

Offshore: Ungewöhnliche Probleme, ungewöhnliche Lösungen

Wolf-Dieter Longrée

anlässlich STG-Tagung
vom 25.-29. Mai 1999
in Berlin

IMPC OFFSHORE ENGINEERING

Hohe Bleichen 5
D20354 Hamburg
Tel. 040-3 55 44 0-0
Fax 040-34 05 00
E-mail info@impac.de
URL <http://www.impac.de>

Offshore: Ungewöhnliche Probleme, ungewöhnliche Lösungen

Offshore: Unusual Problems, unusual Solutions

Wolf-Dieter Longrée, IMPaC Offshore Engineering, Hamburg

Zusammenfassung

Offshore-Projekte für die Öl- und Gasindustrie bilden nach wie vor den Schwerpunkt der weltweiten meeres-technischen Aufgaben. Hier liegen Herausforderungen und Chancen für Industrie und Engineering.

Anhand ausgewählter Projekte werden die besonderen Anforderungen an das Engineering herausgearbeitet.

Die Betrachtung zielt auf zwei Extreme der Offshore Technologie: sehr tiefes Wasser und sehr flaches Wasser.

Abstract

Offshore projects of the oil and gas industry still present the majority of the world wide ocean technology tasks. Here are challenges and chances for industry and engineering.

Based on selected projects the special requirements for the engineering are highlighted.

The paper specifically addresses the extreme ends of the offshore technology: very deep waters and very shallow waters.

1. Einleitung

Die Offshore Technologie übt auf den Ingenieur nach wie vor einen großen Reiz aus, weil die Kräfte der Natur die Ingenieurkunst stets aufs neue herausfordern. Zu allen Anforderungen treten heute drei Grundregeln besonders hervor:

- Höchste Verlässlichkeit von Anlagen über ihren gesamten Lebenszyklus
- Höchster Standard in Bezug auf Gesundheitsschutz, Sicherheit und Umweltschutz
- Höchste Kosteneffizienz.

Sicherlich ist das extrem tiefe Wasser -- zwei- bis dreitausend Meter -- fast eine terra bzw. aqua incognita. Das allein ist Faszination genug. Doch auch das sehr flache Wasser von null bis zwei oder auch vier Metern stellt uns Ingenieure vor

ausgeprägte amphibische Herausforderungen, die durch die angesprochenen Grundregeln besonders akzentuiert werden.

Die Konzentration auf die Grenz-Wassertiefen -- extremes Tief- bzw. Flachwasser -- erlaubt es am ehesten, ungewöhnliche Probleme und ungewöhnliche Lösungsansätze der Offshore Technologie herauszuarbeiten und Besonderheiten aufzuzeigen, die von der in über 50-jähriger Offshore-Geschichte entwickelten Technologie abweichen.

Bild 1 zeigt eine Zusammenstellung beispielhafter Tief- und Flachgebiete mit ausgeprägten Explorations- und Produktionsaktivitäten.

Bild 2 zeigt die erreichten und erwarteten Wassertiefen für Exploration und Produktion in Abhängigkeit von der geschichtlichen Entwicklung in semilogarithmischer Darstellung [2], sowie die hier angesprochenen Problembereiche.

2. Tiefwasser-Feldentwicklung -- eine starke Herausforderung für den Ingenieur

2.1 Was ist "Tiefwasser"?

Öl-Exploration und -Produktion bewegen sich zügig zu neuen Grenzgebieten. Tiefwassergebiete gehören dazu. Es gibt bisher keine Definition für den Begriff "Tiefwasser". Früher betrachtete man 200 m - 400 m als Tiefwasserbereich. Die Grenze, bis zu der Menschen tauchen können, spielt eine Rolle. So wurden Tauchtiefen von weit über 300 m erreicht. Nationale Gesetzgebungen begrenzen jedoch z.T. die Tauchtiefen (z.B. auf 250 m in Norwegen). Deshalb erscheint es sinnvoll, 300 m als Anfangspunkt und Obergrenze für "Tiefwasser" zu wählen. Dieser Wert wird auch von [1] bestätigt.

Ebensowenig gibt es eine feste Untergrenze für unsere Betrachtung. 2.000 m bis 3.000 m erscheinen z.Zt. vernünftig, da bis hier eine große Höffigkeit der Lagerstätten nachgewiesen wurde. Geologische Überlegungen lassen jedoch erwarten, daß die Höffigkeit unterhalb von 3.000 m abnimmt.

2.2 Ressourcen und Entwicklungen

Die Kohlenwasserstoff-Funde im tiefen Wasser nehmen rasant zu: Im *Golf von Mexiko* sind in den letzten 6 Jahren in Wassertiefen von 500 m - 1.800 m über 4 Milliarden Barrel nachgewiesen worden. Mehr als 50 Felder mit Wassertiefen von 300 m und mehr wurden als wirtschaftlich deklariert. Davon sind sieben Felder bereits entwickelt, in zehn weiteren Feldern laufen Entwicklungsarbeiten.

In Tabelle 1 sind typische Tiefwasser Entwicklungsprojekte mit Angaben zu Ressourcen und angewandte Technologie für die wichtigsten Gebiete zusammengestellt (nach [1], [2], [3]).

Im brasilianischen *Campos Bassin* wurden über 3 Milliarden Barrel gefunden. Mehr als 140.000 bopd werden bereits aus Wassertiefen über 400 m gefördert. Petrobras erwartet, daß bis 2001 die Produktion um den Faktor 4 gesteigert werden kann, vgl. Tabelle 1.

Ein Tiefwasserzentrum stellt in *Europa* das Gebiet westlich der Shetland Inseln dar. Seit der Entdeckung des Clair-Feldes im Jahr 1977 sind rund 100 Bohrungen abgeteuft worden und die Entwicklungen von Foinhaven und Schiehallion (BP) deuten darauf hin, daß hier eine Ölprovinz entsteht. Die Wassertiefen verlaufen von 200 m schnell auf über 1.000 m. Die Umgebungsbedingungen sind herausfordernd. Während Wind- und Seegangbedingungen denen der Nordsee ähneln, sind Strömungen hier bedeutend stärker und komplexer und reichen mit ihren Turbulenzen zudem bis auf den Meeresboden, u.a. hervorgerufen durch die Interaktion vom warmen Golfstrom und kaltem arktischen Strom.

Ein weiteres europäisches Zentrum ist Norwegen -- nicht nur mit den bekannten Feldern Snorre, Troll und Heidrun, sondern auch mit den Tiefwassergebieten Voering und More mit Wassertiefen über 1.200 m.

Das Mittelmeer mit seinen bedeutenden Wassertiefen, beispielsweise AGIPs Aquila Feld mit einer Wassertiefe von 800 m, gehören ebenfalls in diese Kategorie.

In Zukunft dürfte *Westafrika* eine herausragende Stellung einnehmen.

Dort wurden sehr große Funde in Nigeria, Gabun, Congo (200 m - 2.000 m), und in

Angola (500 m - 800 m und mehr) nachgewiesen. Auch vor der Elfenbeinküste und vor Namibia finden Aktivitäten statt. Es wird geschätzt, daß weitere 20 Milliarden bbl in den geologischen Strukturen vorhanden sind. Damit würde Westafrika zu einer Haupt-Ölprovinz. Eine große Rolle bei Auswahl und Design der Produktionsanlagen spielen die milden Wetter- und Seegangsbedingungen. Feste Mehrpunkt-Verankerungen (d.h. ohne aufwendige "Turret" Systeme) können hier für die Floating Production, Storage and Offloading Units (FPSOs) eingesetzt werden. MOBIL begann die Förderung im Zafiro Feld 1997 mit 40.000 bopd; 1998 wurde die Design-Kapazität auf 90.000 bopd erhöht. ELF hat im Frühjahr 1999 das außergewöhnlich große FPSO für das Girassol Feld zum Bau vergeben. EXXON hat ausgeprägte Interessengebiete, vgl. z.B. Bild 3.

2.3 Wirtschaftlichkeitsüberlegungen

Tiefwasser-Feldentwicklungen sind aufgrund ihrer technologischen Frontstellung mit einem hohen Kostenaufwand verbunden. Investitionsgrößen von 1 Milliarde US-Dollar werden schnell erreicht und überschritten, was in Anbetracht der Feldgrößen akzeptabel sein mag. Dennoch sind derzeitige Förderkosten von bis zu 10 US\$/bbl zu hoch, um eine Wirtschaftlichkeit auch bei niedrigen Ölpreisen zu gewährleisten.

Eine Auswertung verschiedener Informationen zeigt, in welchen Größenordnungen sich nicht nur die Investitionskosten, sondern auch die kumulierten Betriebskosten über den Lebenszyklus des Feldes und die Finanzierungskosten bewegen (vgl. Bild 5). Dabei bleibt festzuhalten, daß sich die zunächst ausschlaggebenden Investitionskosten zu etwa 30 % auf die Bohrkosten, zu rd. 30 % auf Unterwassereinrichtung und 40 % auf die Produktionssysteme (FPSO etc.) aufteilen.

Generell spielt der jeweils gültige Ölpreis in allen Projektentscheidungen eine überragende Rolle -- gleich, ob im Tiefwasser oder im Flachwasser [4]. Energie-Fachleute gehen davon aus, daß die derzeitige Phase eines relativ niedrigen Ölpreises noch länger anhalten kann. Eine Reihe von Ölgesellschaften haben deshalb zur Zeit ihre Tiefwasser-Entwicklungsaktivitäten reduziert (z.B. auch SHELL), während andere mit großen Anstrengungen weiter vorangehen (z.B. EXXON).

Ohne große Prophetie lassen sich sicher drei Aspekte erkennen:

- a) der Ölpreis dürfte in einigen Jahren wieder auf eine interessante Höhe steigen; trotzdem muß der Förderpreis sinken, um nicht nur außergewöhnliche große Reservoirs auszu-beuten, sondern um auch mittelgroße und marginale Felder zu entwickeln,
- b) die technischen Anforderungen im Tiefwasser erfordern einen *Technologieschub*, der sich in vielen Einzelheiten bereits andeutet,
- c) dieser Technologieschub kann auch auf andere Förderkonzepte übertragen werden, z.B. auf die Förderung im flachen Wasser.

2.4 Feldentwicklungskonzepte und technologische Herausforderungen

2.4.1 Feld-Layout

Die Komplexität einer Öl- oder Gas-Feldentwicklung wird annähernd deutlich, wenn man die Hauptsysteme betrachtet, so wie in der Übersicht in Bild 5 dargestellt. Die baulichen Hauptkomponenten ergeben sich beispielhaft aus Bild 6 (vgl. für Einzelheiten Tabelle 1). Das zu wählende Produktionsschema mit unterschiedlichen Komplettierungsmethoden hat grundsätzlichen Einfluß auf das spätere Feld-Layout (Bild 7).

2.4.2 Neue Technologien

Der Schritt zum tiefen Wasser hat eine Reihe von neuen Technologien in Gang gesetzt bzw. wird durch Entwicklungen an anderer Stelle wirtschaftlich erst ermöglicht. Einige dieser Technologien seien hier angedeutet (vgl. Zusammenstellung in Tabelle 2):

Exploration

- Hohe Produktionsraten sind ein Schlüssel zu einer erfolgreichen Tiefwasser-Entwicklung. In den letzten Jahren drastisch verlängerte Horizontalbohrstrecken sowie Verbesserungen bei der Komplettierung erhöhen die maximale Ausbeutung und verringern die Anzahl der erforderlichen Bohrungen. Die Erhöhung der

Bohrreichweite erlaubt in vielen Fällen die Anwendung von trockenen Bohrlochköpfen für die Feldentwicklung z.B. mit TLPs, SPARs usw.

- Verbesserte Lagerstätten-Modellierung und moderne seismische Methoden erlauben ein effektives Petroleum Engineering.

Produktion und Transport

- **Absicherung der Fließfähigkeit:**
Im tiefen Wasser liegen die Wassertemperaturen in der Nähe des Gefrierpunktes. Wachsablagerungen oder Hydrate in Pipelines und Flowlines bilden sich schnell. Bislang übliche Lösungen wie die Injektion von Chemikalien und/oder Isolierung müssen den speziellen Tiefwasser-Verhältnissen angepaßt werden.

- **Überbrückung der Wassersäule:**
In allen Tiefwasser-Entwicklungen müssen eine Reihe von Komponenten die gesamte Wassertiefe überbrücken, z.B. Riser zur Produktion und zum Bohren, Umbilicals für Steuerungsleitungen, Verankerungssysteme etc. Die sehr großen Wassertiefen erfordern ein neues oder verbessertes Gerät, um die hohen Kräfte bei der Installation von Komponenten, Pipelines und Flowlines aufzunehmen.

- **Behandlung von Begleitgas:**
Begleitgas ist i.a. im Überschuß vorhanden. Die Behandlung dieses Gases stellt immer wieder ein Grundproblem dar. Häufig ist die Re-Injektion die einzige Möglichkeit, das Gas loszuwerden, solange nicht eine geeignete Infrastruktur für die Vermarktung des Gases vorhanden ist. Abfackeln ist ökologisch nicht zu vertreten. Weitere Möglichkeiten sind geeignete Konversionen zu Flüssigkeiten, die wiederum erst bei sehr großen Mengen attraktiv sind und völlig neue Konzepte erfordern.

- **Unterwasserkomponenten:**
Zahlreiche neue Komponenten, wie Mehrphasenpumpen, Unterwasserseparatoren, Wärmetauscher, Elektroausrüstungen, Tauchkreislumpen, Mehrphasen-Meßgeräte, sind für den Tiefwassereinsatz in der Entwicklung notwendig bzw. werden dringend benötigt.

Lagerung und Verladung

- Wenn die Ölproduktion unmittelbar verschifft werden soll, sind sowohl eine Zwischenlagerung der Produktion als auch geeignete Verladeeinrichtung erforderlich. Gefordert ist häufig eine Lagerkapazität von 1 Million Barrel.

Sicherheit und Umweltschutz

- Wie einleitend gesagt, nehmen die Anforderungen an Sicherheit und Umweltschutz immer mehr zu.

2.4.3 Tiefwasser-Feld-Entwicklung

EXXON stellt eine Option zur Entwicklung eines Ölfeldes in Westafrika in Bild 8 [3] dar.

Hier ist das Zusammenwirken der Hauptkomponenten erkennbar:

- deep draft caisson vessel, in Analogie zum SPAR-Konzept, mit abgeteufte Horizontalbohrungen,
- floating production vessel mit riser,
- tanker loading point,
- Verbindungsleitungen, die nicht den Meeresboden erreichen.

2.4.4 Floating LNG Plant

Um ein großes Offshore Gasfeld attraktiv zu entwickeln, präsentierte MOBIL auf der World Gas Conference, Kopenhagen 1997, das Konzept des Floating LNG Plant (Bild 9). Eine quadratische Betonbarge (160 m x 160 m) mit Moonpool in der Mitte wird im Feld verankert. Die Anlage ist ausgelegt für 1 bcf/d Feed Gas mit einer Produktion von 6 Millionen t/d LNG und bis zu 55.000 b/d Kondensat.

Das Konzept bietet große ökonomische Vorteile gegenüber der bisherigen Methodik, da separate Fördereinrichtungen vor Ort, Pipeline zum Land, LNG Anlage an Land, Hafenanlage zur Verladung des LNG, hier in einer Einheit zusammengefaßt werden.

2.4.5 Ausblick

Obwohl die dargestellten Beispiele nach wie vor eine Tendenz zur "Großtechnologie" aufweisen, läßt sich für den Technologieschub der nächsten Dekade folgendes absehen:

- verbesserte Kosteneffizienz,
- kleinere Einheiten als von den Feldentwicklungen der Nordsee bekannt,
- mehr Komponenten unter Wasser.

Insgesamt zeichnet sich die Tendenz ab, die gesamte Förderanlage unter Wasser zu bringen. Dieser Ansatz ist bereits vor Jahren aufgebracht worden. Bild 10 zeigt eine derartige Zusammenstellung.

3. Sehr flaches Wasser -- eine geringere Herausforderung ?

3.1 Was ist "sehr flaches Wasser"?

Auch hier gibt es keine einheitliche Definition für die Wassertiefe. Erst eine Durchsicht typischer Projekte und Problemstellungen vermittelt Werte, die bei null bis vier Metern liegen dürften. Charakteristisch sind die nahezu amphibischen Anforderungen. Hier haben gerade norddeutsche Firmen wegen ihrer Nähe zum Wattenmeer eine gute Vorstellung von den Besonderheiten.

3.2 Ressourcen und Entwicklungen

Flachwassergebiete wie vorstehend definiert, gibt es an vielen Stellen auf der Welt. Die ausgedehnten Sumpf-Gebiete in Nigeria und Louisiana gehören ebenso dazu wie das Gebiet im nördlichen Gulf of Kutch (Indien) und das nördliche Kaspische Meer.

Auch hier sind große Lagerstätten zu finden. Im Kaspischen Meer -- allerdings insgesamt betrachtet -- werden sehr große förderbare Reserven in Höhe von 34 bis 200 Milliarden Barrel Öl und 7.500 Milliarden m³ Gas erwartet. Das entspricht in seiner Bedeutung der Nordsee.

Zum Vergleich: das Mittelplate Feld ist mit rund 27 Millionen Tonnen [8] (ca. 200 Millionen bbl) förderbaren Reserven das größte Ölfeld Deutschlands.

Interessant ist, daß viele dieser Gebiete im

Bereich der Urstromtäler der großen Flüsse liegen und sich durch ihre Sedimentstrukturen auszeichnen. Es ist aufgrund der geologischen Zusammenhänge kein Zufall, daß zahlreiche Tiefwasser-Lagerstätten nur unweit dieser Flachwasser-Lagerstätten liegen, (vgl. Bild 1).

3.3 Technologische Herausforderungen und Feldentwicklungskonzepte

3.3.1 Aufgabenstellungen

Die zu lösenden Probleme bei der Entwicklung von Öl- und Gasfeldern in Flachwassergebieten beinhalten u.a. (vgl. Tabelle 3):

- Verladung
Seegehende Tanker haben wegen ihres Tiefgangs keinen Zugang zu einer unmittelbaren Verladestelle im Feld. Daher sind Sonderlösungen mit Flachwasser-Hafenanlagen oder lange Export-Pipelines erforderlich.
- Transport von Öl und Gas
Im flachen Wasser wird eine besondere Verlegetechnik beim Pipelinebau benötigt. Eventuelle Shuttle-Tanker müssen mit ganz besonders geringem Tiefgang auskommen.
- Produktions- und Bohranlagen
Produktions- und Bohranlagen -- i.a. bestehend aus Großmodulen mit Gewichten zwischen 500 t und 1.000 t -- müssen an die Lokation gebracht werden.
- Die Frage nach dem Träger für alle Anlagen an der Lokation:
Künstliche Insel, abgesetzte Barge oder aufgeständerte Plattform stellen Alternativen dar. Unmittelbar damit verbunden ist die Frage nach An- und Abtransport der Module und späterem Zugang im Betrieb.
- Ökologisch sensible Flachwassergebiete:
Gerade hier stellen die Umweltschutzanforderungen besondere technische Herausforderungen an den Ingenieur. Hinzu können noch zusätzlich erschwerende Umweltbedingungen kommen -- wie die kaspischen Eisverhältnisse.

- Spezielle Umweltbedingungen:
Wasserspiegelschwankungen infolge Tide oder Windstau können in der Größenordnung von mehreren Metern liegen (im Gulf of Kutch bis zu 8 m und mehr). Daneben stellen Eisverhältnisse (wie z.B. im Kaspischen Meer) erhebliche Probleme für die Standsicherheit von Bohr- und Förderanlagen dar.

3.3.2 Bohrkonzept: North Caspian Project

1997 unterzeichnete OKIOC (Offshore Kazakhstan International Operating Company), ein Zusammenschluß der Firmen SHELL, AGIP, British Gas plc. BP, MOBIL, STATOIL, TOTAL und Kazakhstan Caspishelf (KCS), ein Production Sharing Agreement mit der Republik Kasachstan, um zunächst mehrere Explorationsbohrungen niederzubringen. Das Konzessionsgebiet umfaßt rd. 6.000 km² und liegt im nördlichen Kaspischen Meer (vgl. Bild 11), in der Nähe des bekannten Onshore-Feldes Tengiz, in dem Chevron Operator ist. Drilling Contractor ist Parker Drilling, die früher als Mallard Bay Drilling firmierten.

Die Wassertiefe auf der ersten Lokation (Kashagan East) beträgt 3,74 m. Zu den o.a. Flachwasserproblemen kommen spezielle Probleme des Kaspischen Meeres hinzu: Die Baumöglichkeiten sind eingeschränkt, da dort nur wenige qualifizierte Werften arbeiten und die Zugänge zum Kaspischen Meer in Bezug auf Wassertiefe und schiffbare Breite limitiert sind. So können z.B. Einheiten mit einer Breite von mehr als 16,5 m nur in Teilen zerlegt in das Kaspische Meer gebracht werden.

IMPac hat die Konzeptentwicklung für die erste Bohrplattform im nördlichen Kaspischen Meer vorangetrieben und wirkt in zahlreichen Einzelaufgaben mit (Bild 12). [5], [6], [7].

Das ausgewählte Konzept besteht aus einer Swamp-Barge als Zentraleinheit (Rig 257), die von Nigeria nach Louisiana verbracht und dort umgebaut wurde. Seitliche "Sponsons" wurden vorgesehen, um zusätzliche Ausrüstung aufzunehmen und gleichzeitig die notwendige Eisverstärkung der Außenwände zu erreichen (bis 32 mm Wanddicke). Die Sponsons enthalten u.a. die Rampen und Einhausung für drei amphibische Spezialfahrzeuge (ARKTOS), die zur denkbaren Evakuierung von 100 Mann

Sommer wie Winter eingesetzt werden können.

Der Transport der Zentraleinheit erfolgte mit einem Dockschiff von Louisiana zum Schwarzen Meer, von dort wurde die Barge dann auf eigenem Kiel durch den Wolga-Don-Kanal nach Astrachan geschleppt.

Die Sponsoren wurden bei der Lindenau-Werft in Kiel gebaut und über Ostsee und Wolga geschleppt.

Der Zusammenbau erfolgt bei Aker Maritime in Astrachan, Rußland. Die Barge mit den Dimensionen 84,5 m x 52,7 m wird damit zur "world's largest posted barge". Im schwimmenden Zustand wird die Plattform bei einem Tiefgang von 2,25 m ein Gewicht von 7.500 t haben. Auf Lokation, im abgesenkten Zustand, wird das Gesamtgewicht der Plattform dann über 25.000 t betragen. Dieses Gewicht ist notwendig, damit die Plattform nicht von den extremen horizontalen Eiskräften von bis zu 35 MN horizontal verschoben werden kann.

Bild 12 zeigt die vorinstallierte Berme mit installierten Pfählen zum Vorab-Brechen des Eises. Bild 13 zeigt einen Eisversuch mit einer modellierten Eisdicke von 1,1 m im Testtank der Hamburgischen Schiffbau-Versuchsanstalt (HSVA). Bild 14 zeigt den 1.100 t schweren Steuerbord-Sponson unmittelbar nach dem Tow-out bei Lindenau.

3.3.3 Konzepte für Produktionen und Transport

3.3.3.1 Künstliche Insel

Ein echtes Flachwasserkonzept mit künstlicher Insel zur Produktion von Öl ist die Mittelplate-Feldentwicklung. Sie ist ausführlich in der Literatur dargestellt ([8] und [9]). Bild 15 verdeutlicht die Komplexität bei Transport und Installation der Module, für die IMPaC verantwortlich zeichnete.

3.3.3.2 Plattform

Ein Flachwasser-Plattform-Konzept stellt das Escravos-Lagos-Pipeline-Projekt dar. Drei Kompressorstationen, auf Plattformen je 125 m x 25 m, in Wassertiefen um 3 m waren in den Creeks des Escravos River, Nigeria, zu installieren.

Die Plattform-Module wurden in Holland vorgefertigt, mit einem Dockschiff nach Nigeria transportiert, im offenen Wasser der Escravos-Mündung entladen und auf eigenem Kiel zur Lokation verschleppt. Vorinstallierte Pfähle waren zur Aufnahme der Decks bestimmt. Mit zwei Spezial-Hebe-Pontons ("Tom" und "Tina") wurden sodann Modul für Modul aus dem Wasser gehoben und auf die Pfahl-Unterkonstruktion gesetzt, (Bild 16). Wenn auch die Installationsmethode von der der Mittelplate abwich, so waren doch die dahinterstehenden Gedankengänge und Konzeptionen zur Bewältigung der Aufgabe ähnlich.

3.3.3.3 Plattform KCDP-B

Ein weiteres Projekt in Nigeria sei erwähnt. Das Wasser ist mit 20 m Tiefe nicht "sehr flach", doch das Projekt ist wegen seiner Bezüge zu o.a. technologischen Herausforderungen bemerkenswert.

Die Plattform KCDP-B, rd. 35 sm südlich von Port Harcourt, wurde von einem Versorger mit rd. 10 kn Geschwindigkeit gerammt (Bild 17). Zwei Maßnahmen wurden umgehend eingeleitet:

- a) Eine Notreparatur, um temporär die Standsicherheit zu sichern, auch wenn die Ermüdungsfestigkeit eingeschränkt ist,
- b) Ein Teil-Neubau der Plattform. Hierbei war zu beachten, daß die laufende Förderung möglichst wenig beeinträchtigt wird. Vor allem darf die Sicherheit der Conductor Pipes und der Riser bei der Installation der neuen Plattform nicht beeinträchtigt werden.

Die Ingenieurarbeiten wurden von IMPaC in enger Abstimmung mit SHELL durchgeführt.

Bild 18 zeigt ein Neubaukonzept, das verschiedene z.T. ungewöhnliche Elemente miteinander verknüpft:

- Die Bohrlochventile werden so verschlossen, daß die Bohrlochköpfe abgenommen werden können. Dies geschieht in gleicher Weise wie schon bei der Kuzey Marmara Decks-Installation, (vgl. Bild 19) und [10].
- Das unbeschädigte Deck wird abgenommen.

- Die beschädigten Plattformteile werden unter Wasser geschnitten und entfernt. Die untere Ebene des Jackets bleibt als Schablone erhalten.
- Das neue Teil-Jacket wird auf die Schablone gesetzt und vernagelt.
- Das Deck wird nach einer Überholung wieder aufgesetzt.

Die Plattform KCDP-B ist Teil des KC Plattformkomplexes. Er besteht aus zwei Förderplattformen, einer Prozeßplattform und einer Fackelplattform, mit einer Auslegungsförderrate von 30.000 bopd. Die Produktion geht über eine 10" Export-Leitung an Land und weiter nach Bonny Island (Bild 20).

Die genannten Arbeiten gehören zu einem größeren Arbeitskomplex, bei dem die gesamte Anlage überholt wird und auf voll automatisierten Betrieb umgestellt wird. Die Betrachtung aller Systeme inklusive der Hazop-Untersuchung und einer IPF-Klassifizierung (Instrumented Protection Function) gehört dazu.

3.3.4 Konzept für eine Pipeline Verlegung

Der Landfall der Europipe (Statoil) mit seinen umfangreichen Problemen im deutschen Wattenmeer ist in der Literatur dargestellt worden [11]. Bild 21 zeigt einen Längsschnitt durch die sensible Strecke mit Tunnel, Tie-in Chamber und Flachwasseranschluß. Das Bild verdeutlicht auch die neuartige Methode, die Zwillingspipeline in den Tunnel einzuschwimmen.

3.3.5 Konzept für die Zwischenlagerung von Öl

Für die Zwischenlagerung von Öl stellte sich ein interessantes Problem in nicht ganz so flachem Wasser. Im Prinos Feld, Nord Ägäis (30.000 bopd, 30 m Wassertiefe, Erdbebengebiet), zeigte sich, daß das Drain System mit Abscheidung nicht ausreichend arbeitete und daß ein zu hoher Prozentsatz an Kohlenwasserstoffen in die See austrat. Aufgrund der völligen Decks-Auslastung der Plattform sowie der Erdbebenproblematik war es nicht möglich, zusätzliche Ausrüstung zur Separation auf die Plattform zu bringen. Daraufhin wurde ein Unterwassertank als Unterwasser-Separator konzipiert, der in 30 m Tiefe vor die Prozeßplattform auf dem Meeresboden installiert wurde. Bild 22 zeigt den Tank vor seiner Installation.

Ausgehend von den Erfahrungen mit diesem Tank, insbesondere mit der Vielzahl von zu berücksichtigenden Systemen wie Chemikalien-Injektion, Pumpensystem, Entgasungssystem, Probeentnahmesystem etc. konnte in weiteren Untersuchungen gezeigt werden, wie sich solche Tanks als Zwischenlagertanks einsetzen lassen. Bild 23 zeigt eine der Lösungen für 200 m Wassertiefe, die für eine große Ölgesellschaft untersucht wurde.

3.3.6 Offshore-Verladung von Flüssiggasen

Die Verladung von cryogenen Gasen an einer Ladebrücke ist Stand der Technik. Ganz anders aber ist es um die Verladung kalter Gase Offshore bestellt.

Die Firma Reliance, Bombay, hatte die Aufgabe gestellt, 200.000 t/a Flüssig-Ethylen -- das ist immerhin ein Drittel der Welttransportkapazität von Flüssig-Ethylen -- zu ihrer Chemieanlage in Hazira, ca. 250 km nördlich von Bombay, anzulanden. Konventionelle Methoden kamen aufgrund der extremen Flachwasser-Problematik (Wassertiefe unter 2 m), die zudem mit 5 m - 8 m Tidehub erschwert wurde, nicht in Frage. Im Zusammenhang mit einem Engineering, das sich über alle Teilbereiche der Ethylen-Anlandung erstreckte (inklusive der Konzeption dreier LEG-Shuttletanker), entwickelte IMPaC ein Shuttleanker-Verladesystem.

Mechanische Ladearme zur Verladung vom seegehenden Tanker auf den Shuttleanker sind wegen ihrer Masse im Offshore-Einsatz nicht akzeptabel. Daher wurden Möglichkeiten zum Einsatz von Schläuchen untersucht -- eine Lösung, die bis dahin nur in extremen Notfällen verwandt worden ist. Eine sorgfältige Auswahl der Materialien, eingehende Tests, Klassifikation der Schläuche und ein passendes Übergabesystem haben dann den Einsatz ermöglicht [12]. Mit dem System sind inzwischen mehr als 3.000 Übergabeoperationen unter allen zulässigen Wetterbedingungen erfolgreich durchgeführt worden (Bild 24).

4. Warum Betrachtung der Extreme?

Die Gegenüberstellung von technologischen Problemen für sehr große Wassertiefen sowie sehr geringe Wassertiefen übt einen eigentümlichen Reiz aus. Augenscheinlich sind die Probleme völlig unabhängig voneinander.

So treten typische Tiefwasserprobleme wie der extreme hydrostatische Druck am Seeboden nur dort auf.

Sicherlich ergeben sich die technologischen Probleme im Flachwasser auch daraus, daß trotz der Exploration in den Sumpfgebieten Louisianas in den 40er und 50er Jahren die Flachwassergebiete in gewisser Weise als Nische angesehen wurden. Neu jedoch sind die Fragen der extremen Horizontalkräfte durch Eis, die Fragen der Installation von schweren Modulen und der umweltschonenden Pipelineverlegung.

Für beide Bereiche gleich sind die Fragen der minimalen Emission von Kohlenwasserstoffen im Abgas bzw. Abwasser. Selbstverständlich gibt es eine stetige gegenseitige Befruchtung der Technologien in allen Fragen der Prozeßanlagen und der Hilfsanlagen. Spezieller schon sind Überlegungen der Technologienutzung von Unterwasser-Bohrloch-Einrichtungen im Flachwasser unterhalb des Seebodens, um z.B. Eiskräften auszuweichen.

Eine Gemeinsamkeit liegt in jedem Fall im "Ungewöhnlichen". Die technologischen Probleme im Tiefwasser sind ungewöhnlich, weil hier technisches Neuland beschriftet wird. Zahlreiche Aufgaben des Flachwassers führen gleichfalls in technisches Neuland. Gemeinsam bei den Grenzwassertiefen bleibt der Trend zu

- kleineren und effektiveren Prozeßanlagen.
- Reduzierung von Hilfsanlagen.
- Autonomie des Betriebes mit minimaler menschlicher Intervention. Dies hat wiederum erheblichen Einfluß auf die Gestaltung und den Umfang der Hilfsanlagen.
- leichtere Komponenten.

Dieses Papier würde sein Ziel erreichen, wenn junge Ingenieure angeregt würden, ihren Blick zu schärfen für ungewöhnliche Problemlösungen, hinaus über die direkte Extrapolation des bisher Gemachten.

5. Dank

Für die freundliche Genehmigung, Projektdaten zu veröffentlichen, möchte der Verfasser seinen Dank richten an SHELL Petroleum Development Company of Nigeria, MOBIL Technology Company, OKIOC und EXXON.

Weiterhin gilt der Dank den IMPaC Mitarbeitern, die durch ihre Arbeit viele der ungewöhnlichen Probleme ungewöhnlich gelöst und die Erstellung dieses Papiers unterstützt haben.

6. Literatur

- [1] J.E. Preedy:
"Deepwater Developments / New Technology"; OCS FPSO Course, 1998 Houston
- [2] M.J.Bailey, E.A.Haan:
"Predicting the Technical Innovations Required to Economically Develop New Deep Water Fields Worldwide in the Next 10 Years"; Deep Tec Conference, Januar 1999, Aberdeen,
- [3] The Lamp, Exxon, Vol. 80 No. 4
- [4] W.-D. Longrée:
"Offshore Structures & Engineering Aspects of Low Cost Development"; Oil Gas, European Magazine, 2/88
- [5] J. Beckmann:
"Louisiana Swamp Barge Converted to Drill off Kazakhstan"; Offshore, September 1998
- [6] J. Bradbury:
"Giant Approaches Kazakhstan's Black Gold"; Euroil, September 1998
- [7] W. Kühnlein:
"North Caspian Project: Exploration in 4 m Wassertiefe als große Herausforderung?"
TU Berlin, Februar 1999
- [8] E. Hoffmann:
"Mittelplate 'in der Zange'; Deutschlands größtes Erdölfeld in der Entwicklung"; Erdöl, Erdgas, Kohle, 6/1998
- [9] K. Jungk:
"Transport und Verschub von Großmodulen für das Offshore-Projekt Mittelplate A"; Erdöl, Erdgas, Kohle, 1988, Heft 11
- [10] "German Contractors Keep Role in Turkish Offshore Gas Project"; Offshore, August 1998
- [11] Julian McKay, P. Rischmüller:
"Pipelines in Shallow Waters"; Offshore Engineer, February 1995
- [12] Kurt Jungk, P.M.S. Prasad:
"Offshore Ship-to-Ship Transfer of Liquefied Ethylene"; Schiff & Hafen / Seewirtschaft, Heft 2/1991

Area/ Field Name	Water Depth	Reservoir / Production Characteristics	Development Characteristics	Start of Production / Remarks
Brazil				
Marlim (Petrobras)	625 m 1.000 m		3-Phase Development: Field Pilot started in 1991, 10 subsea completed wells SS FPF, Monobuoy Phase 2: 2 SS, more than 50 Subsea wells Phase 3: 4 FPSO's P-32,33,35&37 with a combined production capacity of 400000 bopd and a storage capacity of 2000000 bbl each, Subsea Wells	1991
Albacora (Petrobras)	375 m, 525 m 1.150 m, 1.300 m		Current Phase: 2 semisubs, 75 subsea wells will be drilled in total. Future Phase: 63 subsea wells FPSO P-31	
Barracuda	855 m		Pilot phase: FPSO, 11 subsea completed wells Future development: 3 SPU at 750 m, 850 m, 950 m waterdepths, 119 subsea wells	
US / Golf of Mexico				
Lena (Exxon)	305 m		Guyed Tower	
Baldpate (Amerada Hess)	502 m	Rec res estim. 130 mbbl, 45000 bopd, 200 mscfd	Compliant piled tower	1998
Petronius (Texaco)	535 m	60000 bopd, 100 mscfd	Compliant piled tower	1999
Joliet (Conoco)	540 m		1.600 t TLWP (Tension Leg Wellhead Platform)	
Auger (Shell)	870 m	Ultimate recovery est. 220 mbbl oil equivalent	TLP for permanent drilling & production	1994
Mars (Shell)	897 m	Rec. res. est. 500 mbbl oil equivalent; 140000 bopd, 140 mscfd	TLP	1996
Ram-Powell (Shell)	980 m	Rec. res. est. 260 mbbl; 60000 bopd; 200 mscfd	TLP	1997
Ursa (Shell)	1.159 m	Rec. res. est 400 mbbl oil equiv; 150.000 bopd, 400 mscfd; initial well rate up to 30000 bopd and 80 mscfd	TLP 63.000 t	1999
Mensa	1.645 m	720 billion scf gas; 300 mscfd	3 wells connected to ss-manifold (5 miles away) tied back to Shallow water platform West Delta 143 via 63 mile 12" flowline	1997
Neptune (Oryx)	350 m	25.000 bopd, 30 mscfd of gas	Spar with 3-level integrated deck, diameter 22 m , draft 200 m, 13.000 t	
Genesis (Chevron)	780 m	55.000 bopd 72 mscfd	Spar, diameter 40 m , draft 214m, weight of deck 25.000 t, weight of hull 30.000 t, oil storage 750.000 bbl	
Europe (UK)				
Foinhaven (BP)	400 m - 600 m 461	Rec res estim. 250 mbbl - 500 mbbl	FPSO (Petrojarl IV) turret mooring, 2 drilling centres (DC1: 8 subsea prod wells, 2 gas injection wells, 4 water injection wells, DC2: 6 prod. wells, 3 water inj. wells); service life 25 years Storage 302000 bbl	1997
Schiehallion (BP)	350 m - 500 m 400 m	Rec res est. 250 mbbl - 500 mbbl; 142000 bopd	FPSO 29 subsea wells, storage 893000 bbl	1998
Europe / Norway				
Snorre	308 m		Steel TLP	
Heidrun	345 m		Concrete TLP	
Norne (Statoil)	380 m	170000 bopd	FPSO; storage 724000 bbl	1997
Voering Basin	1.400 m		Exploration activities in 1.270 m	
More Basin				
Europe (Mediterranean)				
Aquila (Agip)	850 m	19.000 bopd	FPSO; storage 550000 bbl, estimated service life 7 years	1997
SE Asia / China				
Liuhua	305 m	65.000 bopd	One FPS for drilling, workover and large power station One FPSO, (Turret moored)	
Lufeng 22-1 (Statoil)	333 m		FPSO with submergeed turret production disconnecting in bad weather conditions, 5 subsea horizontal production wells, artificial lift, storage 650000 bbl	1998
SE Asia / Indonesia				
Aceh	1.200 m		Lightweight TLP considered	
SE Asia / Phillipines				
W Linapacan	350 m	30.000bopd	FPSO; 3 initial wells subsea completed	
Malampays (Shell/ Oryx)	900 m		Subsea wells tied back to shallow water GBS with storage for condensate	
SE Asia / Malaysia				
	1.200 m		Exploration activities	
SE Asia / Thailand				
West Africa / Nigeria				
Bonga (Shell)		rec reserves 500 mbbl	FPS / subsea	2001
West Africa / Equ. Guinea				
Jade/Zafiro (Mobil)	100 m - 600 m	rec reserves 300 mbbl Phase 1: 40000 bopd Phase 2: 90000 bopd	FPSO; 8 satellite wells	Ph 1: 1997 Ph 2: 1999
West Africa / Angola				
Banzala (Chevron)		rec reserves 100 mbbl	Platform	2000 expected
Dalia I (ELF)		800 mbbl	FPS / EPS / subsea	2001 expected
Dalia II (ELF)		rec reserves 700 mbbl	FPS / subsea	2001 expected
Girassol (ELF)		rec reserves 700 mbbl	Very large FPSO; about 40 subsea wells; 3 drilling centres	2000/2001
Kuito (Chevron)		700 mbbl	FPS	1999
Landana (Total)		rec reserves 500 mbbl	FPS / subsea	2001 expected
Minzu (Chevron)		rec reserves 52 mbbl	FPS	2002 expected
West Africa / Congo-Brazzaville				
Moho (ELF)				
Australia				
Liminara	385 m	170.000 bopd	FPSO permanently on location (20 years); 6 subsea wells from Laminaria plus 12 prod wells from Corallina Field, storage 1400000 bbl.	1999

Tabelle 1 Typische Tiefwasser Feld Entwicklungen

(FPF: Floating Production facility)
(FPSO: Floating Production, Storage and Offloading Vessel)
(TLP: Tension Leg Platform)
(SS: Semisubmersible)
(GBS: Gravity Base Structure)
(mbbl: million barrel)
(mscfd: million standard cubic feet of gas per day)
(bopd: barrel of oil/day)

Exploration	Production	Storage	Transport	Loading / Unloading
High Reliability of Facilities during whole life cycle				
High Standard for Health, Safety and Environment				
High Cost Efficiency				
Sustainable high production rates per well / high ultimate recovery wells	Well stream boosting by electr. submersible pumps	Subsea storage of 1 mbbl of oil or more	Flow assurance of gases and liquids	Loading of cryogenic gases
Riserless or subsea drilling	Well stream boosting by multiphase pumps		Pipeline installation	
	Subsea separation			
	Seabed raw water injection			
	Seabed heat exchanger			
	Subsea electrical power distribution			
	Multiphase metering			
	Disposal of associated gas (re-injection, gas to liquids)			
	Floating LNG production			

Tabelle 2 Typische technologische Herausforderungen in Tiefwasser-Entwicklungen

Exploration	Production	Storage	Transport	Loading / Unloading
High Reliability of Facilities during whole life cycle				
High Standard for Health, Safety and Environment				
High Cost Efficiency				
Access with heavy equipment	Access with heavy installation equipment		Pipeline installation	
Rescue methods, esp. in harsh environment	Rescue methods, esp. in harsh environment		Specialized Shuttle Tanker	
Stability against horizontal loads in ice conditions	Disposal of associated gas			
	Gas to power			

Tabelle 3 Typische technologische Herausforderungen in Flachwasser-Entwicklungen

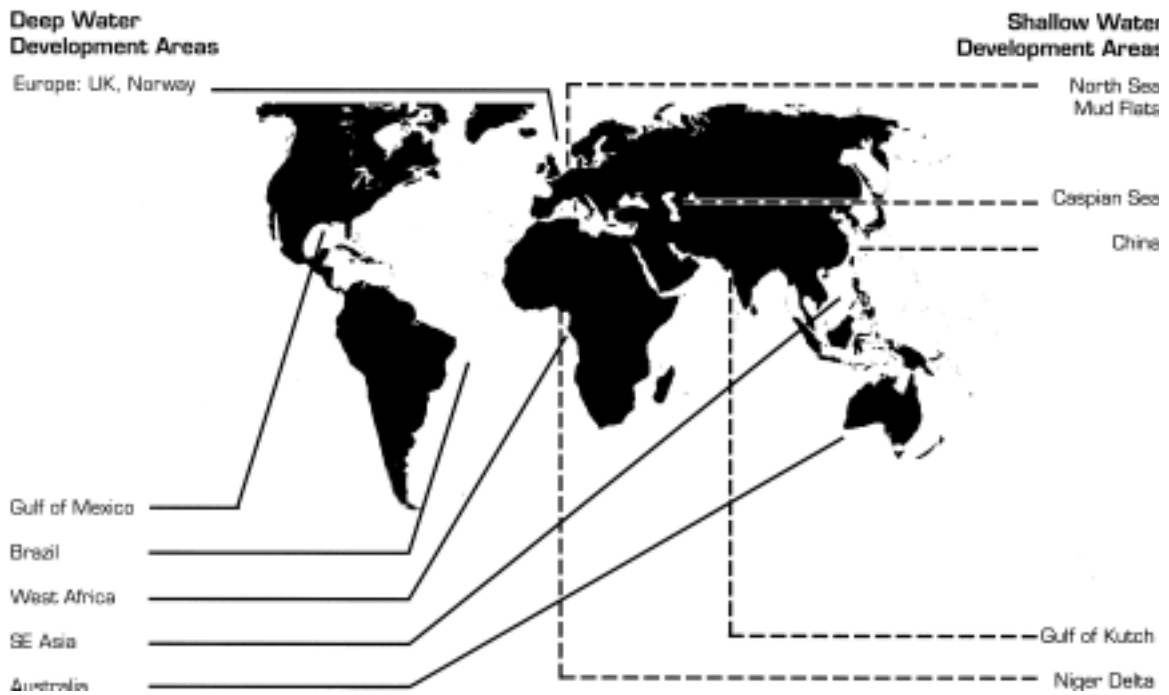


Bild 1: Wichtige Tiefwasser- & Flachwassergebiete für die Öl- & Gasförderung

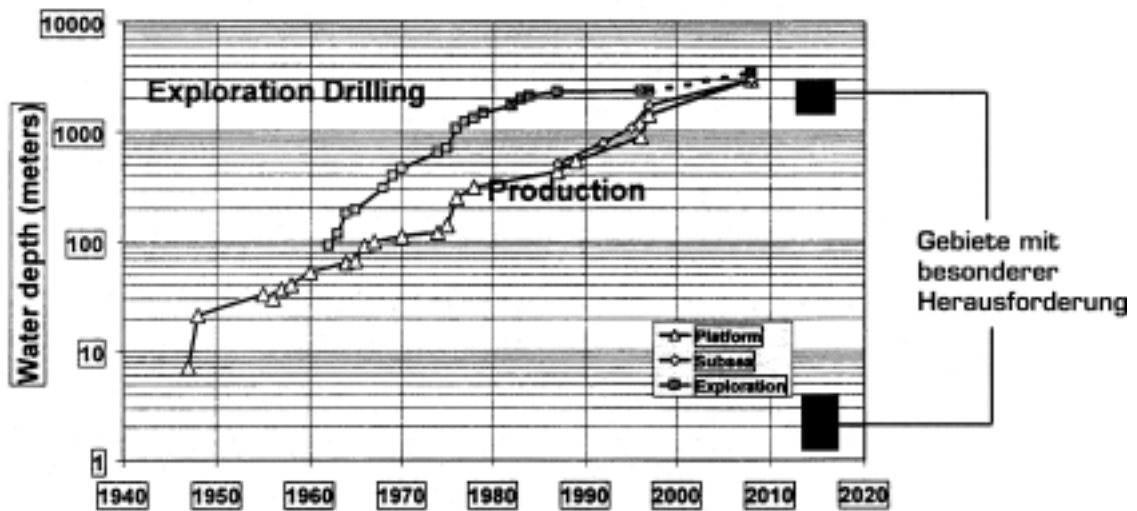


Bild 2: Erreichte bzw. erwartete Wassertiefen für Exploration und Produktion (nach [2])



Bild 3: Tiefwassergebiete an der Westküste Afrikas [8]

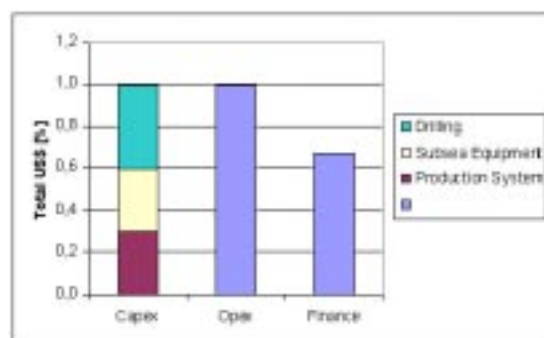


Bild 5: Größenordnungen von Investitionskosten, Betriebskosten und Finanzierungskosten

Bild 4: Größenordnungen von Investitionskosten, Betriebskosten und Finanzierungskosten

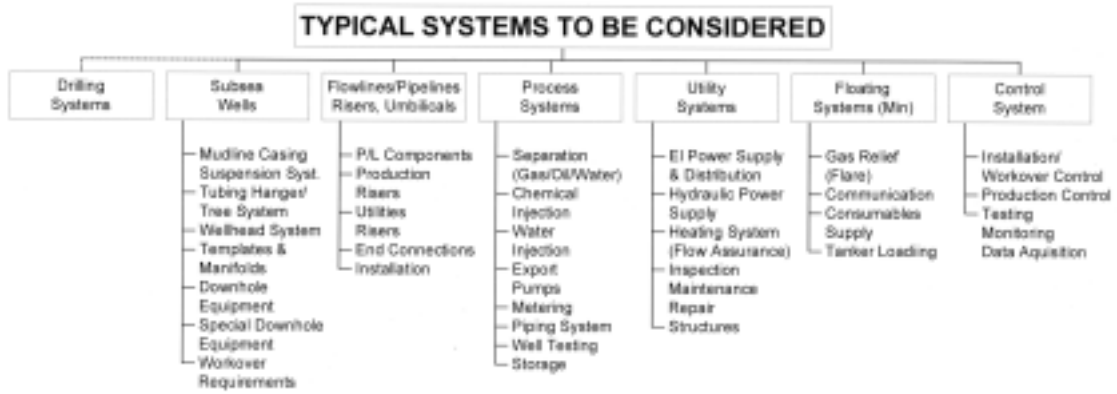


Bild 5: Hauptsysteme für Tiefwasser-Entwicklungen

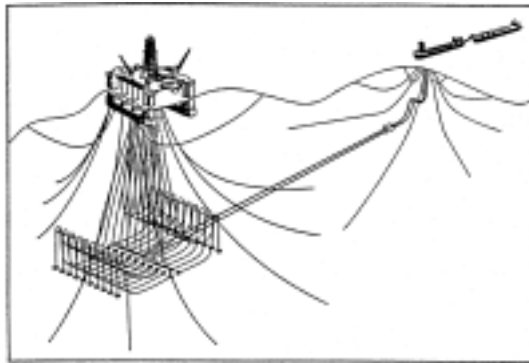


Bild 6: Tiefwasser Feld-Layout (Liuhua)

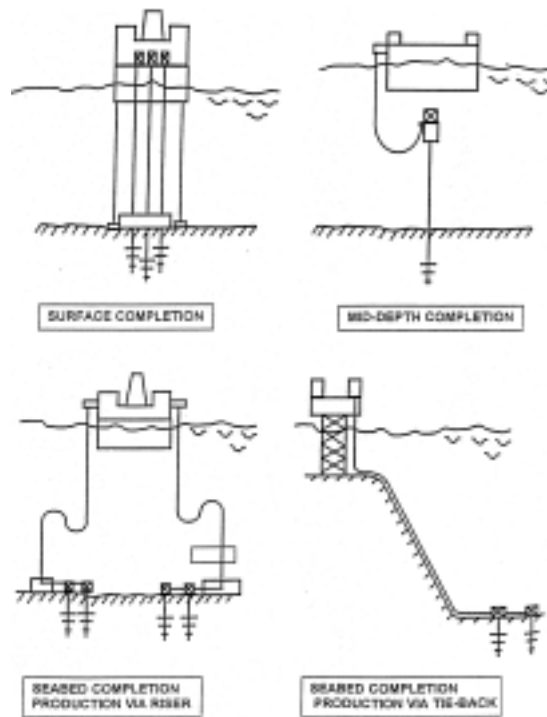


Bild 7: Produktionsschemen für Tiefwasser

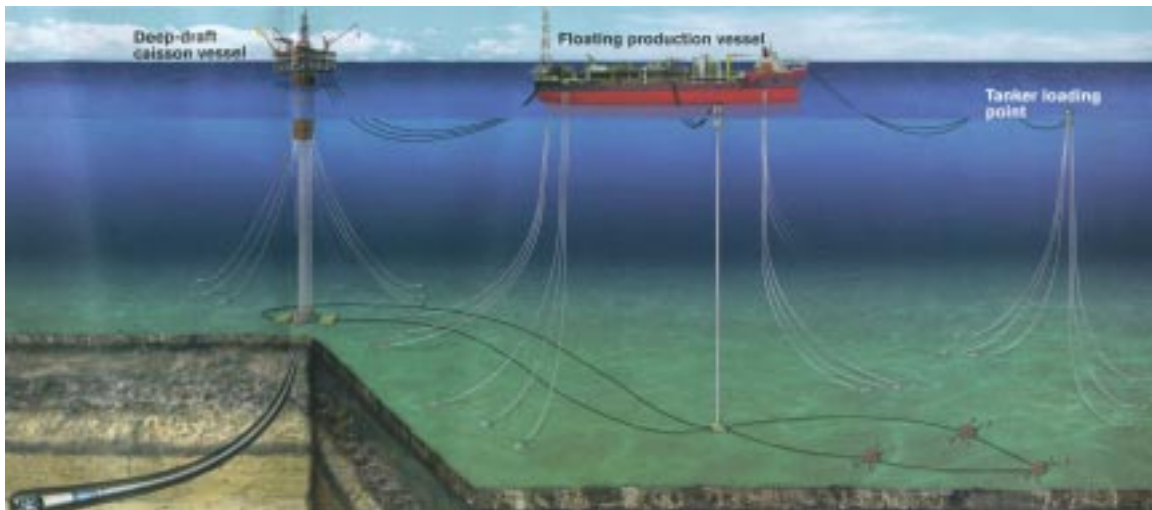


Bild 8: Tiefwasser Feld-Layout (Exxon)



Advantages of Floating LNG

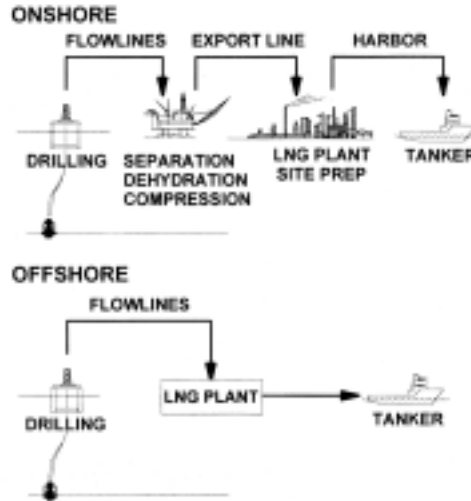


Bild 9: Floating LNG Plant (Mobil)

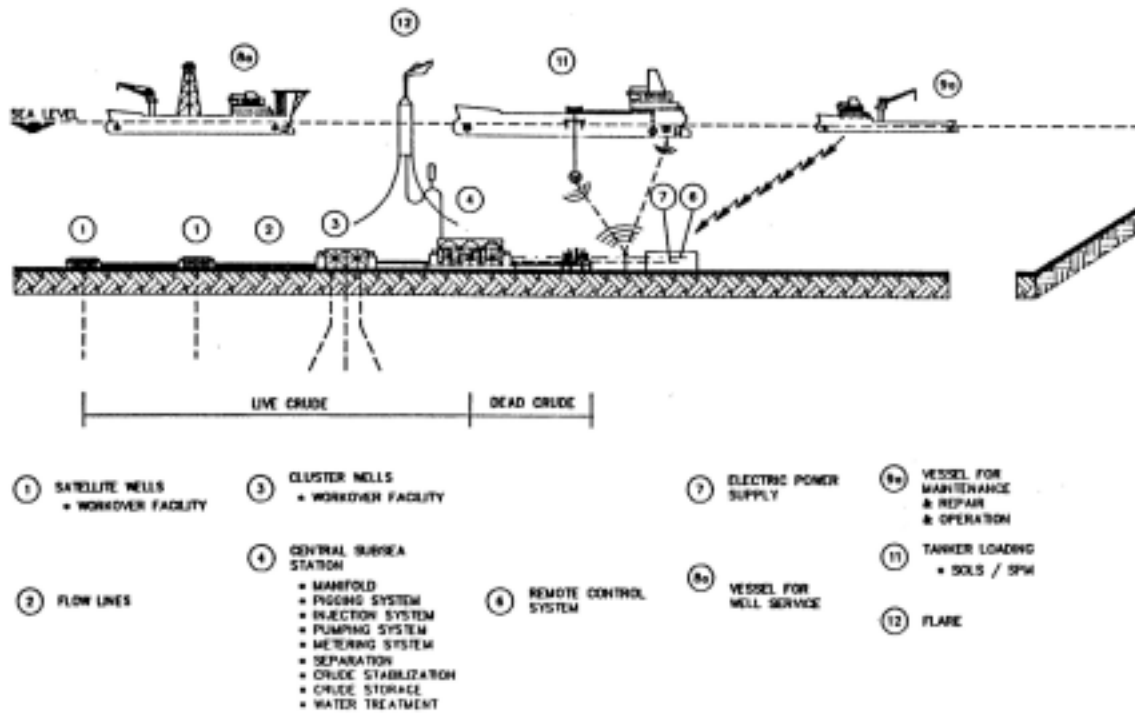


Bild 10: Tiefwasser Feld-Layout (Surface Independent Systems)

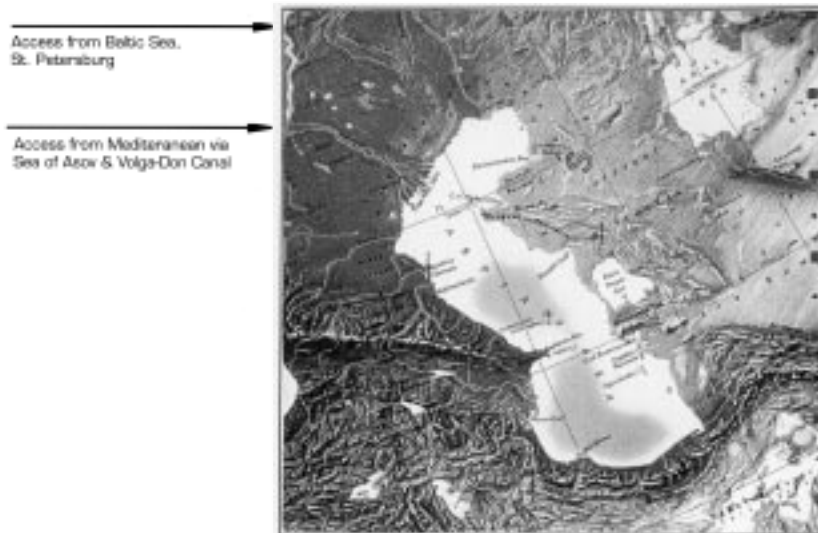


Bild 11: Flachwasser-Lokationen der OKIOC im Kaspischen Meer

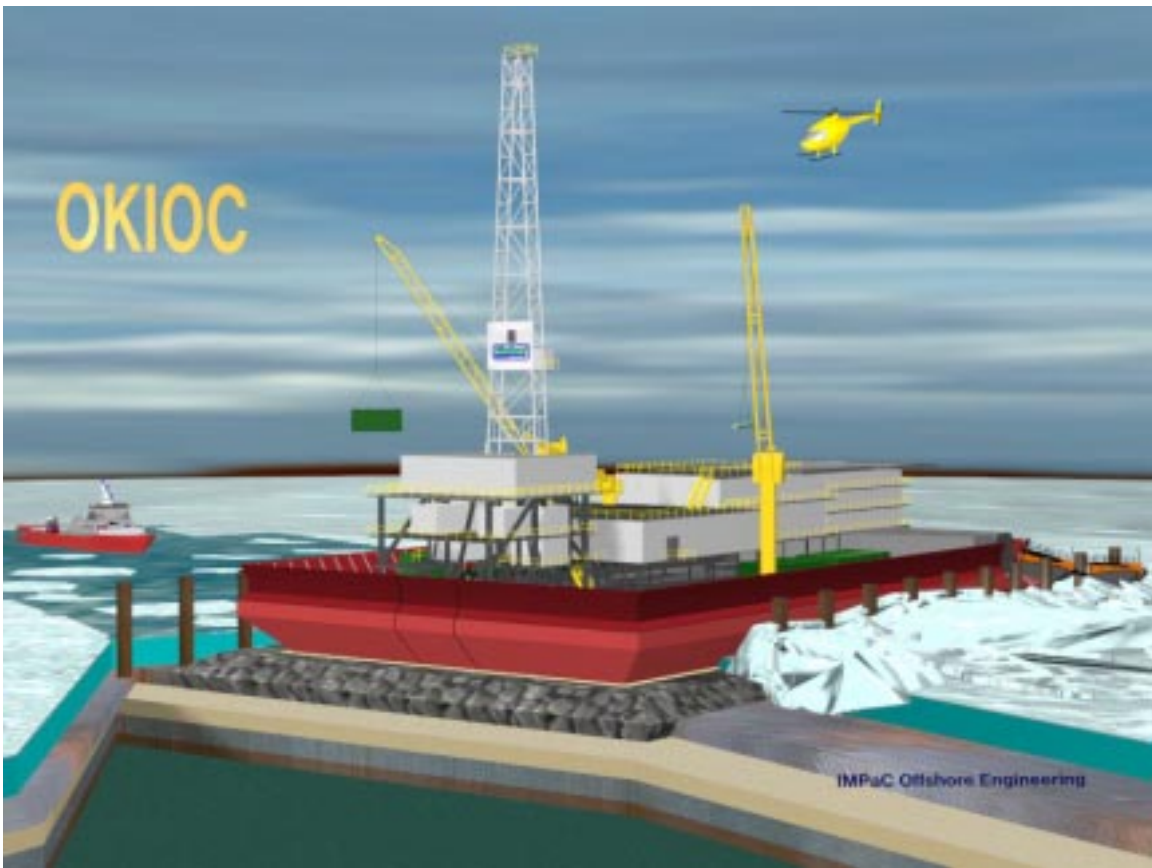


Bild 12: Flachwasser Explorations-Konzept (OKIOC)



Bild 13: Eisversuche für OKIOC



Bild 14: Steuerbord-Sponson nach dem Tow-Out



Bild 15: Transport und Installation von Modulen bei der Mittelplate



Bild 16: Escravos-Lagos Pipeline Projekt: Plattforminstallation (Kompressorstation)



Bild 17: Schäden an der KCDP-B

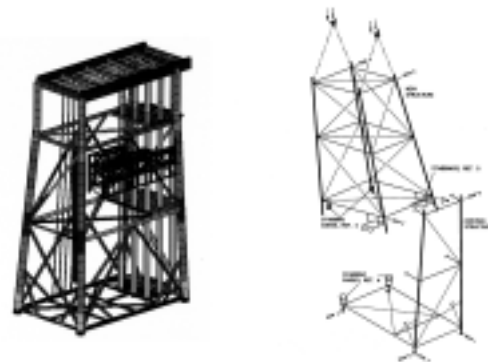


Bild 18: FE-Modell und Reparaturkonzept



Bild 19: Kuzey Marmara Gas Feld Entwicklung - Installation des Decks

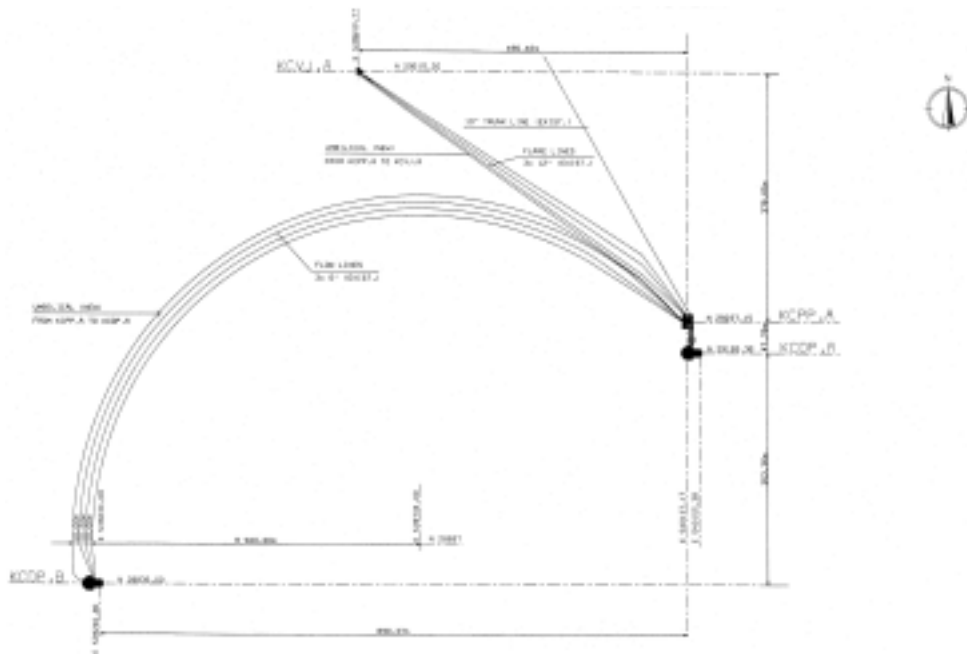


Bild 20: KC Feld-Layout



Bild 21: Europipe Flachwasserverlegung



Bild 22: Unterwassertank im Prinos Feld, Ägäis

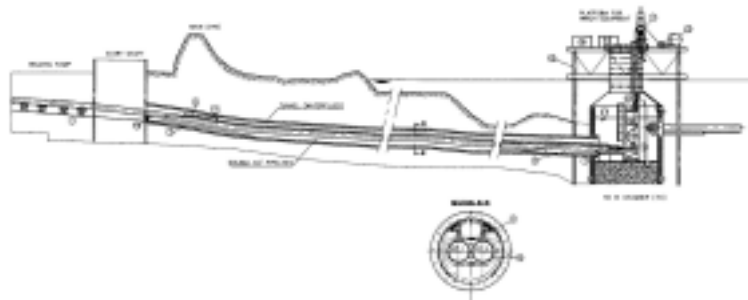


Bild 21a: Europipe - Einschwimmen der Zwillingsspipeline in die Tunnelsektion

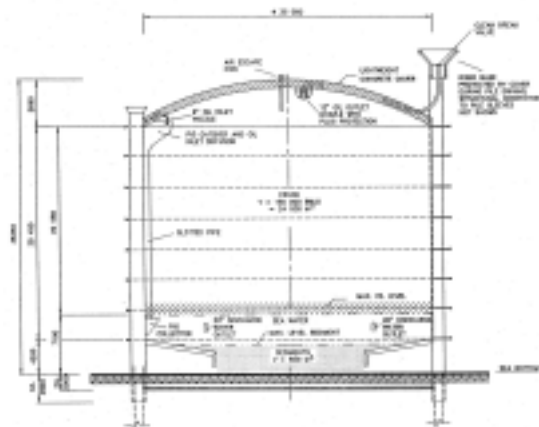


Bild 23: Unterwassertank für 200m Wassertiefe

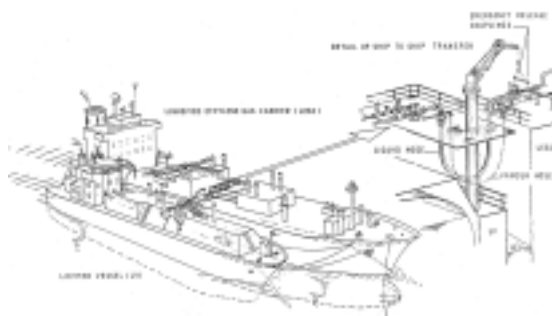


Bild 24: Flüssig-Ethylen Leichterung (Reliance)