



Programme des Nations Unies pour l'environnement

UNEP/IG.74/Inf.5
15 juin 1987

FRANCAIS
Original: ANGLAIS

PLAN D' ACTION POUR LA MEDITERRANEE

Cinquième réunion ordinaire des Parties
contractantes à la Convention pour la protection
de la mer Méditerranée contre la pollution et aux
protocoles y relatifs

Athènes, 7-11 septembre 1987

GUIDE POUR L'EXPLORATION ET EXPLOITATION DES RESSOURCES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL DU FOND MARIN MEDITERRANEEN

avec un vocabulaire des termes d'usage courant

GUIDE POUR L'EXPLORATION ET EXPLOITATION
DES RESSOURCES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL
DU FOND MARIN MEDITERRANEEN

avec un vocabulaire des termes d'usage courant

Préparé pour l'Unité de Coordination du Plan d'Action en
Méditerranée
par J. McLoughlin (consultant U.N.E.P.)

novembre 1986

Table des matières

	<u>page</u>
Préface	4
Première partie : zones concédées	6
Deuxième partie : opérations offshore pour la découverte, l'extraction et le transport vers la côte du pétrole et du gaz	7
1ère section : Accumulations souterraines naturelles du pétrole et du gaz	7
2ème section : exploration	8
3ème section : Le forage	10
Types d'appareils de forage	
Bateaux auxiliaires	
Zones de sécurité	
Certificats	
Présence d'appareils de forage et effets possibles sur la navigation et la pêche	
Forage d'un puits	
Boues de forage, déblais de forage et dommages à l'environnement	
Dangers d'éruption et méthodes préventives contre ce danger	
Rejets interdits	
4ème section : Production	21
Types d'installations de production offshore	
Vaisseaux auxiliaires	

page

Zones de sécurité

Certificats des installations

Processus de production offshore

Dispositif de sécurité sur les plateformes
de production

Présence des installations et effets
possibles sur la navigation et la pêche

Eaux usées résultant du processus
de production

Produits chimiques utilisés dans le
processus de production

Risques de pollution accidentelle au
cours du processus de production

5ème section : Stockage et transport vers la côte 36

Transport par pipe-line

Stockage à ou auprès de la tête
du puits

Transport vers la côte par
navire pétrolier

6ème section : Abandon des installations 40

Bibliographie 42

Vocabulaire 47

PREFACE

Ce document a été préparé à la demande de l'Unité de Coordination pour le Plan d'action en Méditerranée.

Son but est d'être utilisé comme un guide bref et simple par ceux qui n'ont pas encore une connaissance technique des opérations offshore pour le pétrole et le gaz, ni de connaissances scientifiques des conséquences possibles de ces opérations pour l'environnement marin, mais qui peuvent être appelés à jouer un rôle dans la prise de décisions pour la protection de la Méditerranée contre la pollution résultant de ces opérations.

On a essayé de faire ce guide aussi bref que possible, sans glisser dans l'inexactitude, et sans omettre des détails d'importance suffisante pour le problème du contrôle de la pollution pour mériter l'attention des décideurs concernant des formes de contrôle qui seraient nécessaires.

Au delà de ce point on a dû nécessairement omettre de nombreux détails.

Ce guide doit servir également un autre but. Il s'efforce d'expliquer aux "non spécialistes" en langage ordinaire les termes techniques et scientifiques susceptibles d'être rencontrés dans la littérature et les discussions et même le jargon auquel on peut malheureusement les confronter. Afin de trouver facilement le sens de tels termes on a inclu un "vocabulaire". Il comprend certains termes qui n'apparaissent pas dans le texte parce qu'ils ont trait à des matières considérées comme trop détaillées ou trop techniques pour un simple guide.

Chaque problème de pollution mentionné dans ce travail sera naturellement examiné en détail à des étapes ultérieures de l'étude.

Le texte ne comprend que des affirmations qui, on l'espère, peuvent être acceptées sans controverse. Pour cette raison, et afin de garder au texte sa simplicité et sa facilité de lecture, les sources d'information n'ont pas été citées. L'auteur souhaite cependant faire état de l'aide qu'il a trouvée dans les études écrites à l'origine pour I.J.O. et U.N.E.P. par M. C.P. Gardner-Richards et par M. W.H. Berry, respectivement sur l'exploration et l'exploitation du pétrole et sur la conception et la construction des pipelines. Il souhaite également remercier l'Association des opérateurs offshore du Royaume Uni, M. A.D. Read de E. et P. Forum, et AGIP d'Italie pour diverses publications et pour la permission d'utiliser les cartes et les graphiques qu'elles contiennent. Enfin, il souhaite remercier l'ensemble des personnes qu'il a consultées individuellement sur des sujets spécifiques.

Néanmoins, l'auteur assure son entière responsabilité pour l'étude telle qu'elle est, y compris les erreurs qu'elle peut contenir ou les omissions importantes qu'il a pu commettre.

Première partie : Zones concédées

La carte ci-dessous montre les zones du fond marin méditerranéen dans lesquelles des concessions d'exploration ou d'exploitation du pétrole et du gaz ont déjà été concédées. Le fait qu'une zone soit ainsi marquée n'implique pas qu'on y a déjà réalisé les forages. (Pour les cartes voir pages)

Deuxième partie : Opérations offshore pour la découverte, l'extraction et le transport à la côte du pétrole et du gaz.

1. Accumulations souterraines naturelles de pétrole et de gaz

1.1. Le pétrole, avec le gaz qui normalement l'accompagne, est considéré comme ayant été formé par la décomposition de matière organique provenant d'animaux et de plantes qui vivaient aux époques reculées de l'histoire de notre planète. En raison de différences de pression, de densité et de perméabilité des roches, il a souvent été déplacé, de la zone de formation vers d'autres zones. Une partie a atteint la surface de la terre pour former des suintements naturels, soit sur terre, soit dans le fond marin comme au large de TRINIDAD ou de la Californie. Mais la plus grande partie a été retenue par des couches imperméables et git dans les interstices des roches poreuses, souvent à des pressions élevées.

1.2. Dans un tel piège il y a généralement du gaz, du pétrole et de l'eau qui tendent à se séparer en trois couches, les fluides les plus légers migrant naturellement vers le haut.

Il y a également en général des impuretés, y compris les composés soufrés. Lorsque le pétrole est brûlé comme combustibles, certains de ces composés forment du dioxyde de soufre, qui peut contribuer à la formation de pluies acides dans l'atmosphère. Pour cette raison le pétrole à faible teneur en soufre est très demandé. Le soufre peut aussi former de l'hydrogène sulfuré dans la couche pétrolière. Celui-ci peut éventuellement s'échapper au cours du forage ou de l'extraction et constituer un grave danger pour le personnel opérateur.

1.3. Les hydrocarbures gazeux associés au pétrole, qui comprennent le méthane et d'autres gaz, de structure chimique plus complexe, sont extraits pour être vendus comme combustibles s'ils se trouvent en quantités suffisantes pour que cela soit commercialement rentable. Etant hautement inflammables et explosifs en espace clos ils peuvent constituer un danger pour les opérateurs, et pourraient détruire l'installation et l'équipement en libérant de grandes quantités de pétrole. Par contre, en eux-mêmes il ne présentent pas un problème de pollution. C'est pourquoi, sauf lorsque la présence même d'un tel gaz constitue un problème, la suite de cette étude ne prend en considération que le pétrole en tant que tel. Il faut néanmoins se rappeler qu'une certaine quantité de gaz est inévitablement présente et devra être séparée du pétrole.

2. Exploration

2.1. Etudes

2.1.1. Le premier pas dans l'exploration est l'étude de la géologie de la zone. Si cette étude indique la possibilité de présence de couches pétrolifères, des reconnaissances peuvent être entreprises.

2.1.2. Reconnaissances magnétométriques

Ce sont des reconnaissances qui mesurent les variations du champ magnétique terrestre. Elles sont conduites par avion et ne causent aucune pollution ou aucun risque de pollution.

2.1.3. Reconnaissances gravimétriques

Ce sont des reconnaissances qui mesurent les variations du champ de gravité terrestre. Elles sont conduites à partir de bateaux et ne présentent pas non plus de problème de pollution.

2.1.4. Reconnaissances sismiques

Une reconnaissance sismique se conduit en envoyant dans les strates des ondes de choc qui sont réfléchies par toute discontinuité. Autrefois ces ondes de choc étaient générées par des explosions. Aujourd'hui un choc ou une "impulsion" sont créés par l'émission d'un gaz comprimé à partir d'équipement embarqués. Toute réflexion est reçue et enregistrée par un géophone ou un hydrophone tiré derrière le bateau. L'étude des temps de réception et l'analyse des vibrations reçues par l'instrument peuvent donner des informations sur les strates situées sous le fond marin.

L'utilisation du gaz comprimé supprime les causes de tout dommage significatif.

2.2. Forage d'exploration

2.2.1. Les reconnaissances mentionnées ci-dessus peuvent seulement indiquer que des accumulations de pétrole ou de gaz peuvent exister dans ces strates. La preuve de cette existence doit être apportée par le forage d'exploration.

Un puits est foré à travers les strates où l'on suppose que le pétrole ou le gaz peuvent être contenus. (Le processus de ce forage est expliqué en 3.6.).

Toute émission de pétrole ou de gaz sera examinée et la pression sous laquelle il est contenu dans la couche sera évaluée. Même s'il n'y a pas émission dans le puits, la présence de pétrole peut être détectée par l'examen des déblais de forage (voir 3.6.3.).

2.2.2. Si la présence de pétrole susceptible d'être extrait est ainsi prouvée, des travaux supplémentaires sont nécessaires pour déterminer l'extension des couches pétrolifères et la quantité de pétrole disponible.

Ce n'est qu'alors que l'opérateur peut décider s'il souhaite ou non procéder à l'exploitation. Ceci est fait en effectuant de nouveaux "forages d'évaluation", parfois appelés "puits d'extension".

2.2.3. S'il apparaît qu'il n'y a pas présence de pétrole ou de gaz, ou qu'ils sont en quantités insuffisantes pour permettre une extraction commercialement rentable, le ou les puits sont bouchés avec du ciment jusqu'à une profondeur considérée comme suffisante pour assurer une fermeture sûre et permanente. L'Etat qui a accordé le droit de recherche peut spécifier ou donner son accord à cette profondeur. Lorsque du pétrole a été découvert en quantités commercialement rentables, des travaux de développement seront poursuivis (voir section 4), ou bien le puits sera bouché temporairement pour constituer "une tête de puits suspendue" en attente d'exploitation (voir aussi 4.8.3.).

3. Le processus de forage

3.1. Il convient de traiter le processus de forage quelque soit le but poursuivi, car il peut servir pour l'exploration ou l'évaluation, ou constituer des puits de production.

Même après que la production ait commencé, de nouveaux puits peuvent être forés aussi bien pour l'extraction de pétrole que pour l'injection d'eau (voir 4.6.1.), des puits existants pouvant être déviés.

3.2. Types d'appareils de forage

3.2.1. Le forage d'exploration ou d'estimation sera normalement conduit depuis l'un des trois types d'installation ou navires dénommés communément "unités mobiles de forage".

Ce sont les installation auto-élévatrices, les installations semi-submersibles et les bateaux de forage. Les forages de production sont parfois conduits à partir de plateformes fixes de production.

3.2.2. Installations auto-élévatrices

Une installation auto-élevatrice est essentiellement un "ponton" auquel ont été adaptés des pieds qui peuvent être hissés ou abaissés verticalement au moyen de verins hydrauliques ou à crémaillère et pignons (voir Fig. 1). Lorsque les pieds sont relevés il peut être remorqué ou transporté sur un très grand ponton pouvant naviguer en haute mer jusqu'à l'emplacement du forage. Ses pieds seront alors abaissés jusqu'à ce qu'il repose sur le fond marin avec son pont hors de l'eau. Ce type d'installation convient pour des forages dans des profondeurs d'eau ne dépassant pas 90 mètres.

3.2.3. Installations de forage semi-submersibles

Une installation semi-submersible est essentiellement un pont reposant sur des pieds fixes lesquels à leur tour reposent sur de grands caissons flottants (voir Fig. 1). Elle peut être remorquée jusqu'à son emplacement de forage, ou, si elle est auto-propulsée, s'y rendre par ses propres moteurs. Une fois sur son emplacement elle est ancrée et ses caissons sont remplis d'eau jusqu'à ce qu'ils s'enforcent suffisamment pour laisser le pont au-dessus de la surface de l'eau.

L'installation est maintenue en position par des câbles fixés au fond de la mer, ces câbles s'étendant en certains cas à des distances de 1500 mètres de l'installation. Toute tendance à un mouvement latéral peut être contrôlée par des treuils agissant sur les câbles. De telles installations peuvent forer dans des eaux de 300 mètres de profondeur et plus.

Elles peuvent aujourd'hui être munies de dispositifs de positionnement dynamique" (voir 3.2.4.).

3.2.4. Bateau de forage

Un bateau de forage comporte une grande ouverture dans le fond de la coque appelé "moonpool" à travers laquelle s'effectue le forage (voir Fig. 1). Les premiers modèles comportaient un ancrage en position, mais actuellement certains comportent un "positionnement dynamique". Ceci est réalisé au moyen d'hélices, orientées dans des directions différentes, qui sont contrôlées par des ordinateurs réagissant à la pression des vagues et aux courants afin de maintenir le bateau dans une position fixe pendant le forage.

Certains bateaux de forage modernes peuvent opérer dans les profondeurs d'eau atteignant 1500 mètres.

3.2.5. Un ancien modèle d'unité mobile, l'installation de forage submersible, reposait simplement sur le fond marin en eau peu profonde. Ce modèle est peu utilisé aujourd'hui.

3.2.6. Plateformes fixes

Les plateformes de production sont de grandes structures en acier ou en béton, fixées ou reposant sur le fond marin (voir 4.2.). Aujourd'hui elles portent souvent leur propre équipement de forage qui peut être utilisé pour forer de nouveaux puits de production ou pour dévier des puits existants.

3.3. Bateaux auxiliaires

De nombreuses installations ont des bateaux auxiliaires de secours en permanence pour des cas d'urgence. Certains Etats en font une obligation (voir 4.3.).

3.4. Zones de sécurité

Aussi bien la convention de 1958 sur la Plateforme Continentale, que la Convention des Nations Unies de 1982 sur le Droit de la Mer, prévoient que l'Etat riverain peut établir une zone de sécurité autour de chaque installation s'étendant jusqu'à 500 mètres de celle-ci. Le but de cette zone est de prévenir des collisions entre les bâtiments de surface et l'installation. En conséquence les bateaux ne sont pas autorisés à franchir cette zone, à l'exception des bateaux auxiliaires.

3.5. Certificats

Les installations de forage sont normalement soumises à certificats comme les plateformes de production (voir 4.5.).

3.6. Présence d'installations de forage et effets possibles sur la navigation et la pêche.

Les effets possibles de la présence d'installations sur la navigation et la pêche sont examinés en 4.8.

3.7. Forage d'un puits

3.7.1. Pour le forage un trépan est fixé à l'extrémité d'un tube d'acier. Les trépan varient selon le diamètre du trou nécessaire et la nature des couches à perforer. Ils peuvent avoir jusqu'à 36 pouces de diamètre et comportent généralement des molettes dentées qui mordent dans les terrains à forer.

Le tube d'acier est plus étroit que le trépan, laissant ainsi un espace entre le tube et la paroi du puits appelé "espace annulaire".

L'ensemble est mis en rotation par une "table de rotation" motorisée située sur le plancher de l'installation de forage. Au fur et à mesure de l'approfondissement du puits, de nouvelles longueurs de tubes sont ajoutées. La longueur totale du tube depuis la table de rotation est appelée "train de tige". Elle peut atteindre 20 000 pieds (6 000 mètres) et plus.

Un revêtement d'acier appelé "tubage" est mis en place dans les parties supérieures du puits pour maintenir et sceller les parois. La profondeur jusqu'à laquelle le tubage doit être mis en place doit faire l'objet d'une soigneuse appréciation. Au fur et à mesure de l'approfondissement du puits, des trépan plus petits sont utilisés réalisant ainsi un puits se rétrécissant par paliers. Un puits typique peut avoir un diamètre de 30 pouces dans la parties supérieure qui se réduit par paliers jusqu'à 7 pouces. La vitesse d'avancement du forage varie d'environ un à deux cents pieds par heure selon les couches à perforer.

3.7.2. Pendant le forage un fluide spécial appelé "fluide de forage" ou plus communément "boue de forage" est pompé vers le bas par l'intérieur du train de tiges. (Pour plus de détails sur ces fluides voir 3.8.). Il traverse le trépan et remonte ensuite par l'espace annulaire. Ce faisant il remplit plusieurs fonctions.

- a) Il refroidit et peut lubrifier le trépan.
- b) Il remonte les déblais de forage à la surface.
- c) Il peut colmater la surface de la paroi du puits pour éviter les éboulements ou la pénétration de fluides provenant des couches poreuses traversées par le puits.
- d) Le poids de la longue colonne de boue de forage peut exercer une contrepression s'opposant à la remontée du pétrole lorsqu'une couche, où celui-ci est contenu à haute pression, est traversée par le forage.

Les boues sont également "thixotropiques" c'est-à-dire qu'elles sont fluides lorsqu'elles sont remuées ou déplacées, mais se gélifient au repos. En conséquence, lorsque le pompage de la boue est arrêté celle-ci se gélifie pour maintenir les déblais de forage en suspension et soutenir les parois du puits.

3.7.3. Lorsque la boue de forage revient à la surface elle passe par des tamis appelés "tamis vibrants". Les déblais de forage sont ainsi séparés et la boue peut être recirculée.

Périodiquement un échantillon de déblais est envoyé au géologue de chantier, ce qui permet à celui-ci d'établir une coupe des couches traversées par le forage.

3.7.4. Il est de nos jours possible de forer au moyen de "turboforeuses" ou "turbines à boue". Dans cette méthode de forage la pression de la boue est utilisée pour entraîner le trépan.

3.8. Boues de forage, déblais de forage et dommages à l'environnement

3.8.1. Une boue de forage est constituée de particules maintenues en suspension soit dans l'eau, soit dans un mélange de pétrole et d'eau. La plupart des particules sont des substances inertes telles que les bentonites qui aident à la gélification, et des substances alourdissantes telles que la baryte. D'autres substances sont ajoutées dans des buts spéciaux, par exemple colmater les parois du puits, contrôler les caractéristiques de l'écoulement, inhiber la corrosion, détruire les bactéries. La composition de la boue sera changée en fonction des changements de circonstances, par exemple ajouter des agents alourdissants supplémentaires si l'on constate au craint des pressions plus élevées. La chimie des boues de forage est complexe et d'une importance considérable pour ceux qui exercent le forage.

3.8.2. Les boues à base d'eau sont fréquemment utilisées. Dans certains cas elles sont considérées comme insatisfaisantes et on utilise à leur place des boues à base de pétrole. Les premières boues à base de pétrole utilisaient du gasoil qui peut être toxique pour la vie marine. Des boues à base d'huile minérale raffinée, souvent désignées par "boues de faible toxicité" sont aujourd'hui disponibles. Elles sont généralement préférées par les autorités des Etats parcequ'elles sont une toxicité beaucoup plus faible, mais les opérateurs considèrent encore nécessaire d'utiliser des boues à base de gasoil dans certaines circonstances.

3.8.3. Les déblais de forage peuvent être extraits à un taux atteignant 300 tonnes en 24 heures. Ceux qui sont remontés par les boues à base d'eau sont généralement déversés sur le fond marin en dessous de la tour de forage ou de la plateforme. Ils vont étouffer tous organismes benthiques qui y vivent et les effets toxiques peuvent être détectés sur une distance d'environ 500 mètres.

Les déblais remontés par des boues à base de gasoil peuvent avoir un effet sur les organismes benthiques jusqu'à une distance de 3 000 mètres. Ces débris sont parfois lavés avant d'être rejetés, mais le lavage est rarement totalement satisfaisant, particulièrement lorsque les débris ont été imprégnés par le gasoil à haute pression.

3.8.4. Parfois on doit complètement se débarrasser des boues de forage elles-mêmes. Les boues à base d'eau rejetées sur le fond marin causeront peu de dommages, sauf lorsque les produits chimiques toxiques tels les biocides leur ont été ajoutés.

Les boues à base de gasoil sont considérées comme trop toxiques pour être rejetées et normalement il est exigé des opérateurs de les transporter à terre.

3.9. Risque d'éruption et mesures de prévention contre ce risque.

3.9.1. Les pressions sous lesquelles le pétrole est emmagasiné dans le sous-sol augmentent généralement avec la profondeur. Un gradient d'environ 435 p.s.i. par 100 pieds a été établi pour ces "pressions de formation" normales. Toutefois des pressions anormalement élevées, appelées "géopressions", sont parfois rencontrées. Si le forage pénètre une telle poche de haute pression un "retour en arrière" de pression exceptionnelle sera ressenti à la tête du puits. Pour résister à de tels "retours en arrière" soudains, des équipements spéciaux sont installés et des procédés utilisés. En cas de non fonctionnement de ceux-ci le pétrole ou le gaz font éruption du puits en un jaillissement incontrôlé appelé "éruption".

3.9.2. La première précaution pour prévenir une éruption est de prévoir si possible le "retour en arrière". Ceci peut être parfois réalisé en partie par une prévision précise des formations traversées et des conditions qui seront rencontrées dans le sous-sol, en partie en contrôlant l'avancement du forage et en partie à partir de renseignements obtenus lors des forages de précédents puits de la zone. Un foreur expérimenté qui peut prévoir un "retour en arrière" peut prendre des mesures pour s'y opposer, par exemple en alourdissant la boue de forage. Il est donc important que les personnels en charge du forage soient bien entraînés et expérimentés. Il est également important d'avoir une équipe entraînée qui puisse réagir rapidement et efficacement en cas d'urgence.

3.9.3. S'il se produit un "retour en arrière" qui ne puisse pas être équilibré par la boue de forage utilisée, on peut maintenir ou reprendre le contrôle en utilisant un obturateur anti-éruption, appelé bloc d'obturation de puits (BOP). C'est un équipement fixé sur le fond marin à la tête de puits, ou, en cas de forage à partir d'installations auto-élevatrices ou de plateformes, à bord de l'installation.

Le bloc d'obturation comporte un obturateur annulaire et plusieurs jeux d'obturateurs, permettant de choisir en fonction de l'importance du "retour en arrière". (voir Fig.2.). L'obturateur annulaire, ou "Hydril" est utilisée pour contenir les venues les moins importantes.

Il se ferme autour du tube de forage, fermant ainsi l'espace annulaire tout en permettant le pompage de boues plus lourdes pour rétablir l'équilibre des pressions. Pour contenir des retours plus sévères on peut actionner les obturateurs sur tige. Ce sont des mâchoires actionnées hydrauliquement qui elles aussi se referment autour du tube de forage. Finalement des obturateurs pleins ou des "obturateurs de cisaillement" peuvent être mis en action. Les premiers sont utilisés quand le train de tiges est hors du puits, les seconds pour écraser le train de tiges lorsqu'il est en place dans le puits. Les deux types obturent le puits complètement, une mesure que les foreurs tendent à éviter, car ils ne peuvent plus tenter autre chose après.

Si toutes ces mesures sont sans effets l'éruption se produira et un équipe de spécialistes doit être appelée pour faire face à cette situation critique.

L'éruption initiale peut être de nature explosive et les gaz jaillissants peuvent alors s'enflammer immédiatement ou ultérieurement. Il y a alors un grave danger pour l'équipe, l'installation doit être abandonnée et peut être complètement détruite. Dans les éruptions moins puissantes les parois du puits peuvent s'effondrer et des débris de roches obturer le puits empêchant l'éruption de se poursuivre. Par contre il peut arriver aussi que les fluides se fraient un chemin à travers des fissures de la paroi du trou pour atteindre la surface en des points éloignés de la tête du puits elle-même. Ceci rend beaucoup plus difficile le contrôle de l'éruption.

Si l'éruption ne peut pas être étouffée à la tête du puits, un autre appareil de forage peut être appelé pour forer un "puits d'intervention". Celui-ci peut atteindre le réservoir au voisinage du puits initial ou même intercepter le puits initial lui-même. Des mesures peuvent alors être prises, telles que l'injection de ciment, pour arrêter l'éruption.

Parce que l'arrivée d'un nouvel appareil de forage sur place peut demander un temps assez long, cette éventualité doit être pris en compte longtemps à l'avance.

3.9.5. Même avec la meilleure technologie disponible, le risque d'éruption ne peut pas être complètement éliminé. Il reste toujours un élément de risque inhérent à l'opération même. Le risque varie selon la zone où le forage est effectué. Des estimations basées sur l'activité "offshore" des U.S.A. ont montré pour des unités mobiles de forage un risque d'une éruption pour 500 puits forés. Les conséquences sont également variables, depuis des éruptions dans la Mer du Nord sans dommages significatifs jusqu'à celle d'Ixtoc dans le

golfe du Mexique qui dura du 3 juin 1979 jusqu'au 24 mars 1980 avec la perte d'environ 400 000 tonnes de pétrole et des dommages considérables. Une grande partie du pétrole brûla dans l'incendie qui se déclara au-dessus de la tête de puits, sinon les dégâts par la pollution auraient été beaucoup plus importants qu'ils ne le furent.

3.10. Rejets interdits

Les rejets interdits sont traités en 4.12.

4. Production

4.1. Dans cette étude le mot "production" signifie l'amenée du pétrole à la surface et sa séparation des gaz et de l'eau avec lesquels il est toujours mélangé à sa sortie.

Il peut être transporté à terre et envoyé à une raffinerie comme pétrole brut bien qu'il contienne encore un peu d'eau dont il doit être séparé.

La séparation initiale du pétrole, du gaz et de l'eau est généralement effectuée en mer sur la plateforme, bien que le pétrole et l'eau puissent être envoyés ensemble par pipe line à terre pour y être séparés.

Le gaz est toujours séparé sur la plateforme même. S'il est en quantités commercialement utilisables il est soit envoyé à terre, soit ré-injecté dans la formation pour stockage. Des quantités plus petites peuvent être brûlées à la torche, sur la plateforme.

4.2. Types d'installations de production offshore.

4.2.1. Il existe des types variés d'installations de production offshore, et au fur et à mesure de l'extension de l'exploration vers de nouvelles zones et des progrès de la technologie il est hors de doute que de nouveaux types apparaîtront. Sept sont décrits ici et illustrés par les Fig. 3 et 4.

4.2.2. Plateforme de production en acier

Elle comprend une structure en acier en forme de tour parfois appelée "jaquette" et une série de ponts montés sur celle-ci et munie des installations et équipements nécessaires.

La jaquette est assemblée à terre et remorquée par flottaison à l'emplacement choisi, et fixée alors au fond marin par des piliers enfoncés à travers ses membrures. Tous les autres accessoires sont alors ajoutés (voir Fig. 3).

Les sections immergées portent généralement des anodes consommables pour inhiber la corrosion de la structure principale (voir 4.10.2. et vocabulaire).

4.2.3. Plateforme de production en béton

Un caisson de béton est construit sur une base en acier et une superstructure en béton comportant une à quatre colonnes cylindriques est ajoutée. L'ensemble est alors remorqué par flottaison jusqu'à l'emplacement choisi où il reposera sur le fond marin maintenu en place par son propre poids. Pour finir, des ponts ainsi que les installations et équipements nécessaires sont montés. Un fond marin suffisamment stable pour supporter un poids d'un demi-million de tonnes est nécessaire pour le choix du site (voir Fig. 3).

Les parties crues de la structure de béton sont utilisées pour le stockage du pétrole.

4.2.4. Complétions sur le fond marin

Au lieu d'une plateforme implantée directement au-dessus immédiat du fond marin on peut réaliser des "complétions sur fond marin" parfois appelés "complétions sous-marines". Elles comprennent généralement des vannes de contrôle contenues dans une forte cage d'acier (voir Fig. 4 et 5). De là, la production du puits peut être acheminée par pipeline à un type de plateforme simplifié ou même à un bateau pétrolier équipé pour accomplir les autres fonctions d'une plateforme de production.

En outre une plateforme normale extrayant le pétrole des puits au-dessus desquels elle est installée peut être aussi desservie par des complétions sous-marines satellites. Une forme différente de complétion sous-marine est parfois utilisée sur les puits d'injection d'eau.

4.2.5. Plateformes de production flottantes

Ce sont des bateaux semi-submersibles ancrés au fond marin par des câbles, de la même façon que les appareils de forage sumersibles (voir 3.2.3. - Pour les illustrations voir Fig. 3).

4.2.6. Tour haubannée

C'est une tour d'acier légère. Elle comporte un dispositif de flottaison incorporé et est ancrée au fond marin par des câbles (voir Fig.4).

4.2.7. Plateforme à câbles tendus

C'est une plateforme de production flottante amarrée au fond marin par un certain nombre de tubes d'acier. La tension est maintenue entre cet ancrage et la partie émergée de la plateforme. Elle peut être utilisée dans des profondeurs d'eau dépassant 300 mètres.

4.2.8. Bateau de production

C'est un bateau semblable à un tanker avec une ouverture au fond de la coque par laquelle arrive la production du puits provenant de la tête du puits sous-marine. Elle peut être utilisée pour des gisements de valeur commerciale médiocre, où le coût d'une plateforme fixe ne serait pas justifié.

4.3. Bateau de sauvegarde

De nombreuses plateformes avec personnel ont en permanence à leur voisinage des bateaux de sauvegarde pour les cas d'urgence. Certains Etats en font une obligation légale (voir 3.3.).

4.4. Zones de sécurité

Les zones de sécurité mentionnées en 3.4. sont normalement établies autour des installations de production.

4.5. Certificats des installations

4.5.1. Le soin dans la conception, la construction et la stabilité des installations est de la plus grande importance.

Ce soin est avant tout nécessaire, naturellement pour la protection de la vie humaine. Cependant, dans ce contexte, il convient de noter que la marque d'un tel soin peut aussi entraîner des dommages importants pour l'environnement.

4.5.2. Pour ces raisons c'est une pratique courante d'exiger qu'une installation soit certifiée par un organisme indépendant tant de l'opérateur que du fabricant comme étant sûre et convenant à l'emploi prévu. En outre, pour une installation reposant sur le fond marin, on considère nécessaire de s'assurer qu'elle a une fondation suffisamment ferme pour demeurer stable.

4.5.3. Les examens sont effectués et les certificats délivrés par des organismes indépendants expérimentés tels que Lloyd's Shipping Register, le Bureau américain de Navigation et Det Norske Veritas.

4.5.4. Il est d'abord nécessaire d'établir les critères et les standards sur la base desquels des certificants peuvent être délivrés. De tels codes de critères et de standards ont été dressés par les principales autorités de certification pour divers types d'installations.

L'Organisation Maritime Internationale a également publié un "Code pour la Construction et l'Equipement d'unités mobiles de forage offshore" (Code MODU). Celui-ci recommande "des critères de conception, des standards de construction et d'autres mesures de sécurité de façon à minimiser les risques de telles unités pour le personnel à bord et l'environnement".

4.5.5. Les législations nationales elles-mêmes peuvent fixer des critères et des standards minima. Les législations du Royaume Uni et de la Norvège fixent une liste des facteurs à prendre en compte, tels que par exemple vent, vagues, courants, glace et neige. La première exige que les valeurs de ces facteurs ne soient pas inférieures à celles "dépassées en moyenne une fois par période de 50 ans" tandis que la seconde exige que chacune soit "égale à la plus grande valeur sur une période de 100 ans". D'autres législations s'appuient sur ce qui est "prévisible" ou "peut être attendu".

4.6. Le processus de production offshore

4.6.1. Extraction

Après que les puits d'exploration et d'estimation aient été forés et une décision prise d'extraire le pétrole disponible (voir 2.2.2.) des puits additionnels sont forés de façon à extraire le maximum de pétrole le plus économiquement possible. Certains peuvent être des puits satellites desservis par des complétions sous-marines (voir 4.2.4.) mais de nombreux, jusqu'à 48, peuvent être forés à partir de la plateforme principale elle-même. Ceci est faisable parceque les foreurs peuvent forer des puits qui suivent un tracé courbe et qui peuvent être déviés de la verticale jusqu'à 60° . De cette façon les puits peuvent diverger pour atteindre le réservoir de pétrole en divers points (voir Fig. 8). Un forage peut même être orienté vers une poche de pétrole isolée, située à un mille du site de la plateforme.

Les puits sont revêtus de tubages d'acier qui maintiennent et isolent les parois. Ce tubage peut s'arrêter au sommet de la formation pétrolifère ou peut la traverser entièrement. Dans ce dernier cas des trous seront percés dans ce tubage au moyen de "charges" descendues à l'extrémité de câbles isolés et mises à feu électriquement.

Le pétrole est remonté de là à la surface par un tube de plus petit diamètre appelé "colonne de production".

Généralement la pression dans la formation est suffisante pour faire remonter le pétrole jusqu'à la tête de puits. Cependant au fur et à mesure de l'extraction du pétrole cette pression diminuera. De l'eau ou du gaz est alors injecté par pompage dans la formation par un puits séparé pour augmenter la pression. Dans le stade final environ 30% du fluide arrivant à la tête de puits sera de l'eau dont la plus grande partie est de l'eau d'injection.

Tout le pétrole ne peut pas être extrait et des méthodes complémentaires déjà utilisées à terre sont actuellement envisagées.

Le rendement de chaque puits est constamment contrôlé sur la plateforme par des terminaux d'ordinateurs dans la salle de contrôle montrant des paramètres tels que débit, pression, température, teneur en eau, teneur en gaz.

4.6.2. Contrôle, séparation et distribution

Sur la plateforme, ou, à la tête de puits en cas de complétion sous-marine, la colonne de production conduit à un ensemble de tubes et de vannes connu, en raison de sa forme, sous le nom de "arbre de Noël" (voir Fig. 6). Celui-ci contrôle le débit du puits et l'envoie à une installation où le pétrole, le gaz et l'eau peuvent être séparés.

Après séparation le pétrole passe dans un oléoduc vers la côte ou bien est envoyé à des réservoirs de stockage pour atteindre un transport vers la côte par tanker. Le gaz est envoyé à la côte pour être vendu comme combustible, ou réinjecté dans la formation pour utilisation ultérieure, ou brûlé à la torche à la plateforme s'il se trouve en petites quantités. L'eau, qui est encore contaminée par du pétrole va à des séparateurs de pétrole et eau d'où elle ressort beaucoup moins contaminée pour être rejetée à la mer. Les résidus huileux dans les séparateurs sont transportés à la côte pour élimination.

Parfois, l'eau peut être réinjectée dans la formation comme eau d'injection (voir 4.6.1.).

Sur certaines plateformes seul le gaz est séparé, le pétrole et l'eau étant envoyés ensemble par pipeline vers la côte pour y être séparés.

4.7. Dispositifs de sécurité sur les plateformes de production

4.7.1. Avant le début de la production certains dispositifs sont installés pour contrôler le débit du puits et prévenir une éruption. Ce sont les suivants :

4.7.2. Packer

Une fois le forage terminé le train de tiges est retiré et la colonne de production mis en place pour amener le pétrole à la surface. L'espace qui l'entoure, toujours appelé "espace annulaire" doit alors être obturé. Ceci est réalisé en insérant un bouchon spécial appelé "packer" pour sceller cet espace. Une colonne de boue non corrosive est alors injectée au-dessus de ce bouchon pour fournir une résistance complémentaire à toute poussée vers le haut (voir Fig. 5). On la désigne généralement par "fluide annulaire".

4.7.3. Arbre de Noël

En travail normal le contrôle est maintenu au moyen de l'Arbre de Noël (voir 4.6.2. et Fig. 6). Comme le montre la Fig. 6, celui-ci comprend des instruments de mesure et des vannes reliées à toutes les parties du système.

4.7.4. Vannes de surface

En outre, une vanne est normalement placée en aval de la vanne principale de l'arbre de Noël pour fermer le puits automatiquement si la pression ou la température s'élèvent à un niveau dangereux. Il y a également d'autres vannes de sécurité plus en aval pour protéger des parties particulières du système de production.

4.7.5. Vannes de sécurité de subsurface

Enfin il y a une "vanne de sécurité de subsurface" située dans la colonne de production en dessous du niveau du fond marin (voir Fig. 7). La caractéristique la plus importante de ce dispositif est qu'il est maintenu ouvert par une pression hydraulique appliquée depuis la plateforme par un tube. Lorsque la pression hydraulique est relâchée la vanne se ferme. Ceci signifie que non seulement elle peut être fermée manuellement en cas de besoin, mais en outre s'il y a un accident endommageant sérieusement la tête de puits, la pression tombera et la vanne se fermera automatiquement, arrêtant ainsi le débit de pétrole.

4.8. Présence d'installations et effets possibles sur la navigation et la pêche.

4.8.1. En examinant les effets possibles sur la navigation et la pêche il convient de traiter ensemble l'exploration, la production et le transport.

4.8.2. Exploration

Les appareils de forage pour exploration ne resteront dans une même zone que pour des durées relativement courtes. Avec une notification appropriée, et un dispositif de signalisation adéquat ils ne constituent pas une gêne prolongée pour la navigation et la pêche. Même à court terme une gêne sérieuse à la navigation est peu probable.

Il peut cependant y avoir une incidence temporaire sur la pêche. Les câbles qui maintiennent en position une installation semi-submersible peuvent s'étendre jusqu'à 1 500 mètres depuis l'appareil de forage, bien au delà de la zone de sécurité de 500 mètres. Ces câbles peuvent accrocher des chaluts de bateaux de pêche. En conséquence les chalutiers tendent à se donner une grande marge de sécurité perdant ainsi l'accès à cette zone marine.

4.8.3. Production

Les effets de la présence de plateformes de production sont plus étendus et de plus longue durée. Plus étendus parce que les installations sont souvent disposées en groupes, spécialement si on utilise des puits satellites. De plus longue durée parce qu'elles peuvent rester en place de nombreuses années. (Voir en Fig. 8 un schéma de groupe.).

Un group d'installations de surface sur ou près d'une voie de navigation peut être une gêne et apporter un risque additionnel. Le I.M.O. le reconnaît et a établi des recommandations pour ménager des passages libres pour la navigation.

Un groupe d'installation peut également interdire aux pêcheurs une grande zone maritime, spécialement pour les chalutiers qui n'osent pas prendre le risque de traîner leur chaluts entre les installations. Cette tendance croît avec l'augmentation de la pratique des puits satellites. Les complétions sous-marines (voir 4.2.4.), bien que balisées par des bouées peuvent être une gêne tout aussi grande pour les pêcheurs. Ceci est vrai aussi pour les "têtes de puits en attente" (voir 2.2.3.).

Enfin on peut noter que les plateformes de production flottantes (voir 4.2.5.) qui comportent des câbles pour les maintenir en position, présentent les mêmes dangers que les installations semi-submersibles (voir 4.8.2.).

4.8.4. Pipelines

Ce point est traité en 5.15.

4.9. Eaux usées des processus de production

4.9.1. Eau de production. (Eau produite)

C'est l'eau séparée du pétrole après sa sortie du puits. Elle peut provenir de deux sources. Une partie est de l'eau emprisonnée dans la formation avec le pétrole et est appelée "eau de formation" (voir 1.2.). Toute autre eau sera de l'eau d'injection (voir 4.6.1.).

La proportion d'eau produite varie naturellement d'un champ à un autre. Les quantités d'eau d'injection varient aussi, tendant à augmenter au fur et à mesure que le puits s'épuise. Le total d'eau produite peut par conséquent varier considérablement et constituer une proportion importante du fluide sortant du puits. Après séparation le degré de contamination de l'eau produite peut aussi varier. L'eau produite peut avoir dissous certains constituants du pétrole quand il était sous haute pression dans la formation et elle peut également être très salée.

L'eau est généralement passée par des séparateurs de pétrole et d'eau sur la plateforme. On accepte généralement que normalement la teneur en pétrole peut ainsi être ramenée à 40 p.p.m. en moyenne mensuelle. Comme noté en 4.6.2. elle peut également être envoyée à la côte par pipeline encore mélangée au pétrole.

4.9.2. Eau de déplacement

Sur (ou à côté de) certaines plateformes le pétrole du puits est stocké dans des réservoirs en attendant son transport à la côte. Ceux-ci ont généralement la forme de cylindres verticaux dans lesquels l'eau de mer est admise par le fond au fur et à mesure que le pétrole est pompé vers le tanker, et d'où l'eau est refoulée quand du pétrole nouveau arrive du puits. Cette eau refoulée a été contaminée par le pétrole. Elle est traitée et rejetée à la mer. La teneur en pétrole de l'eau rejetée est en général de l'ordre de 10 p.p.m.

Sur quelques plateformes le gaz est séparé du produit du puits, le fluide restant étant envoyé alors vers des capacités de stockage fonctionnant de même par un système de déplacement. L'eau produite s'y dépose. L'eau de ces récipients qui va au traitement avant rejet peut ainsi être de l'eau produite que de l'eau de déplacement.

4.9.3. Processus de vidange en mer

Il s'agit de la vidange des ponts, des modules contenant les installations de séparation du pétrole et de l'eau. C'est une quantité peu importante mais qui peut être fortement contaminée.

4.9.4. Ecoulement de l'espace des machines

Il s'agit de l'écoulement provenant des parties de la plateforme où sont installées les machines. Elle comporte des huiles de graissage, des fuites et des débordements. Les quantités sont faibles.

La Convention Internationale pour la prévention de la pollution par les navires 1973, telle que modifiée par le Protocole de 1978, n'applique dans une certaine mesure les plateformes aussi bien que les navires. Elle exige que dans certaines zones, dont l'ensemble de la Méditerranée fait partie, les écoulements de l'espace des machines ne sera pas rejetée à la mer à moins que la teneur en pétrole ne dépasse pas 15 p.p.m. Le volume en étant faible, elle peut tout simplement être transportée à la côte au lieu d'être traitée et rejetée à la mer.

4.9.5. Eaux usées

Ce sont les eaux usées mais inévitablement produites dans tous les locaux habités.

4.9.6. Ordures générales

Il est courant de collecter les ordures et de les transporter vers la côte. Si on les rejetait par dessus bord la majeure partie des constituants non dégradables flotteraient sur la surface de la mer.

4.10. Produits chimiques utilisés dans le processus de production

4.10.1. Divers produits utilisés dans le processus de production peuvent se retrouver dans l'environnement. Classés selon leur fonction les principaux sont les suivants :

a) Inhibiteurs d'oxydation

Utilisés principalement pour la protection des tuyauteries et des équipements de surface. Ils peuvent se retrouver dans l'environnement marin.

LC/50. environ 5000 p.p.m.

b) Inhibiteurs de corrosion

Injectés dans les tuyauteries, les puits, etc... Ils peuvent se retrouver dans l'environnement marin, apportés par l'eau de production.

LC/50. 20 à 200 p.p.m.

c) Biocides

Utilisation similaire à celle des inhibiteurs de corrosion. Peuvent se retrouver dans l'environnement marin, apportés par l'eau de production.

LC/50. 1 p.p.m.

d) Agents désémulsionnants.

Injectés dans l'arbre de Noël pour faciliter la séparation de l'eau du produit. Tendent à rester dans le brut mais peuvent passer dans l'eau de production en petites quantités. Pas de toxicité inhérente.

e) Abaisseurs du point d'écoulement.

Comme pour les agents désémulsionnants. Tendent à rester dans le brut.

f) Désoxygénants

Préviennent la corrosion dans le pipeline. Non toxique.

4.10.2. Les anodes consommables (voir vocabulaire) contiennent également des agents polluants qui peuvent se retrouver dans l'environnement marin, par exemple : mercure, zinc, cadmium.

4.11. Risques de pollution accidentelle par le processus de production.

4.11.1. Fuite de gaz

Une fuite de gaz est peu susceptible de causer une pollution de l'environnement marin directement, mais peut affecter le personnel ou provoquer un incendie ou une explosion.

Certains des gaz qui peuvent s'échapper sont très inflammables, d'autres comme l'hydrogène sulfuré sont toxiques. Ce dernier peut provenir de la formation où il a été produit naturellement ou bien il peut avoir été produit par l'action de bactéries dans le puits. Il peut aussi se former sous la plateforme comme résultat du rejet d'eaux usées et avoir un effet corrosif sur les pieds métalliques.

Toutes les plateformes ont des dispositifs d'alarme automatiques pour l'incendie et l'hydrogène sulfuré. Chaque plateforme a également une torche brûlant en permanence où les gaz indésirables restés sous contrôle peuvent être brûlés.

4.11.2. Eruption

Il peut se produire une éruption dans un puits en production bien que cela arrive beaucoup moins souvent que pendant le forage. On a estimé qu'elles ne se produisent qu'une fois par 3 200 puits-années. Dans cette estimation un puits signifie un trou foré, chaque plateforme de production pouvant desservir plusieurs puits (voir 4.6.1.).

Le moment de risque maximum est celui du "reconditionnement", lorsque la production du puits est arrêtée et des travaux importants d'entretien, réparation ou modification entrepris. Un entretien périodique de l'équipement de tête de puits est nécessaire et des réparations ou remplacements peuvent être nécessaires dans le puits.

Pour un "reconditionnement" important le puits est "tué", c'est-à-dire que le débit en est arrêté d'abord en y injectant de la boue de forage et ensuite en fermant la vanne de sécurité de subsurface et parfois en plaçant des bouchons dans la colonne de production. Ensuite l'arbre de Noël peut être enlevé et remplacé par un bloc d'obturation de puits. Les travaux nécessaires peuvent alors s'effectuer y compris la descente d'instruments dans le puits si nécessaire.

Les reconditionnements sont généralement effectués par des équipes de spécialistes et non par le personnel opérateur régulier de la plateforme.

4.12. Rejets interdits

Il existe toujours un risque de rejets interdits soit par négligence ou délibérément. Un ouvrier peut jeter par dessus bord une petite quantité d'huile usée ou une pièce d'équipement cassée. Ces débris répandus sur le fond marin peuvent constituer un danger pour les pêcheurs.

En raison de ce risque l'existence d'un moyen commode de rejet convenable est important. Ceci s'applique aux appareils de forage comme aux plateformes.

5. Stockage et transport à la côte

5.1. Transport par pipeline

5.1.1. Dans des conditions convenables le transport vers la côte par pipeline est le moyen le plus sûr pour l'environnement. C'est pourquoi l'Etat dont la juridiction s'exerce dans la zone considérée peut insister sur la pose d'un pipeline et même sur l'utilisation conjointe d'un pipeline par divers opérateurs. Si la décision est laissée à l'opérateur le prix sera évidemment le critère dominant.

5.1.2. Les conditions convenables ci-dessus mentionnées incluent les suivantes :

- a) Configuration du fond marin
- b) Composition du fond marin

c) Absence d'affleurements de rochers ou autres obstacles ou dangers, par exemple explosifs déposés

d) Marées, fréquence et intensité des orages. Effets possibles des courants par exemple l'érosion pouvant déterrer un pipeline originellement enfoui dans le sol. Stabilité du fond marin, par exemple absence de vagues de sables mouvants.

e) Possibilité d'endommagement par les ancres des navires ou les chaluts de pêche.

5.1.2. La conduite elle-même peut être un tube d'acier assemblé par soudures, bien qu'on puisse utiliser un tube sans soudure ou un tube flexible. Elle est reliée à la source de pétrole sur la plateforme par une colonne montante fixée à la jaquette de l'installation et spécialement protégée contre la corrosion et les chocs.

Il existe des codes stipulant les standards de sécurité pour les pipelines comme il en existe pour d'autres installations et l'Etat peut lui-même fixer les standards.

5.1.3. Le pipeline sera muni d'un revêtement anti-corrosion, et une protection anti-corrosion additionnelle sera fournie par des anodes consommables ou par un courant électrique de protection cathodique (voir le vocabulaire pour une explication de ces expressions). On lui applique alors un revêtement de ciment mélangé à d'autres substances pour lui donner un poids supplémentaire et par conséquent plus de stabilité sur le fond marin. L'épaisseur de ce "revêtement alourdisseur" variera selon les conditions du fond marin dans cette zone.

5.1.4. Sur la plupart, mais non nécessairement sur la totalité de sa longueur, le pipeline sera enterré. On fait d'abord une tranchée soit par des jets d'eau sous forte pression, ou par "lavage à l'air" lorsque le fond marin est mou. Dans des argiles compactes on peut utiliser des dragues, et sur un fond marin rocheux les explosifs. Après que le tube ait été déposé dans la tranchée il peut être laissé se recouvrir par un remblayage naturel, mais dans certaines conditions de marées et de courant on peut le recouvrir de matériaux plus lourds pour un remblayage plus stable.

On a pu constater que parfois on a utilisé dans ce but des matériaux qui sont eux-mêmes polluants, par exemple des scories de sidérurgie.

5.1.5. Risques pour l'environnement créés par les pipelines

Le risque de pollution de l'environnement la plus importante réside dans la possibilité d'une rupture du pipeline. Ceci pourrait arriver si l'ancre d'un navire s'y accrochait et le tirait. Cela peut se produire même lorsque le tube enterré à l'origine est déterré sous l'action érosive de courants.

Il existe des mesures de protection. Le tracé du pipeline doit être indiqué sur les cartes de navigation. La Convention de 1958 sur la haute mer, qui s'applique encore aux mers au delà des eaux territoriales, fournit une autre protection. Les Etats adhérents sont tenus de faire adopter une législation assurant que le propriétaire d'un bateau qui sacrifie une ancre ou un attirail de pêche pour ne pas endommager un pipeline aura droit à une indemnité de la part du propriétaire du pipeline. La Convention des Nations Unies sur le Droit de la Mer contient une clause similaire.

L'opérateur, normalement, installe aussi un mécanisme qui arrête automatiquement le débit de pétrole en cas de rupture. Ce mécanisme agit en cas de baisse de pression dans le tube ou en cas de différence soudaine entre le débit arrivant à la côte et celui partant de la plateforme. Cependant l'inconvénient de ces systèmes est qu'ils possèdent une tolérance qui fait qu'ils ne soient pas déclenchés par chaque petit choc ou perturbation. Malheureusement ils ne seront pas alors déclenchés par une petite fuite qui alors se poursuivra quelque temps avant d'être décelée.

Il existe des opinions divergentes et par conséquent un doute, sur le point de savoir si la présence d'un pipeline constitue une gêne pour la pêche. C'est un sujet qui mérite que son étude soit poursuivie.

5.2. Stockage à la tête de puits ou à proximité de celle-ci

5.2.1. Un inconvénient de transport vers la côte par tanker est que le pétrole doit être stocké à la tête de puits ou à proximité, faute de quoi le débit du puits devrait être arrêté chaque fois qu'il n'y aurait pas de tanker à charger.

Les facilités de stockage utilisées varient depuis de grands réservoirs de stockage sur les plateformes de béton ou des réservoirs plus petits sur les plateformes d'acier, jusqu'à un tanker ou une très grande installation flottante mouillée en permanence à une distance sûre de la plateforme et reliée à celle-ci par un piepline. (Ce type d'installation flottantes est brièvement décrit en 5.3.3.)

5.3. Transport vers la côte par tanker

5.3.1. Le transport vers la côte par tanker est considéré comme présentant plus de risques de pollution que par pipeline. Il y a un risque réel de petits déversements au cours du chargement et du déchargement, en plus il existe toujours un risque de collision.

5.3.2. Pour des raisons de sécurité le chargement s'effectue à une bouée de chargement, souvent située à un mille de la plateforme, mais reliée à celle-ci par pipeline. Les bouées les plus grandes construites dans ce but sont connues sous le nom de "amarrages à bouée unique" (SBM). Ce sont de très grandes bouées fermement ancrées au fond marin, auxquelles un tanker peut s'amarrer et tourner sur lui-même en sécurité sur 360° de façon à toujours présenter l'avant au vent. Il reçoit le pétrole depuis la bouée par un tuyau flexible.

5.3.3. Dans des sites très exposés, une "bouée unique d'amarrage pour sites exposés" (E.L.S.B.M.) peut être utilisée. Elle a la forme d'un vaste cylindre vertical appelé "espar". Elle comporte une table pivotante motorisée pour aligner son équipement de mouillage et de chargement avec le tanker, et peut comprendre une grande enceinte de stockage incorporée (voir Fig. 9).

6. Abandon des installations

6.1 Lorsqu'une installation telle que plateforme, pipeline ou complétion sous-marine n'est plus utilisée, elle peut, si elle n'est pas complètement enlevée, constituer une gêne pour la pêche ou autres usages légaux de la mer et être par conséquent une autre forme de pollution selon la définition donnée par la Convention de Barcelone.

6.2. La Convention de 1958 sur la Plateforme Continentale stipule que "Toutes installations abandonnées ou n'étant plus utilisées doivent être complètement enlevées". Par ailleurs la Convention des Nations Unies sur le Droit de la Mer, dans la partie concernant les zones économiques exclusives, stipule :

"Toutes installations ou structures abandonnées ou inutilisées seront enlevées pour assurer la sécurité de la navigation, prenant en compte tous standards internationaux compétents. Un tel enlèvement tiendra compte de la pêche, de la protection de l'environnement marin et des droits et devoirs d'autres Etats."

6.3. Bien que la Convention sur le Droit de la Mer ne soit pas encore en vigueur ses clauses sont déjà acceptées comme guide de conduite dans le futur. Le fait de savoir si une partie de plateforme laissée sur le fond marin est susceptible de constituer un danger pour la navigation ou une gêne pour les bateaux sera du ressort de l'Etat dont la juridiction s'exerce sur la zone considérée et sa décision concernant l'enlèvement dépendra des standards établis par I.M.O.

6.4. On pourrait dire d'un pipeline que puisqu'il ne constituait pas un danger ou une gêne lorsqu'il n'est plus utilisé. Cependant, une fois abandonné, personne n'est plus responsable d'un entretien convenable, et au cours du temps il peut être déterré sous l'action des marées ou des courants.

BIBLIOGRAPHIE

Addy J.L. et al. : "Effets sur l'environnement de l'utilisation de boues de forage à base de pétrole dans la Mer du Nord".

Divers auteurs appartenant au gouvernement et à l'industrie pétrolière.

Bulletin de la pollution marine Vol. 1 No 10, 1984

Bell J. : "Mort d'une plateforme pétrolière" New Scientist 27, février 1986.

Bellier P.: "Traitement des déchets ou des résidus huileux".

Présenté à la conférence sur la pollution pétrolière côtière et offshore.

Nouvelle Orléans, U.S.A., septembre 1980. Publié par la Spill Control

Association of America, 1980.

Brown R.G. et Haffman H.L. : "Organismes extractibles et hydrocarbures en Méditerranée". Bulletin de la Pollution Marine, Vol. 10 (10) 1979.

Concawe et E. et P. Forum : "Aspects de la Prévention de la Pollution pétrolière en Méditerranée". Rapport sur le séminaire conduit en association avec l'unité de coordination pour le plan d'action en Méditerranée, U.N.E.P. février 1985.

Duke J.W. : "Impact potentiel des fluides de forage sur la productivité des estuaires".

Agence U.S. de protection de l'environnement, laboratoire de recherche environnementale, Sabine Island, Floride.

E. et P. Forum : "Traitement de l'eau de production. Revue des performances courantes."

E. et P. Forum Report No. 2 29/11 octobre 1985.

"Boues de forage à base de pétrole novembre 1985. Status Report".

E. et P. Forum Report 2.37/124

Farrington J.W. et al. : "Biochimie des hydrocarbures aromatiques dans le benthos des microcosmes."

Papier présenté à l'atelier de chimie et analyse des hydrocarbures dans l'environnement, Barcelone, novembre 1981.

Toxicologie publié de la chimie de l'environnement, Vol. 5 (3-4) 1982.

G.E.S.A.M.P. : "Impact du pétrole sur l'environnement marin."

Papier G.E.S.A.M.P. No. 6 1977.

"Aspects scientifiques de la pollution résultant de l'exploration et de l'exploitation du fond marin."

Papier G.E.S.A.M.P. No. 7 1977.

Goodland J.H. : "Cas de compensation pour la perte d'accès à des zones de pêche."

Papier présenté à la conférence sur l'interaction des pêcheries et du pétrole offshore. Aberdeen.

Goodman K.S., Troake R.P. et Monk D.C. : "Effets environnementaux des rejets des eaux de production."

Papier présenté au séminaire sur les aspects de la prévention de la pollution pétrolière en Méditerranée, Athènes, février 1985 (voir ci-dessus).

George H.R. : "Sécurité dans la recherche et l'exploitation d'hydrocarbures."

Petromar 80. p. 31.

Heriot-Watt University, Ecosse, Institut d'ingénierie offshore:

"Etude préalable à la présentation d'un rapport au Parlement Européen sur les plateformes de forage et exploitation des gisements d'hydrocarbures sous-marins."

I.J.O/U.N.E.P. Projet commun : "Aspects scientifiques et technologiques de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières sur la plateforme continentale avec mention particulière de toutes possibilités de pollution marine."

C.P. Garber-Richards

Papier No. 1, partie B.

"Forage offshore"

D.H. Manson

Papier supplémentaire No. 1/A

"Développement des plateformes offshore"

F.J. Chate

Papier supplémentaire No. 1/B

"Manutention du produit du puits"

D.S. Law

Papier supplémentaire No. 1/C

"Conception et construction des pipelines sous-marins"

W.H. Barry

Papier supplémentaire No. 1/D

Malins D.C. : "Dégradation chimique et biologiques du pétrole : un défi majeur pour l'analyse chimique"

Petromar 80. p. 251.

Read A.D. et Blackman R.G.G. : "Rejets d'eaux huileuses des installations offshore de la Mer du Nord : une perspective."

Bulletin de la pollution marine Vol. 11 1980.

Technica : "Risques de collisions de plateformes dans la zone de la plateforme continentale du Royaume Uni."

H.M.S.O. Books 1986.

Tucker M.J. : "Importance de l'océanographie pour l'industrie pétrolière offshore."

Petromar 80. p. 437

Commission Royale du Royaume Uni sur la pollution de l'environnement :

"Pollution pétrolière de la mer"

Réponse du gouvernement au 8e rapport de la Commission Royale sur la pollution de l'environnement.

H.M.S.O. Papier pollution No. 20 1983.

U.N.E.P. : "Travaux miniers et forage offshore"

Lignes directrices et principes de la loi sur l'environnement

4.

U.N.E.P. 1982

"Etude de travaux miniers et de forage exécutés dans les limites d'une juridiction nationale. Mesures pour prévenir la pollution."

Papier présenté par I.J.O. au groupe de travail d'experts sur la loi de l'environnement. 5e session. Février 1980.

"Combat contre la pollution pétrole pétrolière dans le Plan d'action dans la zone de Kuwait".

U.N.E.P. Rapports et études marines régionales No. 44.

"Impact des rejets de boues de forage à base d'eau sur l'environnement. Un aperçu général."

U.N.E.P. aperçu général sur l'industrie et l'environnement.

Séries 1985.

Université d'Aberdeen. Département d'économie politique :

"Perte d'accès aux zones de pêche résultant des installations de pétrole et de gaz dans la Mer du Nord."

Rapport de recherche No. 1, 1978.

Comité des opérateurs offshore des U.S.A., sous-comité technique Sheen :

"Aspects environnementaux des boues et des débris de forage provenant des opérations de production de pétrole offshore et en eaux côtières."

Comité des opérateurs offshore 1976.

VOCABULAIRE

Levage à l'air (air lifting) : jet d'air comprimé dirigé sur la surface du fond marin pour extraire le sol et former une tranchée (5.1.4.).

Espace annulaire (annulus) : espace séparant le train de tiges en cours de forage et la colonne de production, en cours de production du tubage ou de la paroi du puits (3.7.1. et 4.7.2. Voir aussi Fig. 5 et 6).

Fluide annulaire (annulus fluid) : fluide utilisé pendant la production pour remplir l'espace annulaire (4.7.2. Voir aussi Fig. 5).

Puits d'évaluation (appraisal well) : puits foré pour déterminer l'étendue et les réserves d'une formation pétrolière.

Baril (barrel) : mesure standard pour le pétrole brut, égale à 159 litres ou 35 gallons impériaux.

Baryte (barytes) : sulfate de baryum trouvée dans la nature, utilisée comme agent alourdisseur dans les boues de forage (3.8.1.).

Benthique (benthic) : les organismes benthiques sont la flore et la faune vivant sur le fond marin (3.8.3.).

Bentonite (bentonite) : une forme naturelle de l'argile. Elle a des propriétés gélifiantes et est un composant principal dans la plupart des boues de forage (3.8.1.).

Mâchoires pleines (blind rams) : mâchoires de l'obturateur anti-éruption, utilisés pour fermer le puits lorsque le train de tiges a été extrait (3.9.3. Voir aussi Fig. 2).

Eruption (blow-out) : Jaillissement incontrôlé de pétrole, de gaz ou des deux de puits (3.9.3.).

Obturateur anti-éruption (blow-out preventer) : mécanisme désigné à étouffer le débit de pétrole en cas d'urgence pour empêcher une éruption (3.9.3. Voir aussi Fig. 2).

B.O.P. : blow-out preventer = obturateur anti-éruption.

Pontage (bridging) : effondrement d'une portion de la paroi du puits pendant une éruption qui bouche effectivement le puits et arrête le débit (3.9.3.).

Tubage (casing) : Revêtement métallique mis en place dans le puits (3.7.1. et 4.6.1.).

Roche couverture (cap rock) : couche de roche imperméable au dessus d'un réservoir souterrain de pétrole qui aide à piéger les fluides en place.

Arbre de Noël (Christmas tree) : système de conduites et de vannes à la tête d'un puits en production, au moyen duquel le débit de la production du puits est contrôlé et distribué (4.6.2. et Fig.6).

Condensat (condensate) : hydrocarbure en phase gazeuse dans la formation mais qui se liquéfie en remontant en raison de l'abaissement de température.

Eau connée (connate water) : eau de formation (voir ci-dessous).

Carottage (coring) : prélèvement d'échantillons de roches dans le puits, et non simple débris de forage.

Brut (crude) : pétrole brut obtenu du puits après séparation du gaz et de l'eau, mais avant tout autre traitement.

Boue de forage à base de gasoil (diesel based drilling mud) :

boue de forage dans laquelle des particules sont en suspension dans un mélange de gasoil et d'eau (3.8.2.).

Eau de déplacement (displacement water) : eau déplacée dans un réservoir de stockage au fur et à mesure de l'entrée du pétrole (4.9.2).

Masse-tige (drill collar) : tube lourd d'acier vissé à l'extrémité inférieure du train de tiges et auquel est vissé le trépan.

Bateau de forage (drill ship) : bateau utilisé pour forer les puits. Le train de tiges sort du bateau par le fond de la coque (3.2.4. Voir aussi Fig. 1).

Train de tiges (drill string) : suite de tubes vissés bout à bout, de façon à former un tube continu depuis le plancher de forage jusqu'à la masse tige et le trépan (3.7.1. et Fig.5).

Déblais de forage (drill cuttings) : petits morceaux de roches ou d'autres matériaux arrachés par le trépan au cours des forages (3.7.2.).

Fluide de forage (drilling fluid) : suspension de particules en milieu aqueux ou huileux. Elle descend vers le fond de puits par l'intérieur du train de tiges et remonte par l'espace annulaire au cours du forage (3.7.2. et 3.8.).

Boue de forage (drilling mud) : nom usuel du fluide de forage.

E.L.S.B.M. : voir "amarrage à bouée unique sur site exposé".

Amarrage à bouée unique sur site exposé (exposed location single buoy mooring) : très grande bouée à laquelle peut s'amarrer un tanker pétrolier pour se remplir du pétrole arrivant par tuyauteries de la plateforme de production (5.3.3. et Fig. 9).

Torche (flare) : torche allumée maintenue enflammée au-dessus de la plateforme de production, à laquelle les gaz inutilisables peuvent être brûlés en sécurité (4.1., 4.6.2. et 4.11.1.).

Production éruptive (flush production) : voir "récupération primaire" ci-dessous.

Pression de formation (formation pressure) : pression à l'intérieur de la formation contenant le pétrole et le gaz (3.9.1.).

Eau de formation (formation water) : eau emprisonnée avec le pétrole dans la formation souterraine (4.9.1.).

Fracturation (fracturing) : injection de fluide à très forte pression pour fracturer la formation afin d'en augmenter la production.

Géophone (geophone) : instrument de détection des vibrations ayant traversé les couches au cours d'une reconnaissance sismique (2.1.4.).

Géopression (geopressure) : pression anormalement élevée dans la formation géologique (3.9.1.).

Reconnaissance gravimétrique (gravimetric survey) :

reconnaissance qui mesure les variations de la gravité terrestre (2.1.3.).

Hydril (hydril) : vanne annulaire sur le bloc d'obturation (3.9.3. et Fig. 2).

Hydrophone (hydrophone) : remplit le même rôle que le géophone mais détecte les vibrations dans l'eau (2.1.4.).

Courant de protection cathodique (impressed current system) : courant contenu envoyé par un pipeline métallique immergé. Utilisé conjointement avec une anode en matériau inerte il peut abaisser le potentiel électrique du pipeline et ainsi inhiber la corrosion (5.1.3.).

Eau d'injection (injection water) : eau injectée dans la formation par un puits auxiliaire pour y augmenter la pression et pousser le pétrole vers les puits de production (4.6.1.).

Obturbateur anti-éruption interne (internal B.O.P.) : mécanisme empêchant la boue de forage de remonter dans le train de tiges lorsqu'on ajoute une nouvelle longueur de tube de forage.

Jacquette (jacket) : structure principale d'une plateforme de production à laquelle sont ajoutés les ponts et l'équipement (4.2.2.). Appareil de forage auto-élévateur (jack-up drilling rig) : appareil de forage muni de pieds qui peuvent être relevés ou abaissés. Les pieds peuvent être descendus pour que l'appareil repose sur le fond marin, son plancher restant bien au-dessus de l'eau (3.2.2. et Fig. 1).

Tige carrée (kelly) : une longueur de tube de section carrée ou hexagonale d'environ 40 pieds de long vissée à l'extrémité supérieure du train de tiges. Elle passe au travers de la table de rotation pour transmettre l'entraînement au train de tiges.

Elle s'enforce au fur et à mesure que le puits s'approfondit et est périodiquement dévissée et remontée pour permettre l'ajout d'une nouvelle longueur du tube de forage.

Robinet de tige carrée (kelly cock) : vanne intérieure qui peut obturer le train de tiges.

Retour en arrière (kick-back) : augmentation soudaine de la pression provenant de la formation (3.9.1.).

Tuer un puits (killing a well) : arrêter le débit d'un puits, soit après une éruption, ou au cours d'opérations normales pour entreprendre un reconditionnement ou d'autres travaux nécessaires (4.11.2.).

LC/50 : concentration de polluant suffisante pour tuer 50% des poissons qui y sont immergés. Elle sert de mesure de toxicité, par exemple LC/50 à 2 p.p.m. est extrêmement toxique (4.10.1.).

Diagraphie (logging) : remonter des instruments à l'extrémité d'un câble dans un puits pour enregistrer les formations qui les entourent et leurs caractéristiques.

Boue de forage à faible toxicité (low toxicity drilling mud) : boue de forage à base d'huile minérale de toxicité largement inférieure à celle de l'huile Diesel (3.8.2.).

Reconnaissance magnétométrique (magnetometer survey) : reconnaissance qui mesure les variations du champ magnétique terrestre (2.1.2.).

Trou de lune (moonpool) : ouverture dans le fond de la coque d'un bateau de forage à travers laquelle s'effectue le forage (3.2.4.).

Turbines à boue (mud turbines) : utilisées en turboforage (voir ci-dessous).

Boue de forage à base d'huile (oil based drilling mud) : boue de forage dans laquelle les particules sont suspendues dans un milieu qui peut être de l'eau avec du gasoil ou de l'huile minérale. (Voir 3.8.2. et "boue de forage à base de gasoil et "boue de forage à basse toxicité" ci-dessus).

Trou ouvert (open hole) : partie du puits non revêtue de tubage (voir "tubage" ci-dessus).

packer (packer) : bouchon qui scelle l'espace annulaire entre la colonne de production et le tubage du puits pendant le processus de production (4.7.2. et Fig. 5).

Récupération primaire (primary recovery) : production de pétrole remonté uniquement par les pressions naturelles.

Appelée également "production éruptive".

Eau de production (production water) : eau produite avec le pétrole. Une partie peut être de l'eau de formation et une autre de l'eau d'injection (4.9.1.).

Eau produite (produced water) = eau de production (voir ci-dessus).

Colonne de production (production tubing) : tube descendu dans le puits pour amener le pétrole à la surface pendant la production (4.6.1. et Fig. 5).

Puits d'intervention (relief well) : puits foré comme partie d'une tentative d'arrêt du débit en cas d'éruption. Il est foré en vue d'atteindre la partie inférieure du puits en éruption ou la formation à proximité de celui-ci (voir 3.9.3.).

Table de rotation (rotary table) : table sur le plancher de l'appareil de forage qui est motorisée pour entraîner le train de tiges, et par conséquent le trépan, en un mouvement de rotation (3.7.1. et Fig. 5).

Manoeuvre (round trip) : remontée du train de tiges, par exemple pour changer le trépan et redescente.

Anode consommable (sacrificial anode) : toute structure d'acier immergée dans l'eau de mer sera soumise à la corrosion. Si elle est connectée à une masse d'un autre métal de potentiel électrique plus bas c'est ce métal-ci qui sera corrodé au lieu de l'acier. De grands morceaux de zinc, d'aluminium ou de magnésium sont fixés aux structures d'acier dans ce but (4.2.2. et 4.10.2.).

S.B.M. : Mouillage à bouée unique.

Complétion sur le fond marin (sea bed completion) : équipement de tête de puits sur le fond marin d'où le pétrole est envoyé ailleurs par pipeline pour traitement (4.2.4. et Fig. 3 et 4).

Récupération secondaire (secondary recovery) : remontée du pétrole par injection d'eau ou de gaz dans la formation.

Appareil de forage semi-submersible (semi-submersible drilling rig) : appareil de forage maintenu à flot par des chambres de flottaison et généralement maintenu en position au moyen de câbles fixés au fond marin (3.2.3. et Fig. 1).

Tamis vibrants (shale shakers) : tamis utilisés pour séparer les déblais de forage de la boue de forage, laquelle peut alors être réinjectée (3.7.3.).

Obturateurs de cisaillement (shear rams) : obturateur anti-éruption qui peuvent écraser le tube de forage pour fermer complètement le puits (3.9.3. et Fig. 2).

Reconnaissance sismique (seismic survey) : reconnaissance des formations géologiques par l'envoi dans celles-ci d'une onde de choc qui peut être déviée et enregistrée par des instruments spéciaux (2.1.4.).

Amarrage à bouée unique (single buoy mooring) : grande bouée à laquelle un tanker peut être amarré en sécurité pour se charger du pétrole provenant par pipeline d'une plateforme de production (5.3.2.).

Espar (spar buoy) : grande bouée ayant la forme d'un cylindre vertical utilisé pour le mouillage de tankers pour chargement (voir E.L.S.B.M.) et qui peut comprendre des réservoirs de stockage du pétrole (5.3.3. et Fig. 9).

Battage au câble (spud-in or spudding) : forage d'un trou de l'ordre de un pied dans le fond marin pour le démarrage du forage d'un nouveau puits.

Puits d'extension (step-out well) : puits d'évaluation (2.2.2. et voir ci-dessus).

Bateau de secours (stand-by vessel) : bateau stationné à proximité d'un appareil de forage ou d'une plateforme habitée pour intervenir en cas d'urgence (3.3. et 4.3.).

Appareil de forage submersible (submersible drilling rig) : appareil de forage reposant sur le fond marin. Utilisé en eau peu profonde. Aujourd'hui pratiquement obsolète (3.2.5.).

Complétion sous-marine (sub-sea completion) : voir "complétion sur le fond marin".

Tête de puits suspendue (suspended well-head) : tête d'un puits qui a été foré et temporairement rebouché pour utilisation ultérieure (2.2.3. et 4.8.3.).

Thixotropique (thixotropic) : propriété de former un gel au repos, mais redevenant fluide à nouveau par agitation (3.7.2.).

Colonne : colonne de production (voir ci-dessus).

Turboforeuse (turbo-drills) : foreuses utilisant la pression de la boue pour entraîner le trépan.

Boue de forage à base d'eau (water based drilling mud) : boue de forage dans laquelle les particules sont en suspension dans de l'eau (3.8.2.).

Inondation (water-flooding) : injection d'eau dans une formation pour pousser le pétrole vers le puits de production et le remonter. Elle est injectée par un puits d'injection distincte du puits de production.

Puits (well) : tout trou individuel foré dans le fond marin.

Reconditionnement (workover) : important travail de réparation, d'entretien ou de modification exécuté à la tête de puits ou dans le puits (4.11.2.).

Fig. 1

(Les figures 1 à 8 et les textes qui les accompagnent ont été reproduits avec l'aimable autorisation de l'Association des opérateurs offshore du Royaume Uni.).

L'Unité auto-élevatrice est un ponton équipé de pieds mobiles. L'Unité peut être remorquée d'un site à l'autre avec les pieds en position relevée. Une fois arrivée sur le site de forage les pieds peuvent être abaissés jusqu'au fond marin et le ponton peut s'auto-élever sur les pieds de façon à être dégagé de l'eau prêt à forer. Quand le puits est terminé le ponton s'abaisse pour être remorqué au site suivant. La longueur des pieds détermine la profondeur d'eau dans laquelle un ponton auto-élevateur peut être utilisé, mais ils sont communément utilisés jusqu'à 300 mètres d'eau.

Pour rendre possible le forage dans les eaux plus profondes du Golfe du Mexique ou d'autres zones offshore dans le monde on a mis au point des bateaux de forage et des unités de forage semi-submersible.

Unités de forage semi-submersibles

L'unité semi-submersible est une plateforme de travail auto-propulsée supportée par des colonnes verticales sur des flotteurs immergés qui fournissent la flottaison. En variant la quantité d'eau de ballast dans les flotteurs l'unité peut être relevée ou abaissée dans l'eau. Plus les flotteurs sont éloignés de la surface de l'eau moins ils sont sensibles à l'action des vagues. Ceci réduit les mouvements verticaux et permet au forage de se poursuivre en mer agitée. Un bateau semi-submersible est normalement maintenu en position par jusqu'à 8 ancres de grande taille ou par positionnement dynamique. La conception des plus récentes unités semi-submersibles leur permet de forer dans les eaux du Royaume Uni à des profondeurs d'eau de plus de 1 000 pieds pendant toute l'année malgré les vagues très hautes rencontrées en hiver. L'appareil semi-submersible est l'unité de forage la plus utilisée en Mer du Nord.

Bateaux de forage

Un bateau de forage est soit un bateau normal reconverti pour le forage, soit un bateau conçu spécialement pour le forage qui s'effectue à travers une ouverture au centre du bateau appelée "trou de lune" (moonpool). Un bateau de forage peut être déplacé facilement d'un site à l'autre et peut stocker une grande quantité de matériel de forage et de fournitures générales. Cependant il n'est pas aussi stable qu'une unité semi-submersible.

Pour surmonter les problèmes d'ancrage qui augmentent quand on opère dans des eaux plus profondes on a introduit dans la dernière décennie le positionnement dynamique rendant l'ancrage inutile. Les systèmes de positionnement dynamique utilisent les poussoirs directionnels à hélice contrôlée par ordinateur pour maintenir le bateau immobile par rapport au fond marin malgré le vent, les vagues et le courant. Il existe aujourd'hui des bateaux de forage pouvant opérer dans des profondeurs d'eau atteignant 8 000 pieds.

Fig. 2. Bloc obturateur de puits.

1. Train de tiges
2. tube conducteur
3. hydril
4. obturateur plein
5. obturateur de tige
6. cadre de guidage
7. connecteur de tête de puits
8. (Note : cette figure ne montre pas d'obturateur de cisaillement.)

Fig. 3

1. Plateforme en béton
2. Système de production flottants.

Les têtes de puits du fond marin connectées par des colonnes d'élévation de production et des tuyaux flexibles de contrôle hydrauliques à une structure semi-submersible spécialement adapté à la surface. Le pétrole est chargé dans les tankers au moyen de bouées uniques d'amarrage qui peuvent fonctionner en sécurité dans des conditions de temps modérées. Ce système est déjà utilisé sur les champs ARGYLL et BUCHAN, le premier étant le premier champ de production offshore du Royaume Uni en 1975.

3. Centre de Manifold sous-marin (U.M.C.) déjà installé sur le champ CORMORANT et opérationnel depuis mai 1983. Toutes les têtes de puits de ce système sont sur le fond marin et la production est reliée par pipeline à une plateforme conventionnelle. Le U.M.C. est contrôlé depuis la plateforme et entretenu par un robot sous-marin appelé VEHICULE D'ENTRETIEN A DISTANCE (R.M.V.). Des installations de production telles que U.M.C. joueront un rôle de plus en plus important en Mer du Nord étant donné que les compagnies recherchent des méthodes commercialement rentables d'exploitation de petits gisements.

4. Pilier en acier.

Fig. 4

1. Une variante du principe de production flottante est à l'étude pour des champs "marginaux" considérés comme trop petits pour justifier des plateformes fixes. Elle consiste en un vaisseau type tanker relié à une tête de puits sous-marine à travers le "trou de lune" par une colonne élévatrice pour produire le pétrole qui est alors stabilisé et stocké dans les réservoirs du vaisseau prêt au chargement en tanker.

L'élément clé de ce système est la colonne montante de production qui est connectée le long d'un ombilical. Celui-ci permet à la direction des opérations de maintenir un contrôle hydraulique du puits et de la colonne d'élévation depuis le navire de surface même dans des conditions de temps défavorables. Un des avantages principaux de ce système est la facilité avec laquelle le vaisseau peut être déplacé vers un nouveau champ.

2. Tour haubannée.

C'est une tour légère en acier avec dispositif incorporé de flottaison et retenue par des haubans rayonnant vers l'extérieure. Ces plateformes pourraient être utilisées dans des profondeurs d'eau de plus de 1 000 pieds et peuvent être envisagées pour des développements ultérieurs en Mer du Nord.

3. Plateforme à câbles tendus (T.L.P.).

Elle a été mise au point pour produire dans des profondeurs d'eau de plus de 1 000 pieds. Cette technique implique l'amarrage d'une installation de production flottante au fond marin en opposition à sa propre flottaison par une série de tubes d'acier. La première application commerciale de cette nouvelle conception a été mise en oeuvre sur le champ de HUTTON mis en production en août 1984.

Fig. 5.

1. Forage
2. moufle fixe
3. tête d'injection
4. tige carrée
5. table de rotation
6. entrée de la boue
7. Bloc d'obturation de puits
8. templet
9. train de tiges
10. trépan
11. circulation de la boue
12. Production
13. arbre de Noël
14. colonne de production
15. vanne de sécurité de subsurface
16. tubage de surface
17. tubage
18. packer
19. perforation

Fig. 6. Arbre de Noël

1. manomètre colonne de production
2. ensemble de duses
3. vanne latérale
4. vanne maîtresse
5. manomètre
6. vannes du tubage
7. conduite hydraulique
8. anneau liquide
9. colonne de production
10. trains de tubage
11. débit de pétrole

Fig. 7. Vanne de sécurité de subsurface.

Deux types de vannes de sécurité de subsurface peuvent être utilisées dans les opérations de production. La première appelée duse d'étranglement en cas de tempête a été développée pour utilisation dans le Golfe du Mexique pour prévenir une éruption causée par un endommagement de la tête de puits. Elle est placée profondément dans le puits et conçue pour se fermer si le débit augmente au delà d'une certaine valeur pré-établie. Cette vanne a été en général dépassée par des vannes de sécurité de subsurface dont l'une est usuellement placée dans le tubing de production à environ 1 000 pieds au-dessous du fond marin.

Le principe de fonctionnement de ces vannes est très simple. Elles sont maintenues ouvertes par une pression hydraulique appliquée depuis la plateforme. En cas de perte de la pression hydraulique à cause d'une rupture de la conduite, ou d'une fermeture manuelle, la vanne se fermera automatiquement.

Une conception typique est représentée ici. En position ouverte le pétrole et le gaz s'écoulent par le trou central de la bille. A la fermeture la bille tourne sous la force des ressorts comprimés et coupe le débit.

La vanne de sécurité de subsurface est universellement utilisée en Mer du Nord. Ses avantages sur les premières duses de tempête est qu'elle peut être testée façon régulière et qu'elle fonctionne indépendamment du débit de pétrole ou d'autres variables. En certains cas dans le Golfe du Mexique on a pu constater que les "duses tempête" ne se fermaient pas toujours. Ceci permettait à une éruption incontrôlée sur un puits, en cas d'incendie, de se propager à d'autres puits. Une telle propagation devrait être éliminée par l'utilisation actuelle des vannes de sécurité de subsurface.

A. ouverte

1. conduite hydraulique sous pression
2. débit de pétrole
3. ressorts comprimés
4. vanne à bille maintenue ouverte

B. fermée

5. conduite hydraulique sans pression
6. ressorts détendus
7. vanne à bille tournée pour fermeture

Fig. 8. Exemple de forages dirigés

- 1 à 4. - puits d'exploration
- plateforme
- puits de production
- puits d'injection d'eau

Fig. 9. Espar de chargement avec stockage

- 1. plaque tournante avec pont hélico et grue.
- 2. ponts d'entreposage des équipements.
- 3. salle de pompage
- 4. salle de traitement d'eau
- 5. salle de contrôle de flottaison
- 6. compartiments de stockage

79. 2 tuyaux flexibles 12"

10. tanker

11. ballast

12. Manifold sous-marin

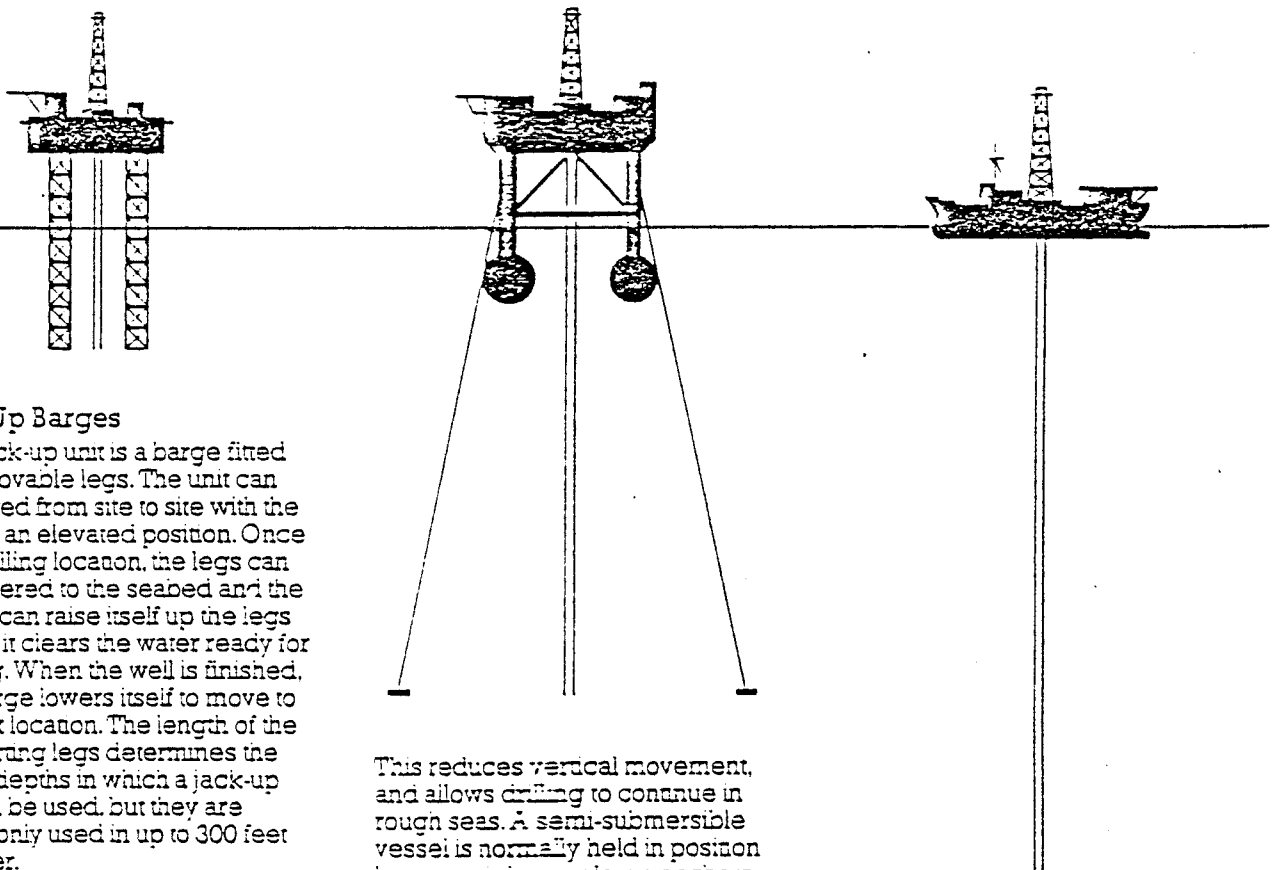
13. fond marin

2. Manifold sous-marin

13. fond marin

Fig. 1.

(Figures 1 to 8 with the accompanying texts have been reproduced with the kind permission of the United Kingdom Offshore Operations Association)



Jack-Up Barges

The jack-up unit is a barge fitted with movable legs. The unit can be towed from site to site with the legs in an elevated position. Once at a drilling location, the legs can be lowered to the seabed and the barge can raise itself up the legs so that it clears the water ready for drilling. When the well is finished, the barge lowers itself to move to its next location. The length of the supporting legs determines the water depths in which a jack-up rig can be used, but they are commonly used in up to 300 feet of water.

To enable offshore drilling to be carried out in the deeper waters of the Gulf of Mexico and other offshore areas around the world, drillships and semi-submersible drilling units were developed.

Semi-Submersible Rigs

The semi-submersible unit is a self-propelled working platform supported by vertical columns on submerged pontoons, which provide buoyancy. By varying the quantity of ballast water in the pontoons, the unit can be raised or lowered in the water. The lower the pontoons lie beneath the surface of the water, the less they are influenced by wave action.

This reduces vertical movement, and allows drilling to continue in rough seas. A semi-submersible vessel is normally held in position by up to eight very large anchors, or by dynamic positioning. The design of the latest semi-submersible units enables them to drill in UK waters at depths of over 1,000 feet, all year round, despite the exceptionally high waves experienced in winter. The semi-submersible rig is the most widely used drilling unit in the North Sea.

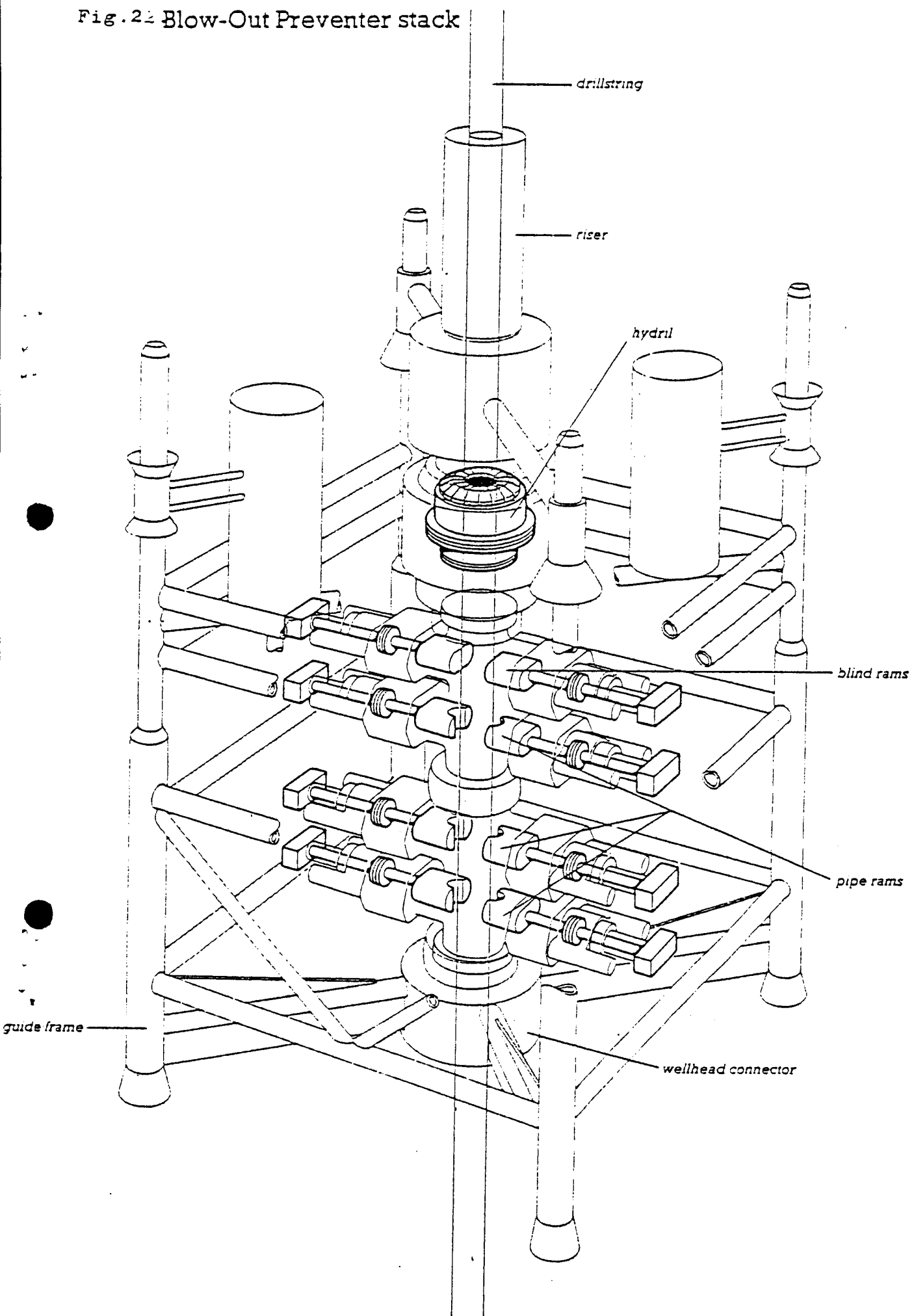
Drillships

A drillship is either a normal ship converted for drilling or a specially designed ship, allowing drilling to take place through an aperture in the centre of the vessel known as a moon-pool. A drillship can be moved easily from one location to another and

can store extensive stocks of drilling and general supplies. It is not, however, as stable as a semi-submersible unit.

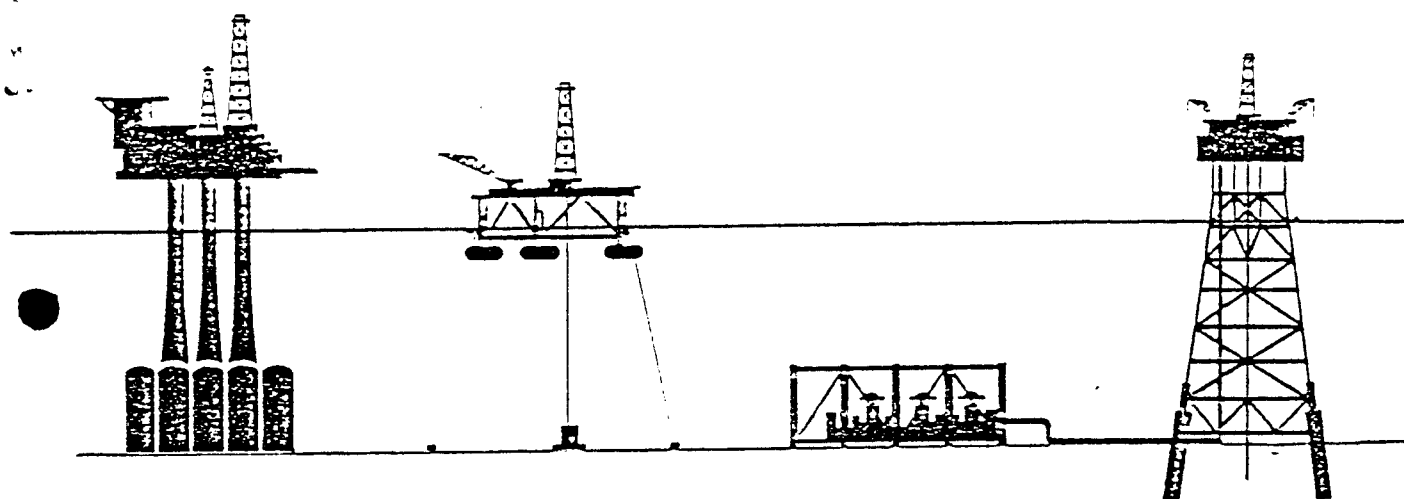
To overcome anchoring problems, which increase when moving into deeper waters, dynamic positioning has been introduced over the last decade, making anchoring unnecessary. Dynamic positioning systems use directional propeller thrusters which are computer controlled to keep the vessel stationary relative to the seabed, regardless of the action of wind, wave or current. There are now drillships that can operate in water depths of up to 5,000 feet.

Fig. 22 Blow-Out Preventer stack



(Note - no shear rams are shown in this diagram.)

Fig. 3.



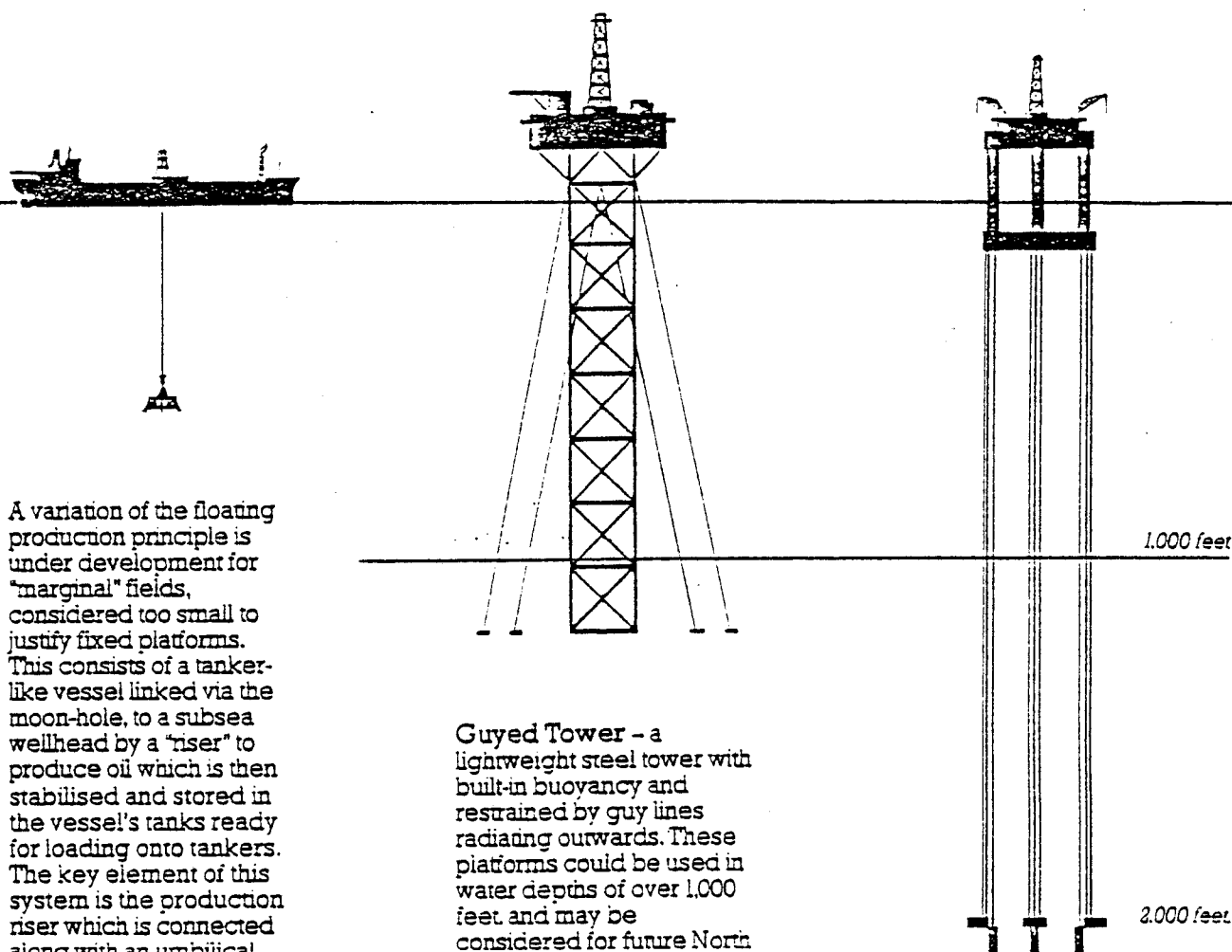
Concrete Gravity

Floating Production Systems: The sea-floor wellheads are connected, by production risers and hydraulic control hoses, to a specially adapted semi-submersible vessel on the surface. The oil is loaded onto tankers by means of Single Point Mooring buoys which can operate safely in moderate weather conditions. This system is already employed in the Argyll and Buchan fields, the former being the first UK offshore producing field in 1975.

Underwater Manifold Centre (UMC) is already installed in the Cormorant field and has been operational since May 1983. This system has all the wellheads on the seabed, and production is linked to a conventional platform by pipeline. The UMC is controlled from the platform and maintained by a submersible robot called a Remote Maintenance Vehicle (RMV). Subsea production facilities like the UMC will play an increasing role in the North Sea as companies look for commercially viable methods of developing small fields.

Steel Piled

Fig. 4.



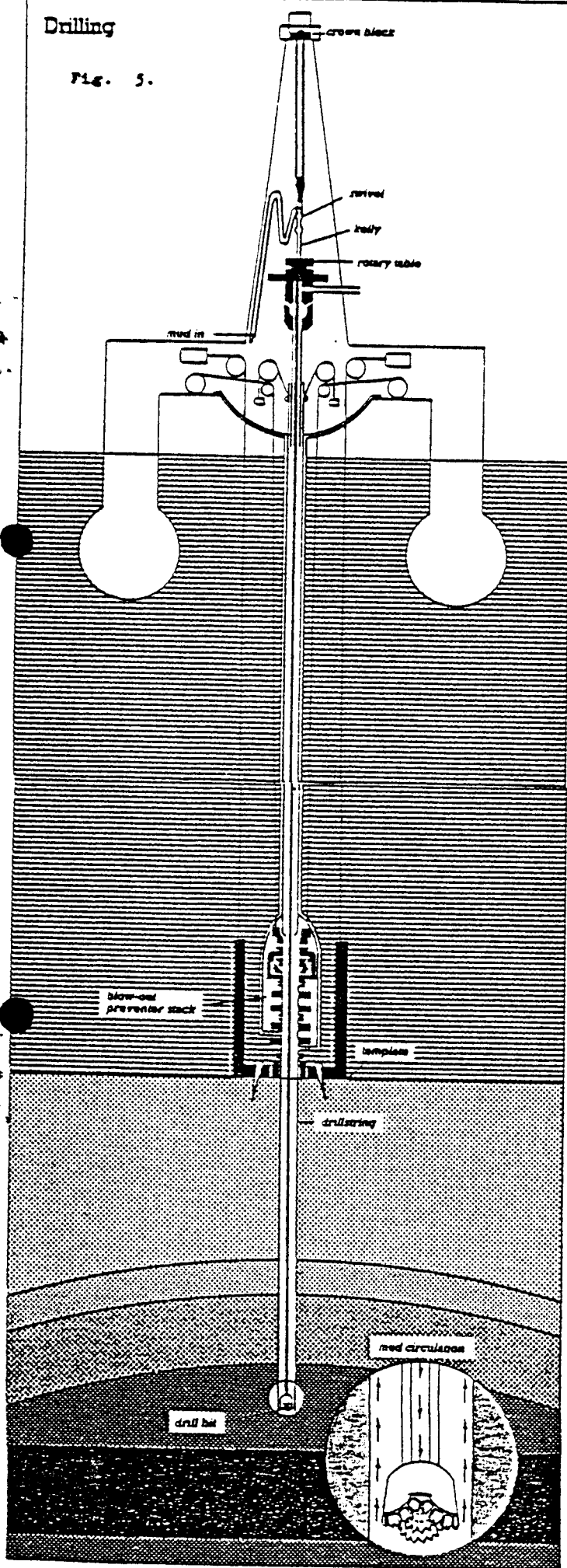
A variation of the floating production principle is under development for "marginal" fields, considered too small to justify fixed platforms. This consists of a tanker-like vessel linked via the moon-hole, to a subsea wellhead by a "riser" to produce oil which is then stabilised and stored in the vessel's tanks ready for loading onto tankers. The key element of this system is the production riser which is connected along with an umbilical. The umbilical enables the operations management to maintain hydraulic control of the well and riser systems from the surface vessel even in unfavourable weather conditions. One of the major advantages of this system is the ease with which the purpose-built vessel can be moved to a new field.

Guyed Tower - a lightweight steel tower with built-in buoyancy and restrained by guy lines radiating outwards. These platforms could be used in water depths of over 1,000 feet and may be considered for future North Sea developments.

The Tension Leg Platform (TLP) was developed to produce in water depths of over 1,000 feet. This technique involves tethering a floating production facility to the seabed, against its own buoyancy, by means of a series of steel tubes. The first commercial application of this new concept was installed in the Hutton field which came on stream in August 1984.

Drilling

Fig. 5.



Production

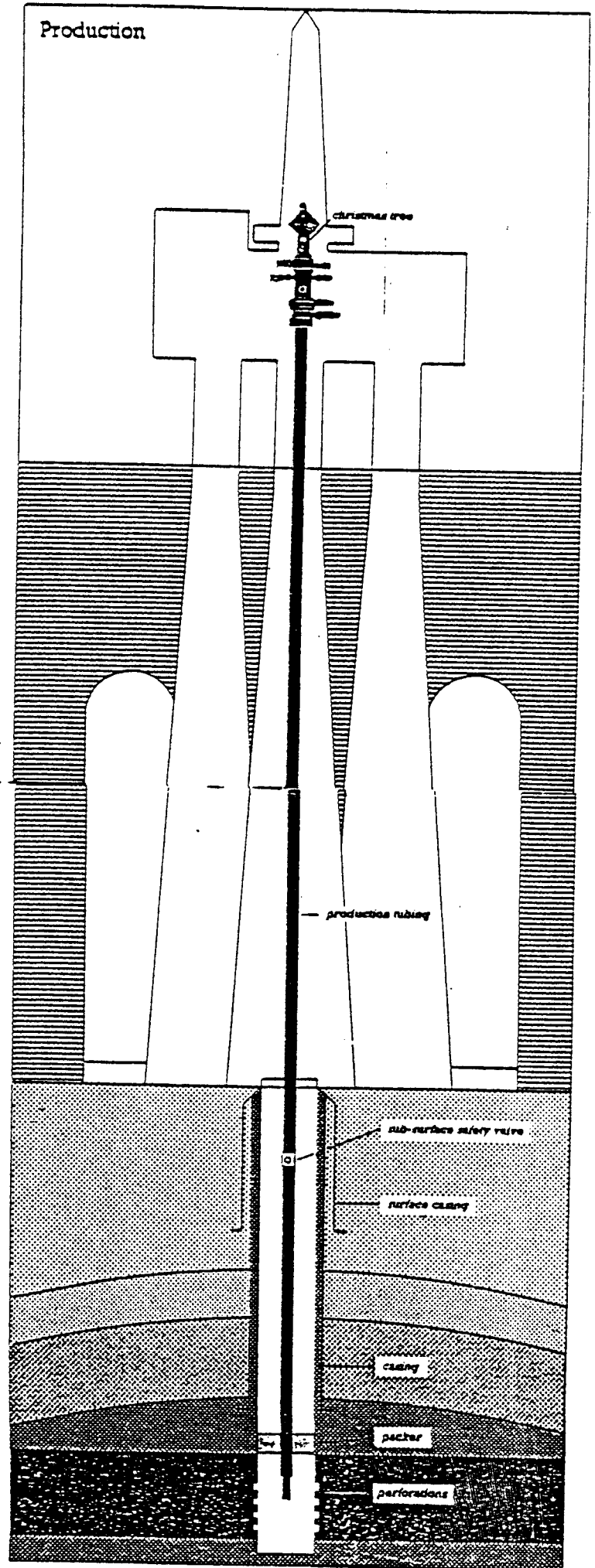


Fig.6.Christmas Tree

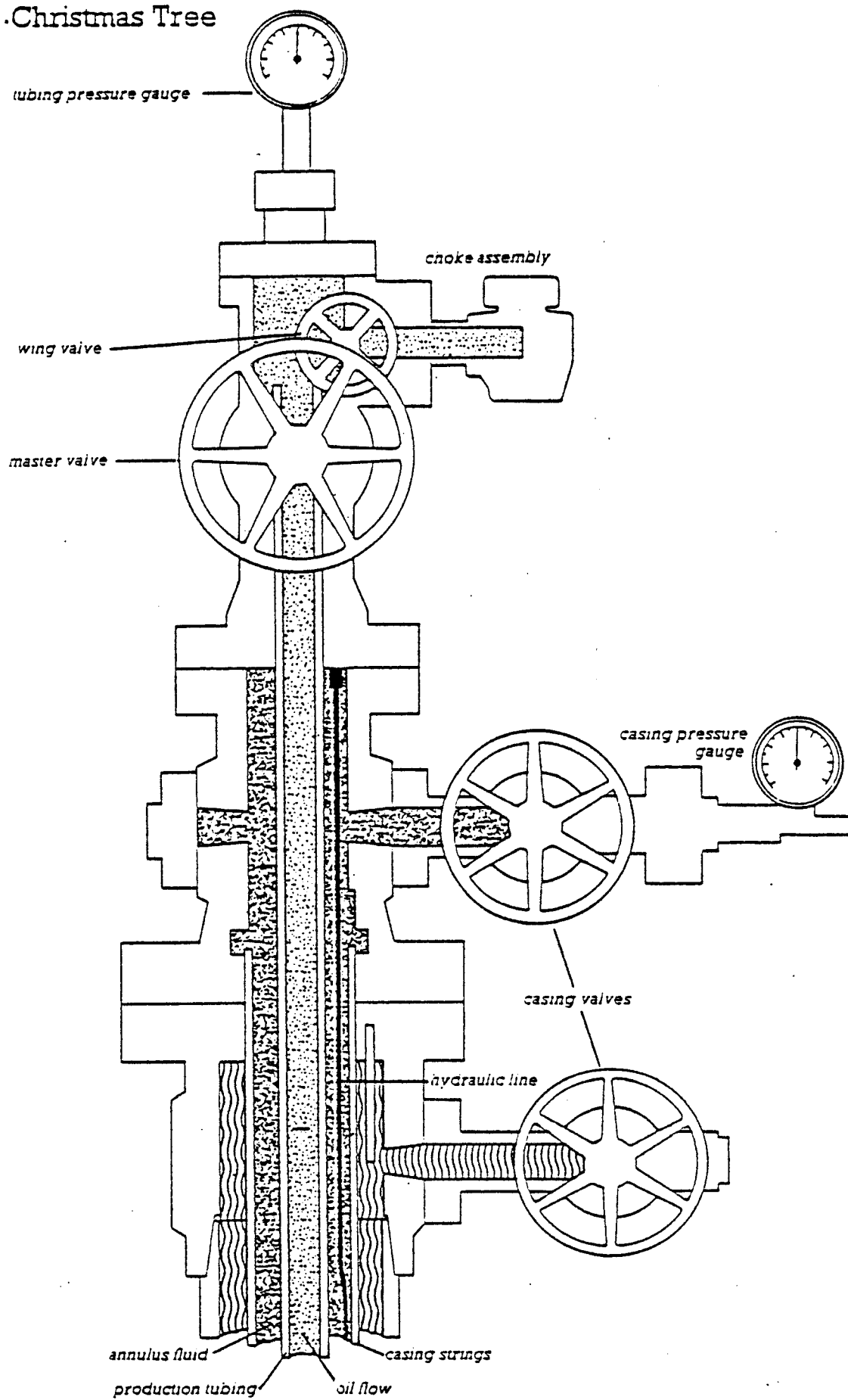
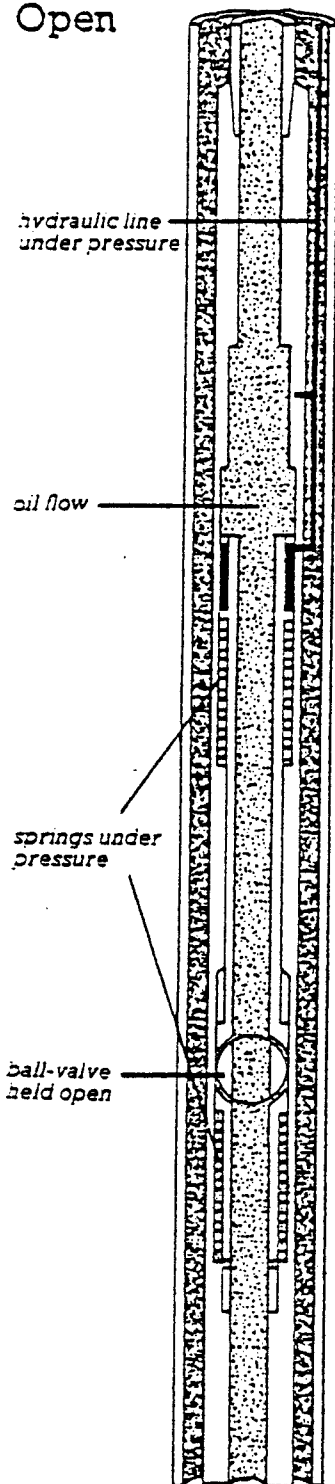


Fig. 7.

Sub-surface safety valve

Open



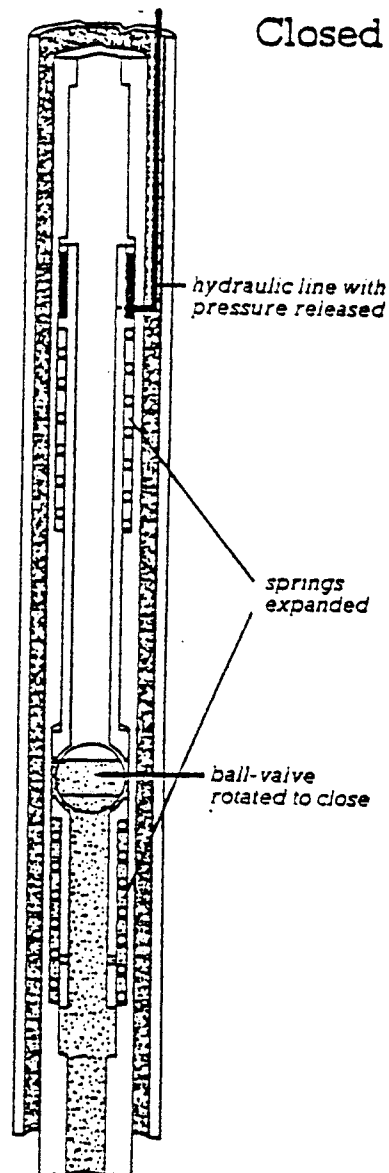
Two types of Down-hole safety valves can be used in production operations. The first, known as a storm choke, was developed for use in the Gulf of Mexico to prevent a blow-out occurring because of damage to the wellhead. It is placed deep in the well and is designed to close if the flow rate increases above a certain set level. This valve has in general been superseded by sub-surface safety valves, one of which is usually placed in the production tubing about 1000 feet below the seabed.

The operating principle of these valves is very simple. They are held open by hydraulic pressure supplied from the platform. Should this hydraulic pressure be lost due to rupture of the line or due to manual closure, the valve will automatically shut.

A typical design is shown here. In the open position oil and gas flows through the central hole in the sphere. On closing, the ball is rotated by the force of the compressed springs to shut off the flow.

The sub-surface safety valve is universally used in the North Sea. Its advantages over the earlier storm choke are that it can be regularly tested and that it works independently of the flow of oil or other variables. In some cases in the Gulf of Mexico, it had been found that the storm choke did not always close. This permitted an uncontrolled blow-out on one well, if it caught fire, to spread to other wells. Such spreading should be eliminated by the present use of sub-surface safety valves.

Closed



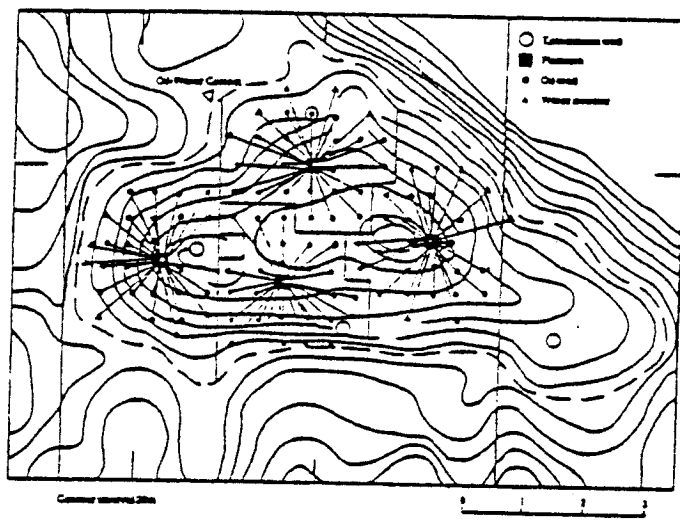


Fig. 8.

Example of Directional Drilling

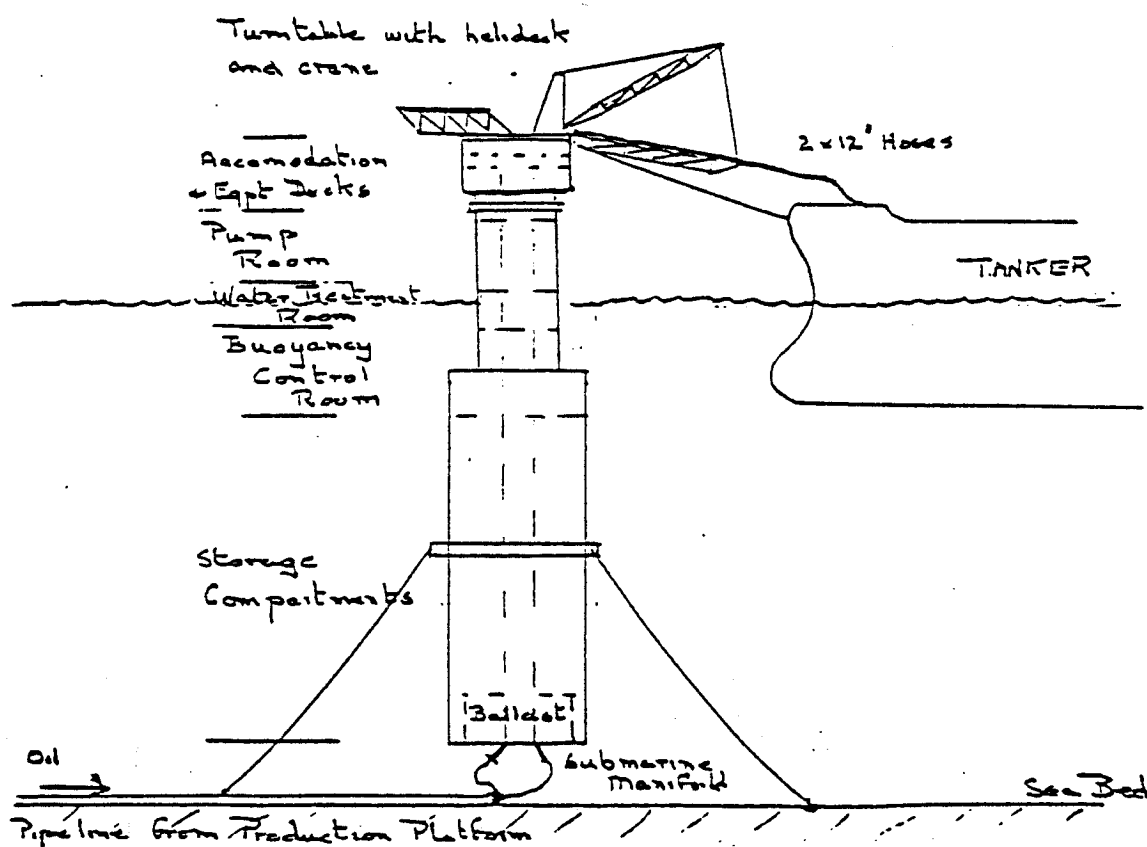


Fig.9. Loading Spar with Storage