensionnelles et la qualité des assemblages soudés nécessitent des moyens importants. Le poids des éléments préfabriqués au sol demande des grues mobiles de capacité de plusieurs centaines de tonnes et munies de flèches très longues car, même couchée, la base d'un jacket atteint très souvent 60 m et plus.

Par exemple, les faces du jacket assemblées au sol et pesant 2 000 ou 3 000 t sont relevées à l'aide de sept ou huit grues sur chenille, levant et avançant de manière parfaitement coordonnée.

Une fois le jacket construit, peint et équipé des anodes sacrificielles, il est glissé par de puissants vérins ou treuils sur une barge spéciale sur laquelle il est arrimé solidement pour résister aux effets de la houle sur des trajets parfois très longs (15 000 km) (figure 9).

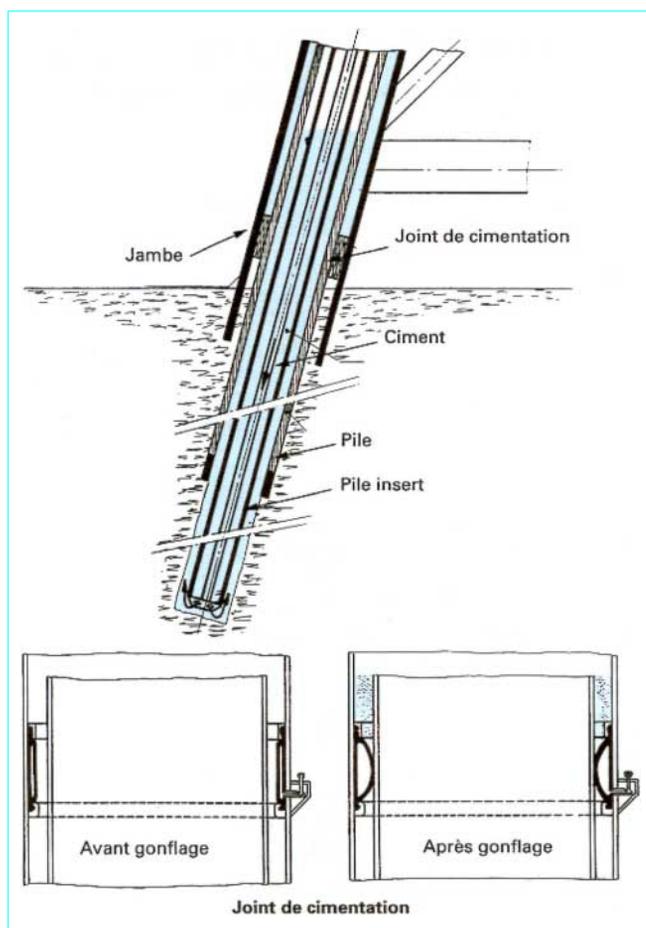


Figure 7 – Bétonnage des piles

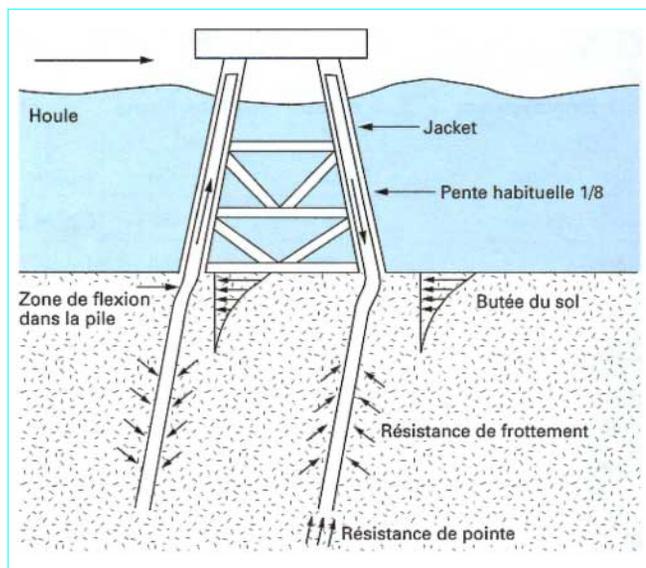


Figure 8 – Principe d'interaction sol-pile



Figure 9 – Transport du jacket Cerveza (26 000 t, hauteur 290 m) sur un bras du Mississippi en Louisiane

À l'arrivée sur le site du convoi remorqué, le jacket, conçu pour flotter en position horizontale, peut être levé par une barge de levage et mis à l'eau. Si le poids dépasse la capacité de cette dernière, le jacket est glissé sur l'arrière de la barge de transport et lancé dans l'eau sur des bras basculant à l'arrière. Maintenu par la grue de la barge de levage et par des remorqueurs, le jacket est ballasté par de l'eau dans certaines membrures pour le tourner en position verticale et le déposer sur le fond. La barge-grue peut alors installer les piles dans les jambes ou les fourreaux. De puissants marteaux, dont la masse frappante va de 10 à 125 t, battent alors la pile en lui transmettant une énergie de 20 à plus de 200 t · m (tableau 4). Cette masse frappante est actionnée par vapeur ou par hydraulique.

Les marteaux hydrauliques ont l'avantage de pouvoir travailler sous l'eau.

La masse totale du marteau à placer sur le sommet de la pile peut dépasser 300 t.

Les marteaux ont grandi en masse et en puissance de manière spectaculaire. Les progrès ont permis l'installation de piles plus grosses et plus longues et d'éviter le plus souvent le difficile travail de forage pour pallier l'incapacité de traverser les couches dures et d'atteindre les fiches nécessaires.

L'installation des jackets et des ponts équipés nécessite des barges-grues très puissantes. Celles-ci ont connu, pendant ces vingt dernières années, une évolution remarquable depuis des pontons simples de 100 à 120 m de long équipés d'une grue de 500 t jusqu'à des barges semi-submersibles déplaçant plus de 100 000 t et équipées de deux grues jumelles capables de lever une masse totale de 14 000 t.

Les barges de forme semi-submersible ont une stabilité dynamique nettement améliorée et peuvent travailler dans des mers difficiles comme la mer du Nord.

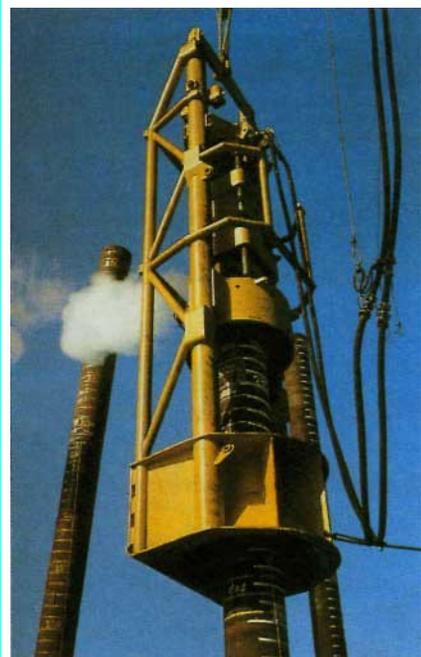
Les barges sont maintenues en place par un système d'ancrage, de 8 à 14 lignes de câble. Certaines barges plus récentes sont équipées de positionnement dynamique.

2.3.2 Structures gravitaires en béton

Les premières d'entre elles ont été conçues par des sociétés françaises à partir de 1970-1971, parallèlement au développement des structures en acier, pour répondre aux besoins de l'époque en différents sites de la mer du Nord, par des profondeurs d'eau comprises entre 70 et 150 m. Il s'agit de structures « gravitaires » : posées sur

Tableau 4 – Caractéristiques des principaux marteaux Menck

Caractéristiques	MRBS	MRBS	MRBS	MRBS	MRBS
	1800	3000	4600	8000	12500
Masse frappante(t)	17,500	30,000	46,000	80,000	125,000
Masse totale(t)	56,800	93,000	142,000	274,000	387,000
Dimensions (m)					
{ longueur.....	6,840	7,265	8,350	9,400	10,900
{ largeur.....	2,430	3,000	3,580	4,500	5,380
{ profondeur.....	1,895	2,300	2,740	3,480	4,100
Énergie de frappe..... (t · m)	26,250	45,000	69,000	120,000	218,750
Hauteur de chute..... (m)	1,500	1,500	1,500	1,500	1,750



le fond de mer, leur stabilité vis-à-vis des efforts générés par la houle est assurée exclusivement par leur poids propre. À quelques variantes près, elles sont bâties sensiblement sur le même modèle, en trois parties (figure 10) :

- un **pont**, en acier ou en béton, hors de l'eau et chargé de tous ses équipements (de 10 000 à 30 000 t) ;
- un ou plusieurs **fûts** ou **colonnes** en béton (jusqu'à quatre) qui supportent le pont à 20 m et plus au-dessus de la surface ;
- un **caisson en béton**, immergé et reposant sur le fond par l'intermédiaire d'un radier, et partagé en cellules dont le rôle est de soutenir les colonnes ou de servir de réservoir tampon pour le pétrole brut. Ce caisson est maintenu constamment rempli soit d'eau, soit de pétrole, ce qui augmente le poids de la structure et assure sa stabilité ; la face inférieure du radier, qui peut atteindre 100 m de diamètre, est munie de bèches pour reprendre en partie les efforts de cisaillement sur le sol et protéger contre les affouillements. Souvent, le faible volume entre le dessous du radier et le sol est injecté de ciment.

Dans des sols très meubles tels que sur le liste de Troll, les bèches s'enfoncent de plus de 15 m dans le sol.

Le radier et la partie inférieure du caisson sont d'abord construits en cale sèche, dans une enceinte protégée par des batardeaux ; cet ensemble est ensuite mis en flottaison dans un site abrité et permettant un tirant d'eau important (les fjords norvégiens et écossais offrent ces facilités). C'est dans ces conditions que se poursuit le chantier de construction du fût ou des colonnes et que, par ballastage, la plate-forme s'enfonce progressivement.

Le pont, construit et complètement équipé dans un autre chantier, est amené sur engin flottant et posé sur les colonnes en jouant sur le ballastage de la plate-forme ; tout l'édifice ainsi terminé et déballasté partiellement pour diminuer le tirant d'eau est remorqué en haute mer jusqu'à son site définitif ; en phase finale, l'ouvrage est positionné avec précision à l'emplacement choisi et posé au fond par ballastage du caisson.

Bien entendu, la fabrication des différentes parties de ces très grandes structures (radier, caisson, fût ou colonnes) a fait appel aux

techniques de précontrainte les plus évoluées et à l'utilisation de coffrages très performants. La composition et la confection du béton font l'objet de soins très attentifs et suscitent dans ce domaine des études poussées, notamment pour atteindre de hautes performances mécaniques ou trouver un compromis entre résistance et densité.

Ce sont les constructions les plus lourdes jamais déplacées par les hommes puisque la masse de certaines d'entre elles dépasse 800 000 t. Leur transport en mer depuis le site de construction ne peut être opéré que grâce à une flottille de puissants remorqueurs totalisant une puissance de plus de 100 000 ch.

À l'aide des systèmes modernes de positionnement acoustique, elles sont finalement posées à leur emplacement définitif avec une précision de quelques dizaines de centimètres.

Une première génération de quatorze grandes plates-formes en béton a ainsi été installée en mer du Nord de 1973 à 1981. Depuis lors, d'autres ouvrages de plus ou moins grande importance ont été construits ou sont en cours de construction, telle la plate-forme de 2 millions de tonnes envisagée au large de la Norvège pour le champ de Troll, par 350 m d'eau.

Le principal avantage des structures en béton est leur aptitude à être installées avec leur pont intégré complètement équipé, ce qui diminue les travaux à exécuter en haute mer. Elles sont capables de recevoir de fortes charges en tête ou de comprendre les réservoirs de stockage. Mais cette technique suppose la proximité de sites favorables à la fabrication.

2.3.3 Plates-formes à lignes tendues (PLT)

Nota : en anglais : *Tension Leg Platforms (TLP)*

Ce concept original est prometteur pour des profondeurs de 1 000 à 2 000 m d'eau.

La plate-forme est flottante, telle une semi-submersible, mais elle est maintenue par plusieurs tendons verticaux solidement fixés au fond de la mer par l'intermédiaire d'une embase fondée sur pieux

ou gravitaire (figure 11). La partie flottante est maintenue enfoncée par la force verticale de traction exercée sur les tendons. Sous l'effet de la houle, du vent et du courant, la partie flottante peut se déplacer horizontalement en s'enfonçant légèrement. L'ensemble se déforme alors comme un parallélogramme et le système reste stable grâce aux forces de rappel exercées. Les mouvements de pilonnement étant très faibles, cette conception permet, dans son principe, de maintenir les têtes de puits hors de l'eau dans de bonnes conditions. Celles-ci sont reliées au fond par des tubes rigides de faible diamètre maintenus en tension.

L'intérêt du concept a été prouvé par la mise en place d'une telle plate-forme, en juillet 1984, par une compagnie américaine, dans 150 m de fond comme première étape, sur le gisement de Hutton en mer du Nord.

Plusieurs plates-formes de ce type ont été installées ou sont en cours d'installation ou en projet :

- Hutton (mer du Nord) : 1984 ; profondeur : 137 m ;
- Snorre (mer du Nord) : 1992 ; profondeur : 335 m ;
- Auger (golfe du Mexique) : 1993 ; profondeur : 872 m ;
- Heidrun (mer du Nord) : 1995 (en béton) ; profondeur : 351 m ;
- Mars (golfe du Mexique) : 1995 ; profondeur entre 800 et 900 m.

2.3.4 Supports flottants de production

Nota : en anglais : *Floating Production System Offshore (FPSO)*

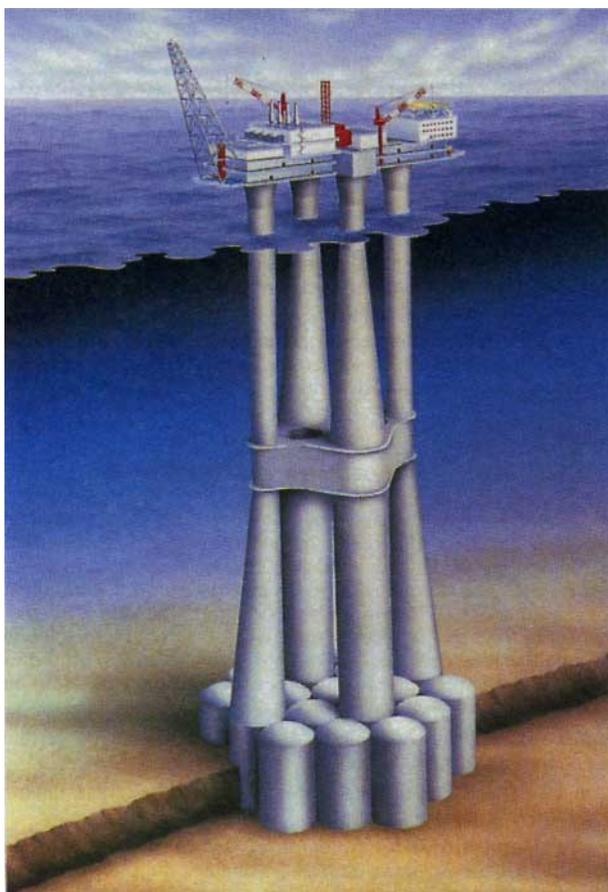


Figure 10 – Structure gravitaire en béton pour le champ de Troll en Norvège (Doc. Norwegian Contractors)



Figure 11 – Plate-forme à ligne tendue (Doc. Norwegian Contractors)



Figure 12 – Bateau support de production flottant en baie de Bohai, Chine (doc. Single Buoy Moorings)

Le support a plusieurs fonctions :

- traitement du pétrole brut ;
- quartiers d'habitation ;
- poste de contrôle et de commande des puits.

La production est évacuée soit par bateau navette venant s'ancrer à proximité ou s'amarrer au support à couple ou à tandem, soit par canalisation sous-marine reliée au support par conduites flexibles. Le gaz associé peut être réinjecté dans le gisement, soit évacué par canalisation.

Le maintien en position est de plusieurs types :

— dans le cas de semi-submersibles (Buchan ou Argyll, en mer du Nord ou au Brésil), ceux-ci sont ancrés par un système classique de câbles et de chaînes associés à des ancrs ou à des pieux enfoncés dans le sol ;

— dans le cas de bateau, l'amarrage peut se faire sur une bouée ancrée constituant un point unique autour duquel le navire peut s'orienter dans la direction du courant ou de la houle. Le système comporte un joint tournant permettant le passage des fluides entre fond et support. Ces joints sont parfois fort complexes car ils doivent être étanches aux pressions de l'huile et du gaz qui sortent des têtes de puits ou de l'eau réinjectée dans le gisement.

L'ancrage peut se faire sur un touret ancré, supportant les têtes de puits, et autour duquel le bateau tourne.

Les bateaux ont aussi parfois la fonction de stockage et peuvent décharger dans des tankers ;

— enfin, il est possible d'utiliser des systèmes de positionnement dynamiques complets. Le bateau peut alors se déconnecter d'un puits pour raison de mauvais temps ou simplement pour aller décharger sa cargaison dans un port. Ce système peut servir à l'exploitation d'un seul puits en vue d'effectuer des tests de production de longue durée.

Un développement avec support flottant de production est rapide à mettre en œuvre. Aussi est-il souvent employé pour commencer à produire le plus tôt possible, avec un investissement minimal, ce qui, pour l'opérateur, est un avantage financier intéressant pour rentabiliser rapidement ses investissements.

Ce type de développement s'appelle un « système de production anticipée » (*early production system*).

2.3.5 Structures souples

Nota : en anglais : *compliant structures*.

Au-delà de certaines profondeurs, chacune des techniques précédentes atteint ses limites car le poids des plates-formes et leur coût de construction deviennent prohibitifs.

Les compagnies pétrolières s'intéressent sérieusement à l'exploitation de gisements d'hydrocarbures par 500 à 1 000 m de fond, notamment dans le golfe du Mexique et au large du Brésil. Ainsi, de nouveaux concepts ont déjà fait l'objet d'études très poussées et de certaines réalisations.

Les structures traditionnelles, comme les jackets, sont relativement rigides et conçues pour résister à la totalité des forces de la houle ; comme leurs périodes propres de vibration augmentent avec la profondeur, si celles-ci se rapprochent de la période de la houle, les contraintes se trouvent amplifiées et des problèmes de fatigue de l'acier peuvent apparaître. Il faut dimensionner l'ouvrage en conséquence, ce qui conduit à des poids d'acier et des coûts prohibitifs.

Les structures souples s'appuient sur un autre principe : les mouvements importants de la plate-forme engendrent des forces d'inertie qui s'opposent aux sollicitations alternées de la houle, et le danger d'instabilité par mise en résonance est évité par le fait que les périodes propres de l'ouvrage sont supérieures à celles des vagues incidentes. Tout cela va de pair avec une architecture beaucoup plus légère, qui permet d'envisager des structures jusqu'à 1 000 m de hauteur tout en supportant les têtes de puits à maintenir hors de l'eau.

On peut les classer en trois catégories.

■ **Les tours articulées**, comme leur nom l'indique, sont fixées au fond de la mer par une articulation mécanique ou une fondation par pieux suffisamment flexible pour faire office de rotule ; elles sont maintenues en position verticale par un énorme flotteur de rappel, en acier ou en béton, situé près de la surface. Ce concept a pris naissance en France en donnant lieu, dès 1968, à une plate-forme expérimentale dans 100 m d'eau, installée dans le golfe de Gascogne.

■ **Les tours haubanées** (*guyed towers*) en sont une variante, les forces de rappel étant exercées par un ensemble de lignes d'ancrage disposées tout autour de la plate-forme ; il en existe une sur le champ de Lena, dans le golfe du Mexique, installée en 1983 par 305 m d'eau. Cette structure supporte les têtes de puits et tout l'équipement de production du champ.

■ **Les tours flexibles** procèdent de la même idée, mais sont de conception un peu différente ; elles sont encastrées dans le sol, et ce sont les mouvements dus à la déformation élastique de la charpente qui engendrent des forces d'inertie opposées à celles de la houle.

Différents concepts reposant sur ce principe – les tours Gamma et Delta ou la plate-forme Roseau (figure 13), dont le nom est suffisamment évocateur – sont proposés par des sociétés françaises d'ingénierie, notamment pour des applications envisagées dans le golfe du Mexique et en Afrique de l'Ouest.

On trouvera en [Doc. C 4 670] le coût de ces différentes structures (figure A) ainsi que le nombre de puits en fonction de la profondeur (figure B).

2.4 Conception des structures marines

2.4.1 Généralités

Une structure marine est conçue pour résister aux efforts qu'elle est supposée subir au cours de sa vie. Celle-ci commence lors de son transport où, fixée sur une barge, elle est soumise aux mouvements et accélérations dus à la houle qui génèrent des contraintes dans la structure et dans les arrimages. Cela est particulièrement important pour des transports transocéaniques.

Pendant la mise à l'eau par levage ou par lancement d'un jacket, on tient compte des efforts locaux des oreilles de levage ou des pressions exercées par les bras de basculement. Une fois à l'eau, le jacket doit flotter horizontalement. Aussi un bilan poids et flottabilité est-il établi. Pour s'assurer que la structure flotte avec une réserve de flottabilité de l'ordre de 5 à 10 %, on augmente le diamètre des membrures ou l'on ajoute des flotteurs temporaires.

Le jacket flottant horizontalement est alors dressé à la verticale par ballastage contrôlé des jambes. Le volume d'eau est déterminé pour que la structure flotte en position verticale sans que les pieds des jambes touchent le fond pendant le basculement et pour qu'elle puisse descendre de façon contrôlée sur le fond, avant la mise en place des piles. Le poids apparent doit être tel que la pression des planchers de stabilité sur le sol soit inférieure à la capacité portante du fond pour garantir la stabilité, même en présence d'un courant.

Une fois les piles en place et solidarisées au jacket par soudure ou cimentation, l'ouvrage doit résister aux charges verticales fixes ou variables du pont équipé et aux charges d'environnement de la houle, du courant, du vent et éventuellement des séismes et de la glace.

La particularité des structures en acier du type jacket réside dans leurs dimensions et celles des barres cylindriques qui les constituent. Des recommandations et règles particulières ont été établies, en plus des règles générales applicables aux structures en acier. Le document principal en la matière est le guide API RP 2A *Recommended practice for planning, designing and constructing fixed offshore platforms*. Celui-ci est modifié et complété régulièrement. La 20^e édition est parue en 1993.

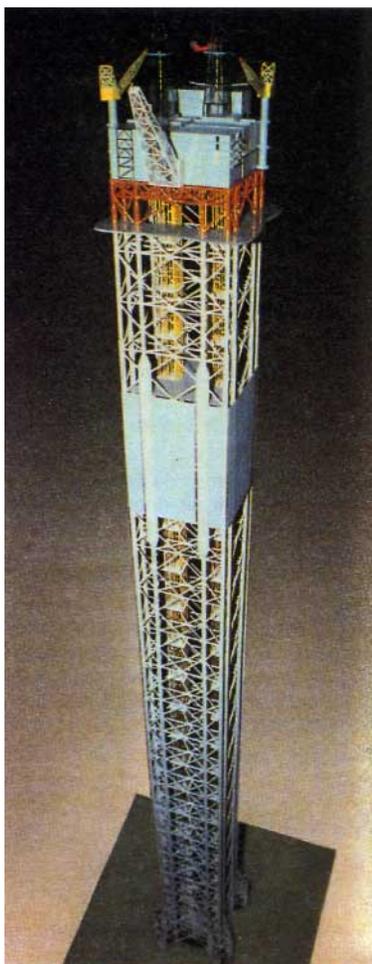


Figure 13 – Plate-forme souple *Roseau* pour 600 m d'eau (doc. ETPM)

2.4.2 Notion de risque et combinaison de charges

On ne peut déterminer les conditions d'environnement maximal qu'en définissant le risque d'endommagement de la structure. Le risque n'est jamais nul. Celui-ci est pris par le maître d'ouvrage qui doit établir le bilan économique en comparant la probabilité de ruine avec une dépense supplémentaire. Toutefois, les organismes de certification, les assurances et les États imposent certains critères, soucieux en particulier de l'environnement et de la sécurité des personnes.

On détermine la probabilité de rencontre d'un événement défavorable, suivant le cas, pendant le transport, l'installation et bien sûr la vie de l'ouvrage sur le site. Cet événement est caractérisé par les paramètres de la houle (amplitude, période) (cf. article *Mouvements de la mer* [C 4 610] dans ce traité), du courant, du vent et éventuellement du séisme ou de la glace. Pendant la vie de la plate-forme, la tendance la plus répandue est de prendre la valeur dite « centenaire » (tableau 5). Pendant les opérations de durée courte de transport et d'installation, on prend des valeurs annuelles ou décennales (dont la période de retour est de 1 ou 10 ans) (figure 14).

À ces forces dues à l'environnement sont associées des charges d'exploitation appropriées. Plusieurs cas de charges sont analysés pour le calcul des contraintes et de fatigue.

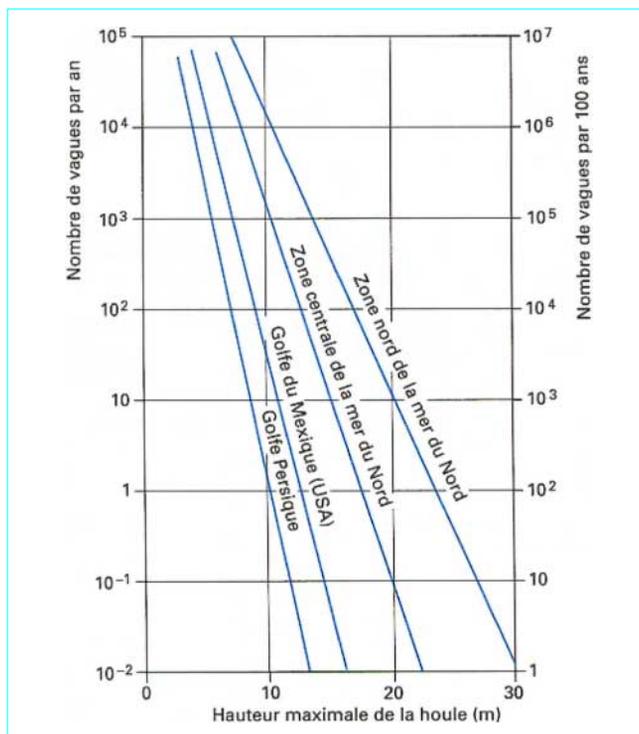


Figure 14 – Probabilité des vagues maximales

La houle centenaire est la houle qui, sur un site, peut théoriquement se produire une fois tous les cent ans. Autrement dit, la probabilité d'apparition est de 1 % au cours d'une année. Le tableau suivant donne la probabilité d'apparition de la houle centenaire pour différentes durées :

Durée (année)	1	2	3	5	10	20	50	100
Probabilité (%)	1	1,99	2,97	4,9	9,56	18,21	39,50	63,40

Les risques sont réels et ont des conséquences catastrophiques, surtout dans le golfe du Mexique à l'occasion d'ouragans ou en mer du Nord.

2.4.3 Efforts dus à la houle

Nota : en se reportera à l'article *Mouvements de la mer* [C 4 610] dans ce traité.

Les efforts de la houle sont difficiles à évaluer car la houle est un phénomène complexe et les lois de l'hydrodynamique autour d'un corps immergé sont imprécises. De nombreuses études, essais en laboratoire ou en vraie grandeur, ont permis de dégager des méthodes de calcul propres à la conception des ouvrages pétroliers installés au large.

Plusieurs théories de la houle ont été élaborées en partant de l'hypothèse que c'est un phénomène périodique. Ces théories permettent de calculer en tout point de la structure la vitesse et l'accélération des particules d'eau qui l'entourent et qui engendrent des pressions et des efforts locaux et sur l'ensemble [Airy, Stokes 3^e et 5^e ordre, Gestner, houle elliptique (théorie de l'onde solitaire ou de la fonction du courant)] (figure 15).

Pour les ouvrages implantés en faible profondeur d'eau et proches du rivage, les théories précédentes ne sont plus valables quand il y a déferlement. La théorie de l'onde solitaire ou celle dite de la fonction de courant sont mieux adaptées.

Tableau 5 – Événements centenaires. Valeurs prises pour les calculs

	Mer du Nord	Golfe du Mexique	Golfe Persique	Afrique de l'Ouest
Houle	H = 31 m ; T = 19 s	H = 22 m ; T = 13 s	H = 9,4 m ; T = 13,1 s	H = 6,8 m ; T = 15,4 s
Vent	v = 46,6 m/s	v = 60 m/s	v = 38 m/s	v = 27 m/s
Courant.....	v = 1,58 m/s en surface 0,51 m/s au fond	v = 1,5 m/s en surface 0,5 m/s au fond	v = 0,5 m/s en surface et au fond	v = 0,5 m/s en surface 0,3 m/s au fond
H hauteur	T période	v vitesse		

On admet que l'on peut évaluer, avec une précision suffisante, les efforts sur un jacket en supposant celui-ci constitué de petits éléments tubulaires (diamètre inférieur à 0,2 fois la longueur d'onde) par la formule de Morison.

Pour les corps de plus grande dimension, comme les plates-formes en béton ou les plates-formes flottantes, on fait appel aux théories de la diffraction-radiation. Les mouvements de particules d'eau sont alors perturbés par la présence même de la structure.

2.4.3.1 Efforts sur les petits corps fixes. Formule de Morison

Cette formule est communément admise pour le calcul de structures du type jacket dont les éléments de structure sont de petite dimension. L'effort est la somme de deux termes (figure 16) :

— force de traînée liée à la vitesse des particules d'eau :

$$\vec{F}_d = \frac{d\vec{f}_d}{ds} = \frac{1}{2} \rho C_d D |\vec{v}| (\vec{e} \wedge \vec{v}) \wedge \vec{e}$$

— force d'inertie liée à l'accélération des particules d'eau :

$$\vec{F}_i = \frac{d\vec{f}_i}{ds} = \rho C_m \frac{\pi D^2}{4} (\vec{e} \wedge \vec{\gamma}) \wedge \vec{e} + \rho \frac{\pi D^2}{4} (\vec{e} \cdot \vec{\gamma}) \cdot \vec{e}$$

- avec C_d coefficient de traînée,
- C_m coefficient d'inertie,
- D diamètre de l'élément y compris l'épaisseur des concrétions marines (tableau 6),
- \vec{e} vecteur unitaire porté par l'axe de la barre,
- $d\vec{f}$ vecteur force sur l'élément de longueur ds de membrure tubulaire,
- \vec{v} vecteur vitesse des particules d'eau au centre de l'élément ds, il est la somme de la vitesse orbitale due à la houle et de la vitesse du courant,
- $\vec{\gamma}$ vecteur accélération des particules d'eau,
- ρ masse volumique de l'eau.

On peut simplifier la formule en considérant uniquement la composante horizontale \dot{u} et \ddot{u} de \vec{v} et $\vec{\gamma}$, ce qui donne la formule proposée par API RP 2 A :

$$F = F_d + F_i = \frac{1}{2} \rho C_d D |\dot{u}| \dot{u} + \rho C_m \frac{\pi D^2}{4} \ddot{u}$$

où F est perpendiculaire à la barre.

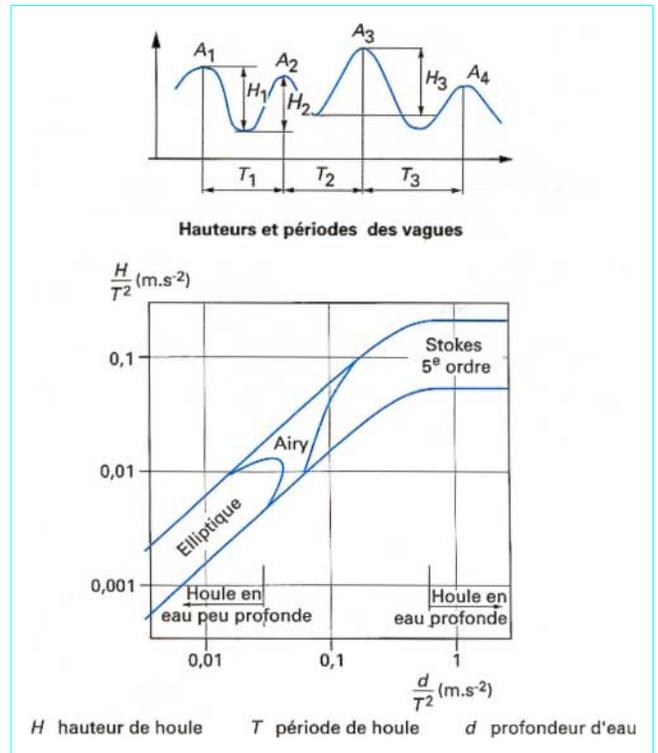


Figure 15 – Domaine de validité des modèles de houle

La force hydrodynamique totale est la somme des forces de traînée et d'inertie. Cette force varie avec le temps. La structure est décomposée en éléments sur lesquels le programme calcule les forces et en fait la somme. Il est alors possible de déterminer la force maximale sur chaque barre, sur l'ensemble de la structure et sur les fondations. Enfin, le calcul des contraintes dans les barres, aux nœuds, dans le sol est effectué par calcul de structure.

Les valeurs de C_d et C_m ont fait l'objet de très nombreux essais, leurs valeurs théoriques ne sont jamais constantes dans un écoulement oscillatoire. Elles sont en particulier fonction du nombre de Reynolds $Re = vD/\nu$ et du nombre de Keulegan-Carpenter $K = vT/D$ (ν : viscosité de l'eau, T : période de la houle) dont dépendent le décollement de la couche limite et la formation de tourbillons alternés de Von Karman.

Tableau 6 – Concrétions marines. Épaisseurs prises pour le calcul de quelques plates-formes

Lieu	Profondeur d'eau totale (m)	Épaisseur (mm)	Tranche d'eau (m)
Gabon.....	58	100	+ 3, - 15
Golfe Persique ... (Zakum)	27	75 50	0, - 6 - 6, - 27
Mer du Nord	120	50 90 à 60 40	1,5, - 8 - 8, - 30 - 3, - 120
Égypte	35	50	0, - 35

Toutefois, pour des raisons pratiques de calcul, on choisit des valeurs constantes dans l'espace et dans le temps de C_d et C_m . Des recommandations sont faites par les organismes API ou DNV et le choix de la valeur est fait par la compagnie pétrolière, le maître d'œuvre, en fonction de son expérience, des conditions particulières du site ou autres.

	C_d	C_m
API	0,6 à 1,0	1,5 à 2,0
DNV	0,5 à 1,2	1,5 à 2,0
Une compagnie pétrolière	0,75	1,5

2.4.3.2 Efforts sur les grands corps fixes

Lorsque les éléments structuraux d'une plate-forme sont grands par rapport à longueur d'onde (dans un rapport supérieur à 0,2), il convient de tenir compte des effets de diffraction dans le calcul du potentiel des vitesses. Dans ce cas, les forces d'inertie sont prépondérantes par rapport aux forces de traînée.

Hormis les essais sur modèle en bassin à houle, trois approches sont possibles :

- une résolution analytique uniquement applicable à des cylindres de révolution ;
- une résolution numérique en décomposant le fluide autour du solide en éléments finis ;
- une résolution numérique faisant appel aux fonctions de Green. La résolution consiste à discrétiser la surface du solide immergé en facettes sur lesquelles s'appliquent les forces de pression.

2.4.3.3 Contraintes admissibles dans les jackets

Les aciers généralement utilisés ont une limite élastique de 300 ou 360 MPa ; ils sont relativement faciles à souder et suffisamment ductiles pour s'accommoder du caractère hyperstatique des structures.

Pour le calcul des barres, on applique les règlements de l'AISC (American Institute of Steel Construction).

Le règlement précise les coefficients de sécurité à appliquer suivant que la barre est en traction, compression ou flexion simple et indique le critère quand il y a combinaisons de ces modes de sollicitation. Le calcul tient compte de l'élongement de la barre et de la longueur de flambement. De plus, en grande profondeur, la contrainte d'écrasement du tube sous l'effet de la pression hydrostatique est prise en compte. Celle-ci peut être la sollicitation dimensionnante.

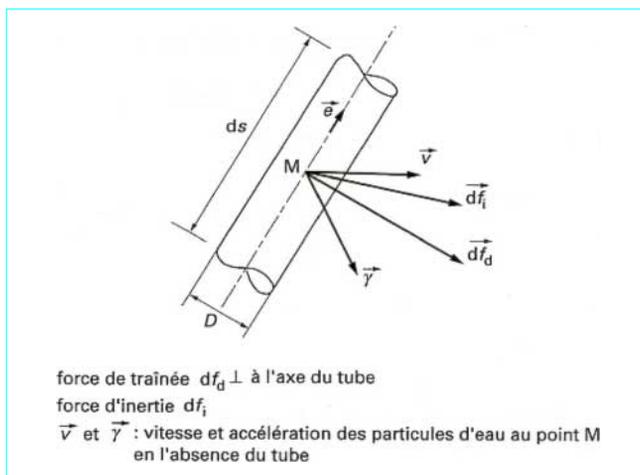


Figure 16 – Force de la houle sur un élément tubulaire de longueur ds

■ Résumé des règles AISC pour les contraintes admissibles dans les barres d'un jacket

● Notations :

- F_y limite élastique de l'acier
- E module d'élasticité
- C_c élancement limite ($= \sqrt{2\pi^2 E/F_y}$)
- λ élancement de la barre : $\lambda = K\ell/r$
(avec ℓ longueur de la barre, r rayon de giration de la section)
- f_a contrainte axiale calculée
- f_b contrainte de flexion calculée
- F_t contrainte admissible de tension pure
- F_a contrainte admissible de compression pure
- F_b contrainte admissible de flexion pure

● Tension pure $F_t = 0,60 F_y$

● Compression pure :

— si $\lambda < C_c$:
$$F_a = \frac{1 - \frac{\lambda^2}{2C_c^2}}{5 - \frac{3\lambda}{8C_c} - \frac{\lambda^2}{8C_c^2}} F_y$$

— si $\lambda > C_c$:
$$F_a = \frac{12 \pi^2 E}{23 \lambda^2}$$

= contrainte critique pondérée d'Euler F_e'

● Flexion pure : $F_b = 0,66 F_y$

● Tension et flexion combinées :

$$\frac{f_a}{F_t} + \frac{f_b}{F_b} < 1,0$$

● Compression et flexion combinées :

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{C_m}{1 - \frac{F_a}{F_e}} \frac{f_b}{F_b} < 1,0$$

avec C_m coefficient qui dépend des moments fléchissants M_1 et M_2 aux extrémités de la barre :

$$C_m = 0,6 - 0,4 \frac{M_1}{M_2}$$

■ Conception des nœuds d'un jacket

Une attention particulière est attachée à la conception des nœuds où les barres se rejoignent et sont soudées. C'est une zone particulièrement sensible pour les contraintes et la fatigue.

Certains nœuds sont parfois le point de rencontre de nombreuses barres de différents diamètres. L'API RP 2A fait des recommandations précises pour le dessin et la réalisation (figure 17).

Les nœuds étant le siège de poinçonnement et de concentration de contraintes, la membrure principale sur laquelle les barres se rejoignent a une épaisseur renforcée. Parfois même, on augmente le diamètre et on renforce par anneaux de raidissage intérieurs.

Pour certains nœuds particulièrement sollicités en contrainte et en fatigue (c'est souvent le cas pour les plates-formes en mer du Nord), on préfabrique des nœuds en atelier où ils peuvent subir un traitement thermique d'ensemble. Il existe aussi quelques cas de nœuds ou parties de nœuds moulés. Cette dernière technique, très coûteuse pour des diamètres de 1 à 2 m, a surtout été utilisée pour des séries de nœuds identiques de jambes de plates-formes autoélévatrices récentes dont les diamètres de membrures sont plus faibles (≈ 0,6 m maxi). Les barres sont soudées par une simple soudeuse droite sur les branches du nœud.

Pour les fortes épaisseurs (> 50 mm) d'acier au droit du nœud, il peut être nécessaire de faire un traitement thermique de la soudure. Dans certains cas, on utilise des tôles en acier Z laminées spécialement pour garantir les propriétés mécaniques dans le sens de l'épaisseur et éviter le risque d'arrachement lamellaire.

Enfin, dans les zones où la température de l'air peut être basse, on utilise des aciers garantis résilients à - 20 ou - 40 °C.

2.4.3.4 Phénomènes de fatigue

Les efforts engendrés par la houle créent des contraintes alternées dans la structure. Cela conduit à des phénomènes de fatigue dans l'acier, principalement aux nœuds dans les zones affectées par la soudure qui sont le siège de concentration de contraintes. Cette fatigue du métal peut créer des fissures qui grandissent et progressent, entraînant parfois la rupture. La fatigue de l'acier est cumulative et est causée par le très grand nombre de cycles d'alternance des contraintes, même faibles.

Pour estimer le taux de fatigue des parties de structure les plus sollicitées, il faut connaître la prévision des états de mer à long terme et déterminer le nombre et la répartition des amplitudes des cycles de contrainte au cours du temps.

On applique en général le critère de Miner : la rupture est atteinte si le dommage $D \geq 1$:

$$D = \sum_{i=1}^m \frac{n_i}{N}$$

avec n_i nombre de cycles de contrainte d'amplitude $\Delta \sigma_i$,
 N nombre maximal admissible de cycles de contrainte d'amplitude $\Delta \sigma_i$ (figure 18).

Les phénomènes de fatigue sont principalement présents aux soudures des nœuds de la structure. Aussi apporte-t-on un soin très important à la préparation et à la précision de la découpe des extrémités des barres cylindriques devant être soudées entre elles ou sur les membrures principales. Les cordons de soudure sont pénétrants et la passe de finition doit présenter une surface lisse et continue avec la surface du métal attenant afin de limiter les concentrations de contrainte et les amorces de fissure.

Une fois en place, ce sont bien les soudures aux nœuds les plus sollicitées que l'on inspecte pour détecter des fissures et surveiller leur progression.

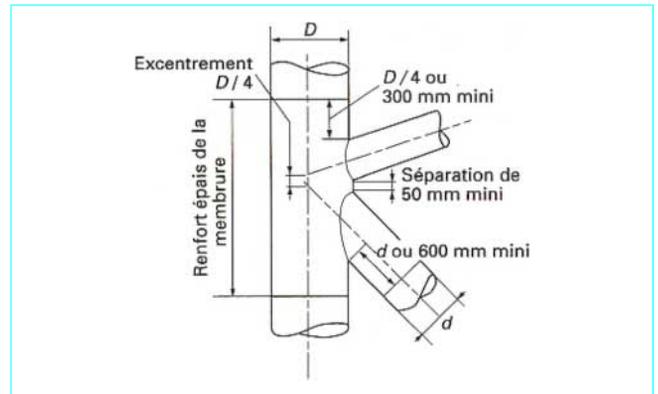


Figure 17 – Disposition constructive de nœuds principaux (selon l'API RP 2A)

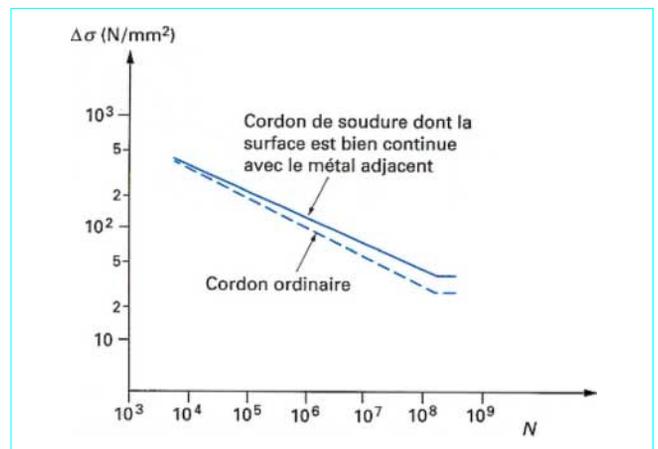


Figure 18 – Courbe de fatigue API RP 2A applicable aux barres et aux nœuds

2.4.3.5 Efforts du vent

Le vent sur les équipements (modules, grue, torchère, mât de forage) peut engendrer des efforts importants dans la structure et ses fondations. Comme pour la houle, on définit une vitesse maximale dite centenaire.

Le profil de vitesse du vent au-dessus de l'eau est donné par la formule de l'API RP 2A :

$$V_y = V_H \left(\frac{y}{H} \right)^{1/n}$$

avec V_y vitesse à la cote y au-dessus de l'eau,
 V_H vitesse de référence à la cote H . On prend, en général, $H = 10$ m,
 $n = 7$ pour vent établi, 13 pour les rafales.

La force est :
$$F = \frac{1}{16} C_s A v^2$$

avec C_s coefficient de forme (= 0,5 2A pour un cylindre et 1,5 pour un plan),
 A surface maître couple (m^2),
 v vitesse du vent (m/s).

La vitesse est définie par la vitesse moyenne d'une rafale de durée une minute. On caractérise aussi le vent par son spectre de vitesse, notion importante pour déterminer le comportement dynamique de structures souples ou flottantes.

2.4.3.6 Efforts de séisme

Les séismes sont caractérisés par leur magnitude à l'épicentre. Pour l'ingénieur, on définit l'accélération du sol et la réponse de la structure en termes de déformation et de contraintes. Pour cela il est nécessaire de définir un spectre de séisme.

Les zones offshore sujettes aux séismes sont, entre autres, la côte ouest des États-Unis, la mer de Chine, l'Alaska, l'Indonésie.

2.4.3.7 Efforts des glaces

Les efforts peuvent être provoqués par le choc d'une plaque de banquise ou d'un iceberg poussés par le courant et le vent et heurtant la plate-forme. Ils sont aussi provoqués par la poussée de la banquise dans laquelle est prise la plate-forme. Ces efforts peuvent être très importants. Ils sont toutefois limités par le fait que la glace se brise ou se déforme au contact de la structure. L'effort sera donc fonction de la résistance de la glace. Cette résistance augmente au cours des années quand elle subsiste d'une année sur l'autre.

Il y a très peu de plates-formes fixes dans les zones où la glace est présente. Citons l'isthme de Cook en Alaska où les plaques de glace annuelles dérivent avec les courants de marée à très grande vitesse (10 nœuds), Terre-Neuve où la plate-forme du champ de Hibernia devra résister à la collision avec des icebergs d'une masse estimée à 10 millions de tonnes, la mer de Beaufort au nord du Canada où la banquise rejoint la côte en hiver ou encore le golfe de Bohai en Chine, la côte est de l'île de Sackaline.

La forme des structures et la conception de leur fondation sont très dépendantes du site et des conditions de glace, et un grand nombre de concepts ont été imaginés. Ces structures sont le plus souvent conçues de type gravitaire et massive en acier ou en béton. L'estimation des efforts se fait principalement par l'intermédiaire d'essais qui déterminent le mode de rupture de la glace autour de la structure et la pression exercée sur celle-ci.

2.4.3.8 Corrosion

Le milieu marin est corrosif. Cela entraîne une diminution progressive de l'épaisseur du métal et un accroissement de la vitesse de propagation des fissures induites par les phénomènes de fatigue. Cette corrosion est plus importante dans les zones proches de la surface libre, dans la zone de marnage où le métal est en contact alternativement avec l'air et l'eau chargée en oxygène.

Il existe plusieurs moyens de se protéger : la peinture et la protection cathodique. Les structures émergées sont, après sablage à blanc, recouvertes de peintures époxydes. Le jacket est peint dans la zone de marnage jusqu'à une profondeur de 3 ou 4 m sous le niveau le plus bas des marées.

Dans la zone immergée, la structure est équipée d'une protection cathodique par anodes sacrificielles le plus souvent ou plus rarement par courant imposé.

Les anodes sacrificielles sont des pièces d'alliage de zinc ou d'aluminium de 50 à 200 kg réparties dans la structure et fixées par soudure sur les barres du jacket. Les anodes se corrodent progressivement et leur poids est calculé pour pouvoir durer pendant toute la vie de la plate-forme, 20 ans et plus. Le poids total d'anodes représente de l'ordre de 3 à 5 % du poids total du jacket.

La protection ne pouvant être parfaite, on augmente de quelques millimètres l'épaisseur des membrures de la structure et tout particulièrement dans la zone de marnage.

2.4.4 Comportement dynamique

Il faut aussi considérer les phénomènes vibratoires de la structure qui est sollicitée par l'excitation quasi périodique de la houle. Toute structure a une période propre (et même plusieurs suivant ses différents modes de vibration). Aussi peut-il y avoir des effets d'amplifications dynamiques d'autant plus importants que la période propre est proche de la période moyenne de la houle.

$$\text{Coefficient d'amplification dynamique : } K_r = \frac{1}{1 - \left(\frac{T_0}{T}\right)^2}$$

avec T_0 période propre de la structure ($T_0 < T$),
 T période des efforts d'excitation.

Si $T_0/T = 0,1$, K_r est négligeable.

Si $T_0/T = 1$, $K_r \rightarrow \infty$, il y a risque de résonance.

Pour cette raison, dans la conception des structures jackets, on cherche à avoir des périodes propres qui ne dépassent pas 2 ou 3 s (certaines structures atteignent 4 s et plus).

Les tours souples ont, par contre, de grandes périodes propres de plus de 30 s (figure 19). Dans ces cas, la force appliquée à la structure est égale à la force de la houle sur la structure supposée fixe diminuée de la force d'inertie. Cela explique en particulier que les tours souples en treillis tubulaires en acier conçues pour des grandes profondeurs de 300 à 1 000 m sont envisageables alors que des jackets rigides ne le sont pas sans nécessiter des poids d'acier et poser des problèmes de construction techniquement et économiquement irréalistes.

Les plates-formes à lignes tendues ont également des périodes propres d'oscillation horizontale très grandes : 30 à 50 s.

Les plates-formes semi-submersibles ancrées par câbles ou chaînes ont des périodes propres de pilonnement de 15 à 20 s, alors qu'un bateau a des périodes propres de pilonnement/roulis/tangage de 4 à 6 s. Pour cette raison en particulier, les engins flottants de forage de type semi-submersibles peuvent travailler dans des mers plus fortes que les bateaux de forage qui ont, par contre, l'avantage de se déplacer rapidement d'un lieu à un autre.

Pour déterminer le comportement dynamique d'une structure, les essais en bassin constituent une bonne méthode, particulièrement pour les engins flottants. Mais des programmes de calcul performants existent et sont moins coûteux, plus souples et rapides pour fournir des résultats.

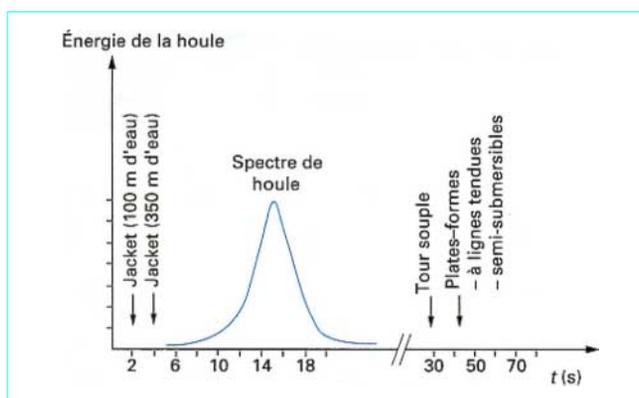


Figure 19 – Périodes propres typiques de structures offshore

Pour les tours souples, les contraintes et les mouvements sont définis par calcul. En houle irrégulière, les forces excitatrices sont calculées en tous points de la structure et en fonction du temps. La structure étant définie par ses masses et sa raideur, on résout les équations de la dynamique par simulation, par pas de temps. Cette résolution peut être faite dans le domaine des fréquences moyennant certaines approximations délicates de linéarisation des forces de traînée. Contrairement à ce qui se passe pour les jackets de grande raideur (période propre petite), les contraintes et les déformations dans une tour souple ne sont pas obtenues à l'instant où la force de la houle est maximale.

3. Canalisations sous-marines

3.1 Différents types de canalisations

■ Lignes de collecte (*flowlines*)

Elles relient les différents puits de production ou de réinjection situés sur des plates-formes satellites ou sur le fond et la plate-forme centrale de production et de traitement. Elles transportent les effluents des puits, huile ou gaz ou le mélange des deux, de l'eau ou du gaz de réinjection, des produits spéciaux tel du glycol pour éviter la formation d'hydrates ou de paraffine. Ces lignes sont en général de petit diamètre (3 à 12") et de faible longueur (≈ 10 km).

■ Lignes d'évacuation

Elles évacuent vers la côte la production totale ou partielle d'un ou plusieurs champs d'hydrocarbures. Elles sont de fort diamètre (jusqu'à 40" : 1 016 mm) et de grande longueur (plusieurs centaines de kilomètres) (tableau 7).

■ Lignes de chargement ou de déchargement

Elles sont situées entre la plate-forme ou la côte et un poste de chargement de pétrolier.

■ Lignes de transmission

Elles relient les deux rives d'une mer ou d'un détroit.

Les conditions de fonctionnement sont différentes suivant les types. Les lignes de collecte transportent les effluents bruts non traités. Ceux-ci peuvent être liquides, gazeux ou polyphasiques, comporter quelques éléments solides et être corrosifs. Leur pression est celle qui existe en tête du puits et peut atteindre plusieurs centaines de bar. Par contre les lignes d'évacuation, de chargement et de transmission transportent des produits traités et dégazés. La pression de service, pour les longues distances, atteint souvent 150 bar pour compenser les pertes de charge.

3.2 Définition du pipeline

La réalisation d'un pipeline sous-marin demande une longue suite de travaux d'ingénierie et de génie civil.

3.2.1 Conception du tube

La conception d'un pipeline sous-marin suppose la détermination de plusieurs éléments.

■ Diamètre de la conduite

Il est fonction du débit et du produit à écouler.

Tableau 7 – Quelques grandes canalisations sous-marines

Nom de la ligne	Localisation	Nature du fluide	Diamètre (mm)	Longueur (km)	Profondeur maximale (m)
Frigg/Écosse	Mer du Nord	Gaz	810	2 × 360	160
Forties/Écosse	Mer du Nord	Huile	810	171	140
Ekofisk/Emden	Mer du Nord	Gaz	910	354	< 100
Ekofisk/Teeside	Mer du Nord	Huile	860	441	< 100
Sicile/Tunisie (1)	Méditerranée	Gaz	508	3 × 160	610
Détroit de Magellan	Argentine	Gaz	610	37	60
Loop (2)	États-Unis	Huile	1 420	7,2	30
Loop	États-Unis	Huile	1 220	2 × 28,5	30
Brent/Écosse	Mer du Nord	Huile/Gaz	910	450	160
NGOT	Golfe de Thaïlande	Gaz	864	410	75
North Rankin Pipeline	Australie (Nord-Ouest)	Gaz	1 016	135	125
CATS	Mer du Nord Angleterre	Gaz	910	400	120
Statpipe	Mer du Nord Norvège	Gaz	710 à 910	840	75 à 300
Zeepipe	Sleipner Hollande	Gaz	1 016	800	0 à 150
Hainan-Hong Kong	Chine	Gaz	711	772	0 à 140
Auger (3)	États-Unis	Gaz/huile	2 pipes \varnothing 323	2 × 32	872

(1) Record de profondeur pour ce diamètre (2) Record de diamètre (3) Record de profondeur, pipeline posé en J avec rampe inclinée (en 1993)

■ **Épaisseur et qualité de l'acier utilisé**

Ce sont, en général, des aciers à haute limite élastique soudables facilement. L'acier haut de gamme est le API 5LX 70 mais les aciers les plus utilisés sont encore situés entre les grades B et X65 des normes API 5LX dont les limites élastiques respectives sont 289 kPa et 447 kPa.

L'épaisseur du tube est calculée pour résister à la pression intérieure pendant le service du pipeline et à l'effet de la pression hydrostatique extérieure au pipeline pendant sa pose, alors qu'il est vide. Cette dernière condition est le plus souvent prépondérante pour les pipelines profonds, au-dessous de 100 m.

■ **Résistance d'un tube à la pression extérieure**

● **Cas d'un tube parfaitement rond et mince**

La pression critique de flambement élastique est :

$$P_{tc} = \frac{2E}{1-\nu^2} \frac{1}{\frac{D}{t} \left(\frac{D}{t} - 1 \right)^2}$$

avec D, t diamètre et épaisseur du tube,

ν coefficient de Poisson (= 0,3).

Pour un tube $\varnothing 32'' \times 0,75''$, soit $D/t = 42,67$, $E = 21\ 000\ \text{kg/mm}^2$, la profondeur critique est de 62,3 bar soit environ 630 m CE.

● **Cas d'un tube légèrement ovalisé**

La pression critique P_c est donnée par la formule de Timoshenko :

$$P_c^2 - \left[\frac{2\sigma_y}{t} + \left(1 + 6n \frac{D}{t} \right) P_{tc} \right] P_c + \frac{2\sigma_y}{D} P_{tc} = 0$$

avec σ_y contrainte limite élastique,

n défaut de rotundité = $\Delta D/D$ (prendre 0,1 %).

Pour $D/t = 42,67$, la pression critique est de 33 bar (≈ 330 m CE)

● **Cas d'un tube épais ($D/t \leq 30$)**

L'écrasement du tube se fait dans le domaine plastique. Les formules précédentes ne sont plus valables.

Pour éviter que, en cours de pose, un aplatissement local ne se propage sur une grande longueur sous l'effet de la pression hydrostatique, le tube est renforcé, tous les 150 à 300 m, de raidisseurs annulaires (figure 20). Si un accident se produisait, seule une longueur limitée serait endommagée.

■ **Protection anticorrosion**

La protection contre la corrosion de l'eau de mer est obtenue par un revêtement en polyéthylène, époxyde ou brai, plus un système de protection cathodique : anodes sacrificielles ou courant imposé.

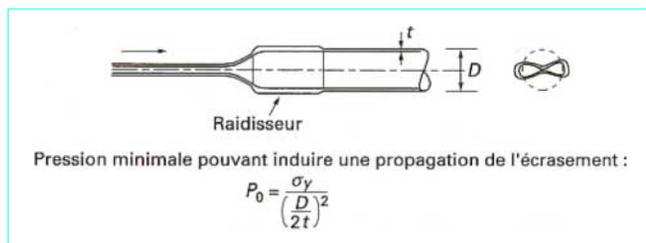


Figure 20 – Propagation de l'écrasement sous l'effet de la pression extérieure

■ **Lestage du tube avec un enrobage en béton**

Les tubes sont alourdis pour être stables sur le fond (car ils sont vides pendant la pose) et résister, en service sur le fond, à l'action des vagues et des courants. Cette gaine en béton procure aussi une bonne protection contre les chocs des chaluts et des petites ancre. Elle protège aussi le revêtement anticorrosion.

■ **Isolation thermique**

Pour maintenir la température du fluide transporté, il est parfois nécessaire d'isoler la conduite par l'extérieur. Cela peut se faire soit par une couche de polyuréthane de quelques centimètres d'épaisseur recouverte par le béton ou injectée dans l'espace annulaire créé par un deuxième tube enveloppe en acier. L'isolation thermique peut être nécessaire pour éviter le refroidissement du gaz et la formation de condensats liquides ou d'hydrates solides. Elle permet aussi de maintenir la fluidité de certains bruts chargés en paraffine et très visqueux.

■ **Cas particulier d'effluent très corrosif**

Le brut ou le gaz sortant des puits peuvent être très corrosifs ; aussi, certains pipelines sont-ils réalisés en tube d'acier inoxydable ou en tube bimétallique dont l'intérieur est une couche de métal inoxydable de 2 ou 3 mm plaqué au tube d'acier ordinaire. L'autre solution est le tube flexible dont l'intérieur est une gaine étanche en matériau plastique (§ 3.2.2).

■ **Ensouillage**

La protection mécanique peut être assurée par l'ensouillage du tube dans une tranchée de 1 ou 2 m sous le niveau du sol. L'ensouillage étant une opération onéreuse et délicate n'est réalisé qu'en cas de risque d'instabilité ou d'endommagement par des ancre ou chaluts. Cela est particulièrement le cas en faible profondeur ou à proximité des côtes et pour des conduites de faible diamètre plus fragiles. En mer du Nord, les pipelines de diamètre inférieur à 400 mm sont ensouillés.

■ **Route du tube**

Les pipelines sous-marins sont posés à partir de tube droit. Donc toute courbure, soit pour négocier des virages, soit pour franchir des dénivellations du sol, se traduira par des flexions dans le pipeline. Le choix de la route doit donc présenter un profil continu sans aspérités notables et avec des virages à très grand rayon de courbure (800 à 1 000 m de rayon).

3.2.2 Canalisations flexibles

Les canalisations flexibles sont constituées d'une structure composite associant des matériaux plastiques et des armatures métalliques en plusieurs couches garantissant l'étanchéité et la résistance aux pressions extérieures et intérieures. Ce flexible, certes coûteux, est facile et rapide à poser. Sa souplesse rend les connexions plus aisées et permet même les liaisons souples entre le fond et un engin flottant. De plus, sa résistance à la corrosion interne le fait souvent préférer au tube rigide. Les canalisations à structure complexe ont été mises au point et sont fabriquées par une société française.

3.2.3 Stabilité du pipeline

Durant la phase de pose comme en service, la conduite devra être stable sur le fond et résister aux efforts du courant et de la houle. Pour le calcul de stabilité pendant la pose, on considère la conduite vide et soumise aux forces d'un courant et d'une houle qui risquent d'apparaître avant qu'elle ne soit remplie d'eau ou d'huile et qu'elle soit ensouillée. On prendra alors des conditions météorologiques dont la période de retour est de 1 ou 5 ans pour la saison considérée. En service, la stabilité est analysée dans des conditions centenaires.

Le tube posé sur le fond marin supposé plat est soumis à des forces hydrodynamiques créées par les vitesses de l'eau dues au courant uniforme et à la houle. Ces forces sont des forces de traînée F_d et des forces de portance F_L car l'écoulement est dissymétrique (figure 21). On néglige la force d'inertie due à la houle, car elle est en quadrature avec les forces maximales.

Près du fond, la vitesse horizontale maximale totale est :

$$v = v_c + v_h$$

avec v_c vitesse du courant près du fond,
 v_h vitesse horizontale orbitale due à la houle.

En première approximation, en appliquant la théorie de la houle d'Airy :

$$v_h = \pi \frac{H}{T} \frac{1}{\text{sh} 2\pi \frac{d}{L}}$$

avec H hauteur de la houle,
 T période de la houle,
 d profondeur d'eau,
 L longueur d'onde de la houle.

v_h peut se calculer par la théorie de Stokes du 5^e ordre ou par celle de l'onde solitaire ou de la fonction de courant mieux appropriée pour les faibles profondeurs.

Ces forces F_d et F_L par unité de longueur du pipe sont :

— la force de traînée : $F_d = \frac{1}{2} \frac{\rho}{g} C_d S v^2$

— la force de portance : $F_L = \frac{1}{2} \frac{\rho}{g} C_L S v^2$

avec C_d coefficient de traînée = 0,65 à 1,5 en fonction du nombre de Reynolds Re (§ 2.4.3.1),
 C_L coefficient de portance,
 S diamètre total du pipe revêtu.

On prend $C_d = 0,7$ et $C_L = 0,5$.

La stabilité est assurée si la force de frottement du tube sur le fond F_f est supérieure à F_d :

$$F_f \geq (P - F_L) C_f$$

avec P poids apparent du tube,
 C_f coefficient de frottement du tube sur le fond.

Le coefficient C_f dépend de la qualité du sol mais surtout de l'enfoncement du tube dans le sol et des butées créées par les affouillements. Sur un sol plat de sable, on prendra $C_f \approx 0,6$.

En augmentant l'épaisseur ou la densité de béton, on accroît le poids apparent P et par conséquent la stabilité.

L'épaisseur de béton varie de 25 à 120 mm maximum, sa densité peut être augmentée (de 2,4 à 3,2) grâce à des agrégats comportant du fer.

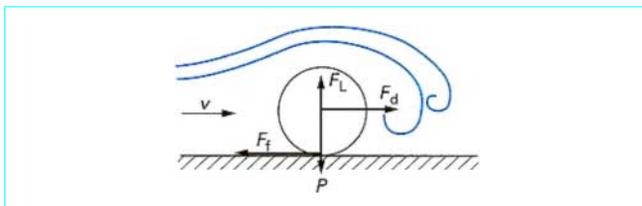


Figure 21 – Stabilité du pipeline soumis aux forces hydrodynamiques

Le revêtement est mis en place par projection ou par coffrage. Le béton est armé soit de grillage, soit de treillis métalliques.

Dans certains cas, le poids du tube ne suffit pas à assurer la stabilité ; aussi faut-il ensouiller le pipeline ou le recouvrir d'enrochement.

Il faut aussi tenir compte que, le sol n'étant pas plat, le tube peut ne pas reposer de façon continue. Dans ce cas, le tube en portée libre peut subir des contraintes de flexion dont il faut tenir compte en réduisant, par dragage ou par des appuis intermédiaires, la longueur des portées libres. Même si ces contraintes sont faibles, la portée libre peut être excitée en vibration par les tourbillons alternés engendrés par le courant.

3.3 Pose de conduites sous-marines

3.3.1 Barge de pose classique

La technique utilisée communément fait appel à des engins flottants sur lesquels est assemblée, tube après tube, la conduite qui est progressivement déposée sur le fond au fur et à mesure que la barge avance. Une barge de pose est une usine flottante où l'assemblage des tubes s'effectue à la chaîne. Les postes de travail comportent 3 ou 4 stations de soudage, des stations de contrôle de la soudure et de revêtement du joint. Les postes sont distants d'une longueur égale à celle des tubes approvisionnés, soit 12 ou 24 m.

La conduite repose, par l'intermédiaire d'appuis à rouleaux, sur le banc de pose et sur l'élinde flottante, appelée *stinger*, qui prolonge la barge de 50 à 80 m (figure 22).

Ce stinger soutient la canalisation dans la partie supérieure de la courbe en S que décrit la conduite dans sa descente sur le fond.

Le stinger a pour fonction de soutenir la conduite en prolongement du banc de pose. Il en existe plusieurs types. Cette élinde peut être une poutre rigide et courbée, encastrée ou articulée à l'arrière de la barge. Elle peut aussi être constituée d'éléments flottants articulés entre eux dans le plan vertical (figure 23).

Afin de diminuer les contraintes dans le tube entre la barge et le fond, la conduite est maintenue en tension constante quand la barge avance ou qu'elle est soumise aux mouvements alternés de cavalement dus à la houle. Des machines à double chenille enserrrent le tube, lui imprimant une tension longitudinale constante grâce à leurs moteurs. Les tensions maximales appliquées vont de 40 t à 300 t pour les plus grosses barges.

Le maintien en position de la barge est assuré par un système d'ancrage de 8 à 12 lignes d'ancre lui permettant de progresser sur sa route. Certaines barges sont équipées d'un positionnement dynamique.

Les éléments de tubes (de 12 m de long) sont approvisionnés par bateaux et chargés par grue sur la zone de stockage de la barge. Sur les plus grosses barges, ces tubes sont soudés par deux pour faire des éléments de 24 m. Ces éléments de 12 ou 24 m sont acheminés par convoyeur sur une machine qui les aligne à la première station pour être soudés à la conduite en cours de construction. La première passe du soudage se fait simultanément au travail des autres postes de soudage, de contrôle et de revêtement de joint. Quand toutes les stations ont terminé leur tâche, la barge avance de la longueur d'un élément de tube. La durée d'avancement est de 2 à 3 min.

La soudure est faite soit manuellement, soit par des machines semi-automatiques sous gaz carbonique, soit encore par machines automatiques comportant jusqu'à 8 têtes de soudage (figure 24). Ces machines automatiques, très sophistiquées, permettent une rapidité et une qualité qui ne peuvent être atteintes manuellement. Elles sont particulièrement efficaces pour la pose de grosses canalisation en tube épais ($D > 500$ mm, épaisseur > 15 mm).

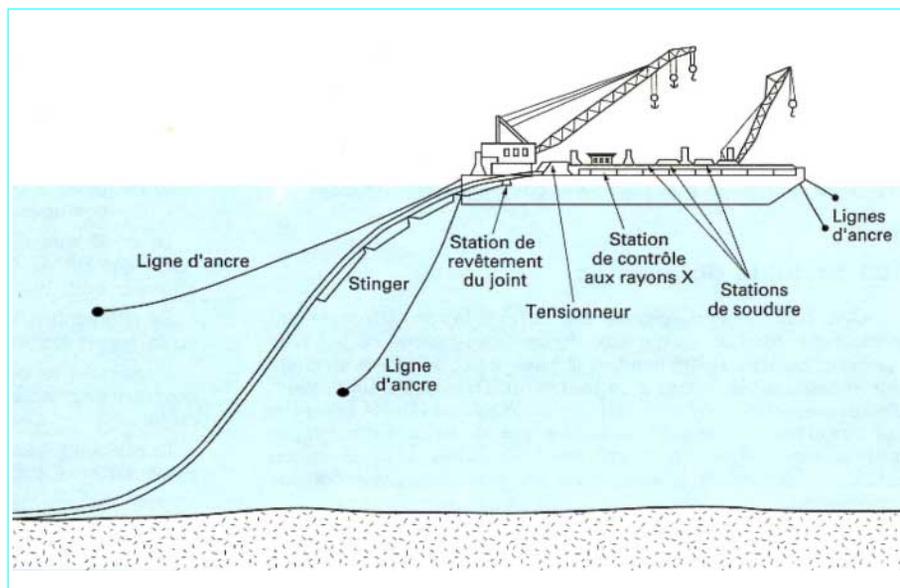


Figure 22 - Barge de pose classique

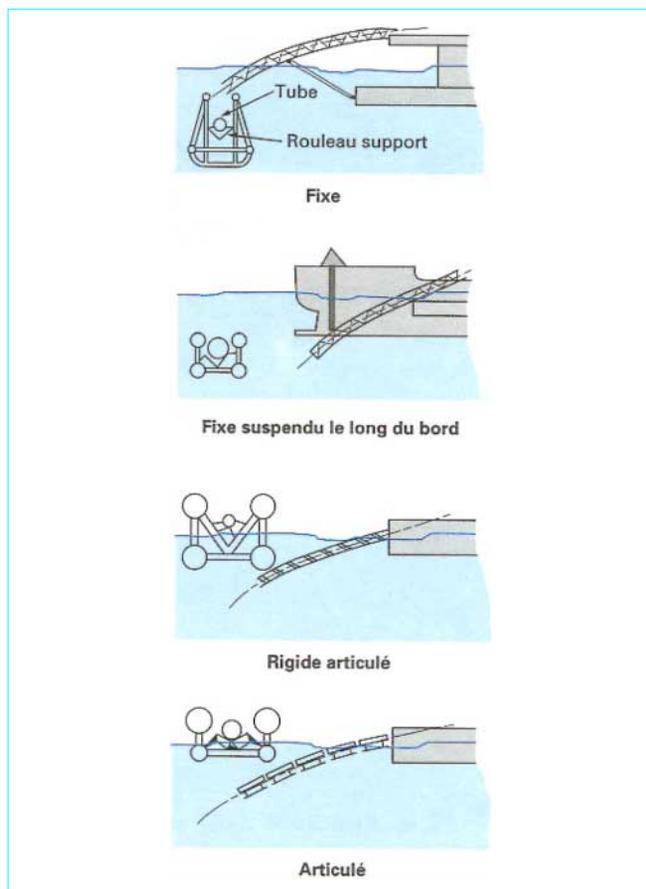


Figure 23 - Différents types de stinger

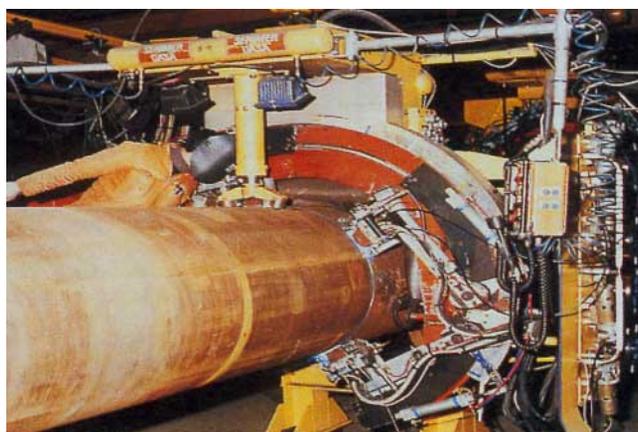


Figure 24 - Machine de soudage automatique Saturne (4 chariots à 2 têtes de soudage) (doc. ETPM)

La rapidité est importante pour réduire les coûts des barges et de tous les autres navires associés. La cadence moyenne de 2 à 4 km/jour est aujourd'hui courante. Des records ont été établis, par exemple 6 200 m de tube de diamètre 1 000 mm posés en une seule journée, soit un tube de 24 m toutes les 6 min.

Au-delà de la dernière station de soudure s'effectue le contrôle de la soudure par rayons X. Toutes les soudures sont contrôlées et les défauts non acceptables font l'objet d'une réparation.

Parfois, mais très rarement, on est obligé de couper entièrement et de refaire la soudure en revenant en arrière. Ces réparations arrêtent totalement la progression de la barge et sont donc très coûteuses, mais il est indispensable de garantir une excellente qualité de soudure car toute réparation sous-marine, une fois le tube au fond, entraîne l'arrêt de la production d'hydrocarbure et est d'un coût très élevé, sans compter le risque d'une pollution.

Le revêtement du joint se fait à la dernière station. L'opération consiste à restituer la continuité des revêtements anticorrosion et béton sur une longueur de 60 à 90 cm.

Il faut noter que la barge de pose est assistée de nombreux autres navires (remorqueurs pour déplacer les ancrs, bateaux ravitailleurs de tubes et de matériaux divers, bateaux de support de plongée, navire spécialisé dans le positionnement et la détection du tube sur le fond, etc.).

La coque de la barge peut être un simple ponton parallélépipédique d'une longueur de 100 à 130 m ; c'est la majorité des cas. Ce peut être une coque de navire qui peut atteindre près de 200 m de long et déplacer 60 000 t. Enfin, il existe trois ou quatre unités de type semi-submersibles.

À partir d'une longueur de 180 m, il est possible de poser des tubes élémentaires de 24 m.

3.3.2 Ensouillage

Une fois posée sur le fond, la conduite doit parfois être placée dans une tranchée pour la protéger du choc d'ancres ou d'engins de pêche et mieux assurer sa stabilité contre les forces du courant et de la houle.

Il est rare, sauf à proximité de la côte, qu'une tranchée soit réalisée par dragage avant la pose.

On ensouille la conduite après sa pose. Le principe est de tailler une souille sous la conduite qui s'y dépose au fur et à mesure (figure 25). Plusieurs techniques sont utilisées suivant les caractéristiques du sol, la profondeur de tranchée souhaitée ou la longueur du pipeline.

Le premier type utilise des jets hydrauliques de forte pression (80 bar) et gros débit pour désagréger le terrain ; l'évacuation se fait par éducteur hydraulique ; l'ensemble est porté par un traîneau tracté par la barge. Des équipements mettant en œuvre des puissances de 10 à 40 000 ch ont été construits. Le deuxième type utilise des moyens mécaniques pour désagréger le sol. Ces engins sont montés sur chenilles motrices. Le sol est attaqué par des godets ou par fraise et les déblais évacués sur les côtés par pompe. Enfin, il y a les charrues dont le soc s'ouvre pour se refermer sous le tube qui est guidé par des supports à rouleaux, la traction de 200 ou 300 t de la charrue est réalisée par une barge et ses lignes d'ancrage ou des remorqueurs.

Les systèmes hydrauliques ou mécaniques sont lents, mais permettent d'effectuer plusieurs passes pour atteindre la profondeur de tranchée désirée. Les charrues mobilisent des moyens très puissants mais sont très efficaces pour de grandes longueurs. Des avancées de 10 à 15 km par jour ont été réalisées.

3.3.3 Raccordements des conduites sous-marines

À ses extrémités, la conduite doit être connectée à une plate-forme par l'intermédiaire d'une partie verticale de tube ou colonne montante ou à une autre canalisation, ou encore à une tête de puits ou autres équipements sous-marins.

Dans certains cas il est possible, si la profondeur n'est pas trop grande et par temps calme, de soulever l'extrémité de la conduite hors d'eau et de souder la colonne montante (*riser*) hors d'eau ; la descente et la fixation sur le jacket de cette colonne qui peut être de 80 m de longueur sont des opérations délicates.

Le plus souvent, la connexion se fait au fond par plongeur. Celle-ci peut être mécanique par manchette et brides orientables pour compenser les désalignements ou par soudure hyperbare. Les opérations de connexions sous-marines sont difficiles et coûteuses. Elles nécessitent des équipements très spécialisés et des plongeurs-soudeurs très entraînés. Il faut aligner et préparer les

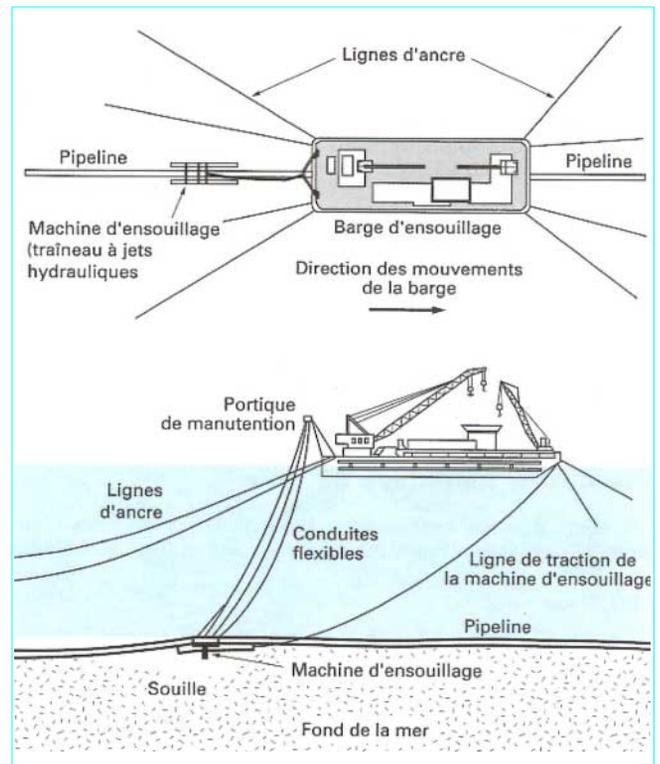


Figure 25 - Barge d'ensouillage

extrémités. La soudure se fait dans une enceinte entourant les deux parties de conduite et mise en gaz respirable à une pression égale à celle du bas de l'enceinte. Les plongeurs peuvent alors travailler à la pression du fond, mais sans masque. Le transfert des plongeurs entre la surface et l'enceinte se fait dans une tourelle venant s'arrimer par l'intermédiaire d'un sas.

Les techniques de soudage ont été spécialement mises au point pour s'accommoder de la pression ambiante et du mélange oxygène-hélium utilisé dans le gaz respiré par les plongeurs.

3.3.4 Autres méthodes de pose

Il existe d'autres méthodes de pose que celle employant une barge de pose avec stinger, mais qui sont peu ou très peu utilisées.

3.3.4.1 Pose en J

En très grande profondeur, mais le cas s'est encore très peu présenté car il s'agit de profondeur de 600 m à 1 000 m, la pose en S (§ 3.3.1) nécessiterait des tensions très fortes et des longueurs de stinger impraticables. Le tube est alors assemblé sur une rampe inclinée qui peut être proche de la verticale et la courbe décrite par le tube est alors un J (figure 26). Une tension est appliquée et le tube est maintenu avec une seule courbure qui s'apparente à une chaînette. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle ne permet de travailler qu'à une seule station pour réaliser la soudure, le contrôle et le revêtement. Pour que la cadence de pose soit suffisante, il faut souder des éléments de tube les plus longs possible. La pose d'un tube de diamètre 20" a été réalisée en Nouvelle-Zélande avec des éléments de 72 m ; une autre, de 12", a été effectuée dans 820 m de profondeur dans le golfe du Mexique.

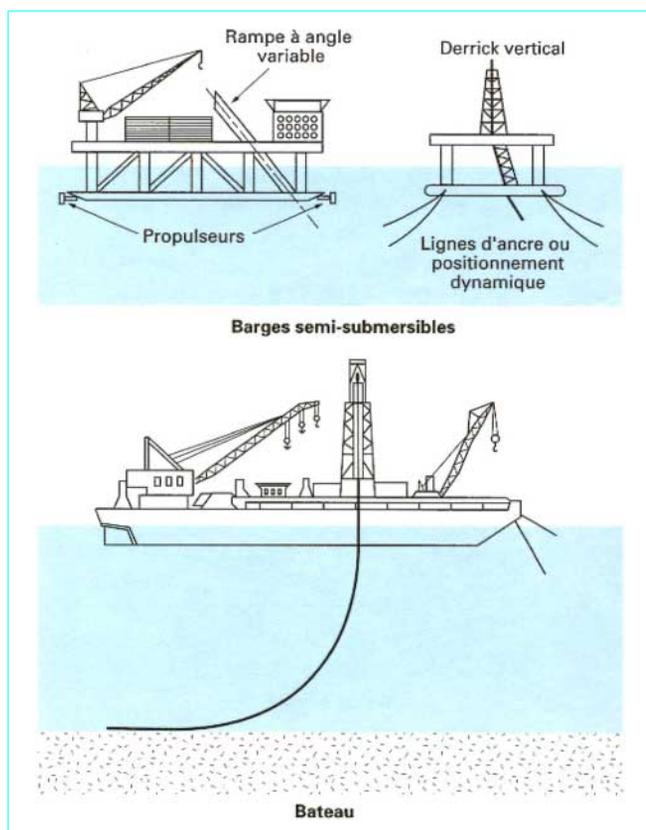


Figure 26 – Pose en J avec bateau ou barge semi-submersible

Une autre possibilité est de développer des systèmes de soudage très rapides. Des développements ont été tentés en utilisant le faisceau d'électrons, le laser et le forgeage précédé par une mise en température par friction étincelage ou haute fréquence. Mais, pour l'instant, ces procédés n'ont pas abouti faute de moyen de contrôle éprouvé et surtout de marché.

3.3.4.2 Pose en déroulé

Cette technique a déjà été utilisée pour le projet Pluto qui avait permis de poser en juin 1944 une canalisation de 3" traversant la Manche pour alimenter en carburant les troupes alliées. Cette méthode est bien adaptée pour des conduites de diamètre 2 à 12" (≈ 50 à 300 mm).

La conduite est soudée à terre et est enroulée en déformation plastique sur un tambour de diamètre 50 fois celui du tube et d'axe vertical ou horizontal. Pour la pose, le tube passe dans un dispositif redresseur et une machine de tension. À l'arrière de la barge, le tube peut être soutenu par un stinger, comme avec une barge conventionnelle, ou entrer dans l'eau avec un angle important et décrire une courbe en J jusqu'au fond (figure 27). La pose en déroulé est continue et rapide. Le tambour d'axe horizontal de la barge Apache peut contenir 154 km de tube de 3,5" de diamètre ou 24 km de diamètre 10".

3.3.4.3 Pose par remorquage

Cette méthode est appliquée pour de courtes longueurs (< 6 000 m) de canalisations ou faisceaux de canalisations de collecte (flowlines).

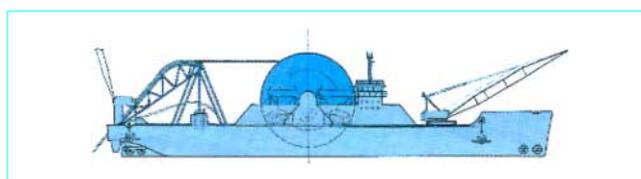


Figure 27 – Pose en déroulé avec touret. Barge Apache

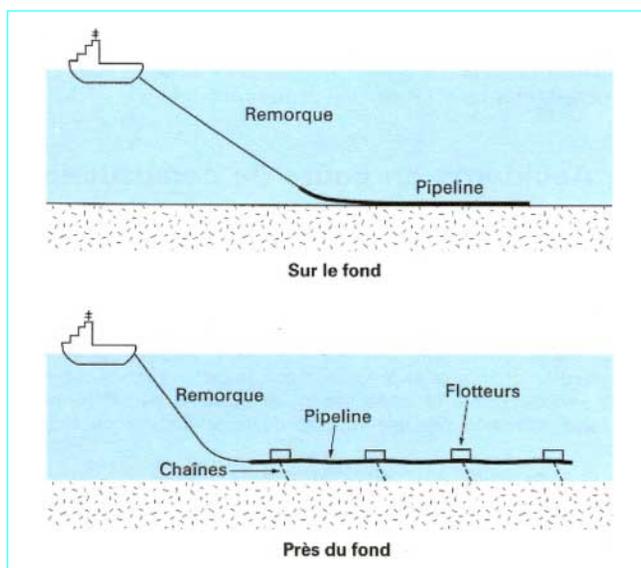


Figure 28 – Pose par remorquage

Le faisceau de 3 à 10 conduites de différents diamètres enfermées dans un gros tube servant de flotteur et de protection est assemblé à terre avec les systèmes de connexion d'extrémité prêts. La conduite est équipée de chaînes servant de « guide ropes » pour la maintenir à 1 à 2 m du sol et faciliter les manœuvres d'approche pour la connexion. Elle est remorquée soit sur le fond, soit entre deux eaux (figure 28). Par réduction de la vitesse de remorquage sur le site, la conduite se pose au fond et peut être mise en place et connectée. Le tube flotteur est alors rempli d'eau.

4. Travaux sous-marins

4.1 Généralités

Certains travaux ne peuvent être réalisés en place que sous l'eau avec des plongeurs ou des engins télécommandés.

Les tâches sont variées : inspection visuelle en cours de construction ou en service, manutentions lourdes et complexes, soudures de canalisations ou de structures, manœuvres sur des têtes de puits sous-marines. On a souvent comparé le milieu sous-marin à celui de l'espace.

4.2 Inspection. Maintenance

Les canalisations et les structures doivent être inspectées régulièrement pour prévenir toute dégradation et tout risque de rupture. Une attention particulière est donnée aux soudures des nœuds de jacket. L'inspection visuelle par plongeur ou engins vidéo télécommandés est assortie d'un nettoyage des concrétions qui permet une inspection plus fine et la recherche des fissures par divers procédés (magnétoscopie, émission acoustique, ultrasons). Les engins télécommandés ont fait de tels progrès qu'ils sont une aide précieuse pour le plongeur et le remplacent même parfois.

Les réparations éventuelles d'ouvrages endommagés sont toujours des cas particuliers qui s'apparentent à la construction neuve avec des difficultés supplémentaires.

Parmi les opérations d'entretien courant, il faut citer le renouvellement d'anodes de protection cathodique, l'inspection des pipelines et de leur position sur le fond.

4.3 Moyens d'intervention sous-marine

4.3.1 Plongeurs

La plongée humaine est couramment pratiquée dans des profondeurs de quelques dizaines de mètres.

En plus grande profondeur, et, pour des temps de travail prolongés, la plongée se fait en saturation. Les plongeurs sont maintenus pendant le temps du chantier à une pression constante, dans des caissons qui servent d'habitation. Pour travailler au fond, ils sont transférés dans une tourelle. Cela évite de leur faire subir des variations de pression et des étapes de décompression à chaque intervention au fond. Les gaz qu'ils respirent sont un mélange d'hélium, d'azote et d'oxygène, dosés pour éviter les perturbations du système nerveux. Les plongeurs peuvent rester plus de 3 semaines en saturation. Le retour à la pression atmosphérique, s'effectuant par paliers selon des critères qui dépendent de la profondeur et de la durée de la saturation, peut durer plusieurs jours. Le record du monde de plongée en mer en 1988 est de 530 m. C'était une démonstration. Dans la pratique, les profondeurs d'intervention sont limitées par les coûts, 150 m est assez courant, au-delà c'est plus rare. 300 m est considéré comme la profondeur maximale pratique.

Des recherches et des essais sont faits pour augmenter la profondeur de plongée et la sécurité avec l'utilisation de gaz de respiration comportant de l'hydrogène.

4.3.2 Sous-marins habités

Ceux-ci ont été largement utilisés dans les années 70, on leur préfère maintenant les engins télécommandés. Toutefois les engins habités restent précieux pour des plongées très profondes, que n'a pas encore atteint le développement du pétrole, mais qui sont pratiquées pour des besoins scientifiques. Citons le « Nautile » français capable d'atteindre 6 000 m. Il est équipé de bras manipulateurs et assisté d'un engin inhabité télécommandé qui lui ont été utiles, par exemple, pour sa mission autour du Titanic à plus de 4 000 m.

La masse des sous-marins (5 à 20 t) nécessite, pour les assister, un navire spécialisé, équipé d'engins de manutention lourde. L'idée d'un sous-marin autonome de 60 à 100 t a été développée en France et à l'étranger, mais n'a pas séduit les pétroliers.

4.3.3 Engins inhabités

Ceux-ci ont connu depuis dix ans un développement considérable. Leur fiabilité, leur puissance et leur dextérité les rendent très précieux et aujourd'hui indispensables. Ils sont reliés à la surface par un ombilical qui transmet la puissance aux propulseurs et aux bras manipulateurs ainsi que les informations données par la caméra vidéo et les divers instruments de mesure embarqués.

Les tâches qu'ils peuvent entreprendre sont multiples, par exemple, mesurer une distance, un potentiel de protection cathodique sur un jacket ou une conduite, nettoyer un nœud de jacket et inspecter les fissures éventuelles, tourner une vanne, desserrer des écrous, déplacer une charge, etc.

Leur taille dépend de leur capacité. Un engin simple équipé d'une caméra vidéo peut peser 10 à 20 kg. Il en existe de quelques tonnes, équipés de bras manipulateurs (figure 29) ou de centrale hydraulique d'assistance.

La limitation de ces engins est surtout liée à l'ombilical, en particulier à proximité de structures complexes et en présence de courant.

5. Sinistres

5.1 Risques de l'offshore

Explorer et exploiter les hydrocarbures comportent des risques importants, même à terre ; la pression, la température des gisements et l'inflammabilité du brut et du gaz peuvent être la cause d'incendie, d'explosion et de pollution considérable. En mer, il s'ajoute la météorologie, la surface de la mer toujours en mouvement, la puissance terrible de la houle et le confinement des installations sur les plates-formes et les bateaux. Les conséquences en accidents mortels et en dégâts matériels sont très grandes et le développement du pétrole et du gaz en mer est jalonné, depuis 40 ans, de tragédies.

5.2 Origines des sinistres

Il serait difficile de définir ici toutes les causes d'un accident. Souvent d'ailleurs un sinistre a plusieurs causes qui chacune prise individuellement n'est pas suffisante. C'est la combinaison et l'enchaînement qui créent l'événement.

Il y a l'erreur humaine, un calcul, une manœuvre, un défaut de structure créé par la corrosion ou la fatigue de l'acier, une explosion, une éruption d'un puits (tableau 8), une collision entre bateaux et structures, une tempête ou un cyclone, etc.

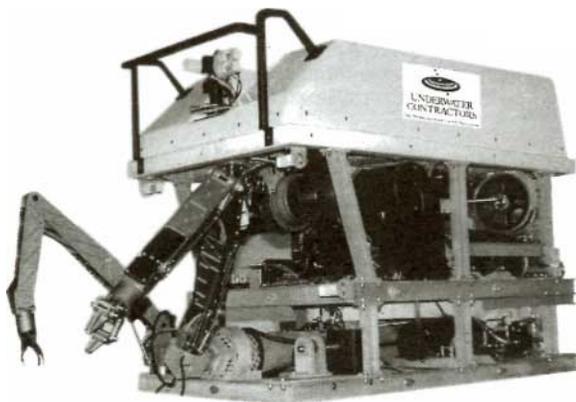


Figure 29 – Engin d'intervention inhabité (ROV : Remote Operated Vehicle) (doc. Underwater Contractors)

Tableau 8 – Fréquence des éruptions de puits offshore aux États-Unis de 1975 à 1982

	Nombre d'éruptions	Nombre de puits
Forage d'exploration.....	21	2 095
Forage de développement.....	17	5 288
Complétion de puits.....	6	5 288
Production.....	6	30 000
Entretien du puits.....	6	3 000

Les plongeurs et les passagers en hélicoptère ont payé un lourd tribut. En effet, la profondeur d'eau, l'agitation de la houle, l'éloignement des côtes accroissent le danger d'une panne ou d'une erreur. Heureusement, depuis quelques années, des progrès importants ont été faits pour la sécurité grâce à la technique et à des réglementations sévères.

Les plates-formes mobiles de forage d'exploration sont particulièrement exposées à cause de la mer, comme tout bateau, mais aussi des hydrocarbures, origine des éruptions de puits et d'explosions. Entre 1976 et 1980, sur une population moyenne de 470 engins de forage, 20 ont été détruits.

Les jackets en acier sont des structures très hyperstatiques et redondantes, aussi sont-elles résistantes. Toutefois dans le golfe du Mexique, les hurricanes sont dévastateurs et certains ont détruit, en les renversant, plusieurs plates-formes. Le nombre de victimes y est faible car on évacue avant l'arrivée de la tempête.

Le sol peut être la cause d'accident, c'est le cas des glissements de boue au large de l'embouchure du Mississippi. Les forces engendrées peuvent déchausser les piles et renverser la plate-forme, ou entraîner des canalisations qui se rompent.

5.3 Accidents en cours de construction

Pendant la construction et l'installation de la plate-forme ainsi que des canalisations, les risques sont plus grands. Les phases sont prévues pour être exécutées par temps clément. Or, les prévisions météo sont incertaines et se font sur des périodes courtes. Il suffit d'un coup de vent, d'une tempête soudaine ou d'un retard dans les opérations en cours pour mettre en danger l'ouvrage, qui est dans une situation provisoire et précaire. Ainsi, le jacket peut couler avant d'être redressé, ou la canalisation se rompre par déformation excessive entraînée par une rupture de ligne d'ancre ou celle du stinger.

Il y a plusieurs exemples de jackets perdus en cours de remorquage ou d'installation. Citons, par exemple, le cas du jacket qui est toujours échoué et inutile sur le champ de Frigg en mer du Nord. Lors de l'installation, en 1975, des flotteurs fixés à la structure pour l'aider à flotter après son lancement ont implosé, la structure de 5 000 t a coulé. Elle fut alors redressée en position verticale, mais endommagée.

La structure est toujours en place, le sommet affleurant la surface. À l'époque de l'accident, les capacités de levage des barges-grues ne dépassaient pas 1 500 t et il a été jugé trop coûteux de la retirer.

5.4 Cas d'accidents spectaculaires ou tragiques

En novembre 1983, au large de l'île de Hainan en Chine, le bateau de forage Glomar Java Sea, en cours d'opération, a coulé corps et biens lors d'une tempête tropicale : 81 morts, pas de survivants.

Au large du Mexique, un puits, en cours de forage-complétion, fait éruption. La tête de puits sous-marine est endommagée. L'éruption n'a été maîtrisée qu'au bout de près de un an, provoquant une marée noire de 500 000 t qui a atteint les plages du Texas.

Le semi-submersible de forage Ocean Ranger, de forte capacité, a coulé au large de Terre-Neuve lors d'une très forte tempête. Aucun survivant. Une hypothèse retenue est qu'une trappe sur la paroi d'une colonne aurait été endommagée par une vague et que les panneaux électriques de commande des ballasts auraient été inondés, entraînant la perte de contrôle de la stabilité.

Lors d'une tempête sur la plate-forme semi-submersible servant de quartiers d'habitation Alexander Kielland, sur le champ d'Ekofisk en mer du Nord, une membrure s'est rompue suite, vraisemblablement, à un phénomène de fatigue au niveau d'une soudure secondaire. Une colonne s'est détachée et l'engin s'est retourné. Avec une colonne en moins, la plate-forme aurait pu flotter avec 30° de gîte. Mais des panneaux, en haut des quatre autres colonnes, n'avaient pas été fermés par erreur ou négligence. L'accident a fait 123 victimes.

En juillet 1988, un incendie a détruit la plate-forme Piper Alfa en mer du Nord. Cet accident est l'un des plus dramatiques et a été à l'origine du déclenchement de nouvelles mesures imposées par les divers organismes concernés. La plate-forme produisait 230 000 barils par jour. Une fuite de gaz dans les équipements a provoqué une très forte explosion détruisant divers systèmes de sécurité. L'incendie était alimenté par le vent, le gaz dans les canalisations et le pétrole jaillissant de puits endommagés. Les équipements ont été entièrement détruits, certains modules sont tombés à l'eau. Le jacket a été, pour moitié, démoli. Le désastre s'est produit en quelques heures et a fait 167 victimes noyées ou brûlées. Il y eut seulement 61 survivants.

Malheureusement, les accidents sont nombreux et variés. Ces quelques cas ne sont cités ici que pour illustrer quelques types et leur caractère dramatique. Les métiers de la mer et ceux du pétrole sont dangereux. Aussi, des règles de sécurité sont-elles sans cesse améliorées et rendues plus efficaces par la volonté de l'industrie et des pouvoirs publics. Des progrès considérables ont été faits pour éviter et prévenir les accidents grâce à l'expérience, la technologie et surtout à l'inspection préventive et à la formation continue du personnel.

5.5 Subsidence du complexe de Ekofisk. Cas d'un sinistre coûteux mais non tragique

Le complexe d'Ekofisk, en mer du Nord, est un des premiers grand champ de pétrole et de gaz qui produit depuis 1974. C'est dix ans plus tard, seulement, que l'on découvrit que, du fait de l'extraction de pétrole et de gaz, l'ensemble de la zone s'était enfoncé de 2 m et que ce phénomène allait se poursuivre. Il a été estimé qu'en fin de vie du champ, en 2011, la subsidence serait de 6 m. Cela devenait dangereux pour les structures en cas de tempête, les vagues de hauteur maximale centenaire prévue de 24 m pouvant atteindre les superstructures.

Ce phénomène de subsidence est mal connu et il faut qu'il ait atteint une amplitude suffisante pour être détecté car le seul point de repère est le niveau de la mer, variable avec la marée, le vent et la houle. On a pu mesurer avec grande précision le niveau des plates-formes et leur variation annuelle grâce au système satellite GPS (*Global Positioning System*).

La subsidence causée par la baisse de pression du gisement est un phénomène connu mais rarement aussi ample.

Une première mesure prise pour ralentir cette subsidence a été d'injecter du gaz dans la formation géologique, mais cela fut sans effet.

Il fut décidé de surélever les 6 ponts de toutes les plates-formes du complexe ainsi que les passerelles, les liaisons hydrauliques et électriques. Un impératif était d'arrêter le champ pendant une durée minimale de 28 j. La masse totale à lever était de 40 000 t. L'opération eut lieu en été 1987.

La technique a été basée sur des vérins de 700 t et de course maximale 6,5 m (diamètre du piston : 580 mm, pression de travail : 300 bar, masse d'un vérin : 18 t).

104 vérins de ce type furent fabriqués ainsi que quelques autres.

Deux ou quatre vérins par jambe de pont furent installés après fixation de poutres et de guides pour prévenir un déplacement latéral des vérins, qui peuvent résister à une force latérale de 25 t. Ensuite les jambes furent coupées une par une pour y introduire et souder une paire de brides boulonnées. Toute cette préparation a été réalisée sans perturber la production de quelques 200 000 barils par jour.

Près de chaque jambe ont été installées les extensions de jambe (longueur : 6,3 m, \varnothing : 1,8 m environ), équipées de brides à chaque extrémité.

Quand tout fut prêt, la production du champ fut arrêtée et l'on procéda au levage simultané par les 104 vérins de 700 t et 18 de 180 t, tous reliés électriquement et hydrauliquement. Un contrôle rigoureux était assuré pour que le levage soit parfaitement coordonné et qu'il n'y ait pas de désalignement au fur et à mesure du levage. La vitesse de levage était de 40 mm/min.

Une fois le levage de 6,4 m accompli, on bascula les extensions de jambe et les brides furent boulonnées par quelques 2 500 boulons pesant chacun 100 kg.

Cette opération a demandé une préparation rigoureuse, qui employa sur le site plus de 1 300 personnes qu'il fallut installer sur deux plates-formes-hôtels flottantes.

D'autres plates-formes du champ seront surélevées, mais une par une à l'aide de barges-grues de capacité 8 000 t.

6. Démantèlement des installations

Les conventions de la mer font obligation aux sociétés pétrolières de retirer les ouvrages qui n'ont plus d'usage. C'est le cas des plates-formes pétrolières. Cela ne pose pas de problèmes techniques difficiles pour des jackets, dans des profondeurs moyennes. Il faut découper par explosifs ou par usinage les piles au niveau du fond marin et, après les avoir retirées, lever le jacket. Il y a là une incertitude sur le poids car certaines barres peuvent être pleines d'eau et les concrétions marines sont difficiles à estimer. Ces opérations font appel à des barges-grues de forte capacité.

Aux États-Unis, où ont été installées quelques 4 000 plates-formes depuis près de 40 ans, environ 100 plates-formes par an sont démantelées. Les structures sont soit ramenées à terre pour être ferraillées, soit modifiées pour un nouvel usage, soit enfin mises en épave dans des zones réservées pour servir d'abri aux poissons et crustacés.

Dans les autres parties du monde, le démantèlement est une opération très rare. En effet, il y a beaucoup moins de plates-formes et elles sont souvent moins anciennes. Par ailleurs, les réglementations des pays comme l'Afrique ou l'Indonésie sont moins strictes ou inexistantes. Or, ce sont des dépenses importantes qui ne produisent rien et que les sociétés pétrolières ne sont pas pressées d'engager !

Pour démanteler une plate-forme de plusieurs dizaines de milliers de tonnes, en grande profondeur, les règles seraient moins strictes compte tenu du coût prohibitif. Il est toutefois fait obligation, maintenant, aux compagnies pétrolières de prévoir dans leur budget de développement une somme pour le démantèlement et de concevoir les structures pour être démantelées après la vie du champ.

Développement d'un champ pétrolier en mer

par **Bernard ANDRIER**
Ex Ingénieur à ETPM

Données économiques

Tableau A – Pétrole dans le monde (situation en 1992) (1)

Lieu	Réserves prouvées		Production	
	Total (en 10 ⁶ t)	dont offshore (en 10 ⁶ t)	Total (en 10 ⁶ t)	dont offshore (en 10 ⁶ t)
Moyen-Orient	90 400	16 140	881	206
Amérique Latine	17 700	7 500	391	80
CEI	8 100	600	423	32
Afrique	8 500	3 000	339	118
Asie-Océanie	6 100	3 700	327	172
Amérique du Nord	3 900	840	510	121
Europe de l'Ouest	2 300	2 000	225	180
	137 000	33 780 (24,6 %)	3 096	909 (29,4 %)

(1) Source : *Offshore-Oil and Gaz Journal*. CEDIGAZ 1994.

Tableau B – Gaz dans le monde (situation en 1992) (1)

Lieu	Réserves prouvées		Production	
	Total (en 10 ⁹ t)	dont offshore (en 10 ⁹ t)	Total (en 10 ⁹ t)	dont offshore (en 10 ⁹ t)
Moyen-Orient	45 102	15 250	121	27
Amérique Latine	7 565	1 750	90	34
CEI	58 208	3 100	790	7,5
Afrique	9 974	1 600	83	3,5
Asie-Océanie	13 787	8 200	183	77
Amérique du Nord	7 315	1 500	661	146
Europe de l'Ouest	6 272	4 250	231	133
	148 223 = 136 · 10 ⁹ tep	35 650 (24 %)	2 159 = 198 · 10 ⁹ tep	428 (19,8 %)

1 tep (tonne équivalent pétrole) = 1 090 m³ gaz.
(1) Source : *Offshore-Oil and Gaz Journal*. CEDIGAZ 1994.

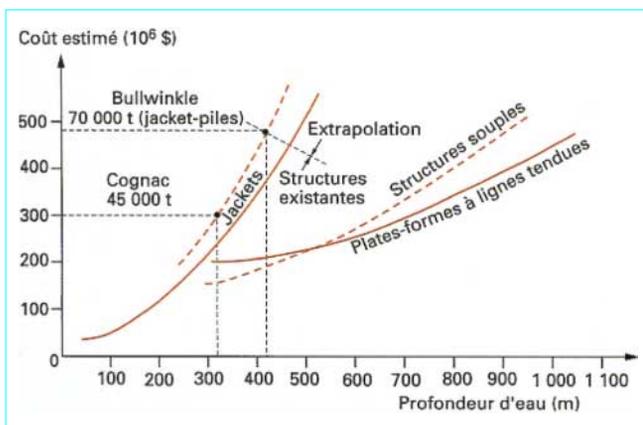


Figure A – Coût des ouvrages en fonction de la profondeur

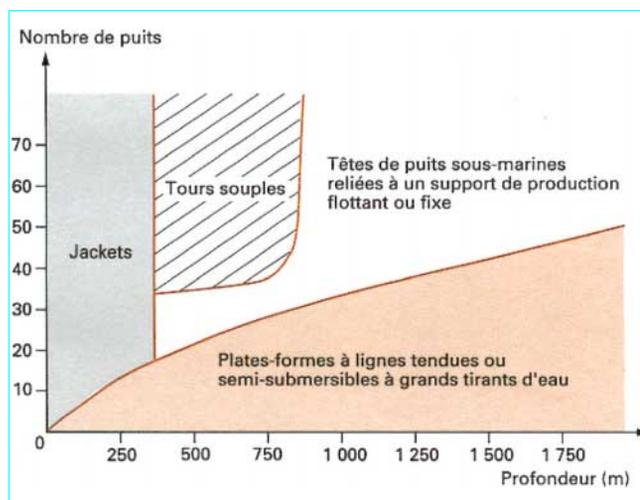


Figure B – Domaine d'application économique des concepts de supports de production