

Le développement et l'exploitation des gisements sous-marins

J. LAMAZOU,
Ingénieur à la S.N.P.A.

L'auteur rappelle d'abord que le développement d'un champ en mer implique des décisions difficilement modifiables par la suite, en particulier en ce qui concerne l'utilisation de plates-formes fixes ou mobiles, plates-formes à puits multiples ou à un seul puits.

Il décrit les différents appareillages utilisés et met l'accent sur le caractère particulièrement délicat de la pose des canalisations.

Les deux derniers chapitres sont consacrés aux techniques d'avenir et à des notions assez précises sur les investissements et les frais de fonctionnement.

Avant de traiter des problèmes techniques posés par le développement et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures en mer et de leurs conséquences économiques, il n'est pas inutile de les situer dans leur contexte marin et pétrolier.

M. NARDON, dans ce même numéro, a exposé les divers aspects du milieu marin et les contraintes souvent sévères qu'il impose à ceux qui ambitionnent d'y construire des installations et de les faire fonctionner. Les vents, la houle, les marées, les courants, la nature des fonds sont autant d'éléments qu'il faudra parfaitement connaître dans leurs manifestations les plus violentes pour établir les projets, et qu'il faudra prévoir au jour le jour pour ordonner les travaux.

Le contexte pétrolier est au moins aussi complexe. Un forage d'exploration qui livre une découverte d'huile ou de gaz n'est qu'un modeste coup d'épingle dans un gisement qui peut couvrir des dizaines, sinon quelques centaines de kilomètres carrés. Les responsables du développement se trouvent alors devant un problème complexe à un grand nombre de paramètres dont les valeurs exactes ne peuvent, pour la plupart, être connues qu'après quelques années d'exploitation. Un gisement se découvre de manière permanente, au fur et à mesure qu'il livre sa production, tandis que l'on demandera aux ingénieurs d'y installer les équipements de production les plus appropriés techniquement et économiquement. Il revient aux spécialistes du réservoir d'évaluer les réserves récupérables, les rythmes de production, le nombre, l'emplacement et la productivité des puits, la nature des fluides

produits, les pressions disponibles et l'évolution probable dans le temps de certains de ces facteurs. Il revient aux vendeurs de fixer les caractéristiques optimum du produit à livrer à partir du produit brut, de fixer les tonnages susceptibles d'être vendus ainsi que la modulation de la production. Il revient aux ingénieurs de forage de déterminer les contraintes imposées par les sondages, et en particulier, les possibilités d'exécution de puits déviés qui permettent de regrouper les têtes de puits en surface. Il revient aux ingénieurs de production de fixer le mode de « complétion » des puits et la nature des interventions, des traitements, des contrôles dont les puits et le gisement seront l'objet. A partir de ces éléments, les ingénieurs de développement devront prévoir et construire des installations fonctionnelles, capables de subir l'action du milieu marin avec une bonne sécurité, et l'économiste devra enfin garantir la rentabilité de l'opération.

Pour les gisements à terre, ce développement peut se faire généralement de façon progressive, de telle sorte que les dépenses engagées soient, en tout état de cause, normalement récupérées. Le pari peut être restreint et le développement en quelque sorte piloté en fonction des résultats initiaux vers une solution optimale.

En mer, il en va autrement. Prenons par exemple le problème du groupage des puits. Ce procédé permet de réduire considérablement le nombre de plates-formes et la longueur des conduites de collecte. Il faudra toutefois, être capable de décider très vite du quadrillage du champ, du nombre de puits par plate-forme et de l'implantation des

plates-formes. Si le nombre de puits groupés est de 10 (c'est un cas très classique), on décidera du même coup de l'implantation de 10 puits que l'on sera conduit à forer à la suite, en raison du coût élevé des déménagements d'appareils. Si l'on décide au contraire de développer le champ par puits isolés, c'est souvent à un autre type de matériel (plate-forme mobile) qu'il faudra faire appel.

On voit donc l'obligation qu'il y a de s'engager, dès l'origine dans une voie bien précise, dont il sera ultérieurement difficile de s'éloigner beaucoup.

L'élaboration d'un tel choix constitue donc un problème généralement important et nous allons examiner en premier lieu, les différents schémas de développements désormais classiques.

A — LES DIVERS SCHÉMAS DE DÉVELOPPEMENTS DES CHAMPS EN MER

La figure n° 1 nous montre 5 types classiques :

Champ de faible étendue situé près de la côte :

La production de chaque puits est évacuée directement en régime diphasique (1) par des conduites indépendantes sur un centre à terre où le brut est traité et stocké, puis évacué sur les pétroliers par l'intermédiaire d'un ponton de chargement ou par une conduite vers une raffinerie proche.

L'exploitation du champ se fait à partir d'une base industrielle située à terre.

Champ de grande étendue situé près de la côte :

La production de chaque puits est là encore, évacuée directement à la terre, mais sur plusieurs centres de séparation 1^{er} étage situés près de la côte, mais assez loin les uns des autres.

Une conduite achemine ensuite le brut depuis chacun de ces centres jusqu'à l'unité centrale de traitement et de stockage d'où il est évacué.

Champ de grande étendue situé assez loin de la côte :

Les centres de séparation 1^{er} étage se trouvent sur des plates-formes satellites judicieusement placées. Le brut s'écoule alors vers la côte avec ou sans pompage, soit en monophasique, soit en diphasique; il est traité, stocké à terre, puis évacué.

Champ de grande étendue situé loin de la côte :

Le brut collecté à chaque plate-forme satellite subit la séparation 1^{er} étage puis est envoyé avec ou sans pompage vers une plate-forme de regroupement où peut avoir lieu la séparation 2^e étage. Il est ensuite évacué à terre. Dans ce dernier cas, l'importance de la production peut nécessiter l'installation d'une plate-forme de pompage au centre de regroupement.

L'éloignement de ces plates-formes peut également imposer l'installation d'une plate-forme d'habitation pour le logement du personnel d'exploitation du champ.

La fin du traitement du brut a lieu au Centre de traitement et de stockage. L'évacuation se fait encore comme précédemment.

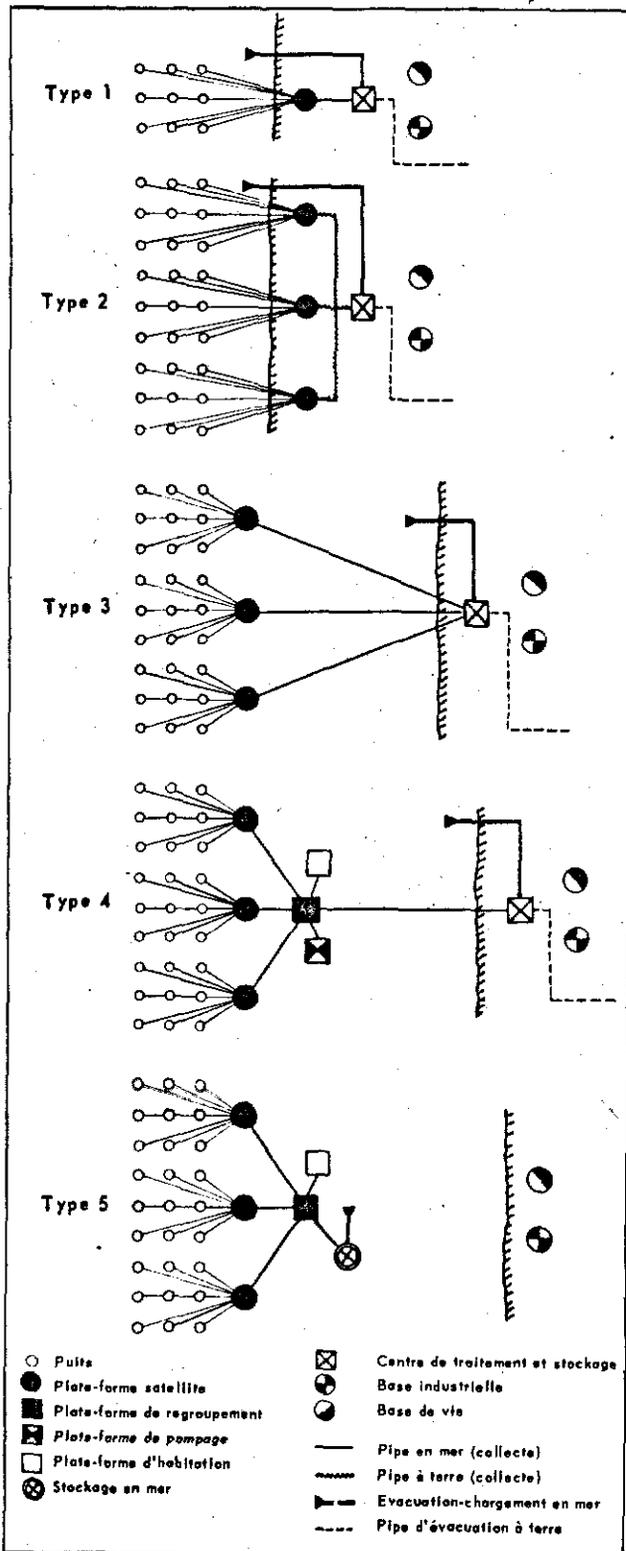
Champ de grande étendue situé très loin de la côte :

Quand la distance à la côte devient très grande, on peut être amené à réaliser un schéma de production où toutes les opérations, y compris le stockage et le chargement de brut sur pétroliers, sont réalisées en mer.

Il ne reste alors à terre qu'une base industrielle et une base de vie de dimensions réduites.

(1) C'est-à-dire sans avoir séparé la phase gazeuse de la phase liquide.

Fig. 1. — Schémas-types de développement d'un champ en mer



B — DESCRIPTION ET PROBLÈMES POSÉS

1. Les puits et leurs supports

Suivant les caractéristiques du champ, on est conduit à deux types de plates-formes d'exploitation :

- Plates-formes à puits multiples,
- Plates-formes à un seul puits.

— *Plates-formes à puits multiples* : L'intérêt de ce type est qu'il économise des plates-formes par l'utilisation de puits déviés; la plate-forme est, en général, assez lourde et supportera toute l'installation de forage qui doit être la plus « concentrée possible ». En phase production, la plate-forme pourra supporter éventuellement du matériel de production (séparateur...).

Mais il n'est pas toujours possible de réaliser des puits déviés, en particulier, quand l'espacement des puits est trop grand ou le forage trop peu profond, et on est alors conduit à utiliser un second type.

— *Plates-formes à puits unique* : Si la profondeur d'eau est faible (inférieure à 40 m) la plate-forme qui supporte le puits peut être légère et la solution sera alors souvent de faire le forage avec une plate-forme mobile, avant ou après la mise en place de la plate-forme légère. Dans certains cas, cette plate-forme peut se réduire à un simple caisson de production équipé d'une petite passerelle, à partir de laquelle peuvent s'effectuer dans le puits les travaux à la « ligne ».

Si la profondeur d'eau est importante, il est nécessaire d'avoir une plate-forme assez lourde pour résister aux effets de la houle. On utilise alors cette plate-forme en phase forage comme support du derrick et du treuil, le reste de l'installation de forage se trouvant sur un bateau appelé « tender » ancré à proximité (plate-forme assistée).

La construction de ces plates-formes fixes d'exploitation s'est peu à peu normalisée et s'effectue généralement suivant la méthode ci-après jusqu'à des profondeurs d'eau qui atteignent maintenant 80 mètres.

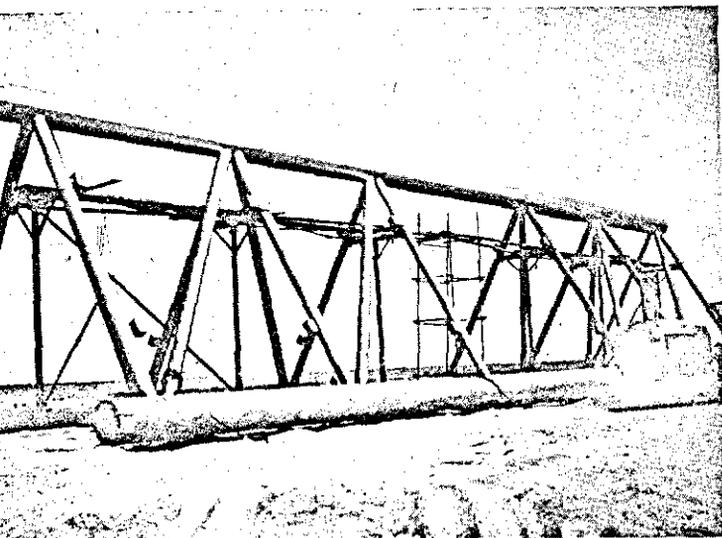


Fig. 2. — Élément de plate-forme fixe (jacket) en préfabrication (Photo X).

Ce type de plate-forme est constitué de 3 ensembles :

— Une structure guide appelée aussi jacket ou template (fig. 2). Ces structures entièrement préfabriquées sont constituées par une charpente tubulaire dont les montants verticaux (60 à 90 cm de diamètre) ou légèrement inclinés sur la verticale sont reliés par un treillis en tubes de diamètre plus faible (25 à 40 cm).

La hauteur de ces structures est telle qu'une fois mise en place leur face supérieure est située légèrement au-dessus du niveau des plus hautes eaux en période calme.

— Les pieux sont tubulaires et de diamètre constant sur toute leur longueur, mais les épaisseurs sont variables pour réaliser une économie de métal. Les pieux sont battus jusqu'à la cote voulue pour obtenir la résistance à l'enfoncement (ou à l'arrachement) requise, centrés au sommet des tubes-guides de la structure dans lesquels ils ont un jeu de 20 à 30 mm, soudés à la structure à cet endroit et coupés pour recevoir le troisième ensemble.

— Le pont, préfabriqué, est posé et soudé directement sur le sommet du pieu. Il devra être calculé, de façon à ne pas être atteint par la vague la plus haute (vague dite centenaire).

L'opération principale de construction de ces plates-formes est leur mise en place. Le travail en mer étant peu aisé, cette opération doit être rapide, ce qui justifie la préfabrication d'ensembles aussi importants que possible, et par la même, de moyens de manutention et de transport aussi puissants que possible.

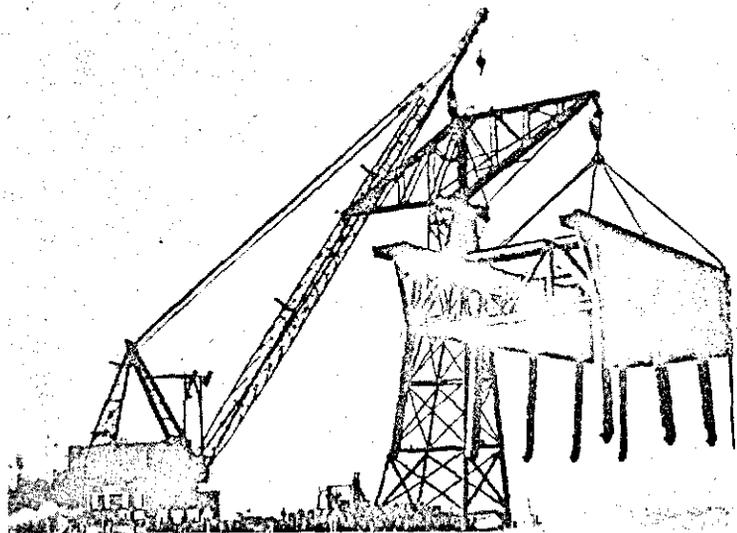


Fig. 3. — Mise en place d'un pont de plate-forme fixe à l'aide d'un ponton-grue (Photo X).

Les éléments de jacket sont transportés sur des pontons de grandes dimensions et déchargés par des pontons-grues. Suivant les dimensions de la plate-forme, cette opération nécessite l'utilisation de 1 ou 2 (voir même 3) pontons-grues. On utilise aussi parfois une autre méthode dite « procédé de lancement », qui consiste à ballaster le ponton et à basculer le jacket qui se trouve en flottaison. Il sera repris par un ponton-grue et mis en place par action combinée de la grue et du remplissage de la structure. Des pieux sont alors enfilés dans les tubes-guides et enfoncés par battage au marteau ou par forage par l'intérieur, si le battage est insuffisant. On procède alors au découpage des pieux à niveau et à la mise en place du pont qui sera soudé sur les pieux (fig. 3).

2. Les plates-formes de production

Il s'agit des plates-formes sur lesquelles se trouvent les installations de séparation ou de pompage des hydrocarbures (fig. 4, 5 et 6).

Elles sont de conception analogue à celle de la plate-forme « type support de puits » étant toutefois plus « légères » puisque devant supporter des charges moins importantes.

Les installations de séparation ou de pompage sont conçues de façon, d'une part, à occuper le minimum de place, d'autre part, à permettre leur automatisation. Quand la pression des puits et l'éloignement à la côte le permettent, il n'y a pas de pompage. Un équipement de télé-transmission peut alors éviter la surveillance in-situ. L'installation est télé-commandée à partir d'une salle de contrôle située à terre.

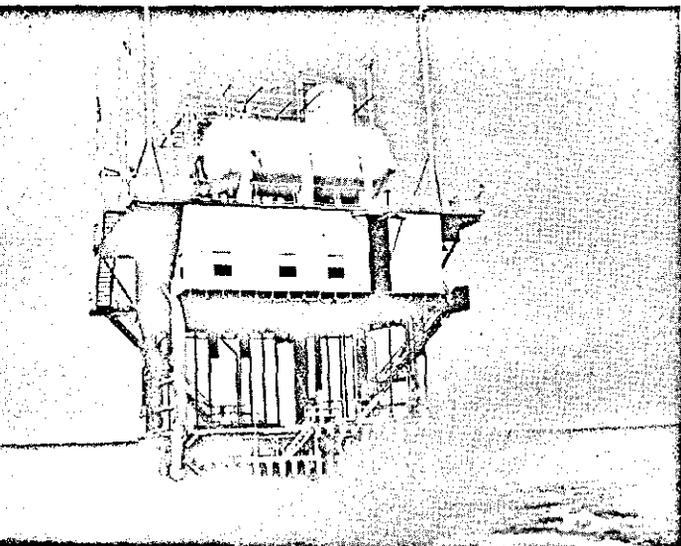
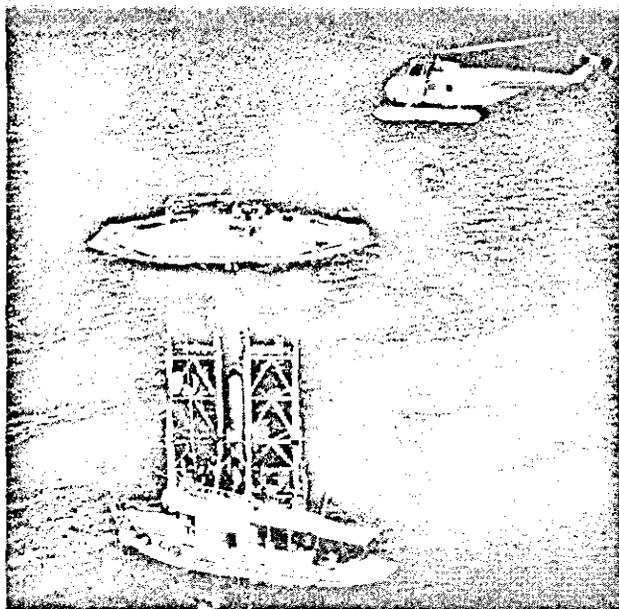


Fig. 4. — Plate-forme de regroupement en mer avec installation de traitement (Photo X).

Lorsqu'il y a pompage, il s'avère souvent nécessaire d'effectuer le contrôle sur place. Par souci de sécurité, on prévoit parfois une plate-forme de séparation, une plate-forme de pompage et une plate-forme d'habitation, ces trois plates-formes étant distantes de quelques dizaines de mètres.

Fig. 5. ci-dessous. Plate-forme de production en mer avec aire d'atterrissage pour hélicoptère.

Fig. 6. ci-contre. — Centre de production en mer avec installations de traitement, quartiers d'habitation (Photo X).



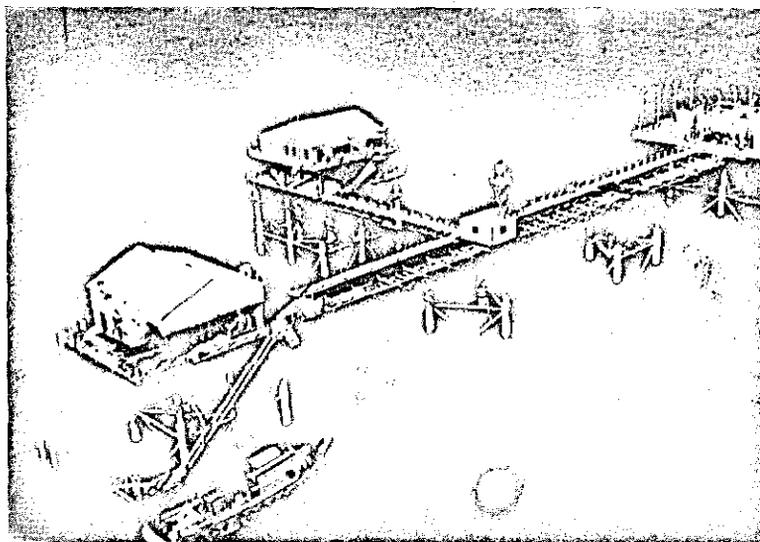
3. Les conduites

Elles constituent, comme pour les champs à terre, le principal moyen de transport des hydrocarbures. Elles sont constituées essentiellement d'un tube acier dont le diamètre et l'épaisseur sont déterminés en fonction des caractéristiques d'exploitation, pressions et débits des fluides transportés. Éventuellement, un enrobage isolant permet d'effectuer, dès leur mise en service, une protection cathodique de ces tubes.

Pour les diamètres importants (supérieurs à 15 cm) ces tubes sont revêtus de béton. Ce revêtement béton (épaisseur de 3 à 8 cm) sert, d'une part, à la protection mécanique de la conduite, d'autre part, à son alourdissement. La conduite a ainsi une flottabilité négative qui la tient en position au fond de l'eau même si elle se trouve être pleine de gaz.

Contrairement à ce qui se passe à terre, où la mise en place des conduites est dans la majorité des cas, assez simple, le problème est ici complexe, et ce, dès que la profondeur d'eau devient importante et que les conditions de mer (houle, courants) deviennent sévères. Les trois principales méthodes de mise en place sont :

— *La méthode avec barge de pose* : Les différents éléments sont assemblés sur barge flottante. Pendant l'assemblage d'un élément (généralement soudure), une partie de la conduite assemblée repose au fond de l'eau, sur son emplacement définitif; la partie adjacente se trouve comprise entre le fond et la barge. Une fois l'assemblage d'un élément terminé, la barge avance de la longueur



de ce dernier (12 m environ), alors que la conduite assemblée glisse sur une rampe de lancement prévue à cet effet sur la barge; la longueur de conduite reposant au fond de l'eau a donc augmenté d'autant que la barge a avancé. On effectue alors l'assemblage du prochain élément. Le cycle est répété jusqu'à ce que la totalité de la conduite soit assemblée. Le contrôle des contraintes dans le tronçon de conduite situé entre la barge et le fond est souvent très délicat avec cette méthode de pose.

— *La méthode par traction en surface* : L'assemblage des différents éléments de conduite s'effectue sur une plage proche de l'emplacement de pose. Une fois assemblée, la conduite est remorquée en surface. L'opération, remorquage terminée, on procède à l'immersion par remplissage de la conduite (eau de mer).

— *La méthode par traction sur le fond* : L'assemblage des différents éléments s'effectue ici encore sur la plage, mais cette fois la conduite est tirée sur le fond de la mer jusqu'à son emplacement définitif.

Chaque méthode offre évidemment des avantages et des inconvénients et le choix nécessite une étude approfondie des conditions locales (données météorologiques, océanographiques, topographiques).

— *La méthode avec barge de pose* est la plus utilisée. Elle convient particulièrement lorsque la profondeur d'eau n'est pas trop importante (30 m), et que l'on peut bénéficier d'assez grandes périodes de temps calme.

— *La méthode de traction en surface* est très souvent utilisée pour les lignes de chargement des pétroliers (forts diamètres, longueurs inférieures à une dizaine de kilomètres, profondeur d'eau inférieure à 20 m, eaux calmes).

— *La méthode de traction sur le fond* est employée, d'une part, pour la mise en place de conduites de faibles diamètres et de longueur inférieure à une dizaine de kilomètres (conduites reliant les puits aux plates-formes satellites), d'autre part, pour les cas délicats où les conditions de mer sont mauvaises et où la profondeur d'eau est importante.

Ces conduites sont reliées aux plates-formes de puits ou de production par des colonnes montantes ou « riser ».

Le raccordement conduite-colonne montante présente souvent des difficultés. En général, il est effectué en surface. Conduite et colonne montante sont alors descendues au fond simultanément après assemblage. Il peut être aussi effectué au fond de l'eau (raccordement par brides).

On ne peut terminer ce paragraphe sans signaler les difficultés que représentent les opérations de réparation ou d'entretien d'une conduite en mer. La soudure en milieu marin ne présente pas de garanties suffisantes. Aussi, l'emploi de sous-marins ou « caissons » est souvent indispensable pour des opérations de ce genre.

On voit donc l'intérêt de se persuader du caractère définitif que doit revêtir une conduite dès sa mise en place terminée. Une bonne protection (mécanique : mise en terre de la conduite, anticorrosion : protection cathodique) doit être recherchée.

4. Les installations à la côte

Elles comprennent les installations industrielles, les installations portuaires, le centre de vie, le centre industriel, les moyens d'intervention et d'entretien.

a) Installations industrielles

Elles permettent d'effectuer la séparation gaz-huile (en totalité ou en partie suivant le type de schéma de développement adopté) le traitement de l'effluent des puits (dessalage, désulfuration, séparation huile-eau ou gaz-eau), le stockage et le pompage à destination des pétroliers ou directement à la raffinerie.

Pour le stockage, la capacité est fonction, d'une part, des quantités produites, d'autre part, du mode d'évacuation (tankers ou conduites directes sur raffineries). A titre indicatif, une capacité de l'ordre de 10 jours de production est la moyenne pour les champs du Golfe Persique.

Les puissances de pompage sont également déterminées en fonction des caractéristiques « aval-centre de stockage ». Quand il s'agit de chargement de tanker, il est de règle d'admettre une durée de pompage de 10 heures pour le chargement du pétrolier moyen.

b) Installations portuaires

Elles comprennent les différents môles, grues et équipements nécessaires aux opérations de déchargement et chargement du matériel. L'importance des réalisations à effectuer lors du développement d'un champ, dépend grandement des ressources qu'offre en la matière l'infrastructure préexistante (ports, mouillages, voies d'eau).

c) Centre de vie

Il dépend des effectifs et du mode de vie (célibataires ou familles) imposé au personnel.

Dans la phase finale du développement, il s'avère souvent indispensable de loger les familles près de la base opérationnelle.

Les ressources locales conditionnent ici encore de façon importante, l'étendue des réalisations que le maître d'œuvre doit alors effectuer. Dans les zones quasi désertiques où souvent le pétrolier est amené à opérer, la réalisation d'un ensemble complet d'habitation est alors à la charge du maître d'œuvre.

d) Centre industriel

Il comprend les ateliers et magasins, les équipements de manutention et de transport, le stockage des carburants.

Les moyens de transport et d'entretien (appareils d'intervention sur les puits, bateaux, hélicoptères) permettent l'exploitation correcte du champ.

5. Installations de chargement

Dans la plupart des schémas de production, le brut est stocké à terre et évacué par navires pétroliers nécessitant (fig. 7) :

- 1 appontement pour pétrolier,
- des lignes de chargements,
- des lignes de déballastage.

L'appontement sera réalisé le plus près possible de la terre, tenu compte du tirant d'eau nécessaire aux pétroliers (15 m pour les pétroliers de 100 000 tonnes). Il comprend généralement :

— Une plate-forme de chargement à laquelle aboutissent les conduites de chargement et de déballastage et qui supporte :

- les potences,
- les manifolds,
- les groupes électrogènes,
- les habitations, etc.

— Des plates-formes d'accostage et d'amarrage : Ce sont des sortes de Duc d'Albe qui sont calculés pour encaisser le choc à l'accostage et pour résister à la poussée d'un pétrolier qui y est amarré et qui est soumis à l'action d'un vent et d'une houle limite pour une exploitation normale.

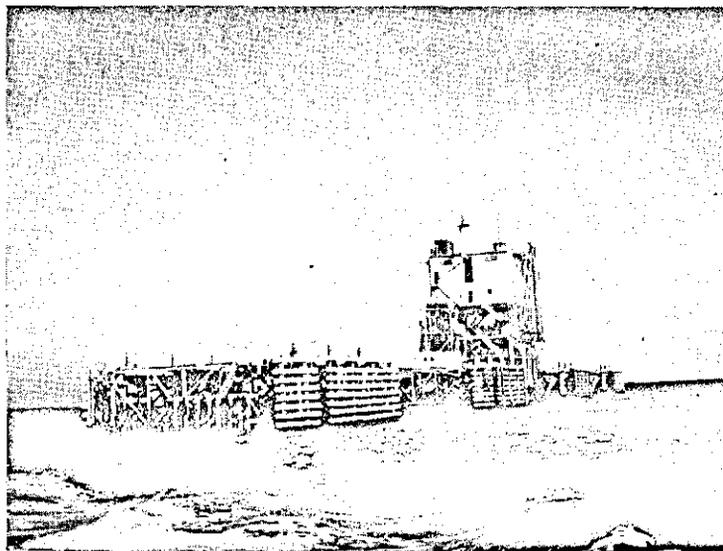


Fig. 7. — Appontement en mer pour chargements de pétrolier (Photo X).

Ces plates-formes sont reliées entre elles par une passerelle utilisée par le personnel et réalisant un ensemble de 250 à 300 m de longueur pour les gros pétroliers.

Les lignes de chargement relient l'appontement au stockage. Leur nombre est égal à celui des pétroliers pouvant être chargés simultanément.

On compte qu'un pétrolier de 35 000 tonnes occupe le poste de chargement 24 heures environ.

Les dimensions de conduite et la puissance de pompage seront calculées à partir de ces données.

Quand le champ est situé très loin en mer, la pose d'une conduite vers la côte peut s'avérer prohibitive et on réalise alors du stockage et des chargements en mer.

Cas particulier du chargement direct en mer

Devant les dépenses considérables qu'entraîne la construction d'une conduite sous-marine pour évacuer la production d'un champ très éloigné de la côte, on est tenté d'envisager un système d'exploitation absolument autonome, c'est-à-dire non tributaire d'installations terrestres. C'est ce que vient de réaliser Shell-Qatar sur son champ d'Idd-el-Shargi situé à une cinquantaine de milles (près de 100 km) en mer à l'est de Doha (presqu'île de Qatar).

De la plate-forme centrale de production, le brut est refoulé à travers une conduite vers le terminal situé hors du périmètre du champ, mais en pleine mer.

Le terminal est constitué par une bouée métallique de forme cylindrique, solidement ancrée à la verticale de l'extrémité du pipe, sur laquelle est amarré en permanence, un tanker (de 40 000 tonnes environ). Ce tanker constitue à la fois le stockage flottant, le poste de chargement des pétroliers de passage et le P. C. opérationnel du champ.

Ce système d'amarrage sur bouée, appelé S.B.M. (Single buoy mooring) et utilisé la première fois par Shell à Bornéo en 1960, est conçu de façon

à permettre au navire de pivoter autour de la bouée à la manière d'une girouette. Le bateau peut donc ainsi se maintenir face au vent, à la houle ou aux courants, en leur offrant la moindre prise. Les liaisons conduite-bouée et bouée-tanker sont réalisées au moyen de flexibles conçus spécialement pour cet usage.

Le pétrolier de passage vient s'amarrer à la fois sur la bouée et le long du tanker dont les pompes assurent le transfert de la cargaison.

C — LES MOYENS LOGISTIQUES

Quel que soit le schéma adopté pour le développement et l'exploitation d'un champ, on est conduit à forer des puits, installer des plates-formes et des équipements de production, poser des conduites. Et ces opérations requièrent toujours des moyens importants, coûteux et délicats à mettre en œuvre.

a) Les moyens de forage

Le forage, nous l'avons vu, peut se faire, soit à partir de plates-formes mobiles (puits isolés), soit à partir de plates-formes fixes (puits groupés ou isolés).

— *Plates-formes mobiles* : Elles comportent essentiellement :

- Un caisson étanche
- Des piles ou jambes de support
- Un système de liaison entre piles et caisson.

En position de travail, les piles sont posées sur le fond et le caisson demeure hors de l'eau.

En position de transport, les piles sont relevées et le caisson flotte.

L'article de M. DELMAS qui précède, a donné les principales caractéristiques des plates-formes mobiles. Nous n'y reviendrons pas.

— *Les plates-formes fixes* : L'exécution du forage est assuré par un appareil d'un type classique, mais qui est généralement conçu de façon à présenter un encombrement minimum. Il est alors dit « compact ». L'installation peut permettre de réaliser plusieurs sondages à partir de la même plate-forme.

Comme leurs homologues mobiles, ces plates-formes sont autonomes ou assistées (fig. 8).

Dans ce dernier cas, la plate-forme est de dimension plus réduite et supporte simplement, mât, treuil, moteur de sonde, pompes de secours. Le reste de l'installation étant placé sur un tender d'assistance.

— *Les engins flottants* : Ils sont réservés au développement d'un champ par têtes de puits sous-marines. Nous examinerons ultérieurement le mode opératoire qui est encore, du reste, au stade expérimental.

b) Engins de construction des plates-formes fixes

La mise en place d'une plate-forme fixe dont les éléments constitutifs ont été donnés précédemment, demande généralement :

— Un ponton-grue équipé d'un système complet d'ancrage, d'une grue tournante (2 500 tonnes-mètres avec flèche de 60 à 70 mètres par exemple), de tout le matériel auxiliaire nécessaire à la construction (compresseur, générateurs de soudure...) de quartiers d'habitation et de restauration pour 60 personnes. Ses dimensions générales peuvent atteindre 100 m × 27 m × 4,50 m (fig. 9).

— Un ou deux pontons des transport (75 m × 23 m × 4,50 m).

— Des bateaux de service, tels que remorqueurs, ravitailleurs, bateaux de personnel.

— Éventuellement, un hélicoptère.

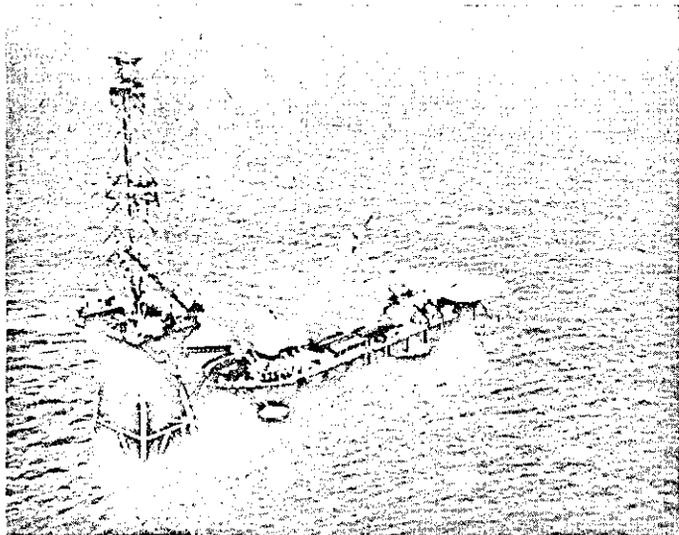


Fig. 8. — Exécution d'un forage à partir d'une plate-forme fixe assistée d'un « tender » (Photo X).

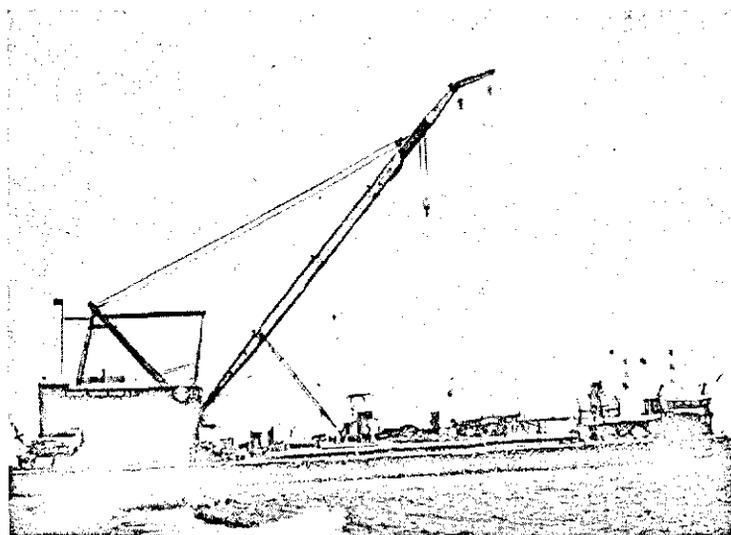


Fig. 9. — Ponton-grue pour érection de plates-formes fixes (Photo X).

c) Engins de pose des conduites

Il s'agit d'engins spécialement conçus pour la mise en place des conduites avec la méthode par « barge de pose ». Ces engins sont souvent très importants, et les plus modernes mesurent une centaine de mètres de long. Ils comportent une coque à laquelle on a adjoint dans le sens longitudinal, une rampe de lancement. Celle-ci se trouve, soit sur le côté, soit suivant l'axe longitudinal de la barge.

Cette rampe de lancement est constituée de diabolos ou de chariots équipés de roues sur lesquelles repose la conduite. Tout le long se trouvent des postes de travail où l'on effectue les soudures, leur contrôle radiographique, le complément d'enrobage anti-corrosion ou de revêtement béton.

Pour les opérations de manutention, d'alignement de l'élément à souder, de mise à l'eau en cas de mauvais temps, etc., on dispose de grues, de potences de vérins, etc.

La barge est également munie de treuils d'ancre puissants (4 à 8 de 50 CV) qui permettent de la faire avancer ou de l'immobiliser.

Sur la barge se trouvent également les habitations pour le personnel (une centaine de personnes pour les plus gros engins).

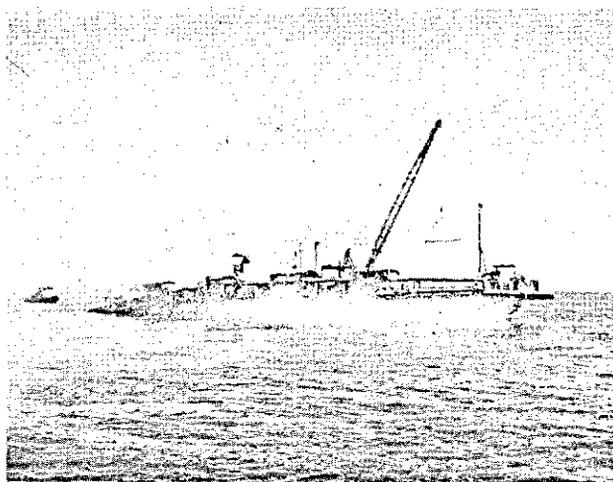
Enfin, la rampe de lancement est souvent prolongée à l'arrière de la barge par ce que les Américains appellent un « stinger ». Il s'agit d'un chassis

métallique à inclinaison variable. En cours d'opération, ce chassis métallique a une extrémité sur la barge, une autre presque au fond de l'eau. Son rôle est de supporter la conduite dans la partie comprise entre le fond et la barge elle-même.

d) Les moyens de transport

Lors du développement et de l'exploitation d'un champ, on doit prévoir des moyens pour acheminer le personnel, les produits et matériels.

Fig. 10. — Barge de pose de conduites en mer



Les produits et matériels lourds sont transportés à l'aide de bateaux ravitailleurs (40 à 50 m de long), spécialement conçus pour de tels travaux.

Ils doivent, en effet, permettre le transport et le déchargement commode de matériels tels que les tubes, de produits tels que le ciment, les carburants, les produits à boue. Un ou deux bateaux de ce type peuvent être nécessaires pour assurer un fonctionnement correct des opérations.

Le personnel, pour sa part, exige des moyens plus rapides et plus confortables. On utilise pour ce problème, soit l'hélicoptère, soit la vedette (fig. 11), ou bien encore les deux moyens de transport. Le critère du choix est à la fois technique (distance, état météorologique) et économique (prix de revient).

Le facteur sécurité n'est jamais négligé (présence sur le chantier ou à proximité d'un moyen d'évacuation rapide).

D — LES TECHNIQUES DE L'AVENIR

La recherche s'effectuant en eaux de plus en plus profondes, des difficultés techniques et économiques (coût prohibitif des plates-formes) risquent de rendre aléatoires le développement et l'exploitation des champs situés sous des hauteurs d'eau importantes.

Des moyens de résoudre ces nouveaux problèmes sont déjà nés. Ils n'ont pas acquis toutefois, un degré de maturité suffisant et demeurent encore, pour la plupart, au stade de l'expérimentation.

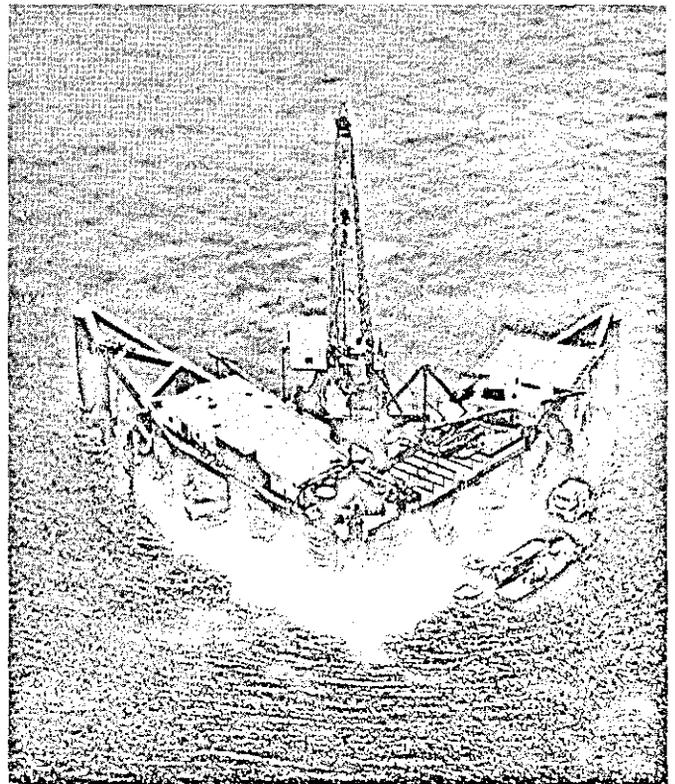
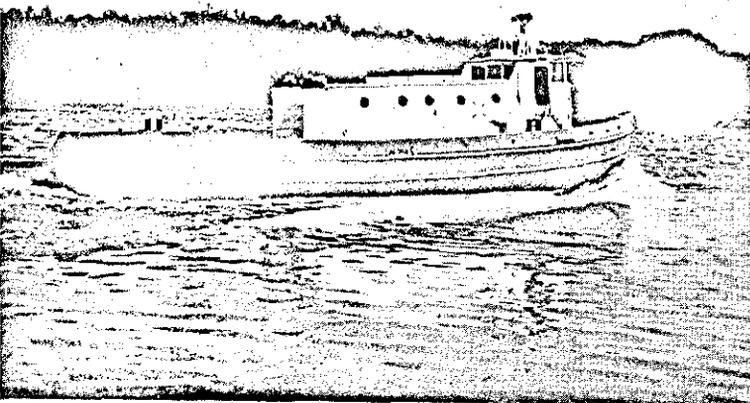
Deux tendances apparaissent aujourd'hui :

a) La complétion sous-marine des puits

Cette méthode consiste à installer la tête de production au fond de l'eau. Le forage et la complétion des puits se font, dans cette hypothèse, à partir d'un engin flottant (engins à coque ou engins semi-submersibles) (fig. 12). On a du reste, envisagé deux

Fig. 11 ci-dessous. — Vedette rapide pour le transport du personnel (Photo X).

Fig. 12. ci-contre. — Engin de forage semi-submersible (Photo X)



versions différentes de cette méthode. L'une revient à utiliser une tête de production conventionnelle simplement aménagée pour permettre une mise en œuvre à l'aide de plongeurs ou de robots (fig. 13). (On considère actuellement que l'intervention de plongeurs peut être efficace jusqu'à une profondeur de 150 mètres).

Dans ce cas, l'entretien du puits nécessite toujours l'intervention d'une installation flottante légère.

Ce mode de complétion a déjà été utilisé au large des côtes californiennes (en eaux peu profondes) où la présence de plates-formes a été jugée indésirable (quelquefois pour des questions d'esthétique).

Une autre méthode consiste à utiliser une tête de production dont l'installation et la mise en œuvre sont assurées depuis la surface. Cette tête, munie d'une télé-commande (électrique ou hydraulique) doit permettre l'entretien du puits par pompage d'outils spéciaux à travers les lignes et les tubes de production (fig. 14).

Il s'agit là d'un matériel tout à fait expérimental faisant l'objet en France comme aux États-Unis, d'essais particuliers.

Avec les deux solutions évoquées plus haut, indifférentes ou moins sensibles à la profondeur, s'ouvrent de nouvelles et intéressantes possibilités pour explorer et produire des gisements placés sous de très grandes hauteurs d'eau.

b) Plates-formes pour grands fonds

Les plates-formes conventionnelles demeurent rapidement très coûteuses et difficiles à mettre en place dès que la hauteur d'eau augmente. A l'heure

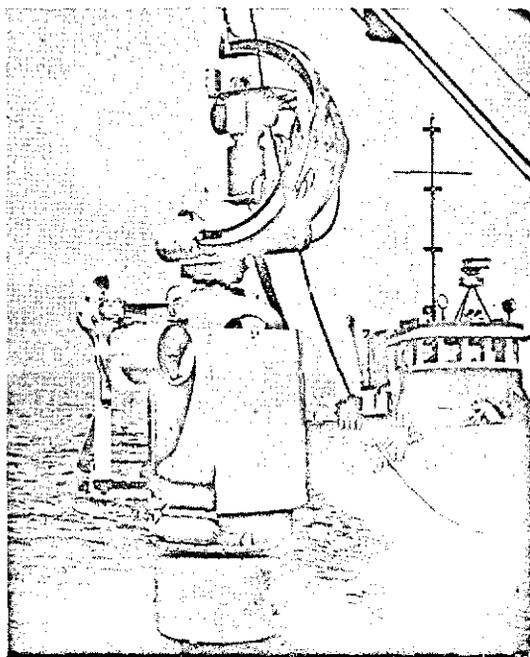


Fig. 13. — Manipulateur ou robot électronique pour tête de puits immergées (Photo X).

actuelle, des fonds de 70 à 80 mètres semblent constituer dans ce domaine, une limite raisonnable.

Des Sociétés étudient aujourd'hui un type de plate-forme tout à fait original, susceptible de résoudre les problèmes par 200 mètres de fond.

E — ASPECT ÉCONOMIQUE DU PROBLÈME

L'expérience acquise permet de dire en première approximation que le coût des investissements et de l'exploitation d'un champ en mer est, toutes choses égales par ailleurs, 2 à 3 fois supérieure à celui d'un champ à terre.

Éléments du coût des investissements

Le forage des puits comme la mise en place des différentes installations, exige un matériel particulier dont l'utilisation est fort coûteuse.

Les opérations de forage et de complétion des puits, à partir d'engins mobiles, plates-formes ou bateaux (Ces engins valent de 30 à 40 millions de francs) coûtent de 70 000 à 100 000 F par jour. La seule part versée au contracteur de forage représente 50 à 60 % environ de cette somme, le tarif contractuel étant essentiellement fonction de la capacité de l'engin (capacité évaluée en hauteur d'eau).

Le développement des champs, à partir de plates-formes fixes, utilise des appareils de forages tradi-

tionnels dont le coût journalier est très inférieur à celui des plates-formes mobiles (20 000 à 25 000 F par jour). A cela vient s'ajouter naturellement, l'investissement correspondant à la plate-forme support.

Le prix des plates-formes support est essentiellement conditionné par la hauteur d'eau, les états maxima de mer et les dimensions horizontales du pont. On peut toutefois retenir, pour une plate-forme assistée de 200 m², les coûts moyens de :

1 700 000 F à 30 mètres et pour 300 tonnes de charge.

2 200 000 F à 45 mètres et pour 400 tonnes de charge.

3 000 000 F à 60 mètres et pour 450 tonnes de charge.

Par contre, une plate-forme autonome de 1 000 m² conduit à des investissements 4 fois plus élevés environ (fig. 15).

Nous avons par exemple, pour 50 mètres d'eau, un prix voisin de 10 000 000 de F.

Il faut noter que, dans ces prix, la pose intervient pour 40 à 50 % (un ponton-grue de grosses dimensions vaut de 30 à 40 millions de francs et est mis en œuvre au prix de 80 000 F/j environ).

Ajoutons également que l'amenée et le repli du matériel, qu'il s'agisse d'une plate-forme de forage ou d'une barge de pose vient considérablement grossir le prix de revient de telles opérations. A titre d'exemple, indiquons que pour un tel matériel, le trajet États-Unis — Europe coûte environ 4 000 000 F.

Les plates-formes d'exploitation (200 à 400 m²) sur lesquelles sont placées les installations de pro-

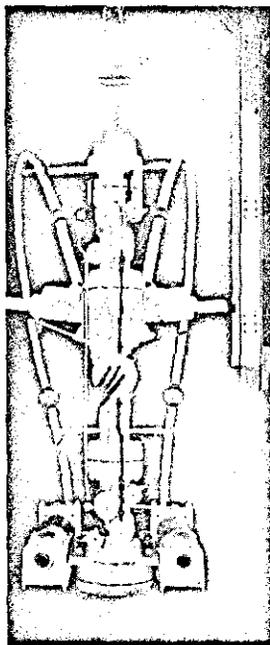


Fig. 14. — Tête de production sous-marine (prototype) équipée d'une télécommande hydraulique permettant l'entretien des puits par pompage d'outils (Photo X).

duction (séparateur, manifold, groupe de pompage éventuellement) sont, toutes choses égales par ailleurs, d'un prix légèrement inférieur au prix des plates-formes de forage destinées à supporter des charges plus importantes.

Les installations de production sont analogues à celles que l'on trouve traditionnellement à terre. Elles sont généralement préinstallées sur le pont que l'on pose ensuite sur les pieux.

La pose de conduites en mer est peut-être le problème le plus délicat du développement. L'opération de pose elle-même représente du reste un pourcentage très important du coût global (60 à 80 %) en raison du prix élevé des barges de pose et du temps nécessaire à l'exécution de l'opération.

Le graphique (fig. 16) ci-après donne un ordre de grandeur des coûts mis en jeu. Nous voyons qu'une conduite de 100 km de longueur, de 25 cm de diamètre revient environ à 50 millions de francs (contre 15 millions à terre).

A ces dépenses s'ajoutent celles liées à la pose des risers (éléments de conduites remontant le long des plates-formes jusqu'à la tête de puits). Les très grandes difficultés que l'on rencontre en général dans ce type d'opérations longues et délicates, majorent sensiblement le prix du réseau de collecte.

Les installations de stockage, traitement et pompage à terre sont analogues à celles utilisées sur les champs conventionnels. Rappelons qu'un mètre cube de stockage coûte environ 100 F et 1 CV installé de 1 000 à 1 500 F. Pour une production annuelle de 10 millions de tonnes, ce poste représente une dépense de 50 à 70 millions de francs.

La station de chargement en mer nécessite, en général, une conduite de plusieurs kilomètres et un appointement (plates-formes) en plus des installations de chargement. Nous retrouvons ici les éléments de coût déjà signalés. Une installation de ce type peut coûter de 30 à 40 millions de francs.

La base industrielle et base de vie comporte toute l'infrastructure nécessaire à l'exploitation (centre de vie, administratif, industriel, équipement portuaire, appareils d'intervention, moyens de transport).

Cet ensemble peut être évalué à 60 millions de francs pour une production de 10 millions de tonnes/an en zone désertique.

Le télé-contrôle des puits, considéré comme essentiel pour l'exploitation de gisements en mer revient, très approximativement à 200 000 F par puits.

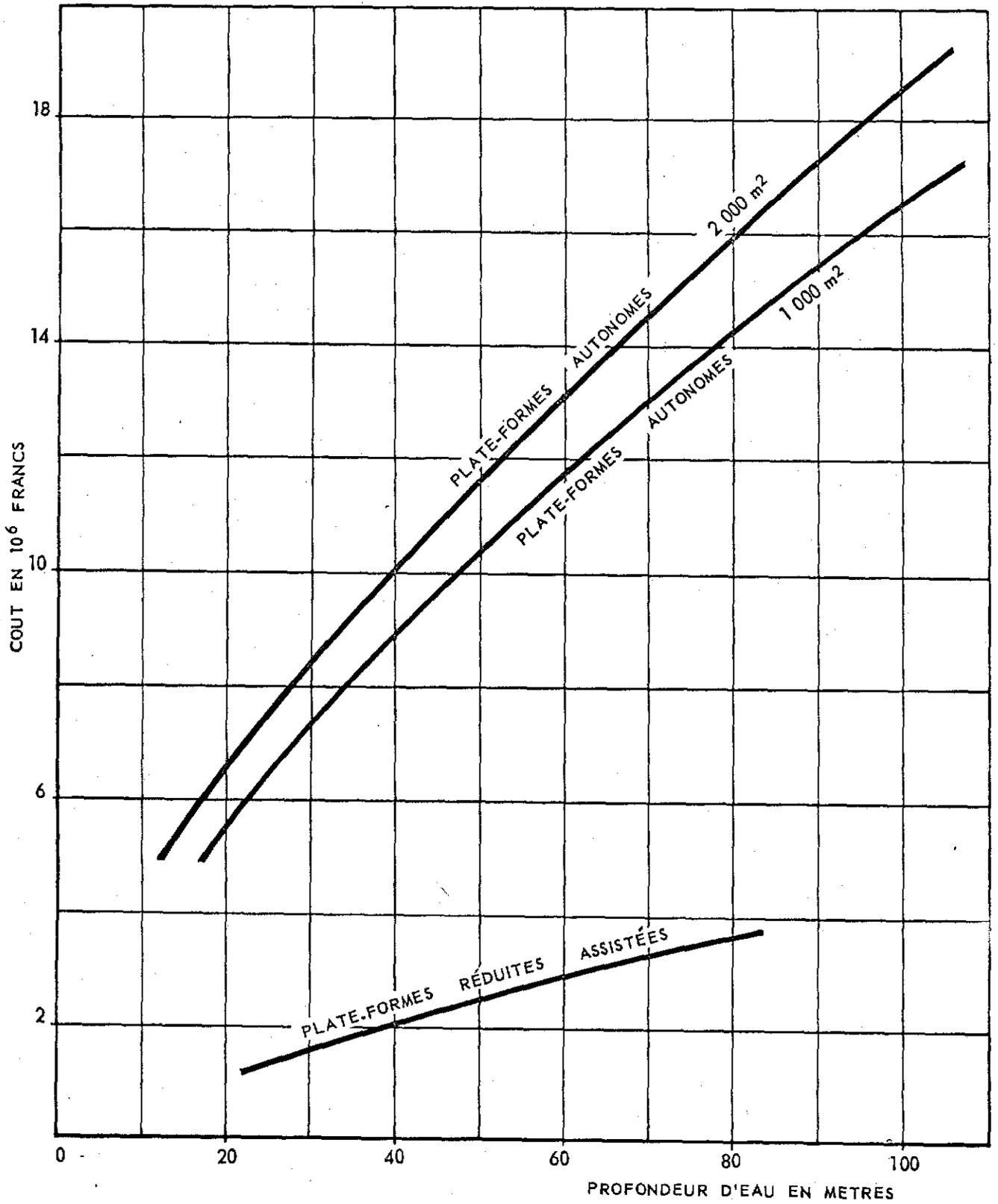
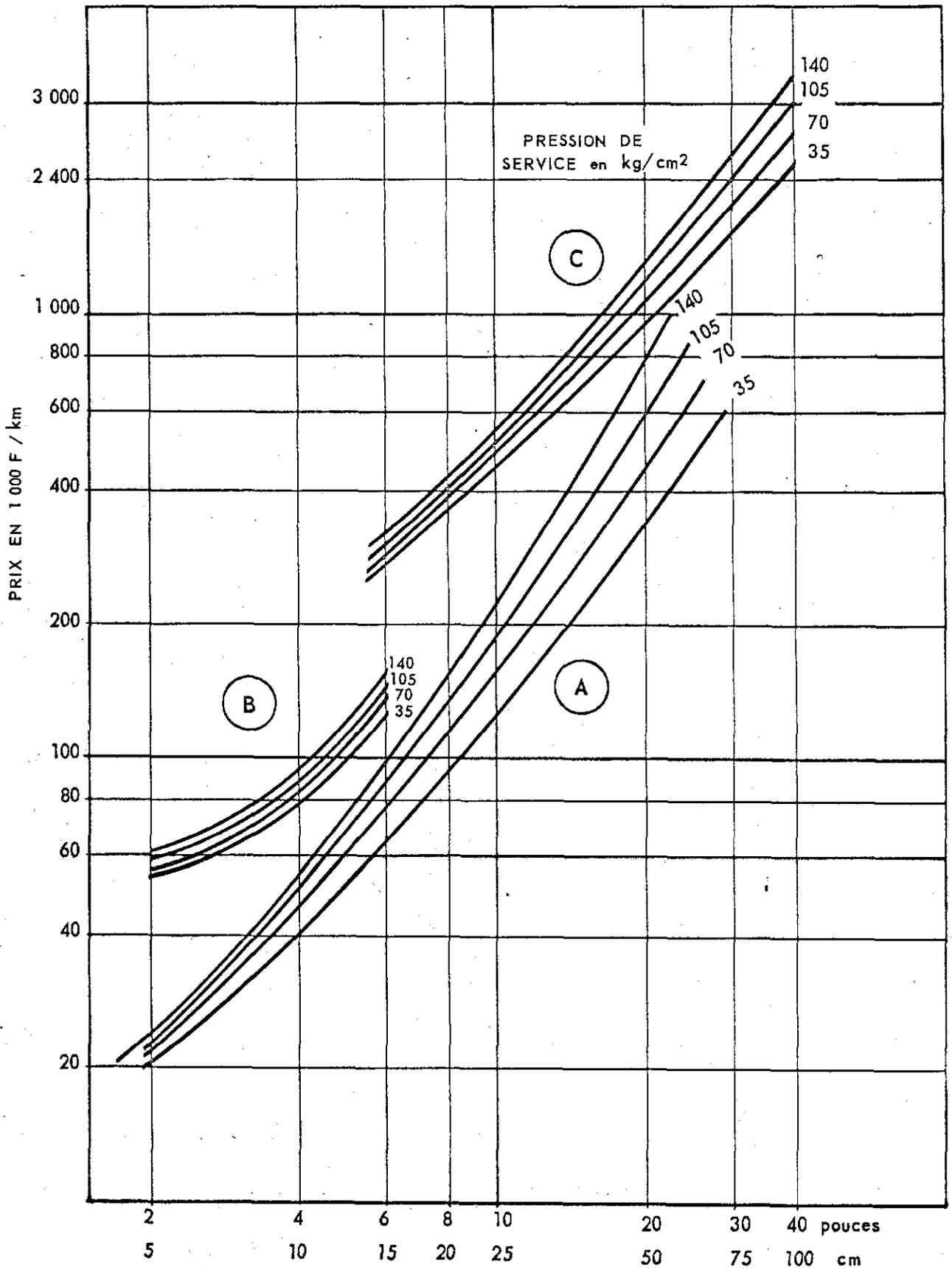


Fig. 15. — Coût des plate-formes fixes en fonction de la profondeur d'eau en mètres.



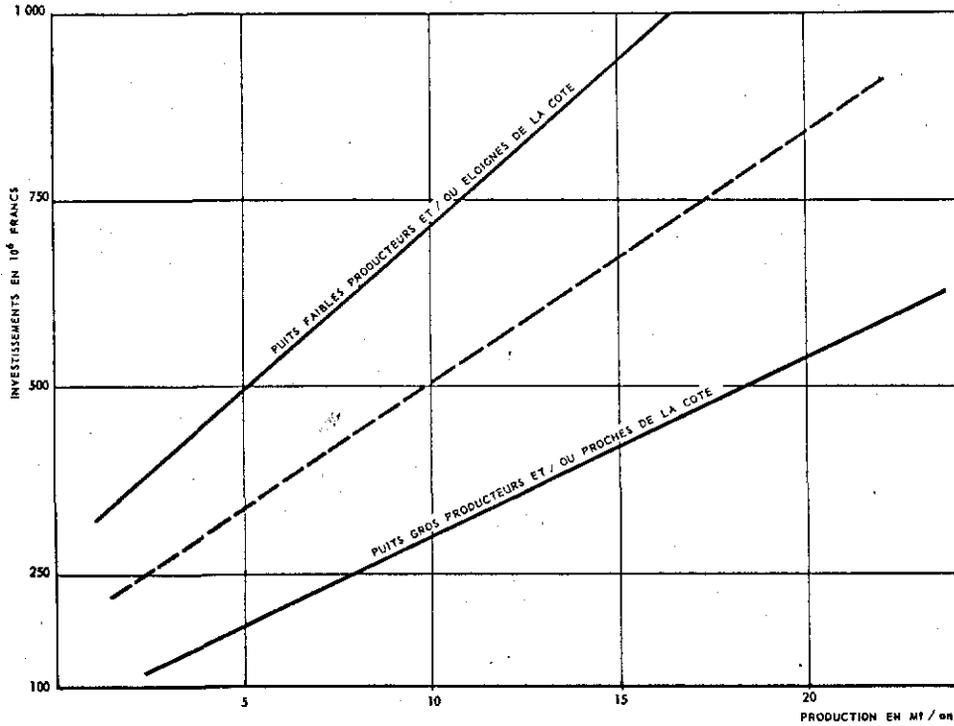


Fig. 17. — Investissements extrêmes et moyens en fonction de la production annuelle.

Fig. 16 ci-contre. — Prix comparatif des conduits en fonction de leur diamètre et de leur pression de service :

- A. conduite à terre,
- B. conduite en mer sous enrobage de béton,
- C. conduite en mer avec enrobage de béton

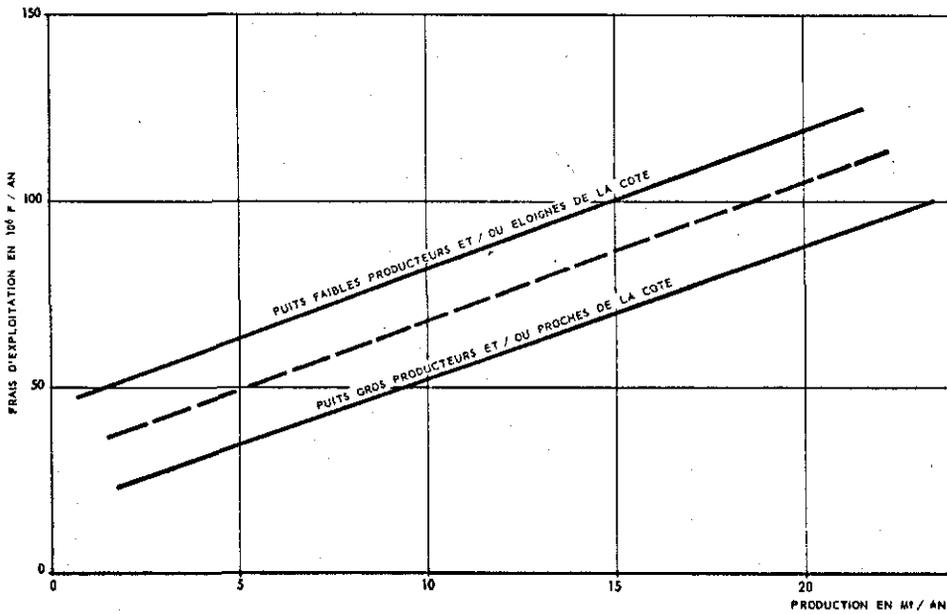


Fig. 18. — Frais d'exploitation extrêmes et moyens (hors amortissements) en fonction de la production annuelle.

Enfin, les stocks de premier établissement nécessaires à l'exploitation peuvent être estimés à 1,5 à 2 % des investissements globaux.

Le graphique (fig. 17) ci-joint permet d'évaluer très grossièrement le montant total des investissements en fonction des principaux paramètres de calcul.

Ces paramètres sont :

La production du champ conditionnant en particulier les diamètres des conduites, les dimensions des installations de traitement, de stockage et de base, le nombre de puits et de plates-formes.

L'éloignement (et donc en général la profondeur d'eau) dont dépendent surtout la dimension des plates-formes et la longueur des conduites.

La productivité des puits qui détermine en particulier, pour une production globale donnée, le nombre de puits à forer et le nombre de plates-formes à installer.

Cet abaque a été établi pour des puits de développement forés à 2 500 mètres environ en 4 mois (le facteur « durée des forages » est évidemment fondamental pour le calcul des investissements).

Nous voyons ainsi que le coût du développement

d'un champ de 10 millions de tonnes se situe entre 300 et 700 millions de francs.

Éléments du coût de l'exploitation (fig. 18)

Les frais de personnel : ces frais sont essentiellement fonction du volume de production, du mode d'exploitation et de la position géographique du champ.

A titre indicatif, précisons qu'il faut environ 1 000 personnes pour exploiter un champ de 20 millions de tonnes/an, 650 personnes pour un champ de 10 millions de tonnes/an.

Dans cette seconde hypothèse, les frais annuels du personnel peuvent atteindre 40 millions de francs.

L'entretien du matériel : les frais annuels d'entretien du matériel sont généralement évalués en pourcentage des investissements, ce pourcentage étant variable d'un matériel à l'autre. On peut très grossièrement les estimer à 2 ou 3 % de l'investissement global (15 millions de francs/an pour une production annuelle de 10 millions de tonnes).

Le transport : ces frais couvrent le fonctionnement de tous les moyens de transport (hélicoptère, bateaux, ...) nécessaires à l'exploitation. Le volume de ces frais (fonction du mode de développement) est du même ordre de grandeur que celui des frais d'entretien.

CONCLUSIONS.

Personne n'ignore aujourd'hui la complexité des problèmes posés par le développement et l'exploitation des champs en mer.

La recherche du gisement sous-marin est attrayante, puisqu'elle s'applique à un domaine immense et, semble-t-il, plein de promesses.

Mais elle demande toujours des moyens techniques et financiers considérables. La mer elle-même est

un élément redoutable dont les réactions sont souvent brutales et imprévisibles.

Les récents désastres survenus dans le Golfe du Mexique sont, à cet égard, très significatifs.

La technique permettra peut-être de disposer prochainement de moyens moins vulnérables garantissant davantage le succès de ces opérations.