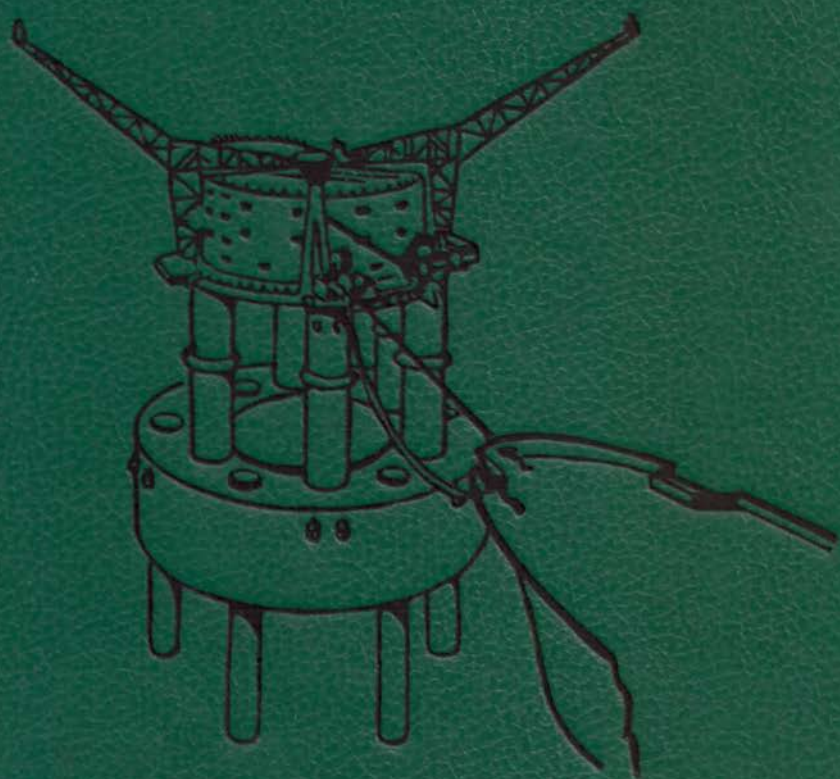


Р.Гудфремоу Ж.-А.Шассеро

---

# ОСВОЕНИЕ МАЛЫХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



**OFFSHORE  
ENGINEERING:  
DEVELOPMENT  
OF SMALL OILFIELDS**

*Goodfellow Associates Limited*

**Graham & Trotman**

Р.Гудфеллоу Ж.-Л.Шассеро

**ОСВОЕНИЕ  
МАЛЫХ МОРСКИХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Перевод с английского доктора технических наук  
О. В. Чубанова, Т. И. Мироновой

*Под редакцией  
О. В. Чубанова, Ю. В. Зайцева, И. Б. Дубина*



МОСКВА "НЕДРА" 1990



ББК 33.36  
Г 93  
УДК 622.276.1/4.04. 031

**Гудфеллоу Р., Шассеро Ж.-Л.**

Г 93 Освоение малых морских месторождений: Пер. с англ./  
Пер. О. В. Чубанова, Т. И. Мироновой. Под. ред. О. В. Чу-  
банова, Ю. В. Зайцева, И. Б. Дубина. — М.: Недра, 1990. —  
256 с.: ил.  
ISBN 5-247-01506-1

Описаны технологические схемы добычи, сбора, подготовки и транспор-  
та нефти. Рассмотрены различные типы полупогружных и плавучих уста-  
новок, их геометрические конфигурации, распределение палубных нагрузок.  
Приведены общая схема транспорта продукции в Северном море, системы  
хранения нефти на платформах или в отдельных резервуарах. Пере-  
числены требования к подготовке продукции и ее хранению. Уде-  
лено внимание гибким гидротехническим сооружениям с закреплением  
на дне моря.

Для специалистов, занимающихся добычей и транспортом нефти при  
освоении углеводородных ресурсов шельфа.

Г  $\frac{2503010400-387}{043(01)-90}$  286-90

ББК 33.36

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

**Гудфеллоу Рон  
Шассеро Жан-Луи**

## ОСВОЕНИЕ МАЛЫХ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Заведующий редакцией *Н. Е. Игнатьева*  
Редактор издательства *О. А. Латышева*  
Переплет художника *Ф. Н. Будалова*  
Художественный редактор *В. В. Шутько*  
Технический редактор *С. Г. Веселкина*  
Корректор *И. П. Розанова*

ИБ № 8204

Сдано в набор 03.05.90. Подписано в печать 15.11.90. Формат 60×90<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага  
офсетная № 1. Гарнитура Литературная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 16,0.  
Усл. кр.-отт. 16,0. Учет.-изд. л. 18,06. Тираж 490 экз. Заказ 300/2136-5.  
Цена 1 р. 60 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра».  
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Ленкартфабрика ВСЕГЕИ

ISBN 5-247-01506-1

ISBN 0-86010-663-2 (англ.)

© Goodtellow Associates Limited, 1986

© Перевод на русский язык  
О. В. Чубанов, Т. И. Мироновой, 1990

## ВВЕДЕНИЕ

Проблема освоения малых морских нефтяных месторождений  
стоит не только перед нефтяниками Северного моря. Она актуаль-  
на для нефтедобывающей промышленности всего мира. В Велико-  
британии, согласно прогнозам, 80 % добываемой нефти будет при-  
ходиться на месторождения, извлекаемые запасы которых оцени-  
ваются в 16 млн. м<sup>3</sup> и меньше. В мире предположительно существ-  
вует несколько сотен таких малых месторождений. На месторожде-  
ниях с извлекаемыми запасами 16 млн. м<sup>3</sup> и меньше можно приме-  
нять на выбор следующие системы опережающей добычи и транс-  
порта: полупогружная платформа с морской системой отгрузки  
нефти; полупогружная платформа с подводным нефтепроводом;  
танкеры для хранения нефти и челночные танкеры; шарнирно зак-  
репленные на дне башни; самоподъемные буровые установки.

Коммерческая целесообразность разработки малых морских  
месторождений определяется политическими, экономическими и  
технологическими факторами, такими например, как относитель-  
но невысокие налоги, небольшие капитальные вложения, сокраще-  
ние сроков начала добычи нефти и т. п.

В данной книге сделана попытка ответить на вопрос, как  
снизить капитальные вложения и сократить сроки начала добычи  
нефти на малых морских нефтяных месторождениях за счет приме-  
нения передовой технологии.

В главах книги подробно рассматриваются нефтегазопромыс-  
ловые сооружения, а также дается оценка применяемой подвод-  
ной технологии. Описание плавучих эксплуатационных систем и  
полупогружных платформ приводится с использованием примеров  
конкретных сооружений на Северном море, в частности, принад-  
лежащих фирме «Hamilton Brothers» (месторождения Аргилл,  
Дункан и Иннес), фирме «British Petroleum» (месторождение  
Бучан) и фирме «North Sea Sun Oil» (полупогружная платформа  
на месторождении Балморал).

С целью более полного освещения вопросов разработки малых  
морских месторождений в книгу включено описание морских систем  
для отгрузки и хранения нефти, а также шарнирно закреплен-  
ных на дне башен, эксплуатационных жестких и гибких райзеров.  
Наряду с оценкой эффективности плавучих систем, приводится  
описание технических средств, предоставляемых фирмам-опера-  
торам в постоянное или временное пользование. В книге рассмат-  
ривается распределение капитальных вложений в добычу нефти  
при использовании плавучей эксплуатационной системы. Вложе-  
ния распределяются следующим образом:

бурение — 24 %;  
плавучая эксплуатационная система — 24 %;  
подводные системы — 21 %;  
отгрузка нефти в морских условиях — 21 %;  
управление (страхование) — 9 %;  
неучтенные расходы — 17 %.

В качестве альтернативных технических средств рассматриваются танкеры и самоподъемные буровые установки, которые могут применяться на очень малых месторождениях.

В последней главе освещается роль подводных систем в сокращении капитальных вложений и сроков начала добычи. С начала 1970 г. и до настоящего времени подводные системы применяют на нагнетательных и эксплуатационных скважинах.

Кроме того, применительно к разработке малых морских месторождений в книге уделяется внимание гибким эксплуатационным райзерам, подводным сепараторам, а также рассматриваются возможные ремонтные работы.

## **Введение**

### **Разработка морских месторождений и подводная технология — перспективы развития**

Разработка морских запасов нефти и газа с помощью подводной технологии до недавнего времени ограничивалась глубиной, на которой традиционная технология (с применением стационарных платформ) оказывалась неэффективной.

Сегодня роль подводной технологии в освоении морских месторождений признана повсеместно. Однако по темпам развития она отстает от других морских технологий, что стимулирует создание подводной технологии, рентабельной для глубин 75—150 м и более. Развитие подводной технологии определяется и будет определяться экономическими соображениями, поскольку стоимость морской нефтегазодобычи постоянно растет. В частности, это относится к небольшим нефтяным месторождениям (с извлекаемыми запасами 8—13 млн. м<sup>3</sup>) и к глубоководным нефтяным залежам. Кроме того, совершенствование подводной технологии связано с необходимостью развития систем опережающей добычи нефти и методов повышения нефтеотдачи.

Чтобы определить перспективы на будущее, посмотрим, что было сделано за прошедшие 10 лет. К 1979 г. в мире было обустроено около 75 скважин с подводным заканчиванием, что составило крайне незначительную часть от всего числа пробуренных за это время морских скважин. К 1984 г. на мировом континентальном шельфе было осуществлено еще несколько аналогичных операций.

Эти операции распределились следующим образом: Юго-Восточная Азия и Австралия — 18; Средиземное море — 16; Ближний Восток — 21; Северное море — 58; Мексиканский залив — 22; западное побережье США — 13; Южная Америка — 61; западная Африка — 9.

16 компаний использовали указанную технологию на глубине от 15 до 125 м. Обслуживание оборудования, установленного на этих скважинах, потребовало привлечения водолазов. Почти все скважины снабжены надежными клапанами с дистанционным управлением с близлежащей платформы или берега. Управление осуществляется посредством гидравлики. Несмотря на то, что в некоторых случаях было предусмотрено дистанционное подсоединение выкидных линий, только один раз удалось провести эту операцию без помощи водолазов. Таким образом, на сегодняшний день подводное заканчивание скважин ограничено досягаемой для водолазов глубиной (150 м).

Значительным достижением оказался «Проект подводной добычи «Закум». Он был реализован в 1969—1972 гг. в Персидском заливе фирмами BP и CFP через посредство их дочерней компании «Abu Dhabi Marine Areas» (ADMA) и преследовал следующие цели:

1. Наладить добычу нефти подводными методами из скважины на месторождении Закум.

2. Приобрести опыт в применении подводной технологии и эксплуатации подводного оборудования и оценить возможность использования подводной техники и технологии в будущем.

Осуществление проекта началось в августе 1969 г., когда была забурена скважина, и продолжалось до апреля 1972 г., когда нефть уже поступала из скважин с подводной устьевой арматурой на близлежащую платформу. За время эксплуатации было добыто 300 тыс. м<sup>3</sup> нефти.

За этот период были опробованы оборудование и операции, которые охватывают практически все аспекты подводной добычи. Помимо основного эксплуатационного оборудования (клапанов, выкидных линий, устьевой арматуры и т. п.) в программу испытаний были включены вспомогательные системы и операции (например, сепараторы, источники электроэнергии, контрольно-измерительные приборы, водолазные суда и т. п.). Полный перечень оборудования и операций включал:

- устьевую арматуру;
- сепараторы для разделения нефти и газа;
- системы сброса газа;
- устройства для приведения в действие клапанов;
- контрольно-измерительные приборы и системы связи;
- источники электроэнергии и системы ее распределения;
- трубопроводы и манифольды;
- вспомогательное судно;
- канатные работы;
- водолазные работы.

Условия эксплуатации подводной системы на месторождении Закум были достаточно благоприятными, поскольку глубина воды не превышала 20 м, что позволило выполнять подводные работы с привлечением водолазов. Кроме того, основная часть месторождения находилась недалеко от центра проводимых работ, что также облегчало условия эксплуатации. Тем не менее, благодаря проекту «Закум» был накоплен значительный опыт проведения подводных операций, который оказался полезным при эксплуатации месторождений на больших глубинах и в более суровых условиях.

Совершенствование подводной технологии подразумевает прежде всего обеспечение надежности располагаемого на морском дне оборудования. В качестве вариантов безводолазных систем можно применять устьевую арматуру «мокрого» типа или устьевую арматуру, заключенную в кожух с инертным газом под атмосферным давлением.

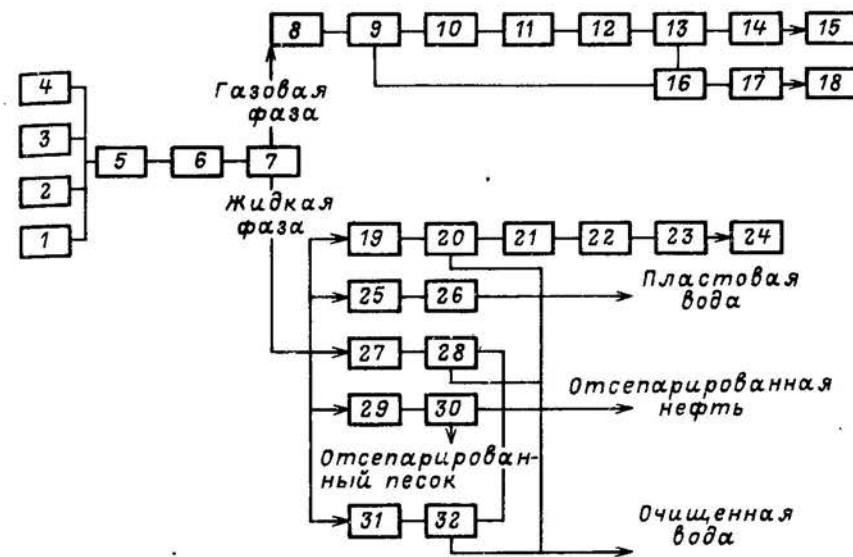


Рис. 1.1. Принципиальная блок-схема сбора и подготовки продукции скважин:

1 — закачка химических реагентов; 2 — механизированные способы подъема жидкости; 3 — закачка газа; 4 — закачка воды; 5 — устье скважины; 6 — устьевой нагреватель; 7 — первичная сепарация; 8 — природный газ; 9 — фильтр-сепаратор; 10 — очистка от кислотных газов; 11 — дегидрирование; 12 — компримирование; 13 — извлечение конденсата; 14, 17, 23 — измерение; 15 — выход газа; 16 — обработка конденсата; 18 — выход конденсата; 19 — сырая нефть или конденсат; 20 — коагулятор; 21 — холодильник; 22 — хранение; 24 — выход нефти; 25 — свободная вода; 26 — обработка пластовой воды; 27 — эмульсия; 28 — дезэмульсатор; 29 — песок; 30 — пескоотделитель; 31 — соль; 32 — обессоливатель.

В настоящее время разрабатываются системы, в которых сочетаются плавучие добывающие средства и подводная устьевая арматура. Таким образом, использование подводной технологии при эксплуатации систем на сравнительно небольших глубинах может служить средством увеличения нефтедобычи без значительного повышения капитальных вложений. Поэтому основное внимание концентрируется на скважинах-спутниках, выкидных линиях и манифольдных центрах, а также на райзерах, соединяющих подводное оборудование с надводными системами.

### Сбор и подготовка нефти и газа

Цель подготовки продукции скважин заключается в следующем:

- повышение безопасности процессов;
- подготовка углеводородов к транспортировке;
- приведение их в соответствие с требованиями потребителя;
- повышение коррозионностойкости.

Для выполнения этих задач необходим минимальный объем операций по подготовке продукции скважин в море (рис. 1.1).

По мере того как добываемая жидкость поднимается на поверхность по стволу скважины, ее давление падает. Температура может также понизиться. На устье давление жидкости падает еще боль-



ше. Вследствие этих перепадов давления в пласте, колонне насосно-компрессорных труб или в подводных нефтепромысловых сооружениях может создаться давление ниже давления насыщения, и добываемая жидкость начнет разделяться на газовую и нефтяную фазы. Сепарация продукции в подводных комплексах осуществляется с помощью методов, направленных на максимизацию добычи нефти и подготовку ее к транспортировке. Добываемый газ является нефтяным. Значение газового фактора, измеренного в подводных нефтедобывающих комплексах, слегка колеблется в зависимости от числа ступеней сепарации и давления. Более существенные колебания значения газового фактора обуславливаются составом и физическими свойствами пластовой жидкости. Если пластовое давление поддерживается на постоянном уровне в течение всего продуктивного периода с помощью естественных или искусственных методов, газовый фактор может оставаться практически постоянным. Если в процессе разработки пластовое давление падает, то изменяется и газовый фактор.

Поскольку жидкости в разных пластах имеют различный состав, измеренный на устье газовый фактор может колебаться в широких пределах. В зависимости от значения газового фактора (в  $\text{м}^3/\text{м}^3$  при нормальных условиях) объекты можно условно разделить на следующие группы:

- < 2000  $\text{м}^3/\text{м}^3$  — нефтяной объект
- 2000—20 000  $\text{м}^3/\text{м}^3$  — газоконденсатный объект
- > 20 000  $\text{м}^3/\text{м}^3$  — объект, содержащий газ.

Первоначально сепарация добываемой жидкости на нефть и газ осуществляется для обеспечения нормальной насосной перекачки нефти или сжатия газа. Впоследствии нефть и газ могут быть подвергнуты дополнительной обработке, с тем чтобы каждая из этих фаз могла удовлетворять требования потребителя и транспортироваться отдельно. При необходимости разделенные фазы могут быть снова соединены для транспортировки в виде однофазного или двухфазного потока.

Жидкая углеводородная фаза подвергается обработке, после которой она должна соответствовать двум основным требованиям, предъявляемым к ней при транспортировке и продаже:

1. Упругость паров по Рейду. При транспортировке нефти главное требование предъявляется к упругости паров по Рейду. Этот параметр представляет собой давление, которое создается при проведении специального испытания и характеризует летучесть. При танкерной транспортировке упругость паров по Рейду должна равняться 8—10. В этом случае замедляется парообразование и повышается безопасность транспортировки. При трубопроводной транспортировке упругость паров по Рейду может быть выше (порядка 100).

2. Содержание воды. Второе требование, предъявляемое к нефти, подлежащей транспортировке и продаже, касается содержания воды. На многих месторождениях содержание воды

в добываемой жидкости повышается по мере истощения пласта. Это ведет к транспортировке лишних объемов жидкости, возникновению связанных с этим проблем на береговом терминале и к интенсификации коррозии трубопровода или танкера.

Спецификация на газ отличается большей сложностью по сравнению со спецификацией на жидкую фазу и должна учитывать способ транспортировки. Кроме того, она может определять методы извлечения газа из пласта, что в свою очередь помогает установить период разработки пласта и число намечаемых к бурению скважин. В каждом отдельном случае требуется решить, где газ будет проходить полную или частичную обработку: в море или на берегу.

Спецификация на газ требует соблюдения следующих условий:

1. Содержание водяных паров. При трубопроводной транспортировке содержание воды не должно превышать 0,1 г/м<sup>3</sup>. Это позволяет свести к минимуму коррозию и предотвратить образование гидратов при снижении давления и температуры. Если условия окружающей среды особенно неблагоприятны, то норма содержания воды может быть другой.

2. Точка росы углеводородов. Чтобы предупредить возникновение проблем, связанных с конденсацией тяжелых углеводородов, нормальную точку росы углеводородов устанавливают на 8—14 °С ниже самой низкой температуры, которая ожидается в трубопроводе высокого давления.

3. Диоксид углерода. Диоксид углерода — потенциальный источник коррозии, но коррозию можно свести к минимуму, если газ осушить. Для предотвращения коррозии можно использовать соответствующие ингибиторы. Обычно нормальное содержание диоксида углерода в природном газе не должно превышать 2—3 %. При превышении этой нормы возможны большие затраты на строительство установки для извлечения CO<sub>2</sub>. Существующие проекты обрабатывающих комплексов позволяют одновременно очищать газ от сульфидов и диоксида углерода.

Пройдя через фонтанную арматуру, устьевой штуцер и манифольд, газожидкостный поток попадает в комплекс технологического оборудования, который может включать все или некоторые из нижеперечисленных систем:

1. Устьевое оборудование и манифольд;
2. Сепараторы;
3. Оборудование для подготовки нефти:
  - дегидрирующее;
  - измерительное;
  - насосное;
  - нефтехранилища;
4. Оборудование для подготовки газа:
  - дегидрирующее;
  - обессеривающее;
  - компрессорное;
  - измерительное;

5. Вспомогательные системы технологического комплекса: оборудование для закачки химических реагентов; вентиляционное оборудование и горелочные устройства; оборудование для обработки и сбора попутно добываемой воды;

дренажные системы открытого и закрытого типа;

6. Вспомогательные системы общего назначения: генераторы энергии и аварийные энергоисточники; системы подачи воздуха к контрольно-измерительным приборам;

гидравлические системы;

нагревательные и вентиляционные системы:

паровые установки;

топливные системы;

водяные системы;

обогревательные системы;

охлаждающие системы;

противопожарные системы;

системы аварийного отключения;

контрольно-измерительные системы и системы управления;

7. Оборудование для воздействия на пласт:

оборудование для закачки воды;

оборудование для закачки газа.

8. Системы жизнеобеспечения.

При разработке планов освоения месторождения необходимо заранее определить, какие системы оборудования потребуются и как их следует расположить, в частности, какие системы можно разместить под водой. В каждом конкретном случае этот вопрос решается отдельно, с учетом технических и экономических возможностей. В данной книге сначала рассматриваются традиционные проекты освоения морских месторождений, а затем предлагаются возможные варианты этих проектов с разделением систем оборудования на надводные и подводные.

## ТРАДИЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

### Введение

В данной книге представлена система сбора и подготовки углеводородов, типичная для Северного моря. Нефть, газ и конденсат рассматриваются отдельно, причем в каждом случае дается следующая информация:

1. Технологическая схема сбора и подготовки углеводородов.
2. Оценка массы верхних строений.

## Система сбора и подготовки нефти

*Общее описание.* В данном разделе представлено основное и вспомогательное оборудование для сбора и подготовки нефти, применяемое на малых месторождениях Северного моря. Это оборудование позволяет осуществлять следующие операции:

сепарацию нефти, газа и воды (рис. 1.2);

обработку нефти и ее перекачку по подводному трубопроводу (рис. 1.3);

сброс и очистку попутно добываемой воды (рис. 1.4);

сепарацию и компримирование нефтяного газа, предназначенного для использования в качестве топлива (рис. 1.5);

сброс излишков газа в атмосферу через факельную систему (рис. 1.6);

обработку морской воды с последующей закачкой в пласт для поддержания пластового давления (рис. 1.7).

Система трехступенчатой сепарации выдает сырую нефть с низким давлением паров по Рейду. Первоначально добываемая жидкость поднимается из пласта за счет пластового давления. Однако впоследствии ее подъем осуществляется посредством погружных насосов или газлифта. Сырая нефть перекачивается в подводный трубопровод. Если температура застывания нефти высокая, то может понадобиться закачка депрессаторов.

Попутно добываемая вода после сепараторов попадает в очистную установку флотационного или коалесцентного типа, где из нее извлекаются остатки нефти, после чего вода сбрасывается в море.

Газ из сепараторов попадает в установку для получения топливного газа. Там газ сжимается, очищается, фильтруется и становится пригодным для использования в качестве топлива для газовых турбин. Излишки газа через факельную систему выбрасываются в атмосферу. После сжатия газ можно закачать в пласт, но на малых месторождениях это нецелесообразно.

Система обработки морской воды обеспечивает подготовку морской воды к закачке в пласт для восстановления давления. В систему сбора и подготовки нефти входит также необходимое вспомогательное оборудование (рис. 1.8).

Подготовка нефти включает сепарацию нефти, газа и воды, дегидрирование сырой нефти, перекачку и измерение количества товарной нефти.

*Сепарация.* Добываемая жидкость через коллектор поступает в сепарационную систему. На первой ступени сепарации из смеси извлекается большая часть воды, которая затем при помощи регулятора уровня направляется на установку по подготовке воды.

Газ после сепарации поступает в компрессор, а нефть — на вторую ступень сепарации. При необходимости повышают температуру нефти на второй и третьей ступенях сепарации с целью соответствия упругости паров по Рейду установленной норме. На

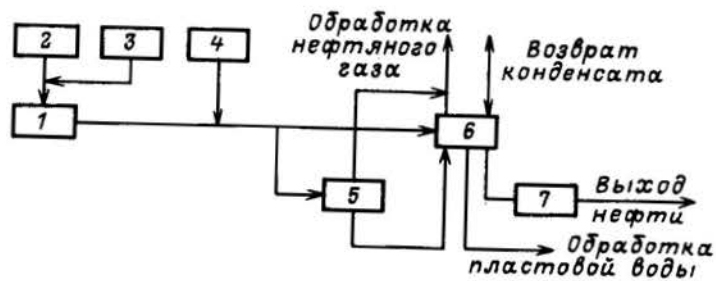


Рис. 1.2. Принципиальная блок-схема сбора продукции нефтяных скважин:  
 1 — эксплуатационные скважины; 2 — ингибиторы коррозии; 3 — газ для газлифта; 4 — противопенные и деэмульгирующие агенты; 5 — замерный сепаратор; 6 — сепарация продукции скважин; 7 — основные нефтеперекачивающие насосы. Ступенчатая сепарация: 2-я ступень — 100-упругость паров по Рейду; 3-я ступень — 10-упругость паров по Рейду.

второй ступени сепарации осуществляется дальнейшее разделение смеси на воду и газ. Вода после второй и третьей ступени сепарации при помощи регуляторов уровня направляется на установку по подготовке воды, а нефть после второй ступени — на третью ступень сепарации, на которой осуществляется дальнейшее извлечение воды, а при необходимости — обработка эмульсии.

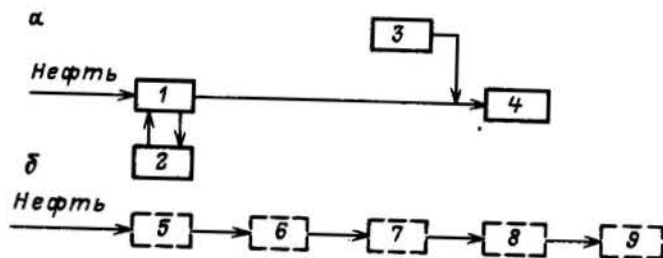


Рис. 1.3. Принципиальная блок-схема транспорта нефти:

а — по трубопроводу; б — танкером; 1, 7 — измерение нефти; 2 — поверочная емкость; 3 — устройство для запуска шаров в линию; 4 — трубопровод; 5 — хранилище; 6 — нефтеперекачивающие насосы; 8 — загрузки нефти в танкер; 9 — танкер

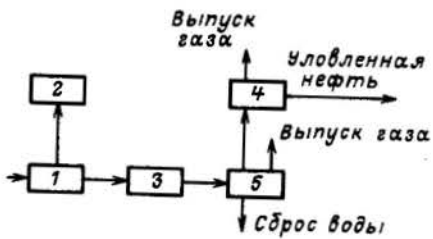


Рис. 1.4. Принципиальная блок-схема обработки пластовой воды:

1 — дегазирование пластовой воды; 2 — факел; 3 — сепарация нефти и воды; 4 — резервуар для inconditionalного продукта; 5 — флотационная установка

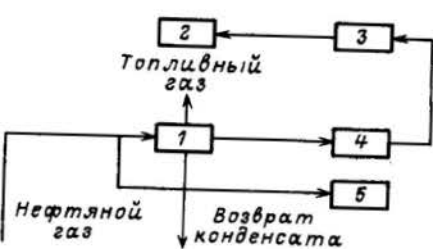


Рис. 1.5. Принципиальная блок-схема обработки нефтяного газа:

1 — компримирование; 2 — нагнетательные скважины; 3 — компримирование заклинисамого в пласт газа; 4 — дегидрирование; 5 — факел

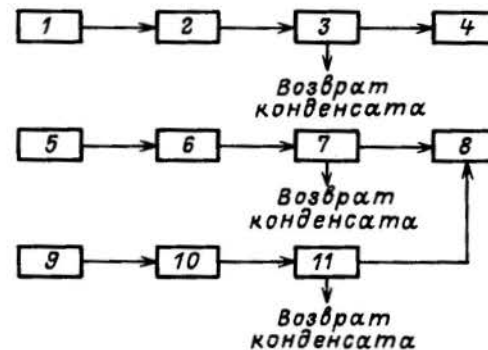


Рис. 1.6. Принципиальная блок-схема сброса газа на факел и в атмосферу:

1 — дыхательные клапаны; 2 — коллектор атмосферного давления; 3, 7, 11 — каплеотбойник; 4 — выводная труба; 5 — предохранительные клапаны и продувка; 6 — коллектор высокого давления на факел; 8 — факел; 9 — клапаны низкого давления; 10 — коллектор низкого давления на факел

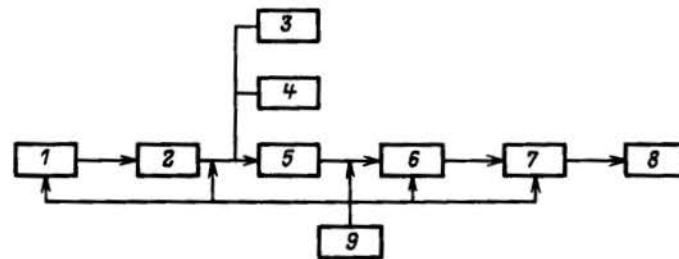


Рис. 1.7. Принципиальная блок-схема использования морской воды:

1 — подъем морской воды; 2 — фильтры; 3 — другие потребители; 4 — противопожарные системы; 5 — теплообменник; 6 — фильтрация и деаэрация; 7 — нагнетательные насосы; 8 — устья нагнетательных скважин; 9 — химические добавки

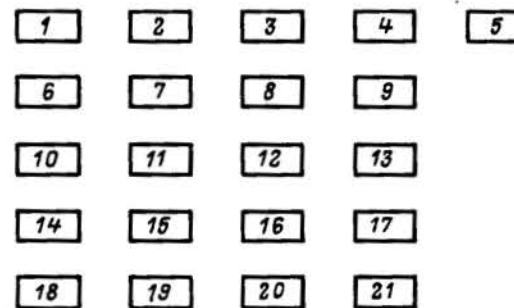


Рис. 1.8. Вспомогательные системы технологического комплекса и общего назначения:

1 — питьевая вода; 2 — противопожарная система; 3 — системы управления; 4 — телекоммуникационная система; 5 — сброс воды; 6 — система охлаждения; 7 — паровая система; 8 — электроприборы; 9 — сброс отходов; 10 — нагревательная система; 11 — система жидкого топлива; 12 — система обнаружения огня и присутствия газа; 13 — система дозаправки вертолетов; 14 — контрольно-измерительные приборы; 15 — система топливного газа; 16 — система энергоснабжения и аварийной подачи энергии; 17 — открытая дренажная система; 18 — гидравлические системы; 19 — система химической обработки; 20 — аккумуляторы; 21 — закрытая дренажная система



**Замерный сепаратор.** Поток из каждой скважины можно через манифольд направить в замерный сепаратор. На выходе из этого сепаратора осуществляется постоянное измерение количества нефти, газа и воды. Вода при помощи регуляторов уровня поступает на установку по подготовке воды, газ — в компрессор, а нефть при помощи регуляторов уровня направляется на первую ступень сепарации.

• **Депрессантная присадка.** Если нефть характеризуется высокой температурой застывания, то, чтобы свести к минимуму проблемы, возникающие при транспортировке такой нефти по подводному трубопроводу, требуется провести закачку депрессантной присадки. Эта операция осуществляется непосредственно перед поступлением нефти в нефтеперекачивающие насосы на входе трубопровода.

**Насосная перекачка нефти.** Сырая нефть из сепаратора третьей ступени откачивается в трубопровод, проходя при этом через измерительное оборудование. Три бустерных насоса, подача каждого из которых составляет 50% пропускной способности трубопровода, питают три установленных на магистральном трубопроводе насоса, подача каждого из которых составляет 50% пропускной способности этого трубопровода.

**Измерение нефти.** Поступающая в трубопровод нефть измеряется расходомером. Пакет измерительного оборудования включает пружер.

**Запуск шаров для очистки трубопроводов.** Для периодического удаления парафиновых и других отложений, образующихся на стенках трубопровода, предусмотрен запуск шаров, который осуществляется с помощью специальных устройств, установленных ниже пакета измерительного оборудования.

**Очистка попутно добываемой воды.** Попутно добываемая вода из сепараторов по трубопроводу подается в уравнительную емкость, в которой осуществляется извлечение свободной нефти с целью предотвращения перегрузки флотационных установок. Нефть с помощью регуляторов уровня извлекается из уравнительной емкости и откачивается в сепаратор второй ступени. Вода с помощью регуляторов уровня подается равномерно на две флотационные установки.

Чистая вода с флотационных установок сбрасывается в колонну, погруженную под уровень моря, а нефть идет на вторую ступень сепарации. Туда же поступает нефть, откачиваемая из указанной колонны.

### Система сбора и подготовки газа

**Общее описание.** Подготовка газа существенно отличается от подготовки нефти, поскольку она осуществляется под более высоким давлением. Кроме того, давление товарного газа должно быть выше давления товарной нефти, что определяется соответствующими требованиями спецификации.

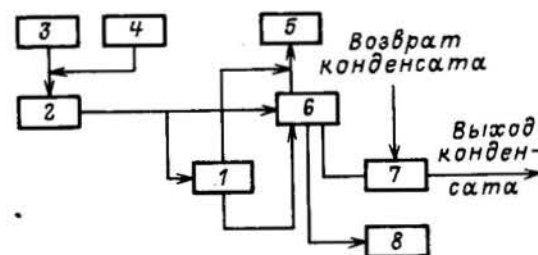


Рис. 1.9. Принципиальная блок-схема сбора продукции газовых скважин:

1 — замерный сепаратор; 2 — добывающие скважины; 3 — закачка ингибитора коррозии; 4 — закачка метанола; 5 — обработка добываемого газа; 6 — сепарация продукции скважин; 7 — обработка конденсата; 8 — обработка попутно добываемой воды

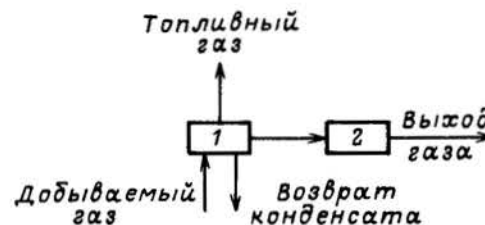


Рис. 1.10. Блок-схема обработки газа:

1 — компримирование; 2 — дегидрирование

Высокая скорость движения газа у стенок забоя служит причиной привнесения в газ твердых частиц, которые могут быть извлечены устьевой песколоушкой, давление в которой равно или почти равно устьевому с минимальным падением давления на штуцере.

Технологическое оборудование в основном состоит из одноступенчатого сепаратора для извлечения конденсата. Дальнейшая обработка газа обычно заключается в дегидрировании, но в некоторых случаях проводится извлечение диоксида углерода или сероводорода. После измерения газ отводится из системы под относительно высоким давлением (10,4 МПа) (рис. 1.9). На поздней

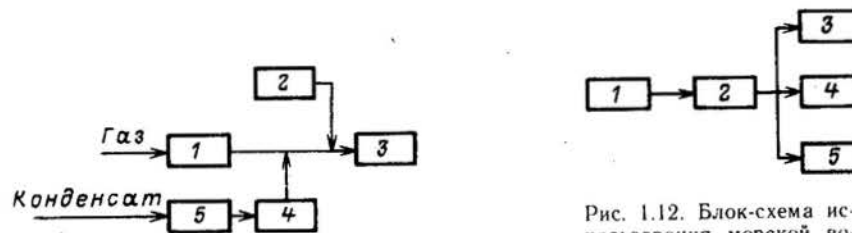


Рис. 1.11. Блок-схема транспорта газа и конденсата:

1, 4 — измерение; 2 — устройство для запуска шаров; 3 — трубопровод; 5 — насосная перекачка

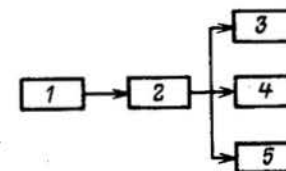


Рис. 1.12. Блок-схема использования морской воды:

1 — подъем морской воды; 2 — фильтр; 3 — другие потребители; 4 — противопожарные системы; 5 — теплообменник

стадии разработки пласта необходимое давление поддерживается за счет компримирования газа.

Система сброса и подготовки газа включает оборудование для осуществления таких операций, как сепарация конденсата, газа и воды, дегидрирование газа и конденсата, сжатие газа, а также измерение газа и конденсата (рис. 1.10—1.12).

**Сепарация.** Перед проведением одноступенчатой сепарации, предполагающей отделение свободной воды и конденсата, может возникнуть необходимость в извлечении из смеси песка.

По мере падения давления на устье скважины уменьшается охлаждающий эффект Джоуля — Томпсона, обусловленный расширением газа, в результате может потребоваться дополнительное охлаждение газа с целью сведения к минимуму нагрузки на колонну дегидрирующей системы. Система должна проектироваться с учетом колебаний нагрузки со стороны жидкости, поскольку в период сжатия эта нагрузка возрастает до максимума. Прежде чем установить оборудование для дегидрирования и закачки гликоля, следует оценить возможности гидратообразования во всех частях системы и образования парафиновых отложений, обусловленного природой конденсата. Поскольку при высоком давлении даже небольшое содержание диоксида углерода может привести к значительной коррозии, следует внимательно подойти к выбору материалов для строительства системы.

**Компримирование газа.** Сложность выбора компрессора обусловливается падением давления всасывания и уменьшением расхода. Обычно на каком-то этапе эксплуатации компрессоры заменяют или модифицируют. При разработке малых морских месторождений трудность в выборе компрессоров объясняется возможностью относительно низких дебитов.

Компрессорная система включает всасывающие, промежуточные и нагнетательные клапаны, а также охлаждающее вспомогательное оборудование.

**Дегидрирование.** Дегидрирование достигается за счет традиционного контакта с триэтиленгликолем с последующей регенерацией, которой в технологической цепочке отводится место после компримирования. Это снимает проблемы, связанные с колебаниями рабочего давления.

**Обработка конденсата.** При разработке месторождений сухого газа конденсат получают в малых количествах. Этот продукт транспортируют вместе с газом посредством обратной закачки его в газовый поток. Потребность в обработке конденсата носит, таким образом, номинальный характер и сводится к дегидрированию.

Дегидрирование обычно осуществляется за счет механической сепарации или коалесценции. Возможно мгновенное выделение незначительных количеств газа, однако его улавливание целесообразно с экономической точки зрения. При обработке некоторых конденсатов возникают проблемы, связанные с температурой застывания и образованием парафиновых отложений или

эмульсий. Они обычно сводятся к минимуму за счет применения химических добавок.

Технологическое оборудование газодобывающей платформы аналогично применяемому на нефтедобывающих платформах. Разработка пласта на истощение идет с падением давления, поэтому в закачке морской воды нет необходимости.

На небольших платформах могут возникнуть проблемы, связанные с проектированием и размещением горелочного устройства, что объясняется выделением большого количества теплоты при сжигании газа на факеле.

### Система сбора и подготовки конденсата

**Введение.** В данном разделе рассматривается основное и вспомогательное оборудование, предназначенное для разработки гипотетического конденсатного месторождения в Северном море. При этом берутся три возможных дебита:

газа, млн. м <sup>3</sup> /сут . . . . .	2,8	5,7	8,5
конденсата, м <sup>3</sup> /сут . . . . .	795	1590	2385

Конденсатные месторождения можно, с одной стороны, рассматривать как месторождения газовые, а с, другой стороны, — как месторождения нефти с высоким газовым фактором. Во втором варианте схема движения потока из конденсатных скважин, в основном такая же, как при добыче жидкого газа (рис. 1.13)

Чтобы получить максимальное количество углеводородов в процессе добычи, продукцию скважин следует подвергнуть обработке с целью извлечения конденсата, а газ снова закачать в пласт для поддержания пластового давления на возможно более высоком уровне. На более позднем этапе пласт можно разрабатывать в режиме истощения. Этот метод разработки имеет два крупных недостатка. Один из них заключается в том, что для получения стабильного конденсата и обратной закачки в пласт газа требуются значительные технологические мощности. Второй недостаток состоит в том, что получение доходов от добыва-

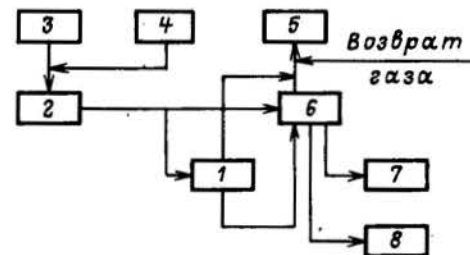


Рис. 1.13. Блок-схема сбора и подготовки продукции:

- 1 — замерный сепаратор; 2 — добывающие скважины; 3 — ингибиторы коррозии; 4 — закачка метанола;
- 5 — обработка добываемого газа; 6 — сепарация продукции скважин; 7 — обработка конденсата;
- 8 — обработка попутно добываемой воды

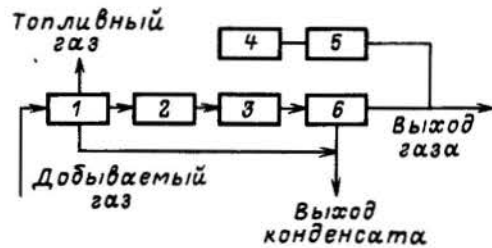


Рис. 1.14. Блок-схема обработки газа:

1 — компримирование; 2 — очистка; 3 — дегидрирование; 4 — нагнетательные скважины; 5 — компримирование закачиваемого в пласт газа; 6 — извлечение конденсата

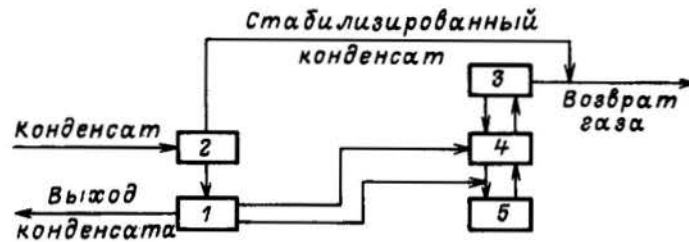


Рис. 1.15. Блок-схема обработки конденсата:

1 — подогрев стабилизатора; 2 — уравнильный бак для стабилизатора; 3 — конденсатор для стабилизатора; 4 — стабилизатор; 5 — ребойлер для стабилизатора. Стабилизация до давления, равного 10-упругость паров по Рейду; альтернатива — нестабилизированный конденсат

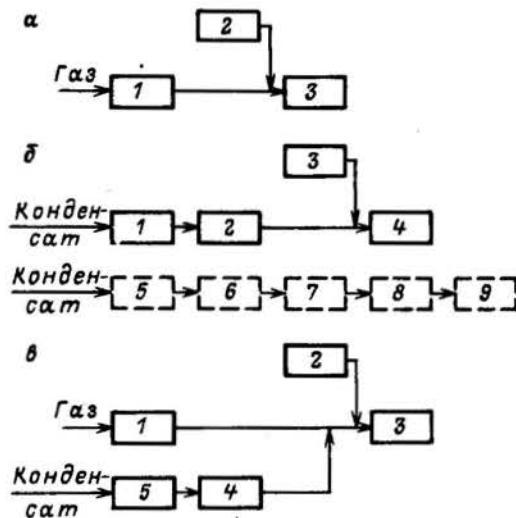


Рис. 1.16. Блоки-схемы транспорта газа и конденсата:

а — транспорт газа; 1 — счетчик газа; 2 — устройство для запуска шаров для очистки трубопровода; 3 — трубопровод; б — транспорт конденсата; 1 — насосная перекачка; 2 — измерение; 3 — устройство для запуска шаров для очистки трубопровода; 4 — трубопровод; 5 — емкость для хранения; 6 — нефтяные насосы; 7 — расходомер; 8 — загрузка в танкер; 9 — танкер; в — транспорт газа и конденсата; 1 — измерение; 2 — устройство для запуска шаров для очистки трубопровода; 3 — трубопровод; 4 — измерение; 5 — насосная перекачка

емого газа откладывается по времени. Обычно этот способ разработки оправдывает себя только на больших конденсатных месторождениях.

В качестве альтернативного варианта можно с самого начала рассматривать месторождение как месторождение жидкого газа и разрабатывать его без искусственного поддержания давления. Трудность при этом заключается в необходимости одновременного отбора газа и конденсата, причем часто в количествах, недостаточных для того, чтобы оправдать существование двух линий трубопровода. Можно воспользоваться одной линией для обоих продуктов, при этом они образуют либо двухфазный поток, либо однофазный поток при критических параметрах.

Рассмотренная простая схема иллюстрирует транспорт двухфазной смеси при сравнительно низком давлении в трубопроводе. Эта схема позволяет сократить до минимума оборудование верхних строений и ускорить получение прибыли, однако при этом снижается степень углеводородоотдачи пласта.

При высоких дебитах возможен отдельный транспорт конденсата, но при этом нужно, чтобы поблизости была платформа (трубопровод), способная принять конденсат с высокой упругостью паров, или дополнительные сооружения для стабилизации конденсата и загрузки его в танкеры. В этом случае подготовка конденсата должна включать его сепарацию и стабилизацию.

В простом варианте, когда двухфазная смесь идет по одному трубопроводу, основные требования к технологическому процессу аналогичны тем, которые рассматривались ранее применительно к обработке газа. Принципиальные схемы процессов представлены на рис. 1.14—1.16.

## ПОДВОДНЫЕ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

### Введение

Для традиционных эксплуатационных систем с использованием опорных блоков ферменного типа характерны большие массы, что является существенным недостатком (табл. 1.1—1.6). Кроме того, масса опорного блока ферменного типа находится в сложной зависимости от способа строительства, массы верхних строений и глубины воды. Масса верхних строений не оказывает заметного влияния на массу опорного блока; что касается глубины, то с ее увеличением масса опорного блока резко возрастает. Можно рассмотреть несколько вариантов уменьшения массы верхних строений. Один из вариантов — предварительное бурение скважин. Однако оно приводит к определенным затруднениям при обслуживании скважин в ходе эксплуатации платформы, а также к увеличению сроков обустройства месторождения, если программой предусмотрено бурение большого



Таблица 1.1

## Масса (в т) верхних строений платформы

Вариант	При добыче нефти, тыс. м <sup>3</sup> /сут		
	1,6	6,4	11,2
Модуль с устьевым оборудованием	415	803	1 216
Модуль с направляющими путями	—	415	415
Буровое оборудование	—	1 965	1 965
Буровая вышка	—	685	685
Эксплуатационный модуль	570	1 035	1 535
Газовый компрессор	—	—	1 630
Модуль вспомогательного оборудования	720	1 150	1 595
Энергетический модуль и распределительное устройство	495	855	1 235
Жилой модуль	1 200	1 800	2 400
Трубы и разное	215	425	635
Опорная рама для модулей	945	1 400	1 845
Консоль с горелочным устройством	210	217	225
Вертолетная площадка	260	260	260
Итого	5 030	11 010	15 641

Таблица 1.2

## Масса (в т) верхних строений платформы

Вариант	При добыче нефти, тыс. м <sup>3</sup> /сут		
	1,6	6,4	11,2
Трубы и клапаны	390	805	1 305
Резервуары	90	140	220
Теплообменники	40	60	130
Механическое оборудование	577	1 856	2 566
Электрическое оборудование	259	532	645
Контрольно-измерительные приборы	79	97	190
Аккумуляторы	185	360	500
Элементы конструкции	2 960	6 485	9 185
Архитектурные элементы	450	675	900
Итого	5 030	11 010	15 641

числа скважин. На буровое оборудование приходится свыше 3 тыс. т массы верхних строений. К этим постоянным нагрузкам следует прибавить временные нагрузки, связанные с запасами химических реагентов и бурильных труб. Постепенно растет и масса жилого блока. Нередко на каждое спальное место приходится 12—15 т массы верхних строений, 35 % этой массы — на стальные элементы конструкции. Почти 50 % массы механического оборудования забирают коммунальные системы и системы жизнеобеспечения.

Установка технологического оборудования под водой может значительно сократить массу верхних строений. Целесообраз-

Таблица 1.3

## Масса (в т) верхних строений стационарной платформы с опорным блоком ферменного типа (Северное море)

Вариант	При добыче газа, млн. м <sup>3</sup> /сут		
	0,7	6,2	12,3
Модуль с устьевым оборудованием	214	282	404
Эксплуатационный модуль	300	410	580
Газовый компрессор	425	680	1 005
Модуль вспомогательного оборудования	360	530	785
Энергетический модуль и распределительное устройство	150	210	310
Жилой модуль	100	150	400
Трубы и разное	80	140	235
Опорная рама для модулей	600	735	945
Консоль с горелочным устройством	190	225	260
Вертолетная площадка	180	180	260
Итого	2599	3542	5184

Таблица 1.4

## Масса (в т) верхних строений стационарной платформы с опорным блоком ферменного типа (Северное море)

Вариант	При добыче газа, млн. м <sup>3</sup> /сут		
	0,7	6,2	12,3
Трубы и клапаны	220	340	490
Резервуары	78	129	200
Теплообменники	20	35	60
Механическое оборудование	217	347	557
Электрическое оборудование	126	182	248
Контрольно-измерительные приборы	73	109	144
Аккумуляторы	70	85	155
Элементы конструкции	1760	2265	3170
Архитектурные элементы	35	50	160
Итого	2599	3542	5184

ность такой установки определяется отдельно в каждом конкретном случае. При положительном решении можно получить большую экономическую эффективность. Основное требование — необходимость дистанционного управления системой, что влечет за собой изменение принципов проектирования морских платформ за счет максимального сокращения числа работающего в море персонала. Известно, что некоторые системы, в частности предназначенные для очистки газа, рассчитаны на дистанционное управление. Известно также, что сложные нефтедобывающие системы, к сожалению, не рассчитаны на дистанционное управление, особенно в суровых природно-климатических условиях. Однако, если подводное оборудование станет относительно простым,

Таблица 1.5

Масса (в т) верхних строений стационарной платформы с опорным блоком ферменного типа (Северное море)

Вариант	При добыче конденсата, млн. м <sup>3</sup> /сут		
	2,8	5,7	8,5
Модуль с устьевым оборудованием	404	474	552
Модуль с направляющими путями		415	415
Буровое оборудование		2 015	2 015
Буровая вышка		760	760
Эксплуатационный модуль	580	1 050	1 530
Модуль с оборудованием для обработки газа и конденсата	470	805	1 135
Газовый компрессор	1 005	1 345	1 670
Модуль вспомогательного оборудования	785	1 220	1 700
Энергетический модуль и распределительное устройство	310	470	635
Трубы и разное	235	395	555
Опорная рама для модулей	945	1 465	1 985
Жилой блок	400	1 200	1 800
Консоль с горелочным устройством	260	325	400
Вертолетная площадка	260	2 260	260
Итого	5 654	12 199	15 412

Таблица 1.6

Масса (в т) верхних строений стационарной платформы с опорным блоком ферменного типа (Северное море)

Вариант	При добыче конденсата, млн. м <sup>3</sup> /сут		
	2,8	5,7	8,5
Трубы и клапаны	540	1 030	1 410
Резервуары	240	383	545
Теплообменники	65	110	155
Механическое оборудование	592	2 082	2 527
Электрическое оборудование	268	574	630
Контрольно-измерительные приборы	149	155	160
Аккумуляторы	170	325	420
Элементы конструкции	3 470	7 090	8 890
Архитектурные элементы	160	450	675
Итого	5 654	12 199	15 412

то управлять им можно будет с помощью существующих подводных методов контроля и управления (рис. 1.17).

**Устьевое оборудование и манифольды.** Подводная установка и эксплуатация устьевого оборудования уже применяются в нефтяной промышленности. Заканчивается разработка подводных штуцеров.

**Сепараторы** представляют собой резервуары, снабженные устройствами для регулирования давления и уровня жидкости. Они могут работать под водой, однако нельзя сказать, что они пол-

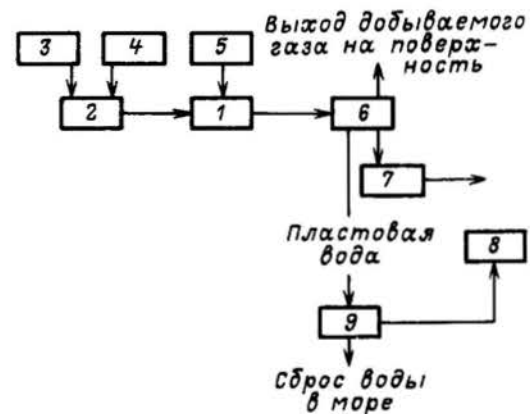


Рис. 1.17. Блок-схема подводной системы сбора и подготовки нефти:

1 — эксплуатационный манифольд; 2 — добывающие скважины; 3 — ингибиторы коррозии; 4 — газ для газлифта; 5 — пеногаситель и деэмульгатор; 6 — сепарация продукции скважин; 7 — емкость для хранения; 8 — извлечение нефти; 9 — сепарация воды

ностью приспособлены к подводной эксплуатации. Определенные трудности связаны с необходимостью обеспечения качественной сепарации смеси на газ и жидкость, а также с необходимостью сброса давления.

Основное требование к проектированию подводных сепараторов — обеспечение прочности, достаточной для выдерживания внешнего давления, что само по себе необычно; кроме того, в любом случае сепараторы должны выдерживать максимальное внутреннее давление. При этом снимается проблема сброса давления. Такое же высокое расчетное давление должно быть положено в основу проектирования всей подводной системы.

**Эффективность сепарации.** Соблюдение требований к упругости паров продукта обычно достигается контролируемым снижением температуры и давления. Необходимость сохранения теплоты в потоке диктует высокие требования к системе изоляции. Следует помнить также о недопустимости попадания извне морской воды. При потерях теплоты или при тенденции жидких углеводородов к парафинообразованию может потребоваться иммерсионный электронагрев сепаратора.

**Насосная перекачка нефти и конденсата** не должна вызывать затруднений, поскольку существующие модификации погружных насосов должны работать и на глубине.

**Попутно добываемая вода** находится под давлением и содержит растворенные и свободные углеводородные компоненты. Она может храниться некоторое время под водой в специальных емкостях, а затем (после отстоя) сбрасываться в море без очистки или после хранения в емкостях загружаться в танкеры.

**Транспорт нефти и конденсата.** Подготовка нефти к танкерной или трубопроводной транспортировке предполагает получение жидкости с упругостью паров по Рейду, равной 100 или 10, с проведением двух- или трехступенчатой сепарации. Для танкерной транспортировки жидкости с упругостью паров по Рейду, равной 10, требуется грузочное сооружение. При строительстве такого сооружения основной вопрос заключается в том, про-

Таблица 1.7

Масса (в т) подводной системы подготовки и транспорта продукции скважин

Вариант	При добыче нефти, тыс. м <sup>3</sup> /сут		
	0,8	1,6	3,2
Трубопроводы и арматура	40	60	100
Резервуары	10	20	40
Теплообменники	—	—	—
Механическое оборудование	30	50	90
Электрическое оборудование	15	25	35
Контрольно-измерительные приборы	5	5	5
Аккумуляторы	—	—	—
Элементы конструкции	—	—	—
Итого	100	160	270

Примечание. Несущая рама модуля здесь не учитывается.

водить обработку нефти под водой или проектировать минимальный комплекс технологического оборудования на загрузочной колонне или танкере. Решение о проведении подводной сепарации следует принимать отдельно в каждом конкретном случае после тщательного рассмотрения всех условий.

Конденсат обычно транспортируется вместе с газом в составе двухфазного потока. Такой способ транспортировки применяется как на газовых, так и на конденсатных месторождениях (табл. 1.7).

**Обезвоживание конденсата** может осуществляться в подводных условиях посредством гравитационного разделения или за счет коалесценции. Однако остается проблема сброса воды.

#### Очистка газа.

##### 1. Нефтяной газ.

Запасы газа на малых нефтяных месторождениях не настолько велики, чтобы можно было организовать их отдельную разработку. Сброс отсепарированного газа может осуществляться посредством выброса в атмосферу или сжигания на факеле, а также с помощью менее традиционных методов, таких как растворение на глубине в морской воде (рис. 1.18 и 1.19).

2. Газ, добываемый на газовых и конденсатных месторождениях.

При разработке как газовых, так и конденсатных месторождений основная задача заключается в добыче газа с целью его дальнейшего использования. При этом возможны следующие проблемы:

- образование кристаллогидратов;
- коррозия;
- образование двухфазного потока.

Образование кристаллогидратов усиливается за счет наличия свободной воды, которая способствует также появлению коррозии. Коррозия может увеличиваться под действием парциального дав-

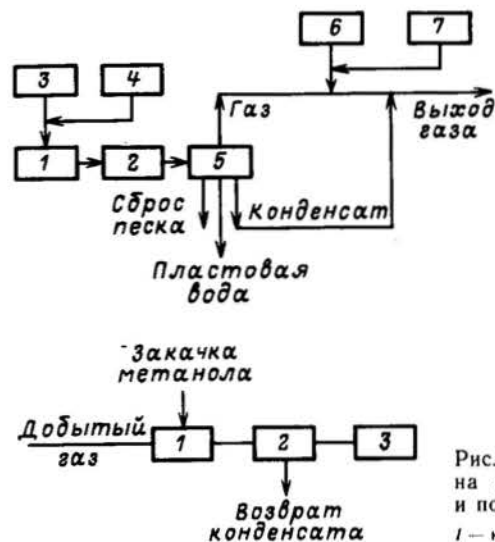


Рис. 1.18. Блок-схема подводной системы сбора и подготовки газа:

1 — добывающие скважины; 2 — эксплуатационный манифольд; 3 — ингибирование коррозии; 4 — закачка метанола; 5 — сепарация продукции скважин; 6 — ингибирование коррозии; 7 — закачка гликоля

Рис. 1.19. Блок-схема сжигания газа на факеле подводной системы сбора и подготовки продукции скважин:

1 — коллектор; 2 — газосепаратор; 3 — факел

ления содержащегося диоксида углерода и в особенности сероводорода. Появление жидких углеводородов обусловливается падением температуры в трубопроводе.

В настоящее время подводная обработка газа и эксплуатация компрессорных установок в подводных условиях считаются невозможными. Решение проблемы обработки газа будет зависеть от применения ингибиторов коррозии и образования кристаллогидратов. Кроме того, для создания подводного технологического оборудования могут потребоваться более совершенные материалы.

**Сброс газа.** Обычно предполагается, что подводное оборудование должно проектироваться без устройств для сброса газа. Это ведет к увеличению массы оборудования, но таково требование надежности при отсутствии устройств для сброса газа.

**Транспорт газа.** Предполагается, что транспорт газа должен осуществляться за счет естественного давления. В связи с этим рабочее давление в системе оборудования должно быть равно или почти равно устьевому давлению.

#### Сбор и подготовка нефти в подводных условиях

Установленный под водой небольшой комплекс технологического оборудования должен обеспечивать сепарацию нефти, газа и воды, а также подготовить их к транспортировке. Этот процесс может оказаться далеко не простым, поэтому ниже приводятся некоторые рекомендации.

**Устье и манифольды.** Эти компоненты подводных систем уже разработаны и успешно эксплуатируются. Газлифтная и насосная добыча могут осуществляться только с помощью подводных систем оборудования (табл. 1.8).



Таблица 1.8

Масса (в т) подводной системы подготовки продукции скважин и модуля с устьевым оборудованием

Вариант	При добыче нефти, тыс. м <sup>3</sup> /сут		
	0,8	1,6	3,2
Трубопроводы и арматура	40	75	125
Резервуары	5	10	15
Теплообменники	—	—	—
Механическое оборудование	1	2	3
Электрическое оборудование	3	5	8
Контрольно-измерительные приборы	6	8	12
Аккумуляторы	—	—	—
Элементы конструкции	—	—	—
Итого	55	100	163

Примечание. Несущая рама модуля здесь не учитывается.

**Сепарация.** Максимальная эффективность отбора нефти на малых месторождениях может, помимо прочего, достигаться за счет простоты подводного оборудования. Подводная сепарация пока применяется в ограниченном ряде случаев. Чтобы подготовить нефть к транспортировке можно сократить число ступеней сепарации до одной—двух. Для обеспечения давления паров, предусмотренного требованиями, предъявляемыми к нефти при транспортировке или хранении, в случае, если устьевая температура не может поддерживаться на заданном уровне, в одной из емкостей сепаратора предусматривается иммерсионный электронагрев. Все системы должны быть рассчитаны на статическое давление в скважине при закрытом устье. Резкое снижение не предусматривается.

Для повышения эффективности сепарации с платформы можно обеспечить подачу деэмульгирующих и пеногасящих агентов. С целью уменьшения размера и массы сепараторов при сохранении их высокой эффективности можно воспользоваться центробежными конструкциями или конструкциями с наклонными полками.

**Подводные емкости для хранения нефти.** В качестве подводной емкости для хранения нефти может служить либо самостоятельная конструкция, либо нижняя часть шарнирно закрепленной на дне загрузочной башни. Вероятно, предпочтительнее применять стальные, а не железобетонные емкости, поскольку между нефтью в емкости и окружающей морской водой отмечается сравнительно большая разница температур. Предполагается, что при правильном проектировании дно емкости для хранения может непосредственно контактировать с морской водой. Однако альтернативным вариантом предусматривается применение стандартной емкости с водяным балластом, которая обычно используется

при строительстве железобетонных сооружений гравитационного типа. Насосы и системы обработки водяного балласта можно установить внутри шарнирно закрепленных на дне башен или на них.

**Добытый газ.** Для обеспечения минимального давления сепарации добытый газ должен подниматься по шарнирно закрепленной на дне башне и сжигаться на установленном на ней факеле или на отдельно установленном горелочном устройстве.

Добытый газ следует охладить так, чтобы его температура была ниже точки росы углеводородов. В нижней части факельного райзера должны быть установлены конденсатосепараторы, а отсепарированный конденсат должен закачиваться в сепарационную систему.

Проблему образования кристаллогидратов можно решить путем закачки метанола.

**Пластовая вода.** Под водой должны быть созданы условия для хранения значительных объемов пластовой воды в специальных емкостях (рис. 1.20). Возможен вариант, при котором по истечении соответствующего периода времени и после применения деэмульгаторов вода может сбрасываться непосредственно в море. Согласно другому варианту, при отсутствии соответствующей обработки вода должна поступать в специальное сооружение для загрузки в танкер. При этом возможно поступление отсепарированных фаз в отдельные отсеки или поступление смеси в один отсек, что в свою очередь, определяется проектом.

При использовании подводных емкостей для хранения пластовой воды, являющихся одновременно сепараторами, следует предусмотреть откачку отсепарированной нефти в сепараторы продукции скважин.

**Поверхностное оборудование.** Комплекс поверхностного оборудования необходим для выполнения следующих функций: обеспечение энергоснабжения; осуществление закачки химических реагентов; размещение факельного устройства; размещение систем управления и контроля.

Поверхностное оборудование может находиться на некотором расстоянии от добывающих скважин.

При этом транспорт нефти может осуществляться по трубопроводу, если под водой установлены нефтеперекачивающие насосы.

Вообще же обычно предусматривается танкерная транспортировка нефти, в этом случае в комплекс поверхностного оборудо-

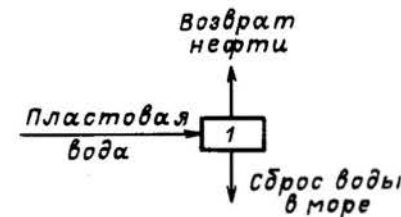


Рис. 1.20. Блок-схема обработки пластовой воды в подводной системе сбора и подготовки продукции скважин:

1 — хранение и сепарация воды

Таблица 1.9

Масса (в т) подводной системы подготовки продукции скважин и поверхностного оборудования

Вариант	При добычи нефти, тыс. м <sup>3</sup> /сут		
	0,8	1,6	3,2
Эксплуатационный модуль	200	350	625
Вспомогательные системы	350	650	850
Генераторы энергии и распределительное устройство	300	500	650
Трубы, разное	140	215	320
Опорная рама для модулей	700	900	1150
Жилой блок	450	800	1200
Вертолетная площадка	260	260	260
Консоль с горелочным устройством	175	210	275
Итого	2575	3885	5330

Примечание. Системы загрузки танкеров и хранения нефти здесь не учитываются.

Таблица 1.10

Масса (в т) подводной системы подготовки продукции скважин и эксплуатационного модуля

Вариант	При добычи нефти, тыс. м <sup>3</sup> /сут		
	0,8	1,6	3,2
Трубопроводы и арматура	60	100	160
Резервуары	45	75	120
Теплообменники	5	5	5
Механическое оборудование	10	20	40
Электрическое оборудование	215	25	35
Контрольно-измерительные приборы	15	15	15
Аккумуляторы	—	—	—
Элементы конструкции	—	—	—
Итого	150	240	375

Примечание. Несущая рама модуля здесь не учитывается.

дования включается причал для танкеров, куда часто входит подводная емкость для хранения нефти.

К вышесказанному следует добавить, что поверхностное оборудование должно включать все вспомогательные системы и системы жизнеобеспечения. В связи с этим представляется целесообразным оборудование для подготовки нефти разместить под водой (табл. 1.9 и 1.10).

## Сбор и подготовка газа в подводных условиях

**Устья и манифольды.** Эти компоненты подводных систем давно эксплуатируются и поэтому здесь не рассматриваются (табл. 1.11).

**Сепарация.** Транспорт газа к подводным комплексам предполагается осуществлять вместе с конденсатом по одному трубопроводу. Сепарацию продукции газовых скважин проводят с целью:

- удаления песка для предотвращения эрозии оборудования;
- удаления пластовой воды для предотвращения коррозии.

В процессе добычи газа попутно извлекается из скважин гораздо меньше воды, чем в процессе добычи нефти, что объясняется условиями насыщения коллектора при пластовых давлениях и температуре. На газодобывающих платформах-спутниках пластовая вода часто не сепарируется, а направляется на основное добывающее сооружение.

Если подводной системе отводится роль только сепаратора песка, то можно воспользоваться запатентованными пескоотделителями очень простой конструкции. Такие пескоотделители не осуществляют сепарацию конденсата и воды, а выпускают всю жидкость в линию жидкой продукции. Их преимущество заключается в том, что им не требуются регуляторы уровня жидкости или уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей. Песок оседает в отстойнике, находящемся под сепарационной емкостью, и периодически может извлекаться из отстойника при подъеме сепаратора на поверхность.

Извлечение свободной воды можно также осуществлять в подводных условиях. В этом случае требуется применение регуляторов уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей. Методы сброса воды будут аналогичны тем, которые применяются при подводной обработке нефти.

Таблица 1.11

Масса (в т) подводной системы подготовки продукции скважин и модуля с устьевым оборудованием

Вариант	При добыче газа, млн. м <sup>3</sup> /сут		
	0,7	1,4	2,8
Трубопроводы и арматура	55	75	95
Резервуары	15	25	40
Теплообменники	—	—	—
Механическое оборудование	10	15	20
Электрическое оборудование	10	15	20
Контрольно-измерительные приборы	10	15	20
Аккумуляторы	—	—	—
Элементы конструкции	—	—	—
Итого	100	145	195

Примечание. Несущая рама модуля здесь не учитывается.

Подводные сепараторы — это сепараторы высокого давления, а падение давления на устьевом штуцере носит номинальный характер. Расход отсепарированной продукции регулируется в манифольде.

Конденсат снова закачивается в газовую линию с помощью насоса, либо за счет перепада давления на распределительном клапане.

Защита трубопровода от коррозии достигается, во-первых, подбором материалов (например, нержавеющей стали), во-вторых, применением ингибиторов коррозии. Трубопровод должен выдерживать полное устьевое статическое давление. Образование кристаллогидратов можно предотвратить посредством закачки в выкидную линию метанола или гликоля. Этот метод эксплуатации трубопровода соответствует методам, практикуемым на некоторых платформах-спутниках.

**Поверхностное оборудование.** Предполагается, что подводная система сбора и подготовки газа может находиться на большем расстоянии от комплекса поверхностного оборудования, чем такая же система сбора и подготовки нефти. Поверхностное оборудование обеспечивает, как минимум, проведение сепарации, а также дегидрирование газа и конденсата. На более поздней стадии разработки месторождения, когда пластовое давление падает, к функциям поверхностного оборудования добавляется компримирование газа. Для нормальной работы установок по стабилизации газа и конденсата необходим контроль за точкой росы углеводородов.

**Подача энергии и химических реагентов.** Энергия и химические реагенты (для защиты оборудования и трубопроводов) должны подаваться по подводным кабелям и трубопроводам.

### Сбор и подготовка конденсата в подводных условиях

Предполагается, что конденсатные месторождения следует разрабатывать без искусственного поддержания давления закачкой газа в пласт. Подводная система сбора и подготовки конденсата аналогична системе, применяемой на газовых месторождениях. В зависимости от газового фактора по трубопроводу будет транспортироваться двухфазный поток на расстояние, определяемое проектом.

Разработка конденсатного месторождения требует сравнительно большого комплекса технологического оборудования, особенно для газа. Традиционные верхние строения характеризуются сложностью и большой массой. Создание системы сбора и подготовки продукции конденсатного месторождения — сложная инженерная задача. Основное преимущество предлагаемой системы заключается в том, что она может играть роль спутниковой при основном добывающем комплексе.

## Глава 2

### ПЛАВУЧИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

В данной главе дается оценка плавучим эксплуатационным системам, работающим в Северном море. Одна из них принадлежит фирме «Hamilton Brothers» (месторождение Аргилл), а вторая — фирме «British Petroleum» (месторождение Бучан). Затем рассматриваются новые модели полупогружных установок, которые используются в качестве плавучих эксплуатационных систем и эксплуатационных систем танкерного типа. На рис. 2.1 показана типичная плавучая эксплуатационная система.

#### МЕСТОРОЖДЕНИЕ АРГИЛЛ

На рис. 2.2 представлена схема обустройства месторождения Аргилл. Основная информация по месторождению Аргилл приведена ниже.

Компания-оператор, партнеры . . . . .	Hamilton Brothers, RTZ, Texaco, Blackfriars Oil, Trans-European Co
Время открытия . . . . .	Октябрь, 1971 г.
Глубина моря, м . . . . .	79
Характер морского дна . . . . .	Цехштейн + Ротлигендес
Глубина залегания пласта, м . . . . .	2743
Извлекаемые запасы, млн. м <sup>3</sup> :	
начальные . . . . .	11,9
текущие . . . . .	5,6 (на 31/XII.81)
Коэффициент нефтеотдачи . . . . .	0,35
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> . . . . .	37,4
Содержание серы, % . . . . .	0,2
Начало эксплуатации . . . . .	Июнь 1975 г.
Максимальная добыча в 1976 г., тыс. м <sup>3</sup> /сут . . . . .	3,7
Добыча в 1981 г., тыс. м <sup>3</sup> /сут . . . . .	2,9
Особые проблемы . . . . .	Добыча возможна только при благоприятных погодных условиях. Запасы труднодоступны
Платформа . . . . .	Одна стальная плавучая
Транспортные средства . . . . .	Выносной точечный причал + танкеры («Теодженниттор», «Леонидас»)
База снабжения (обслуживания) . . . . .	Абердин
Капитальные вложения, млн. ф. ст.:	
на сегодняшний день . . . . .	90
всего . . . . .	125
Примерные эксплуатационные расходы, млн. ф. ст. в год . . . . .	55

Особый интерес представляет система эксплуатационного райзера.

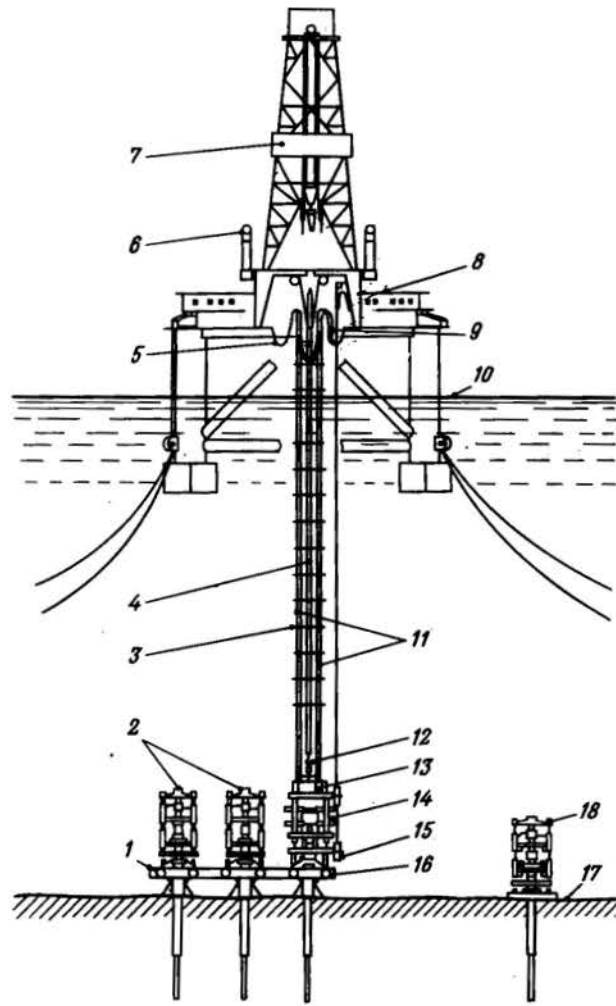


Рис. 2.1. Плавающая эксплуатационная платформа:

1 — опорная рама; 2 — устьевая арматура на опорной раме; 3 — направляющие воронки; 4 — центральный опорный элемент конструкции; 5 — s-образные патрубки и шланги; 6 — натяжные устройства райзера; 7 — подъемная система; 8 — полупогружная установка (система управления; эксплуатационное оборудование; система швартовки; средства обеспечения водолазных работ); 9 — верхняя компоновка райзера; 10 — уровень моря; 11 — эксплуатационные, обслуживающие райзеры и райзер транспорта продукции скважин; 12 — нижняя компоновка райзера; 13 — соединительные узлы райзера; 14 — манифольд; 15 — блоки управления; 16 — основание; 17 — морское дно; 18 — устьевая арматура за пределами опорной плиты

### Система эксплуатационного райзера

Система эксплуатационного райзера на месторождении Аргилл состоит из стандартных узлов, которые в 1975 г. были собраны в уникальную по тем временам компоновку. Пять основных элементов системы идут снизу вверх в следующей последовательности:

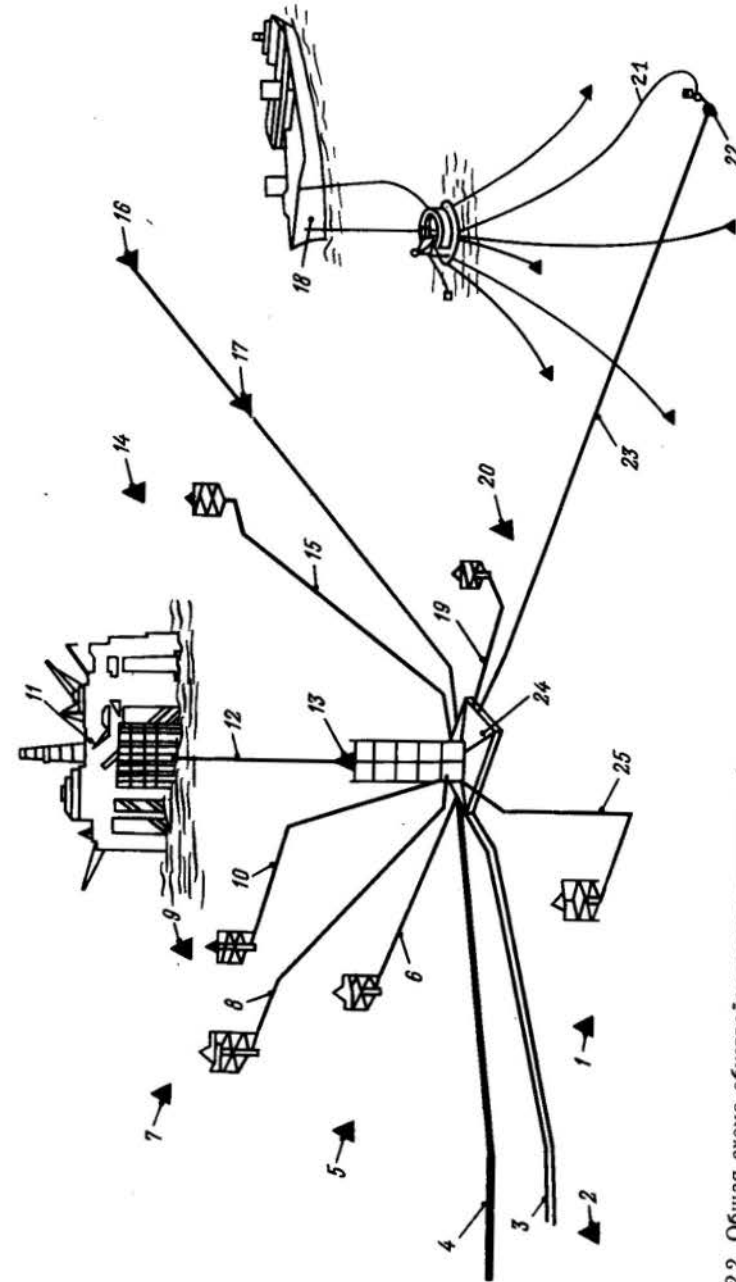


Рис. 2.2. Общая схема обустройства месторождения Аргилл:

Скважины: 1 — 30/24-12; 2 — 30/24-2 (ликвидирована); 3 — 30/24-9; 4 — 30/24-14; 5 — 30/24-6; 6 — 30/24-3 (бывшая); 7 — 30/24-10 (ликвидирована); 8 — 30/24-13 (ликвидирована); 9 — 30/24-11; 10 — двойная выкидная линия диаметром 114 мм, длиной 1029 м; выкидные линии: 11 — от скв. 30/24-15/17; 12 — диаметр 114 мм, длиной 701 м; 13 — диаметр 114 мм, длиной 1187 м; 14 — диаметр 114 мм, длиной 1127 м; 15 — диаметр 114 мм, длиной 1183 м; 16 — диаметр 114 мм, длиной 487 м; 17 — диаметр 114 мм, длиной 2278 м; 18 — диаметр 114 мм, длиной 609 м; 19 — полупогружная установка «Трансурд-38»; 20 — манифольд; 21 — рабзер; 22 — подводный манифольд; 23 — загрузка танкера у выносного точечного причала; 24 — линия выносного точечного причала; 25 — соединение



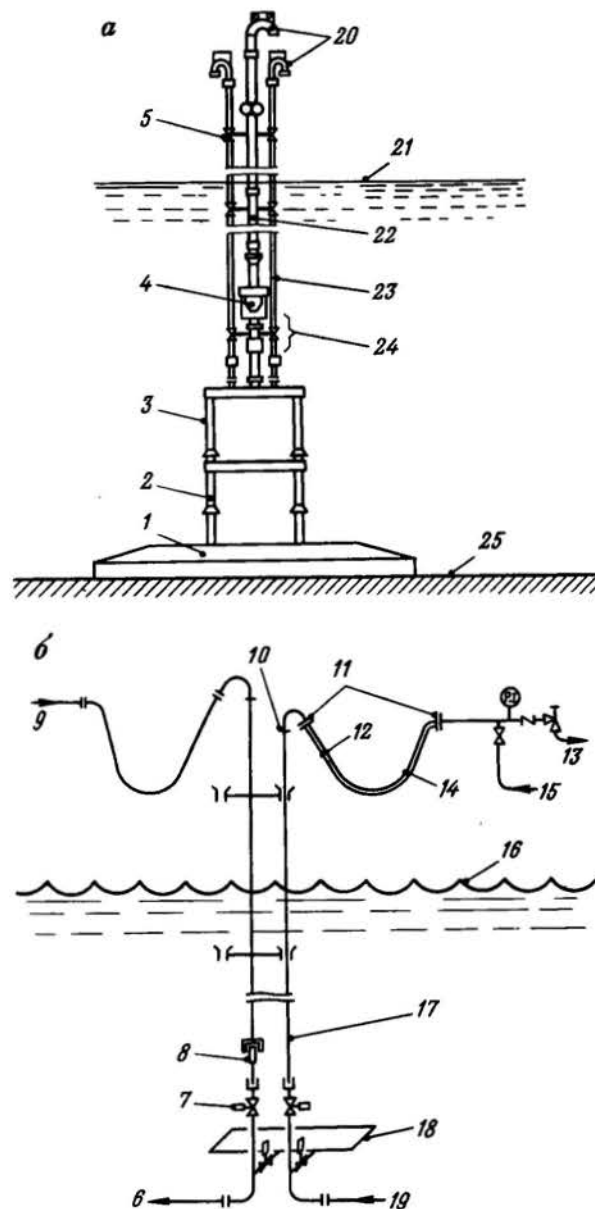


Рис. 2.3. Система эксплуатационного райзера (а) и схема райзерной системы на месторождении Аргилл (б):

1 — «мертвый» якорь; 2 — постоянное основание; 3 — манифольд; 4 — универсальный шарнир; 5 — направляющие воронки; 6 — к выносному точечному причалу; 7 — автоматические затворы; 8 — универсальный шарнир; 9 — линия отгрузки нефти наружным диаметром 273 мм, идущая от технологического комплекса платформы к выносному точечному причалу; 10 — специальное захватное соединение; 11 — узлы соединения; 12 — гибкий трубопровод; 13 — к подводному манифольду; 14 — один из восьми эксплуатационных райзеров наружным диаметром 114 мм; 15 — линия глушения;

«мертвый» якорь, постоянное основание, манифольд, райзеры и гибкие соединения (рис. 2.3).

Центральный райзер имеет номинальный диаметр в свету 254 мм и служит в качестве основного удерживающего элемента системы и райзера транспорта нефти. Этот элемент состоит из стыковочного узла, универсального шарнира и шести звеньев райзерных труб диаметром 254 мм и длиной 12 м, соединенных между собой стандартными муфтами для морских райзеров. Вокруг райзера диаметром 254 мм радиально расположены восемь эксплуатационных райзеров, каждый из которых имеет номинальный диаметр 102 мм и состоит из стыковочного узла, предохранительной муфты, одного звена райзерных труб диаметром 152 мм, длиной 12 м и пяти звеньев диаметром 102 мм, длиной 12 м, соединенных между собой замковыми соединениями диаметром 114 мм. Боковое движение плавучей эксплуатационной установки передается на райзерную компоновку, которая при этом отклоняется от вертикального положения. Райзер диаметром 254 мм передает это движение на универсальный шарнир, а райзеры диаметром 102 мм изгибаются в ответ на отклонение основного райзера. Сопrotивление райзерной системы длительным изгибающим нагрузкам в значительной степени обусловлено большим диаметром и большой толщиной стенок нижнего звена райзерных труб. Направление райзеров диаметром 102 мм определяется с помощью направляющих воронок, расположенных радиально вокруг основного райзера диаметром 254 мм через равные промежутки по всей его длине. Радиус изгиба райзеров диаметром 102 мм относительно универсального шарнира достигает максимума за счет отсутствия направляющих воронок, начиная с высоты примерно 29,4 м от нижнего конца райзерной компоновки.

Верхний конец каждого райзера заканчивается s-образным патрубком, который через гибкую трубу соединяется с неподвижным трубопроводом эксплуатационной установки.

Райзерная система испытывает постоянное натяжение. Натяжение центральной райзерной колонны диаметром 254 мм и райзеров диаметром 102 мм достигается с помощью натяжных устройств, которые работают в половину расчетной мощности, исходя из того, что максимальное вертикальное перемещение установки при подсоединенном райзере равно 3 м. Подвижная головка райзера соединяется с фланцами палубного трубопровода с помощью гибких шлангов.

основания; 16 — уровень моря; 17 — толстостенное звено райзерных труб над автоматическим затвором; 18 — кольцевой манифольд, соединяющий все райзеры; 19 — от типичной подводной скважины; 20 — s-образные патрубки; 21 — уровень моря; 22 — одно звено райзерных труб диаметром 273 мм длиной 14,2 м и пять звеньев диаметром 273 мм длиной 13,7 м; 23 — одно звено райзерных труб диаметром 168 мм длиной 13,7 м и пять звеньев диаметром 114 мм, длиной 13,7 мм; 24 — стыковочный узел и предохранительная муфта; 25 — морское дно

## Основание и подводный манифольд

На месторождении Аргилл райзер установлен на основании, которое играет роль мертвого якоря и опорной конструкции для подводного манифольда (рис. 2.4).

Основание райзера состоит из двух частей: секции манифольда, в состав которой входят все автоматические клапаны с гидроприводом, и постоянного основания, включающего все клапаны с ручным приводом. Постоянное основание прикреплено к мертвому якорю, заглубленному в морское дно, и не извлекается. Для обслуживания и замены гидравлических клапанов секцию манифольда можно извлекать.

Основание райзера (мертвый якорь) представляет собой железобетонное основание размером 12 м x 12 м, массой 500 т. Оно заключено в стальную раму, имеет вертикальные направляющие стойки и центральную вертикальную трубу кондуктора диаметром 1069 мм. Труба кондуктора — это опорный и соединительный элемент постоянного основания; направляющие стойки

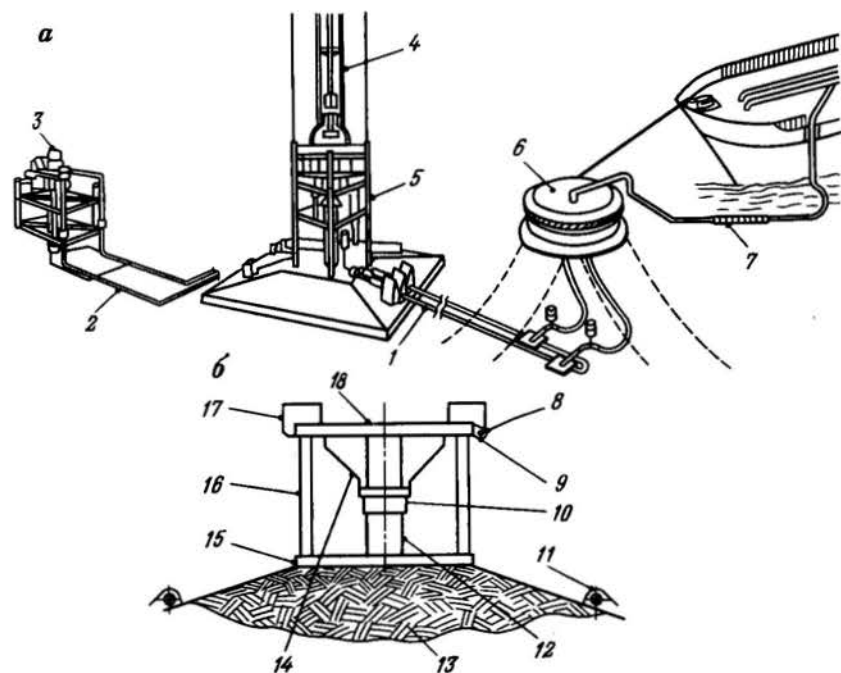


Рис. 2.4. Манифольд и основание райзера на месторождении Аргилл (а) и конструкция основания райзера (б):

1 — линии товарной нефти диаметром 254 мм; 2 — выкидные линии диаметром 114 мм; 3 — устье (типичное); 4 — райзер; 5 — манифольд; 6 — выносной точечный причал; 7 — плавучий шланг; 8 — тросы со стяжными винтами, по одному в каждом углу; 9 — планки с проушинами в каждом углу; 10 — защелкивающийся коллектор для трубы диаметром 989 мм; 11 — планки с проушинами на «мертвом» якорю; 12 — труба диаметром 989 мм; 13 — «мертвый» якорь; 14 — ребра жесткости; 15 — рама для распределения нагрузок; 16 — опорная колонна; 17 — гнезда для гидравлических линий управления; 18 — верхняя рама основания райзера

обеспечивают стыковку манифольда с постоянным основанием. Боковые стороны мертвого якоря скошены в направлении морского дна и снабжены трубочными зажимами для выкидных линий.

В конструктивном отношении постоянное основание — дальнейшее развитие идеи, заложенной в направляющее постоянное основание для бурения, от угловых направляющих стоек которого отходят направляющие тросы. Направляющее основание предназначено для обеспечения соединения подводных выкидных линий с манифольдом райзера. В конструкцию постоянного основания включены клапаны с ручным приводом, с помощью которых в случае необходимости можно перекрыть любую выкидную линию. Управление работой этих клапанов осуществляется с помощью водолазов.

Манифольд райзера состыкован с постоянным основанием. Он устанавливается с помощью направляющих стоек. Затвор защелкивается посредством гидравлической системы. Идущие от скважин линии в месте стыковки основания и манифольда имеют соединительный узел с охватываемым и охватывающим элементами, линии внешнего транспорта нефти подсоединяются к манифольду посредством гидравлических соединительных узлов. Система труб в самом манифольде устроена таким образом, что каждая скважина через клапан с гидроприводом соединяется со своим райзером. Каждую скважину можно также подключать к «кольцевой магистрали» через Т-образное соединение с клапанами. Эта «кольцевая магистраль» выполняет две функции: позволяет осуществлять подъем нефти из любой скважины по любому райзеру при необходимости ремонта райзера, а также создает возможность использования каждого райзера для обслуживания любого другого райзера в целях промывки. Трубы манифольда заканчиваются в его верхней части соединительными узлами с гидроприводами. С этими соединительными узлами состыкованы райзеры, которые расположены радиально вокруг центрального райзера, имеющего больший диаметр, чем остальные.

Первоначально пакеты гидравлических линий управления соединялись с манифольдом посредством гидравлического соединительного узла. Однако возникли проблемы, связанные с утечками и разного рода неполадками, вызванными воздействиями течений. Гидравлические соединения были заменены шарнирными. Сначала при компоновке манифольда применялись двухболтовые хомуты со стандартными кольцами АНИ или ВХ. По причине утечек их приходилось часто подтягивать. Гораздо более эффективными оказались стандартные фланцы АНИ.

После трех лет эксплуатации в отводной трубе первоначально установленного подводного манифольда образовалась трещина, которую нельзя было ликвидировать на месте. Трещина явилась следствием усталостных напряжений в трубе, возникших в результате натяжения райзера. В конструкции манифольда было предусмотрено разъемное кольцо, которое по замыслу должно было

предотвратить передачу натяжения райзера на систему труб манифольда. Штифты и гайки, которые удерживали разъемное кольцо, периодически требовали подтягивания. Оно проводилось, но тем не менее несколько раз штифты обрывались и их приходилось высверливать и удалять.

Во втором варианте манифольда эту проблему удалось решить, однако для предотвращения вывинчивания контргаяк их дублировали.

На манифольде было проведено большое число операций по подводному обслуживанию и ремонту, включая регулярную инспекцию и завинчивание болтов.

Требовали обслуживания и автоматические затворы. Наиболее часто они нуждались в замене уплотнений в соединительных узлах после защелкивания вслед за спуском райзера.

Защелкивание автоматического затвора осуществляется в результате действия давления в цепи на защелкивающий поршень. После защелкивания давление в цепи падает, но защелка не переводится в открытое положение. Для перемещения защелки поднимают давление в другой цепи, в результате чего поршень отодвигается в прежнее положение.

Обычно в периоды добычи давление в цепи остается низким. На случай повреждения каждая из этих цепей имеет запасную. Обе цепи вводятся в автоматический затвор через ввинченный в корпус T-образный элемент. Однажды во время шторма автоматический затвор не открылся, вследствие чего не удалось поднять райзер. К сожалению, открывающаяся цепь разорвалась у T-образного элемента в момент сброса давления, и о разрыве цепи нельзя было узнать до того, как в цепи начали поднимать давление для открытия автоматического затвора. Частое инспектирование и внесение изменений в конструкцию позволили свести к минимуму эту проблему.

Райзер диаметром 273 мм имеет универсальный шарнир, через который проходит короткий шланг высокого давления. Такая конструкция делает возможным угловое отклонение райзера от манифольда. Шланг и втулки универсального шарнира заменяются ежегодно.

#### ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АРГИЛЛ

Эксплуатационные параметры месторождения Аргилл постоянно уточняются с учетом опыта и консультаций с страховыми компаниями и с организациями, выдающими удостоверения о годности к эксплуатации. Граничные условия применения плавучих систем, в основном, определяются погодной ситуацией. Принцип заключается в реагировании на эффект погодных условий, а не на сами погодные условия. Тем не менее следует подчеркнуть, что реакция на плохую погоду не исключает учета опыта персонала, эксплуатирующего системы оборудования. Обычно ухудшение погодных

условий означает постепенное усиление ветра и волнения моря. В этом случае ответные меры принимаются в обычном порядке. Однако при резком изменении погоды необходимы срочные действия для обеспечения сохранности плавучей системы. В этом случае важно иметь полное представление о погодной ситуации и состоянии моря, а также иметь надежную службу прогнозирования погоды.

При установленном эксплуатационном райзере, соединяющем плавучую эксплуатационную систему «Трансуорлд-58» с подводным манифольдом, и при наличии танкера, пришвартованного к выносному точечному причалу, временное прекращение эксплуатации месторождения по причине погодных условий осуществляется следующим образом.

По мере ухудшения погоды, которое обычно сопровождается усилением ветра с северо-запада, нарастает волнение моря. В результате постепенно увеличивается натяжение швартова. Допустимый предел натяжения швартова составляет 10 кН. Это натяжение контролируется и регистрируется на баке и мостике танкера. При натяжении швартова в 10 кН преобладают такие погодные условия, когда скорость ветра составляет примерно 72—81 км/ч, а высота волны — 7,5—9 м, однако эти условия могут существенно меняться в зависимости от направления ветра, периода волны и продолжительности нагружения.

Когда натяжение швартова достигает примерно 8,5 кН, добыча на месторождении Аргилл прерывается, и содержимое райзерной системы вытесняется водой. Жидкость выпускается из сепаратора (нефть поступает в танкер, а вода в море), и райзер транспорта нефти заполняется водой до манифольда. Все гидравлические задвижки на манифольде и клапаны на отводящих линиях закрываются.

Танкер получает команду об отшвартовке. Сепаратор освобождается от жидкости, чтобы уменьшить нагрузку на палубу баржи и предотвратить появление временных нагрузок во время кормовой и бортовой качки баржи.

Если лица, осуществляющие контроль за месторождением, считают, что погода не будет и далее ухудшаться, то после консультаций с капитаном танкера может быть принято решение не прерывать швартовку. В этом случае после отсоединения грузового шланга танкер не уходит от выносного точечного причала, а остается связанным с ним посредством швартова. Это позволяет немедленно прервать швартовку в случае необходимости. Если решение было правильным, то после уменьшения натяжения швартова в результате ослабления волнения моря грузовой шланг можно снова присоединить к танкеру и возобновить добычу.

Однако если танкер отшвартовался, а погода продолжает ухудшаться, следующим звеном в цепи действий будет контроль за вертикальной качкой баржи и натяжением якорных цепей. Эти данные позволяют следить за влиянием погодных условий. Натяжение якорных цепей, достигающее 6,6 кН, или вертикальный



подъем, равный 2,4 м, — максимальный параметр, при котором следует начинать отсоединение и подъем эксплуатационного райзера. При этом S-образные патрубки отсоединяют, а трубы поднимают и укладывают на палубе. Райзер диаметром 254 мм поднимают аналогичным образом до того момента, когда универсальная подвеска выйдет из стола ротора. После отсоединения от манифольда райзера диаметром 254 мм можно осуществить балластировку баржи для повышения ее остойчивости. Если погода продолжает ухудшаться, то в каждой скважине закрываются клапаны-отсекатели, после чего два блока управления отсоединяются от подводного манифольда и поднимаются на поверхность. Эта операция обычно не проводится, поскольку гибкие шланги могут выдерживать существенные перемещения установки без пагубных для них последствий.

При возобновлении процесса добычи операции проводятся в обратной последовательности. Обычно с помощью телекамер, установленных на подводном манифольде, спуск и защелкивание райзерной системы осуществляются до повторной швартовки танкера.

До начала швартовки проводится визуальный осмотр плавучего грузового шланга и швартова, с тем, чтобы удостовериться, не запутались ли они, как это часто бывает. Если с ними все в порядке, танкер может провести швартовку при высоте волны до 4,5 м и скорости ветра 36—45 км/ч.

Все подводные выкидные линии и райзеры перед началом добычи подвергаются опрессовке водой. Эта операция имеет две цели: она позволяет определить целостность подводных трубопроводов, а также делает возможным управление работой устьевых клапанов посредством минимального перепада давления, благодаря чему уменьшается их износ.

В табл. 2.1 приводятся данные, которые могут представлять интерес при рассмотрении вопроса об использовании плавучего средства для добычи нефти или загрузки танкеров.

В ней отражен период с 1978 по 1982 г., как наиболее репрезентативный. Простои и периоды эксплуатации берутся применительно ко всей системе. Простои по отдельным скважинам не учитываются.

Стальные райзерные системы имеют ряд недостатков, основной из которых — чувствительность к погодным условиям, приводящая к потерям в добыче. Эта чувствительность обусловлена качкой баржи в периоды плохой погоды.

Качка представляет собой сложное движение, состоящее из четырех основных элементов, налагающихся друг на друга. Это вертикальная, бортовая и килевая качки и отклонение от заданного положения. Если при плохой погоде райзер остается соединенным с баржей, то возможно его повреждение от столкновения по вертикали с палубой баржи или от столкновения по горизонтали с подводной частью ее корпуса. Поэтому в случае ухудшения погодных условий райзер должен быть поднят на поверхность

и оставлен на вышке в ожидании повторного спуска. Результатом этой операции является временное прекращение процессов добычи, и, соответственно, падение прибыли.

Иногда происходит повреждение труб манифольда вследствие ослабления фланцевых соединений при передаче на них через райзер переменных напряжений изгиба в период плохой погоды. Простым и эффективным способом решения этой проблемы оказалось применение стопорных гаек.

Оборудование для спуска и подъема райзера включает традиционную буровую вышку, лебедку и сопутствующие системы. Это не улучшает рабочие характеристики плавучей эксплуатационной установки, поскольку в плохих погодных условиях ее остойчивость уменьшается вследствие понижения центра тяжести. Контроль за установочным износом райзера осуществляется на берегу, куда райзер доставляется для проведения полного неразрушающего обследования. Такое обследование проводится ежегодно и включает визуальный осмотр с целью обнаружения явных дефектов, кон-

Таблица 2.1

Разработка месторождения Аргилл в 1978—1982 гг.

Показатели	1978	1979	1980	1981	1982
Время непосредственной добычи нефти, %	60,83	66,56	67,17	50,97	66(77)*
Время простоев по причинам, %:					
крупный ремонт установки TW-58	14,83	0	11,81	21,19	0
крупный ремонт причала SBM	11,8	9,31	0	0	12(0)
неблагоприятные погодные условия	8,66	11,37	11,55	7,82	9(10)
неисправность SBM	2,64	11,54	8,92	19,74	9(10)
неисправность эксплуатационного райзера	1,01	0,55	0,36	0,01	4(5)
неисправность эксплуатационного оборудования	0,2	0,26	0,06	0,07	4(5)
неисправность системы управления	0,03	0,38	0,1	0	4(5)
неисправность установки TW-58	0	0,03	0,03	0,2	4(5)
Общее время простоев, %	39,17	33,44	32,83	49,03	34(23)
Число подъемов эксплуатационного райзера	6	3	5	4	
Число временных остановок в процессе добычи (танкер прерывает швартовку из-за плохих погодных условий)	19	16	22	21	

Максимальный отбор составил 6,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут (при плане 11,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут)

\* Цифры в скобках по 1982 г. получены после 6-недельного капитального ремонта SBM.



троль всех райзерных труб с использованием магнитного порошка с целью выявления поверхностных трещин, рентгеновское и ультразвуковое сканирование стыковых швов с целью обнаружения трещин в зонах термического влияния или в наплавленном металле и ультразвуковой контроль толщины стенок для выявления эрозии. Кроме того, специально обследуют замковые соединения, с тем чтобы обнаружить возможное повреждение замка, резьбы или уплотнения. При необходимости осуществляют ремонт. Такие обследования часто проводят в присутствии представителей управления конструирования трубопроводов Департамента энергетики.

Программа расчета динамических нагрузок, разработанная для нецельного варианта райзера, показала, что уровень напряжения райзера при рабочей высоте волны 7,5 м был значительно ниже, чем рабочее напряжение применявшейся стали. Высота волны 7,5 м рассматривалась как предельная, поскольку это была максимальная высота, при которой танкер оставался пришвартованным к бую. Критерий усталостной прочности материала принимался равным 50 % значения предельного усталостного напряжения исходного материала райзера.

### S-образные патрубки

При плохой погоде обычно проводится снятие S-образных патрубков. С этой целью в отверстие буровой шахты на тресе спускается рабочий, который вручную отсоединяет (присоединяет) S-образный патрубок. Амплитуда вертикальных колебаний установки может достигать при этом 2 м. Операция является опасной, однако при проведении данного исследования особых проблем, связанных с ремонтом и обслуживанием, не было.

### Соединительные шланги

Каждый райзер соединен с палубным манифольдом посредством шланга высокого давления, который принимает на себя колебания установки. Эти шланги были постоянным источником проблем до тех пор, пока не начали применяться специальные гибкие шланги, изготовленные во Франции. Помимо того, что первоначальный вариант шланги содержал резиновые соединения, с которыми вступала в реакцию подвижная нефть, он еще создавал проблему диффузии газа высокого давления в резиновом материале. В результате газ скапливался между слоями материала, расширялся и образовывал на шланге вздутия. На некоторых скважинах месторождения Аргилл, где давление и температура были высокими, такие шланги выходили из строя менее чем за 30 дней. С внедрением новых гибких шлангов эта проблема была решена.

### Подводные соединительные узлы

При эксплуатации подводного манифольда и подводной устьевой арматуры возникли некоторые проблемы. Одна из них касалась напряжений в фиксированных концах труб. Эти напряжения возникали вследствие перепадов температур в выкидных линиях в процессе эксплуатации и остановки скважин, что приводило к ослаблению соединений и к появлению трещин в сварных швах. Чтобы решить эту проблему были опробованы два нововведения.

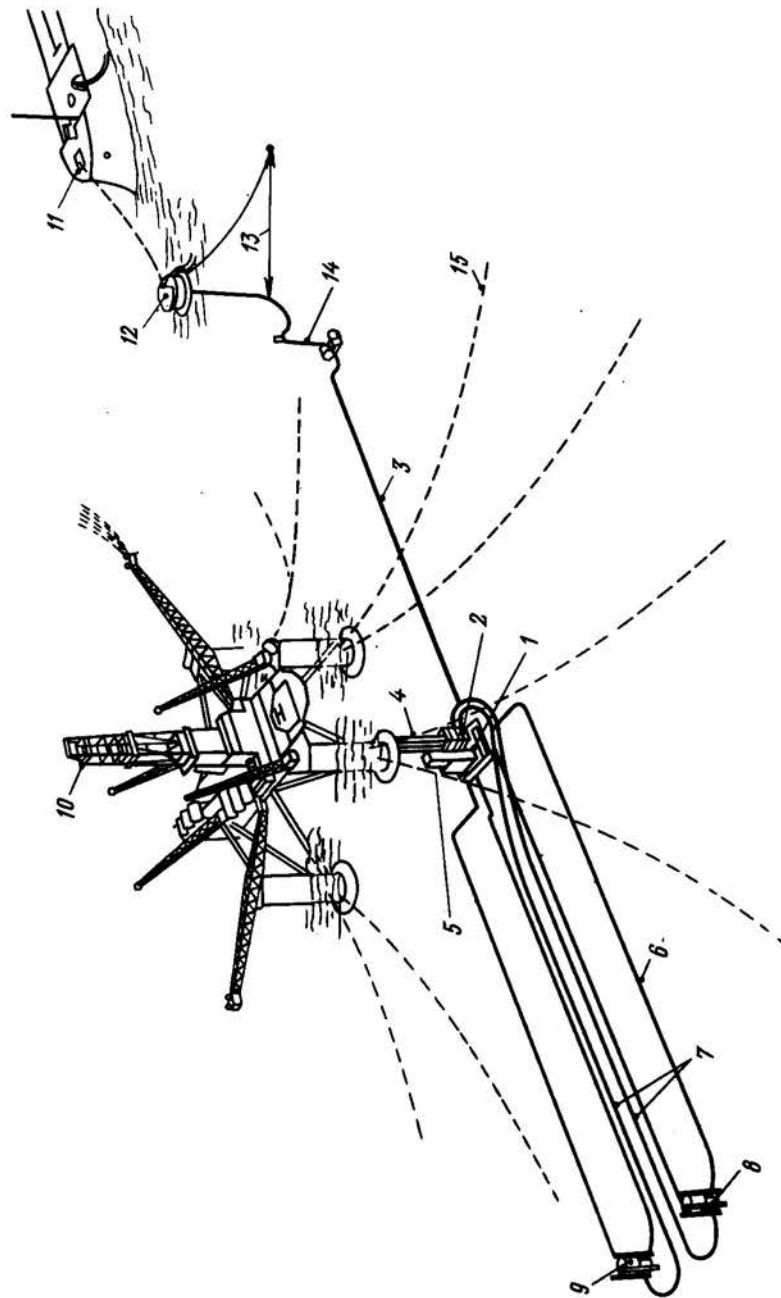
Первоначально подсоединение выкидных линий осуществлялось водолазами, которые устанавливали фланцы между выкидной линией и манифольдом или устьем. Для решения температурной проблемы выкидная линия была отнесена на 10—15 м в сторону от манифольда или устья. При расширении и сжатии линии напряжение снималось за счет изгиба прямоугольного и прямолинейного отрезков трубопровода.

Опыт работы в плохих погодных условиях показал, что более удобным вариантом является применение между выкидной линией и устьем (манифольдом) соединительных шлангов. Дополнительные расходы на изготовление специального соединительного шланга окупаются за счет экономии времени на водолазные работы.

### Месторождение Бучан

Схема обустройства месторождения Бучан представлена на рис. 2.5. Основная информация по этому месторождению приведена ниже.

Компания-оператор, партнеры	BP, Transworld, Sulpetro, Clyde, St. Joe, CCP, GAOL, Charterhall, Lochiel, Texaco (20 мая)
Дата открытия	Август, 1974 г.
Глубина воды, м	118
Характер морского дна	Тонкий слой песка
Глубина залегания пласта, м	2900—3200
Извлекаемые запасы, млн. м <sup>3</sup> :	
(начальные)	7,9
(текущие)	7,7 (31/XII.81 г.)
Коэффициент нефтеотдачи	0,13
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	53,4
Содержание серы, %	0,8
Начало эксплуатации	Май, 1981 г.
Максимальная добыча в 1982 г., тыс. м <sup>3</sup> /сут	7,5
Добыча в 1981 г., тыс. м <sup>3</sup> /сут	6,4
Особые проблемы	Трудности в переоборудовании имеющейся полупогружной платформы для использования на комплексном месторождении



Платформа	Одна стальная плавучая
Транспортные средства	Выносной точечный причал CALM + челночные танкеры «Маерск Ангус», «Маерск Бучан»
База снабжения (обслуживания)	Данди
Капитальные вложения, млн. ф. ст.:	
на сегодняшний день	225
с газлифтом	250
Примерная сумма эксплуатационных расходов (1982 г.), млн. ф. ст.	2,7

Эксплуатационный райзер, так же как на месторождении Аргилл, не рассчитан на суровые погодные условия (рис. 2.6). В плохую погоду он должен затаскиваться на вышку и там храниться. Райзер рассчитан на максимальную высоту волны 12 м, но его подъем следует начинать при гораздо меньшем волнении. Однако фактором, ограничивающим добычу, является в большей степени не райзер, а неспособность танкера продолжать загрузку у буя при плохих погодных условиях.

Конструкция райзера показана на рис. 2.7. До внедрения газлифта пакет райзеров включает один центральный райзер транспорта продукции диаметром 305 мм и десять райзеров диаметром 102 мм. Из числа десяти райзеров диаметром 102 мм восемь — эксплуатационные райзеры (по одному от каждой из восьми скважин) и два — обслуживающие райзеры.

Каждый райзер не зависит от других и может спускаться и натягиваться отдельно. Однако поскольку райзеры диаметром 102 мм проходят через направляющие воронки, их поперечное отклонение вызывает отклонение райзера диаметром 305 мм. Эти направляющие воронки прикреплены к плечам, установленным через каждые 7,6 м вдоль всей длины райзера диаметром 305 мм. Поэтому хотя каждый райзер в пакете независим в осевом движении, при поперечном отклонении пакет ведет себя как единый сложный элемент.

Чтобы уменьшить изгибающие напряжения у основания райзеров, на райзере транспорта всей продукции непосредственно над манифольдом устанавливают универсальный шарнир. Кроме того, придонное звено каждого эксплуатационного райзера длиной 15 м изготовляют из особо толстостенных труб. С внедрением газлифта к каждому эксплуатационному райзеру добавляют

Рис. 2.5. Схема обустройства месторождения Бучан:

1 — подводная опорная рама на четыре скважины типов В-1, В-2, В-3 и В-5; 2 — подводный манифольд; 3 — линия внешнего транспорта нефти диаметром 305 мм; 4 — райзерная система; 5 — скважина вне опорной рамы В-6; 6 — выкидные линии 4 мм × 101,2 мм; 7 — два пакета гибких линий управления; 8 — южная сателлитная скважина В-8; 9 — центральная сателлитная скважина В-7; 10 — погружная плавучая эксплуатационная платформа «Бучан Альфа»; 11 — танкер «Маерск Ангус» или «Маерск Бучан» водоизмещением 100 тыс. т; 12 — буй CALM; 13 — радиус разброса якорей буя (радиусом 3,2 км); 14 — манифольд на конце трубопровода; 15 — область разброса якорей платформы (радиусом 3,2 км)

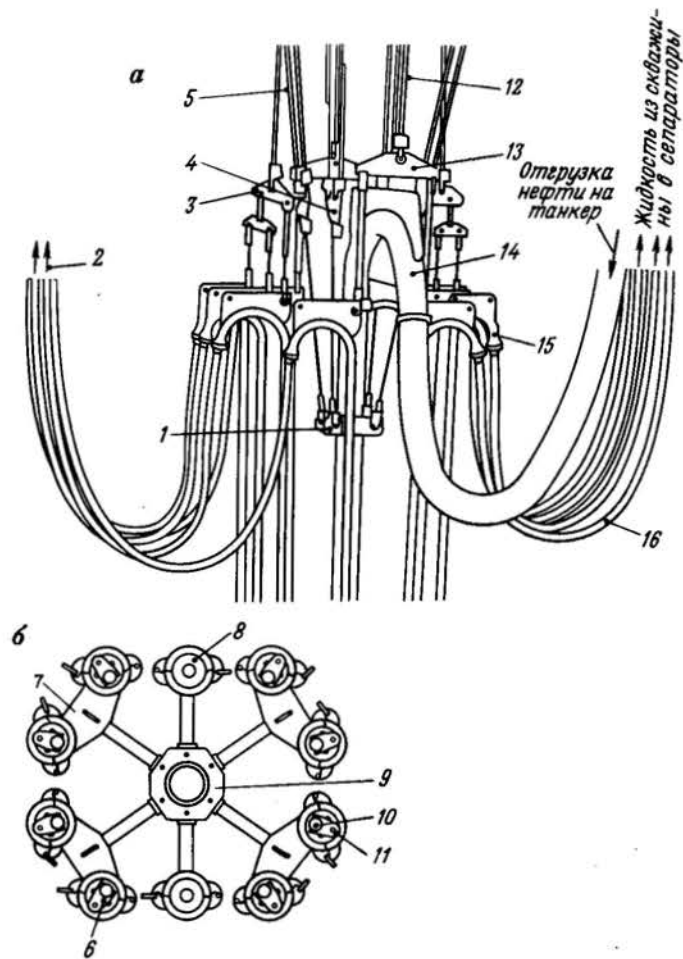


Рис. 2.6. Спайдерный захват (а) и райзерная система (б) на месторождении Бучан:

1 — натяжной хомут на райзере транспорта продукции; 2 — поток жидкости из скважины в сепараторы; 3 — скобковый узел (двойной); 4 — соединительный трубопровод райзера транспорта продукции; 5 — трос диаметром 38 мм, идущий к натяжным устройствам; 6 — обслуживающий райзер высокого давления; 7 — узел крепления райзеров; 8 — обслуживающий райзер низкого давления; 9 — райзер транспорта продукции; 10 — эксплуатационный райзер; 11 — газлифтный райзер; 12 — трос диаметром 38 мм, идущий к натяжным устройствам; 13 — скобковый узел (двойной); 14 — s-образный патрубок райзера внешнего транспорта продукции; 15 — s-образный патрубок эксплуатационных райзеров; 16 — гибкие шланги диаметром 89 мм, идущие от эксплуатационных райзеров и обслуживающие райзеры высокого и низкого давлений

газлифтный райзер диаметром 51 мм, для чего в направляющих воронках предусмотрены соответствующие приспособления. В основу конструкции райзерной системы положен принцип гибкости операций. Для отбора поступающей из пласта жидкости спускается только необходимое число райзеров. В случае надобности отдельные райзеры можно поднять и заменить новыми, не извлекая весь пакет. С другой стороны надо отметить, что при

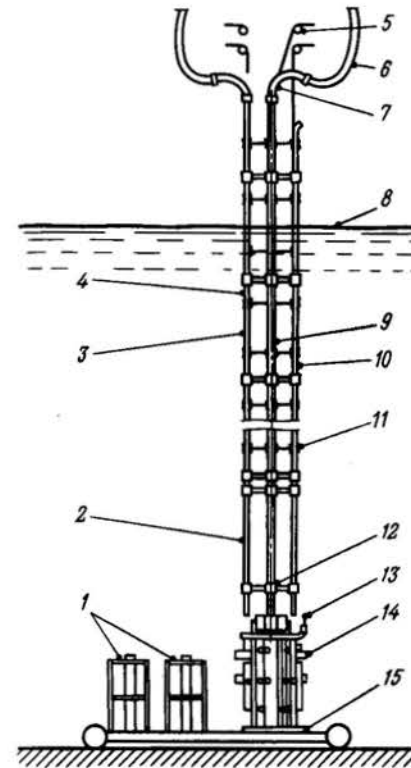


Рис. 2.7. Схема райзерной системы на месторождении Бучан:

1 — устьевая арматура; 2 — 15-метровое звено толстостенных труб (диаметр 102 мм); 3 — газлифтный райзер (диаметр 500 мм); 4 — эксплуатационный райзер диаметром 100 мм; 5 — к натяжным устройствам; 6 — гибкий шланг; 7 — s-образный патрубок; 8 — уровень моря (глубина воды 120 м); 9 — райзеры транспорта продукции диаметром 300 мм; 10 — два обслуживающих райзера диаметром 100 мм; 11 — спайдерный захват на направляющих воронках; 12 — универсальный шарнир диаметром 300 мм; 13 — соединительные узлы; 14 — manifold; 15 — опорная рама

этом возрастает расход времени на проведение операций по спуску и подъему райзеров, что связано с последовательными работами по отдельным линиям.

В процессе разработки райзерной системы были проведены многочисленные расчеты, а также модельные испытания пакета райзеров с целью определения скоростного и инерционного коэффициентов для отдельных райзеров. Результаты использовались при осуществлении программы, связанной с изучением напряжений, с тем, чтобы можно было прогнозировать изгибающие движения отдельных райзеров и поведение пакета райзеров в целом. Был проведен спектральный анализ усталости райзеров для определения их усталостной выносливости, а также усталостные испытания райзерных резьбовых соединений. Кроме того, в процессе эксплуатации осуществляется наблюдение за поведением райзеров с помощью контрольно-измерительных приборов, которые фиксируют такие параметры, как изгиб универсального шарнира и деформация стенок трубы в двух точках на райзере.

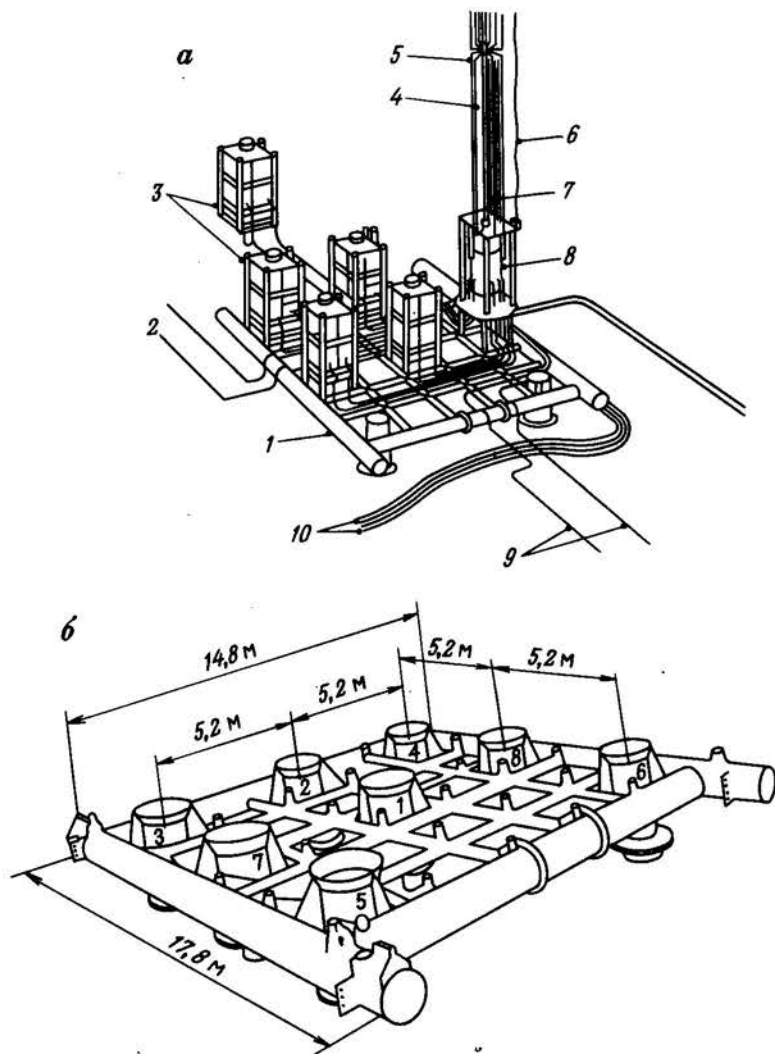


Рис. 2.8. Схема расположения опорной рамы, скважин и манифольда (а) и устройство опорной рамы (б):

1 — донная опорная рама; 2 — выкидная линия от спутниковых скважин; 3 — подводная устьевая арматура; 4 — эксплуатационные райзеры; 5 — спайдерный захват; 6 — пакет линий управления; 7 — центральный райзер транспорта продукции; 8 — выкидные линии от спутниковых скважин; 9 — выкидные линии от спутниковых скважин; 10 — линии управления

### Опорная плита и манифольд на месторождении Бучан

Для осуществления программы эксплуатационного бурения было необходимо построить и установить опорную плиту, рассчитанную на куст подводных скважин. Сделать это нужно было летом 1977 г.

Чтобы облегчить изготовление плиты, решено было упростить ее конструкцию. Поскольку окончательное расположение скважин не было определено, в опорной плите предусматривался ряд гнезд для бурения скважин, а также опорные приспособления для выкидных линий. Проектирование, изготовление и установка опорной плиты были осуществлены за четыре месяца.

Выбор был остановлен на опорной плите с восемью гнездами для скважин (рис. 2.8). Расстояние между центрами скважин составляет 5,2 м. Одно гнездо занимает подводный манифольд. Таким образом, предусмотрена возможность подсоединения к опорной плите пяти скважин при сохранении двух свободных гнезд на случай остановки бурения в любом направлении. Опорную плиту устанавливают на морском дне на юбке высотой 0,65 м, расположенной вокруг основания каждого кондуктора диаметром 1,22 м. Плиту закрепляют на дне посредством четырех свай диаметром 300 мм. Если дно неровное, то плиту выравнивают с помощью самоподъемных устройств, установленных на сваях.

Плита массой 90 т была доставлена на месторождение на барже. С помощью гусеничного крана, установленного на борту большого судна снабжения, опорная плита по прибытии на точку была спущена в воду. Затем, используя лебедку, ее опустили на морское дно, где водолазы завершили ориентирование и позиционирование плиты примерно в 7 м от существующей разведочной скважины, которую предполагалось подсоединить к плите в качестве эксплуатационной. Сваи забивали посредством небольшого подводного вибромолота. Выравнивать плиту не потребовалось, она была прикреплена к сваям кольцевыми лакерами. Всего на установку ушло 4 дня.

Ход бурения и строительства подтвердил жизнеспособность простой конструкции опорной плиты. Если бы понадобилось переработать проект, то изменения были бы незначительными.

Вслед за установкой плиты в августе 1977 г. началось бурение четырех скважин. Оно продолжалось в течение 14 мес и включало установку 90-метрового кондуктора диаметром 760 мм, который должен был служить основанием для подводного манифольда. В ожидании доставки подводной устьевой арматуры скважины были временно законсервированы.

Одновременно летом 1978 г. в течение 4 мес с помощью второй буровой установки велось бурение двух спутниковых скважин. График буровых работ соблюдался, несмотря на то, что первоначальная программа, предусматривавшая бурение пяти скважин с опорной плиты и одной спутниковой скважины, была заменена новой программой, согласно которой требовалось пробурить четыре скважины с опорной плиты и две спутниковые скважины (одна из которых была пробурена в центральной части пласта). На скважинах применялась устьевая арматура блочного типа (рис. 2.9). Каждая из них имела массу 52 т и устанавливалась единой компоновкой. Нижний блок такой арматуры включает двойную стволую задвижку с ручным приводом, а верхний —



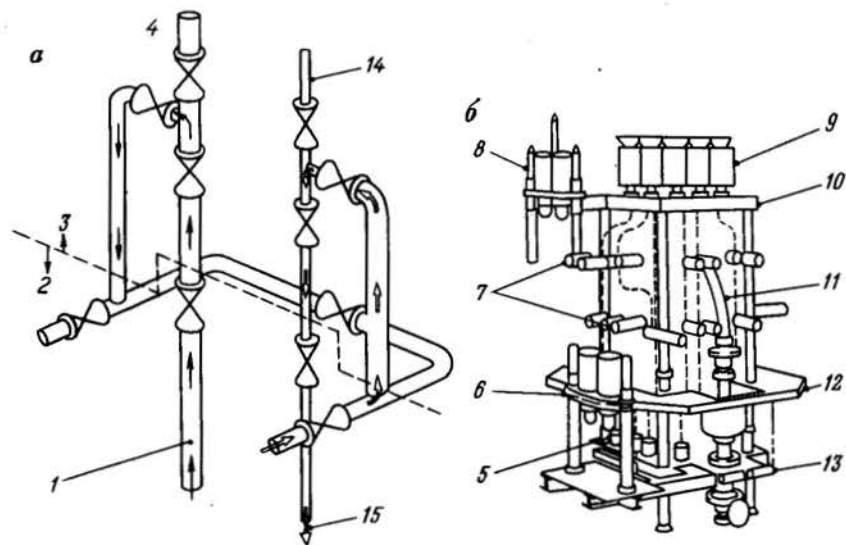


Рис. 2.9. Подводный манифольд (а) и основание райзерной системы (б) на месторождении Бучан:

1 — добыча нефти; 2 — к нижнему блоку устьевой арматуры; 3 — к верхнему блоку устьевой арматуры; 4 — эксплуатационная колонна; 5 — стыковочные узлы; 6 — блоки управления елки; 7 — устройство для приведения в действие клапанов; 8 — блоки управления манифольда; 9 — узлы соединения райзера; 10 — верхняя рама манифольда; 11 — линия транспорта продукции; 12 — нижняя рама манифольда; 13 — основание манифольда; 14 — линия затрубного пространства диаметром 51 мм; 15 — предлагаемая закачка газа

шесть клапанов, из них два стволовых; два на отводящих линиях и два на линии нагнетания газа. Все клапаны нижнего блока имеют гидропривод и снабжены внешними индикаторами. От нижнего блока устьевой арматуры отходит обводная петля с еще тремя перепускными клапанами. Она играет роль связующего звена между двойными выкидными линиями (диаметром 102 мм) манифольда и верхним блоком арматуры.

Перед внедрением газлифта можно оставить открытым перепускной клапан, при этом поток нефти пойдет по выкидным линиям, а с помощью скребков можно удалить со стенок труб парафиновые отложения.

В случае серьезных отказов оборудования верхний блок устьевой арматуры можно извлечь, оставив на месте нижнюю часть. При этом обводную петлю должны отсоединять водолазы.

### Блок превенторов для проведения канатных работ

После спуска устьевой арматуры все канатные работы велись через блок превенторов, установленный над устьевой арматурой. Он включает набор глухих плашек, обеспечивающих уплотнение как при наличии троса, так и при его отсутствии, а также набор срезных плашек. Изменением положения фланцевого соединения

под плашками обеспечивается доступ канатной техники в любую из колонн труб. Блок превенторов используется вместе с двойным райзером для проведения канатных работ. Этот райзер имеет размеры 102×51 мм и управляется с автономной системы управления, которая переносится с одной буровой установки на другую.

При нормальной работе управление устьевым оборудованием и скважинными клапанами-отсекателями осуществляется с эксплуатационной платформы по пакету из 10 гидравлических линий. По соображениям безопасности в период ремонта управление работой блока превенторов и устьевым оборудованием проводится с одного пульта, расположенного на установке для ремонта скважин. Обеспечивается это следующим образом. Пакет из 10 гидравлических линий пропускается через стыковочный блок управления на колпаке высокого давления, который уплотняет верх устьевой арматуры. Когда колпак снимается при спуске превентора, цепь разрывается и стыковочный элемент блока превенторов занимает место стыковочного элемента на колпаке. В этом случае управление работой блока превенторов и устьевыми клапанами осуществляется с одного пульта по двум пакетам из 28 линий, идущих от системы управления, расположенной на установке для ремонта скважин.

### Система управления

Все подводное оборудование имеет гидравлическое управление. С эксплуатационных платформ проложены четыре пакета гидравлических линий. Два пакета, выполняющих 65 функций, идут к сдвоенным блокам управления, установленным на основании для управления устьевым оборудованием и скважинными клапанами-отсекателями. Работой манифольда управляют через посредство двух пакетов линий с 62 функциями, которые идут к блокам управления, установленным на верхней раме манифольда (см. рис. 2.9). На участке между платформой и блоками управления предусмотрено полное дублирование всех ключевых подводных функций.

От подводных блоков управления устьевым оборудованием к каждой устьевой арматуре идет пакет из 10 линий управления, каждая из которых имеет диаметр 6,4 мм.

Основные пакеты линий управления прокладываются разматыванием с 4 катушек, установленных у края буровой шахты. Для спуска и подъема блоков управления применяется система направляющих линий.

Помимо основного пульта управления на буровой палубе установлен пульт меньшего размера для местного управления соединительными узлами райзера в верхней части манифольда. Этот пульт используется при спуске и подъеме эксплуатационного райзера.

Все подводные клапаны (задвижки) изготовлены в исполнении «нормально закрытые». Кроме того, подводная система управле-

ния подключена к основному пульту управления на платформе с целью обеспечения закрытия клапанов при аварийной остановке скважины.

### Подводный манифольд

В системе расположенного на морском дне оборудования наиболее крупный блок — подводный манифольд массой 110 т.

Компоновка манифольда установлена на опорной плите. Клапаны и трубы расположены между двумя горизонтальными рамами, верхняя из которых удерживается на высоте 5 м над нижней с помощью четырех угловых штанг и центральной колонны диаметром 762 мм.

Через манифольд вертикально проходит линия транспорта нефти диаметром 305 мм, а также восемь эксплуатационных линий диаметром 102 мм и восемь газлифтных линий диаметром 51 мм.

У верхней рамы расположены 11 направляющих элементов охватывающей конструкции, в которые вставляются эксплуатационные райзеры. За нижнюю границу нижней рамы выходят 17 стыковочных элементов и 2 узла соединения.

Основной, расположенной по центру, устьевой узел соединения диаметром 476 мм присоединяется к устьевой головке и является главным средством прикрепления манифольда к морскому дну. Узел соединения приварен к колонне диаметром 762 мм, расположенной в центре манифольда, и передает нагрузки от райзера на верхнюю раму вниз на основание. Второй узел соединения установлен на линии транспорта нефти диаметром 305 мм.

Третья горизонтальная рама сходного размера, известная как основание манифольда, установлена ниже самого манифольда на узле соединения диаметром 762 мм. На основании нет других клапанов, кроме клапана с ручным приводом диаметром 305 мм, установленного на линии транспорта. Основание служит опорой для катушки с намотанными на нее трубами, соединяющими трубы опорной плиты с приемными гнездами охватывающей конструкции, в которые вставляют стыковочные элементы манифольда.

Такая схема позволяет основание манифольда установить раньше самого манифольда, а также укрепить между ними и комплектами устьевой арматуры катушки с трубами.

Основание относится к неизвлекаемому типу и не может подниматься на поверхность. Однако компоненты манифольда можно извлекать для обслуживания. При возникновении серьезных проблем всю конструкцию манифольда можно поднять через буровую шахту эксплуатационной платформы. Для подъема комплектов устьевой арматуры требуется помощь водолазов.

Манифольд предназначен для сведения в один пакет 19 отдельных райзеров и управления ими. Посредством открытия или

закрытия клапанов манифольда осуществляются следующие функции управления:

1. Остановка потока продукции скважин при отсоединении райзеров.

2. Изменение направления потока добываемой нефти или газа для газлифта при нефункционировании некоторых райзеров.

3. Подсоединение обслуживающих райзеров к райзерам с потоком углеводородов для промывки водой перед их отсоединением.

4. Обеспечение связи между райзерами высокого давления выкидными линиями с целью создания канала для осуществления задавливания скважин. Такой способ задавливания является альтернативным по отношению к основному, при котором используется райзер для канатных работ.

Следует отметить, что в манифольде нет подводных штуцеров.

### ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУЧАН

После решения многочисленных проблем, связанных с переоборудованием полупогружной буровой установки «Дриллмастер», в мае 1981 г. началась эксплуатация месторождения. Концепция в целом показала свою жизнеспособность, хотя сначала отмечались значительные простои, связанные с морской системой швартовки и отгрузки (рис. 2.10).

Во время непредсказанного шторма, разразившегося сентябрьской ночью 1981 г., когда времени для подъема райзеров обычным способом было недостаточно, была предпринята попытка аварийного отсоединения эксплуатационных и обслуживающих райзеров диаметром 102 мм. В результате возникли серьезные проблемы, и не все райзеры были подняты на поверхность до наступления пика шторма. Однако при этом максимальное отклонение установки составило 2 м, а следовательно, граничные эксплуатационные параметры не были превышены. В конечном счете один райзер был все-таки отсоединен от насосов для закачки цемента. При повторном спуске райзеров снова возникли существенные проблемы, связанные с проведением опрессовочных испытаний на уплотнениях в стыковочных узлах обслуживающего райзера высокого давления. Этот первый опыт проведения аварийных операций после 4 мес стабильной добычи оказался очень ценным.

После шторма было проведено инспектирование райзерной системы в целях поиска повреждений. В планке с проушинами натяжного хомута райзера транспорта продукции были обнаружены трещины. Подобные же трещины были обнаружены в запасном (не бывшем в эксплуатации) натяжном хомуте. Поэтому возникла необходимость утвердить процедуру ремонтных сварочных работ для исправления этого дефекта, который предположительно был выз-

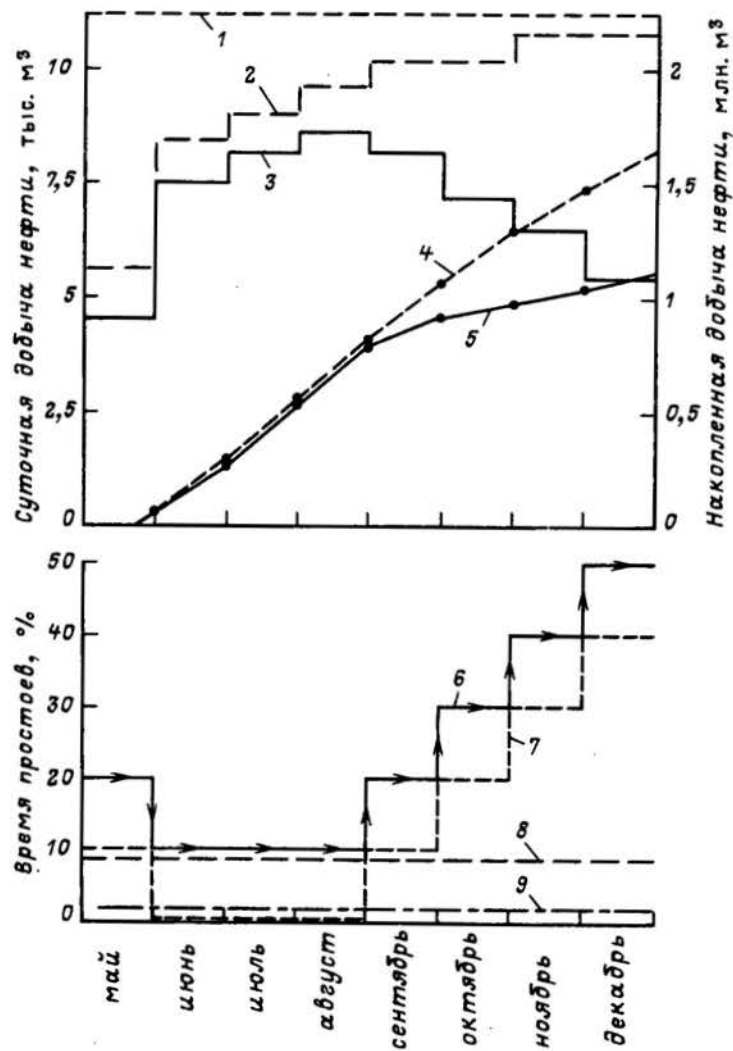


Рис. 2.10. Прогноз эксплуатации месторождения Бучан (1981 г.):

1 — потенциальный дебит скважин; 2 — средняя добываемая возможность платформ; 3 — средняя добыча по месторождению; 4 — прогноз накопленной добычи; 5 — фактическая накопленная добыча; 6 — суммарное время простоев; 7 — время простоев из-за погодных условий; 8 — время простоев из-за швартовочных операций; 9 — время простоев из-за ожидания танкера

ван некачественной первоначальной сваркой, придавшей материалу водородную хрупкость.

В плане эксплуатационных характеристик система отличается прочностью, гибкостью и использованием традиционного бурового оборудования, хотя следует признать, что применение этого оборудования ограничивает возможность внедрения новых технологий.

Серьезных проблем, связанных с работой райзерной системы, не возникло, за исключением появления трещин в натяжном хомуте райзера транспорта продукции, о чем говорилось выше, а также повреждения направляющего элемента одного 15-метрового звена райзера транспорта продукции диаметром 305 мм. Эксплуатационные проблемы свелись к следующему.

1. Система натяжения, включающая многочисленные тросы и блоки, подвержена повреждениям и требует интенсивного обслуживания.

2. Большое число направляющих элементов на транспортном райзере требует трудоемких операций по установке и демонтажу. При спуске и подъеме эксплуатационных райзеров существует серьезная угроза их повреждения.

3. На спуск или подъем райзерной системы может потребоваться до 24 ч рабочего времени в зависимости от погодных условий. Это затрудняет принятие решений при попытке свести к минимуму время простоев.

4. Прикрепление пакетов линий управления к удерживающим тросам посредством обычных хомутов привело к удлинению периода спускоподъемных работ. Кроме того, эти хомуты обнаруживают тенденцию к ослаблению после продолжительной эксплуатации и под действием плохих погодных условий.

При неблагоприятных погодных условиях эксплуатационные райзеры диаметром 102 мм извлекали чаще, чем райзер транспорта продукции. В процессе эксплуатации утвердилась практика извлечения только эксплуатационных райзеров и отсоединения S-образного патрубка райзера транспорта продукции при угрозе неблагоприятных погодных условий (скорость ветра 90 км/ч и максимальная высота волны 12 м). Райзер транспорта продукции отсоединяют только в экстремальных условиях (при вертикальных колебаниях платформы более 5 м). Пакеты линий управления при плохих погодных условиях не извлекают. Их поднимают только для замены поврежденных коррозий узлов соединения и для поиска возможных утечек и повреждений.

Несмотря на то, что существует общее положение, которым следует руководствоваться при подъеме райзера, решение о начале подъема зависит от совокупности факторов: скорости ветра, высоты и периода волны, приливно-отливных условий, а также вертикальных колебаний и отклонения установки.

Подводная система работала удовлетворительно. Не было никаких проблем с устройствами для приведения в действие клапанов, с клапанами подводной устьевой арматуры и с извле-



каемыми клапанами-отсекателями, установленными в скважинах на донной опорной плите, за исключением одного клапана, для повторного открытия которого потребовалось давление до 52,7 МПа.

Доступ в скважины для проведения канатных работ осуществляется посредством спуска в отверстие буровой шахты специальной райзерной системы с превенторами. Хотя первоначально планировалось, что пакеты эксплуатационных райзеров и райзеров для канатных работ будут находиться в эксплуатации одновременно, ограниченность пространства и рабочей силы сделала этот план нереальным. Поэтому прежде чем спускать райзерную систему для канатных работ, необходимо поднять основной пакет эксплуатационных райзеров. Компоновка из превенторов для канатных работ имеет массу около 30 т. В течение 1981 г. в конструкцию были внесены изменения, позволившие разделить ее на три узла, которые можно монтировать с помощью установленных на платформе кранов.

Управление подводными клапанами и райзерными узлами соединения осуществляется с помощью гидравлической системы, в которой используется рабочий агент на водной основе, состоящий на 5 % из эмульсионного масла, на 25 % из этиленгликоля и на 70 % из воды. Рабочий агент поступает в подводную систему по четырем извлекаемым пакетам из 65 полых стержней диаметром 6,4 мм — этим достигается большой запас прочности. Полые стержни через переключающийся клапан соединяются с устройствами, приводящими в действие клапаны или узлы соединения. Эти устройства, за исключением скважинных клапанов-отсекателей, работают при давлении 10,6 МПа, и, чтобы свести к минимуму время закрытия под водой, установлены быстрозапорные клапаны. Скважинные клапаны-отсекатели работают при номинальном давлении 42,2 МПа, и жидкость из гидравлической системы управления возвращается на платформу в период их закрытия. Из клапанов она поступает в основной резервуар гидравлической системы, поэтому любое нарушение герметичности клапана в закрытом состоянии ведет к загрязнению резервуара сырой нефтью. До сих пор потребность в очистке резервуара была незначительной, однако по мере износа уплотнений клапанов вероятность утечек нефти будет возрастать. Можно модифицировать систему, направив жидкость из скважинных клапанов-отсекателей в отдельный резервуар. Клапаны подводного манифольда не снабжены никакими визуальными средствами, которые позволили бы водолазам определять, в открытом или закрытом положении они находятся. Положение клапана определяется существованием гидравлического давления на платформе. Во время открытия клапана проводятся измерения объема жидкости, с тем чтобы можно было определить, полностью ли открылся клапан. В процессе эксплуатации объем жидкости менялся от одного открытия к другому, и нельзя было с уверенностью сказать, что клапан открыт более чем на 75 %. Поэтому, чтобы

определить, открыт ли клапан, оператор должен был полагаться на другие методы, например, изменение давления при закрытии и открытии клапана.

В ряде случаев отмечались отказы гидропоршневых насосов из-за большой коррозии. Она была вызвана некачественным смешиванием компонентов рабочего агента гидравлической системы, когда содержание в нем эмульсионного масла падало ниже рекомендованных 5 %. При более строгом контроле за состоянием и составом рабочего агента проблема потеряла свою остроту.

В процессе эксплуатации подводной системы управления основная проблема была связана с применением на линиях управления и на отдельных подводных гидравлических шлангах обжимных узлов соединения с кадмиевым покрытием. Многие из этих узлов были соединены с золотниковыми устройствами и быстродействующими клапанами из нержавеющей стали. Процесс гальванизации вызвал сильную коррозию, которая в сочетании с недостаточным исходным обжимом приводила к повреждению узлов соединения. Для решения проблемы указанные узлы были заменены на узлы соединения из нержавеющей стали.

Повреждения извлекаемых пакетов линий носили поверхностный характер, и хотя полые стержни не пострадали, на одном пакете было зафиксировано повреждение наружной части, что потребовало проведения серьезного ремонта. Поврежденный пакет линий был заменен новым. Были проблемы и с запорными штекерами в блоках управления пакетов линий. Так, один из них отказал в процессе эксплуатации, и блок управления оказался запертым в своем гнезде, а три штекера отказали еще до сдачи объекта. Компания-изготовитель рассматривает вопрос о применении альтернативного материала для производства штекеров.

С подводной системой управления связана система автоматической остановки процесса добычи. Чтобы она функционировала надежно и эффективно, необходимо обеспечить высокий уровень обслуживания клапанов, установленных на платформе и управляемых с помощью гидравлики. В освоении месторождения Бучан получили дальнейшее развитие принципы, заложенные в освоение месторождения Аргилл. Обе концепции разработки подобны по существу, однако на месторождении Бучан применение плавучей эксплуатационной системы сочетается с обустройством скважин с подводным заканчиванием без радикального обновления технологии. Если говорить о размерах месторождения (извлекаемые запасы 7,9 млн. м<sup>3</sup>), то уже близок предел, которого можно достичь с помощью переоборудованной стандартной буровой установки. Поэтому будущее за плавучей эксплуатационной системой типа «Балморал», которая основана на модели GVA-5000.

В общем и целом, сохраняет свою реальность прогноз, согласно которому нефтеотдача месторождения может достичь 76 %, однако во многом это будет зависеть от надежности и рабочих характеристик морской системы швартовки и отгрузки нефти.



### **Характеристика пласта**

Основной нефтеносный горизонт месторождения Бучан характеризуется сложной историей домелового периода. Он сложен речными песчаниками, относящимися, вероятно, к девонскому периоду. Трещиноватость коллектора оказывает заметное влияние на проницаемость, которая колеблется от 0,1 до 2 мкм<sup>2</sup>. Пористость составляет от 6 до 15 %, а водонасыщенность — от 65 до 70 %, максимальная толщина продуктивной зоны — 396 м.

Периферийная зона характеризуется меньшей толщиной и гораздо худшими параметрами (толщина продуктивной зоны 120 м, проницаемость 0,003 мкм<sup>2</sup>, водонасыщенность 85 %). Здесь была пробурена одна скважина. Согласно предварительным оценкам, запасы в центральной части составляют 58,8 млн. м<sup>3</sup>, а в периферийной зоне — 6 млн. м<sup>3</sup>. Весь пласт характеризуется избыточным давлением: Начальное давление на глубине 2900 м составляет 52,7 МПа. Многие факторы, оказывающие влияние на нефтеотдачу пласта, не были в должной мере определены. В частности, не была установлена степень возможного влияния коллектора на суммарную добычу. Остался открытым вопрос о возможном присутствии водоносного горизонта, несмотря на то, что всегда существует вероятность движения воды по системе трещин и раннего и внезапного прорыва воды. Давление в пласте значительно ниже давления насыщения, газовая шапка отсутствует. Извлекаемые запасы оцениваются в 7,9 млн. м<sup>3</sup>, что составляет примерно 14 % содержащейся в центральной части нефти. Сложный характер коллектора сделал невозможным применение традиционных вторичных способов добычи нефти. Однако для обеспечения максимального отбора планируется установить газлифтную систему. С помощью газлифта «British Petroleum» рассчитывают получить дополнительно 1,3 млн. м<sup>3</sup> нефти.

### **ПЕРВОНАЧАЛЬНЫЙ ПЛАН ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Первоначальный план освоения месторождения предусматривал применение газлифта в качестве единственного механизированного способа добычи нефти. Закачка воды или газа была признана нецелесообразной в силу определенных причин, связанных с геологическими особенностями коллектора. Существовало опасение, что вода или газ после нагнетания распространится по трещинам, изолирует коллектор и скорее будет способствовать уменьшению отбора, чем его увеличению. В связи с этим наиболее приемлемым способом добычи представлялся газлифтный.

Идея использования глубинных насосов при освоении месторождения Бучан также была отвергнута, поскольку в тот период

(1977 г.) центробежные электронасосы считались ненадежными. Более того, не было и альтернативных вариантов технологии, с помощью которых можно было бы установить эту систему в скважине в процессе подводного заканчивания. При этом требовалось обеспечить надежное электрообеспечение и средства для проведения ремонта. Поэтому была рассмотрена возможность применения традиционной системы газлифта, состоящей из ряда клапанов, установленных по всей длине насосно-компрессорных труб, с закачкой газа через затрубное пространство. В этой системе по мере повышения давления в линии подачи газа закачка его возрастает и постепенно поток увеличивается до расчетного. Существовало опасение, что система клапанов будет источником многих проблем по причине сложности подводного заканчивания и необходимости обслуживания и замены ее компонентов. Поэтому было принято решение использовать систему с одной колонной насосно-компрессорных труб и одной точкой ввода газа, расположенной на глубине 1500 м ниже уровня моря.

### **Система с одной колонной насосно-компрессорных труб**

Система с одной колонной насосно-компрессорных труб состоит из колонны обсадных труб диаметром 244 мм и колонны насосно-компрессорных труб диаметром 178 мм с мандрелями диаметром 114 мм, в которых с помощью канатной техники можно устанавливать газлифтные клапаны. Два клапана на отрезке в 15 м дублировали друг друга с тем, чтобы при заканчивании скважин с опорной плиты были зарезервированы две точки для установки клапанов. При заканчивании спутниковых скважин два клапана устанавливали на месте, чтобы не привлекать для спуска клапанов полупогружную установку. В качестве наиболее вероятной причины отказов рассматривалась закупорка клапанов. Применение двух клапанов позволяло повысить надежность системы в случае возникновения потребности в газлифте. На ранних этапах освоения месторождения в пяти скважинах, пробуренных с опорной плиты, в мандрелях были установлены глухие клапаны. На каждой из трех спутниковых скважин был смонтирован центральный манифольд для газа. Для доступа в спутниковую скважину необходимо на 10—12 дней привлекать полупогружную установку. Эта операция обходится гораздо дороже, чем канатные работы на клапане, которые по первоначальному плану предусматривалось проводить в процессе добычи, тем самым снижая расходы до минимума.

Газлифтная система была установлена в конце 1984 г. В скважинах, пробуренных с опорной плиты, предусматривалась установка клапанов с помощью канатной техники, а в спутниковых скважинах устанавливались 4—5 лет назад, некоторые из них не функционировали, следовательно, монтаж двух клапанов в каждой скважине способствовал продлению срока службы системы. Применение газлифта предусматривалось на всех скважинах

месторождения, и вопрос о том, устанавливать клапаны или нет, решался, исходя из стоимости операций. Клапаны, которые в состоянии функционировать и после ввода в действие газлифтной системы, не потребуют привлечения дополнительных средств на спутниковых скважинах. В случае, когда клапаны не работают, потребуется провести с буровой установки их извлечение и замену. В дальнейшем, при возникновении новых проблем решение будет приниматься на основе технических и экономических параметров, если будут предприниматься дальнейшие попытки дооборудовать систему. Глубину установки рабочего клапана до накопления эксплуатационного опыта определяли с учетом безопасности. Решение принимали в зависимости от того, какое максимальное давление газа можно обеспечить на платформе при гарантированной безопасности. При этом допускали, что колонна насосно-компрессорных труб заполнена водой до глубины 1524 м (давление свыше 17,6 МПа). При рассмотрении вопроса о компрессорном оборудовании поршневой объемный компрессор был отвергнут как слишком тяжелый и громоздкий для плавучей эксплуатационной системы.

Подходящий вариант — газотурбинный центробежный компрессор, который у нижней границы диапазона мощности может привести систему к верхнему пределу эксплуатационных возможностей. Еще одна проблема, возникшая при использовании плавучей эксплуатационной платформы, связана с применением гибкого шланга для соединения райзера с платформой. Гибкий шланг при рабочем давлении 17,6 МПа становится проницаемым для газа. Подход здесь заключается в том, что оператор может остановить все скважины, за исключением одной, и поддерживать движение потока через систему, получая газ. По прибытии нового челночного танкера газлифтную систему можно эксплуатировать с использованием одной скважины, а затем и других. Если оператор не в состоянии быстро выполнить такую операцию, то расположенная на буровой установке запасная система начинает вырабатывать азот под давлением 17,6 МПа, с помощью которого инициируется фонтанирование скважины. Когда из пласта по скважине начинает поступать газ, его давление постепенно возрастает. Масса газлифтного оборудования, установленного на палубе, оценивается в 900 т, однако следует рассчитывать на 900—1000 т в свете дальнейшего развития проекта.

#### НОВЫЕ ВАРИАНТЫ ПЛАВУЧИХ СИСТЕМ

Успешная эксплуатация двух плавучих эксплуатационных систем в Северном море и выбор плавучего варианта эксплуатационных систем для разработки месторождений в других частях мирового океана привлекли внимание к этому способу добычи на малых месторождениях Северного моря. Им заинтересовались не только операторы, но и проектировщики. Было предложено несколько новых вариантов плавучих систем.

#### Общие замечания по новым вариантам плавучих систем

Оценка существующих систем выявила следующее.

1. Переоборудование может потребовать гораздо больше финансовых и временных затрат, чем предусмотрено первоначальным планом. Иногда (хотя не всегда) может оказаться целесообразным использовать специально построенное судно.

2. По мере увеличения полезных нагрузок при освоении месторождения размещение оборудования на судне может вызывать затруднения, если заранее не предусмотреть наличие дополнительных площадей.

3. Значительная часть простоев может обуславливаться невозможностью челночных танкеров пришвартоваться к загрузочному бую. Проблему можно решить, либо подключив линию внешнего транспорта нефти к близлежащему трубопроводу, либо предусмотрев на судне или бую емкость для хранения нефти.

Все или некоторые из этих моментов были учтены при проектировании новых вариантов плавучих эксплуатационных систем, а также при рассмотрении различных вопросов, связанных с динамикой системы, ее устойчивостью, полезными нагрузками, проектом строительства и т. д. Был предложен широкий диапазон решений, о чем будет сказано ниже, при описании следующих типов полупогружных установок SEMI-SPAR; GVA-5000; GVA-10 000; «Акер-Н3,2 и Н4,2»; «Пента-7000»; «Конпрод»; «Биг Буй».

Приведенный перечень ни в коей мере нельзя считать полным, однако он дает представление о моделях, относящихся к категории полупогружных установок.

Установка GVA-5000 представляет собой усовершенствованную модель серии 4000 с емкостью для хранения нефти, рабочими площадками, а также с предусмотренной возможностью применения системы динамического позиционирования. Размеры установки примерно 112 м × 85,5 м. Водоизмещение при эксплуатации возрастает примерно до 33 600 т при массе палубного груза около 4500 т.

Эта полупогружная установка наиболее пригодна для использования в качестве плавучей эксплуатационной системы и предназначена для разработки месторождения Балморал. Характеристика движения аналогична характеристике движения установки GVA-4000.

GVA-10 000 проектировалась как эксплуатационная полупогружная платформа. Она способна нести 12 500 т различного палубного груза, размещенного на главной палубе и твиндеках, и обеспечивает хранение 32 400 м<sup>3</sup> продукции в танках, изолированных от балластных цистерн. Установка отличается большими размерами и имеет водоизмещение 63 900 т.

Проектирование установки велось с учетом последних требований, предъявляемых к устойчивости Норвежского морского директора.

### Основные параметры установки

#### Основные размеры, м:

длина	120
ширина	90
ширина за пределами понтонов	82,4
высота до главной палубы	47,5
высота до нижней палубы	39,5
диаметр колонн	16,5
длина понтона	82,4
высота понтона	11
ширина понтона	16,5

#### Эксплуатационные характеристики, м:

глубина воды	460
эксплуатационная осадка	24,5
осадка безопасности (по мореходному состоянию)	23,5
буксировочная осадка	8
воздушный зазор при эксплуатационной осадке	15

#### Полезные нагрузки, кН:

суммарная палубная нагрузка:	
от морского электрического вентиляционного и другого оборудования	125 000
от жилых помещений	27 000
от оборудования для подготовки продукции скважин, для бурения и ремонта, водолазного комплекса, силовой установки	63 000
Переменная палубная нагрузка	35 000

#### Водоизмещение, т:

в режиме эксплуатации	63 900
при осадке безопасности (по мореходному состоянию)	63 000
при буксировке	37 700

#### Вместимость цистерн, м<sup>3</sup>:

добываемая нефть	32 400
водяной балласт	31 340
дизельное топливо	1310
буровой раствор	550
питьевая вода	260

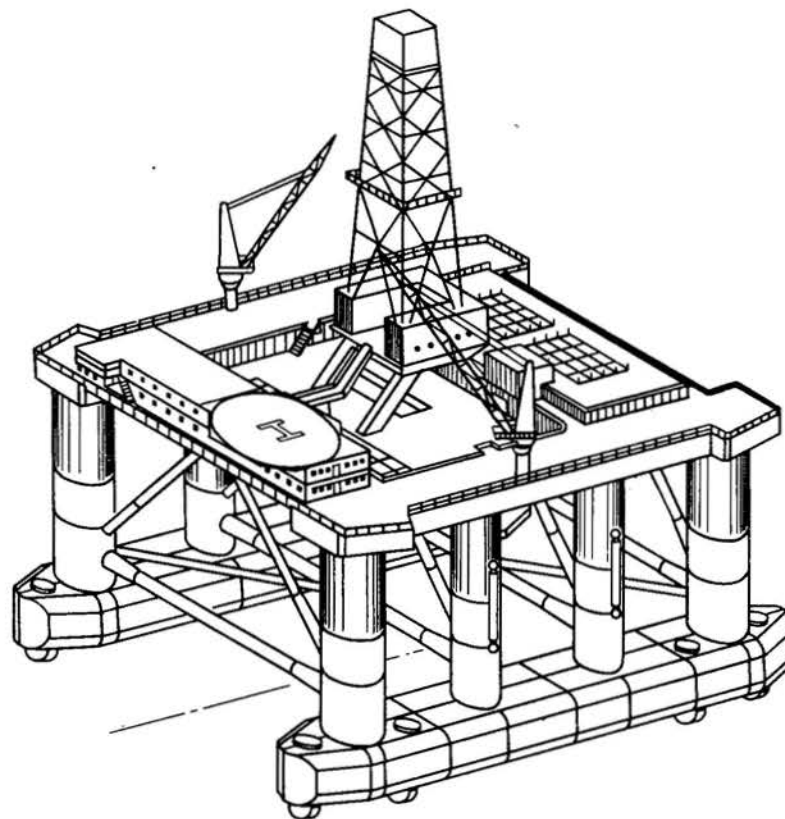


Рис. 2.11. Полупогружная установка «Акер-Н4,2».

Следует отметить, что хотя суммарная палубная нагрузка составляет 125 000 кН, примерно 27 000 кН приходится на саму палубу и оборудование на ней. Для инженера-эксплуатационника значение полезной нагрузки определяется где-то около 100 000 кН (отсюда GVA-10 000), из которых примерно 63 000 кН приходится на стационарное оборудование.

«Акер-Н3,2» и «Акер-Н4,2». Существует большое число буровых установок типа «Акер-Н3».

На базе стандартной установки Н3 в настоящее время созданы две новые модели Н3,2 и Н4,2.

Водоизмещение установки Н3,2 составляет 24 025 т, а установки Н4,2 — 29 100 т. Обе они значительно больше стандартной установки Н3. Соответственно увеличена и их грузоподъемность, что делает эти модели привлекательными в плане их использования в качестве плавучих эксплуатационных систем. Эксплуатационная нагрузка от колонн и полезная палубная нагрузка (с балластом) составляют соответственно 38 000 и 52 000 кН (рис. 2.11).

«Пента-7000» представляет собой модель, разработанную компанией CFEM и имеющую в основе своей формы пятиугольник.

«Бучан-Альфа» имеет аналогичную форму, однако установка «Пента-7000» значительно больше по размеру и имеет гораздо более простую обрешетку.

#### Основные параметры установки

##### Основные размеры установки, м:

длина	87,74
ширина	116,25
высота главной палубы	42,325
диаметр буга	24
высота буга	9,025

##### Эксплуатационная осадка, м

Эксплуатационная осадка, м	22,5
Водоизмещение в режиме эксплуатации, т	28 000
Палубные нагрузки (постоянные и переменные), кН	70 000

Установка рассчитана на отбор 12,7—19,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут нефти. Анкеровка предусматривается с помощью системы из 10 якорей.

SEMI-SPAR. Успешная эксплуатация установки SPAR, рассчитанной на хранение нефти и загрузку танкеров, на месторождении Brent (Великобритания) позволила компании «Shell» раз-



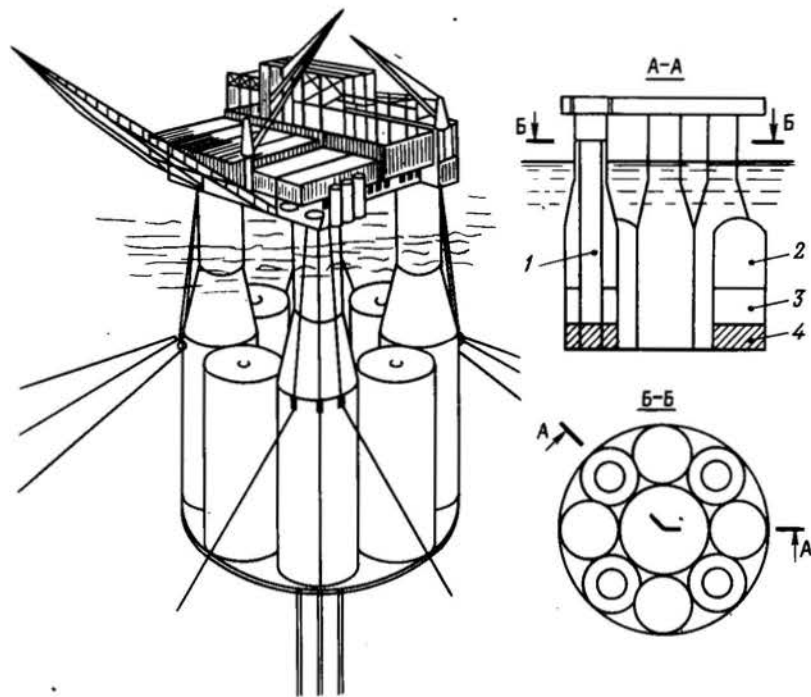


Рис. 2.12. Установка SEMI-SPAR:

1 — коммутационная шахта; 2 — инертный газ; 3 — нефть; 4 — твердый балласт

работать концепцию установки SEMI-SPAR (рис. 2.12), предназначенной для использования в качестве плавучей системы для добычи и хранения нефти.

Полное водоизмещение установки составляет 47 397 т, из которых 24 327 т приходится на емкости для хранения нефти.

В конструктивном отношении установка представляет собой кольцеобразную камеру плавучести с расположенными под ней шестью балластными колоннами. Палубная конструкция опирается на шесть колонн.

Консоли для сжигания газа, вертолетная площадка, причальная площадка для танкеров устроены таким образом, что при необходимости могут поворачиваться. Остойчивость в режиме эксплуатации обеспечивается с помощью системы из 12 якорей.

#### Основные параметры установки

Основные размеры, мм:

наружный диаметр основного (кольцевого) корпуса	65
внутренний диаметр основного (кольцевого) корпуса	27
высота основного корпуса	15
диаметр балластной камеры	4,2
диаметр колонны	7
высота колонны	40,2
Осадка при транспортировке, м	6,3
Эксплуатационная осадка, м	56

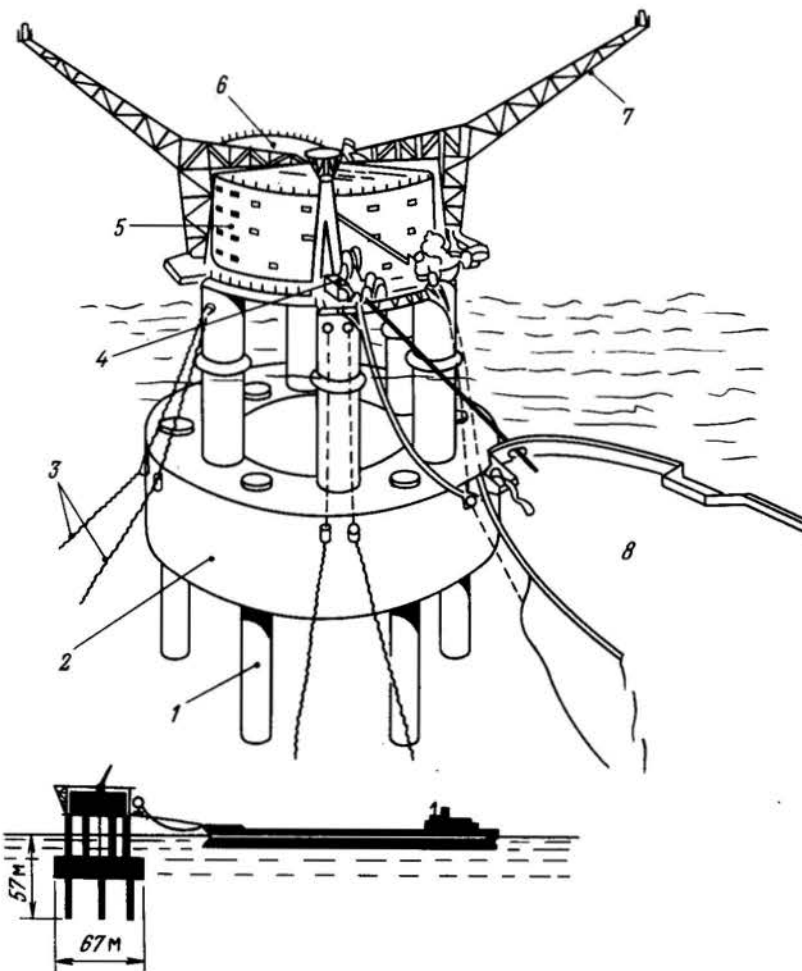


Рис. 2.13. Платформа «Конпрод»:

1 — балластные колонны; 2 — камеры плавучести и цистерны для хранения нефти; 3 — якорные цепи; 4 — конструкция для швартовки и загрузки челночных танкеров; 5 — оборудование для подготовки продукции скважин и жилые помещения; 6 — вертолетная площадка; 7 — консоль факела; 8 — челночный танкер

«Конпрод» представляет собой железобетонную плавучую эксплуатационную систему, созданную на базе конструкции гравитационной платформы «Кондип» (рис. 2.13).

По существу это железобетонная полупогружная платформа с шестью колоннами и сплошным основанием. Полезная нагрузка составляет 1000 кН, вместимость емкости для хранения сырой нефти равна 79,5 тыс. м<sup>3</sup>. Платформа рассчитана на глубину 120—500 м.



### Основные параметры платформы

Основные размеры, м	
длина	100
ширина	89,3
длина главной палубы	70
ширина главной палубы	79,3
наружный диаметр основных секций	20
Эксплуатационная осадка, м	45
Буксировочная осадка, м	16,5

Платформа крепится к морскому дну посредством 12 бетонных якорей.

«Биг Буй» представляет собой однокорпусную полупогружную платформу компании «Trosvik». Проект разработан на базе конструкций буйевого типа (как SEMI-SPAR). Отличительная особенность этой платформы — серьезная защита от волновых нагрузок на участке от отверстия буровой шахты до эксплуатационного райзера. Платформу изготовляют из стали. Стационарное основание делают из железобетона.

### Основные параметры платформы

Основные размеры, м:	
диаметр палубы	80
высота от килля до главной палубы	73
диаметр основного корпуса	56
Водоизмещение, т	98 200
Эксплуатационная осадка, м	54
Минимальная осадка, м	16
Вместимость для хранения сырой нефти, м <sup>3</sup>	53 000
Водяной балласт, м <sup>3</sup>	9300

Анкеровку осуществляют посредством 10 линий, каждая из которых состоит из якорного каната диаметром 111 мм и стального троса диаметром 122 мм.

## ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ТАНКЕРНОГО ТИПА

### Описание существующих систем

Стационарные морские терминалы, созданные на базе торговых танкеров, применялись в нефтяной промышленности с 1968 г. Первоначально танкер просто соединялся с выносным точечным причалом (SPM<sup>1</sup>) посредством обычных швартовов и служил в качестве емкости для временного хранения нефти и причальной площадки для челночных танкеров. Эксплуатационные ограничения, характеристики живучести и высокие эксплуатационные расходы заставили развить работы по дальнейшему совершенствованию системы. В результате были созданы выносной точечный причал с емкостью для хранения нефти (SBS<sup>2</sup>) и выносной одноопорный причал с анкерным креплением и емкостью хранения (SALS<sup>3</sup>). В

<sup>1</sup> SPM — Single Point Mooring.

<sup>2</sup> SBS — Single Buoy Storage.

<sup>3</sup> SALS — Single Anchor Leg Storage.

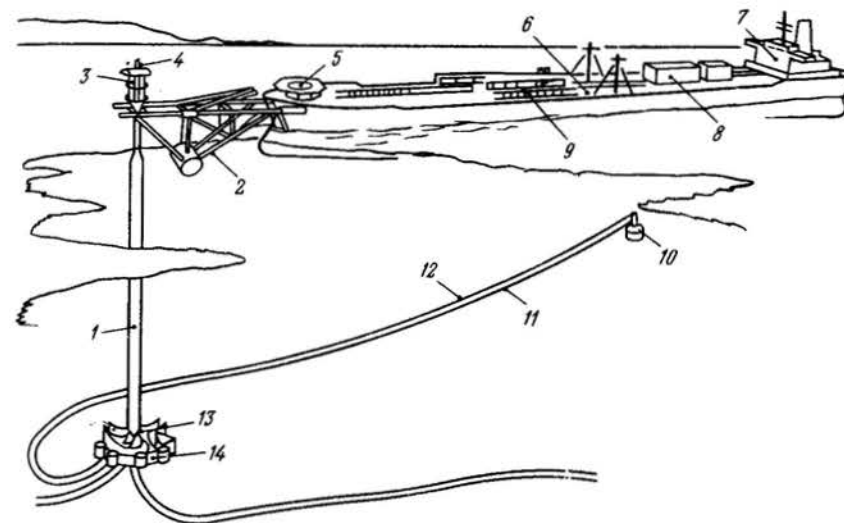


Рис. 2.14. Плавающая система для добычи, хранения и отгрузки нефти на месторождении Тазерка:

1 — райзер; 2 — швартовый захват; 3 — манифольд; 4 — многоканатные вертлюги; 5 — вертолетная площадка; 6 — танкер, переоборудованный в плавающую систему для добычи, хранения и отгрузки нефти; 7 — пульт управления; 8 — энергетический модуль; 9 — модуль с оборудованием для подготовки продукции скважины; 10 — скважина с подводным заканчиванием; 11 — пакет линий управления; 12 — выкидная линия; 13 — универсальный шарнир; 14 — гравитационное основание

обеих системах стационарная швартовка судна к выносному точечному причалу осуществляется с помощью жестких консолей. Первый терминал этого типа был введен в эксплуатацию в 1973 г. В течение многих лет он успешно функционировал наряду с несколькими другими терминалами аналогичной конструкции.

В августе 1977 г. был сделан новый шаг в разработке систем танкерного типа. На базе танкера была создана плавающая эксплуатационная система типа SALS. Продукция единственной скважины с подводным заканчиванием поступала в обычное сепарационное оборудование, установленное на танкере. В 1980 г. была введена в эксплуатацию еще одна подобная система для отбора продукции из единственной скважины.

Необходимость в эксплуатации двух и более скважин с использованием нагнетательных скважин послужила толчком к разработке программы, которая начала осуществляться в 1978 г. с целью создания многоканального вертлюга высокого давления, который должен был связать между собой танкер, находящийся в постоянном движении под действием ветра и волн, и неподвижный буй или райзер. В августе 1981 г. начала функционировать система, рассчитанная на эксплуатацию двух скважин с подводным заканчиванием с использованием этого нового вертлюга.

Немного позже, в ноябре 1982 г., на месторождении Тазерка начала работать плавающая система для добычи, хранения и отгрузки нефти, предназначенная для эксплуатации до восьми скважин (рис. 2.14).

Таблица 2.2.

Месторождение (государство)	Заказчик-компания	Число скважин	Вторичные способы добычи
Кастеллон (Испания)	Shell	1	Нет
Нильд (Италия)	AGIP	1	Нет
Кадлао (Филиппины)	Amoco	2	Нет
Тазерка (Тунис)	Shell	8	Закачка воды и газа

В табл. 2.2. представлена информация о плавучих системах для добычи, хранения и отгрузки нефти, разработанных на базе танкеров фирмой «SBM Incorporated». Таблица отражает усложнение систем, которое выражается в увеличении числа скважин, применении закачки воды и газа, увеличении размера танкеров, глубины воды и максимальной высоты волны. Дальнейшее совершенствование этих систем танкерного типа привело к повышению профессионального уровня инженерных разработок, что, в свою очередь, позволило создать детальные проекты плавучих систем для добычи, хранения и отгрузки нефти для условий Северного моря и для больших глубин (450 м).

В то время, как полупогружная платформа обычно сохраняет фиксированное положение, плавучая система танкерного типа может изменять положение в зависимости от ветра, что обеспечивается применением механических и гидравлических вертлюгов, которые разрабатывают и изготавливают строго по определенной спецификации. Тем не менее, плавучие эксплуатационные системы, созданные на базе существующих танкеров, имеют ряд преимуществ по сравнению с полупогружными платформами.

1. На палубе супертанкера имеются огромные неиспользуемые площади, что позволяет разместить здесь гораздо больше грузов, чем на полупогружной платформе.

2. На танкерах размещены емкости для хранения нефти, а на большинстве полупогружных платформ их нет.

3. Процесс загрузки нефти в челночный танкер, который швартуется при этом к корме или к борту супертанкера, осуществляются в отработанном режиме, в то время как эксплуатация полупогружной платформы предполагает использование морских трубопроводов или терминала для загрузки нефти в танкеры.

4. Плавучая эксплуатационная система танкерного типа рассчитана на нагрузку от шторма со 100-летним периодом повторяемости. Добыча не прерывается даже во время очень сильных штормов. Эксплуатация полупогружной платформы требует применения райзерной системы с гидравлическим натяжением и компенсацией вертикальной качки. Во время сильного шторма может

Водоизмещение танкера, т	Тип выносного точечного причала	Глубина воды, м	Характерная высота волны при шторме со 100-летним периодом повторяемости
60 000	SALS	117	8,5
84 000	SALS	96	10
127 000	SBS	97	9,2
210 000	SALS	140	10

возникнуть необходимость в отсоединении райзерной системы, что неизбежно связано с потерями добычи.

5. Применение танкеров в качестве плавучих эксплуатационных систем требует меньше капитальных вложений, чем использование имеющихся или специально построенных полупогружных платформ.

Выносной одноопорный причал с анкерным креплением и емкостью для хранения нефти включает узлы анкерного крепления и натяжной райзер с универсальными шарнирами в верхней и нижней частях. К верхней части райзера прикреплен жесткий швартовый захват с шарнирами для соединения с танкером. Соединительный узел с роликоподшипником обеспечивает относительную свободу перемещения танкера под действием ветра и течений. С швартовым захватом соединена погружная цистерна плавучести, которая обеспечивает необходимое натяжение райзера, что, в свою очередь, инициирует действие восстанавливающих сил в системе швартовки.

Ниже уровня воды расположен только один элемент системы — это универсальный шарнир между башмаком райзера и анкерным основанием. Все остальные элементы находятся над водой, что облегчает инспекцию и обслуживание.

За последние 10 лет накоплен значительный опыт эксплуатации судов в качестве плавучих эксплуатационных систем, что позволило существенно повысить уровень проектирования.

В Северном море и в акваторных со сходными условиями во время шторма волнение моря почти всегда соответствует направлению ветра. Для условий северной части Северного моря были построены графики зависимости угла бортовой качки от характерной высоты волны для танкера водоизмещением 200 000 т. При угле в 160° между направлением волны и направлением продольной оси судна максимальный угол бортовой качки составит, согласно прогнозным расчетам, менее 1°. Можно ожидать, что движение судна в акваториях, характеризующихся сильным волнением, не вызывает затруднений при осуществлении намеченных операций по подготовке продукции скважин.

Были также проведены исследования, касающиеся влияния движения судна на работу ректификационных колонн. Исследования проводились с помощью созданной компанией PNV моделирующей установки. Результаты исследований показали, что постоянный наклон судна отрицательно сказывался на эффективности работы колонн, в то время как нерегулярная качка при волнении моря будет иметь незначительный эффект после внесения в конструкцию тарелок соответствующих изменений. Поскольку сохранение горизонтального положения танкера благодаря балласту не вызывает затруднений, можно сделать вывод о том, что этот вид оборудования при любых предполагаемых условиях окружающей среды будет работать на танкере удовлетворительно. Даже если добываемый газ закачивается в пласт или используется в других целях, в плавучей эксплуатационной системе следует предусматривать горелочное устройство, рассчитанное на сжигание полного объема газа в случае необходимости.

Хотя на стационарных платформах давно применяются горелочные устройства на консолях, идея использования открытого факела на плавучих эксплуатационных системах танкерного типа вызывает серьезные возражения, особенно в процессе загрузки нефти в челночный танкер. Кроме того, чтобы тепловое излучение не превышало допустимый уровень, необходимая длина консоли должна быть около 70 м. Применение факельных головок, в которых используется эффект Коанда, позволяет уменьшить длину консоли до 50 м, однако делает горелочные устройства очень шумными.

На плавучей эксплуатационной системе «Кастеллон» горелочные устройства с водяным охлаждением сжигают в сутки 57 тыс. м<sup>3</sup> газа. Они требуют применения специальных коррозионностойких материалов и стоят довольно дорого. Сжигание на них больших объемов газа является экономически неэффективным, поскольку необходимы большие объемы охлаждающей воды.

Преодолеть эти трудности можно с помощью низкого факела. Факел устанавливается вертикально, а в нижней его части создают искусственную тягу — в результате получается низкое и неяркое пламя. Чтобы уменьшить тепловое излучение, горелка и пламя заключаются в трубу с огнеупорным покрытием. Внизу она имеет отверстия для обеспечения естественного охлаждения огнеупорного материала. Горелочное устройство для сжигания 180 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа должно иметь трубу диаметром 4,5 м высотой 22 м и электрический двигатель мощностью 56 кВт для создания искусственной тяги. Общая стоимость такой компоновки меньше стоимости горелочного устройства эквивалентной мощности на консоли. Разработаны проекты аналогичных горелочных устройств, рассчитанных на сжигание в сутки 1,4 млн. м<sup>3</sup> газа. Они должны иметь трубу диаметром 11 м и высотой 22 м.

Как выяснилось, низкие факелы могут в течение длительного периода функционировать без искусственной тяги. При отсутствии пламени они могут работать как газоотводные трубки.

Уровень звукового и теплового излучений настолько низок, что персонал может длительное время работать у трубы без защитных приспособлений.

Пять основных типов выносных точечных причалов для плавучих эксплуатационных систем танкерного типа продемонстрировали свои возможности в процессе эксплуатации (за исключением причала турельного типа).

Разработка надежных многоканальных вертлюгов, применяемых в сочетании с манифольдной камерой, значительно увеличивает число одновременно эксплуатируемых скважин. Эти вертлюги позволяют также расширить круг выполняемых операций за счет осуществления газлифта, закачки воды в пласт, опробования скважин и управления.

Опыт эксплуатации четырех плавучих систем для добычи, хранения и отгрузки нефти свидетельствует о том, что традиционное оборудование для подготовки продукции скважин может функционировать на борту танкера после сравнительно небольших переделок. Движение судна оказывает минимальное воздействие на процесс добычи. Утилизация и сброс излишков добываемого газа осуществляются с помощью безопасных и экологически приемлемых систем. Представляется вероятным, что концепция плавучей системы для добычи, хранения и отгрузки нефти найдет применение в более суровых условиях и в более глубоких водах. Возможно, будут разработаны проекты таких систем для северной части Северного моря и для больших глубин. Небольшие сроки строительства и установки этих плавучих систем делают их особенно привлекательными для компаний-операторов, стремящихся к ускорению начала добычи.

## СИСТЕМА БАРЖЕВОГО ТИПА

Основа предлагаемой системы для добычи и хранения нефти — большая баржа (рис. 2.15). Она должна быть стальной (или железобетонной) и иметь водоизмещение 200—300 тыс. т в зависимости от конкретного применения. Стальная баржа большого размера будет иметь емкость для хранения 200 тыс. т сырой нефти.

Швартовку баржи осуществляют с помощью усовершенствованной системы турельного типа, вокруг которой баржа может свободно перемещаться под действием ветра и течений. При неблагоприятных погодных условиях предотвратить возникновение колебаний с большим периодом и снизить рабочую нагрузку на швартовы можно с помощью главных двигателей.

Райзерная система проходит через центр турели и, как показано на рис. 2.7, может быть натяжной. Возможен альтернативный вариант райзерной системы, когда райзеры в верхней части состоят из гибких труб, в нижней части — из жестких, а между ними расположен подводный буй.

Опорные рамы располагаются на некотором расстоянии от основания райзерной системы, с тем чтобы можно было проводить



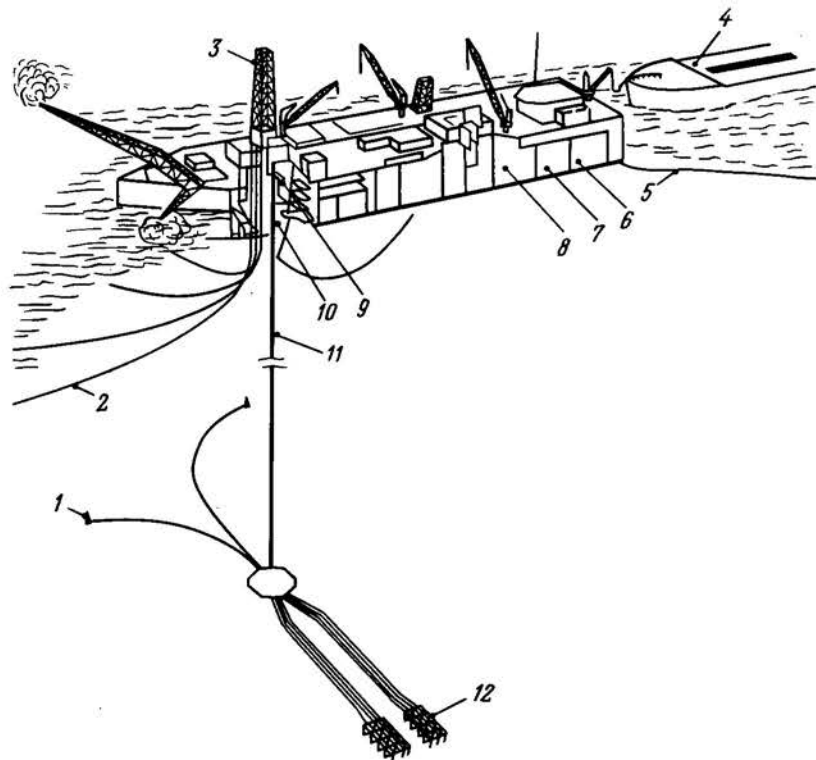


Рис. 2.15. Глубоководная плавучая система для добычи и хранения нефти:

1 — спутниковые скважины; 2 — швартовы из проволочного каната закрытой конструкции; 3 — вышка для спуска и подъема райзера; 4 — челночный танкер; 5 — двигатели, обеспечивающие продольное и поперечное движение; 6 — танки отстоя продукции скважины (на носу и корме); 7 — балластные танки (типичный вариант); 8 — емкости для хранения нефти (типичный вариант); 9 — манифольд, система натяжения райзера, вертлюг; 10 — вращающаяся турель с лебедками и барабанами для хранения проволочного каната; 11 — эксплуатационный райзер; 12 — опорные рамы, расположенные на некотором расстоянии от основания райзера, для обеспечения возможности проведения ремонта и бурения с другого судна

бурение и ремонт с другого судна. Транспорт нефти осуществляют посредством челночных танкеров.

При использовании небольших плавучих систем в пространстве, образованном двойной обшивкой, можно установить резервуары для стабилизации волновой нагрузки с целью улучшения характеристики движения системы.

Рассматриваемые системы обладают рядом преимуществ, которые позволяют снизить затраты на разработку месторождения:

1. Предварительный расчет характеристики движения, проведенный применительно к более чем 50 баржам различной формы, показывает, что оптимизацией соотношения между длиной, шириной и осадкой баржи можно добиться значительного уменьшения вертикальных колебаний системы по сравнению с типичной полупогружной установкой (рис. 2.16).

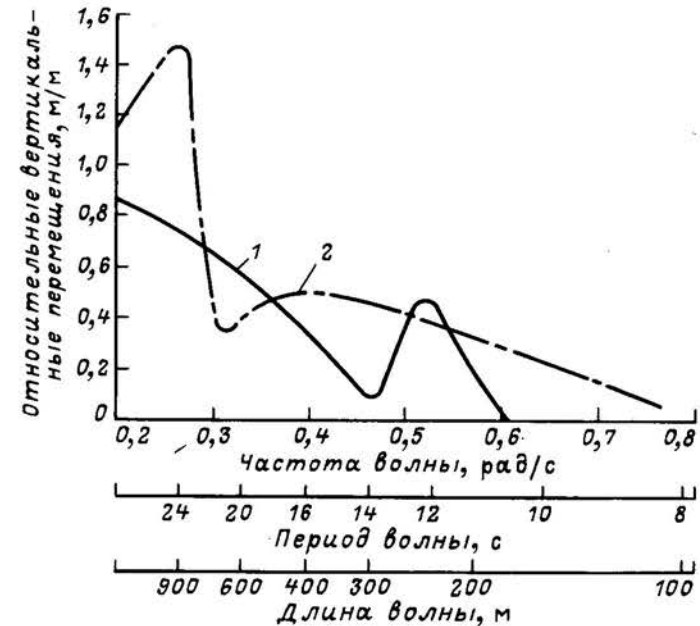


Рис. 2.16. Сравнение характеристик движения оптимальной баржи и полупогружной установки:

1 — оптимальная баржа (без стабилизации, водоизмещение 300 тыс. т. рассчитана на хранение 200 тыс. т нефти); 2 — обычная полупогружная установка «Акер-НЗ»

2. Простота формы баржи позволяет осуществлять строительство на мелководных строительных площадках — в результате стоимость строительства работ снижается.

3. Система отличается высокой грузоподъемностью палубы.

4. Емкость для хранения нефти имеет малую вместимость.

5. Строительство судна осуществляют в соответствии с последними требованиями, такими как обеспечение двойной обшивки, и самыми высокими нормами, установленными Международной метеорологической организацией (ИМО<sup>1</sup>). Тем самым снимается вопрос о необходимости проведения дорогостоящих переделок.

6. Турельная система швартовки обеспечивает мобильность баржи, которая может быть быстро переведена на другую точку или уведена в сторону от надвигающегося айсберга.

7. Установка плавучей системы на новой точке представляет собой сравнительно легкую и безопасную операцию.

8. Ликвидация плавучей системы также не потребует больших затрат.

9. Способность судна выдерживать большие полезные нагрузки позволяет разместить на нем дополнительное оборудование, на-

<sup>1</sup> IMO — International Meteorological Organisation.



пример, системы для закачки воды и газа в пласт или газосепарационную установку.

## СРАВНЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАТРАТ И АНАЛИЗ РИСКА

### Сравнение затрат

При рассмотрении разработки и обустройства месторождения в Северном море с использованием плавучей системы для добычи, хранения и отгрузки нефти в отличие от применения стационарных платформ можно дать следующую разбивку капитальных вложений (в %), составляющих в сумме приблизительно 200 млн. ф. ст., как на месторождении Бучан:

Бурение . . . . .	24
Плавучая эксплуатационная система . . . . .	24
Подводные системы . . . . .	21
Морская отгрузка нефти . . . . .	5
Управление (страхование), получение удостоверений о годности к эксплуатации . . . . .	9
Непредвиденные расходы . . . . .	17

Распределение совокупности дохода (в %) по месторождению с запасами в 8 млн. м<sup>3</sup> может быть следующим:

Капитальные вложения . . . . .	27
Эксплуатационные расходы . . . . .	34
Налог с доходов корпораций . . . . .	14
Лицензионный платеж . . . . .	12
Чистая прибыль компании . . . . .	13

Ниже приведено сравнение затрат по месторождениям Аргилл и Бучан.

#### Затраты на обустройство и эксплуатацию

Месторождение . . . . .	Аргилл	Бучан
Капитальные вложения (к настоящему времени), млн. ф. ст. . . . .	90	250
Эксплуатационные расходы (1982 г.), млн. ф. ст. в год . . . . .	55	27
Добыча (1981 г.), тыс. м <sup>3</sup> /сут . . . . .	2,9	6,4

На месторождении Аргилл капитальные вложения к 1975 г. составили небольшую сумму в 90—125 млн. ф. ст. при извлекаемых запасах в 12 млн. м<sup>3</sup> нефти, что объяснялось тем, что нефтедобывающие системы большей частью арендовались, а не покупались. В 1982 г. эксплуатационные расходы составили около 55 млн. ф. ст. На месторождении Бучан к 1981 г. капитальные вложения достигли приблизительно 225 млн. ф. ст., а с внедрением газлифта они должны подняться до 250 млн. ф. ст. Эксплуатационная система является собственностью ВР. Извлекаемые запасы составляют 8 млн. м<sup>3</sup>, поэтому эксплуатационные расходы здесь меньше, чем на месторождении Аргилл. В 1982 г. они составили 27 млн. ф. ст.

Для небольших месторождений с извлекаемыми запасами 4,8—12,8 млн. м<sup>3</sup> нефти и сроком эксплуатации 7—11 лет арендные отношения представляются предпочтительными. При этом компа-

ния-оператор может обеспечить опережающую добычу при минимальных капитальных вложениях.

Поскольку на плавучую эксплуатационную систему приходится от четверти до трети всех расходов на обустройство месторождения, она заслуживает внимания. Компании-операторы рассматривают ее как основной источник сокращения расходов за счет внедрения новых конструкторских решений и стандартизации. К сожалению, трудно представить, чтобы усовершенствованием плавучих систем можно было бы добиться большей экономии средств; тем не менее в свете опыта, полученного на месторождениях Бучан и Аргилл, сокращение расходов на 20—30 % кажется реальным.

Стоимость стационарной платформы составляет приблизительно 4300 долл. США на 1 т (или 2800 ф. ст. при курсе 1,54 долл. США = 1 ф. ст.), а полупогружной плавучей установки — около 5000 долл. США на 1 т. Значительной экономии средств можно добиться за счет разработки серий стандартных эксплуатационных установок и за счет ужесточения контроля за расходами на заводах по изготовлению платформ, но гораздо большей экономии можно достичь, если отказаться от применения плавучих эксплуатационных платформ. Здесь предлагаются два ключевых направления технологического поиска, в которых кроются резервы сокращения расходов.

В общем и целом, на каждую тонну оборудования, установленного на палубе полупогружной плавучей системы, требуется 4—5 т стали опорной конструкции, следовательно, подводные системы являются потенциальным источником экономии средств. Расширение применения подводных опорных плит, манифольдов и других систем означает экономию по меньшей мере 4300 долл. США на 1 т за счет расходов на материалы и строительные работы. Однако экономия от применения подводной технологии отодвигается во времени, что объясняется расходами на поиск новых технических решений.

В настоящее время подводная опорная плита имеет массу всего лишь около 2000 т. Однако изготовление такой плиты — дело довольно сложное, поэтому стоимость ее составляет 60—100 млн. долл. США. Для эксплуатации спутниковых скважин могут применяться более простые подводные опорные плиты-манифольды (25—35 млн. долл. США). Кроме того, под водой используются пакеты выкидных линий, которые в зависимости от расстояния до эксплуатационного комплекса могут стоить 3—5 млн. долл. США на 1 км. Поэтому с помощью подводной технологии можно добиться существенной экономии спустя некоторое время после ее внедрения.

Еще одна альтернатива полупогружной платформы — это конструкция на базе танкера (или баржи) с системами для добычи и хранения нефти. В этом случае ключевой проблемой служит разработка райзера — стального или гибкого. При достаточно высоком уровне разработки эксплуатационного райзера примене-

ние вместо полупогружных платформ плавучих систем на базе танкера может стать реальностью. Экономический анализ показывает, что стоимость переоборудованного танкера может быть вдвое ниже стоимости специально построенной полупогружной платформы, что означает сокращение 17 % расходов в целом по месторождению с извлекаемыми запасами 8 млн. м<sup>3</sup> нефти.

Подводные системы (которые включают подводную устьевую арматуру, опорную плиту, раму, райзеры и т. п.) также представляют собой источник сокращения расходов на разработку месторождений. Подводная технология — дорогая технология. Так, например, устье мокрого типа обычно обходится втрое дороже, чем эквивалентное устье на платформе. Однако при соответствующем уровне подводных разработок подводные системы могут способствовать сокращению экономических затрат.

## **АНАЛИЗ РИСКА ДЛЯ ПЛАВУЧЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ**

### **Надводные операции**

Анализ риска применительно к надводным операциям проводился на основе опыта, накопленного за несколько лет эксплуатации стационарных и плавучих конструкций. Этот опыт и проведение исследований показывают, что в целом риск одинаков. Об этом свидетельствуют и ставки страховки, назначенные за каждую операцию. Страховка за плавучую буровую установку составляет примерно 2 % от капитальных вложений, а по стационарной платформе она колеблется от 3,55 до 1,7 % (а в среднем составляет 2,5 %).

### **Подводные операции**

Анализ риска применительно к подводным операциям был затруднен по причине «молодости» подводных систем. Опыт эксплуатации подводных скважин и выкидных линий оказался успешным там, где применялась несложная, хорошо отработанная технология. Анализ показывает, что подводные операции, связанные с процессом добычи, в плане мелких проблем (повреждение якорем выкидной линии) более рискованы для плавучих систем. Что касается серьезных проблем (выброс, пожар, столкновение), а также самого процесса бурения и добычи, то подводные операции в этом случае более рискованы для стационарной платформы.

### **Конструкции**

Плавучие полупогружные установки успешно применяются в течение целого ряда лет, тем самым доказана способность новой системы противостоять нагрузкам от окружающей среды.

Риск, связанный с использованием плавучих систем и стацио-

нарных платформ во время шторма со 100-летним периодом повторяемости, почти одинаков. Современные полупогружные установки были подвергнуты анализу и изучению с помощью контрольно-измерительных приборов с целью выявления сопротивлений конструкции волновым нагрузкам. Анализ показал, что срок эксплуатации установок превышает 50 лет. Плавучая установка легче поддается инспекции на предмет определения усталостных напряжений конструкции. Ремонт и обслуживание такой установки также осуществляются проще, чем стационарной конструкции, поэтому усталостная долговечность ее больше и, соответственно, риск, связанный с износом конструкции меньше.

Если для стационарной платформы критический компонент — это основание, то для плавучей конструкции — системы анкеровки и плавучести.

Повреждение основания стационарной платформы, вызванное размывом, выбросом или грунтовыми условиями, может оказаться необратимым и привести к потере платформы со всеми ее скважинами. Повреждение системы анкеровки ведет к сносу плавучей конструкции с точки зрения временному, но не окончательному прекращению процесса добычи нефти. В плане крупных аварий (выброс, пожар и столкновения) использование стационарной платформы связано с большим риском. Любое из этих трагических происшествий может привести к потере всех скважин платформы и прекращению добычи. Что касается плавучей системы, то для нее самые тяжелые из возможных последствий связаны с потерей плавучести. Наличие оборудования для временной остановки скважин, прибора для обнаружения утечек газа и систем пожарной сигнализации считается одинаково необходимым как для стационарных, так и для плавучих конструкций.

Открытое фонтанирование привело к полной потере нескольких стационарных установок (самоподъемных). Что касается плавучих систем, то только в одном случае открытое фонтанирование привело к полной потере системы. Следует отметить, что, как свидетельствует опыт, плавучая установка не пойдет ко дну, если люки будут расположены так, чтобы воспрепятствовать ее затоплению. Способность плавучей установки к перемещению от точки, где произошел выброс, можно считать преимуществом, если вспомнить о последствиях, которые может иметь такая же авария для стационарной платформы.

Пожар на плавучей и стационарной платформах может вызвать одинаковые разрушения, поэтому связанный с ним риск одинаков. Однако большой пожар может привести к потере стационарной платформы со всеми ее скважинами. При возникновении сильного пожара на плавучей конструкции она может сгореть, но скважины останутся неповрежденными и готовыми к дальнейшей эксплуатации.

Столкновение с плавучей или стационарной конструкцией может привести к полному разрушению как той, так и другой платформы. Большое судно (танкер или грузовое судно), двигаясь

со скоростью 3,7 км/ч, при столкновении, вероятнее всего, затопит и стационарную и плавучую конструкции. При столкновении с катером возможны серьезные повреждения обеих платформ. Известно несколько случаев, когда такое столкновение привело к смещению подводных элементов конструкции стационарной платформы. Плавучие конструкции также повреждались, но ни одна из них не затонула. Риск, связанный с крупным столкновением, для плавучих эксплуатационных систем менее страшен, поскольку скважины в этом случае не страдают. Риск меньше и при мелких столкновениях, так как восстановительный ремонт выполнить легче, чем на стационарной платформе.

### **Райзер и манифольд**

Риск, связанный с эксплуатацией скважин, райзеров и манифольдов, неодинаков для стационарных и плавучих платформ. Плавучая система использует извлекаемый райзер и подводный манифольд, за счет которых возрастает риск для той части системы, которая обеспечивает транспорт нефти с морского дна на поверхность. Повышение риска мелких повреждений компенсируется за счет снижения риска крупной аварии.

Райзер представляет собой недорогой элемент системы оборудования, состоящий из легко заменяемых частей. Риск полной потери райзера очень мал, но даже в таком редком случае последствия не бывают очень серьезными. Для уменьшения риска повреждения райзера его следует поднимать на поверхность во время сильного шторма. Опыт эксплуатации месторождения Аргилл при первом, консервативном, варианте обустройства показал, что центральный райзер может оставаться на месте при высоте волны до 18 м без превышения коэффициента предела текучести для стальных элементов.

Управление подводным манифольдом не отличается от управления клапанами подводного превентора. Однако если сравнить подводный манифольд с манифольдом на стационарной платформе, то в первом случае риск утечки будет больше, хотя последствия могут быть менее серьезными. Манифольд на месторождении Аргилл не поднимался на поверхность ни разу. Обслуживание успешно осуществлялось водолазами и контролировалось с помощью телекамер.

Подводный манифольд имеет несложное устройство. В нем имеется несколько каналов, по которым нефть из подводных скважин может поступать в райзер и на поверхность. Для уменьшения опасности загрязнения окружающей среды манифольд снабжен безаварийными приспособлениями. Он прост в обслуживании. Система управления и контроля, техника и технология образуют единый отлаженный за годы эксплуатации механизм, и риск отказа очень мал.

### **Подводные скважины и выкидные линии**

Эксплуатация подводных скважин и выкидных линий сопряжена с большим риском в плане мелких повреждений, чем эксплуатация скважин, подсоединенных к стационарным платформам. Этот риск связан с обслуживанием, а также с протаскиванием по дну якорей. Однако подводные скважины и выкидные линии позволяют уменьшить риск крупных аварий.

Если выкидные линии проложены по морскому дну, то всегда существует опасность повреждения их протаскиваемыми по дну якорями. На месторождении Аргилл несколько раз возникали проблемы, связанные с низким качеством соединительных узлов на концах выкидных линий. По некоторым признакам, по дну протаскивались якоря. Они задевали выкидные линии, однако повреждений не вызвали.

### **ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАЙЗЕРНЫХ СИСТЕМ**

Райзерную систему можно усовершенствовать за счет установки одиночного манифольда и гибких райзеров. Представляется приемлемым вариант, когда подводный манифольд устанавливают по аналогии с блоками превенторов. При этом достигается хорошая совместимость с устьевой компоновкой на опорной плите, в которой используется идентичный гидравлический соединительный узел. Гибкие райзеры уже успешно применяют на других месторождениях, например, на месторождении Энчова у побережья Бразилии. К возможным преимуществам этого типа райзеров относят меньшую чувствительность к погодным условиям, меньший усталостный износ и меньшее количество связанного с райзером оборудования. Все это способствует сокращению простоев.

Если проектом предусматривается установка стальных райзеров, то в качестве варианта можно предложить штуцерный манифольд на морском дне. Это позволяет сократить число райзеров с девяти, как, например, на месторождении Аргилл, до трех. В этом случае райзерная система включает райзер транспорта продукции; райзер, по которому продукция из всех скважин поступает на установку по подготовке продукции; а также райзер для опробования скважин, который в случае необходимости можно соединять с любой из скважин. Явный недостаток этого варианта — необходимость размещения на морском дне большого количества оборудования и увеличение функций управления по каждой скважине (на четыре и более). Однако этот недостаток компенсируется уменьшением числа райзеров. Правда на это нельзя рассчитывать при использовании вторичных методов добычи нефти, но в целом число райзеров все-таки будет меньше. Разработка месторождения Аргилл оказалась очень успешной как в экономическом, так и в эксплуатационном плане. Накопленный опыт позволяет создать новое поколение плавучих эксплуатационных систем, которое будет обладать большей экономической эффективностью и эксплуатационной гибкостью.



Основные проблемы, связанные с эксплуатацией плавучей системы на месторождении Аргилл, можно определить следующим образом:

1. Простота системы отгрузки нефти.
2. Медленный подъем и спуск райзера.
3. Большие затраты на обслуживание отдаленных скважин.
4. Большие затраты на замену скважинных клапанов-отсекателей.
5. Большие расходы на обслуживание незащищенного оборудования.
6. Отсутствие оборудования для обработки нефти низкой плотности; вынос песка; парафинообразование и коррозия в скважинах и выкидных линиях; солеотложения и газлифт.

Другие проблемы связаны с высокой стоимостью топлива для дизельных двигателей; незащищенностью устьевого оборудования, линий управления и выкидных линий, подверженных опасности повреждения со стороны якорей и тралов; необходимостью использования водолазного бота для ремонта устьевого оборудования или выносного точечного причала и отсутствием возможностей для проведения замеров забойного давления.

Для решения этих проблем рекомендуется в проект полупогружной эксплуатационной системы заложить следующие условия:

- автономность;
- осуществление загрузки такеров с полупогружной установки;
- наличие гибких райзеров;
- обеспечение дублирующей топливно-энергетической системы;
- включение в рабочую площадь площадки под оборудование для подготовки продукции скважин;
- отбор 800—12 000 м<sup>3</sup>/сут нефти;
- соответствие погодным условиям Северного моря;
- возможность быстрой установки полупогружной системы и снятия ее с точки;
- наличие емкости для хранения нефти вместимостью 5—8-суточных объемов добычи;
- проведение канатных работ и (или) связь с кольцевым пространством;
- обеспечение возможности закачки воды и газа в пласт, а также применения механизированных способов добычи (не обязательно одновременно);
- применение несложных систем;
- наличие 1—8 скважин;
- применение простого подводного манифольда;
- использование жесткой консоли в системе отгрузки нефти.

В рамках системы потребуются осуществление подводного заканчивания скважин с опорной плиты. Принципиальный подход должен заключаться в применении опробованного оборудования и испытанной технологии. При выборе оборудования следует отдавать предпочтение тем его видам, которые требуют минимального обслуживания.

## Райзер системы SEMI-SPAR

Основное назначение райзерной системы заключается в обеспечении связи между подводным манифольдом и плавучей установкой с целью транспорта на последнюю добываемых углеводородов. Поскольку для всех потоков требуется примерно один и тот же диаметр трубы, транспорт продукции скважин осуществляется по нескольким одинаковым линиям. Ниже приводятся функции линий и их число.

Добыча сырой нефти	6
Закачка в пласт:	
воды	2
газа	2
Линия для ремонта с помощью инструментов, гидравлически закачиваемых в скважину через выкидную линию (соединена с селектором, обеспечивающим попадание инструментов в любую из сателлитных скважин)	1
Промывочная линия (для очистки райзера от нефти перед его отсоединением во избежание загрязнения окружающей среды)	1
Всего	12

При проектировании верхней части райзерной системы были учтены аспекты, позволившие сбалансировать требования по части натяжений, простоты управления, извлекаемости, обеспечения доступа к гибким соединениям, их «проходимости» при сохранении основных эксплуатационных функций. Эти аспекты сводятся к следующему.

1. Для обеспечения минимального натяжения в верхней части райзерной системы необходимо несколько линий, в то время как для обеспечения минимальной массы следует свести к минимуму количество дополнительной металлоемкости. С этой целью на морском дне устанавливаются селектор для проведения ремонтных работ в скважинах; это позволяет сократить число обслуживаемых линий в райзерной системе до одной, а линий, по которым нефть поступает на плавучую платформу, до одной на каждую скважину. В системе SEMI-SPAR отсутствует линия большого диаметра для транспорта нефти, поскольку транспорт осуществляется с помощью челночных танкеров.

2. В практических целях общее число гибких соединений между верхней частью райзера и плавучей установкой должно быть минимальным, а их рабочее давление также должно поддерживаться на возможно более низком уровне. Этого можно добиться только за счет соединения потоков в верхней части райзера. Следовательно, необходимые клапаны и штуцеры надо устанавливать в верхней части райзера, и в нормальных рабочих условиях доступ к ним должен быть свободный. Кроме того, они не должны препятствовать проходу инструмента, закачиваемого в скважину через выкидную линию.

3. Чтобы избежать длительной процедуры повторного спуска райзерной системы (райзер+верхняя и нижняя компоновки), она должна оставаться подсоединенной к скважинам даже в

экстремальных условиях. Однако должна предусматриваться возможность аварийного отсоединения райзера.

4. Для упрощения операций и ускорения спуска райзера отдельные выкидные линии должны заключаться в звенья райзерных труб определенной длины с возможностью их извлечения и замены. В палубном блоке следует предусмотреть условия для хранения райзера, поскольку вышка — не лучшее место для хранения звеньев райзера, а ветровые нагрузки на нее могут оказывать отрицательное воздействие на остойчивость конструкции в целом.

Один из вышеназванных аспектов определяет устройство верхней компоновки райзера (необходимость соединения потоков). Установка необходимых клапанов и манифольда требует пространства и обеспечения доступа к ним, а этого можно добиться, только построив непосредственно над райзером площадку. Поскольку все силы, возникающие при натяжении райзера и его движении относительно палубного блока, прикладываются к верхней части райзера, площадка заключена в несущую конструкцию, спроектированную с учетом этих моментов.

Сила тяжести несущей конструкции, включая трубы, клапаны и жидкостное наполнение, оценивается примерно в 400 кН. Эту величину следует прибавить к действительному натяжению верхней части райзера, равному 1600 кН, которое должно равномерно распределяться между 12 линиями райзера. Суммарное натяжение, которое прикладывается по четырем углам несущей конструкции, составляет 2000 кН. Из соображений прочности и для достижения максимальной длины хода это натяжение прикладывается к основанию несущей конструкции.

В конструкцию направляющей рамы включены восемь пневмогидравлических натяжных устройств (два в каждом углу) в камерах с атмосферным давлением. Эти натяжные устройства могут создавать суммарное натяжение 2900 кН при длине хода 19,5 м, чем обеспечивается достаточный запас прочности при нормальной потребности 2000 кН. Возможности натяжных устройств используются только на 70%. Одно или даже два натяжных устройства могут отключаться для замены тросов. Барабаны с намотанным на них тросом находятся на направляющей раме.

Чтобы обеспечить спуск и подъем райзера без полного демонтажа его верхней компоновки, вся направляющая рама, включая несущую конструкцию, натяжные устройства, линию для подачи жидкости и пандус, ведущий к несущей конструкции, укреплен на полозьях сбоку от отверстия буровой шахты. Таким образом обеспечивается открытая рабочая площадка для райзерного подъемника и посадочного инструмента. Подъемник представляет собой прямоугольный перемещающийся захват, способный удерживать райзер за прочную пластину, расположенную в верхней части каждой 12-метровой секции райзера. Райзер удерживается на уровне спайдерной площадки, в то время как его верхнее звено отсоединяется и с помощью манипулятора устанавливается за палец.

Введение

Морские системы отгрузки нефти предназначены для перемещения нефти из продуктивного горизонта на челночные танкеры для последующей транспортировки на берег. Если применение морского нефтепровода экономически оправдано, то следует остановиться на этом способе транспортировки нефти на береговой терминал.

Нефть на челночные танкеры обычно отгружают с использованием выносного точечного причала, вокруг которого поворачивается по ветру танкер, в результате чего нагрузки сводятся к минимуму. Нефть с эксплуатационной системы перекачивается насосами. Системы для отгрузки нефти следует проектировать с учетом глубины и погодных условий Северного моря.

На рис. 3.1 показано, какие типы морских систем отгрузки нефти используются и предлагаются для применения. В последующих разделах дается более полное описание этих систем, а в табл.

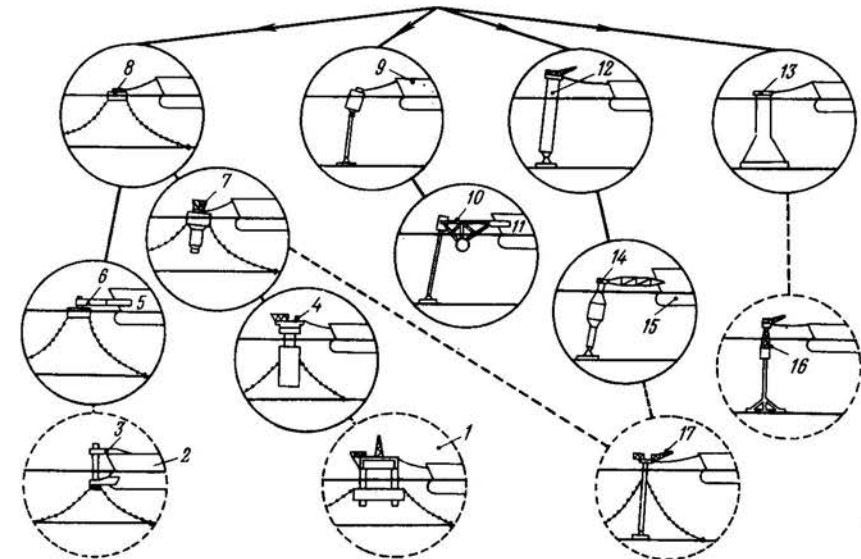


Рис. 3.1. Типы выносных точечных причалов:

1 — SEMI-SPAR; 2 — плавучее средство для хранения нефти; 3 — турель; 4 — SPAR; 5 — плавучее средство для хранения нефти; 6 — выносной точечный причал с емкостью для хранения нефти; 7 — выносной точечный причал с емкостью для хранения нефти для незащищенных акваторий; 8 — выносной точечный причал с анкерным и цепным креплением; 9 — выносной одноопорный причал с анкерным креплением; 10 — выносной одноопорный причал с анкерным креплением и емкостью для хранения нефти; 11 — плавучее средство для хранения нефти; 12 — шарнирно закрепленная на дне колонна для отгрузки нефти; 13 — стационарная башня; 14 — башня с швартовным захватом; 15 — плавучее средство для хранения нефти; 16 — моносовая; 17 — башня с шарнирным и цепным креплением

3.1 представлена информация по использованию морских систем отгрузки во всем мире и в Северном море за последние 23 года. Из таблицы видно, что только 14 систем из 297 (примерно 5 %) расположены в Северном море (3 % выносных точечных причалов с анкерным креплением CALM<sup>1</sup>; 5 % выносных одноопорных причалов с анкерным креплением SALM<sup>2</sup> и 67 % шарнирно закрепленных на дне колонн).

Причалы типа CALM составляют 81 % от всех систем морской отгрузки нефти в море и только 50 % — от систем, применяемых в Северном море. В суровых условиях Северного моря используют более новые системы швартовки типа шарнирно закрепленных на дне колонн.

### Мощность морских систем отгрузки нефти

Морская система отгрузки нефти должна обеспечивать такую скорость доставки нефти на челночный танкер, которая позволила бы поддерживать темпы отбора на самом высоком уровне. Однако необходимо учитывать возможные простои при обслуживании и мелком ремонте оборудования, а также при неблагоприятных погодных условиях. Для малых месторождений с извлекаемыми запасами 7,9—12,7 млн. м<sup>3</sup> при сроке эксплуатации 7—10 лет с целью обеспечения реальных темпов отбора необходимо, чтобы скорость отгрузки нефти составляла 4,8—10,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. А это, в свою очередь, предполагает загрузку нефти в челночный танкер непосредственно с эксплуатационной платформы, минуя какие бы то ни было емкости для хранения. В тех случаях, когда имеются емкости для хранения, эффективное их использование достигается при скорости отгрузки нефти, в 6—10 раз превышающей темпы отбора. Таким образом, при максимальных темпах отбора 10,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут и вместимости емкости для хранения, в несколько раз превышающей ежесуточную добычу, скорость отгрузки нефти должна составлять 3,2 тыс. м<sup>3</sup>/ч.

Перерыв в отгрузке нефти, связанный с отшвартовкой груженого челночного танкера и швартовкой танкера под налив при скорости ветра до 12 м/с и характерной высоте волны ( $H_s$ ) до 3,5 м не должен превышать 2 ч. Это требование особенно важно в тех случаях, когда эксплуатационная система не включает емкости для хранения нефти. В темное время суток перерывы в отгрузке нефти, связанные со сменой танкеров, могут составлять 3 ч.

Система отгрузки нефти (включая емкости для хранения там, где они есть) должна иметь высокий коэффициент использования в течение года, хотя в зимние месяцы он может быть довольно низким. Коэффициент использования выражается как процент-

<sup>1</sup> CALM - Catenary Anchor Leg Mooring.

<sup>2</sup> SALM — Single Anchor Leg Mooring.

Таблица 3.1

Анализ применения морских систем отгрузки нефти за 23 года (в скобках указано число систем, применяемых только в Северном море, по данным на 1982 г.)

Год	CALM	SALM	SBS*	SALS**	Стационарная башня	ALC***	Всего
1959	1						1
1960	2						2
1961	3						3
1962	2				1		3
1963	3						3
1964	5				1		6
1965	6						6
1966	3						3
1967	9						9
1968	12					1	13
1969	9	1					10
1970	15				1		16
1971	16	1					17
1972	21		1		2		24
1973	9						9
1974	32(2)	2					34(2)
1975	15(1)	5(1)	2		2	3(1)	27(3)
1976	7	2		1		1(1)	11(1)
1977	11(1)	1	1	1	1		15(1)
1978	10(1)	4	3	1			18(1)
1979	13(1)	1				2(2)	17(3)
1980	15		2	1		1(1)	19(1)
1981	22(1)	5	2		1	1(1)	31(2)
Всего в мире	241	22	11	4	10	9	297
Всего в Северном море	(7)	(1)	(0)	(0)	(0)	6	(14)
Процент от общего числа	2,9	4,5	0	0	0	67	4,7

\*SBS (Single Buoy Storage) — выносной точечный причал с емкостью для хранения нефти.

\*\* SALS (Single Anchor Leg Storage) — выносной одноопорный причал с анкерным креплением и емкостью для хранения нефти.

\*\*\* ALC (Articulated Loading Column) — шарнирно закрепленная на дне колонна для отгрузки нефти.

ная часть добычи нефти, которая может непрерывно осуществляться 365 дней в году. Он должен быть не менее 90 %. При наличии емкости для хранения нефти коэффициент использования системы отгрузки может быть значительно ниже 90 %. В этом случае можно добиться большой гибкости при соблюдении графика швартовки танкеров и проведения ремонтных работ.

Ниже рассматривается зависимость коэффициента использо-



вания системы отгрузки нефти от наличия емкости для хранения нефти и рабочих параметров системы.

Минимальные значения рабочих параметров таковы. Танкер должен оставаться пришвартованным при характерной высоте волны ( $H_s$ ) до 5,5 м, максимальной высоте волны ( $H_{max}$ ) до 9,5 м и скорости ветра 24 м/с. Нефть следует отгружать при  $H_s$  до 4,5 м и скорости ветра 20 м/с. Поскольку на неблагоприятные погодные условия приходится почти 10 % времени, система отгрузки должна обладать высокой надежностью и иметь программу работ по плановому ремонту и замене оборудования. Чтобы свести простои к минимуму, какую-то часть операций по ремонту и обслуживанию оборудования можно осуществлять в период неблагоприятных погодных условий.

### **Швартовка танкеров (челночных танкеров и плавучих средств для хранения нефти)**

Стационарный причал с швартовным захватом для швартовки плавучих средств хранения нефти необходимо проектировать с расчетом ветровых и волновых нагрузок, возникающих при шторме со 100-летним периодом повторяемости. Для такого шторма в северной части Северного моря (севернее  $62^\circ$  северной широты) характерны следующие условия:  $H_{max} = 34$  м; период волны 15—23 с; устойчивый ветер 41 м/с; порывы ветра до 56 м/с.

Помимо вышеупомянутых нагрузок, причал с швартовным захватом испытывает нагрузки от швартовки и взаимодействия со сдвоенным челночным танкером и плавучим средством для хранения нефти. В условиях, когда  $H_s$  достигает 5,5 м,  $H_{max} = 9,5$  м, а устойчивый ветер — 24 м/с, челночный танкер должен быть способным к отшвартовке. При отсутствии плавучего средства для хранения нефти челночный танкер должен оставаться пришвартованным к выносному точечному причалу вплоть до наступления предельных условий, указанных выше для сдвоенного челночного танкера. В более южных широтах эти условия становятся чуть менее суровыми. Для  $56,5^\circ$  северной широты  $H_{max} = 27$  м, период волны 12—20 с, порывы ветра до 44 м/с.

Один швартов должен обладать достаточной прочностью, чтобы выдерживать статические и динамические нагрузки от ветра и волн, а также иметь эластичность, препятствующую чрезмерному увеличению нагрузок в процессе загрузки танкера.

Выносной точечный причал должен быть защищен от повреждений, которые возможны при случайном ударе о причал носовой части танкера, поэтому оборудование выносного точечного причала следует по возможности устанавливать в безопасных точках.

Причал должен иметь средства, связывающие его с танкером. Сюда входят швартовы и гибкие шланги для подачи нефти. Если и те и другие до захвата находятся в плавучем состоянии, то они неизбежно запутываются и разъединить их можно только

при использовании катера. Предпочтителен такой вариант, при котором только швартов находится в плавучем состоянии, а гибкие шланги с водой не соприкасаются. В этом случае повышается мощность системы и удлиняется срок эксплуатации гибких шлангов. Кроме того, повышается безопасность операций, если верхнее строение выносного точечного причала поднимается на достаточную высоту и его можно видеть с мостика танкера.

### **Опорная конструкция для райзера**

Швартовная система должна нести динамические нагрузки от райзера и вертикальные нагрузки от его массы. В мелководных регионах Северного моря райзер, по которому идет нефть, поступает из подводных выкидных линий, можно поддерживать с помощью буйа. На глубине, превышающей 120 м, швартовная система должна обеспечивать поддержку райзера на всей его протяженности. Она должна также предохранять райзер от чрезмерно сильного изгиба, скручивания и удара. На случай возникновения подобных движений райзер должен включать гибкие звенья и вращающиеся соединительные узлы или вертлюги. Для обеспечения поддержки райзера и предотвращения его отклонения от вертикали швартовная система должна обладать достаточной прочностью сжатия и иметь ограничители поперечного движения. В наиболее тяжелых условиях, которые существуют на более чем 10 % площади Северного моря, в течение 95 % времени отклонение райзера от вертикали не должно превышать  $13^\circ$ . Кроме того, период собственных колебаний конструкции в маятниковом и вертикальном режимах при отсутствии челночного танкера должен быть более 22 с. Это требование вводится для предотвращения резонансных явлений как следствие волновых возмущающих колебаний.

### **Линии, связанные с райзером**

В тех случаях, когда предусматривается только танкерная транспортировка подготовленной нефти, отпадает необходимость в установке продуктового трубопровода высокого давления и линии высокого давления для закачки химических реагентов. По линиям, проложенным с нефтедобывающего комплекса, нефть движется со скоростью, о которой говорилось выше, и под давлением, не превышающим 3,6 МПа. При такой низкой скорости движения потока диаметр гибкого шланга для подачи нефти может не превышать 152 мм. Надежность операций повышается, если продублировать возможно большее число компонентов системы. Швартовная система должна включать гидравлические или пневматические линии для управления работой клапанов и узлов соединений. Кроме того, могут потребоваться линии для подачи электроэнергии и линии электрического управления работой оборудования. Электроэнергия будет либо поступать с

батарей, либо вырабатываться дизельным двигателем. Большая часть этих электрических кабелей и гибких шлангов должна иметь надежные соединения с вертлюгами, поскольку основное требование, предъявляемое к выносному точечному причалу, заключается в том, чтобы обеспечить беспрепятственное круговое движение челночного танкера в условиях изменения направления действия волн и ветра.

### Оценка экономической эффективности швартовной системы

Оценка экономической эффективности швартовной системы должна проводиться по нескольким направлениям. В капитальных вложениях в проектирование и строительство должна учитываться степень новизны, а также время, необходимое для строительства причала и танкеров. В стоимость установки должны входить расходы по буксировке на точку; позиционированию, швартовке и анкерке на точке; подъему тяжелого оборудования на причал; подсоединению подводных выкидных линий; подсоединению подводных линий управления; установке и контролю работы оборудования, а также сдаче объекта. При оценке предполагаемых эксплуатационных расходов следует учитывать стоимость аренды танкеров и (или) катеров; применение вертолетов; число персонала, например, водолазов или связистов; стоимость планируемых к использованию товаров и расходы на обслуживание оборудования. Обслуживание с трудом поддается экономической оценке, но именно этот аспект является решающим при определении экономической эффективности выносного точечного причала и системы отгрузки нефти.

При планировании операций по ремонту и обслуживанию оборудования и затраченного на них времени следует учитывать возможные трудности в связи с суровыми погодными условиями. Обслуживание оборудования должно осуществляться таким образом, чтобы обеспечить необходимый коэффициент использования системы, о котором говорилось выше. При отсутствии емкостей для хранения нефти соответствующий уровень использования системы достигается за счет применения двух и более челночных танкеров в зависимости от расстояния, на которое предстоит транспортировать нефть. При этом вслед за отшвартовкой груженого танкера к выносному точечному причалу немедленно швартуется под налив второй танкер.

Незапланированный ремонт там, где это возможно, следует проводить сразу, не откладывая его на несколько дней в ожидании благоприятных условий. Если не обеспечивается необходимый уровень использования системы, то экономические потери весьма значительны. Эти потери включают не только расходы на рабочую силу и оборудование, необходимое для ремонта, но и потери в добыче за конкретный год. Применительно к более длительному периоду экономическая эффективность системы должна оцениваться с учетом возможного капитального ремонта, на который следует запланировать расходы и время.

### Вопросы безопасности и охраны окружающей среды

В британском секторе Северного моря проектирование, строительство, установка и эксплуатация выносного точечного причала SPM должны осуществляться в соответствии с требованиями, изложенными в документе Департамента энергетики «Морские сооружения. Руководство по проектированию и строительству». В этом документе перечислены операции и методы, позволяющие получить удостоверения о годности к эксплуатации в соответствии с «Положением о морских сооружениях (по строительству и освидетельствованию)» 1974 г. и, в частности, документом 289. Ни один выносной точечный причал нельзя вводить в эксплуатацию до получения удостоверения о годности к эксплуатации. Это одинаково относится к таким конструкциям с гравитационным основанием, как колонна ALC, и к конструкциям с анкерным креплением, как причал CALM. Удостоверение действительно не более 5 лет. После 5 лет эксплуатации проводится освидетельствование конструкции. Если выясняется, что она годна к выполнению своих задач, удостоверение возобновляется. Такая система выдачи удостоверений призвана обеспечить высокую вероятность прочности конструкции. Ее достоинство в том, что освидетельствование проводится независимым учреждением. Оно включает изучение нагрузок от окружающей среды, статических и динамических рабочих нагрузок; обследование материалов; изучение уровней напряжения, устойчивости, резонанса, усталостной коррозии и предложенных методов создания системы. Первоочередная цель такого освидетельствования — подтверждение цельности первичной конструкции. Однако вторичная конструкция также подлежит инспекции, в ходе которой проверяется соблюдение требований, предъявляемых к вертолетным площадкам, герметичным отсекам, жилым помещениям, палубам, лестницам, а также рассматриваются вопросы безопасности, связанные с противопожарной защитой, допустимыми уровнями шума, аварийной подачей энергии, системой предупредительной сигнализации и маршрутами эвакуации. Ряд национальных стандартов может быть рекомендован к использованию в качестве норм на проектирование и изготовление. Британский стандарт BS 6235 «Практические нормы на стационарные морские сооружения» содержит много материала из документа «Морские сооружения. Руководство по проектированию и строительству». Эти документы не касаются труб. Требования по трубам излагаются в других документах, таких как британский стандарт BS 3351 «Трубопроводные системы для нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов» или британский стандарт BS 5500 «Сварные сосуды высокого давления».

Вопросы безопасности регулируются еще двумя документами. Это SI 1019 — «Положение о эксплуатационной безопасности, здоровье и бытовых условиях на морских сооружениях» 1976 г. и SI 611 — «Положение о морских сооружениях (противопожарное оборудование)» 1978 г. вместе с примечаниями.

### ВЫНОСНОЙ ТОЧЕЧНЫЙ ПРИЧАЛ С АНКЕРНЫМ КРЕПЛЕНИЕМ (CALM)

Как показано на рис. 3.2, CALM — самый малый по размеру и самый простой по конструкции выносной точечный причал. Он представляет собой круглый плавучий буй, который удерживается на точке посредством 4, 6 или 8 тяжелых цепей. Цепи прикреплены симметрично к основанию буя по его периметру с одной стороны и к якорям на морском дне — с другой. Швартовка танкера обеспечивается с помощью одиночного швартова из эластичного синтетического волокна, прикрепленного к свободно вращающемуся поворотному кругу на бую. На поворотном круге находится также шланг (или шланги) для подачи сырой нефти на танкер через гибкие плавучие шланги. Проложенные по дну выкидные линии соединяются с бую также с помощью гибких шлангов, но в этом случае верхний конец заканчивается на поворотном круге шарниром. На рис. 3.2 показана типичная система CALM. При швартовке танкер должен подобрать плавучий швартов и закрепить его, а затем подобрать плавучие шланги. Эта система не предназначена к использованию в качестве постоянного причала, и при плохих погодных условиях челночный танкер должен отойти от нее, предварительно отсоединив загрузочный шланг и швартов. Буй должен рассчитываться на нагрузки от волн со 100-летним периодом повторяемости. Однако систему «буй—танкер» следует проектировать в расчете на гораздо меньшие нагрузки от волн: с периодом повторяемости в 1 мес.

#### Область применения

Теоретически система CALM может применяться на любой глубине в Северном море. Однако на мелководье, где глубина воды того же порядка, что и высота волны, динамическая реакция на волнение моря со стороны буя и цепей становится недопустимой. Поэтому нижний предел глубины обычно принимается равным 30 м. Поскольку якорные цепи и проложенные по дну линии должны находиться в пределах досягаемости водолазов, осуществляющих инспекцию и обслуживание подводных систем, верхний предел глубины принимается равным 210 м. В результате оказывается, что на значительной части норвежского сектора Северного моря и в северо-западной части британского сектора глубины слишком велики для системы CALM (рис. 3.3). С увеличением глубины возрастает длина якорных цепей, а связанное с этим утяжеление цепей влечет за собой необходимое увеличение буя. Это, в свою очередь, затрудняет процесс швартовки, поэтому нагрузки на швартов возрастают. С другой стороны, поскольку в глубоких северных водах увеличивается сила штормов, требуется применение большого буя, что связано с теми же отрицательными последствиями.

Система CALM наиболее подвержена действию волн, поскольку значительный объем сосредоточен в верхней части буя на

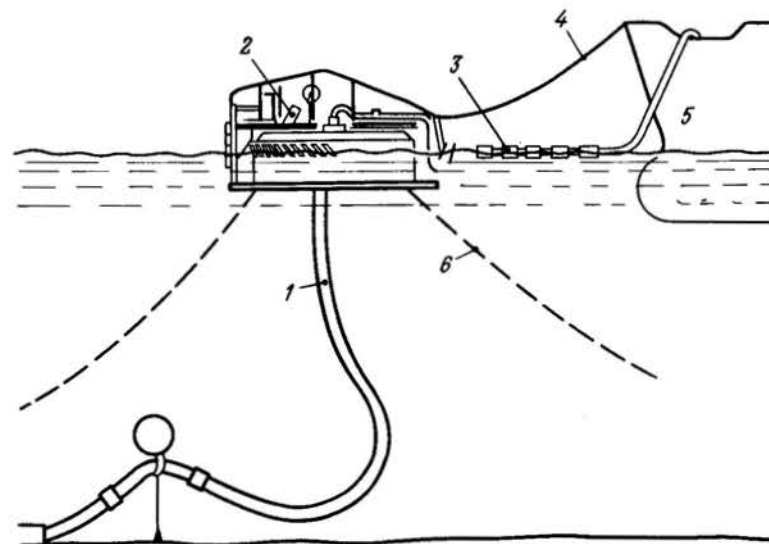


Рис. 3.2. Типичная система CALM:

1 — гибкий райзер; 2 — поворотный круг с оборудованием; 3 — плавучий шланг для подачи нефти; 4 — швартов; 5 — челночный танкер; 6 — якорные цепи

высоте 2—3 м над уровнем моря, где волнение наиболее сильное. Большое поперечное сечение буя на уровне воды также способствует усилению динамической реакции буя в ответ на волнение моря. Эта реакция выражается в вертикальной, килевой и бортовой качках. Под действием волн гибкие шланги, якорные цепи и швартовы испытывают большие усталостные нагрузки. Это ведет к сокращению срока их эксплуатации, который заканчивается значительно раньше, чем расчетный срок эксплуатации буя, обычно равный 20 годам.

Система CALM характеризуется затрудненностью обслуживания, что связано с малой величиной подводной части буя. Буй слишком мал, чтобы на нем можно было разместить вертолетную площадку, а доступ с рабочего катера обеспечивается только при относительно спокойном море, когда характерная высота волны не достигает 2,5 м. Поэтому из-за ожидания благоприятных погодных условий падает коэффициент использования системы. Кроме того, предназначенное для проведения ремонта и обслуживания подъемное и передвижное оборудование в силу недостаточных мощностей часто удлинняет обслуживание и ограничивает его объем. При хорошем планировании работ по обслуживанию и ремонту коэффициент использования системы CALM можно оценить в 70%. Здесь учитываются потери, связанные с неблагоприятными погодными условиями, поскольку, когда характерная высота волны и скорость ветра превышают допустимые значения, танкер вынужден отойти от буя. При использовании двух систем CALM коэффициент использования повышается толь-



## Месторождение Аргилл

Месторождение Аргилл было открыто компанией «Hamilton Brothers Oil and Gas Limited» в 1971 г. Извлекаемые запасы оценивались в 8 млн. м<sup>3</sup>, а срок эксплуатации — в четыре года. Однако добыча ведется и по сей день, причем темпы отбора остаются хорошими. В период планирования разработки месторождения оно было отнесено к маргинальным, поскольку на тот момент это было самое малое из месторождений, подлежащих освоению. Внешний транспорт нефти предполагалось осуществлять с помощью челночных танкеров, поскольку трубопроводный транспорт представлялся неэкономичным. В свете того что месторождение было отнесено к маргинальным, а срок его эксплуатации установлен равным четырем годам, было принято решение установить недорогую систему отгрузки. Был выбран выносной точечный причал типа CALM. Эта система характеризуется отсутствием емкости для хранения нефти и чувствительностью к погодным условиям. Когда танкер покидает причал, добыча приостанавливается. Опыт эксплуатации системы CALM на месторождении Аргилл показал, что ее работа зависит от погодных условий и, кроме того, имеются трудности в обслуживании и ремонте системы.

Чтобы сократить время на ремонт и обслуживание, буй был существенно усовершенствован. Плавающий шланг был поднят над уровнем воды, вместо сварных соединений стали применяться болтовые, для приема грузовых шлангов с танкера была установлена кран-балка. Большой тяжелый универсальный шарнир под бум, служивший для соединения буя с гибким райзером, был заменен армированным гибким шлангом, способным приспосабливаться к колебаниям буя в 15° (рис. 3.4). Конструкция самого буя также подверглась изменениям. Так, чтобы уменьшить попадание морской воды на уплотнения подшипников поворотного круга над ним был установлен защитный козырек. Кроме того, были модифицированы крепления швартовов.

Первоначальный буй диаметром 11 м был заменен бумом диаметром 17 м. С увеличением подводной части буя улучшился доступ к нему с рабочих катеров. В табл. 3.2 представлена информация о работе эксплуатационной системы на месторождении Аргилл. Здесь указаны причины простоев и периоды отбора нефти для 5 лет (с 1978 по 1982 г.). Компания-оператор надеется сохранить коэффициент использования системы отгрузки нефти на уровне 75 %. Этот высокий коэффициент предполагается сохранить благодаря хорошему программированию, планированию и интенсивной работе персонала, осуществляющего ремонт и обслуживание системы.

## Месторождение Бучан

Месторождение Бучан было открыто в 1974 г., а в 1977 г. компания «BP Petroleum Development Ltd.» стала оператором.

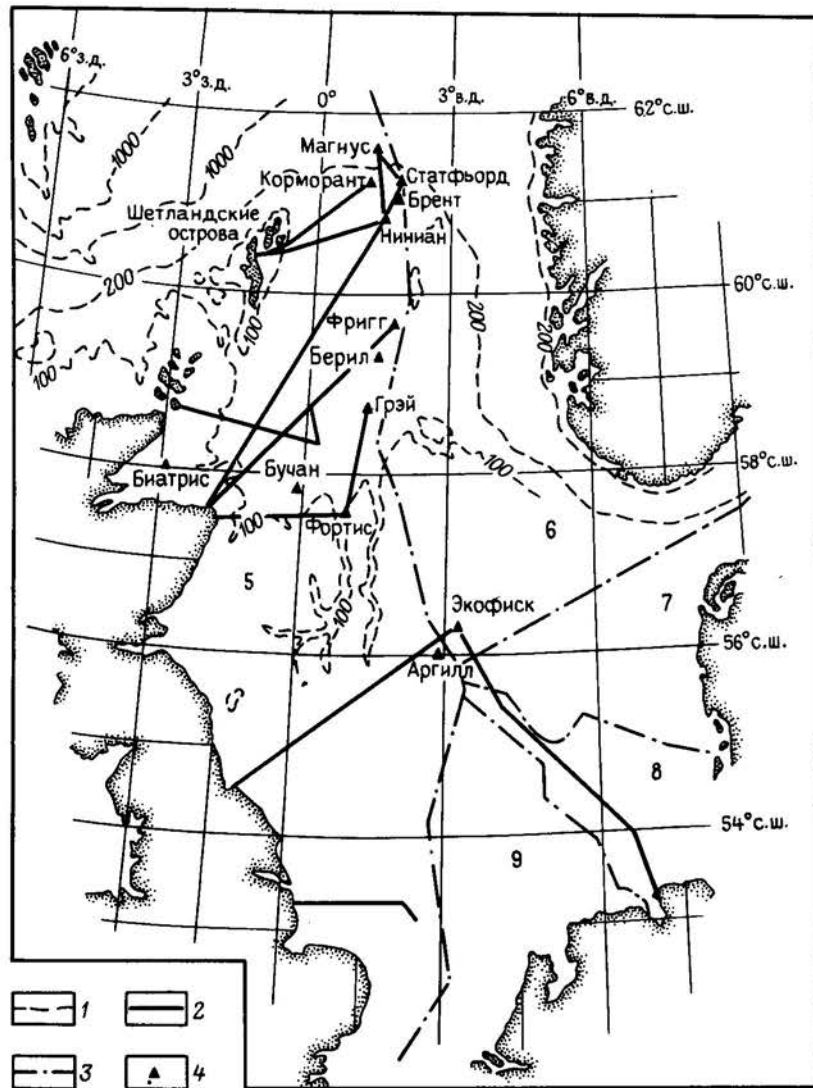


Рис. 3.3. Акватория Северного моря.

Условные обозначения: 1 — изобата; 2 — нефтепровод; 3 — граница сектора; 4 — нефтяное (газовое) месторождение; сектор: 5 — британский; 6 — норвежский; 7 — датский; 8 — западногерманский; 9 — нидерландский

ко на 5—8 %, поскольку обе системы будут простаивать в одни и те же периоды неблагоприятной погоды.

Разработка месторождения Аргилл в 1978—1982 гг.

Показатели	1978 г.	1979 г.	1980 г.	1981 г.	1982 г.	Ожидается в 1983 г.
Время осуществления отбора нефти, %	60,83	66,56	67,17	50,97	66 (77)	75
Основные причины простоев, %						
крупный ремонт установки «Транс-уорлд-58» (TW-58)	14,83	0	11,81	21,19	0	0
крупный ремонт выносного точечного причала	11,8	9,31	0	0	12,0	0
неблагоприятные погодные условия	8,66	11,37	11,55	7,82	9 (12)	10
неисправность: выносного точечного причала	2,64	11,54	8,92	19,74	9 (10)	10
эксплуатационного райзера	1,01	0,55	0,36	0,01		
эксплуатационного оборудования	0,2	0,26	0,06	0,07		
системы управления	0,03	0,38	0,1	0	4 (5)	5
TW-58	0	0,03	0,03	0,2		
Простои в целом, %	39,17					
Число подъемов эксплуатационного райзера	6	3	5	4		
Число временных остановок в процессе добычи (танкер прерывает швартовку из-за плохих погодных условий)	19	16	22	21		

Примечания: 1. Максимальный отбор составил 6,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут (при плановом 11,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.); 2. Цифры в скобках, относящиеся к 1982 г., получены после 6-недельного ремонта выносного точечного причала; 3. Приведенные данные предоставлены м-ром Р. Дж. Кокрилом из компании «Hamilton Brothers Oil and Gas Limited».

она позволяет осуществлять отгрузку в более суровых условиях, но потом предпочтение было отдано системе CALM по причине самых низких затрат на ее установку. На тот момент выбранная система CALM была самой крупной в мире, диаметр ее был равен 15,2 м, толщина подводной части — 4,6 м, а наибольшая глубина моря на точке — 112 м. Два челючных танкера водоизмещением 102 тыс. т были переоборудованы с целью обеспечения швартовки носовой частью, загрузки нефти, перевозки несмешивающегося с нефтью балласта и медленного заднего хода. Грузовместимость танкеров составляла 75 тыс. т. Поскольку в системе CALM отсутствует емкость для хранения нефти, отбор прекращается, когда танкер по любой причине покидает этот причал. Для обеспечения отгрузки нефти в расчете на максимальный темп отбора 11,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут в системе применяется

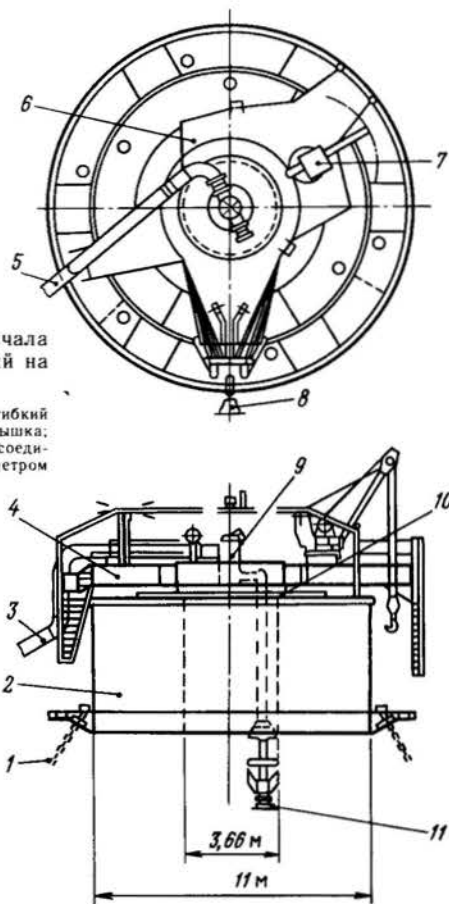


Рис. 3.4. Буй выносного точечного причала для загрузки танкеров, установленный на месторождении Аргилл:

1 — шесть якорных цепей; 2 — буй; 3, 5 — гибкий шланг к танкеру; 4, 6 — поворотный круг; 7 — вышка; 8 — прикрепление швартова; 9 — вертлюжное соединение; 10 — подшипник поворотного круга диаметром 4 м; 11 — райзер диаметром 254 мм

С начала освоения было ясно, что это малое месторождение. Условия бурения были трудными, а перспективы отбора нефти неясными. Более того, была выявлена необходимость проведения операций по газлифту на большой глубине моря (112 м) при извлекаемых запасах всего лишь в 9,5 млн. м<sup>3</sup>. Поэтому основная цель заключалась в быстром освоении месторождения при минимальных капитальных вложениях. При решении вопроса о внешнем транспорте сырой нефти были рассмотрены всего два варианта. Один из них предусматривал установку подводного трубопровода длиной примерно 55 км до месторождения Фортис (см. карту Северного моря на рис. 3.3), а другой — установку выносного точечного причала для швартовки челючных танкеров. В конечном счете был выбран второй вариант, поскольку он был значительно дешевле первого. Первоначально в качестве выносного точечного причала решено было установить шарнирно закрепленную на дне колонну для отгрузки нефти, поскольку

грузовой шланг диаметром 304,8 мм. Максимальные темпы отбора были достигнуты на месторождении в мае 1981 г. Система CALM была установлена значительно раньше, в августе 1979 г.

Из-за малой толщины подводной части буя доступ для проведения ремонтных работ осуществляется при характерной высоте волны до 2 м.

### Месторождение Монтроз

Монтроз — сравнительно небольшое месторождение с извлекаемыми запасами 15,9 млн. м<sup>3</sup> нефти. Оно было открыто в 1969 г., а в 1976 г. началась его разработка. Компания-оператор «Атосо (UK) Explogation Co» решила осуществлять внешний транспорт нефти с помощью челночных танкеров, в связи с чем для отгрузки сырой нефти на месторождении были установлены две системы CALM. Они расположены на расстоянии 2,3 км друг от друга, в точках, где глубина воды равна 91 м. Отгрузка нефти одновременно осуществляется только через один буй и, поскольку емкость для хранения нефти отсутствует, процесс добычи прерывается всякий раз, когда танкер не соединен с бумом и не готов принять нефть. Два буя установлены для того, чтобы обеспечить более высокий коэффициент использования системы отгрузки: в случае неисправности первого буя отгружают с помощью второго, запасного, буя. Если оба буя пригодны к эксплуатации, швартовку танкера под налив можно осуществить заранее, с тем чтобы его загрузка могла начаться без промедления — в этом случае не приходится прерывать процесс нефтедобычи. Однако следует отметить, что, как показывает опыт, основная причина простоев — неблагоприятная погода, от которой страдают оба буя одновременно. Максимальная добыча была достигнута в 1979 г. и составила 7,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут. К 1980 г. она упала до 4,3 тыс. м<sup>3</sup>/сут и в 1982 г. составила в среднем 2,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Хотя сейчас месторождение находится в стадии замедления процесса нефтедобычи, тем не менее системы отгрузки нефти уже почти 7 лет работают в суровых условиях Северного моря, испытывая разнообразные нагрузки, в том числе рабочие нагрузки от двух челночных танкеров водоизмещением 73 тыс. т.

Ремонтные работы по системе CALM касаются, в основном, плавучих грузовых шлангов и швартова. Сравнительно небольшие неисправности этих элементов системы могут привести к значительным потерям добычи. Сам ремонт не требует много времени. Значительное время теряется на ожидание прибытия требуемого катера и на ожидание погодных условий, благоприятных для ремонтных работ на бую. Первые два года эксплуатации показали, что простои систем отгрузки нефти бывают значительными и объясняются, в основном, неблагоприятными погодными условиями зимнего периода. Это навело на мысль изучить возможные пути сокращения простоев, не внося в систему сколько-нибудь существенных изменений. Проведенное исследование по-

казало, что капитаны танкеров принимают решение об отшвартовке на основе приблизительной информации о высоте волны, скорости ветра и натяжении швартова. В результате отшвартовка часто проводилась без необходимости, даже по прошествии пика шторма. По итогам исследования был введен целый ряд усовершенствований. Во-первых, измерение натяжения швартова стало проводиться не у лебедки, а у цепной вставки швартова. Этим достигается большая точность измерения натяжения швартова. Данные натяжения по радио передаются на танкер, где капитан постоянно видит их на дисплее. У платформы устанавливается волноизмерительный буй, с которого надежные данные передаются на приемники, находящиеся на танкерах. На верху каждого буя установлена мачта высотой 8,5 м для улучшения визуального наблюдения при швартовке. Для ускорения подъема промежуточной цепи были применены пневматические линеметательные устройства, забрасывающие кошку на расстояние 100 м. Истирание швартова уменьшено за счет изменения профиля лебедки, с тем чтобы он лучше соответствовал поперечному сечению швартова, а также за счет покрытия швартова эластичной сеткой.

Как свидетельствует опыт, эти усовершенствования оказались существенными, поскольку они позволили поднять планку предельных условий, при которых необходимо проводить отшвартовку танкера. Нагрузка на швартов стала равной 86 т, скорость ветра — 24 м/с и максимальная высота волны — 7,6 м. Для повторной швартовки скорость ветра не должна превышать 11,5 м/с, а высота волны — 4 м. Несмотря на увеличение натяжения швартова, срок его эксплуатации значительно увеличился. Внесенные в систему CALM усовершенствования позволили добиться существенного сокращения простоев, несмотря на небольшое ухудшение погодных условий в 1978 и 1979 г., что видно из рис. 3.5. Коэффициент использования систем CALM

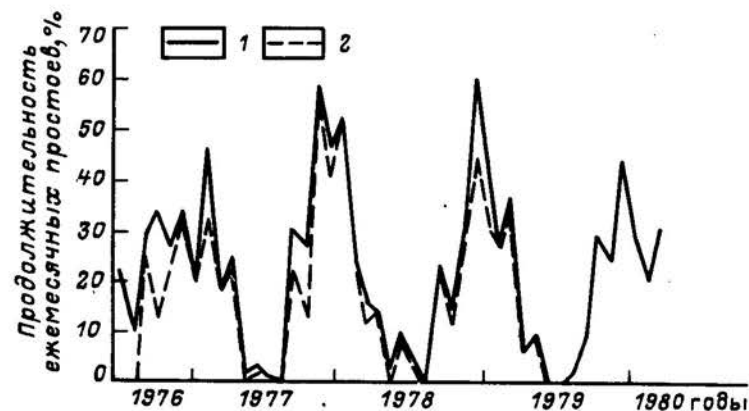


Рис. 3.5. Простои системы отгрузки нефти на месторождении Монтроз: 1 — простой в целом; 2 — простой из-за неблагоприятных погодных условий



достиг почти 80 %, что почти на 5 % выше, чем на месторождении Аргилл. Это увеличение говорит в пользу использования двух буюв.

Операторы также создали с помощью ЭВМ имитационные модели, показывающие влияние длины швартова и движителя на танкере на эффективность отгрузки нефти. Эти данные могут тоже способствовать дальнейшему повышению коэффициента использования системы отгрузки. Тем не менее, в суровых условиях января 1983 г. простой системы отгрузки нефти составили 82,3 %.

#### ВЫНОСНОЙ ОДНООПОРНЫЙ ПРИЧАЛ С АНКЕРНЫМ КРЕПЛЕНИЕМ (SALM)

Принципиальное устройство системы SALM представлено на рис. 3.6. В этом причале учтены недостатки системы CALM. Так, якорные цепи заменены одиночным натяжным райзером, который сверху заканчивается узким буюм, а внизу — гравитационным основанием. Систему SALM можно определить как натяжной райзер любой конструкции от тяжелой цепи до трубы с универсальными шарнирами у гравитационного основания и нижнего конца буюа. У основного буюа установлен вертлюг, от него к танкеру отходят погружные грузовые шланги. Эти шланги поднимаются на борт челночного танкера и соединяются с трубами, по которым нефть подается в танки. Челночные танкеры швартуются к буюу в его верхней части с помощью швартова из синтетического волокна, однако буюу не предназначен для использования в качестве места постоянной швартовки. Поэтому если причал SALM рассчитан на нагрузки от шторма со 100-летним периодом повторяемости, то SALM плюс пришвартованный танкер — на волновые нагрузки с одномесячным периодом повторяемости.

#### Область применения

В суровых погодных условиях Северного моря шарнирно закрепленный на дне райзер — не самый лучший вариант, поскольку он плохо управляет поведением буюа. Здесь лучше применять трубчатый стальной натяжной райзер, который поддается динамическому анализу. Объем плавучести распределяется в этой конструкции таким образом, что даже в худших расчетных условиях райзер сохраняет состояние натяжения. В результате вертикальные колебания буюа исключены полностью, а все остальные колебания ограничиваются небольшим углом наклона буюа. Эти условия крайне благоприятны для нефтепроводной части райзера, которая хорошо поддерживается опорной частью. Чтобы свести к минимуму отклонения системы SALM от вертикали, ее нужно соответствующим образом настроить. Настройка требуется для того, чтобы вывести частоту собственных колебаний конструкции в маятниковом режиме и частоту колебаний райзера в изгибном режиме из диапазона частот волн.

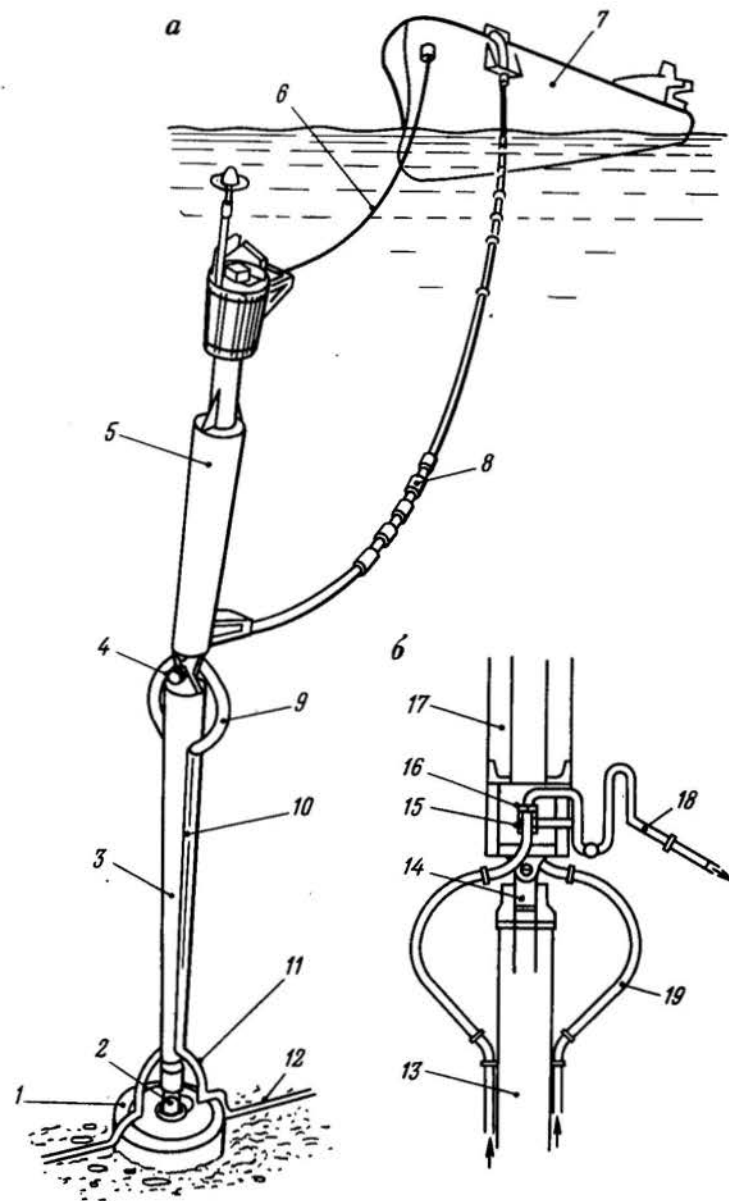


Рис. 3.6. Типичная система SALM (а) и деталь системы SALM, установленной на месторождении Тистл (б):

1 — конструкция основания; 2, 4, 14 — универсальный шарнир; 3 — опорный райзер; 5, 17 — буюа; 6 — швартов; 7 — челночный танкер; 8 — погружной гибкий шланг; 9, 11, 19 — соединительный гибкий шланг; 10 — жесткий райзер; 12 — выкидная линия; 13 — райзер; 15 — кольцевое пространство вертлюга; 16 — центральное пространство вертлюга; 18 — гибкие грузовые шланги

В условиях Северного моря это означает, что период колебаний должен быть либо меньше 5 с, либо больше 20 с. Регуляцией жесткости райзера при изгибе и добавлением универсальных шарниров для уменьшения длины секций райзера можно добиться расширения области применения системы SALM с глубины 35 м до глубины свыше 500 м. Тем не менее, при отсутствии специальных водолазных систем или систем дистанционного управления область применения SALM на практике ограничивается глубиной 210 м. Вышеупомянутые подводные системы предназначены для инспекции и обслуживания, причем потребность в таких работах здесь меньше, чем на системе CALM.

Погружные шланги находятся гораздо ниже уровня наибольшей волновой активности и глубины осадки танкеров и рабочих катеров. Недостаток системы заключается в подводном расположении вертлюга и распределительных клапанов. В некоторых вариантах системы SALM вертлюг можно устанавливать в сухом отсеке на буге. Доступ на буй возможен только с рабочего катера, для чего требуется относительно спокойное состояние моря, когда характерная высота волны не превышает 2,5 м. Системы SALM действительно требуют меньше ремонта и замены своих компонентов, таких как, например, швартовы, но вследствие увеличения объема инженерных работ и большого содержания стальных элементов в конструкции они стоят в зависимости от глубины моря в 3—5 раз дороже, чем системы CALM.

### Месторождение Тистл

Когда в апреле 1977 г. для British National Oil Corporation на месторождении Тистл была установлена система SALM, это месторождение было самым северным из всех подлежащих освоению. Кроме того, оно было самым незащищенным и самым «глубоководным» (глубина моря 160 м). Установка системы SALM была предназначена для отбора нефти до ввода в действие подводного трубопровода до Саллом ВО на Шетландских островах. На месторождении была установлена стальная емкость для хранения нефти вместимостью 11,1 тыс. м<sup>3</sup>, т. е. 40 % ежесуточной добычи. Этой емкости было достаточно для обеспечения непрерывного отбора нефти в период между швартовками танкеров. Для транспорта нефти были привлечены три челночных танкера, которые разгружались на различных европейских терминалах. Поскольку было ясно, что для обеспечения высокой продуктивности необходимо улучшить технику эксплуатации и обслуживания системы отгрузки, в конструкцию SALM были включены соответствующие узлы и приспособления. Компания «Echop Research and Engineering» осуществила разработку системы SALM в целом, а компания SBM, получив от «Echop» лицензию, выполнила детальное проектирование.

Танкерная транспортировка сырой нефти началась в апреле 1978 г. и продолжалась до декабря 1978 г., когда был введен в эксплуатацию подводный трубопровод. С тех пор система

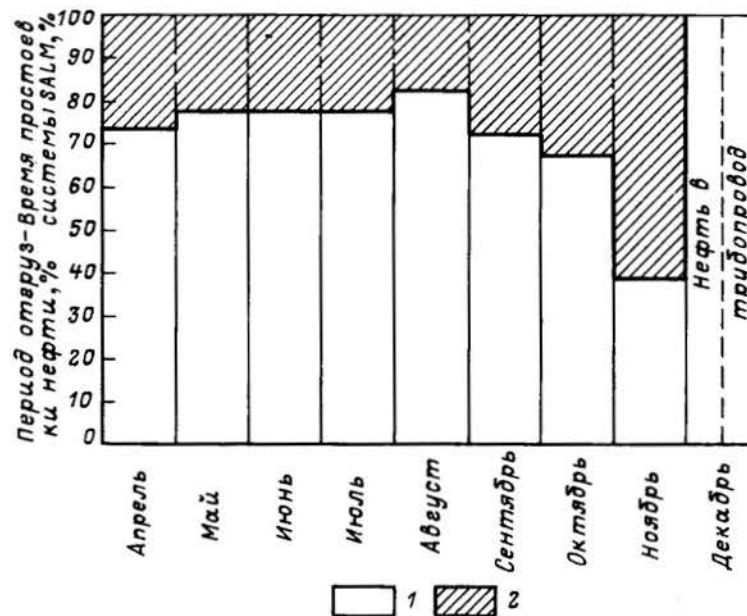


Рис. 3.7. График использования системы SALM на месторождении Тистл (1978 г.): 1 — период отгрузки нефти, %; 2 — время простоев системы SALM, %

SALM осуществляет подстраховочную функцию на случай выхода из строя трубопровода. На рис. 3.7 представлена информация по использованию системы SALM в течение этих месяцев, коэффициент использования составил в среднем 70 %. В процессе эксплуатации не возникли серьезные проблемы. Тем не менее, новая компания-оператор «Britoil» предложила ряд усовершенствований. Так, предполагается заменить водоотливные насосы с целью повышения надежности, а также использовать вместо имеющихся батарей подзаряжающиеся, с тем чтобы сократить время, необходимое для их обслуживания. Навигационную мачту планируется установить в центре буя, чтобы избежать повреждений со стороны танкеров.

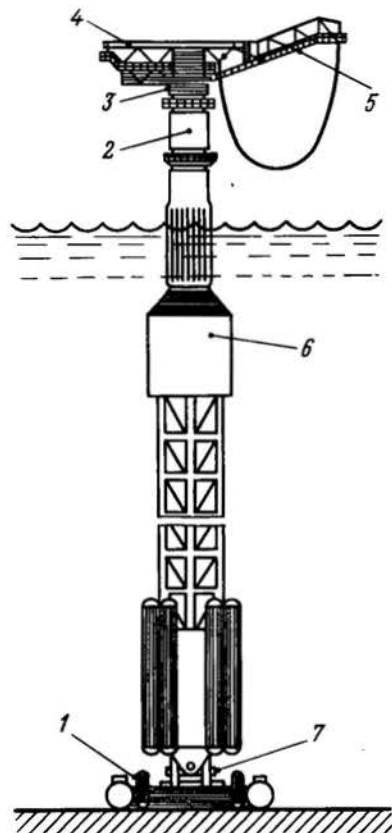
### ШАРНИРНО ЗАКРЕПЛЕННАЯ НА ДНЕ КОЛОННА ДЛЯ ОТГРУЗКИ НЕФТИ (ALC)

Шарнирно закрепленную на дне колонну для отгрузки нефти называют также шарнирно закрепленной на дне башней (ALT)\* или платформой (ALP)\*\*.

\* ALT — Articulated Loading Tower  
 \*\* ALP — Articulated Loading Platform

Рис. 3.8. Типичная система ALC:

1 — гравитационное основание; 2 — палубы для оборудования и жилых помещений; 3 — свободно вращающаяся верхняя конструкция; 4 — вертолетная площадка; 5 — стрела для грузовых шлангов; 6 — камера плавучести; 7 — универсальный шарнир



На рис. 3.8 показана типичная система ALC. Конструктивно она представляет собой нечто среднее между гибкой конструкцией SALM и полужесткой стационарной башней. Это одиночная колонна с камерами плавучести, нижний конец которой посредством массивного универсального шарнира соединен со свайным основанием (рис. 3.9). На веру колонны, расположенном высоко над водой, находится оборудование, необходимое для осуществления швартовки и закрепления грузовых шлангов. Конструкция обычно имеет размеры, достаточные для установки крана большой грузоподъемности и размещения вертолетной площадки. Здесь обычно имеются также жилые помещения для членов прибывающих ремонтных бригад. При швартовке челночного танкера плавучий швартов поднимают с воды. Грузовые шланги при этом находятся не на воде, а свешиваются с опорной конструкции. Поскольку ALC не является местом стационарной швартовки танкеров, расчетные требования к конструкции совпадают с требованиями к системе SALM.

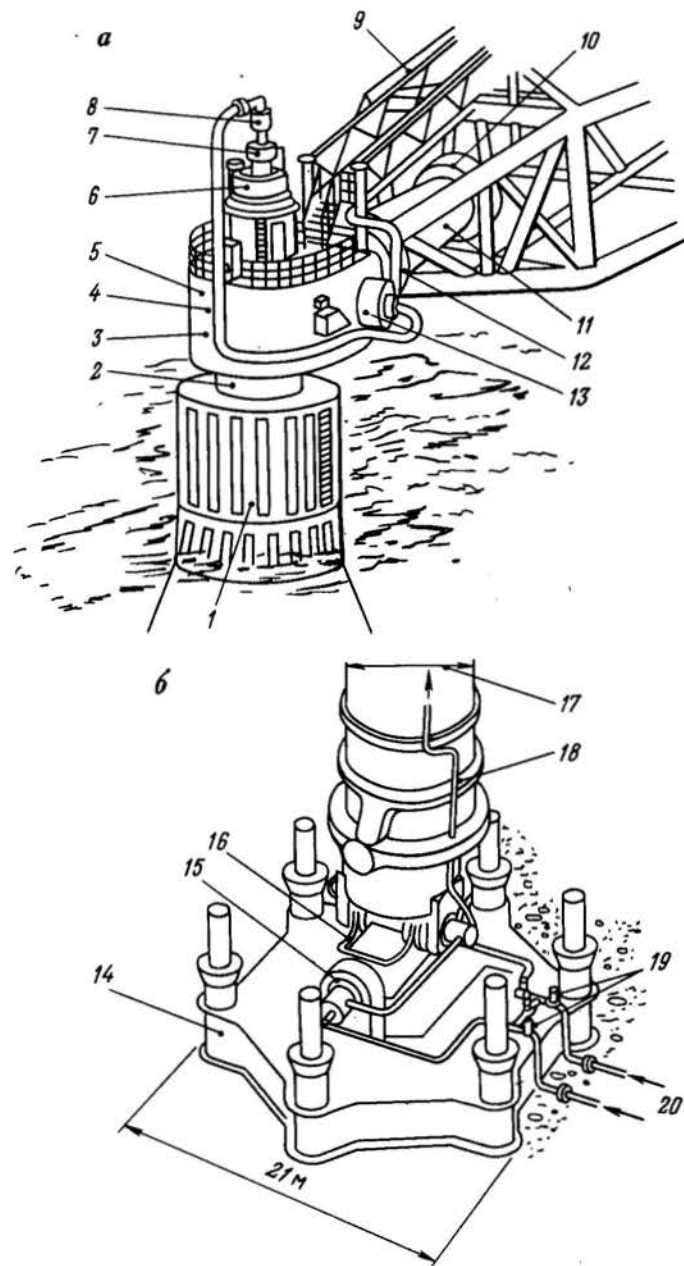


Рис. 3.9. Верхняя (а) и нижняя (б) части шарнирно закрепленной на дне колонны ALC, установленной на месторождении Фулмар:

1 — верхняя часть колонны диаметром 51,5 м; 2 — ось буя; 3, 5, 12 — роликовый подшипник; 4 — втулка вертлюга; 6 — концентрический жидкостный вертлюг; 7 — электрический вертлюг; 8 — жидкостный вертлюг на линии отгрузки; 9 — жесткий швартовный захват длиной 6,1 м; 10 — конусный роликопод



## Область применения

Так же, как в случае с системой SALM, при использовании шарнирно закрепленной на дне колонны ALC следует избегать резонансной частоты колебаний конструкции в диапазоне частот волн. Поэтому периоды колебаний должны быть больше 20 с. Главным образом, колонна должна выдерживать нагрузки от швартовки без чрезмерного наклона, при котором могло бы произойти затопление отсеков с оборудованием. Выполнение этого требования достигается за счет максимального уменьшения размеров челночного танкера и массы оборудования, установленного на колонне ALC. Типичная масса оборудования для глубины около 150 м составляет примерно 500 т. Если массу уменьшить, то колонну ALC, вероятно, можно будет использовать на глубине до 210 м. Этот предел определяется существующими методами строительства и размерами завода. По мере увеличения глубины изгибающий момент в колонне возрастает, что влечет за собой необходимость увеличения поперечного сечения колонны. При увеличении поперечного сечения колонны конструкция становится очень тяжелой, а это, в свою очередь, ведет к дальнейшему возрастанию изгибающего момента.

На глубине менее 107 м становится трудным найти золотую середину между низкой частотой собственных колебаний конструкции и умеренным наклоном колонны при швартовке челночных танкеров. Глубина 90 м считается вероятным нижним пределом.

Вследствие своей большой массы и наличия массивного, универсального шарнира стальная колонна ALC примерно в 13 раз дороже соответствующей системы CALM. Эта оценка основана на сравнении суммарной стоимости установленной системы CALM и прогнозной стоимости системы ALC по аналогии с конструкциями подобного уровня сложности. Колонна ALC из преднапряженного бетона оценивается примерно в 80 % стоимости эквивалентной стальной колонны ALC.

## Месторождение Фулмар

Месторождение Фулмар было открыто в 1975 г. и характеризовалось наличием относительно больших извлекаемых запасов нефти. При планировании разработки этого месторождения компании «Shell» и «Esso» рассмотрели несколько вариантов. Строительство нового трубопровода было признано дорогостоящим, а подсоединение к существующему трубопроводу оказалось невозможным из-за недостаточной пропускной способности последнего. Поэтому решено было остановиться на использо-

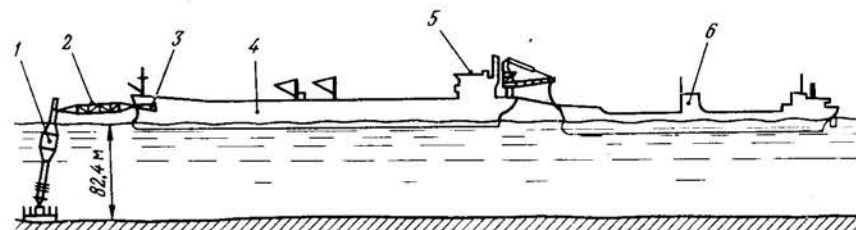


Рис. 3.10. Система отгрузки нефти на месторождении Фулмар:

1 — шарнирно закрепленная на дне колонна для отгрузки нефти (ALC); 2 — швартовый захват длиной 61 м, массой 800 т; 3 — шарнир; 4 — плавучее средство для хранения нефти — танкер «Медора» водоизмещением 213 тыс. т, длиной 325 м, вместимостью 220 тыс. м<sup>3</sup> (добыча за 8 сут); 5 — вертолетная площадка; 6 — челночный танкер водоизмещением до 100 тыс. т

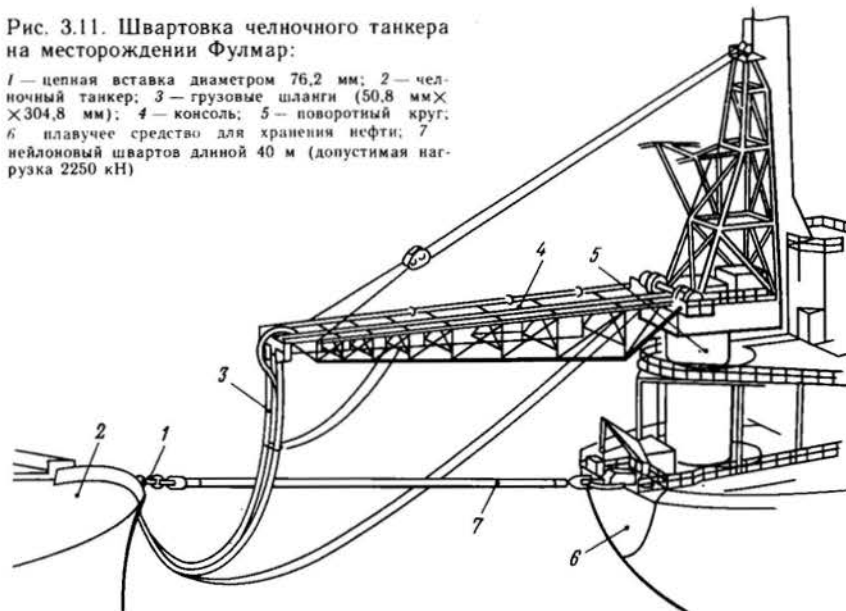
вании челночных танкеров. Для обеспечения непрерывности процесса отбора нефти потребовалось плавучее средство для ее хранения (FSU)<sup>1</sup>. В качестве такого средства решено было использовать стационарно пришвартованный танкер, соединенный с выносным точечным причалом посредством жесткого шарнирного швартового захвата (рис. 3.10). Выбор типа выносного точечного причала был сделан после сравнительного изучения системы SALS (см. рис. 3.1) и системы SALM, которая по существу представляет собой колонну ALC, поскольку имеет только один универсальный шарнир в райзере или башне. Несмотря на то, что стоимость этих двух систем для данного случая была практически одинаковой, тем не менее была выбрана колонна ALC. К обустройству этого месторождения проявлялся большой интерес, поскольку впервые в условиях Северного моря предусматривалась стационарная швартовка супертанкера, и передаваемые усилия в 3 раза превышали наблюдавшиеся ранее. Башня проектировалась с учетом требований, изложенных в документе компании «Det Norske Veritas» «Правила проектирования, строительства и инспекции стационарных морских конструкций» (1977 г.), а другие элементы конструкции — с учетом требований ASIC, изложенных в документе «Технические требования к проектированию стальных конструкций». На рис. 3.9 детально показан универсальный шарнир. Этот элемент конструкции рассчитан на растягивающую нагрузку более 30 000 кН. На рисунке также показаны две выкидные линии диаметром 406 мм, подводные клапаны и вертлюг, центральное пространство которого позволяет проводить продуктопровод через универсальный шарнир без использования гибких шлангов. Хотя основная конструкция рассчитана на 20-летний срок эксплуатации, некоторые элементы, такие как, например, вертлюги, имеют 5-летний срок эксплуатации. Вертлюги заменяют при проведении водолазных работ с использованием подводного рычага. Из двух имеющихся выкидных линий используется только одна. Тем не менее, наличие двух

шипник; 1 — ось вертлюга; 13 — жидкостный вертлюг; 14 — свайное основание; 15 — жидкостные вертлюги на линиях приема продукции; 16 — универсальный шарнир; 17 — колонна диаметром 8 м; 18 — продуктопровод диаметром 406,4 мм; 19 — подводные клапаны; 20 — выкидные линии диаметром 406,4 мм

<sup>1</sup> FSU — Floating Storage Unit.

Рис. 3.11. Швартовка челночного танкера на месторождении Фулмар:

1 — цепная вставка диаметром 76,2 мм; 2 — челночный танкер; 3 — грузовые шланги (50,8 мм × 304,8 мм); 4 — консоль; 5 — поворотный круг; 6 — плавучее средство для хранения нефти; 7 — нейлоновый швартов длиной 40 м (допустимая нагрузка 2250 кН)



продуктопроводов в верхней части колонны позволяет обеспечить высокий коэффициент использования системы. С помощью подводных клапанов поток можно направить по одной из линий, в то время как другая находится на обслуживании или ремонте. Наличие больших нагрузок привело к необходимости использования пар роликовых подшипников на широком основании для поддержки вертикальной оси буя и горизонтальной оси вертлюга. За два года эксплуатации эти подшипники, снабженные двойными уплотнениями и системой автоматической смазки, не подводили ни разу. В верхнем конце также применяются вертлюги с центральным каналом, а вертлюг для второго продуктопровода должен быть концентрическим. На рис. 3.11 показан способ швартовки челночного танкера к корме плавучего средства для хранения нефти. Представленная система аналогична системе SPAR, успешно применяемой на месторождении Брент. Применение короткого нейлонового швартова позволяет через консоль перебросить грузовые шланги почти непосредственно на челночный танкер. При отсоединении швартов грузовые шланги снова затаскиваются на плавучее средство для хранения нефти. Система позволяет добиться высокой скорости отгрузки нефти (7 тыс. м<sup>3</sup>/сут). Швартовку и загрузку танкера можно осуществлять при максимальной высоте волны до 8 м, характерной высоте волны 4,5 м и скорости ветра 20 м/с.

Система, состоящая из плавучего средства для хранения нефти и шарнирно закрепленной на дне колонны, рассчитана на нагрузки, возникающие при максимальной высоте волны 26,8 м, характерной высоте волны 14,4 м и скорости ветра

Сравнение различных типов выносных точечных причалов

Показатели	CALM	ELSBM	SPAR	SALM или ALC
Скорость отгрузки нефти, тыс. м <sup>3</sup> /сут	39,7	39,7	47,7	31,8
Максимальная высота волны ( $H_{max}$ ), м	6	6	8	8
Вместимость емкости для хранения нефти, тыс. м <sup>3</sup>	0	0	47,7	159
Простой, %:				
из-за неблагоприятных погодных условий	24	24	10	5
из-за ремонта и обслуживания	8	4	6	7
в целом	32	28	16	12
Рабочее время, %	68	72	84	88

Примечание. CALM — выносной точечный причал с анкерным креплением; ELBMB — выносной точечный причал для незащищенных акваторий; SALM — выносной одностопорный причал с анкерным креплением; ALC — шарнирно закрепленная на дне колонна для отгрузки нефти.

43,8 м/с. Эта система была установлена в мае 1981 г. и вступила в эксплуатацию в феврале 1982 г. Единственная проблема, возникающая в процессе эксплуатации, связана с движением танкеров относительно друг друга при перемене ветра, что обусловлено разницей в массе и площади парусности двух танкеров. Первоначально стационарно пришвартованный танкер загружен нефтью и его площадь парусности мала, в то время как челночный танкер не загружен и его площадь парусности велика. После загрузки челночного танкера ситуация меняется на обратную. В этих условиях нагрузка на швартов может достичь предельно допустимого значения. Вся система отличается высокой степенью механической сложности и большими капитальными вложениями, однако, как видно из табл. 3.3, она имеет высокий коэффициент использования, даже несмотря на значительные простои, связанные с работами по ремонту и обслуживанию. Такой уровень обслуживания необходим вследствие высокой степени сложности системы. Компания-оператор удовлетворена работой системы и предполагает снова использовать ее в сходных условиях, но не на большей глубине.

### Месторождение Маурин

Месторождение Маурин было открыто в 1974 г. и всегда считалось малым, хотя его извлекаемые запасы оценивались по меньшей мере в 19,1 млн. м<sup>3</sup>. Разработку месторождения ведет компания «Phillips Petroleum Co UK Limited». Процесс разработки представляет интерес не только потому, что это месторождение малое, но и потому, что здесь используются уникальные инженерные решения. На месторождении установлены стальная гравитационная платформа с цистернами для

хранения нефти (более подробно она описана в гл. 4) и железобетонная шарнирно закрепленная на дне колонна для отгрузки нефти ALC. Стоимость отгрузки нефти через колонну ALC с последующей танкерной транспортировкой была оценена на 50 млн. ф. ст. меньше, чем стоимость трубопроводной транспортировки на месторождение Фортис, расположенное на расстоянии 70 км (см. рис. 3.3). Такая разница в стоимости применительно к малому месторождению обусловила отказ от применения трубопровода. Прежде чем была выбрана колонна ALC, был проведен сравнительный анализ систем ALC, CALM и SALM по их надежности и рентабельности. Анализ показал, что на втором месте после колонны ALC стоит система CALM. Решение о применении в качестве строительного материала железобетона вместо стали, которая использовалась на месторождениях Берил и Статфьорд, было обусловлено более низкими капитальными вложениями и расходами на инспекцию и обслуживание. Колонну ALC проектировала компания EMH в расчете на безопасную швартовку носом челночных танкеров водоизмещением до 85 тыс. т при скорости ветра до 25,8 м/с, максимальной высоте волны 10 м и характерной высоте волны 6,1 м. Самостоятельная швартовка осуществляется при характерной высоте волны до 3,7 м, а операции по отгрузке нефти продолжаются при высоте волны до 5,5 м.

Система ALC (рис. 3.12), установленная на глубине 93 м, представляет собой железобетонную колонну высотой 89 м, диаметром 9 м с толщиной стенок 0,3 м. Стальной универсальный шарнир соединяет колонну с большим гравитационным основанием из железобетона. На верш колонны, которая заканчивается стальной трубой диаметром 5,5 м, находится поворотная конструкция, установленная на роликоподшипнике с уплотнением диаметром 7 м. Поворотная конструкция включает вертолетную площадку и неподвижную стрелу для подвешивания шлангов.

Общая масса установленной колонны ALC составляет 9800 т (распределение массы между отдельными компонентами системы показано на рис. 3.12). Расчетный срок эксплуатации, включая верхний роликоподшипник, составляет 20 лет. Сырую нефть загружают в челночный танкер со скоростью 3,2 тыс. м<sup>3</sup>/ч. Нефть поступает из цистерн для хранения нефти, расположенных на расстоянии 2,4 км, по трубопроводу диаметром 609,6 мм. Трубопровод разделяется на два канала диаметром 609,6 мм каждый, по которым нефть движется через основание и универсальный шарнир колонны ALC.

Затем эти два канала соединяются в один, по которому нефть проходит через вертлюг в верхней части колонны. С конца стрелы свешивается гибкий грузовой шланг диаметром 406,4 мм. Для обеспечения непрерывности процесса добычи нефти при повреждении или отказе некоторых компонентов системы ALC предусмотрены запасные узлы и Т-образные патрубki. Компания EMH разработала универсальный шарнир со специальными вращающимися уплотнениями. В нормальных условиях нейлоновый

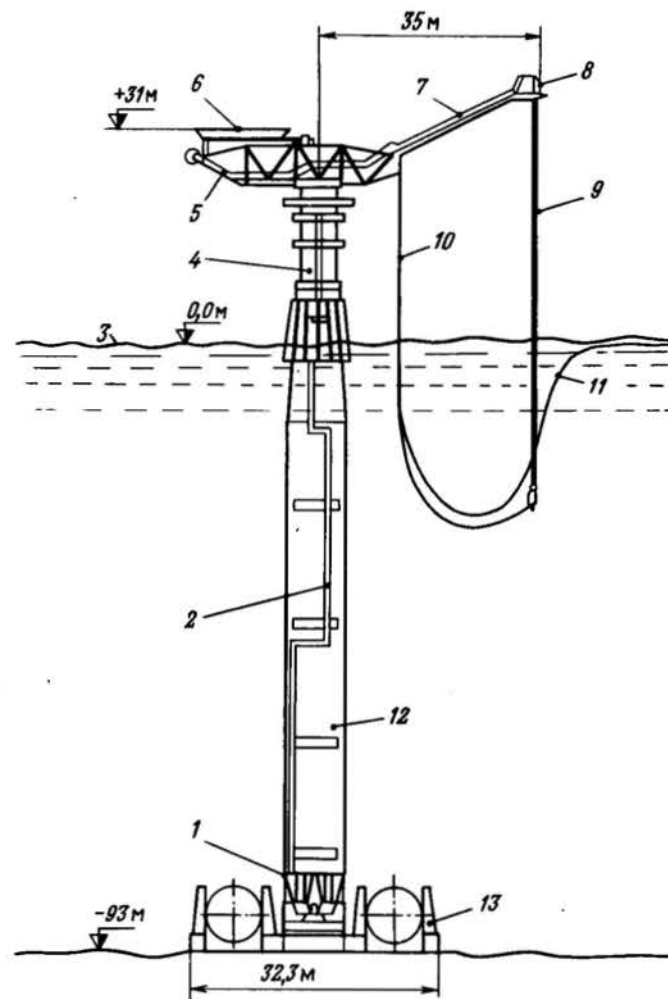


Рис. 3.12. Колонна ALC, установленная на месторождении Маурин:

1 — универсальный шарнир массой 65 т; 2 — линия сырой нефти диаметром 609,6 мм; 3 — уровень моря; 4 — стальная колонна массой 154 т; 5 — верхняя конструкция массой 242 т; 6 — площадка с установленной на ней лебедкой; 7 — консоль; 8 — вертлюг; 9 — грузовой шланг диаметром 406,4 мм; 10 — нейлоновый швартов; 11 — трос-проводник; 12 — железобетонная колонна диаметром 9 м, массой 3078 т; 13 — железобетонное основание массой 1468 т плюс балласт массой 1900 т

швартов длиной 110 м выдерживает нагрузку в 1000 кН, но допустимая расчетная нагрузка составляет 2000 кН. Подъем швартова с воды осуществляется с помощью троса-проводника. Он свободно плавает, располагаясь по ветру и прикрепляется к швартову таким образом, чтобы предотвратить запутывание вокруг грузового шланга. Прежде чем танкер начнет швартовку, вспомогательный катер снимается с якоря и поднимает с воды трос-проводник. Затем с помощью лебедки танкера швартов



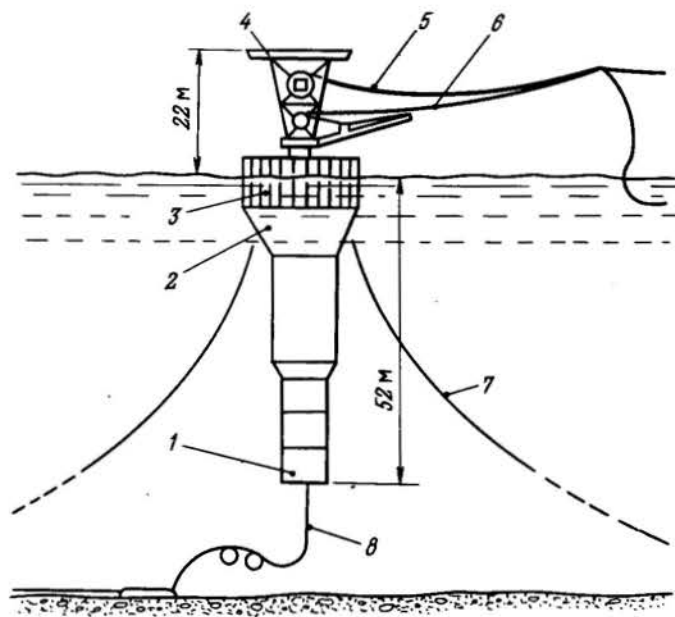


Рис. 3.13. Система ELSBM, установленная на месторождении Аук:

1 — балласт; 2 — камера плавучести; 3 — кранцевая защита (диаметр 22 м); 4 — вертолетная площадка; 5 — грузовой шланг; 6 — швартов; 7 — якорные цепи; 8 — райзер

и стопор затаскиваются на борт. Все операции по отгрузке нефти контролируются с танкера, поскольку на колонне ALC нет персонала. Колонна была установлена на месторождении в сентябре 1982 г. Расходы на установку составили примерно 29 млн. ф. ст.

#### ВЫНОСНОЙ ТОЧЕЧНЫЙ ПРИЧАЛ ДЛЯ НЕЗАЩИЩЕННЫХ АКВАТОРИЙ (ELSBM)

Система ELSBM представлена на рис. 3.1 и 3.13. По существу, это усовершенствованная система CALM, предназначенная для суровых условий Северного моря. Она обладает повышенной прочностью, что позволяет ей выдерживать нагрузки, возникающие при швартовке танкеров в условиях открытого моря. Поскольку буй имеет низкий центр тяжести и большой объем подводной части, его движение на волнах незначительно — отсюда меньший усталостный износ подводных шлангов. Проектом предусмотрен также подъем надводных шлангов на высоту вне досягаемости волн, что позволяет избежать длительного воздействия волновых нагрузок. Грузовой шланг удерживается на вьюшке с контргрузом. Кроме основного, имеется запасной шланг. Наличие вертолета обеспечивает сравнительно независимую от

погодных условий доставку на буй персонала и материалов. При нормальной работе на причале ELSBM нет персонала, тем не менее, на случай чрезвычайных условий там имеются жилые помещения. Это единственный выносной точечный причал в Северном море, оснащенный жесткой кранцевой защитой для предупреждения повреждений при столкновении с танкером.

#### Область применения

К системе ELSBM можно отнести ту же информацию, что и к системе SALM. Однако следует отметить, что минимальная глубина воды в этом случае должна составлять 60 м. Новые технические решения, заложенные в систему ELSBM, призваны улучшить ее динамические характеристики, облегчить доступ и обслуживание и повысить коэффициент использования примерно до 75 %. Установленное на верхней палубе оборудование имеет массу обычно около 375 т при максимуме 500 т. Поскольку эта конструкция значительно больше по величине, чем CALM, стоимость ее примерно в 4 раза превышает стоимость эквивалентной системы CALM.

#### Месторождение Аук

Месторождение Аук, разработка которого ведется совместно компаниями «Shell» и «Esso», также небольшое месторождение с извлекаемыми запасами 8,7 млн. м<sup>3</sup> нефти. По запасам оно сопоставимо с месторождением Аргилл. Его эксплуатация, как и эксплуатация месторождения Аргилл, началась в 1975 г. Однако в настоящее время кривая добычи на месторождении Аук падает, составляя лишь четверть максимума. В течение всего периода разработки месторождения Аук система (см. рис. 3.13) выполняет свои функции удовлетворительно. Использованные в ней новые технические решения оправдали себя.

Повышение остойчивости системы сказалось на удлинении срока службы подводных шлангов; отсутствие столкновений с танкером позволило избежать серьезных аварий, которые могли привести к длительным простоям. Применение вертолетов и рабочих катеров позволяет совершенствовать способы эксплуатации системы. Опыт оператора показывает (см. табл. 3.3), что достигнутый коэффициент использования системы составил 72 %, что на 4 % выше, чем по системе CALM. Большая часть простоев (24 %) была вызвана неблагоприятными погодными условиями. Простои по причине ремонта и обслуживания составили лишь 4 % от общего потерянного времени, что значительно меньше, чем у других типов выносных точечных причалов. Однако чувствительность к погодным условиям остается слабым местом системы ELSBM.

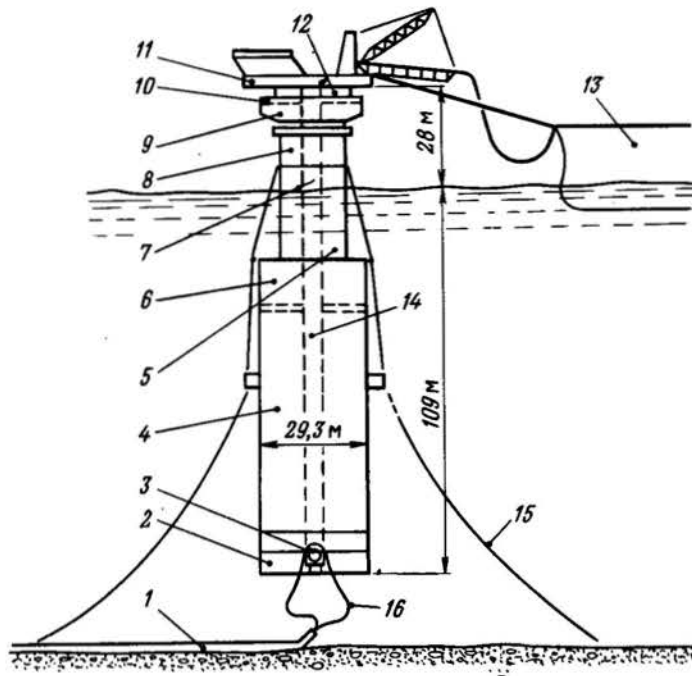


Рис. 3.14. Система SPAR, установленная на месторождении Brent:

1 — выкидная линия; 2 — балласт; 3 — водолазный колокол; 4 — емкости для хранения нефти; 5 — установка для обработки воды; 6 — цистерны плавучести; 7 — грузовые насосы; 8 — якорные лебедки; 9 — пульт управления и силовые установки; 10 — водолазная палуба; 11 — поворотный круг; 12 — жилые помещения; 13 — челночный танкер; 14 — водолазная шахта; 15 — шесть якорных цепей; 16 — гибкий шланг

### БУЙ SPAR

Буй SPAR служит продолжением того же концептуального подхода, что и система ELSBM, однако в его конструкции предусмотрена вместительная емкость для хранения нефти. Включение в систему емкости для хранения, в свою очередь, требует наличия насосов, энергетической установки, постоянно работающего персонала и хороших жилищных условий. На рис. 3.1 и 3.14 показана общая схема системы SPAR. Поскольку в зоне волнения моря находится лишь небольшая часть трубчатой секции буя, динамическая реакция конструкции на движение волн остается незначительной. Проложенные по дну выкидные линии соединяются с основанием конструкции посредством коротких гибких райзеров. Для предотвращения повреждения гибких шлангов буй удерживается на месте с помощью шести тяжелых якорных цепей, каждая из которых прикреплена к бетонному якорю массой 1000 т. На верху конструкции, на большом поворотном круге, находится оборудование для швартовки танкеров, стрела для грузовых шлангов и вертолетная площадка. Размеры поворотного круга диктуют необходимость механического привода для связи

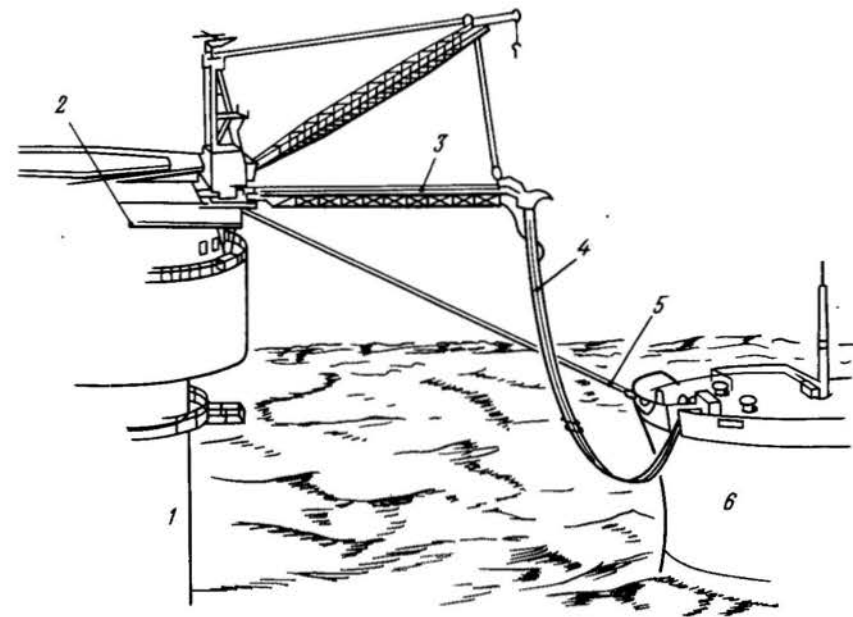


Рис. 3.15. Швартовка танкера на месторождении Brent:

1 — буй SPAR; 2 — поворотная конструкция; 3 — стрела для грузовых шлангов; 4 — грузовые шланги (50,8 мм×304,8 мм); 5 — нейлоновый швартов длиной 40 м; 6 — челночный танкер

круга с танкером, даже когда танкер находится в пришвартованном положении (рис. 3.15). Швартов затаскивают на борт танкера с помощью плавучего троса-проводника, который поднимают с воды и посредством лебедки танкера втягивают на борт. Затем швартов из синтетического волокна прикрепляют к танкеру, и танкер за счет малого заднего хода стабилизирует свое положение. Крановщик разворачивает стрелу крана, установленного на буйе, в направлении борта танкера. Прикрепленный к швартову трос-проводник втягивает концы гибких шлангов в быстроразъемное соединение.

### Область применения

Систему SPAR можно применять в погодно-климатических условиях любой части Северного моря. Однако наличие вытянутой в высоту подводной части и коротких гибких райзеров существенно ограничивает диапазон глубин, на которых можно устанавливать конструкцию. Существующий проект предполагает, что емкость для хранения имеет значительную вместимость, равную 47,7 тыс. м<sup>3</sup>, что составляет объем добычи за 3 суток, но для малых месторождений при ежесуточной добыче 6,4 тыс. м<sup>3</sup> максимальная вместимость емкости будет составлять 19,1 тыс. м<sup>3</sup>. Если требуемая вместимость равна 3-суточному объему добычи,

размеры буй могут быть значительно уменьшены. При тех же пропорциях высоту подводной части можно сократить до 80 м, что означает, что минимальная глубина в точке установки буй может быть 110 м, а максимальная — 160 м. Если длина гибкого райзера не будет увеличена, то максимальная глубина будет равна, по меньшей мере, 500 м.

Система SPAR, применяемая в качестве выносного точечного причала для отгрузки нефти, представляет собой дорогостоящее сооружение. Однако ее коэффициент использования, благодаря надежности, должен составлять около 85 %. Поскольку в общую стоимость входит и стоимость емкости для хранения нефти, система SPAR может быть экономически выгодной, несмотря на большие затраты. Из всех выносных точечных причалов, находящихся в эксплуатации, SPAR имеет самую высокую стоимость, которая примерно в 17 раз превышает стоимость эквивалентной системы CALM.

### Месторождение Брент

Когда в 1968 г. рассматривался вопрос о разработке этого месторождения, компания «Shell» искала техническое решение, которое позволило бы установить сооружение на сравнительно большой глубине, а также предусматривало бы наличие плавучей емкости для хранения нефти, поступающей из скважин. Предполагалось, что емкость позволит избежать прерывания процесса добычи при отшвартовке груженого танкера и при плохих погодных условиях. С этой целью была выбрана емкость вместимостью 47,7 тыс. м<sup>3</sup> (объем добычи за 3 сут). В то время, цены на бывшие в эксплуатации танкеры были высокими, поэтому строительство специальной системы представлялось оправданным. Согласно проекту, буй SPAR был рассчитан на максимальную высоту волны 32 м, характерную высоту волны 17,1 м и максимальную скорость ветра 68,4 м/с.

Челночный танкер водоизмещением 90 тыс. т должен был оставаться пришвартованным и продолжать загрузку нефти до максимальной высоты волны 7,6 м, но при максимальной высоте волны 9 м или характерной высоте волны 5 м и скорости ветра 20,6 м/с он должен был отшвартоваться. Проектом предусматривалось наличие установки для обработки воды, которая позволила бы принять в танкер для хранения 15,9 тыс. м<sup>3</sup> сырой нефти. Загружать челночный танкер со скоростью 3,5 тыс. т/ч предполагалось с помощью насосов. Конструкцию длиной 137 м, массой 66 тыс. т строили в Нидерландах. В одном из норвежских фьордов секция с емкостью для хранения нефти была повернута в вертикальное положение, после чего на нее было поднято верхнее строение. Эта конструкция в вертикальном положении была отбуксирована на месторождение Брент, где она была закреплена с помощью якорных цепей.

Сдача системы в целом была проведена перед буксировкой.

В июне 1976 г. завершилась ее установка, а в декабре началась добыча нефти. Общая стоимость конструкции и ее установки составила порядка 24 млн. ф. ст.

Компания-оператор «Shell IK Exploration and Production» удовлетворена работой буй SPAR. Однако после подсоединения к трубопроводу Саллом Во буй используется только как запасная система, и с его помощью загружается только один танкер в неделю. В начале 1979 г., когда задерживалось прямое подсоединение к трубопроводу Саллом Во, в систему SPAR были внесены изменения, с тем чтобы повысить скорость отгрузки с 15,9 до 39,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Этого удалось добиться за счет перекачки нефти с эксплуатационной платформы непосредственно на челночный танкер, минуя емкость для хранения. Кроме того, потребовалось увеличить число челночных танкеров с двух до четырех, чтобы один из них всегда находился у буй. Два танкера имели водоизмещение 65 тыс. т, а два других — 90 тыс. т. И в этом случае компания-оператор была удовлетворена работой системы SPAR. Из-за поломки дыхательного клапана один из танкеров для хранения нефти оказался поврежденным и больше не используется по назначению. Остальные две трети емкости для хранения не используются в эксплуатации. Для организации двухсменной работы на буй постоянно находятся 26 человек. Срок эксплуатации нейлонового швартова диаметром 457,2 мм равен 700 ч; по истечении этого срока швартов автоматически заменяется. Предоставленные компанией «Coilexip» гибкие шланги диаметром 254 мм имеют срок эксплуатации от 2 до 3 лет. Каждые 2 года проводится инспектирование цепей на критических участках. С момента установки поворотный круг и вертлюги не подвергались никакому ремонту и обслуживанию, кроме обычной смазки. Решение об отшвартовке танкера при неблагоприятных погодных условиях принимается капитаном, однако существует требование, согласно которому нагрузка на швартов не должна превышать 20 кН. Тем не менее, обычно отшвартовка осуществляется, когда в течение получаса нагрузка на швартов 4 раза поднимается выше 15 кН. Каждая из разъединительных операций занимает около 10 мин. Танкер водоизмещением 70 тыс. т может загружаться менее чем за 24 ч. Как показано в табл. 3.3, коэффициент использования составил 84 %.

### НОВЫЕ ПРОЕКТЫ

Ниже приводится описание ряда технических решений морской отгрузки нефти, которые изучаются применительно к различным глубинам и испытываются на имитационных моделях. Поскольку разработка некоторых из этих систем близка к завершению, а опыт их применения в промысловых условиях отсутствует, рассмотрение таких систем может представлять значительный интерес.



## Буй SEMI-SPAR

Основываясь на опыте успешной эксплуатации буй SPAR, компания «Shell» в качестве его логического продолжения предложила модель системы SEMI-SPAR. В ней сочетаются некоторые элементы системы SPAR (плавучая емкость для хранения нефти и принципы отгрузки нефти) и некоторые свойства полупогружной платформы (большая остойчивость, большая площадь палубы и грузоподъемность). Эти черты позволили разместить на конструкции оборудование для добычи нефти. Торондальная полупогружная платформа диаметром 67 м удерживается на месте с помощью 12 якорных цепей. Швартовка челночного танкера осуществляется через посредство швартовной платформы с механическим приводом, перемещающейся по рельсам, которые проложены по периметру верхнего строения (см. рис. 2.12 и 3.1).

На швартовной платформе находится грузовой шланг, идущий от центрального вертлюга высокого давления и крана. На конструкции предусмотрена также вертолетная площадка и горелочное устройство для сжигания газа.

Эта система предназначена для погодных условий Северного моря и рассчитана на отбор 9,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут нефти. Однако она не настолько хорошо приспособлена для осуществления швартовки танкеров, как система SPAR, поскольку обладает гораздо большей массой. Силы, действующие на танкер со стороны волн, способствуют возникновению больших знакопеременных нагрузок на швартов. Кроме того, когда тяжелая конструкция поворачивается под действием ветра, нельзя рассчитывать на натяжение швартова. Эти осложнения и потенциальная угроза ненадежности потребовали включения в систему швартовной платформы с механическим приводом и системы управления ее положением. Тем не менее, SEMI-SPAR считается пригодной к эксплуатации на глубине 150—370 м, т. е. на значительном участке северной части Северного моря.

При проектировании доминирующим требованием было максимальное сокращение массы конструкции. В результате масса верхних строений была уменьшена примерно до 4,5 тыс. т. Сюда вошел жилой блок на 56 человек постоянного персонала.

Предполагается, что коэффициент использования буй SEMI-SPAR должен составить 85% при 15% потерянном времени. Швартовка челночных танкеров должна осуществляться при характерной высоте волны до 3,5 м, как на месторождении Brent, где установлен буй SPAR.

В настоящее время стоимость системы недопустимо высока, поскольку при максимальных темпах отбора конструкция будет стоить свыше 220 тыс. долл. за 1 м<sup>3</sup>/сут в период максимальной добычи.

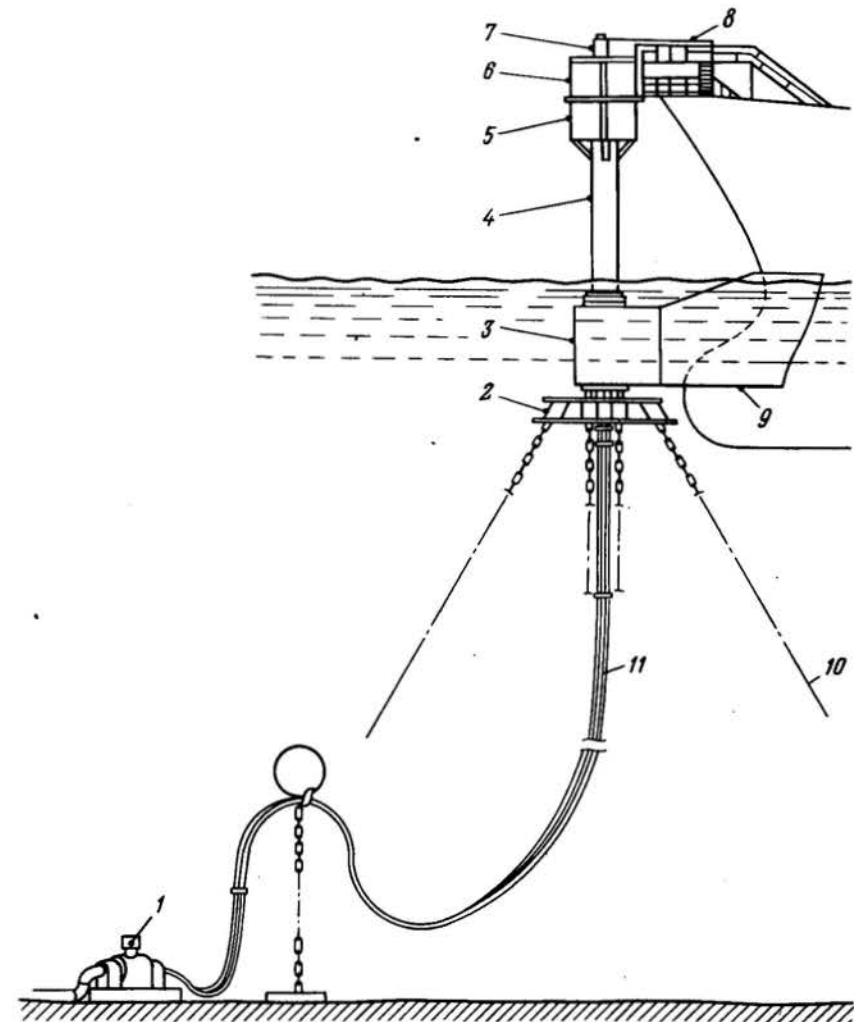


Рис. 3.16. Турельная швартовная система:

1 — манифольд на конце трубопровода; 2 — круг для подсоединения якорных цепей; 3 — муфта швартовного захвата; 4 — колонна райзера; 5 — площадка для манифольда (открытая); 6 — площадка для пульта управления (открытая); 7 — распределительное устройство для многофазного потока; 8 — опорные мостки для трубопровода с пешеходной дорожкой для персонала; 9 — выступающая подводная часть танкера; 10 — якорная цепь; 11 — райзер с выкидной линией

## Швартовная турель

Швартовная турель (см. рис. 3.1 и 3.16) представляет собой тип выносного точечного причала с емкостью для хранения нефти, в котором буй отсутствует, а вертлюг установлен непосредственно на носу стационарно пришвартованного танкера. Танкер в этом

случае должен выдерживать массу якорных цепей, которые расходятся от круга в основании вертлюжной конструкции. Упрощение конструкции в целом ведет к изменению геометрии продуктопровода, поскольку вертлюг — единственное место, где поток меняет угол движения. Однако данная концепция отгрузки нефти требует существенных переделок в носовой части танкера и упрочнения его корпуса почти по всей длине. Танкер можно также использовать в качестве плавучей емкости для хранения нефти. Эта концепция была подвергнута тщательному анализу и модельным испытаниям со стороны компании IMODCO и других фирм. В результате оказалось, что для условий Северного моря система обладает хорошими динамическими характеристиками. Были разработаны проекты для глубины 700 м, но вполне вероятно, что система будет удовлетворительно работать и на вдвое большей глубине. При глубоководном применении потребуются особенно тщательно проектировать эксплуатационный райзер. При наличии дополнительной плавучести, вероятно, можно будет использовать гибкий райзер на всем подводном протяжении. Для инспекции и обслуживания системы потребуются управляемый или необитаемый подводный аппарат. Чтобы свести к минимуму применение таких систем, было предложено до глубины 180 м установить жесткий райзер, натяжение которого обеспечивалось бы за счет плавучей колонны. В этом случае оборудование, установленное выше этого уровня, могут обслуживать водолазы.

Швартовную турель можно применять в любой точке Северного моря, о чем свидетельствуют следующие преимущества этой системы:

- низкая стоимость бывших в эксплуатации танкеров;
- возможность осуществлять установку оборудования на верфи;
- мобильность переоборудованных танкеров;
- возможность повторного использования на других месторождениях;
- легкость доступа к площадке, где установлен вертлюг;
- высокая надежность упрощенной конструкции;
- наличие плавучей емкости для хранения нефти;
- возможность опережающей добычи нефти.

Однако эта система имеет один недостаток, о котором не следует забывать — это удары цепей. О них уже сообщали компании, использующие системы CALM. При применении швартовных турелей эта проблема будет стоять не менее остро.

### Башня с шарнирным и цепным креплением (CAT)<sup>1</sup>

Анализ и модельные испытания этой системы отгрузки нефти провела компания IMODCO. Система CAT (см. рис. 3.1 и 3.17) сочетает в себе лучшие черты шарнирно закрепленной на дне колонны для отгрузки нефти (ALC) и выносного точечного при-

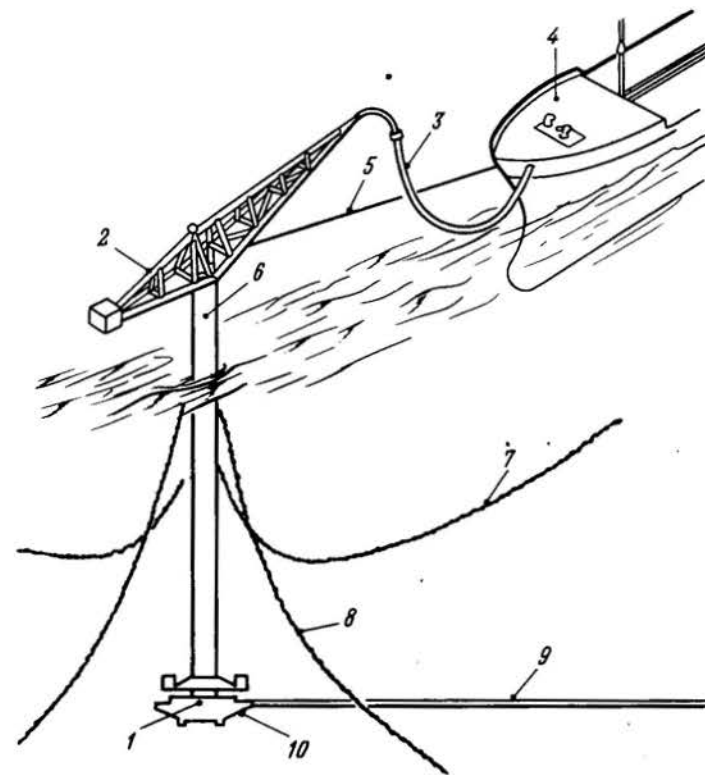


Рис. 3.17. Система CAT со стрелой:

1 — универсальный шарнир в основании колонны; 2 — поворотная стрела; 3 — грузовой шланг; 4 — танкер; 5 — швартов; 6 — колонна; 7 — якорная цепь, закрепленная сваей; 8 — якорные цепи (четыре); 9 — проложенный по дну трубопровод; 10 — свайное основание

чала для незащищенных акваторий (ELSBM). Как и колонна ALC, система CAT обеспечивает хорошую защиту райзера, отсутствие вертикальной качки, подвеску грузового шланга высоко над уровнем моря и наличие вертолетной площадки. В то же время, подобно системе ELSBM, она характеризуется хорошей остойчивостью за счет применения якорных цепей, малым объемом камер плавучести и небольшой массой стальных элементов. В конструктивном плане система представляет собой круглую в сечении колонну постоянного диаметра с небольшой положительной плавучестью. На глубине менее 122 м динамические характеристики системы аналогичны динамическим характеристикам колонны ALC, а с увеличением глубины они улучшаются. Благодаря малому диаметру колонны, силы, действующие на нее со стороны волн, будут меньше, в результате динамические нагрузки на колонну тоже уменьшаются, что, в свою очередь, обуславливает уменьшение изгиба колонны. Однако большая масса якорных цепей в сочетании с низкой плавучестью создает вероятность увеличения нагрузок на универсальный шарнир. Малая

<sup>1</sup> CAT — Chain Articulated Tower

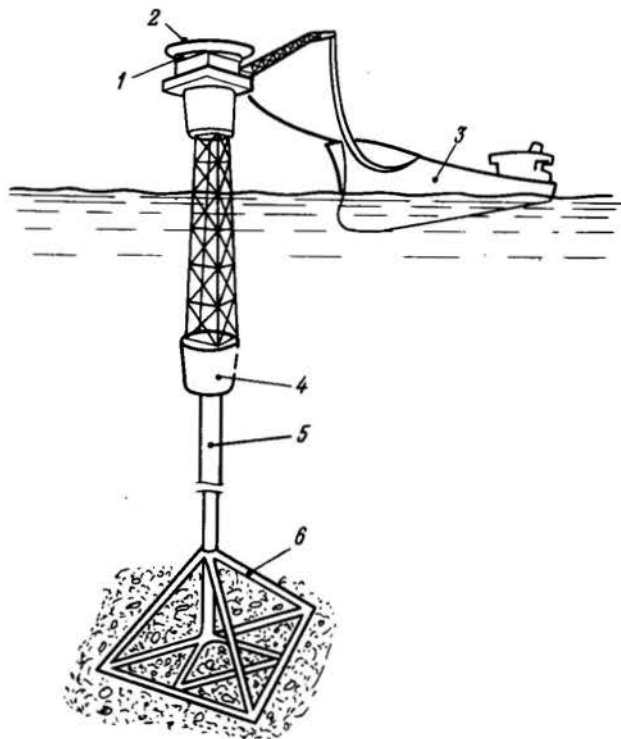


Рис. 3.18. Предлагаемая моносвая:

1 — верхняя поворотная конструкция; 2 — вертолетная площадка; 3 — челночный танкер; 4 — камеры плавучести и присоединенная масса; 5 — одиночная круглая в сечении колонна (диаметр 5 м, толщина стенок 150 мм); 6 — основание

масса стальных элементов системы, а также стоимость ее изготовления и установки делают этот вид выносного точечного причала заманчивым для использования на глубине 80—200 м. Однако обслуживание якорных цепей, вероятно, останется такой же серьезной проблемой, как в системе CALM, и поэтому требует внимательного рассмотрения.

### Моносвая

Этот тип выносного точечного причала разработан компанией «Tessomare and Aker Engineering» и служит продолжением концепции, положенной в основу причала типа стационарной башни (см. рис. 3.1 и 3.18). Он предназначен для швартовки танкеров в глубоководных акваториях Северного моря. Были проведены модельные испытания и тщательный анализ системы применительно к глубине 350 м. Результаты показали, что данное техническое решение многообещающее. Основным элементом конструкции — толстостенная труба конической формы, в верхней

части которой находится камера плавучести. Она расположена на глубине 40 м ниже уровня моря. Над ней установлена решетчатая конструкция из трубчатых элементов. Внутри нее находится райзер, по которому продукция скважин подается на поворотный круг и стрелу. К поворотному кругу прикреплен швартов из синтетического волокна. На резиновых демферах установлена жесткая кранцевая защита. Чтобы уровень напряжения не превышал допустимого предела, обеспечивающего усталостную выносливость конструкции, последняя должна быть настроена таким образом, чтобы первый режим колебаний имел период более 25 с, а второй — менее 6 с. Основная масса должна приходиться на узел колебаний второго режима. Предлагается сварить кольцевые секции из прокованной стали с высоким пределом текучести между собой. При этом получается конструкция наружным диаметром выше 5 м и с толщиной стенок до 150 мм. Поскольку таких круговых швов с высокими знакопеременными растягивающими и сжимающими напряжениями в них будет много, их качество должно быть очень высоким, а анализ статических и динамических напряжений — очень тщательным.

### Другие концепции

Существует много предложений, касающихся новых вариантов выносных точечных причалов. Однако в большинстве своем они не вышли за рамки модельных испытаний. В некоторых из этих предложений делается попытка найти золотую середину между эластичным швартовом и жестким швартовым захватом. Иногда этот элемент называют «мягким швартовым захватом». Он очень эластичен, но в то же время обладает достаточной жесткостью, благодаря которой обеспечивается относительно независимое движение буя и пришвартованного танкера относительно друг друга без угрозы их столкновения. Динамический анализ таких систем отличается большой сложностью. Их разработка далека от завершения, поэтому в ближайшем будущем (5—10 лет) они вряд ли будут рассматриваться.

Существует еще одна концепция, которая уже прошла проверку, хотя и не в качестве системы морской отгрузки нефти. Она предполагает использование танкера с динамическим позиционированием. Такой танкер может занимать положение у маркерного буя, который при подъеме на борт будет тянуть за собой трос-проводник, присоединенный к концу подводного гибкого райзера. Можно использовать специально построенный или переоборудованный танкер. Он обойдется дороже и эксплуатационные расходы будут выше, но зато в этом случае не будет необходимости в выносном точечном причале, а танкер можно будет использовать на любом месторождении. Для предотвращения запутывания гибкого шланга в системе трубопроводов и другого подводного оборудования может понадобиться подводная система натяжения. Танкер с динамическим позиционированием — это основной



элемент морской односкважинной эксплуатационной системы (SWOPS)<sup>1</sup> компании «British Petroleum». Применение этой системы предполагает спуск райзера с танкера для соединения с плитой на морском дне, к которой подсоединена линия, идущая от одиночной скважины или от ряда скважин.

На танкере в этом случае должно находиться технологическое оборудование. Исследования, проведенные компанией «British Petroleum» показали, что специально построенный танкер водоизмещением 55 тыс. т сможет оставаться на месте при скорости ветра 18,8 м/с и характерной высоте волны 4,5 м.

Цель других концепций — упростить систему добычи в целом за счет использования специально спроектированных и построенных полупогружных средств, к которым танкер может непосредственно пришвартоваться для налива.

### Пути совершенствования морских систем отгрузки нефти

Система SALM<sup>\*</sup> обеспечивает наиболее удачный вариант швартовки, обусловленный способностью системы настраиваться на оптимальную динамическую реакцию на предполагаемые условия окружающей среды. Опыт применения SALM в Северном море позволил выявить существенные недостатки плавучих шлангов, а также плохой доступ к оборудованию при проведении инспекции и ремонта.

Система CALM имеет все недостатки, характерные для системы SALM, и, кроме того, она менее удобна для швартовки. Однако в экономическом отношении эта система обладает несомненным преимуществом над SALM при использовании на малых месторождениях, поскольку требует вчетверо меньше капитальных вложений.

В колонне ALC отсутствуют все недостатки, характерные для системы SALM, однако капитальные вложения оцениваются вдвое выше. Эта разница в затратах может в значительной степени сглаживаться за счет дополнительной прибыли, получаемой благодаря более высокому коэффициенту использования колонны ALC. В суровых природно-климатических условиях, выше 58° северной широты, высокий коэффициент использования системы ALC может сгладить даже более значительную разницу в капитальных вложениях на ALC и CALM, хотя в более южных широтах, в менее суровых природно-климатических условиях, преимущества системы CALM по низким капитальным вложениям могут оказаться существенными. ALC — не идеальная система швартовки в плане ее динамической характеристики, однако последнюю можно улучшить за счет применения приспособления типа компенсатора качки, с тем чтобы уменьшить максимальные нагрузки на швартов. Такое приспособление было включено в

конструкцию выносного точечного причала для Статфьорд «В». В нем используется гидравлический амортизатор с длиной хода 5 м, который может поглощать нагрузки до 300 м. Другие усовершенствования касаются применения на челночных танкерах подруливающих устройств и гребных винтов различного шага для повышения их маневренности.

Из новых концепций выносных точечных причалов, находящихся в стадии разработки, многообещающей представляется турельная швартовная система. При невозможности использования стационарно пришвартованного танкера севернее 58° северной широты на больших глубинах можно рассмотреть возможность применения башни с шарнирным и цепным креплением САТ. При создании любой новой системы следует стремиться к максимальной легкости и простоте, поскольку стоимость проектирования, изготовления и установки подобных конструкций составляет от 3 до 4 тыс. ф. ст. на 1 т (по состоянию цен на 1984 г.). По мере накопления опыта совершенствуется оборудование систем отгрузки нефти, но все же существуют области, где новые технические решения могут способствовать повышению надежности оборудования и совершенствованию методов его эксплуатации. Вертлюги для загрузки сырой нефти в челночные танкеры работают только при низком давлении, и целый ряд компаний-изготовителей оборудования предлагает соответствующие требованиям устройства. Однако если выносной точечный причал будет использоваться для отгрузки неочищенной нефти, то вертлюги должны быть рассчитаны на гораздо более высокое давление и пропускать, помимо нефти, газ. Оборудование, рассчитанное на высокое давление, имеется в ограниченном количестве. Швартовы в ходе эксплуатации показали низкую надежность, поэтому сейчас им уделяется большое внимание в плане анализа и возможного усовершенствования. Это позволило расширить представления о их поведении в процессе эксплуатации. Сейчас можно разработать швартовную систему с меньшими максимальными нагрузками на швартовы и, кроме того, увеличить срок эксплуатации швартовов за счет использования материалов улучшенного качества.

Таким образом, для разработки малых месторождений, где главный вопрос — это вопрос о капитальных вложениях, предпочтительной представляется система CALM, если речь идет об акваториях Северного моря с не очень суровыми природно-климатическими условиями. Проблемы ремонта и обслуживания ограничивают ее применение, однако острота этих проблем может быть снята за счет тщательного проектирования с учетом всех деталей.

Система SALM обладает рядом преимуществ при использовании на сравнительно небольших глубинах. При больших глубинах и суровых погодных условиях, как в северной части Северного моря, лучше остановить выбор на колонне ALC. В таких условиях нельзя добиться высокой эффективности отгрузки нефти,

<sup>1</sup> SWOPS — Single Well Offshore Production System.

не имея емкости для хранения вместимостью в объеме добычи за несколько суток. В тех случаях, когда есть возможность использовать стационарно пришвартованный танкер, такая емкость для хранения нефти может находиться в составе турельной швартовной системы.

#### Глава 4

### ХРАНЕНИЕ НЕФТИ В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ

Хранение нефти в морских условиях позволяет добывать нефть даже при временном прекращении отгрузки сырой нефти, что случается при транспортировке нефти с помощью челночных танкеров или при проведении ремонтных работ на внешнем трубопроводе.

Емкости для хранения нефти устанавливают либо отдельно, либо в составе технологического комплекса платформы. В последнем случае достигается значительная экономия средств за счет использования опорной конструкции платформы и ее систем обслуживания, а также за счет того, что отпадает необходимость в строительстве трубопроводов между емкостью и платформой. Однако возможны и дополнительные расходы на создание систем швартовки для челночных танкеров. Недостаток этого варианта размещения емкостей для хранения нефти заключается в том, что требования безопасности налагают определенные ограничения на эксплуатацию всего технологического комплекса. В данной главе рассматривается технология хранения нефти в морских условиях отдельно от морских эксплуатационных систем, а также стоимость и преимущества такого хранения.

В качестве емкостей для хранения нефти в море обычно используют переоборудованные танкеры, специально построенные баржи, резервуары на полупогружных установках или в колоннах с шарнирным соединением, танки, включенные в опорный блок гравитационного или ферменного типа, а также установленные на дне емкости, связанные с гравитационными конструкциями или подводными эксплуатационными системами.

#### ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ВЫБОР СПОСОБА ХРАНЕНИЯ НЕФТИ В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ

Выбор того или иного способа хранения нефти в морских условиях зависит от экономических факторов, таких как экономические преимущества и расходы на хранение нефти. В отличие от добычи и транспортировки нефти, ее хранение не является существенным компонентом процесса разработки нефтяного месторождения, и его целесообразность определяется только на основе экономического анализа.

#### Экономические преимущества

Экономические преимущества морского хранения нефти вытекают из обеспечения непрерывности процесса нефтедобычи. Поскольку временные остановки, вызванные неполадками в трубопроводной системе, сводятся к минимуму, появляются два существенных преимущества.

1. Увеличение дохода вследствие ускорения отгрузки нефти потребителям.

2. Сокращение эксплуатационных затрат и других расходов, связанных с вынужденной временной остановкой эксплуатационной платформы.

Обеспечение непрерывности процесса добычи зависит от следующих характеристик морской системы хранения нефти: вместимости; скорости отгрузки нефти; коэффициента использования.

Эти характеристики взаимосвязаны. Кроме того, они связаны с добычей и транспортировкой нефти, которые, в свою очередь, зависят от погодных условий. Значение всех этих факторов будет рассмотрено в последующих разделах данной главы.

#### Расходы

К капитальным вложениям в морскую систему хранения нефти можно отнести расходы, связанные с приобретением, установкой и ликвидацией ее компонентов. Сюда же относятся расходы на установленное на челночных танкерах оборудование для загрузки носовых отсеков и расходы на дополнительные конструкции и оборудование на добывающих и загрузочных сооружениях для обеспечения работы систем хранения. К эксплуатационным расходам относятся расходы на рабочую силу, инспекцию, обслуживание, текущий и капитальный ремонт, а также ликвидацию последствий возможных разливов нефти из емкости для хранения. Самые крупные расходы приходятся на судно для хранения нефти; систему швартовки; установку и ликвидацию системы хранения; системы энергоснабжения и обслуживания; содержание персонала; обслуживание; обеспечение безопасности и охраны окружающей среды.

Эффективность использования емкости для хранения нефти удобнее всего выразить в часах или сутках, в течение которых будет отгружена нефть. Емкость при этом действует как своего рода буфер, предупреждающий прерывание процессов отгрузки и транспортировки нефти. Это позволяет повысить эффективность внешнего транспорта. Эффективность транспорта определяется как средний для длительного периода объем отправляемой нефти, деленный на потенциальный максимальный объем нефти, при допущении, что процесс ее транспортировки идет без потерь и остановок.

На рис. 4.1 на конкретном примере из практики освоения

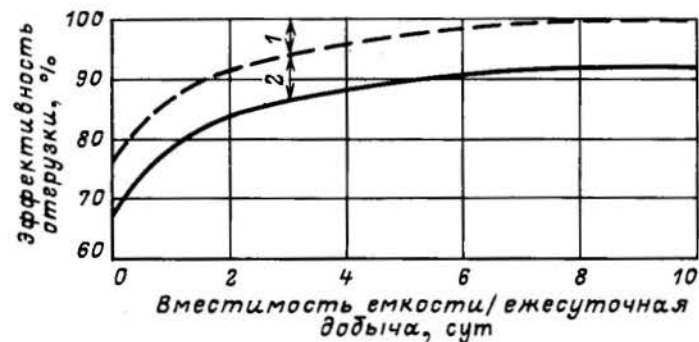


Рис. 4.1. График влияния буферного хранения нефти на эффективность транспорта: 1 — эффективность отгрузки; 2 — продолжительность простоев по причине отказов технического оборудования (примерно постоянна и равна 8 %)

месторождений Северного моря показано влияние буферного хранения нефти на эффективность транспорта. Из рисунка видно, что эффективность можно значительно повысить, если увеличить вместимость емкости для хранения нефти на объем добычи за одни сутки. Тем самым новый смысл приобретает тот факт, что во многих случаях сбои происходят вследствие отказов насосного, швартовочного и другого механического оборудования продолжительностью в несколько часов. Кроме того, следует отметить, что экстремальные погодные условия (особенно сильный ветер) обычно сохраняются менее 24 ч.

Дальнейшее увеличение вместимости емкости для хранения нефти обеспечивает непрерывность процесса добычи во время шторма продолжительностью 3—5 сут. Зимой штормовые условия в Северном море могут сохраняться в течение семи и более суток. При увеличении вместимости емкости для хранения на этот объем эффективность транспорта повышается незначительно. Однако при большой вместимости емкости можно в экстремальных погодных условиях не использовать челночные танкеры, уменьшая тем самым износ оборудования.

Увеличение вместимости емкости на объем, превышающий односуточную добычу, компенсирует отрицательные последствия отказов механического оборудования соответствующей продолжительности. При этом эффективность транспорта повышается незначительно, поскольку проектирование систем оборудования и планирование ремонтных работ основываются на принципе предотвращения продолжительных отказов или сведения их к минимуму.

Из рис. 4.1 также видно, что с помощью буферного хранения нефти можно сократить простои, вызванные временным прекращением нефтеотгрузочных операций. Подавляющее большинство таких простоев имеет очень небольшую продолжительность — несколько часов, и только небольшая часть — более 2—3 сут. При большом числе коротких простоев эффективность

процесса добычи может упасть. Предотвратить этот нежелательный эффект можно с помощью небольшой буферной емкости вместимостью в объем суточной добычи нефти.

С помощью анализа волновых данных Стивенсона можно установить пределы отгрузки нефти для условий северной части Северного моря и дать рекомендации по требуемой вместимости емкости для хранения нефти.

В анализе используются данные по 18 мес (с сентября 1974 г. по февраль 1976 г. включительно) и даются три почасовые записи данных по характерным высотам волн в точке  $20^{\circ}61'$  северной широты  $0^{\circ}$  восточной долготы. Эти данные носят не усредненный, а случайный характер и не отражают суровые условия. Как и ожидалось, в течение 6 мес наблюдения условия существенно меняются. При использовании предельных характерных высот волн ( $H_s$ ) применительно к швартовке и отгрузке нефти были получены следующие результаты. Наибольший коэффициент использования выносного точечного причала в период трех летних месяцев может составлять 100 %. Наименьший коэффициент использования наблюдается в декабре и составляет 38 %. В январе он не намного больше (45 %). В результате, в среднем, за год коэффициент использования выносного точечного причала получается равным 76 %. С учетом простоев вследствие повреждения механического оборудования он становится равным 67 %.

Это означает, что следует либо улучшить характеристики выносных точечных причалов с учетом характерной высоты волны, либо установить в этих северных водах емкости для хранения нефти. Первое сделать непросто применительно к большинству выносных точечных причалов, но загрузочные башни с шарнирным креплением позволяют проводить отгрузку нефти до характерной высоты волн 5,5 м. Это позволяет повысить коэффициент использования в январе на 6 %, но годовой коэффициент использования при этом повышается только на 3 %. Больших результатов можно добиться при увеличении  $H_s$  для швартовки. На месторождении Фулмар может проводиться одновременная швартовка двух танкеров при  $H_s=4,5$  м, однако это обеспечивается высокой остойчивостью плавучей установки для хранения нефти. При ее использовании требование, касающееся повышения коэффициента использования, становится несущественным.

Таким образом, предпочтительным решением является установка емкостей для хранения нефти. Волновые данные Стивенсона показывают, что если танкер вынужден покинуть выносной точечный причал, то период времени до повторной швартовки оценивается в 0,3—5,5 сут. Среднее значение в этом случае определялось как 2,3 сут, но из рис. 4.2 видно, что распределение значений в этом диапазоне носит случайный характер. Суммарное время (в %) без швартовки хорошо отражает эффективность использования емкостей для хранения нефти с целью обеспечения непрерывности процесса добычи. Емкость для хранения



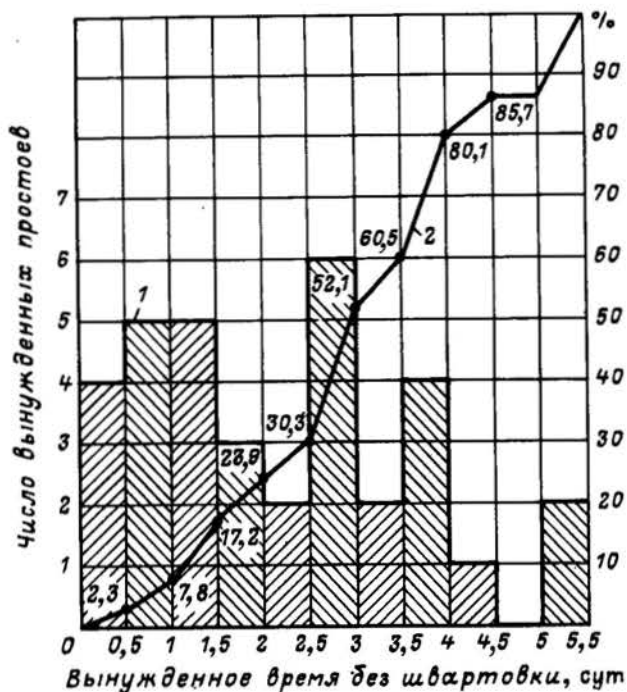


Рис. 4.2. Анализ волновых данных по Стивенсону:  
1 — число простоев; 2 — суммарное время без швартовки, %

нефти может обеспечить непрерывную добычу только в пределах ее полного объема. Когда период без швартовки удлинится настолько, что емкость не в состоянии принять поступающую нефть, добыча должна быть приостановлена. При длительных простоях процентное отношение потерь в добыче к объему емкости растет, даже при возможном увеличении вместимости емкости для хранения нефти. Когда это процентное отношение используется применительно к потерям в добыче, равным 24 %, и прибавляется к коэффициенту использования, равному 76 % при отсутствии емкости для хранения нефти, получается кривая «процента годового коэффициента использования при наличии емкостей для хранения нефти» (см. рис. 4.2). Она во многом напоминает кривую, представленную на рис. 4.1. Если ставится цель обеспечения значения годового коэффициента использования 90 %, то, включая потери времени как следствие отказов технического оборудования, вместимость емкости для хранения нефти должна превышать объем, добываемый за 3 сут. Вопрос о выборе емкости должен решаться индивидуально по каждому месторождению с учетом расходов на хранение и предполагаемых доходов.

Если расходы не составляют критическую сумму, то желательно увеличить вместимость емкости для хранения нефти на

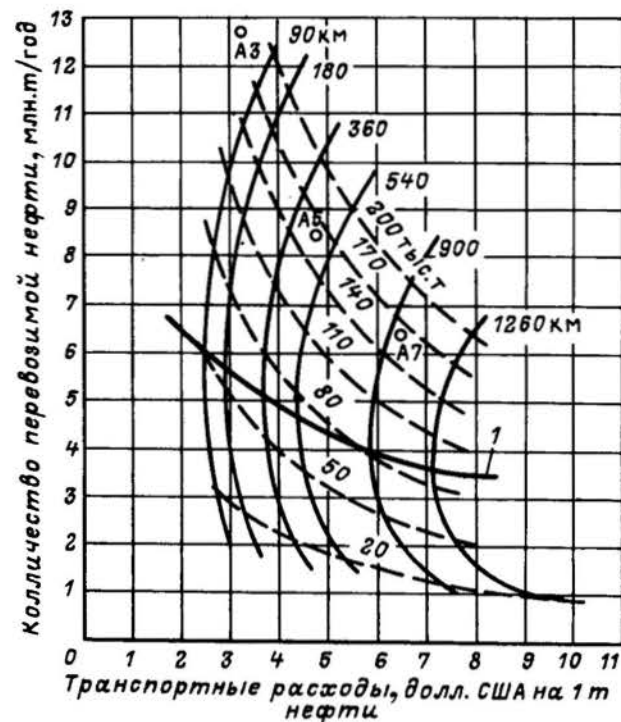


Рис. 4.3. Зависимость ежегодных расходов на транспортировку нефти от водоизмещения челночного танкера и длины маршрута.

Точки А3, А5, А7 обозначают плавсредства, каждое из которых состоит из катера и баржи: три катера мощностью 7,35 МВт+четыре баржи водоизмещением 30 тыс. т при длине маршрута 300, 500 и 700 миль соответственно; 1 — танкер с минимальными расходами на транспортировку

объем, равный добыче за 1—2 сут. Эта рекомендация основывается на допущении, что швартовка танкера осуществляется в первый же период приемлемых погодных условий, даже если он продолжается только 3 ч, хотя на практике этот момент может быть упущен, и тогда задержка удлинится еще на несколько дней.

Вместимость емкости для хранения нефти зависит также от размера челночных танкеров, их числа и от расстояния, которое они должны пройти до пункта разгрузки. На рис. 4.3 графически представлен экономический анализ использования танкеров. Малые месторождения дают ежегодно от 1,2 до 2,6 млн. т. нефти, что на графике показано ниже оптимальной линии. Для типичного расстояния 1100 км требуется, согласно графику, один челночный танкер водоизмещением 25 тыс. т, если месторождение малопродуктивное, и один танкер водоизмещением 55 тыс. т, если месторождение высокопродуктивное. Эти танкеры способны перевезти весь объем добытой нефти максимум за 6 сут. В таком случае вместимость емкости для хранения нефти должна быть

рассчитана на отсутствие челночного танкера, транспортирующего нефть, в течение 4,5 сут и иметь дополнительный объем в расчете на возможность неблагоприятных погодных условий. Таким образом, минимальная суммарная вместимость емкости для хранения нефти при наличии одного танкера должна быть равна объему добычи за 8 сут, предпочтительно 10 сут. Для малопродуктивного месторождения этот объем равен 33—41 тыс. т, а для высокопродуктивного — 70—90 тыс. т. При более коротком транспортном маршруте требуемая вместимость емкости для хранения нефти будет меньше.

### Скорость отгрузки

Высокая скорость отгрузки нефти позволяет сократить период, когда работы временно прекращаются вследствие отказов оборудования или неблагоприятных погодных условий. Наиболее эффективный способ обеспечения быстрой отгрузки — применение многоканального шланга, по которому нефть подается на челночный танкер. При использовании одно- и двухканального шланга скорость отгрузки составляет 3,2—7,9 тыс. м<sup>3</sup>/с. Отсюда период загрузки танкера водоизмещением 40—80 тыс. т равен 6—30 ч. В условиях Северного моря желательно, чтобы загрузка проводилась не менее чем за 6 ч, с тем чтобы можно было использовать «окна» в длительных периодах неблагоприятной погоды.

### Коэффициент использования

Коэффициент использования систем морского хранения нефти по сравнению с морскими системами отгрузки обычно высокий, что подчеркивает необходимость дублирования оборудования и наличия сравнительно благоприятных погодных условий для его работы.

Большая вместимость буферной емкости для хранения нефти позволяет предотвратить простои оборудования, входящего в систему хранения нефти. Однако более важно требование предотвращения частого прерывания процесса отгрузки и транспортировки нефти.

При оценке влияния погодных условий на эффективность транспорта нефти решающее значение имеют характеристики судна для хранения нефти и работа приспособлений для швартовки челночных танкеров. При этом учитываются изменения в швартовочных и ветровых нагрузках, происходящие вследствие перемещения нефти из плавучей емкости для хранения в челночный танкер.

### Суда для хранения нефти

Экономичный способ создания плавучих систем для хранения нефти — переоборудование супертанкеров, которые можно при-

обрести по очень низкой цене. Расходы на переоборудование могут в несколько раз превышать стоимость самого судна. Они зависят от состояния корпуса, танков, а также механизмов и систем, необходимых для обеспечения хранения нефти. Переоборудование судна в связи с его новой ролью может потребовать существенного изменения конструкции с установкой швартовых захватов и турелей. Переоборудование одного супертанкера сегодня стоит десятки миллионов долларов. Однако последующее переоборудование аналогичных судов обходится дешевле на 30—50 % (см. рис. 4.3).

Специальное строительство барж для хранения нефти может обойтись дороже, чем переоборудование супертанкеров, однако оно позволяет добиться улучшения характеристики движения судна и усовершенствования швартовых устройств, что, в свою очередь, способствует уменьшению расходов, связанных с швартовкой, и сокращению простоев по причине неблагоприятных погодных условий.

Создание буферной емкости на полупогружной установке для добычи нефти достигается за счет комплексного использования резервуаров для оборотной жидкости с целью незначительного увеличения вместимости емкости для хранения нефти.

В конструкции для хранения нефти гравитационного или ферменного типа могут входить резервуары для оборотной жидкости гораздо большей вместимости, однако при этом основание и конструкция подвергаются воздействию дополнительных нагрузок от волн и течений.

### Системы энергоснабжения и обслуживания

Использование плавучей установки для хранения нефти предполагает наличие следующих эксплуатационных и обслуживающих систем:

- насосной системы для перекачки сырой нефти;
- балластной системы;
- системы пароочистки с резервуарами для некондиционного продукта;
- системы получения и распределения инертного газа (для грузовых танкеров);
- систем нагревания нефти (если этого требуют температурные условия);
- системы получения и распределения электрической энергии;
- противопожарных систем;
- систем связи и управления;
- помещений для размещения персонала (там, где это требуется);
- системы защиты корпуса от коррозии.

При использовании подводной системы хранения нефти с резервуарами для оборотной жидкости могут потребоваться только первые три из вышеперечисленных систем в той или иной

форме плюс источник энергии для приведения в действие насосного и контрольно-измерительного оборудования.

### Обеспечение безопасности и охрана окружающей среды

Любая морская система хранения нефти, за исключением, может быть, подводной системы, должна отвечать определенным требованиям и иметь удостоверение о годности к эксплуатации. Это относится и к переоборудованному для хранения нефти танкеру или к барже. Челночные танкеры должны удовлетворять обычным требованиям, предъявляемым к морским судам.

### СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ ТАНКЕРНОГО ТИПА

Использование для временного хранения сырой нефти стационарно пришвартованного танкера требует установки в море выносного точечного причала. В условиях Северного моря отгружать нефть в челночный танкер можно только при последовательной швартовке, например, когда челночный танкер швартуется носом к корме стационарно пришвартованного к выносному точечному причалу судна.

### Область применения систем хранения нефти танкерного типа

Выносной точечный причал можно построить в расчете на танкеры любого размера вплоть до супертанкеров, но в условиях малых месторождений нецелесообразно применять суда водоизмещением свыше 80 тыс. т. Оптимальное водоизмещение, очевидно, будет значительно меньше. Наиболее широко применяется швартовка к выносному точечному причалу с емкостью для хранения нефти (SBS)<sup>1</sup>, к башне с швартовым захватом и к выносному одноопорному причалу с анкерным креплением и емкостью для хранения (SALS)<sup>2</sup>. В стадии разработки находятся турель и башня с шарнирным и цепным креплением (CAT)<sup>3</sup>. Система SBS включает выносной точечный причал и шарнирный швартовый захват, закрепленный на носу танкера. Эта система считается неподходящей для условий Северного моря по причине сильных вертикальных колебаний. Башня с швартовым захватом представляет собой загрузочную башню с шарнирным креплением в сочетании с шарнирным швартовым захватом, закрепленным на носу танкера. Эта система успешно применяется в Северном море на месторождении Фулмар.

Система SALS представляет собой альтернативный вариант выносного точечного причала, который успешно применяется не в Северном море, а на месторождении Тазерка. В этой системе

сводится к минимуму число стальных элементов райзера, а функция плавучести передается швартовному захвату, который представляет собой конструкцию, поддерживающую подводные камеры плавучести. Башня с шарнирным и цепным креплениями тоже может быть оснащена жестким швартовым захватом.

Преимущество систем хранения нефти танкерного типа заключается в низкой стоимости танкеров и в наличии опыта их переоборудования и использования.

Недостатком этих систем является то, что стационарно пришвартованный танкер испытывает большие нагрузки от окружающей среды. Поэтому выносной точечный причал и швартовый захват должны обладать высокой прочностью, чтобы выдерживать нагрузки, возникающие во время шторма со 100-летним периодом повторяемости.

### Месторождение Фулмар

Фулмар — относительно крупное месторождение, извлекаемые запасы которого оцениваются в 71,5 млн. м<sup>3</sup> нефти. Компания «Shell» приняла решение транспортировать нефть к береговому терминалу с помощью челночных танкеров. Для обеспечения непрерывности добычи потребовалось использование плавучей системы для хранения нефти. Поскольку максимальная ежедневная добыча оценивается в 28,6 тыс. м<sup>3</sup>, оптимальным объемом емкости для хранения нефти был признан объем, равный 159,1 тыс. м<sup>3</sup>, или добыче за 5,5 сут. Включение такой емкости в опорный блок гравитационной платформы было сочтено нецелесообразным из-за высокой стоимости этого проекта. В то же время малая глубина (82 м) не позволяла применить систему типа SPAR. Поэтому в качестве плавучей системы для хранения нефти решено было использовать супертанкер, пришвартованный к загрузочной колонне с шарнирным креплением. Для этой цели был выбран танкер «Медора» водоизмещением 213 тыс. т, вместимостью 219,4 тыс. м<sup>3</sup>, что равно объему добычи за 7,5 сут. Переоборудование танкера потребовало расходов на сумму 40 млн. долл. и включало изъятие двигательного-двигательной системы, переоборудование жилых помещений в соответствии с требованиями безопасности, закрепление спасательных плавучих средств по обеим сторонам танкера, устройство вертолетной площадки, установку лебедок и консоли для отгрузки нефти в кормовой части танкера, а также строительство на носу танкера конструкции для сцепления с швартовым захватом.

Плавучая система для хранения нефти получила удостоверение о годности к эксплуатации, поскольку она удовлетворяет требованиям Департамента энергетики изложенным в документе «Морские сооружения. Руководство по проектированию и строительству». Суммарная стоимость установки плавучей системы для хранения нефти составила 42 млн. ф. ст. Два челночных танкера водоизмещением 90—100 тыс. т перевозят нефть на бере-

<sup>1</sup> SBS — Single Buoy Storage.

<sup>2</sup> SALS — Single Anchor Leg Storage.

<sup>3</sup> CAT — Chain Articulated Tower.



говые терминалы, которые могут быть в любом порту Великобритании или северо-западной Европы.

Опыт эксплуатации оказался удовлетворительным. Система показала высокую надежность. Основной причиной потерь в добыче оказались недостатки обслуживания (7 %). Потери из-за неблагоприятных погодных условий составили 5 %. Коэффициент использования, таким образом, оценивается в 88 %. Вместимость емкостей для хранения нефти была признана достаточной, поскольку ни разу процесс добычи не был приостановлен по причине переполнения танков.

### Месторождение Тазерка

Это месторождение, расположенное у побережья Туниса, представляет особый интерес, поскольку применяемые при его освоении инженерные идеи и виды оборудования можно использовать в условиях Северного моря. Компания-оператор «Shell Tunigex» открыла месторождение в июле 1979 г., а в ноябре 1982 г. началась его эксплуатация. Хотя извлекаемые запасы были оценены в 1,6 млн. м<sup>3</sup>, а максимальная ежедневная добыча из четырех скважин — в 1,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут, выбранный способ разработки месторождения был признан компанией самым экономичным. Этот способ предусматривает использование в качестве плавучей системы для добычи, хранения и отгрузки нефти стационарно пришвартованный танкер «Мурекс» компании «Shell» водоизмещением 213 тыс. т. Транспортировка сырой нефти к береговому терминалу осуществляется челночными танкерами. Плавучая система швартуется на глубине 140 м к выносному одноопорному причалу с анкерным креплением и емкостью для хранения (SALS). Причал (см. рис. 3.1 и 2.15) представляет собой составленный из трубчатых элементов райзер диаметром 5 м, натяжение которого обеспечивается за счет подводной камеры плавучести. Камера плавучести находится под швартовой конструкцией; шарнирно прикрепленной к плавучей системе. Швартовая конструкция относится к шарнирному типу и поэтому легко адаптируется к качке и изменению направления ветра.

Система, работающая на месторождении Тазерка, рассчитана на штормовые условия со 100-летним периодом повторяемости при характерной высоте волны 10 м и максимальной высоте волны 18,3 м. При этом швартовая система SALS рассчитана на характерную высоту волны до 17 м, а значит, может применяться в Северном море. Суммарная масса стальной конструкции SALS на месторождении Тазерка равна 4020 т, а масса балласта в основании — 5400 т. Существенный элемент этой плавучей эксплуатационной системы — вертлюг высокого давления, обеспечивающий круговое движение вокруг выносного точечного причала. На месторождении Тазерка 16 райзеров сведены в 6 каналов диаметром 76,2 мм, на каждом из которых установлен вертлюг высокого давления (рис. 4.4). Вертлюги рассчитаны на давление

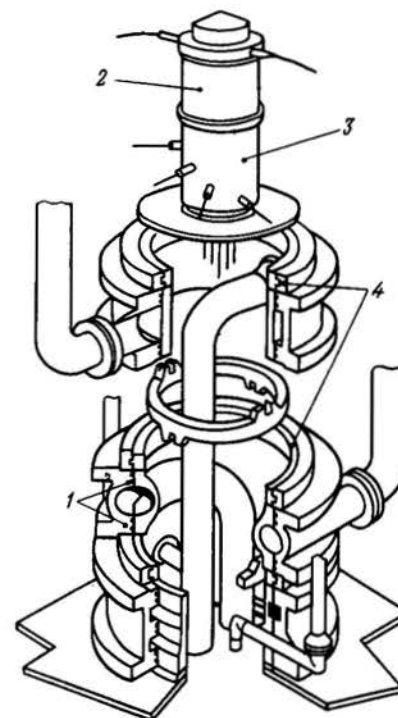


Рис. 4.4. Разрез вертлюга высокого давления фирмы SBM:

1 — уплотнения вертлюга; 2 — электрическое контактное кольцо; 3 — гидравлический вертлюг с линиями управления; 4 — подшипники вертлюга

21,1 МПа и испытаны под давлением 31,6 МПа. Их создатель — компания SBM, которая разрабатывает также вертлюги для закачки газа в пласт. Система добычи на месторождении Тазерка позволяет вести добычу из восьми сателлитных скважин и осуществлять при необходимости водонагнетательные и газлифтные операции. Управление и контроль обеспечиваются за счет применения 50-канального гидравлического вертлюга в сочетании с электрической кольцевой втулкой (см. рис. 4.4).

Систему танкер — выносной точечный причал после эксплуатации на месторождении можно использовать на близлежащих малых месторождениях. При этом выносной точечный причал с анкерным креплением может самоустанавливаться при незначительной поддержке катеров. Все это повышает экономические показатели системы.

Полная стоимость обустройства месторождения Тазерка составляет приблизительно 190 млн. долл. США.

### ПОДВОДНОЕ ХРАНЕНИЕ НЕФТИ

В настоящем разделе рассматриваются подводные системы хранения нефти, не обладающие плавучестью, а опирающиеся на морское дно.

## Преимущества и недостатки подводного хранения нефти

Подводное хранение нефти имеет следующие преимущества.

1. Подводная емкость для хранения нефти не подвержена воздействию волновых нагрузок в отличие от плавучих емкостей.

2. При подводном хранении нефти не существует опасности столкновения емкости с судами.

3. Подводное хранение нефти позволяет уменьшить размеры и стоимость выносного точечного причала, поскольку к нему швартуются небольшие челночные танкеры при относительно спокойном море, тогда как при наличии плавучей емкости для хранения нефти в виде переоборудованного танкера выносной точечный причал должен быть рассчитан на нагрузки от шторма со 100-летним периодом повторяемости.

Недостатком подводного хранения нефти является то, что все насосы, распределительные клапаны и мониторные системы находятся под водой и дистанционно управляются с танкера или платформы. Кроме того, инспекция, обслуживание и ремонт требуют привлечения водолазов или специальных подводных систем (например, робототехники), а они работают на определенных глубинах. Стоимость подводного хранения нефти высокая.

Заслуживает внимания вопрос о расположении емкости для хранения нефти. Ее можно устанавливать либо рядом с выносным точечным причалом, либо в основании эксплуатационной платформы. Пример второго варианта — платформы типа «Кондип», установленные на месторождениях Берил, Brent и Статфьорд. В этом случае облегчаются снабжение систем энергией, доступ к насосам и т. д. Однако при высоких темпах отгрузки необходимо применение насосов большой мощности и выкидных линий большого диаметра, протяженность которых до выносного точечного причала может достигать 2 км. В том случае, когда емкость для хранения нефти находится рядом с выносным точечным причалом, выкидные линии могут иметь небольшой диаметр, поскольку скорость нефтяного потока будет соответствовать темпам отбора. При этом потребление энергии будет высоким из-за работы насосов при загрузке челночного танкера.

В настоящее время существует практика заполнения емкости морской водой после откачки нефти в танкер. Очевидно, такая технология будет соблюдаться и в будущем. Если нефть и вода вступают в непосредственный контакт, то существует опасность сброса в море загрязненной нефтью воды. Чтобы этого не произошло, необходимо использовать установку по очистке воды. Альтернативным вариантом служит установка между нефтью и водой гибкой диафрагмы, однако при этом возникают проблемы обслуживания.

Компания «Halcrow—Ewbank» в сотрудничестве с компанией ЕМН разработала способ минимального усложнения конструкции и упрощения технологии установки емкости для хранения нефти. Предлагаемая система известна под названием

SISSAC<sup>1</sup>. Емкость для хранения изготавливается из железобетона и как баржа буксируется на точку, при этом шарнирно закрепляемая на дне колонна лежит на барже. Систему SISSAC погружают на морское дно посредством последовательного заполнения морской водой ее внутренних отсеков, а колонну устанавливают вертикально с поворотом на универсальном шарнире. Оборудование для очистки воды находится внутри колонны.

## Месторождение Тистл

Основная информация по месторождению Тистл дана в предыдущей главе. На этом месторождении применяется выносной одноопорный причал с анкерным креплением. Небольшая емкость для хранения нефти вместимостью 11,1 тыс. м<sup>3</sup> находится на эксплуатационной платформе. Поскольку ее вместимость не составляет и половины ежедневной добычи, роль емкости кажется на первый взгляд незначительной. Однако следует отметить, что вышеупомянутая система отгрузки создавалась как временная и была рассчитана на период строительства подводного трубопровода. Небольшой емкости для хранения было достаточно, чтобы обеспечить бесперебойную добычу при движении челночного танкера к терминалу и при возникновении небольших механических проблем. Еще одна важная функция емкости для хранения нефти заключается в том, что она может автоматически направлять поток нефти от выносного одноопорного причала с анкерным креплением к танкам для хранения нефти в случае аварийной ситуации, которая может возникнуть при отгрузке нефти. Благодаря этому часто удается избежать прерывания процесса добычи.

## Месторождение Маурин

Краткое описание месторождения Маурин и схемы его обустройства даны в предыдущей главе. В данном разделе рассматриваются только подводные емкости для хранения нефти. Схема обустройства месторождения создавалась с учетом того, что максимальный отбор, согласно расчетам, должен составить 11,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Компания-оператор «Phillips Petroleum UK Limited» остановила свой выбор на емкости для хранения нефти вместимостью 103,3 тыс. м<sup>3</sup>, что примерно равно добыче за 9 сут. Компания решила использовать два челночных танкера и свести к минимуму влияние на добычу продолжительных штормов и отказов оборудования. Два танкера водоизмещением 85 тыс. т несут балласт, занимающий 35 % объема. Таким образом, вместимость танкеров для перевозки нефти составляет 55 тыс. т. При скорости отгрузки 3,2 тыс. м<sup>3</sup>/ч каждый танкер принимает на борт объем нефти, равный добыче за 5,7 сут, в течение 21 ч.

<sup>1</sup> SISSAC — Self installed subsea storage system and articulated column.

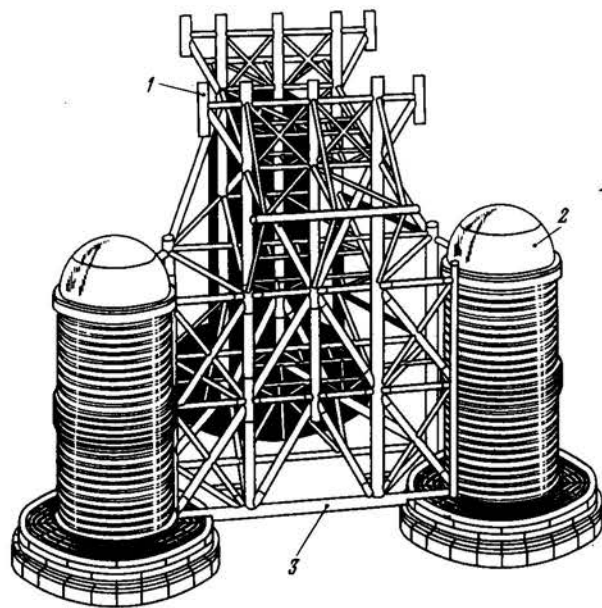


Рис. 4.5. Подводные цистерны для хранения нефти на месторождении Маурин:  
1 — опорные элементы эксплуатационной платформы; 2 — отсеки для хранения нефти; 3 — гравитационная опорная конструкция

Подводное хранение нефти (рис. 4.5) обеспечивается тремя большими цистернами, встроенными в опорные стойки стальной гравитационной конструкции, разработанной компанией «Теспотаге» в качестве опорного блока эксплуатационной платформы. Высокая скорость загрузки танкеров обусловила прокладку выкидной линии диаметром 610 мм до шарнирно закрепленной на дне колонны для отгрузки нефти, установленной на расстоянии 2,4 км от платформы.

### Проект GASP<sup>1</sup>

Подводная эксплуатационная система компании «Goodfellow Associates» (GASP) разрабатывается вышеупомянутой компанией в сотрудничестве с компанией «Vickers Design and Projects» (VDP). Основная идея проекта — разместить на морском дне как можно больше оборудования для заканчивания и эксплуатации скважин и емкостей для хранения нефти, руководствуясь при этом принципом практической целесообразности. Подводная система имеет модульное исполнение, что позволяет заменять существующие модули и устанавливать дополнительные. Отгрузку нефти и сжигание газа предполагается осуществлять с помощью

<sup>1</sup> GASP — Goodfellow Associates Subsea Production.

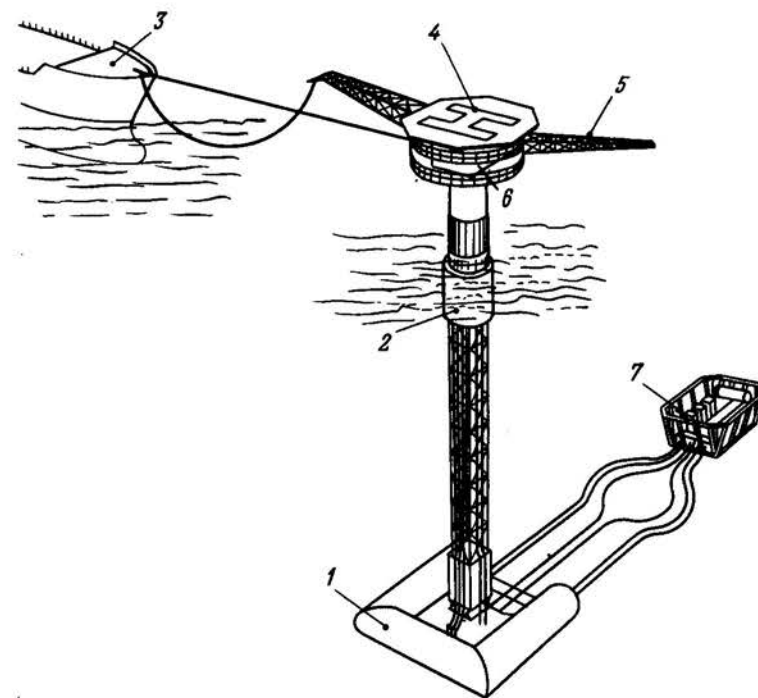


Рис. 4.6. Подводная эксплуатационная система:

1 — цистерны для хранения нефти; 2 — загрузочная башня с шарнирным креплением; 3 — челирный танкер; 4 — вертолетная площадка; 5 — консоль факела; 6 — пульт управления; 7 — опорная рама и манифольд

шарнирно закрепленной на дне колонны для отгрузки нефти АLC. Цистерны для хранения нефти (рис. 4.6) группируются вокруг основания башни. Вместимость цистерн для хранения может быть разной в зависимости от месторождения, но обычно она равна 8-суточному объему добычи. Система предназначена для разработки отороченных месторождений и рассчитана на глубину до 300 м.

### ПЛАВУЧИЕ СИСТЕМЫ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

В данном разделе рассматриваются различные плавучие конструкции, специально предназначенные для хранения нефти.

### Система SPAR для месторождения Брент

Система SPAR для месторождения Брент была разработана компанией «Shell International Petroleum Maatschappij B. V.». Удостоверение о годности к эксплуатации выдала фирма «Lloyds Register of Shipping». Компания «Shell» решила установить емкости для хранения нефти вместимостью 47,7 тыс. м<sup>3</sup>, что равно



3-суточной добыче. Большой челночный танкер перевозит 90 тыс. т, или 105 тыс. м<sup>3</sup> нефти. Следовательно, при скорости загрузки танкера 3500 т/ч вся нефть из емкости для хранения будет отгружена на танкер за половину суток и займет половину танков. Вторую половину танков можно заполнить перекачкой нефти непосредственно с эксплуатационной платформы за 1,5 сут при скорости перекачки 39,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При таком порядке полная загрузка танкеров осуществляется за 2 сут. Относительно небольшая вместимость этой емкости для хранения нефти позволяет обеспечивать непрерывность процесса добычи нефти при сменяемости челночных танкеров и возникновении небольших проблем механического и другого характера. Более длительные перерывы в отгрузке, которые возможны из-за шторма или серьезного ремонта, компенсируются за счет подводных емкостей для хранения при двух эксплуатационных платформах «Брент Б» и «Брент Д». Эти платформы относятся к типу «Кондип». Они построены компанией «Norwegian Contractors» и имеют емкости для хранения по 159 тыс. м<sup>3</sup> каждая. С этих платформ нефть по подводной выкидной линии перекачивается в райзер, а по нему поступает в SPAR.

Подлежащая хранению нефть поступает в емкости сверху, вытесняя при этом морскую воду по трубопроводу в сепаратор (рис. 4.7). В емкостях для хранения физическая сепарация не осуществляется. Очищенная вода сбрасывается в море через отверстия в центральной шахте. Уловленная нефть собирается в запасную емкость, а затем перекачивается в основные емкости для хранения. Система очистки воды ограничена объемом 15,9 тыс. м<sup>3</sup>. При загрузке пришвартованного челночного танкера нефть откачивается из емкостей для хранения. Высвободившийся объем заполняется морской водой, которая либо поступает через специальное отверстие, либо перекачивается из балластных цистерн танкера. Во время догрузки челночного танкера разница плотностей сырой нефти и морской воды может явиться причиной критического изменения осадки системы SPAR. Для поддержания осадки на одном уровне регулируют заполнение морской водой дифференциальных цистерн и цистерн плавучести. Вышеописанная система успешно функционирует уже несколько лет. В настоящий момент она играет вторичную роль в обеспечении внешнего транспорта нефти, поскольку в 1979 г. был проложен нефтепровод.

### Система SEMI-SPAR

Для системы SEMI-SPAR была выбрана емкость для хранения, вместимость которой равна объему 3-суточной добычи при максимальных темпах отбора (28,6 тыс. м<sup>3</sup>). Эта емкость сопоставима по вместимости с емкостью, функционирующей в системе SPAR на месторождении Брент. Однако помимо емкости в системе SPAR, на месторождении Брент имеются большие емкости на двух эксплуатационных платформах типа «Кондип». Система SEMI-SPAR таких дополнительных емкостей не имеет, поэтому вместимость

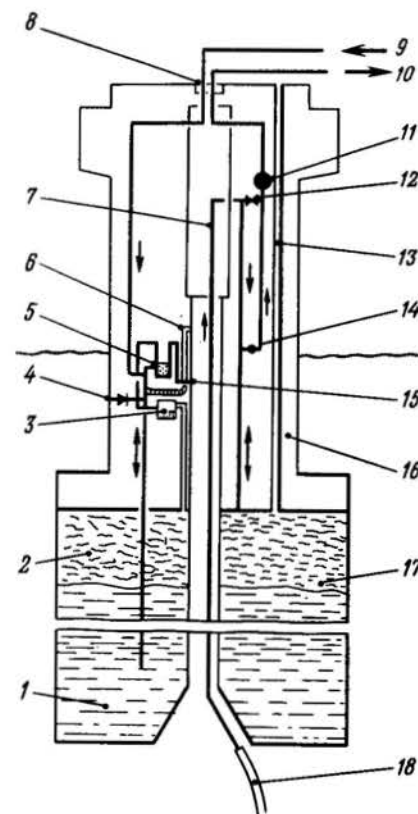


Рис. 4.7. Система хранения нефти на месторождении Брент:

1 — морская вода; 2 — нефть; 3 — запасная цистерна; 4 — впускное отверстие для морской воды; 5 — сепаратор для разделения нефти и воды; 6 — избыток морской воды; 7 — райзер; 8 — вертлюг, обеспечивающий круговое движение; 9 — балласт из танкера; 10 — нефть в танкер; 11 — расходомеры; 12 — клапан, позволяющий перекачивать нефть с платформы непосредственно на танкер; 13 — вентиляционное отверстие; 14 — основные нефтеперекачивающие насосы; 15 — выпускное отверстие для морской воды; 16 — дифференциальные цистерны и цистерны плавучести; 17 — цистерны для хранения нефти; 18 — гибкий райзер

ее цистерн должна быть больше с учетом того, что планируемый коэффициент использования равен 85 %. Оставшиеся 15 % отводятся на простои: из них 7 % — по причине механических отказов, 5,5 % — по причине обслуживания скважин и райзера и только 2,5 % — по причине неблагоприятных погодных условий. Таким образом, ожидается, что простои по неблагоприятным погодным условиям будут небольшими, если система SEMI-SPAR будет работать при таком же волнении, что и SPAR на месторождении Брент, т. е. швартовка будет проводиться при характерной высоте волны до 3,5 м, и челночный танкер будет оставаться пришвартованным до тех пор, пока характерная высота волны не достигнет 4,5 м. Как показано в табл. 3.3, простои системы SPAR по неблагоприятным погодным условиям составляют 10 %.

Система хранения нефти аналогична применяемой в SPAR: в подводных цистернах происходит вытеснение морской воды нефтью по гравитационному принципу. Вода перед возвращением в море очищается от нефти в специальной водоочистной установке.

Челночные танкеры загружаются со скоростью 30,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Предполагается использовать танкеры водоизмещением 50 тыс. т, однако система швартовки рассчитана на прием танкеров водо-

измещением до 100 тыс. т. Загрузить такой танкер нефтью, находящейся в емкости для хранения, можно за 10 ч, а оставшиеся пустыми танки можно заполнить нефтью по мере ее поступления из скважин. Загрузка танкера водоизмещением 50 тыс. т. будет осуществляться за 3,5 сут, а загрузка танкера водоизмещением 100 тыс. т — за 9,6 сут. Большой танкер чаще будет вынужден прерывать швартовку по причине плохих погодных условий, характерных для зимнего периода.

### Баржи

Под баржей в качестве емкости для хранения нефти понимается специально построенное плавсредство без двигателей, имеющее форму танкера и стационарно пришвартованное к выносному точечному причалу. Для использования в Северном море баржа должна иметь такие же размеры, как обычный танкер, поскольку это позволяет свести к минимуму нагрузки, возникающие при швартовке. Чтобы свести к минимуму ветровые нагрузки баржа должна иметь низкий надводный борт. До того как произошло падение цен на бывшие в эксплуатации танкеры, дешевле было построить новую баржу, чем переоборудовать старый танкер. Переоборудование включает улучшение условий проживания персонала, установку насосов и трубопроводов, строительство вертолетной площадки и т. д. Кроме того, требуется укрепить носовую часть судна, с тем чтобы можно было установить на ней швартовный захват и соответствующие системы для швартовки и загрузки танкеров. Расходы компании «Shell» на месторождении Фулмар оцениваются в 40 млн. ф. ст. Иногда выгоднее построить новую баржу, при этом возможно применение новых материалов. Так, в Северном море уже используются железобетонные конструкции. Затраты на строительство баржи из железобетона могут составлять 75 % стоимости эквивалентной стальной конструкции. Благодаря большому водоизмещению повышается остойчивость железобетонной баржи при незаполненных емкостях для хранения нефти. Кроме того, она более пожаробезопасна, чем стальная баржа, и требует меньше ремонта.

### Пути совершенствования морских систем хранения нефти

Если планируется, что ежегодная продуктивность отороченного месторождения должна составлять около 90 % потенциальной продуктивности, то следует иметь в виду, что в северных регионах Северного моря (выше 58° северной широты) этого можно достичь только при условии использования морских емкостей для хранения сырой нефти, которые позволяют сократить потери добычи вследствие неблагоприятных погодных условий. Вместимость емкостей для хранения нефти выбирается в соответствии с параметрами конкретного месторождения, но, как видно из рис. 4.1, даже небольшое увеличение вместимости, равное одно-

суточной добыче, может повысить эффективность добычи на 10 %. Это объясняется тем, что многие явления, затрудняющие добычу и отгрузку нефти (например, отсутствие находящегося на маршруте танкера, неисправность механического оборудования, сильный ветер и т. п.), имеют продолжительность, не превышающую 1 сут. Общая тенденция такова, что вместимость емкости для хранения должна увеличиваться с ухудшением природно-климатических условий, поэтому если для 58° северной широты она может равняться 2-суточной добыче, то для 62° северной широты она может возрасти до 6-суточной добычи.

Вопрос о вместимости емкости для хранения нефти должен рассматриваться в тесной связи с проблемой использования челночных танкеров. Если планируемая продуктивность месторождения составляет по меньшей мере 90 %, то необходимо, чтобы емкость для хранения вмещала весь объем нефти, добытый за период отсутствия танкера, ушедшего к береговому терминалу. В качестве альтернативы можно использовать два танкера, с тем чтобы при отшвартовке груженого танкера порожний танкер был готов занять его место у выносного точечного причала. Потребная вместимость емкости для хранения при этом суммируется с объемом, необходимым для обеспечения непрерывности добычи на случай неблагоприятных погодных условий. Сравнение расходов на приобретение дополнительных челночных танкеров с расходами на хранение нефти в морских условиях должно проводиться отдельно по каждому месторождению. На принятие решения может оказать влияние тот факт, что затраты на емкость для хранения нефти относятся к разряду капитальных, а челночный танкер может быть зафрахтован. Однако если необходимо предусмотреть наличие емкости для хранения нефти на случай неблагоприятных погодных условий, то увеличение вместимости для предотвращения простоев, связанных с разгрузкой танкера на терминале, может оказаться относительно недорогим мероприятием.

Переоборудование бывшего в эксплуатации танкера в стационарно пришвартованное к выносному точечному причалу плавсредство, предназначенное для хранения нефти на отороченном месторождении, представляется заманчивым решением при низких ценах на танкеры, а также при швартовке вышеупомянутого плавсредства с помощью турели, поскольку этот метод основан на опробованной технологии. Он представляет собой простейший вариант швартовки, обеспечивающий круговое движение плавучей емкости для хранения нефти под действием ветра и течений. Любая другая система швартовки потребовала бы применения шарнирного швартовного захвата в качестве соединительного звена между выносным точечным причалом и плавучей емкостью для хранения нефти, что сопряжено с дополнительными расходами на проведение динамического анализа, проектирование, изготовление и установку такой системы. В тех случаях, когда емкости для хранения нефти находятся в составе плавучей эксплуатационной системы, экономический анализ отличается особой специфич-

ностью — при этом может быть экономически оправдано применение таких систем, как выносной одноопорный причал с анкерным креплением и емкостью для хранения нефти (SALS).

Подводное хранение нефти предполагает специальное проектирование емкостей для хранения, однако они могут быть заранее включены в конструкцию гравитационной эксплуатационной платформы. В этом случае емкости для хранения нефти должны быть соединены с выносным точечным причалом трубопроводом большого диаметра, рассчитанным на высокие темпы отбора. Емкости могут быть также встроены в основание выносного точечного причала (система SISSAC) или размещены рядом с выносным точечным причалом (система GASP). Чтобы сократить расходы на подводную систему для хранения нефти и облегчить ее обслуживание, можно сперва разместить на морском дне защитную конструкцию с хорошим доступом с обеих сторон. Затем под ней можно установить гибкую емкость в виде баллона, который может расширяться или сжиматься в зависимости от количества содержащейся в нем нефти.

Поскольку морская вода и нефть не контактируют друг с другом, отпадает необходимость в установке для очистки воды. В верхней части конструкции можно разместить детекторы утечки нефти. Замена емкости — довольно простая операция.

Полупогружные емкости для хранения нефти, подобные системе SEMI-SPAR, имеют небольшую вместимость и являются слишком дорогостоящими применительно к малым месторождениям.

## Глава 5

# ШАРНИРНО ЗАКРЕПЛЕННЫЕ НА ДНЕ КОЛОННЫ

## Введение

Шарнирно закрепленная на дне колонна представляет собой стройную башню, соединяющую морское дно с поверхностью воды. Колонны снабжены обычно универсальным шарнирным соединением, расположенным в основании башни. Емкости плавучести находятся в верхней части колонны и обеспечивают ее равновесие в спокойных условиях. Под действием ветра и течения колонна принимает положение статического равновесия с отклонением от вертикали на несколько градусов. При воздействии волн колонна колеблется около положения статического равновесия. Амплитуда колебаний зависит от природных условий, конструкции и нагрузки на палубу.

Шарнирные колонны были впервые использованы около 1975 г. в сравнительно неглубоких водах до 150 м как опора для факела и системы рейдовой отгрузки продукции. С 1975 г. исследования и развитие были направлены на возможность использования шарнирных колонн для добычи при глубине воды более 400 м. На больших глубинах могут потребоваться мног шарнирные колонны, чтобы решить проблемы, связанные с напряжением от нагрузок в колонне и райзерах.

## Морские добывающие шарнирные колонны

Морские добывающие шарнирные колонны по существу выполняют функции опоры для райзера, поднимающего продукцию с морского дна на поверхность и осуществляющего беспричальный точечный налив. Дополнительное оборудование следует устанавливать на колонне для закачки газа или воды, особенно для малых месторождений.

Примерами первых конструкций служат обычные стационарные стальные опорные блоки. При глубине воды 100 м обычная стальная платформа имеет период собственных колебаний 2 с. При глубине воды 300 м этот период возрастает до 4—6 с в зависимости от массы верхних строений и упругости опорного блока. Конструкторы пытаются уменьшить этот период, чтобы ограничить динамические колебания конструкции и последующее усталостное разрушение.

Как альтернатива на глубокой воде используются конструкции другого типа, которые имеют удлиненный период собственных колебаний. Например, компания «Еххоп» установила опору башенного типа в Мексиканском заливе в 1983 г. на глубине 300 м, имеющую период собственных колебаний 30 с. Перемещение в область низких частот волнового спектра в случае башни с оттяжками достигается изменением металлоемкости конструкции, для того чтобы сделать ее более гибкой. Боковая устойчивость на вершине башни обеспечивается оттяжками, каждая из которых крепится к плите массой 180 т на дне моря с последующей установкой анкерной сваи. Этого достаточно, чтобы исключить перенапряжение ног башни при тяжелых погодных условиях и сделать возможным отклонение на положенные 12 м при условиях расчетной волны (без шарнирного соединения). Конструкция башенного типа с оттяжками представлена как обычная платформа с донным закреплением.

Платформы с натяжными опорами представляют собой сложные конструкции с естественными периодами колебаний приблизительно 30 с в водах глубиной 300 м. Компания «Сопосо» — самая первая нефтяная компания, которая начала использовать платформы с натяжными опорами на месторождении Хаттон в Северном море на глубине немногим более 120 м.

Платформа с натяжными опорами способна держаться на поверхности воды и отличается от обычной платформы или башни с оттяжками тем, что требует системы подводных устьев скважин или наличия опорной плиты. Установка системы подводного устья связана с дополнительными затратами. В современных проектах платформ с натяжными опорами по мере того, как глубина воды достигает 1000 м, период сдвига повышается на более чем 6 с и резонансная вертикальная реакция на волны становится серьезной проблемой.

Три основных подрядчика проекта платформ с натяжными опорами — компании «CG Dorris», EMH и «Taylor Woodrow



Engineering». Последняя впервые начала разработку систем «Аколпрод» в 1977 г., после чего начались интенсивные исследования, приведшие к современному уровню шарнирных колонн для добычи и отгрузки.

Система «Аколпрод» была спроектирована как колонна для бурения и добычи в водах глубиной до 400 м. Построенная из бетона с максимальным диаметром колонны примерно 50 м, эта система обладает уникальной особенностью — она сконструирована из пяти телескопических секций. Благодаря этому колонну можно поставить в вертикальное положение, причем все оборудование для добычи и бурения устанавливается предварительно.

Шарнирное соединение у основания колонны было снабжено 112 закрепляющими элементами как альтернатива механическому соединению. Было проведено испытание для оценки качества, чтобы доказать надежность указанных закрепляющих элементов. Компания «Taylor Woodrow» в процессе исследований определила, что соединение обладает прочностью при незначительных эксплуатационных расходах, при этом легко заменяются отдельные элементы. Так как эти элементы располагались по окружности соединения, то остается достаточно места для доступа.

Как только закончено бурение, колонна с помощью первичной плавучести буксируется. Когда она уже отведена на место установки, на морском дне монтируется гравитационное основание. Затем колонну удлиняют и закрепляют на основании. Райзеры и дополнительные элементы складываются в сухом месте внутри колонны. Для соединения через основание колонны используются гибкие райзеры. Внутри колонны есть также место и для хранения нефти.

Компания «Taylor Woodrow» предлагает также ряд вариаций, в том числе и решетчатую стальную нетелескопическую колонну с бетонной плавучей камерой в ее верхней части. Так как в своем основании колонна имеет место для хранения нефти, ее проектировали как перекачивающую или погрузочную систему для добытой нефти.

Компании «CG Dorriss» и ЕМН построили шарнирные колонны в основном для использования на месторождении Филлипс Маурин. Высота колонны 430 м. Эта гравитационная конструкция массой 10 000 т стоила примерно 25 млн. долл. к моменту ее установки в сентябре 1982 г. Компания «CG Dorriss» разработала также глубоководную гравитационную башню.

Будучи стационарной платформой, колонна обеспечивает жесткую опору для кондукторов и райзеров между основанием и палубой. Преимущество заключается в том, что по трем причинам это решение наименее дорогостоящее для глубоководных платформ:

1. Проект экономичен в целом.
2. Строительство и установка не требуют значительных расходов.
3. Рационален в эксплуатации и ремонте.

Основное качество колонны — высокая грузоподъемность палубы (10 000—30 000 т). Стальной кожух выполняет роль жесткого элемента (между поплавком и балластными камерами), а также поддерживает направляющие райзеры и кондукторы. Балластная камера, имеющая в сечении форму правильного шестиугольника, наполнена балластом из песка, который противодействует плавучести поплавка. Постоянное давление вниз обеспечивается балластом из песка. Вращение между башней и основанием достигается при помощи полусферы, которая несет на себе создаваемые горизонтальные и вертикальные нагрузки. Широкая крутящаяся рама препятствует вращению основания и обеспечивает твердую опору для башни.

### Концепция сложных упругих конструкций

Стационарные глубоководные конструкции можно разделить на две категории — на те, у которых основные собственные периоды колебаний короче, и на те, у которых они длиннее, чем доминирующие периоды волн.

Такие плавучие конструкции, как корабли, баржи и погружные установки, являются тоже упругими конструкциями, но обычно имеют по меньшей мере один резонансный период (типичные периоды составляют примерно 9 с для кораблей и барж). В результате качки у большинства плавучих конструкций возникают проблемы с райзером, и другим ограничением служит также отсутствие опоры для райзера в более глубоких водах.

Последняя категория морских сложных конструкций — шарнирная башня. Шарнирная башня выполняет роль выносного точечного причала и дистанционного факела. В настоящее время самая глубоководная башня в Северном море — башня «Статфьорд», спроектированная компанией «Equipment Mécaniques et Hydrauliques» (ЕМН) для глубины 145 м.

Две шарнирные башни (SPM), спроектированные «Chicago Bridge and Iron» (СБИ) были установлены в Бразильских водах на глубине 122 м.

Эти шарнирные башни имеют один донный узел соединения и собственный период горизонтальных колебаний примерно 40 с без существенных вертикальных колебаний. Грузоподъемность этих суперконструкций не превышает нескольких сот килограммов.

Выносной одноопорный причал с анкерным креплением (SALM) — это другой вид шарнирной башни, причем у этого вида башен существует второе шарнирное соединение в области ватерлинии. В Северном море SALM была установлена на месторождении Тистл в 1977 г. на глубине 174 м. Самый последний проект SALM, достойный внимания, находится на месторождении Хондо в Канал Санта Барбара, и разработан он компанией IMODCO для «Еххон». Эта установка находится на глубине 150 м и будет удерживать стационарно пришвартованный танкер грузоподъемностью 50 000 т.

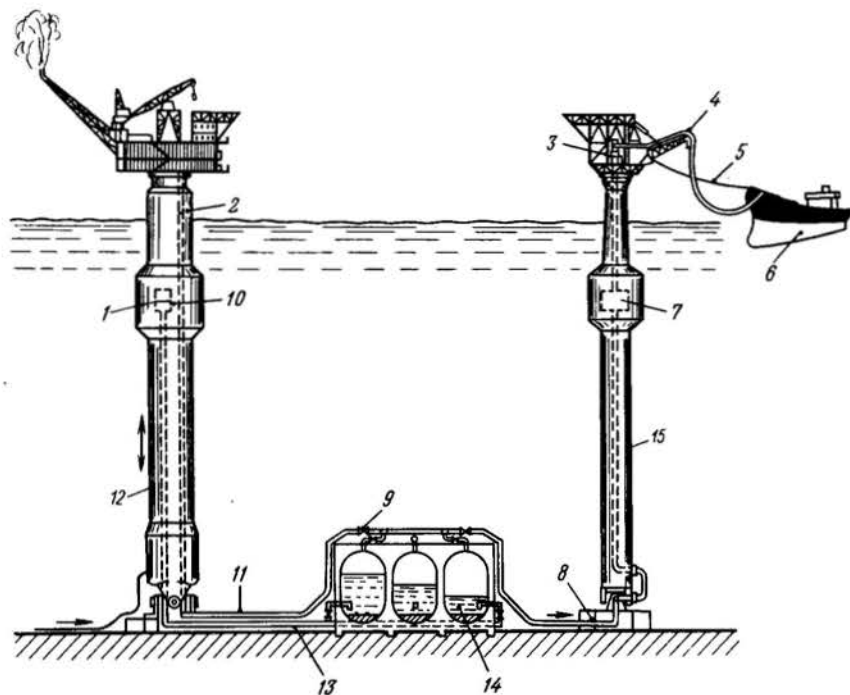


Рис. 5.1. Шарнирно закрепленные на дне колонны (подводная система хранения и отгрузки нефти):

1 — постоянный сбалансированный уровень воды; 2 — очищенная нефть с платформы; 3 — вертлюг на линии откачки нефти; 4 — шланг для загрузки нефти в танкер; 5 — швартов; 6 — челночный танкер; 7 — насосы откачки нефти; 8 — линия отгрузки нефти; 9 — подводное нефтехранилище; 10 — резервуар с насосами для морской воды; 11 — очищенная нефть в нефтехранилище; 12 — нефтдобывающая платформа; 13 — линия замещения водой (балансирования); 14 — морская вода; 15 — шарнирно закрепленная на дне колонна для отгрузки нефти

## ПРИМЕНЕНИЕ ШАРНИРНЫХ КОЛОНН

Шарнирные колонны обычно используют для сжигания газа или налива нефти в танкеры. Ее можно также применять для добычи, ремонтных работ и даже бурения. Существуют различные проекты их применения. Имеется значительный объем информации об этих колоннах, используемых для отгрузки нефти в различных условиях окружающей среды.

### Морская колонна для отгрузки нефти

Шарнирную колонну (рис. 5.1) можно использовать для отгрузки товарного продукта, а также в качестве райзера.

При отгрузке нефти через буй возможны трудности, связанные с осложненными условиями окружающей среды. Эти трудности приводят к низкому коэффициенту использования отгрузочной колонны, преждевременному износу оборудования и увели-

чению ремонтных работ. Шарнирная отгрузочная колонна позволяет повысить эффективность практического применения морской системы отгрузки. Благодаря конструкции колонны стало возможно двигаться вдоль судна, защита оборудования и доступ к нему при проведении профилактических работ.

Шарнирная колонна имеет постоянную или полупостоянную жесткую связь с плавучими средствами (танкером, баржей или полупогружной платформой). Шарнирная колонна выполняет роль опоры для райзеров, по которым идет продукт.

Перекачка нефтепродуктов происходит через точечный причал на судно, выполняющее функции подготовки нефти, энергообеспечения, базы размещения или хранилища. Обычно перекачивающая линия — это линия для перекачки сырой нефти в танкер или загрузочное устройство. Так как перекачивающая линия — это единственная линия, то при проектировании нужно учитывать возможность возникновения серьезных проблем, обусловленных коррозией. Следует также учитывать наклон колонны при прямой стыковке, так как в настоящее время большинство оборудования рассчитано на угол  $10^\circ$ , хотя допустим и наклон  $15^\circ$ . Это позволяет облегчить компенсацию качки.

### Буровая платформа

Для того, чтобы использовать колонну для бурения, нужно предусмотреть систему бурового райзера. Буровые райзеры подвержены действию массы буровой жидкости, натяжению бурильной колонны, нормальному давлению газа, закупорке и риску взрыва. Устье должно находиться непосредственно под буровой установкой, так как допустимый угол перемещения для бурового райзера сравнительно невелик ( $3^\circ$ ). Это допустимое отклонение можно увеличить до  $10^\circ$  путем введения гибкого соединения.

Преимущества бурения с использованием колонны — экономия времени и средств по сравнению с привлечением отдельных буровых судов, а также меньшая зависимость от погоды и, следовательно, меньшая компенсация движения, так как нет качки. Однако есть и недостаток, заключающийся в том, что устья скважин расположены под полом буровой вышки колонны, а это значительно увеличивает нагрузки на соединения колонны. Наклон колонн ограничен до  $3^\circ$  для бурового оборудования и до  $10^\circ$  для соединений.

Морской буровой райзер должен выполнять ряд функций. Прежде всего, он должен направлять колонну бурильных труб к подводному устью скважины, а также обеспечивать циркуляцию жидкости между стволом скважины и буровой палубой. Он должен противостоять нагрузкам от волн, течения и наклона колонны, а также фактическим нагрузкам, обусловленным потерей веса буровой колонны при погружении в буровую жидкость и веса самого же морского райзера. Этим потенциальным нагрузкам

при сгибании противодействует осевое натяжение, приложенное к верхней части райзера. Это натяжение должно быть эффективным и при наклоне колонны. Конструкция райзера имеет принципиальное значение для обеспечения нормальной эксплуатации системы при заданных давлениях и температурах, глубинах воды и других параметрах.

Система монтажа должна обеспечивать минимальное время спуска, подъема и соединения райзера.

Гибкие соединения можно также использовать в системе, чтобы уменьшить изгибающий момент и концентрацию напряжения. Эти соединения обычно располагают на дне системы как раз над блоком превенторов. Они должны обеспечивать соответствующий угол отклонения общей системы бурения ( $10^\circ$ ), а также быть достаточно прочными, чтобы противостоять максимальным растягивающим нагрузкам, оставаясь одновременно гибкими.

### Эксплуатационная платформа

Шарнирную колонну можно использовать и как эксплуатационную платформу (см. рис. 5.1). Нагрузки можно рассчитать так, чтобы удовлетворить требования заказчика (от 30 до 300 кН).

Колонну можно спроектировать с учетом величины волны 100-летней повторяемости, максимальный угол отклонения должен быть не более  $15^\circ$ .

В основании колонны можно построить дополнительное хранилище для содержания продукта при плохих условиях, когда невозможно загружать танкер. Шарнирные эксплуатационные колонны широко применяют в глубоких водах (свыше 200 м), так как соединение в основании колонны подвержено минимальному движению. Важным является расположение устьев скважин, так как это определяет, каким будет проект колонны. Рассмотрим два вида:

1. Сателлитные скважины размещены с самостоятельным комплексом для производства буровых и ремонтных работ.

Расположение устьев скважин вдали от колонны обеспечивает отдельный доступ для бурения, заканчивания, проведения капитального ремонта и обслуживания. Отклонение колонны не создает больших проблем. Недостаток отдаленного расположения устьев скважин от колонны — необходимость отдельного судна для бурения и капитального ремонта.

2. Скважины расположены у колонны, их предварительное бурение ведется при помощи независимой буровой установки. Благодаря этому обеспечивается непосредственный доступ к скважинам для ремонтных работ. Однако потребуется дополнительное оборудование, что приведет к увеличению нагрузки на палубу.

### Система управления промыслом

На месторождении Норт Ист Фригг шарнирную колонну использовали как систему управления промыслом (FCS). Шарнирная колонна, спроектированная ЕМН («Equipment Mécaniques et Hydrauliques»), имеет бетонное гравитационное основание, которое поддерживает универсальное соединение. Размеры основания составляют  $45 \text{ м} \times 42 \text{ м} \times 6,5 \text{ м}$ , масса в воздухе — 6800 т.

При хороших грунтовых условиях не требуется специального анкерного крепления или цементирования трещин. Универсальный шарнир можно соединять или отсоединять от основания колонны при помощи дистанционной гидравлической системы. Самый большой элемент — это цилиндрическая стальная колонна диаметром 8 м. В нижней ее части расположены тяжелый балластный материал, а также камеры остойчивости и плавучести. Колонна предусматривает размещение водяных систем, а также райзеры системы управления, системы ограждения на уровне моря и системы управления промыслом. В верхней части находятся приспособления и оборудование для контроля, а также четыре палубы (палуба с насосом для подачи метанола и хранилищами, основная палуба с манифольдом контроля управления скважиной, жилая палуба и палуба для вертолета). Станция управления промыслом имеет гидравлическую систему для подводного контроля управления, а также систему коммуникаций между месторождением Фригг и станцией управления.

### СОЕДИНЕНИЯ НА ДНЕ МОРЯ

Колонна бурильных труб (или добываемая продукция) проходит через шарнирный элемент, который соединяет колонну с опорой на дне моря. Этот шарнирный элемент не всегда воспринимает нагрузку конструкции, хотя в отдельных случаях нагрузка может оказаться значительной.

Соединения жестких райзеров были заимствованы из систем для морского бурения. Устьевое оборудование скважины или превенторы имеют замковый узел, приводимый в действие гидравлическим путем. Конструкция буровых райзеров и превенторов обеспечивает их отсоединение от устьев скважины.

Узлы соединений таких компаний-изготовителей, как «Vetco», «Camtegon» и «National» работают по сходному принципу. Концы соединения входят друг в друга и уплотняются гидравлическим путем. Уплотнительный элемент обеспечивает герметизацию соединения. Соединения этого вида имеют внутри скользящую муфту, гидравлически приводимую в действие, которая фиксирует замковое устройство, открывая его и закрывая.

При бурении один конец соединения, как правило, находится на дне, а другой извлекается с райзером или превентором. Проход соединения через направляющие воронки ограниченного диаметра не вызывает проблем. Для проведения ремонта



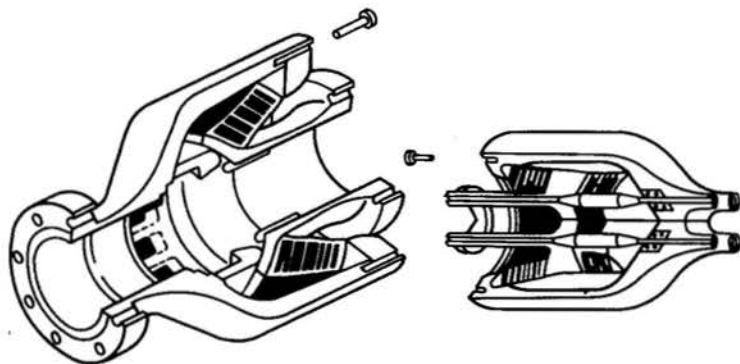


Рис. 5.2. Гибкое соединение Мурдок

нижнего конуса водолазы должны извлечь его из верхней части манифольда.

Это наиболее распространенные виды соединений. В процессе совершенствования стало возможным разделить узлы соединений на четыре группы: эластичные, механические, гибкие шланги, металлические.

#### Эластичные соединения

Соединение этого вида представляет собой короткий патрубок, гибкость которого обеспечивается кольцевыми эластичными прокладками.

Это соединение изготовляют различные компании, однако все эти конструкции основаны на одном и том же принципе (рис. 5.2). Эластичные прокладки очень жесткие при сжатии, но упругие при сдвиге. Осевое удлинение ограничено, однако гибкость при этом сохраняется. Уплотняющая характеристика упругого элемента также имеет первостепенное значение.

#### Характеристики

Соединение имеет различное назначение: транспортировать нефтяной продукт, служить для соединения колонны бурильных труб и т. д. Если правильно рассчитать геометрию упругого уплотнительного узла, то можно обеспечить нормальную эксплуатацию при различных осевых нагрузках и внутреннем давлении. Эти соединения просты в обслуживании. Срок их службы определен продолжительностью эксплуатации эластичного элемента.

#### Механические соединения

К этой категории относят такие механические сочлененные соединения (муфты), как шаровое шарнирное (рис. 5.3) и универсальное, а также различные универсальные соединения, содер-

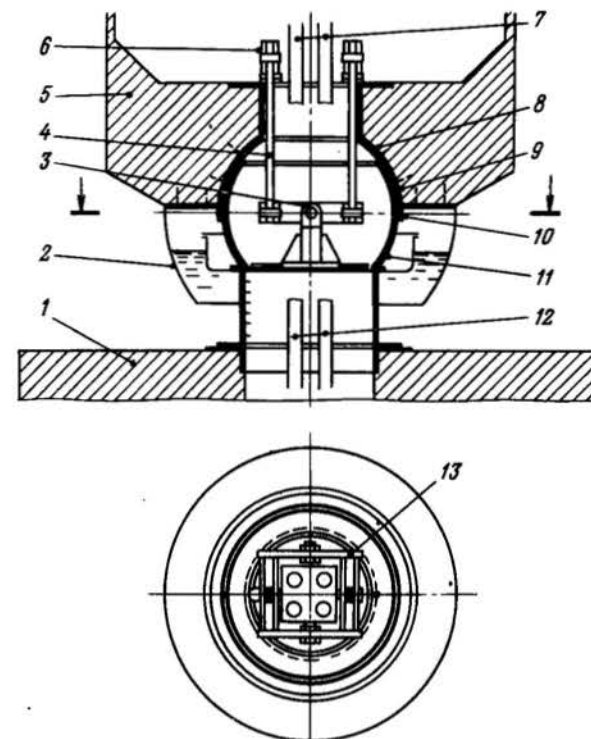


Рис. 5.3. Шаровое шарнирное соединение:

1 — основание; 2 — воздушный растроб; 3 — карданное соединение; 4 — стягивающий шток; 5 — башня; 6 — поперечная балка; 7, 12 — трубопроводы; 8 — внешний корпус; 9 — опорные элементы; 10 — уплотнитель; 11 — внутренний корпус; 13 — сечение по карданному соединению

жащие упругие опорные элементы. Последние основываются на том, что условия соединения остаются прежними, независимо от того, металлический ли это подшипник или упругий.

К универсальным можно отнести соединение Хука и карданное соединение.

#### Характеристики

Механические соединения обладают рядом общих свойств. Основное из них — способность преодолевать очень большие изгибы ( $\pm 30^\circ$ ). Существуют соединения, способные выдержать очень высокие степени сжатия и растяжения. У шарового шарнирного соединения нет сопротивления скручиванию, тогда как универсальное соединение обладает очень высокой степенью указанного сопротивления. Механические соединения, особенно шаровые шарнирные, в основном требуют точности при изготовлении. Такое требование приводит к увеличению стоимости. Например,

для соединения Хука необходимо около восьми подшипников. Чем больше подвижных компонентов и (или) металлических поверхностей, тем выше расходы по обслуживанию. И, наконец, этот вид соединений только передает нагрузку, а не транспортирует продукт, и поэтому требуется обеспечение дополнительно функции трубопровода. Поэтому само по себе механическое соединение не является соединением райзера в прямом определении этого слова.

### **Гибкие соединительные муфты**

Этот вид соединения представляет собой отрезок гибкого шланга, гибкость которого так велика, что ее нельзя достичь при помощи жесткого соединения. Отличие здесь заключается еще в том, что изгибающие моменты распределены по длине шланга. Шланг обычной конструкции сделан из резины со стальным армированием. В основном армирование круглое, чтобы выдержать высокое внутреннее давление, в то же время сохраняя гибкость.

### **Свойства**

Гибкий шланг не может выдерживать вертикальную нагрузку (растягивающее усилие), и поэтому вертикальную нагрузку должно нести соединение конструкции.

Точные размеры соединения определяются условиями нагрузки: объемом перекачиваемого продукта, давлением, отклоняющим усилием (если есть) и т. д. Каким должно быть армирование — решает конструктор. Вне зависимости от функций гибкое соединение обязательно должно быть ремонтноспособным. Шланги можно заменять во время текущего ремонта.

### **Металлические гибкие соединения**

Теоретически соединение этого вида — наипростейшее из всех. Оно состоит из круглой трубы с переменным поперечным сечением. Конструкция такова, что изгиб достигается без уменьшения усталостной выносливости. Общий изгиб распределяется по всей длине соединения.

Точные размеры соединения зависят от определенных условий нагрузки. Слишком длинное соединение при достижении достаточной гибкости может быть дорогостоящим. При определенных обстоятельствах, там, где соединение из стали очень непрактично, более экономичным и менее дорогостоящим будет соединение из титана, усталостная выносливость которого выше.

### **Свойства**

Самый серьезный недостаток этого соединения — ограниченный угол изгиба, который возможен без нарушения усталостной

выносливости. Это ограничивает применение его в глубоких водах. Допускаемая глубина также зависит от других параметров, таких как диаметр, осевая нагрузка и др.

В остальном, гибкое металлическое соединение не имеет недостатков. Оно не состоит из движущихся частей, и уход за ним заключается только в защите от коррозии, а при использовании титана даже и это становится необязательным. Найти трещину в стальном или титановом соединении намного легче, чем в резиновом.

Гладкая внутренняя поверхность и небольшой угол искривления допускают проведение бурильных работ и операций по внутренней очистке труб.

### **Титан**

Введение в производство опробованного оборудования, например райзеров из новых материалов, требует тщательного рассмотрения. В этом разделе мы рассмотрим потенциальные возможности титана. Его свойства влияют на технологическое решение для отдельных частей райзера. Более того, достаточно высокая стоимость титана необязательно приводит к более высоким капитальным вложениям. Для достижения эффективности титан можно производить по технологии изготовления стали. Хотя опыт применения титана в системах райзера ограничен, отметим, что нефтехимическая и другие промышленности успешно использовали его во многих сферах.

### **Использование соединений в шарнирных колоннах**

Маловероятно, что резиновое гибкое соединение может обеспечить нужный угол отклонения при определенных условиях для шарнирных колонн. Поэтому из дальнейшего обсуждения нужно исключить резиновые соединения, хотя сейчас они наиболее широко применяются для колонны вертикальных труб из-за своей надежности и эксплуатационных качеств. В неглубоких водах, где отклонения стояка большие, уместно применение гибкого шлангового соединения. Вероятнее всего, оно будет использоваться в сочетании с механическим соединением, которое будет нести нагрузку конструкции. Другое требование — это наличие такого числа райзеров, которое необходимо для эксплуатации месторождения, не исключая возможности введения дополнительных райзеров. Возникают проблемы, связанные с обслуживанием и работоспособностью этой системы колонн.

Заслуживает внимания и вышеупомянутый титановый райзер. Проектирование такого райзера в расчете на выполнение конкретной задачи представляется более оправданным, чем переделка существующих вариантов райзера. Компании-операторы почти наверняка выдвинули требование о необходимости отдельного канала для движения потока добываемой жидкости как элемента

конструкции. В райзерах для бурения наиболее часто применяются резиновые гибкие соединения. Хотя они используются уже более 17 лет, в сочетании с шарнирными колоннами они, кажется, не нашли настоящего применения.

Ряд решений предложен для соединения райзера с устьем или дном моря. Использование непрерывных гибких линий, соединяющих верх колонны с нижней частью, имеет свои преимущества. Технически это очень просто при незначительной потребности в ремонте. Возможен только полный капитальный ремонт TFL<sup>1</sup> с поверхности. На систему не влияет также наклон колонны. Провести гибкую трубу такой протяженности было бы дорого, возникли бы дополнительные расходы на нержавеющую сталь в основании колонны, чтобы предохранить от коррозии. Если райзер требует обновления каждые два года, то возможны дополнительные расходы.

Комбинированное использование более дешевых жестких райзеров с гибким соединительным шлангом могло бы быть хорошим решением. Тогда замена коротких отрезков гибкого шланга каждые два года обходилась бы значительно дешевле. Ремонт можно было бы проводить при помощи нормобарических водолазных систем (ADS)<sup>2</sup>, используя специально сконструированные соединители для сцепления райзера с гибким отрезком.

Кроме того, можно было бы использовать титановый отрезок в нижней части райзера для соединения его с устьем. Такое решение было бы наиболее практичным для глубоководных участков, где наклон колонны очень незначителен.

#### ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАЙЗЕРЫ

Кроме транспорта продукции, эксплуатационные райзеры могут выполнять функции нагнетания воды, газа, а также систем управления и капитального ремонта. Эксплуатационный райзер должен соответствовать следующим требованиям:

1. Обеспечивать связь между наземным оборудованием и морским дном для добычи нефти, нагнетания газа или воды.
2. Обеспечивать механическую прочность, т. е. оказывать сопротивление натяжению, разрыву и разрушению.
3. Обеспечивать коррозионную устойчивость, как внутреннюю, так и внешнюю.
4. Обеспечивать разъединение и возможность проведения ремонта.
5. Обеспечивать возможность вертикального перемещения и наклона шарнирной колонны.
6. Быть приспособленным для внутренней очистки и капитального ремонта.

<sup>1</sup> TFL — Through Flowline.

<sup>2</sup> ADS — Atmospheric Diving System.

Райзеры можно сконструировать таким образом, чтобы извлекать их или по одому, или вместе. Линии от скважины могут быть собраны в общем райзере или распределены по отдельным райзерам. Конструкция райзера зависит от различных параметров (число скважин, глубина воды, давление, температура и жидкостные характеристики). Поэтому конструкция райзера допускает вариации для нахождения наилучших решений.

#### Сравнение жестких райзеров с гибкими

Преимущества жестких райзеров можно обобщить следующим образом:

- опыт успешного использования;
- возможность использования как для капитального ремонта, так и для направления ходового конца каната;
- отсутствие ограничений по температуре и давлению;
- возможность спуска и подъема с обычным оборудованием буровой установки.

Жесткие райзеры имеют также следующие недостатки: ограниченное отклонение от вертикали; необходимость поддержания колонной; необходимость предварительной нагрузки колонны и подводного коллектора;

большая продолжительность операций по спуску и подъему; большое количество оборудования (мощности) для спуска и подъема;

- существенная сложность;
  - необходимость разъединения под водой;
  - потребность в гибком подводном соединении.
- Преимущества гибких райзеров таковы:
- простота системы;
  - надежность системы;
  - быстрое соединение-разъединение;
  - отсутствие потребности в разъединении под водой;
  - максимальный угол отклонения от судна;
  - возможность соединения с шарнирной колонной; возможность проведения подводных работ и капитального ремонта;
  - минимальная нагрузка коллектора и шарнирной колонны;
  - безопасность спуска и подъема.

Недостатки гибких райзеров:

- ограничения по температуре и давлению;
- отсутствие данных по проведению капитальных ремонтов и канатных работ;
- ограниченное число производителей;
- более дорогостоящие, чем жесткие райзеры.

Райзеры должны извлекаться и устанавливаться по одному или группами. Они должны выдерживать наклон колонны и допускать прохождение скребков и инструментов для капитального ремонта. Они должны обладать достаточной механической



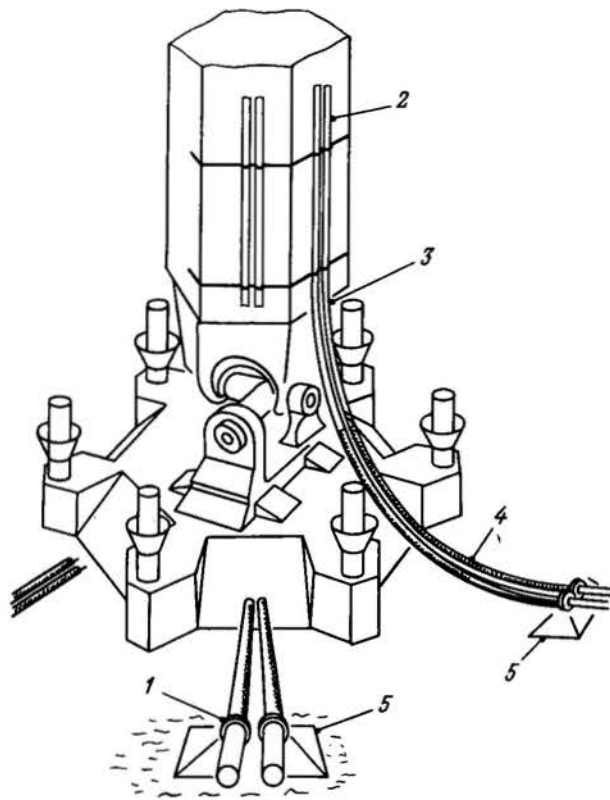


Рис. 5.4. Концепция разработки райзера (решение 1 — гибкий райзер):

1 — гибкое (жесткое) фланцевое соединение с опорой на дне; 2 — гибкие внешние райзеры; 3 — гибкие райзеры (диаметр 102 мм при давлении 35,2 МПа или 152 мм при давлении 21,1 МПа); 4 — гибкие райзеры с оболочкой из нержавеющей стали для защиты от абразивного износа; 5 — система анкерования трубопровода

прочностью для сопротивления натяжению, ударам, разрыву, разрушению и скручиванию. Там, где это возможно, следует избегать помощи водолазов для проведения исследований и капитальных работ.

На рис. 5.4 и 5.5 показаны гибкие шланги различных видов на нижнем конце шарнирной колонны, а на рис. 5.6 представлено техническое решение гибкого соединения из титана.

### Коррозийный контроль райзера

Так как райзер может соприкасаться с морской водой, температура его не поднимается до достаточного значения; повышается только температура внутренних труб. Поэтому стояки могут снабжаться такой же катодной защитой, как и стальное крепление основной колонны.

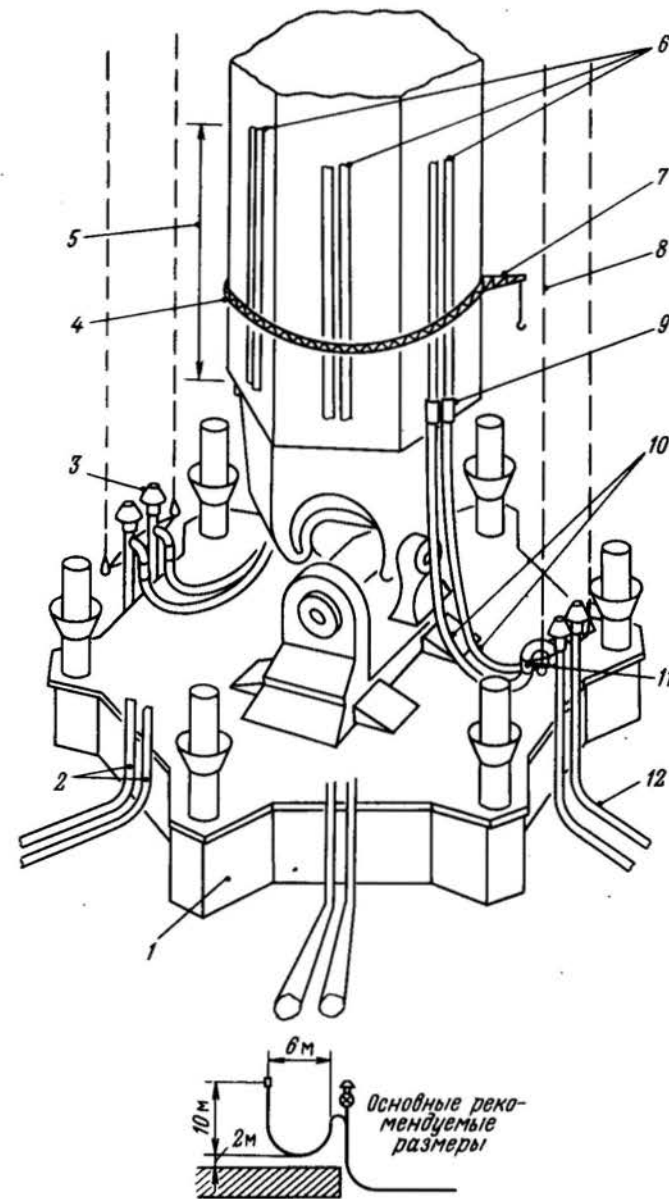


Рис. 5.5. Концепция разработки райзера (решение 2 — жесткий кожух с 12 райзерами диаметром 102 мм при давлении 35,2 МПа или 152 мм при давлении 21,1 МПа):

1 — основание шарнирной колонны со свайным креплением ко дну; 2 — обычный трубопровод; 3 — узел для подключения отдельного манифольда; 4 — пояс для подводных операций; 5 — минимальный зазор под флотационными танками для обеспечения доступа нормобарических водолазных систем; 6 — обычные жесткие райзеры на каждой плоскости колонны для удобного доступа при подводной инспекции (ремонте); 7 — подводная система приспособлений для обеспечения работы нормобарических водолазных систем; 8 — направляющие для ремонтных работ; 9 — специальный коннектор диаметром 102 мм, соединяется с помощью нормобарических водолазных систем; 10 — подвеска соединительных шлангов диаметром 102 мм при давлении 35,2 МПа; 11 — специальный коннектор, соединяется с помощью нормобарических водолазных систем; 12 — жесткий трубопровод

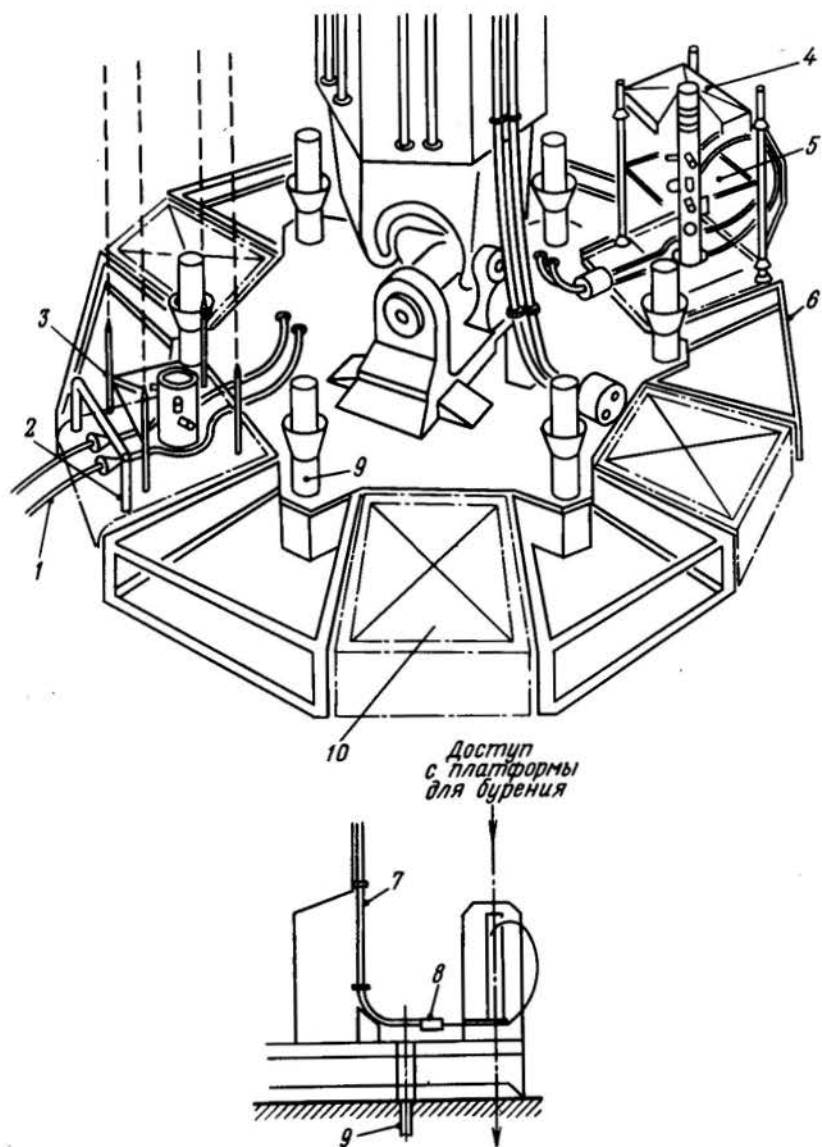


Рис. 5.6. Концепция разработки райзера (решение 3):

1 — подводные трубопроводы; 2 — направляющее основание; 3 — узел соединения трубопровода (подтягиванием); 4 — колак устьевой арматуры; 5 — устьевая арматура с петлями для закачки инструмента; 6 — комбинированный компонент, сочетающий в себе основание для бурения нескольких скважин и основание для закрепления колонны; 7 — узел соединения из титана; 8 — коннектор; 9 — свая; 10 — основание устья скважины

В зоне периодического смачивания толщина стенок должна быть увеличена с целью защиты от коррозии. Ниже уровня воды

оголенный стальной стоек можно предохранить катодной защитой. Эта система катодной защиты может иметь протекторы, систему распределения наложенного тока или комбинацию того и другого. В частности, в большей степени действию коррозии подвергаются направляющие приспособления опорных стоек основной колонны.

### Райзеры транспорта продукции

Райзер транспорта продукции — это самая первая часть основной линии, через которую откачивается нефть. Нефть откачивается или в танкер, или прямо на береговые сооружения по подготовке и отгрузке нефти.

Райзер транспорта продукции служит продолжением нефтепровода, идущего от технического оборудования. Трубопровод райзера начинается от вспомогательных насосов и оборудования по запуску механического скребка для чистки трубопровода, которые расположены выше уровня основной палубы. Райзер направляется под воду к основанию колонны, где соединяется с подводным трубопроводом. Когда райзер транспорта продукции опускается в горизонтальное положение, следует избегать промежуточных остановок, потому что длинные отрезки труб подвергаются при этом действию окружающей среды. Для тех проектов, где длинный прямой отрезок трубы спускается в низ колонны, труба поддерживается в натяжении над уровнем воды. Над и под водой опоры проектируются так, чтобы райзер мог вытянуться по оси вследствие подъема температуры, вызванного горячей нефтью. Ниже точки крепления напряжения возникают только при сгибании горизонтального участка у основания колонны. Тщательно разработанная конструкция может существенно уменьшить изгибающие усилия, вызванные расширением, и гарантировать, что на райзер не будет действовать осевое сжатие, т. е. будет поддерживаться постоянное натяжение, и райзер будет двигаться по оси благодаря изменениям температуры. Опоры вдоль длины позволяют райзеру двигаться по оси и ограничивают боковые движения, вызванные нагрузками от окружающей среды. Опоры должны обеспечивать необходимую несущую поверхность с тем, чтобы райзер не подвергался воздействию локальных перегрузок. Опоры могут представлять собой стальные каркасы, стянутые кольцом и выложенные неопреном. Они прикрепляются к конструкции трубчатыми деталями. Неопреновое покрытие служит нескольким целям.

Райзер, соединенный с подводным трубопроводом, должен либо закрепляться намертво, либо снабжаться соответствующей петлей расширения. Эти требования нужны для того, чтобы райзер не подвергался перегрузкам из-за температурных перепадов, вызванных потоком горячей нефти. Кроме того, изгибаю-

шие усилия в вертикальном участке между верхней частью райзера и морским дном должны тщательно ограничиваться.

Необходимо надежное соединение между трубопроводом и райзером. Для условий Северного моря наиболее предпочтителен метод подводной сварки с применением гипербарической сварочной камеры. Это соединение может иметь единственный стык в том месте, где трубопровод подтягивается к основанию колонны.

### Нагнетание воды (райзер)

Часто на морских месторождениях необходимо поддерживать пластовое давление, замещающая добываемую из пласта жидкость какой-нибудь другой. Это производится в сроки, определенные проектом. Обычно используемой жидкостью для этой цели является вода. Нагнетаемая вода должна быть чистой, без примесей кислорода и твердых частиц, и по химическому составу быть совместимой с пластовой водой. Обычно присутствующая вода не будет соответствовать этим требованиям, за исключением редких случаев, но для этой цели морскую воду можно обработать.

Процесс обработки воды обычно состоит в следующем:

- деаэрация при помощи абсорбции воздуха или вакуума;
- добавка бескислородного компонента;
- фильтрация;
- добавка бактерицида и ингибитора коррозии;
- нагнетание воды в скважину.

Давление на выкиде будет разнообразным, в зависимости от диаметра линии, пластового давления, показателя приемистости скважины и объема нагнетания (допуская, что плотность воды не изменяется). Для скважины глубиной 3000 м давление на выкиде может составлять 34 МПа.

### Нагнетание газа (райзер)

Нагнетание газа можно использовать с той же самой целью, что и нагнетание воды или применять его для рециркуляции.

Обычно нагнетается только добытый газ, поэтому весь добытый объем не замещается. Обычно процесс состоит из последовательных стадий сжатия газа в сочетании с охлаждением и удалением жидкости. Так как плотность газа небольшая, напор в насосно-компрессорных трубах не учитывается, и давления нагнетания, как правило, или на уровне, или выше пластового. Серьезная проблема для райзеров с высоким давлением газа возникла бы в случае неполадок на линии нагнетания.

## ГРАВИТАЦИОННАЯ ГЛУБОКОВОДНАЯ БАШНЯ

Глубоководная гравитационная башня является надежной и экономичной опорной конструкцией глубоководного бурения и добычи.

Конструкция обладает естественной устойчивостью. На ней нет никаких выступов или якорных канатов, что представляло бы угрозу для судоходства. Бетонное плавучее сооружение предохраняет колонну обсадных труб и райзеры от волн и течения и является устойчивым при ударных нагрузках, например от корабля. Конструкция спроектирована таким образом, что в аварийных случаях сохраняется ее устойчивость в условиях шторма при заводнении любого одного или двух отсеков, расположенных недалеко от поверхности. Особое внимание уделено случаям возникновения пожара, взрыва, выброса и утечки газа. На уровне палубы характеристики движения таковы, что во время бурения и добычи конструкции можно сравнить с обычной стационарной платформой, только работающей в наиболее суровых условиях. В течение 98 % времени изменение вертикальных размеров составляет менее  $\pm 0,6$  м. Колонна обеспечивает опору для обсадных труб и райзеров между неподвижным основанием и скважинами, законченными бурением.

Общий вид башни «CG Дорис» представлен на рис. 5.7.

Предполагается, что проект этой башни — одно из наименее дорогостоящих решений для глубоководной платформы. Экономическая выгода видна из сравнения затрат с затратами на создание стационарной платформы.

Конструкция спроектирована так, что ее можно монтировать и устанавливать при помощи современных методов и оборудования. Бетонное основание можно сделать отдельно. Стальной корпус можно выполнить намного дешевле, чем конструкцию обычного типа.

Используется обычное поверхностное оборудование заканчивания скважин бурением без систем натяжения, поэтому ожидается, что затраты на бурение и эксплуатацию будут низкими. Бетон — прекрасный материал, не корродирующий в морской воде; устойчив к ударным нагрузкам в зоне периодического смачивания. Использование бетона сведет расходы по обслуживанию до минимума.

### Основные характеристики

Палуба и верхние строения имеют общую массу примерно от 10 000 до 30 000 т. Это говорит о высокой грузоподъемности конструкции. Модули бурового и эксплуатационного обслуживания поддерживаются стальными балками на бетонных плавучих конструкциях. Заканчивание скважин происходит на поверхности в нижней палубе.

Бетонная плавучая конструкция обеспечивает остойчивость всей конструкции и служит предохранением для стояков и кондук-



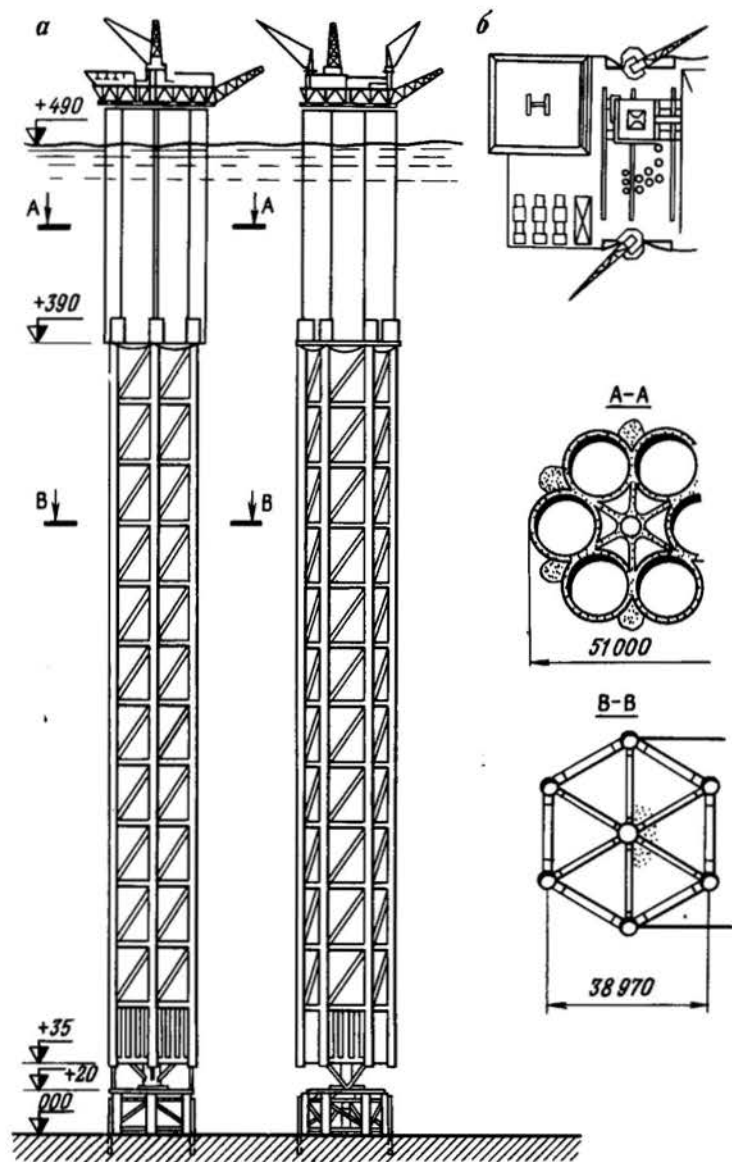


Рис. 5.7. Глубоководная гравитационная башня «CG Doris» (а) и план ее палубы (б)

торов. Бетон как материал идеально подходит для оказания сопротивления гидростатическим силам сжатия и ударным нагрузкам от корабля, не портясь в сложных морских условиях.

Стальной опорный блок выполняет функцию жесткой связи между нижней опорой и плавучим элементом и балласт-

ной камерой, а также поддерживает кондуктор и направляющие райзеры. Указанный блок состоит из шести вертикальных стоек, связанных вместе в жесткий трубчатый каркас, оснащенный всем необходимым для обеспечения эксплуатационного периода.

Балластная камера содержит балласт из песка, который противодействует плавучести верхней конструкции. При помощи балластировки поддерживается постоянная сила сжатия, направленная вниз.

Вращение между башней и основанием создается при помощи полусферического шарнирного соединения, отделенного резиновым подшипником. Шарнирное соединение несет горизонтальные и вертикальные нагрузки башни, в то время как широкая рама предотвращает вращение колонны вокруг вертикальной оси.

Донная плита обеспечивает устойчивую основу для башни. Это трубчатая стальная конструкция, закрепленная сваями на морском дне, ее можно монтировать до установки башни. Она выполняет функцию опорной рамы до начала проведения буровых работ.

#### ГЛУБОКОВОДНЫЕ ШАРНИРНЫЕ КОЛОННЫ

Шарнирные колонны подходят для малых морских месторождений в водах континентального шельфа глубиной 80—2000 м.

Рассмотрим использование следующих систем:

- с применением одиночных плавучих шарнирных колонн, несущих возможные нагрузки в широком диапазоне;

- с применением колонны, спаренной с плавучей эксплуатационной системой (здесь колонна используется как опора для причала и райзера);

- с устройствами разгрузки колонн и подводного нефтехранилища.

#### Применение одиночных шарнирных колонн

Одиночные шарнирные колонны имеют широкую область применения.

Для глубин 250 м тщательно продуманным проектом была колонна «Аколпрод» при добыче 1600 м<sup>3</sup>/сут, бурении и хранении 1000 м<sup>3</sup> нефти. При этом грузоподъемность должна составлять 17 000 т. Для этого диапазона нагрузок возможна добыча 2,4—8 тыс. м<sup>3</sup> нефти. При нижних параметрах указанных нагрузок разработаны проекты платформ по интенсификации разработки и промежуточных перекачивающих станций. С этих облегченных конструкций можно тоже добывать нефть или газ из линзообразных элементов коллектора вблизи существующих основных платформ (рис. 5.8).

Для того чтобы оценить технические и экономические преимущества шарнирных колонн, необходимо располагать определенными основными эксплуатационными данными колонн.

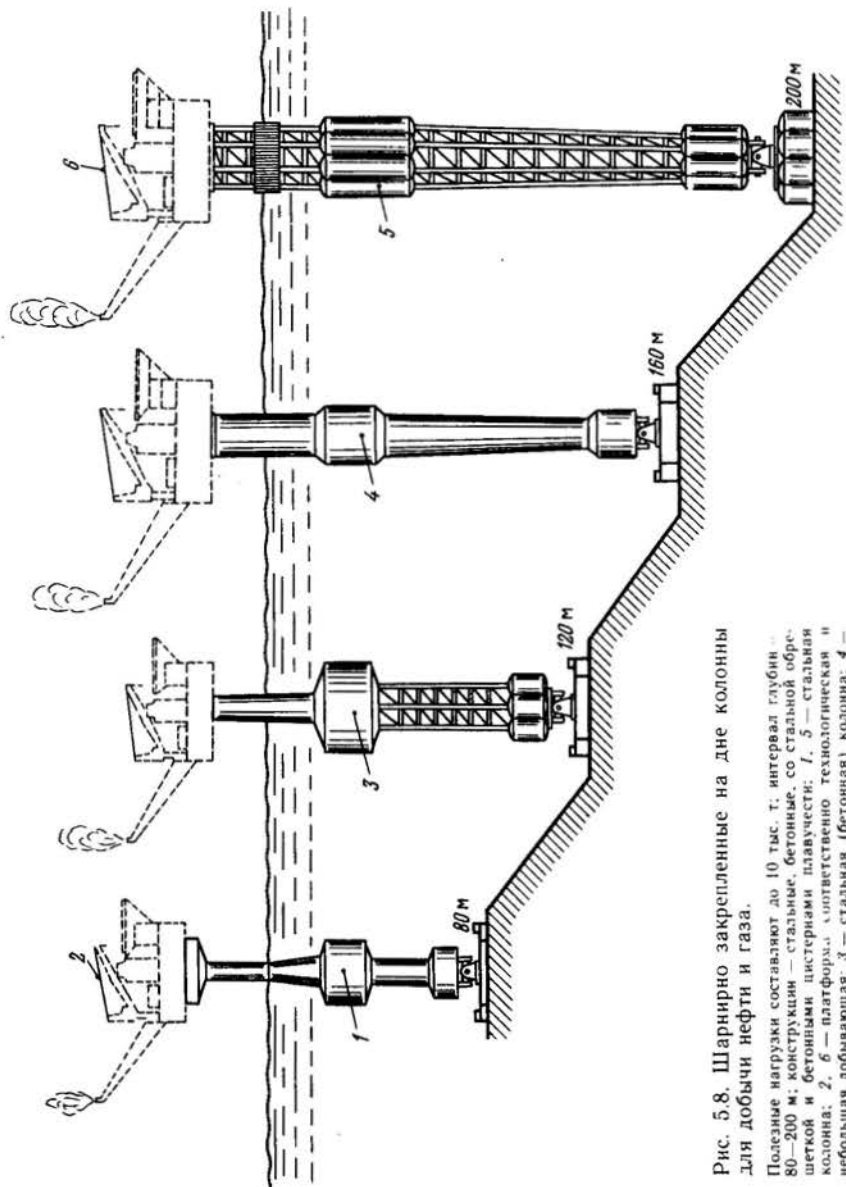


Рис. 5.8. Шарнирно закрепленные на дне колонны для добычи нефти и газа.  
Полезные нагрузки составляют до 10 тыс. т. интервал глубин: 80—200 м; конструкции — стальные, бетонные, со стальной обрешеткой и бетонными платформами плавучести; 1, 3 — стальная колонна; 2, 6 — платформа, соответствующе технологической и небольшой добывающей; 3 — стальная (бетонная) колонна; 4 — бетонная колонна

Для стальных и бетонных конструкций были разработаны методы оптимизации проектов колонн. Эти методы направлены на то, чтобы довести до минимума величину отклонения палубы, уменьшить переменные поперечные составляющие силы, действующие на соединение, и массу конструкции. Были разработаны методические основы и определены эксплуатационные характеристики. Эти данные позволили сделать вывод о стабильности шарнирных колонн в определенных областях применения.

Теоретически колонны могут выдержать любые нагрузки на различных глубинах. Однако определенные ограничения для колонн, снабженных эксплуатационным оборудованием, на практике зависят от морских глубин и окружающей среды.

### Применение колонн, соединенных с плавучей добывающей установкой

Применение колонн ограничивается тогда, когда по уровню добычи требуется более высокая нагрузка на колонну для данной глубины моря. В этом случае колонна соединяется по морскому дну с плавучей добывающей установкой, которая может служить причалом для полупогружной установки или нефтеналивного судна, а также опорой райзера (см. рис. 5.1).

Выбор плавучей добывающей установки зависит от нагрузки, требований к хранению нефти, потенциальной добычи нефти и стоимости. Грузоподъемность колонны в этой системе будет зависеть от глубины моря, внешних условий и экономики.

Колонну с ограниченной нагрузкой можно использовать как опору для резервных райзеров и манифольдной системы. Колонну с большой грузоподъемностью можно использовать для поддержки натяжных райзеров с верхним расположением устья скважины.

### СООРУЖЕНИЯ БАШЕННОГО ТИПА С ОТТЯЖКАМИ

Существуют сооружения башенного типа различных видов с оттяжками, которые можно использовать для разных целей. Одной из таких систем, представляющих значительный интерес, является башня фирмы «Еххоп» с оттяжками.

#### Башня фирмы «Еххоп» с оттяжками для мелководья

Эта башня стоит на морском дне без свай. Оттяжки удерживают сооружение на месте (рис. 5.9).

Разработанная фирмой «Еххоп» для условий Северного моря башня высотой 460 м снабжена четырьмя стойками, отстоящими друг от друга на 30 м. Диаметры стоек варьируются от 1,5 до 2,4 м. Эта башня будет поддерживать 24 скважины

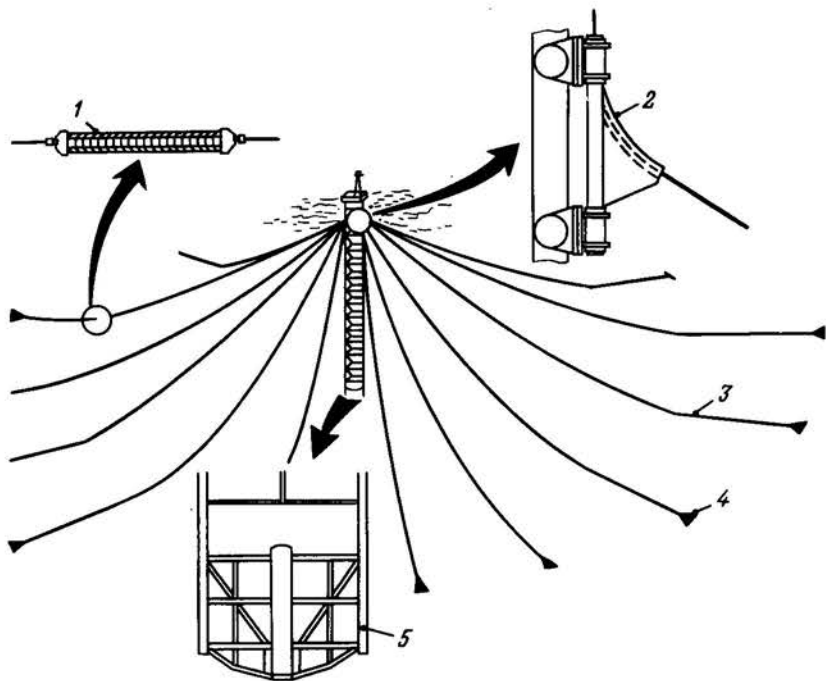


Рис. 5.9. Башня с оттяжками фирмы «Еххоп»:

1 — бетонный якорь массой 140 т; 2 — поворотная планка; 3 — оттяжка диаметром 89 мм; 4 — якорь массой 13,5 т; 5 — основание башни

при помощи направляющих приспособлений на башне и муфт у основания башни.

Башня отклоняется на 1 или 2° при прохождении пласта большой толщины, поэтому кондуктор должен быть гибкий у основания башни. Изгибающие усилия линии глинистого раствора под максимальным углом наклона 2° считаются допустимыми. Срок износа гибких направляющих колонн составляет 40 лет.

Палуба башни предназначена для опоры интегральной буровой и добывающей установки. Размеры палубы 46 м × 46 м, эксплуатационная площадь 4200 м<sup>2</sup>. Для определенных целей можно спроектировать башни и палубы других размеров.

### Вертикальная опора

Основание башни состоит из упрочненного корпуса ферменного типа, который называется емкостной сваем. После того, как башня поставлена в вертикальное положение, емкостная свая удерживается на дне океана в плавучем состоянии до достижения необходимой допустимой нагрузки.

Нисходящая сила обеспечивается промывочной жидкостью, закачиваемой в емкостную свая. Как только установлена нагрузка

на палубу и основание башни опущено на нужную глубину, промывочную жидкость откачивают из емкостной сваи.

Модели емкостной сваи диаметром от 0,3 до 1,8 м опробованы на мягкой глине и нефтеносном песке. Расчетная величина заглубления сваи хорошо совпадает с экспериментальными данными. Модели раскачивали взад и вперед подобно башням, качающимся на волнах. Результаты испытаний показывали, что раскачивание не приводит к опусканию емкостной сваи ниже рассчитанной глубины проходки, если начальная нагрузка промывочной жидкостью будет достаточной.

Конструкция емкостной сваи для определенных целей будет зависеть от местных условий почвы и окружающей среды, а также от палубных нагрузок.

### Горизонтальная опора

Башню высотой 460 м в условиях Северного моря поддерживают 20 канатов диаметром 89 мм, расположенных симметрично.

Вокруг конструкции на палубе башни канаты укреплены парой клиновидных зажимов. Два зажима, размещенные один за другим, и гидравлическая система лебедок регулируют натяжение каждого каната. Оттяжки ведут вниз от палубы к направляющим воронкам примерно на 15 м ниже среднего уровня воды. Таким образом, направляющие воронки находятся ниже килей судов, которые проходят мимо.

Силы воздействия окружающей среды практически параллельны усилиям в заякоривающей системе. В результате неполной параллельности этих сил возникает небольшой момент вращения, воспринимаемый основанием сооружения.

Роульсы фрикционного типа имеют стальную канавку для изменения направления движения кабеля. Они свободно поворачиваются в горизонтальной плоскости и сходны с роульсами роликового типа, используемыми на полупогружных буровых установках. Из роульсов кабель направляется вниз под углом наклона приблизительно 60° от вертикали к бетонному якорю на дне моря. Последний состоит из нескольких элементов цепи большого диаметра, соединенных с заякоривающей системой распределенных плит. Якори изготавливают из чугуна или бетона.

Конструкции якорей позволяют поднимать их со дна только в экстремальных штормовых условиях. При подъеме натяжение заякоривающей системы ослабевает и позволяет башне совершать значительные отклонения при больших волнах. Кроме того, для этого требуются меньшие усилия. От якорей каждая натяжная линия прикрепляется либо к анкерной свае, либо к обычному плавучему якорю. Анкеровка с помощью плавучего якоря предпочтительна в условиях шторма. Ее передвижение более равномерно, что снижает вероятность порыва кабеля. Если якорное закрепление при данных условиях грунта не обеспечивает необходи-



мое удерживающее усилие, то можно использовать анкерные сваи.

Кабель должен обеспечивать высокую надежность по усталостной характеристике. Если вследствие какой-либо причины натяжная линия порвалась, то опасность для опорной конструкции не возникнет. Это объясняется тем, что при проектировании заложена большая надежность системы в целом.

Испытания показали, что усталостные характеристики зажимов и линии натяжения вполне удовлетворительны.

### **Упругая сила волны**

Система заякоривания позволяет башне колебаться вместе с волнами. В результате усилие, передаваемое на систему заякоривания, значительно меньше, чем в случае жесткой конструкции. Относительная скорость перемещения частиц волны и сооружения меньше абсолютной скорости перемещения частицы волны.

## **Глава 6**

### **ПОДВОДНЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ**

#### **ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ПОДВОДНЫМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ СИСТЕМАМ**

Подводную технологию можно использовать на любых морских месторождениях независимо от глубины моря. Принимая решение о применении подводной технологии вместо других, более традиционных методов разработки месторождения, следует обратить внимание на следующие вопросы:

1. Цель применения подводной технологии вместо традиционных методов разработки месторождения.
2. Осуществимость проекта.
3. Надежность в плане обеспечения непрерывности добычи.
4. Обслуживание — стоимость поддержания нефтегазодобывающей системы в нормальном рабочем состоянии и возможность проведения ремонтных работ при появлении неисправности.
5. Безопасность — защита людей, запасов углеводородов и окружающей среды.
6. Экономические аспекты.

План разработки морского месторождения с помощью подводной технологии следует принимать после изучения всех вышеперечисленных аспектов. План должен обеспечивать окупаемость затрат на его реализацию. Применение подводной технологии, как и применение традиционных методов разработки морских месторождений, будет зависеть от глубины моря, размеров месторождения и индивидуального плана его разработки.

### **Возможность применения подводной технологии**

Подводная технология в следующем десятилетии будет занимать промежуточное место между традиционными и новыми методами разработки морских месторождений. Новые методы могут включать использование элементов, опробованных в промышленных условиях, однако эти элементы составляют меньшинство по сравнению с неопробованными.

Введение подводной технологии в новые проекты следует осуществлять поэтапно, с тем чтобы не нарушить их техническую надежность и экономическую рентабельность. При разработке новых проектов путем экстраполяции старого опыта не следует одновременно вводить несколько этапов новой технологии. Если для разработки конкретного месторождения требуется применение нескольких этапов подводной технологии, то следует разделить проект разработки на несколько отдельных ступеней. Каждая ступень может включать умеренную экстраполяцию существующей технологии. При проектировании подводных систем следует рассмотреть возможность применения модульного принципа, предполагающего деление системы на компоненты, каждый из которых можно изготавливать и эксплуатировать независимо от других.

Для создания оптимальной эксплуатационной системы, характеризующейся равновесием между надводными и подводными компонентами, необходимо располагать большим выбором надежных компонентов. Это позволяет осуществлять поэтапный подход при разработке и испытании подводных систем в рамках традиционной программы, а также вводить элементы новой технологии с минимальным риском и максимальной безопасностью и надежностью.

### **Надежность подводной технологии**

Проблема обеспечения надежности — одна из важнейших при применении подводной технологии, поскольку инспекция подводного оборудования затруднена, а его обслуживание и (или) замена требует больших затрат. Кроме того, отказ подводного оборудования непосредственно влияет на состояние окружающей среды. И наконец, подводное оборудование должно обеспечивать непрерывность добычи и окупаемость капитальных вложений.

Чтобы свести к минимуму подводные операции, важно обеспечить извлекаемость компонентов подводного оборудования для инспекции, ремонта или замены. В этой связи необходимо заложить в подводные системы принцип частичного дублирования, который служил бы гарантией непрерывности добычи. Поэтому модульные системы должны проектироваться с включением стандартных компонентов, проходить надлежащие испытания и изготавливаться со строгим контролем качества (рис. 6.1 и 6.2).

## Обслуживание подводного оборудования

Как говорилось выше, проблема обслуживания подводного оборудования тесно связана с обеспечением его надежности. Обслуживание подводных и любых других систем основывается на одних и тех же принципах. Использование модульных систем предполагает применение опробованных компонентов, что позволяет извлекать их и заменять новыми. Однако в любой системе имеются уникальные, предназначенные только для данного месторождения компоненты. Они не извлекаются и служат в течение всего периода разработки месторождения. Другие части системы могут оказаться неисправными и потребовать ремонта или замены. Здесь, в принципе, возможны два подхода. Первый подход — обеспечение высокой надежности этих компонентов подводной системы. Второй подход заключается в проектировании системы таким образом, чтобы в случае отказа одних компонентов их функции могли взять на себя другие компоненты. Необходимо также расширить доступ к подводному оборудованию водолазов и манипуляторов для проведения обслуживания и ремонта. Характер обслуживания подводных систем, наряду с результатами анализа их рентабельности, должен учитываться при решении вопроса о применении подводной технологии.

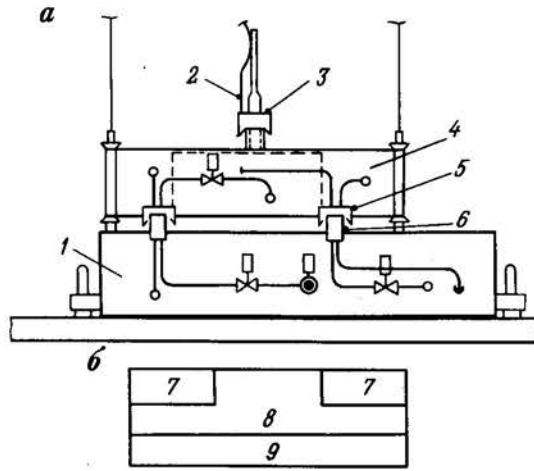


Рис. 6.1. Модульные системы:

*a* — вертикальное соединение модулей; *b* — взаимное расположение модулей: 1 — нижний модуль; 2 — многоканальный кабель; 3 — спусковой инструмент; 4 — верхний модуль; 5 — коннектор; 6 — мандрель; 7, 8, 9 — модули соответственно с высокой, средней и низкой потребностями в обслуживании

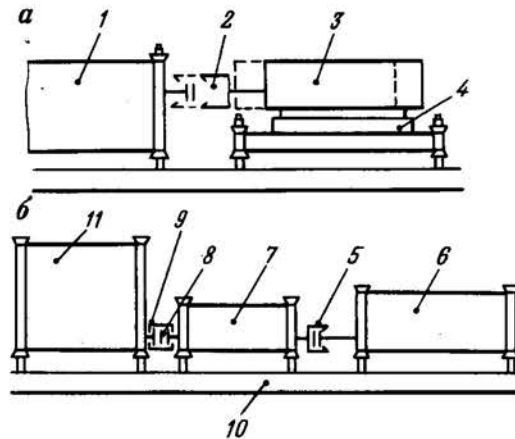


Рис. 6.2. Модуль системы:

*a* — скользящий модуль; *b* — горизонтальное соединение модулей: 1 — стационарный модуль; 2, 5 — коннектор; 3 — скользящий модуль; 4 — направляющее основание; 6 — модуль 3; 7 — модуль 2; 8 — уплотнительная пластина; 9 — зажим; 10 — опорная плита; 11 — модуль 1

Одним словом, для обеспечения надежности подводных систем следует сочетать творческую изобретательность с осторожным применением новых идей. Девизом должна быть простота, а целью — надежность, а не техническая эlegantность решений.

## Безопасность

В основу создания проектов разработки морских месторождений с применением подводной технологии положены те же принципы безопасности, которые используются применительно к надводным системам. Главное — защита людей, скважин, углеводородных залежей, окружающей среды и нефтегазопромысловых сооружений.

Подводные работы всегда связаны с риском. В частности, водолазные операции во многом зависят от надежности сложных обеспечивающих систем, а все подводные системы, по сравнению с надводными, характеризуются отдаленным расположением и трудностью обслуживания.

В связи с вышеуказанным, особое внимание должно уделяться качеству проектирования подводных систем, с тем чтобы обеспечить их надежность и безопасность эксплуатации в течении всего периода разработки месторождения. Кроме того, при изготовлении подводного оборудования следует применять только высококачественные материалы. Особое внимание нужно обратить на материалы, способные противостоять коррозии и другим воздействиям окружающей среды. Высокое качество материалов должно дополняться высоким техническим уровнем работ на этапе изготовления оборудования.

Применяемая подводная технология должна обеспечивать контроль пластовых параметров, темпов отбора нефти и возмож-

ность проведения пластовых исследований. Исследования продуктивного горизонта необходимы для достижения полного истощения пласта. Соображения безопасности, защиты окружающей среды и оптимального контроля пластовых параметров могут вступать в противоречие с принципом простоты конструктивных решений. Проект подводной системы должен обеспечивать надежность оборудования наряду с простотой и эффективностью его обслуживания. Создание оптимального варианта предполагает наилучшее сочетание подводных и надводных компонентов нефтегазодобывающей системы.

## ОБЗОР ПРОЕКТОВ ПОДВОДНОЙ ДОБЫЧИ

### Проект «Закум»

Осуществление проекта подводной добычи «Закум» началось в августе 1969 г., когда была забурена скважина, и продолжалось до апреля 1972 г., когда подводная система была законсервирована и нефть из скважины с подводной устьевой арматурой начала поступать непосредственно на близлежащую платформу. За этот период были опробованы подводное эксплуатационное оборудование различных видов и разные подводные операции (рис. 6.3). Осуществление проекта имело целью:

1. Обеспечить добычу нефти с помощью подводных методов.
2. Накопить опыт применения подводного оборудования и подводных методов нефтедобычи для дальнейшего их использования при разработке морских месторождений.

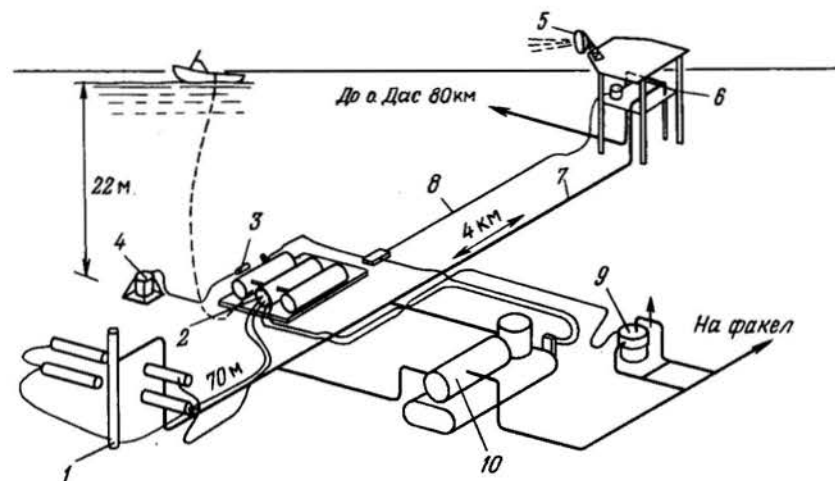


Рис. 6.3. Схема подводной нефтедобычи по проекту «Закум»:

1 — подводная скважина с двумя устройствами для приведения в действие клапанов и блоками питания; 2 — основной блок питания; 3 — трансформаторы; 4 — генератор радиосигналов; 5 — радиосвязь; 6, 9 — трубопровод; 8 — кабель; 10 — сепаратор

Период времени	Основные работы
Август—октябрь 1969 г.	Бурение и заканчивание подводной скважины
Январь—март 1970 г.	Первая серия канатных работ
Ноябрь 1969 г.—август 1970 г.	Изготовление и установка основного оборудования
Август—декабрь 1970 г.	Ввод в эксплуатацию
Декабрь 1970 г.—декабрь 1971 г.	Эксплуатация и оценка эффективности
Январь—февраль 1971 г.	Вторая серия канатных работ
Март—апрель 1972 г.	Консервация подводной системы

В рамках проекта были опробованы такие виды оборудования и такие операции, которые охватывают практически все аспекты подводной нефтедобычи. Помимо основного эксплуатационного оборудования (устьевая арматура, клапаны, выкидные линии и т. п.), в программу исследований входил целый ряд вспомогательных систем (сепараторы, источники электроэнергии, контрольно-измерительные приборы, водолазные системы и т. п.) и операций.

Полный перечень оборудования и операций включал:

- устьевое оборудование;
- сепараторы нефти и газа;
- системы сброса газа;
- устройства для регулирования работы клапанов;
- контрольно-измерительные приборы и системы связи;
- источники электроэнергии и системы ее распределения;
- трубопроводы и манифольды;
- канатные работы;
- водолазные работы;
- вспомогательное судно.

Условия эксплуатации подводной системы «Закум» были достаточно благоприятными. Глубина воды не превышала 20 м, что позволило выполнять операции по установке и обслуживанию оборудования с привлечением водолазов. Кроме того, основная береговая база находилась недалеко от центра проводившихся работ (остров Дас), что также облегчало условия эксплуатации. Тем не менее благодаря проекту «Закум» был накоплен значительный опыт проведения подводных операций, который оказался полезным при больших глубинах и в более суровых условиях.

В период с августа 1969 г. по апрель 1972 г. работы распределялись следующим образом (табл. 6.1).

### Пластовые параметры

Исследования пластовых параметров, проведенные в рамках проекта «Закум», позволили сделать следующие выводы. Глубина залегания продуктивного горизонта и его характеристики влияют на способ разработки. Например, при неглубоком залегании



пласта может потребоваться бурение с платформы нескольких наклонно направленных скважин с большим углом отклонения от вертикали. В этом случае более дешевой может оказаться разработка месторождения с помощью подводной технологии.

Подводные методы можно также применять при разработке изолированных участков с несколькими скважинами, поскольку строительство платформ для небольшого числа скважин нерентабельно.

Эксплуатация подводной скважины на небольшой глубине не представляла особых трудностей, если не считать затрудненности доступа при ее обслуживании. Одним словом, нет причин, по которым нельзя было бы эксплуатировать подводные скважины на большой глубине. Необходимо только внести соответствующие изменения в подводные системы и операции с поправкой на глубину.

При реализации проекта «Закум» пришли к выводу, что капитальные вложения в разработку нефтяного месторождения с помощью подводных методов (включая отдельные скважины) меньше, чем при использовании отдельно стоящих конструкций даже в неглубоких водах. По мере увеличения глубины преимущества подводного заканчивания возрастают. Однако эксплуатационные расходы увеличиваются. Кроме того, для обеспечения запланированной нефтеотдачи может потребоваться бурение дополнительных скважин. Сократить эксплуатационные расходы можно за счет максимального упрощения подводной технологии. Такие операции, как регулирование потока, сепарация и другие, должны по возможности переноситься на центральную платформу. Отдельно расположенные подводные скважины могут иметь в некоторых случаях только автоматическое безаварийное предохранительное устройство для открытия и закрытия скважины.

### Подводное устье

Применение подводного устья при реализации проекта «Закум» не вызвало никаких проблем. В течение всего периода эксплуатации добыча была стабильной. Устьевая арматура была заключена в кожух, который обеспечивал защиту устья и облегчал проведение канатных работ.

Опыт эксплуатации показал, что можно разработать надежную систему добычи из подводной скважины на глубинах, доступных для водолазов (до 150 м).

Применение подводного устья позволило сократить капитальные вложения, которые были бы значительно больше при использовании стационарной платформы. С увеличением глубины экономия будет еще значительнее.

Относительно эксплуатационных расходов можно сказать, что простая подводная эксплуатационная система экономически выгодна в неглубоких водах (30 м).

### Сепараторы нефти и газа

Применительно к сепарации проект «Закум» ставил целью определить возможность отделения газа в подводных условиях и дать оценку различным методам проведения сепарации. При создании подводной сепарационной системы озабоченность вызывает в основном следующее:

1. Процесс сепарации как таковой (он немногим отличается от обычного и поэтому не вызывает серьезных проблем).

2. Система управления и оборудование, обеспечивающее ее работу, например энергоисточники (от них зависит работа сепаратора).

3. Установка сепаратора на морском дне и подсоединение его к нефтедобывающей системе (должна предусматриваться возможностью подъема сепаратора при необходимости проведения серьезного ремонта или по окончании срока эксплуатации).

4. Мелкие операции по обслуживанию и ремонту системы (в основном, ее контрольно-управляющей части).

Чтобы определить эффективность возможно большего числа подходов и вариантов, были рассмотрены две концепции подводной сепарации.

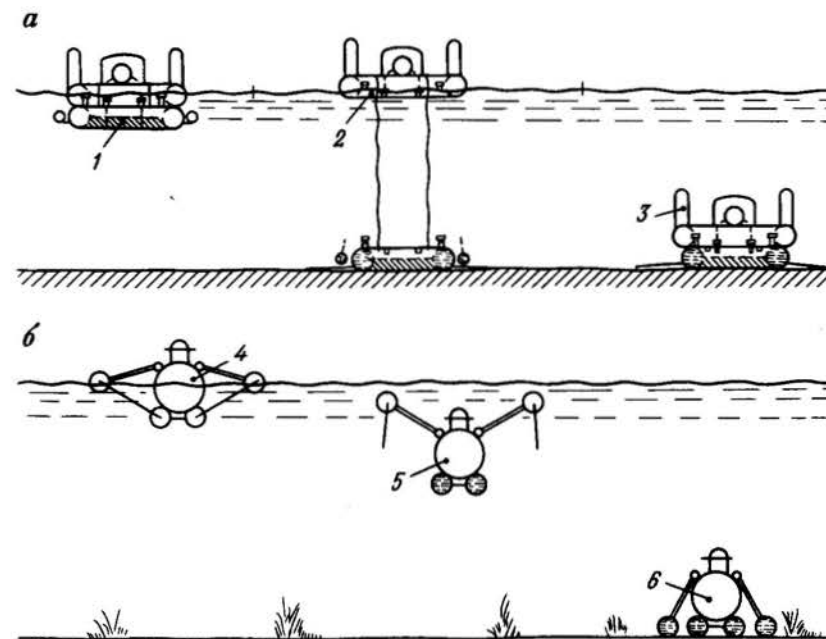


Рис. 6.4. Сепаратор нефти и газа:

*a* — этапы установки системы А; *b* — то же системы Б: 1 — якорная и сепарационная секции соединены в один блок и готовы к буксировке на точку; 2 — установка системы на морском дне; 3 — система находится в рабочем положении; 4 — система в плавучем состоянии; 5 — погружение системы; 6 — система в рабочем положении

*Система А* (рис. 6.4,а) представляет собой установку, состоящую из двух компонентов. Тяжелая якорная секция обеспечивает необходимую устойчивость всей системы на морском дне и подсоединение линий для отсепарированных нефти и газа. Отдельная секция с флотационной системой включает сепарационную емкость и контрольно-управляющее оборудование.

Для установки системы на морском дне якорную секцию закрепляют под сепарационной секцией и буксируют на точку, где эту секцию отсоединяют и спускают на морское дно с помощью четырех лебедок, установленных на сепарационной секции. Затем балластная цистерна якорной секции полностью заполняется водой. Балластная цистерна сепарационной секции заполняется водой так, чтобы после этого секция сохраняла лишь небольшую плавучесть. С помощью лебедок эту секцию спускают вниз и соединяют с якорной секцией. Затем все балластные системы полностью заполняют водой и подсоединяют линии нефти и газа. Установка готова к эксплуатации. Извлечение сепарационной секции осуществляется в обратном порядке.

Система управления (регуляторы подачи жидкости, распределительные клапаны и предохранительная система) помещается в колоколообразный кожух, который заполняется морской водой. Мелкий ремонт и обслуживание осуществляют в колоколе водолазы. Для проведения некоторых операций морская вода вытесняется из колокола сжатым воздухом, и работы выполнялись в «сухих» условиях.

Работа описанной системы во многом зависела от проведения водолазных работ. Одна из задач проекта как раз и заключалась в определении эффективности обслуживания системы управления и приборов с помощью работающих на точке водолазов. Поэтому данная система была признана пригодной к установке только на средней глубине (150 м). Ее обслуживание и эксплуатация на глубине, превышающей 50 м, были признаны дорогостоящими. Однако несмотря на эти ограничения, приобретенный опыт оказался полезным для дальнейшего развития подводной технологии.

*Система Б* (рис. 6.4,б) представляет собой цельную конструкцию. Сепарационная емкость монтируется на полом основания, которое обеспечивает плавучесть при буксировке. Такая конструкция отличается неустойчивостью, поэтому имеет два поплавка, которые закреплены на стрелах, шарнирно соединенных с сепарационной емкостью. Для обеспечения необходимой устойчивости установки положение поплавков регулируется следующим образом:

1. Когда установка находится на поверхности воды, поплавки занимают горизонтальное положение.
2. При нулевой плавучести или полном погружении установки поплавки поднимаются вверх над сепаратором.
3. При полной балластировке установки, когда она стоит на морском дне, поплавки находятся в крайнем нижнем положении и полностью заполнены водой.

Установка системы на точке достигается путем погружения за счет регулирования плавучести и положения поплавков. Подъем осуществляется с помощью тех же операций, проводимых в обратной последовательности.

Система управления (силовая установка, распределительные и предохранительные клапаны) размещается в передвижной капсуле, что облегчает ее подъем для ремонта и обслуживания. Для обеспечения надежности операций по подъему и спуску капсулы особое внимание уделялось проектированию соединительного узла, с помощью которого капсула присоединяется и отсоединяется от системы Б.

В перспективе можно разработать глубоководную технологию, по которой установку и подъем системы можно осуществлять с помощью дистанционного управления. Однако в рамках проекта «Закум» водолазам отводилась решающая роль в эксплуатации сепарационной системы и проводившихся наблюдениях.

### Сравнение двух сепарационных систем

При реализации проекта «Закум» сравнивались два способа установки и подъема сепарационной системы, а также два варианта обслуживания системы управления.

Кроме того, объектом изучения стала сама система управления, как наиболее вероятный источник проблем в процессе эксплуатации.

Системы А и Б проектировали и изготавливали разные подрядчики в соответствии с предложенными концепциями. Общим фирмам-изготовителям было разрешено в рамках этих концепций использовать свои идеи, которые могли оказаться полезными при проведении подводных операций. Таким образом, фирмам была предоставлена большая самостоятельность.

Опыт применения системы А показал, что она легко устанавливается и поднимается на поверхность, хотя двухкомпонентная конструкция создает дополнительные сложности. При хорошем управлении и контроле сепарационная емкость работала удовлетворительно, однако система управления оказалась неудачной. Выявленные недостатки можно охарактеризовать следующим образом:

1. Система пневматического управления не исключала утечек нефти и была подвержена коррозии из-за применения природного газа.
2. Система регулирования уровня имела только регулятор включения—выключения и была подвержена внешней электрической интерференции; в то же время она сама служила источником такой интерференции, разрушая другие электрические системы.
3. Электрическая система, с помощью которой осуществлялся контроль за работой оборудования и приведение в действие механизмов планового и аварийного отключения, оказалась ненадежной из-за низкого качества подводных электрических разъемов.

Еще одна проблема возникла в связи с затрудненностью подводного обслуживания системы. Хотя отдельные ее секции можно было поднимать на поверхность для проведения операций по обслуживанию, оказалось, что очень часто при повторной установке секция не совмещалась с остальной частью системы. Механизм соединения секций оказался ненадежным. Несмотря на выявленные недостатки, нельзя было не увидеть, что фирма приложила много усилий, чтобы спроектировать систему и разработать методы ее водолазного обслуживания.

Что касается проблем, связанных с ее электронной частью, то их решение не вызовет серьезных затруднений. Автоматические соединительные узлы для выкидных линий, расположенные между якорной и сепарационной секциями, работали хорошо и обеспечили значительную экономию времени.

Что касается системы Б, то она также легко устанавливалась и поднималась на поверхность и работала удовлетворительно при хорошем управлении и контроле. Система пневматического управления оказалась ненадежной по тем же причинам, что и в системе А.

Хотя капсула с системой управления могла быть поднята на поверхность для обслуживания, операция эта оказалась слишком сложной, и поэтому ее даже не пытались осуществить. При эксплуатации системы Б выяснилось, что в доработке нуждаются методы подъема и повторной установки системы на морском дне.

Общий вывод, сделанный на этом этапе проекта (1970—1972 гг.), гласил, что пройдет немало времени, прежде чем при разработке морских месторождений начнут применяться подводные сепарационные системы. Их разработка будет осуществляться постепенно, и, вероятно, они всегда будут привязаны к морской конструкции или к подводному комплексу. Для эксплуатационной системы особо важно месторасположение и рабочее давление сепараторов. Их установка не должна вызывать затруднений. Единственный вопрос, который при этом возникает, — следует ли каждой установке придать свою флотационную систему. Для обеспечения качественной подводной сепарации необходима дальнейшая разработка систем управления. Пневматические системы ненадежны и не подходят для глубоководных условий. Предпочтительнее использовать электрические или электрогидравлические системы. Следует изучить возможности применения простых механических систем, поскольку они отличаются надежностью. Таким образом, эксплуатация двух подводных сепараторов в рамках проекта «Закум» была сопряжена с целым рядом трудностей, которые во многом были обусловлены ненадежностью систем управления и сложностью обслуживания. Для создания действительно надежной системы управления необходимо накопить достаточный опыт подводных операций.

Для подсоединения различных компонентов оборудования к манифольду применялись гибкие линии. Они хорошо функционировали и легко устанавливались, обеспечивая многовариант-

ность расположения оборудования. Гибкие линии могут иметь самое разнообразное применение в морской нефтегазодобыче (подводные выкидные линии, грузовые шланги для загрузки танкеров и т. п.).

Хранение нефти и газа в морских условиях проектом «Закум» не предусматривалось, но, очевидно, оно будет осуществляться в будущем в других подводных нефтегазодобывающих системах.

### Системы сброса газа

В рамках проекта «Закум» были опробованы две системы сброса газа:

#### 1. Система рассеивания газа.

Установки для рассеивания газа были включены в сепарационную систему А. Они были установлены на точке в июле 1970 г. и подняты на поверхность 30 апреля 1972 г.

Эта система осуществляла сброс и растворение газа в морской воде. Несмотря на простоту установки и эксплуатации системы, она вряд ли найдет применение в морской нефтегазодобыче по причине возможного загрязнения окружающей среды и уменьшения безопасности морских операций.

#### 2. Буй с горелочным устройством.

Буй с горелочным устройством прошел испытания в морских условиях у побережья Франции (Марсель), а затем был отправлен на остров Дас, куда он прибыл 14 июня 1971 г. Буй был установлен на точке 6 июля 1971 г.

Сжигание газов с помощью установленного на бую горелочного устройства было признано наиболее приемлемым методом сброса газов, позволяющим избежать значительного загрязнения окружающей среды.

### Устройства для приведения в действие клапанов

В разное время на некоторых из устьевых задвижек размером 102 мм были установлены четыре устройства для приведения их в действие. Два из них управляли работой задвижек в верхней части устьевой арматуры. Это были устройства обычного типа с гидроприводом, модифицированные для морских условий. В течение всего периода эксплуатации они работали удовлетворительно.

Два других устройства были смонтированы в нижней и боковой частях устьевой арматуры. Эти устройства приводились в действие электродвигателями постоянного тока, которые были помещены в заполненный маслом кожух. Благодаря низким скоростям этих двигателей сокращаются потери энергии, обусловленные вязким трением масла. Устройства для приведения в действие клапанов обладали слишком малой скоростью для работы на устье; система управления и контроля оказалась слишком сложной — все это снижало надежность оборудования.



Прежде чем начинать детальное проектирование устройств для приведения в действие клапанов, необходимо подготовить на них соответствующую техническую спецификацию. Требования к устройствам для приведения в действие устьевых клапанов сильно отличаются от требований, предъявляемых к устройствам для приведения в действие клапанов, управляющих процессом подготовки продукции. Время срабатывания клапанов должно быть минимальным. Это означает, что инициирование и контроль работы устройств для приведения в действие клапанов следует осуществлять за счет электрической энергии, а процесс эксплуатации — за счет гидравлической энергии.

### **Контрольно-измерительные приборы и коммуникации**

При реализации проекта «Закум» был рассмотрен целый ряд систем коммуникаций. Однако надежной оказалась только система, основанная на использовании сплошного кабеля, но и она оказалась зависимой от наличия надежных разъемов в конце линии. Надежную акустическую или индуктивную систему создать не удалось, хотя разработки велись и в этих направлениях. Если такие системы будут созданы, то они могут оказаться удачнее систем со сплошным кабелем.

### **Источники и системы распределения электрической энергии**

При реализации проекта «Закум» значительные трудности возникли в процессе эксплуатации электрической системы и работавшего на электричестве оборудования. Эти трудности были обусловлены ненадежностью подводных электрических разъемов. В результате со всей серьезностью встал вопрос о целесообразности применения электроэнергетики в подводных системах. В результате проведенных исследований был сделан вывод о том, что в той или иной степени электричество будет необходимо всегда: либо для подводной системы, работающей только на электричестве, либо для инициирования работы гидравлической силовой установки. Поэтому решение проблемы электрических разъемов должно явиться важным шагом в развитии технологии подводной нефтегазодобычи.

В результате проведенных исследований было установлено, что под водой можно эксплуатировать любое оборудование, которое может работать как полностью изолированная система или как установка в кожухе, заполненном жидкостью. При условии надежности соединительных узлов наружного кабеля или трубопровода эксплуатация такого оборудования не должна вызывать серьезных затруднений. Было изучено оборудование, заключенное в заполненный жидкостью кожух с уравновешенным давлением, поскольку такое оборудование может работать на любой глубине в сравнительно легком кожухе.

Для обеспечения электроэнергией систем управления, контроля и передачи данных, а также электрического оборудования на точке была установлена система индивидуального энергообеспечения. Она работала на постоянном токе напряжением 24 В и была незаземлена. Электрическая энергия накапливалась в большом блоке батарей, заключенных в подводный кожух. Батареи заряжались либо с помощью радиоизотопного термоэлектрогенератора, либо по многожильному подводному кабелю от обычного энергоисточника, смонтированного на устье. Наличие в каждой зарядной цепи регуляторов напряжения позволяло поддерживать рабочее напряжение батарей на требуемом уровне. Энергия распределялась по подводному кабелю.

Все электрические узлы, заключенные в герметичные кожухи, функционировали удовлетворительно, тем не менее они нуждаются в совершенствовании. При реализации проекта постоянно возникали проблемы, вызванные отказами подводных электрических разъемов. В результате исследований стало ясно, что для обеспечения надежности подводной электрической системы необходимо значительно повысить качество подводных электрических соединений. В связи с этим фирма «British Petroleum» разработала и запатентовала соединительный узел масляного наполнения, который успешно прошел испытания.

Разработанный соединительный узел оказался многообещающим. Он вполне удовлетворяет современным требованиям подводной технологии. Индуктивный соединительный узел на точке не изучался, но разработка такого соединения ведется. Следует, однако, отметить, что он используется только при постоянном токе.

### **Манифольд**

Поток из скважины поступал через манифольд в выкидную линию и по ней — на платформу. Манифольд позволял направить поток через любое оборудование (например, сепаратор), соединенное с системой. Манифольд состоял из жестких труб диаметром 102 мм и работал без осложнений.

Применявшиеся в системе манифольда задвижки размером 102 мм также не создавали никаких проблем в процессе эксплуатации.

Отдельные элементы в системе манифольда соединялись с помощью зажимных приспособлений размером 102 мм. Они функционировали удовлетворительно. Однако следует отметить, что применять их в подводных условиях следует с некоторыми оговорками. Недостаток таких зажимных приспособлений — сложность прикрепления к ним анодов системы катодной защиты.

Манифольд был соединен со скважиной и с отдельными узлами подводной системы гибкими трубами. Опыт их подводного применения оказался очень успешным. Тем не менее нельзя забывать, что обращаться с гибкими трубами следует с известной долей осторожности. После длительного периода эксплуатации эти трубы

дали небольшую течь, но следует отметить, что под водой хорошо заметна даже самая незначительная утечка нефти и газа. Применение гибких труб снизило требования к точности позиционирования подводного оборудования (некоторые компоненты имели массу 60—80 т) и облегчило сборку зажимных соединительных узлов.

### Подводная эксплуатационная система SPS<sup>1</sup> фирмы «Еххоп» и проект UMC<sup>2</sup> фирм «Shell» и «Esso»

Основной принцип разработки проекта UMC заключался в максимальном использовании опробованной технологии для обеспечения надежности, безопасности эксплуатации, гибкости и простоты обслуживания подводного манифольдного центра (UMC). Однако оказалось, что не все существующие виды подводного оборудования отвечают требованиям, предъявляемым к гибкости и надежности системы в суровых условиях Северного моря. Этой проблемой фирмы «Shell» и «Esso» занимаются с 1974 г., но по существу работа над проектом UMC началась даже раньше. В 1969 г. фирма «Еххоп» начала разработку программы, кульминацией которой явились испытания подводной эксплуатационной системы SPS, проведенные в 1974 г. в Мексиканском заливе на глубине 51 м. Этот проект стоимостью 81 млн. долл. США включал дистанционное подсоединение выкидных линий и обслуживание подводного оборудования с помощью робототехники. Успешная эксплуатация трех скважин в течение 18 мес системой SPS послужила стимулом к разработке проекта UMC.

#### Опыт применения подводных систем

Вклад фирмы «Shell» в разработку проекта UMC был основан на опыте длительной эксплуатации подводной устьевой арматуры у побережья Брунея, а также на результатах испытания манифольда, заключенного в кожух.

Проект UMC на первый взгляд похож на проект SPS фирмы «Еххоп», но отличается от последнего рядом дополнительных черт: в частности, способностью обслуживать скважины, пробуренные непосредственно через опорную плиту, и (или) отдаленные сателлитные скважины. Основные функции системы UMC заключаются в следующем:

1. Бурение скважин через опорную конструкцию и подсоединение сателлитных скважин.
2. Сбор продукции скважин для доставки на платформу «Саут Корморант», расположенную на расстоянии 8 км.
3. Распределение обработанной морской воды, поступающей с платформы, между нагнетательными скважинами.

<sup>1</sup> SPS — Submerged Production System.

<sup>2</sup> UMC — Underwater Manifold Centre.

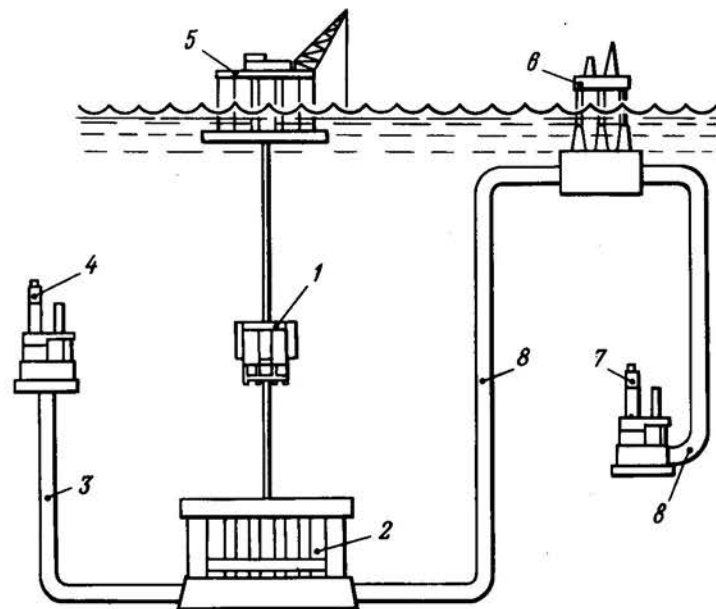


Рис. 6.5. Схема подводной эксплуатационной системы UMC:

1 - аппарат дистанционного обслуживания; 2 - подводный манифольдный центр UMC; 3 - выкидная линия (линии управления или выкидная линия для закачки в скважину инструмента); 4 - устье сателлитной скважины; 5 - судно для обслуживания системы; 6 - платформа «Саут Корморант А»; 7 - сателлитная скважина; 8 - трубопроводы (линии управления или выкидная линия для закачки в скважину инструмента)

#### 4. Безводолазное обслуживание клапанов и системы управления.

Основной элемент системы — манифольд, рассчитанный на девять скважин. Скважины могут быть добывающими или нагнетательными. Конструкция имеет размеры 52 м × 42 м × 15 м и массу 2200 т. Мощность нефтедобывающей системы составляет 8 тыс. м<sup>3</sup>/сут, а мощность водонагнетательной системы — 9 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Предельная глубина использования системы в настоящее время равна 300 м, но систему можно легко приспособить к глубинам до 1200 м (рис. 6.5—6.7).

Опорная конструкция представляет собой стальную раму из трубчатых элементов, которая поддерживает другие подсистемы и обеспечивает центровку элементов при их соединении (в ней имеются 120 направляющих воронок). Она также служит в качестве направляющей рамы при бурении и спуске обсадных колонн. Конструкция имеет девять гнезд для скважин: четыре с одной стороны и пять с другой. Между ними по центру проходит дорожка, на которую спускается система дистанционного обслуживания. Подсоединение сателлитной скважины обеспечивается установкой в любом гнезде штуцера и катушки типа «s».

## Заканчивание скважин

На месторождении Централ Корморант все скважины имеют две колонны насосно-компрессорных труб внутренним диаметром 76 мм, на каждой из которых установлен извлекаемый клапан-отсекатель. Кроме того, имеется запасной клапан-отсекатель, закачиваемый в скважину, и двойной сменный пакер, благодаря которому нижняя компоновка во время проведения внутрискважинных работ остается нетронутой. Такое оборудование скважины обеспечивает движение потока по одной или двум колоннам труб и позволяет использовать скважины либо в качестве добывающих, либо в качестве нагнетательных. Заканчивание скважины предполагает применение в будущем гидравлически закачиваемого через выкидную линию или ремонтный стояк инструмента. Закачкой через выкидную линию будут не только устанавливаться запасные клапаны-отсекатели, но и будут проводиться замена клапанов, установка и извлечение заглушек, удаление парафиновых отложений, а также выполняться внутрискважинные исследования.

Применение техники закачки инструмента через выкидную линию позволяет отказаться от вертикального спуска инструмента с полупогружной буровой установки для обслуживания скважин, тем самым уменьшается стоимость операций по обслуживанию и их зависимость от погодных условий.

Перед отправкой на точку все внутрискважинное оборудование прошло испытания на надежность.

Устьевая арматура также прошла соответствующие испытания. На устье применяются двойные колонны труб диаметром 76 мм со ствольными задвижками и петель выкидной линии для закачивания в скважину инструмента. Все соединения имеют дистанционное управление, а все уплотнения относятся к типу «металл по металлу». Рабочее давление равно 35 МПа (рис. 6.8).

Каждое гнездо с устьевым оборудованием скважины защищено извлекаемым колпаком, который предохраняет устье от повреждений, в частности, при одновременных операциях по бурению и эксплуатации. Гибкость системы такова, что можно заменить скважину, пробуренную через опорную раму, спутниковой скважиной.

Рис. 6.6. Компоновка системы UMC:

1 — оборудование устья на опорной раме; 2 — опорная рама и защитный навес для труб; 3 — датчики расхода углеводородов; 4 — s-образные трубы; 5 — система труб манифольда; 6 — трубопровод; 7 — платформа «Корморант А»; 8 — гибкие трубы; 9 — установка для закачки химреагентов; 10 — система труб для закачки химреагентов; 11 — трубопроводы для продукции скважин, линии для химреагентов и линии гидравлического управления; 12 — устье спутниковой скважины; 13 — конструкция для осуществления центровки выкидных линий; 14 — силовой сигнальный кабель; 15 — распределение энергии; 16 — модули системы управления; 17 — подводный электрический соединительный узел и подводный гидравлический соединительный узел; 18 — линии гидравлического управления и линии для химреагентов; 19 — силовой сигнальный кабель; 20 — гидравлический аккумулятор; 21 — система магистрального распределения гидравлической энергии; 22 — аппарат дистанционного обслуживания; 23 — временная направляющая рама; 24 — инструмент, закачиваемый в скважину через выкидную линию; 25 — линия для аппарата дистанционного обслуживания; 26 — опорная конструкция

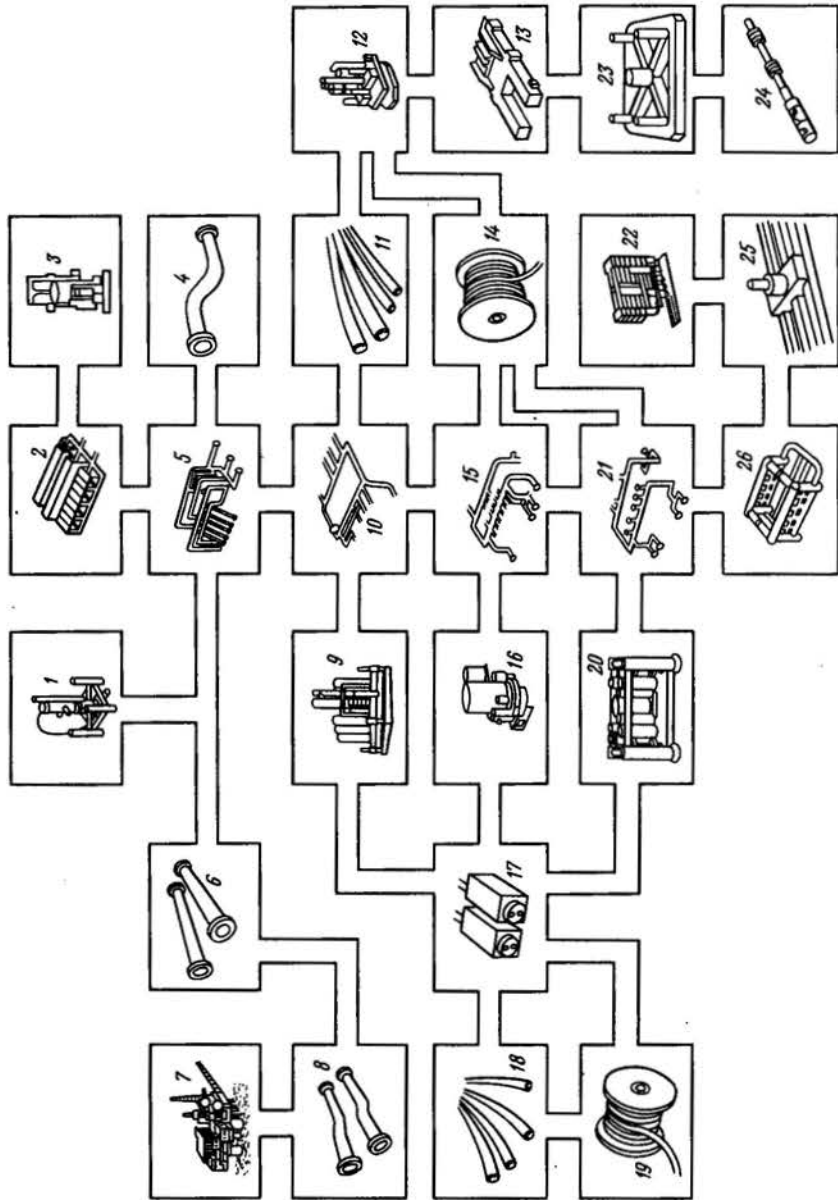




Рис. 6.7. Буровая установка во время заканчивания скважины с устьем на опорной раме:

1 — система управления вертикальным спуском; 2 — платформа «Корморант Альфа»; 3 — контрольно-управляющее оборудование; 4 — радиосвязь с буровой установкой; 5 — система аварийного закрытия; 6 — буровая установка; 7 — подводный манифольд; 8 — райзер для заканчивания скважин; 9 — устье скважин, расположенные на опорной раме; 10, 12 — выкаемые линии и линии управления; 11, 13 — спутниковая скважина

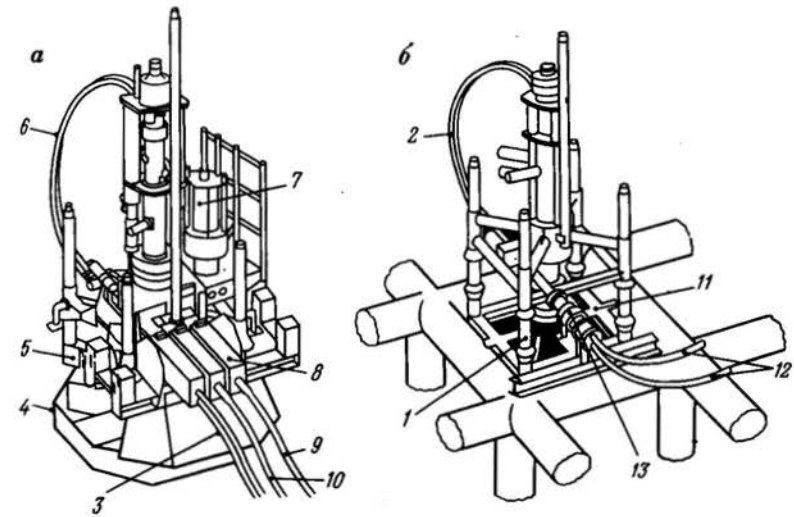
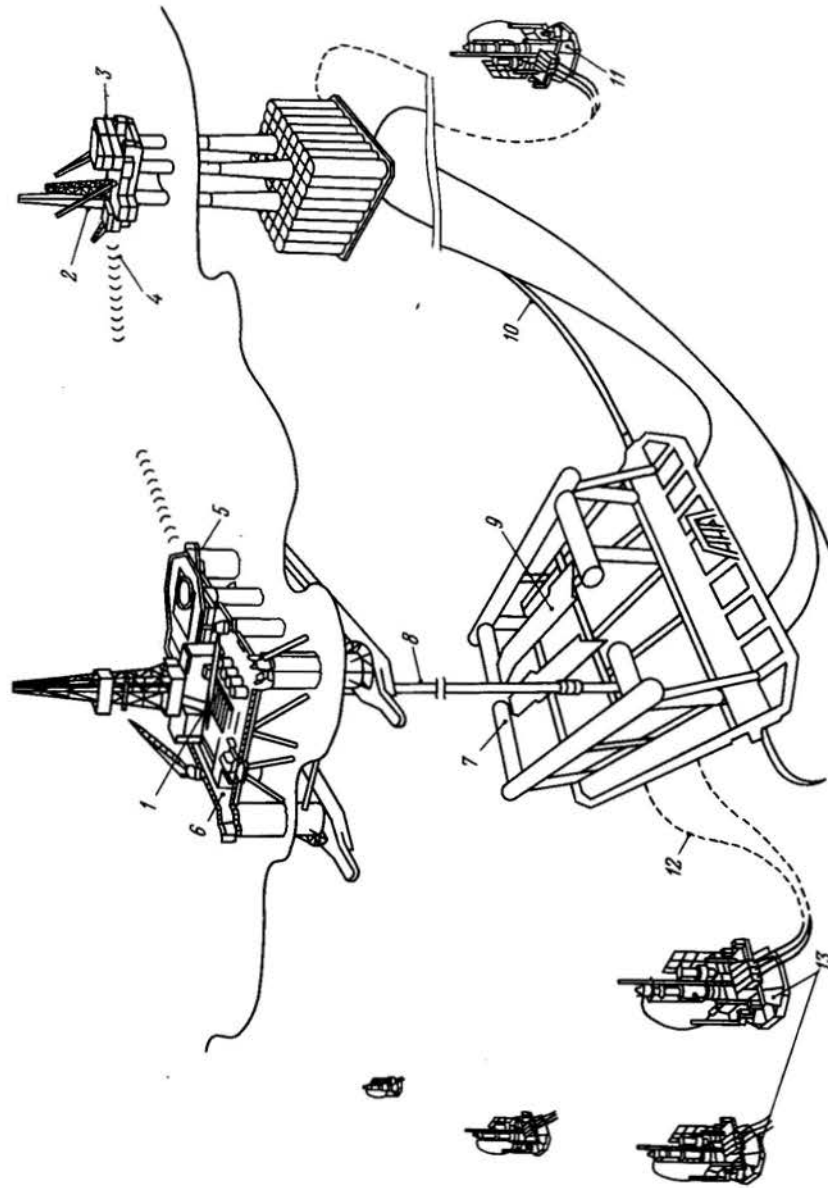


Рис. 6.8. Подводная спутниковая скважина (а) и скважина с устьем на опорной плите (б) системы УМС:

1 — извлекаемые направляющие стойки устья; 2 — петли выкидных линий; 3 — линии для продукции скважины и для закачиваемого инструмента; 4 — временная направляющая рама; 5 — постоянная направляющая рама; 6 — петли выкидных линий; 7 — модуль электрогидравлического управления; 8 — узел для подсоединения выкидных линий; 9 — электрический кабель; 10 — линии гидравлического управления и линии для закачки хиреагентов; 11 — направляющее гнездо для кондуктора; 12 — трубы, соединяющие линии с манифольдом; 13 — узел соединения выкидной линии с манифольдом (устьевой арматурой)

### Эксплуатационный манифольд

Эксплуатационный манифольд в системе УМС расположен по обеим сторонам центральной дорожки, предназначенной для спуска системы дистанционного обслуживания. Система манифольда включает коллектор для сбора нефти диаметром 203 мм, коллектор для закачиваемой воды диаметром 203 мм и два коллектора диаметром 76 мм для испытания скважин и закачки инструмента через выкидную линию, а также 110 клапанов и отводных линий.

Манифольд защищен навесом, который не только предохраняет его от повреждений, но и служит ловушкой для продукции скважин в случае утечки. При этом прикрепленные к навесу датчики посылают сигнал тревоги на пульт управления, расположенный на платформе. Скопившаяся в результате утечки продукция скважин с помощью клапанов и процесса продувки может быть снова возвращена в коллектор диаметром 76 мм.

В проекте SPS тоже применялись блоки клапанов, которые обслуживали отдельные скважины, но располагались блоки по-другому. Уход за блоками осуществлялся с помощью манипулятора.

В системе УМС в диагонально противоположных углах конструкции установлены два блока для закачки метанола, а в двух

других углах — батареи аккумуляторов гидравлической энергии для системы управления. Такая компоновка обеспечивает 100 %-ный запас надежности, в частности, на случай повреждения при падении на конструкцию каких-либо обломков. Однако одновременное повреждение блока для закачки метанола и аккумуляторной батареи представляется маловероятным.

Система УМС соединена с платформой Саут Корморант, расположенной на расстоянии 8 км, посредством двух линий для продукции скважин диаметром 203 мм, одной линии для воды диаметром 203 мм и двух линий диаметром 76 мм. Имеется также пакет гибких линий гидравлического управления и линий для закачки метанола с двумя нитками кабеля для передачи сигналов и электрической энергии. Двойные выкидные линии диаметром 76 мм предназначены для заканчивания спутниковых скважин. При проектировании трубопроводной системы учитывалось влияние, которое может оказать на ее состояние низкотемпературная нефть, а также перемещение траловых снастей. Принималось во внимание и возможное образование гидратов и парафиновых отложений, обусловленное значительным удалением от платформы, в частности, спутниковых скважин.

#### Электромагнитные муфты

В системе УМС применяются индуктивные муфты, поскольку они не требуют никакого механического звена для передачи сигналов или энергии. Каждая половина муфты заключает в себе то, что по существу является половиной трансформатора. По мнению авторов проекта, такое соединение более надежно, чем соединительный ниппель.

#### Добыча газа на месторождении Норт-Ист Фригг

Участок, разрабатываемый компанией ELI в норвежском секторе Северного моря, расположен на границе между блоком 25/1 («Petronord—Statoil») и блоком 30/10 («Esso»). Предполагаемый срок эксплуатации этого газового месторождения с извлекаемыми запасами 8 млрд. м<sup>3</sup> составляет 5 лет при отборе 6 млн. м<sup>3</sup>/сут газа.

Разработка этого месторождения представляет собой первый опыт применения подводной системы на газовом месторождении. Здесь также впервые в качестве платформы была применена шарнирно закрепленная на дне башня.

#### Схема обустройства месторождения

Согласно проекту, добыча газа должна осуществляться с помощью шести скважин с устьем на опорной раме, управление работой которых ведется с шарнирно закрепленной на дне башни, расположенной на расстоянии 150 м. Башня работает в авто-

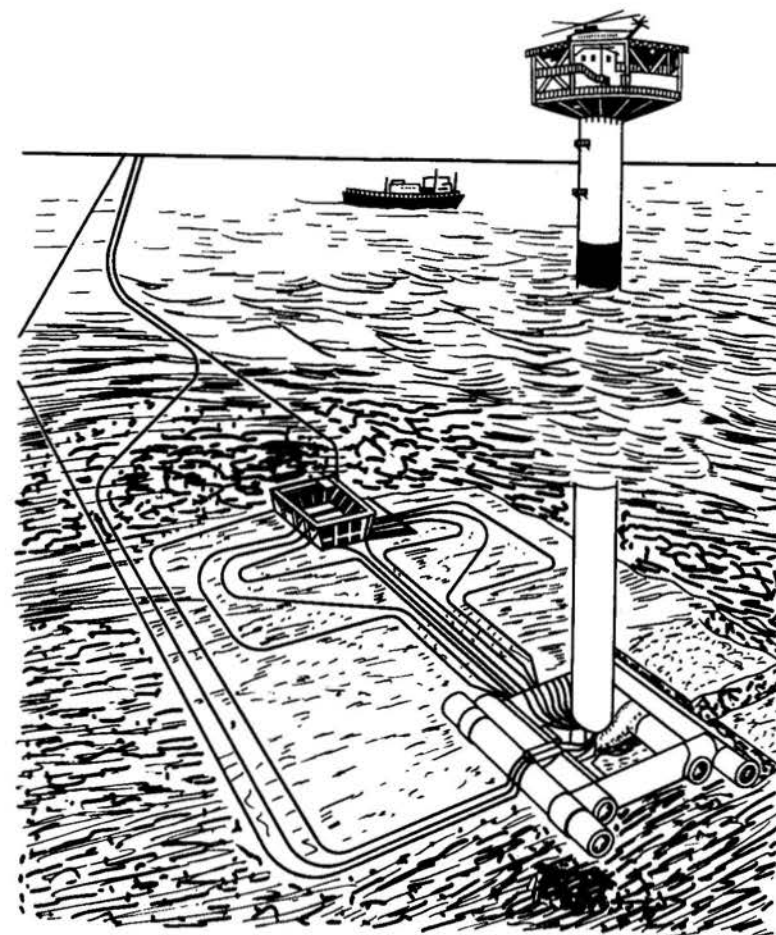


Рис. 6.9. Месторождение Норт-Ист Фригг

матическом режиме. Дистанционное управление процессом добычи осуществляется по радио с платформы TCP2 на месторождении Фригг.

Непосредственная близость месторождения Фригг с его гигантскими скоплениями газа послужила стимулом к разработке нетрадиционной схемы обустройства. В частности, эта схема больше подходит к малому месторождению. Ее осуществление привело к созданию подводной эксплуатационной системы, включающей опорную раму, рассчитанную на шесть скважин, манифольд и газопровод диаметром 466 мм, соединяющий манифольд с технологической платформой TCP2 на месторождении Фригг. Шарнирно закрепленная на дне станция управления осуществляет управление работой подводного оборудования. На платформе TCP2, где проводится подготовка газа, установлены модули с измерительным и вспомогательным оборудованием (рис. 6.9).

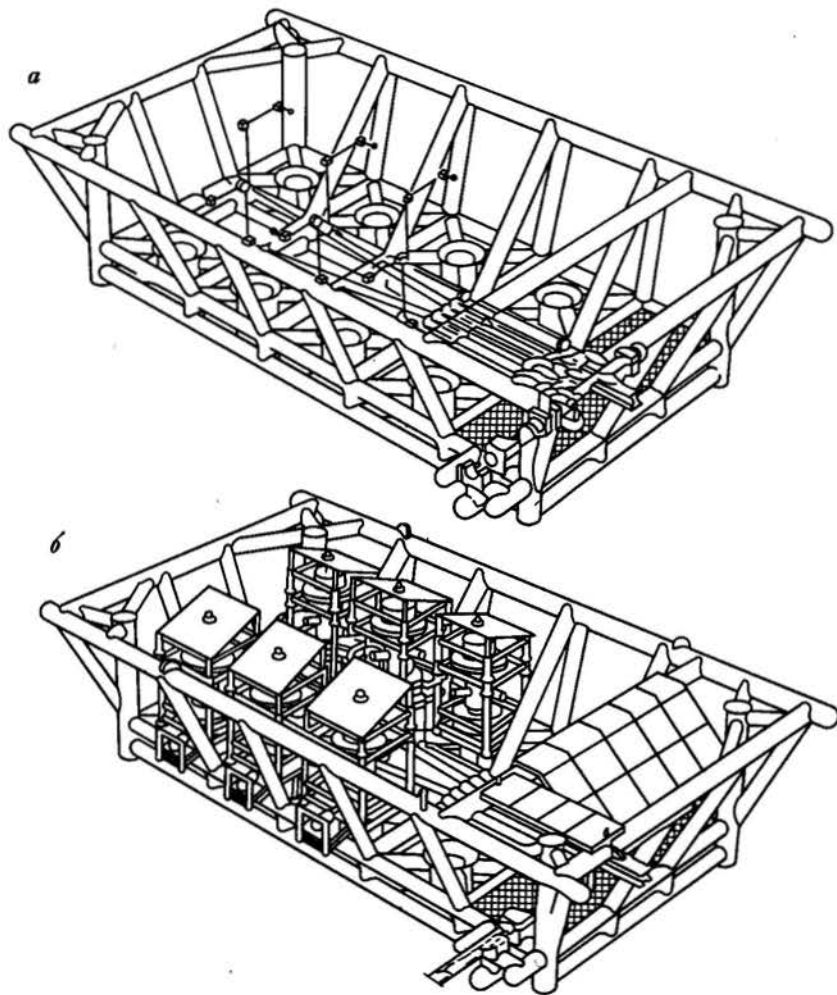


Рис. 6.10. Опорная рама манифольда (а) и опорная рама с установленной устьевой арматурой подводных скважин (б)

Мощность системы подготовки продукции скважин, расположенной на платформе TCP2, составляет 6 млн. м<sup>3</sup>/сут газа.

Газ по подводному трубопроводу транспортируется через Сент Фергус в Великобританию.

Поскольку пластовые параметры были уже хорошо известны, опробование скважин не проводилось. Регулирующие штуцеры также не устанавливались. Из шести скважин пять наклонно направленные и одна вертикальная. На колонных головках спущены 340- и 244-мм колонны. Фонтанная арматура представляет собой моноблок мокрого типа с задвижкой на отводящей линии. Опорная рама имеет размеры 17 м × 30 м × 8 м и массу 350 т.

На ней размещены шесть устьев скважин и два пустых гнезда (рис. 6.10).

Система управления предназначена для регулирования работы подводного оборудования при проведении обычных и специальных операций в процессе добычи и при проведении испытаний подводных клапанов. Система работает автоматически и включает автоматические предохранительные обводные линии.

#### Шарнирно закрепленная на дне башня

Шарнирно закрепленная на дне башня имеет железобетонное гравитационное основание размером 45 м × 42 м × 6,5 м (высота), которое служит опорой для универсального шарнира. Масса в сухом состоянии составляет 6800 т. При хороших грунтах не требуется никакой специальной анкеровки или цементации. Универсальный шарнир может присоединяться к основанию башни и отсоединяться от него с помощью гидравлической запирающей системы с дистанционным управлением. Самый крупный элемент башни — цилиндрическая стальная колонна диаметром 8 м. В нижней части колонны находятся отсеки с тяжелым балластом и цистерны плавучести и остойчивости. Внутри колонны размещены также водяные системы и райзеры для линий управления. На уровне моря установлена жесткая кранцевая защита. На верху колонны расположен палубный блок. Он включает четыре палубы. На одной из них находятся насосы для закачки метанола и цистерны для его хранения. На основной палубе располагается манифольд управления работой скважин, на третьей палубе — жилые помещения, а на четвертой — вертолетная площадка. Станция дистанционного управления включает систему контроля и гидравлического управления подводным оборудованием, а также мониторы и системы связи между основным месторождением Фригг и станцией управления.

#### МЕТОДЫ УСТАНОВКИ ПОДВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

##### Система UMC фирм «Shell» и «Esso»

Проектом UMC предусматривалась транспортировка системы и спуск ее на воду с помощью баржи по аналогии с проектом SPS фирмы «Exxon». После спуска на воду осуществляется балластировка системы UMC и опускание ее на морское дно в условиях регулируемой отрицательной плавучести. Первоначально предполагалось, что система будет погружаться в воду под буровым судном с помощью расположенных на нем лебедок и синтетических канатов большого диаметра. Однако большая масса системы UMC обусловила необходимость привлечения какого-то дополнительного средства для предотвращения отрицательного воздействия ударной нагрузки на спускающий механизм. Самым



простым и надежным решением проблемы при сравнительно небольшой нагрузке на крюк от системы УМС в воде (500—2000 кН) и очень большом эффекте инерционной массы (2—8 кт) оказалось применение системы с использованием высокоэластичного нейлонового стропа.

### Оценка альтернативных методов установки УМС

При оценке эффективности операций по установке системы УМС было отмечено, что в некоторых аспектах установка системы отличается от установки системы SPS. Во-первых, погодные условия Северного моря оказались очень суровыми и часто непредсказуемыми. Поэтому довольно сложный и длительный процесс погружения системы под буровым судном мог стать слабым местом в проекте УМС, так как от спуска в воду до установки системы УМС на морском дне могло пройти много времени. Вторым отрицательным моментом была признана возможность задевания якорных канатов полупогружной буровой установки и риск потери остойчивости при спуске УМС.

Однако к концу 70-х годов появился ряд мощных крановых судов, а вместе с ними — альтернативный вариант установки системы УМС. Было проведено сравнение нескольких методов установки с помощью крановых судов, наряду с методом, основанным на использовании бурового судна. Наиболее приемлемым методом установки этой подводной системы был признан метод, согласно которому спуск в воду и погружение УМС проводится с крановой баржи (рис. 6.11).

Преимущество этого метода заключается в том, что установка системы УМС осуществляется без внесения изменений в ее конструкцию. При наличии системы эластичных нейлоновых строп эффект добавочной массы не ощущается. Если система подвешена надлежащим образом, то отпадает необходимость в демпфирующих приспособлениях и водолазных работах в зоне волн. При установке системы можно было воспользоваться опытом проведения в Северном море таких операций, как спуск в воду, позиционирование строп и подтягивание конструкции под крюк с помощью деррик-крана.

### Установка системы УМС фирм «Shell» и «Esso»

После утверждения метода установки системы УМС был подписан соответствующий контракт. Программа работ состояла из двух этапов. Первый этап включал проектирование и создание технологии операций, а второй этап — доработку проекта и технологии, обеспечение судами и оборудованием, подготовку на берегу и в море к установке системы.

При разработке операций по установке системы УМС рассматривались следующие вопросы:

1. Состояние моря. Были определены условия, при которых

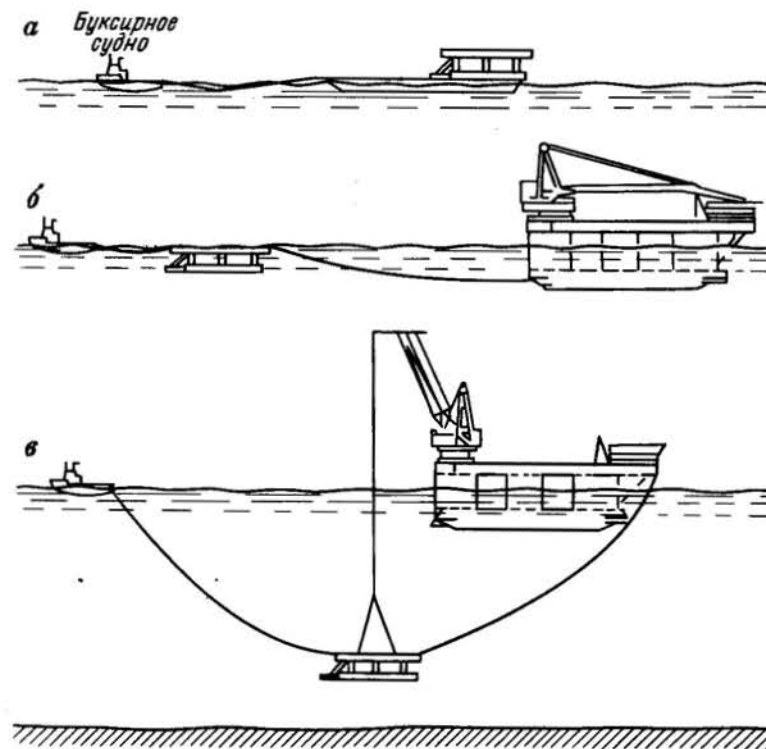


Рис. 6.11. Спуск и погружение с помощью крановой баржи системы УМС: а — до спуска на воду; б — после спуска на воду; в — во время позиционирования

можно осуществлять буксировку, спуск на воду, подвешивание и погружение системы УМС. Особое внимание было обращено на промежуток времени между спуском на воду и погружением (характерная высота волны 1,5 м).

2. Оборудование и суда. Наиболее пригодной для транспортировки и спуска на воду системы УМС массой 2,2 кт была признана грузовая баржа размерами 91 м × 27 м × 6 м с ползьями для спуска и системой подвешивания. При выборе плавучего деррик-крана рассматривались полупогружные крановые суда «Гермод» и «Балдер» грузоподъемностью 3 кт и судно «Один» такой же грузоподъемностью. Решено было остановиться на полупогружном крановом судне, как наименее зависимом от погодных условий. Из двух судов в требуемый период было свободно судно «Гермод».

3. Приспособления для установки системы. На системе УМС были смонтированы пять площадок для осуществления подвешивания и балластирования на высоте, превышающей высоту нормальной волны. Кроме того, были предварительно прикреплены нейлоновые стропы диаметром 0,112 м и длиной 86 м, а также

буксирные тросы в каждом углу системы. Для облегчения расчетов по балластировке на конструкцию были нанесены марки осадки.

4. Приборы уровня и ориентации. На системе УМС были предварительно установлены приборы для точного определения уровня и ориентации. Показания этих приборов передавались на систему транспондеров, которые контролировались подводными средствами позиционирования.

5. Связь, профессиональное мастерство и безопасность. При рассмотрении программы особый упор был сделан на обеспечение высокого профессионального уровня и безопасности персонала, а также на эффективность средств связи.

6. Непредвиденные обстоятельства. Был определен полный комплекс мер на случай непредвиденных обстоятельств, которые могут возникнуть при буксировке конструкции, спуске ее на воду и постановке на морское дно.

7. Предварительная инспекция. Перед буксировкой системы УМС все оборудование и арматура были подвергнуты тщательной проверке.

Погрузку конструкции на баржу выполнял специальный подрядчик. При этом использовались трейлеры на 800 колесах с пневматическими шинами. Сам процесс переноса конструкции на баржу занял 4 ч., т. е. один период прилива, и был осуществлен в Шидаме (Нидерланды).

Затем началась буксировка баржи на точку. Расстояние в 1000 км было преодолено за 3 сут, после чего на месторождении Централ Корморант баржа встретилась с крановым судном. Погодные условия соответствовали состоянию моря № 5, поэтому буксировка прошла ровно. По прибытии на месторождение система УМС подверглась тщательной проверке по всем пунктам заранее составленной программы, и, поскольку повреждений не оказалось, она была признана готовой к спуску на воду. Высота волн составляла менее 1,5 м (характерная высота волн), прогноз также был благоприятным, поэтому было решено начать подготовку к спуску. Были обрублены крепления, и после балластировки корма баржи накренилась на 4°. Тяговым усилием в 2000 кН был инициирован спуск конструкции на воду. После спуска на воду конструкция была отбуксирована к корме судна «Гермод» и с помощью двух буксирных судов подведена под кран. Предварительно установленные нейлоновые стропы прикрепили к блоку массой 500 т. Два нейлоновых троса диаметром 40 мм также прикрепили к этому блоку, а два других нейлоновых троса диаметром 40 мм — к лебедкам на судне «Гермод».

К конструкции УМС были прикреплены линии позиционирования. Предварительно установленное на системе УМС оборудование для позиционирования посредством линий электрического управления и связи было соединено с судном «Гермод». Все системы прошли соответствующую проверку, после чего система УМС была признана готовой к балластировке и погружению.

Монтаж	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь
Системы УМС		■						
Стальные трубы		■						
Гибкие трубы			■					
Линии управления				■				
Свай					■			
Соединений с платформой						■	■	■

Рис. 6.12. График работ по установке системы УМС

Чтобы убедиться в правильности расчетов плавучести были сняты показания указателей уровня на системе УМС. Из 44 цистерн выбрали балластные и дифференциальные цистерны для заполнения водой. Чтобы придать системе УМС отрицательную плавучесть, равную примерно 850 кН, была задействована специально разработанная программа для ЭВМ с целью регулирования плавучести. После открытия соответствующих клапанов началось заполнение выбранных цистерн водой.

Балластные цистерны заполнялись водой медленно, и система УМС погрузилась примерно через 1,25 ч. По мере погружения уменьшался провес нейлоновых тросов, однако они не натягивались. Конструкция погружалась постепенно, по 2—3 м в минуту, пока не приблизилась к морскому дну. Постепенно возрастала и нагрузка на крюке. При полном заполнении балластных цистерн она достигла 800 кН. После подтверждения местоположения и ориентации конструкция УМС была мягко посажена на дно. На рис. 6.12 представлен график работ по установке системы УМС на месторождении.

#### УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ПОДВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

##### Система УМС компании «Shell»

Система управления обеспечивает постоянный контроль и автоматическую остановку всей подводной эксплуатационной системы. Система относится к безаварийному типу, поэтому любые потери электрической энергии, гидравлического давления или давления в коллекторе вызывают автоматическую остановку подводной системы УМС и ее добывающих скважин до восстановления полного контроля над ситуацией.

Система управления призвана выполнять следующие функции:

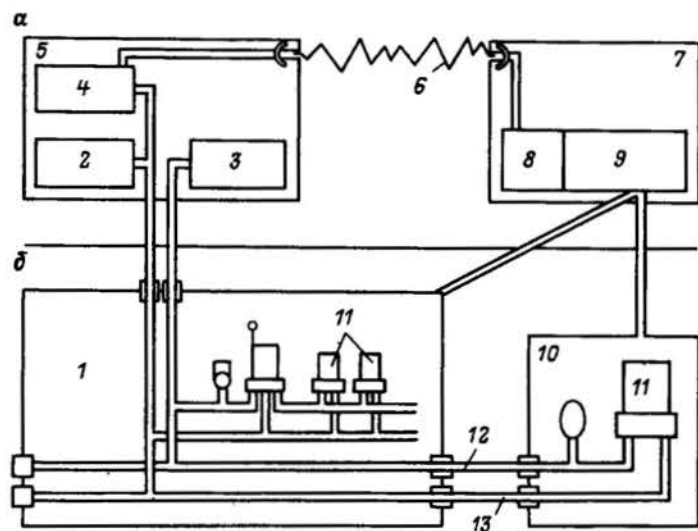


Рис. 6.13. Система УМС контроля за работой скважин:

а — надводное оборудование; б — подводное оборудование; 1 — система УМС; 2 — источник электрической энергии; 3 — источник гидравлической энергии; 4 — пульт управления; 5 — платформа; 6 — система связи; 7 — буровая установка; 8 — система аварийного закрытия; 9 — система управления вертикальным спуском в скважину; 10 — устьевая арматура сателлитной скважины; 11 — модули управления; 12, 13 — линии соответственно гидравлического и электрического управления

управление работой гидравлических распределительных клапанов в системе УМС;

- контроль за давлением на устье и в манифольде;
- локальная остановка подводного оборудования;
- обнаружение утечек продукции скважин;
- контроль за углом наклона сателлитных скважин;
- остановка системы по команде с пульта управления платформы и (или) с буровой установки.

Главный пульт управления находится на платформе «Корморант А». Система электрогидравлического управления функционирует по цифровым сигналам, которые передаются на пульт управления платформы. Затем сигнал передается на ретрансляционный модуль системы УМС. После возвращения сигнала на пульт управления платформы он проверяется на законченность и правильность. Если все в порядке, то на систему УМС подается соответствующая команда (рис. 6.13).

Для инициирования одной из функций подводной системы на соответствующий подводный модуль управления посылается закодированная команда. В результате электрическая энергия подается на соленоидный клапан, который в свою очередь передает гидравлическую энергию на соответствующий гидравлический клапан.

Снабжение гидравлической энергией осуществляется за счет аккумуляторной батареи, смонтированной на системе УМС. Все

гидравлические линии объединены в одном пакете с линиями для подачи химреагентов, а также с сигнальным и силовым кабелем системы управления. Между платформой «Корморант А» и системой УМС проложен также запасной силовой и сигнальный кабель.

В случае возникновения проблем после установки подводного оборудования модули управления и устройства, управляющие работой гидравлических клапанов, могут быть заменены. Обслуживание осуществляется с помощью автоматического аппарата с дистанционным управлением. В качестве запасного варианта возможно проведение водолазных работ.

Присоединение электрического силового и сигнального кабеля осуществляется посредством индуктивных муфт, поэтому его можно проводить в морской воде без всяких побочных эффектов.

### Месторождение Норт-Ист Фригг.

#### Управление эксплуатацией месторождения

На расстоянии 150 м от подводной станции установлена шарнирно закрепленная на дне башня, на которой располагается промысловая станция управления. Размещенное здесь оборудование выполняет следующие функции:

- преобразование электрических сигналов, поступающих с месторождения Фригг, в гидравлическое давление, посредством которого управляются клапаны на газовых скважинах;

- управление процессом закрытия скважин через линии диаметром 51 мм, подводящие раствор для глушения скважин;

- периодическая проверка клапанов-отсекателей, установленных в насосно-компрессорных трубах скважин, с целью выявления утечки продукции скважин;

- непрерывная закачка в скважины ингибитора гидратообразования.

#### Пакеты линий управления

Шесть специально разработанных пакетов линий управления соединяют устья скважин с промысловой станцией управления. Каждый пакет включает одну линию диаметром 51 мм и двадцать линий диаметром 13 мм.

#### Связь с месторождением Фригг

Газопромысловые сооружения на месторождении Норт-Ист Фригг связаны с платформой TCP2 на месторождении Фригг посредством газопровода диаметром 406 мм. По линии диаметром 32 мм для подачи ингибитора гидратообразования и по электрическому кабелю промысловая станция управления снабжается электроэнергией и получает сигналы дистанционного управления. В качестве запасного способа передачи сигналов используется



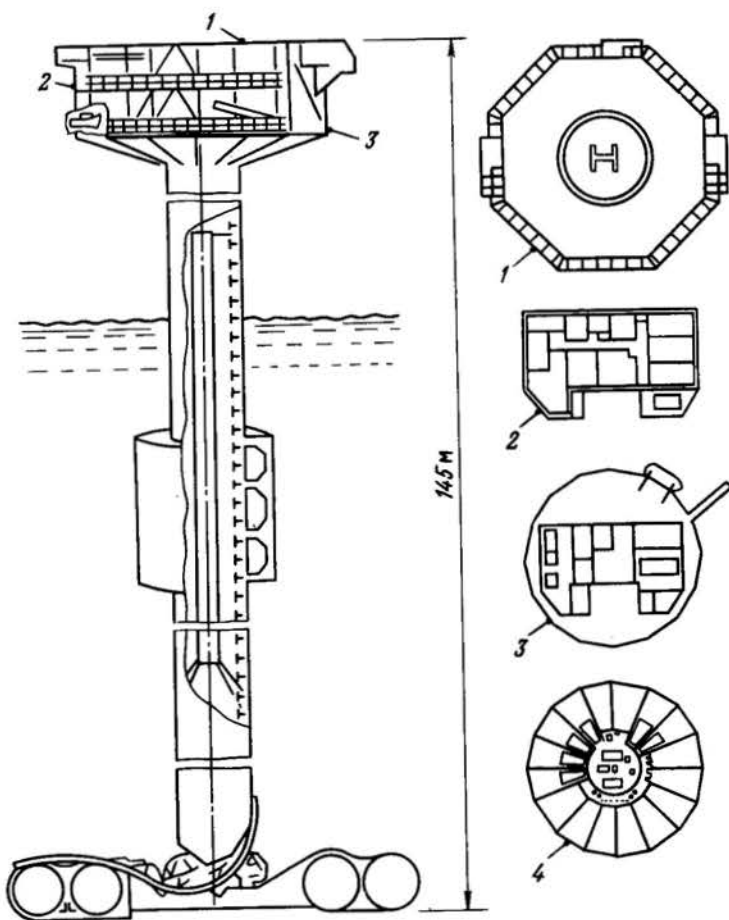


Рис. 6.14. Станция управления на месторождении Норт-Ист Фригг:

1 — вертолетная площадка; 2 — жилой блок; 3 — основная (рабочая) палуба; 4 — палуба для хранения и закачки метанола

радиосвязь. На платформе TCP2 установлены модули с оборудованием для обработки и измерения газа, а также с бустерными насосами. Газ с месторождения Норт-Ист Фригг после обработки закачивается в трубопровод, по которому транспортируется газ с месторождения Фригг (рис. 6.14).

### Система SKULD

Компания «Elf Aquitaine Norge A/S» предполагала разработать в рамках программы SKULD подводные дистанционно управляемые кусты скважин. Программа была разделена на два этапа.

Этап 1. Выбор соответствующей системы подводной добычи с дистанционным управлением.

Этап 2. Создание подводных систем для малых месторождений Северного моря.

Основные задачи:

1. Обеспечить добычу в условиях большой удаленности (20 км) куста подводных скважин от пульта управления.

2. Обеспечить монтаж оборудования без использования водолазов и извлекаемость системы управления.

3. Добиться высокой надежности подводной системы (5 лет безостановочной эксплуатации).

Основные принципы:

1. Использование результатов экспериментов, проведенных на месторождении Грондин.

2. Проведение испытаний с двумя фонтанными арматурами: действующей (эксплуатационная фонтанная арматура в этом случае имитируется) и фиктивной.

3. Использование только высококачественных или проверенных в промысловых условиях изделий.

4. Применение электрогидравлической системы управления.

5. Использование электронной мультиплексной передачи.

6. Использование замкнутой гидравлической цепи с подводными насосами при наличии запасного варианта подачи гидравлической энергии с платформы.

7. Обеспечение запасного способа подачи электроэнергии через буй.

*Система управления.* Экспериментальная подводная станция (рис. 6.15) SKULD расположена на расстоянии 1 км от берега на глубине 100 м. Пульт управления находится на берегу.

*Подводная станция* (рис. 6.16) включает два устья на опорной плите и манифольд с электрогидравлическим управлением. На опорной плите находятся:

два подводных устья;

контейнер общего обслуживания;

два соединительных узла для подсоединения продуктового трубопровода и линий управления;

соединительная рама (связывает контейнер общего обслуживания и защитную панель).

На каждой устьевой арматуре осуществляется дистанционное управление (с помощью восьми команд) клапанами аварийного закрытия (шесть команд) и клапанами-отсекателями (две команды).

Кроме того, работают детекторы газа, указатель положения клапанов, а также ведется измерение давления. На каждом блоке под защитной панелью осуществляется дистанционное управление (три команды) клапанами аварийного закрытия (две команды) и штуцером (одна команда).

Кроме того, работают приборы для измерения давления в каждой линии (в выкидной, от затрубного пространства, для

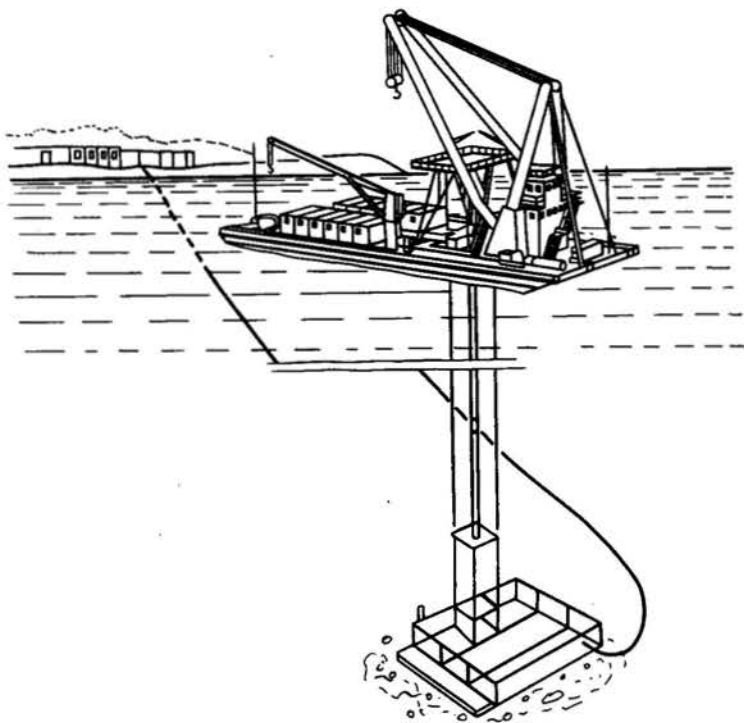


Рис. 6.15. Общий вид экспериментальной станции SKULD компании «Elf Norge»

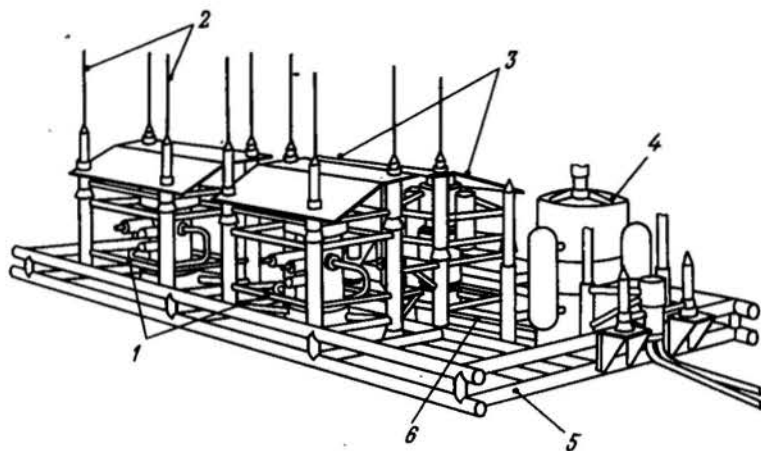


Рис. 6.16. Подводная часть экспериментальной станции SKULD компании «Elf Norge»:

1 — устья; 2 — направляющие линии; 3 — верхний кожух; 4 — контейнер общего обслуживания; 5 — опорная плита; 6 — манифольд

закачки метанола), датчик температуры, указатели положения клапанов, детекторы утечки газа, приборы для измерения гидравлического давления и расхода газа, указатели положения соленоидных клапанов.

На манифольде осуществляется дистанционное управление (девять команд) клапанами аварийного закрытия (шесть команд), резервными клапанами (две команды) и входным клапаном (одна команда).

Контейнер общего обслуживания обеспечивает контроль, управление, а также передачу гидравлической энергии на подводное оборудование. Осуществляются контроль и управление следующими операциями: включение подводных насосов, контроль за пластовыми параметрами, измерение гидравлического давления, измерение расхода, обнаружение утечек воды и газа, управление соленоидными клапанами.

С помощью электрической энергии осуществляются измерения, проводимые при установке оборудования; подключение платформы (буя); определение положения соленоидных клапанов и передача гидравлической энергии на подводные и береговые системы.

Чтобы соединить воедино несколько блоков, применяются автоматические соединительные узлы, известные под названием мультиконнекторов.

**Надводное оборудование.** Электронный надводный блок системы SKULD включает следующие элементы:

панель управления с двумя цветными терминалами дистанционного управления и функциональным клавишным пультом; центральный блок обработки данных с миникомпьютером и интерфейсами.

Подводные установки дистанционного управления (TESUMA) соединяются с центральной связующей установкой посредством двух альтернативных видов связи:

а) пакета линий управления и контроля, отходящего от основной платформы;

б) путем передачи радиосигналов с основного месторождения на буй, а затем по жесткой линии с буя на куст скважин.

Вся информация от подводных скважин (положение клапанов, давление, обнаружение утечек газа и т. п.) собирается на установке дистанционного управления и затем по запросу передается с помощью одного из видов связи на центральный блок обработки данных в виде серий единиц информации (сканирующий эффект). После обработки информация предстает перед оператором на панели управления. В случае аварийной ситуации система автоматически останавливает подводный промысел.

Находясь у панели управления, оператор может управлять работой клапанов и насосов с помощью терминала дистанционного управления и функционального клавишного пульта. Необходимые операции на месте выполняются соответствующей установкой дистанционного управления.

Вся надводная информация (подача электроэнергии, состоя-

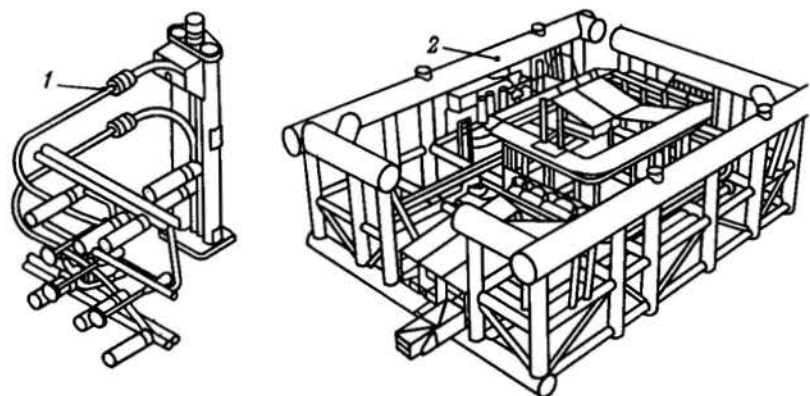


Рис. 6.17. Подводная эксплуатационная система SPS фирмы «Еххоп»:

1 — эксплуатационный манифольд; 2 — трехскважинная система SPS с подсистемой (манифольд, насосный сепаратор, узел для подсоединения трубопровода на месте)

ние гидравлической системы и т. п.) также собирается и демонстрируется на дисплее панели управления.

## ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОДВОДНЫХ СИСТЕМ

### Подводная эксплуатационная система SPS фирмы «Еххоп»

Подводная эксплуатационная система фирмы «Еххоп» включает опорную плиту, выкидные линии, эксплуатационный райзер и судно для подготовки и хранения продукции скважин. Бурение и заканчивание скважин осуществлялось через подводную опорную плиту с помощью плавучей буровой установки. Продукция скважин через манифольд поступает в выкидные линии и эксплуатационный райзер, а затем проходит обработку на стационарно пришвартованном судне. На этом же судне осуществляется хранение сырой нефти. Для ее доставки на берег применяются челночные танкеры. Дистанционное управление процессом добычи осуществляется с судна для хранения нефти на всех этапах освоения месторождения: от открытия месторождения до ликвидации. Система SPS предназначена для добычи нефти на глубине около 1500 м и рассчитана на 20-летний период разработки месторождения. Чтобы определить эффективность этой подводной технологии, компания «Еххоп» построила систему-прототип из трех скважин для опытного использования в морских условиях на глубине 52 м в Мексиканском заливе. Эта система-прототип была установлена в 1974 г. Операции по испытанию и ликвидации продолжались до середины 1980 г. В основу расчетов опытной системы была положена глубина 610 м (рис. 6.17).

Поскольку система SPS предназначена для глубоководного использования, одним из ключевых принципов проектирования

всех компонентов системы стал принцип безводолазной установки и обслуживания оборудования. Необходимость обеспечения состыкованности различных подсистем и использования безводолазной технологии потребовала согласованности действий при проектировании опорной плиты и арматуры системы обслуживания.

### Сепаратор

На опорной плите находится также сепаратор, который включает оборудование, необходимое для снижения противодавления на пласт, в результате чего повышаются темпы отбора нефти. После сепарации газожидкостной смеси газовый поток за счет давления в сепараторе подается на поверхность, а жидкость перекачивается насосами, заключенными в модули.

Проектом была предусмотрена сменность насосов и распределительных клапанов, а также высокая надежность электронных компонентов. Автоматическое включение и выключение насосов и отведение определенной части подачи насосов на регулируемый штуцер с регулируемой диафрагмой призваны обеспечить определенный уровень жидкости в сепараторе при длительных и кратковременных колебаниях дебитов.

### Установка и обслуживание системы SPS

Система SPS предусматривает установку и обслуживание без использования водолазов. Обслуживание всех компонентов SPS основывается на принципе их замены в случае повреждения. Исключение составляют основная опорная рама и колонны обсадных труб. Многие компоненты подводной системы рассчитаны на безводолазное обслуживание. К ним относятся клапаны на манифольде, модули управления, устьевая арматура, блоки электрического и гидравлического управления на ползьях опорной плиты, инструменты для подтягивания и подсоединения выкидных линий, вертлюги, гибкие трубы и аноды в системе электрохимической защиты эксплуатационного райзера.

### Подводные безводолазные системы фирмы «Еххоп»

Для установки и обслуживания оборудования и выкидных линий на опорной раме применялись две системы: дистанционная направляющая система RGS<sup>1</sup> и манипуляторная система обслуживания MMS<sup>2</sup>. Управляемый аппарат TMV<sup>3</sup> применялся для обслуживания компонентов эксплуатационного райзера.

<sup>1</sup> RGS — Remote guidance system.

<sup>2</sup> MMS — Maintenance manipulator system.

<sup>3</sup> TMV — Tethered maintenance vehicle.



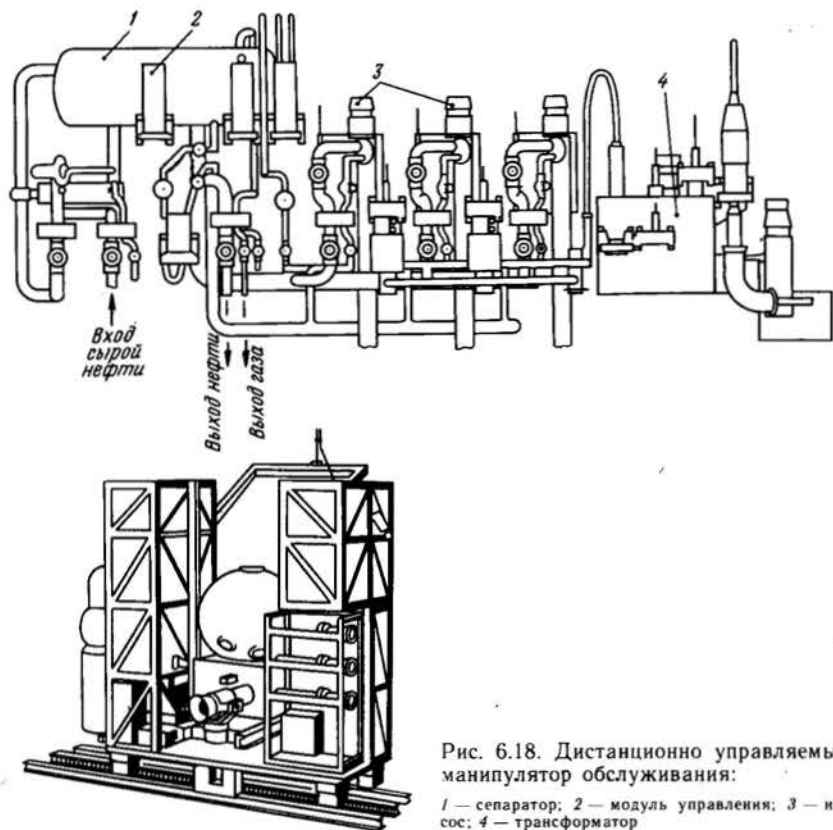


Рис. 6.18. Дистанционно управляемый манипулятор обслуживания:  
1 — сепаратор; 2 — модуль управления; 3 — насос; 4 — трансформатор

Неплавучий манипулятор обслуживания NBMM<sup>1</sup> представлял собой модификацию системы MMS, предназначенную для суровых условий. Ниже приводится краткое описание функциональных возможностей каждой системы.

### Манипуляторная система обслуживания MMS

MMS представляет собой дистанционно управляемый аппарат ROV<sup>2</sup>, который является основным средством, предназначенным для обслуживания подводной системы SPS. Этот плавучий аппарат доставляется на точку на вспомогательном судне и спускается на донную опорную раму с помощью стропа, который поднимается на поверхность буем. Система MMS перемещается затем по специальной дорожке и попадает точно в рабочую точку. Она заменяет модули управления и распределительные клапаны новыми, а поврежденные поднимает на поверхность

<sup>1</sup> NBMM — Non-buoyancy maintenance manipulator.

<sup>2</sup> ROV — Remotely operated vehicle.

для ремонта. Система MMS может также участвовать в замене крупных блоков, отсоединяя их от подводной системы SPS и прикрепляя подъемную линию, идущую от судна (рис. 6.18).

### Дистанционная направляющая система RGS

Система RGS включает площадку с двигателями и систему позиционирования, с помощью которых блоки оборудования направляются в заданную точку на донной опорной раме. Она заменяет направляющие линии для глубоководных систем за счет стабилизации рабочей нагрузки при беспорядочном движении судна в процессе динамического позиционирования. Система может стабилизировать нагрузки до 300 кН. Управление системой может осуществляться либо в ручном, либо в автоматическом режиме. В последнем случае выходное устройство акустической системы отсчета положения подсоединено к двигателям аппарата. Надводная обработка данных и точный контроль за положением блока оборудования позволяют установить его в заранее определенной точке. Система RGS обеспечивает также заданную направленность при спуске и подъеме всех больших компонентов подводной эксплуатационной системы, за исключением манифольда на опорной раме. Требуемая направленность обеспечивается и в ходе операций по бурению и заканчиванию скважин, кроме спуска блока провенторов.

### Привязной аппарат обслуживания TMV

TMV представляет собой аппарат с дистанционным управлением, предназначенный для инспекции и обслуживания компонентов эксплуатационного райзера. Стыковка с заданными точками на райзере обеспечивается за счет применения двигателей и акустической системы отсчета положения. Осуществляемое TMV обслуживание включает замену компонентов универсального шарнира, таких как подверженные износу вертлюги и гибкие трубы. Аппарат снабжен специальным комплектом инструментов для подъема этих компонентов на поверхность и замены их новыми при повторном погружении. Для мелкого обслуживания (например, инспекция и замена анодов) может применяться комплект инструментов общего назначения.

### Неплавучий манипулятор обслуживания NBMM

Манипулятор NBMM представляет собой модификацию системы MMS и обеспечивает идентичное обслуживание модулей управления и клапанов подводной эксплуатационной системы SPS. Этот аппарат альтернативен плавучему манипулятору.

## Функциональные возможности

MMS предназначена для обслуживания компонентов манифольда и системы управления. Задвижки манифольда и модули управления могут заменяться с помощью MMS без привлечения надводного подъемного оборудования. Более крупные блоки оборудования поднимаются с помощью вспомогательного судна — в этом случае система MMS обеспечивает подсоединение подъемных линий. Вокруг подводного манифольда имеется специальная направляющая рама, которая обеспечивает доступ системы MMS к его компонентам. Когда MMS закреплена в требуемом положении на направляющей раме для проведения операций по замене определенных блоков оборудования, ее рабочий инструмент может выдвигаться на 2,7 м вверх, на 1,5 м в сторону манифольда и на 0,75 м вдоль дорожки. Инструмент для замены клапанов развивает крутящий момент в 20 300 Н·м при завинчивании клапанов. При демонтаже расчетный крутящий момент равен 81 400 Н·м. При подъеме развиваемая грузоподъемная сила составляет например 15 кН. Важная черта системы — пассивная центровка. Рабочие инструменты могут находиться в пассивном движении, отклоняясь на 3,2 см по вертикали и горизонтали, на  $\pm 5^\circ$  при бортовой качке и на  $\pm 10^\circ$  при килевой качке и рыскании, при этом активного изменения центровки не происходит. Благодаря такой пассивной центровке доступ к клапану или модулю управления обеспечивается при отсутствии стопроцентной центровки, в результате ход операции ускоряется.

Управление работой системы MMS осуществляется с поверхности по электрическому многожильному кабелю, который обеспечивает энергией электрические и гидравлические насосы. Электрические и гидравлические системы полностью дублируются. Помимо двух резервных гидравлических силовых установок имеется еще одна аварийная гидравлическая установка. В случае разрыва многожильного кабеля посылаются ряд заранее подготовленных аварийных команд, и система MMS возвращается на посадочную площадку и поднимается на поверхность.

## Описание системы

На рис. 6.18 показана гидравлически управляемая система с питанием от электрического энергоисточника для дистанционно управляемой привязной системы MMS. Установка имеет размеры примерно 8,5 м × 2,5 м × 7,4 м и массу в воздухе около 30 т. Она включает основную раму, на которой находится рабочий инструмент (концевой эффектор), стеллаж для хранения оборудования и систему гидравлического управления. На раме закреплены блоки из синтетической пены, они придают системе MMS положительную плавучесть. На вершину рамы находится подъемная линия, которая используется только при спуске в воду и подъеме установки, а также многожильный кабель. Для спуска MMS на

подводную эксплуатационную систему SPS с помощью лебедок используется специальный строп, который по окончании работ прикрепляется посредством буйа к рельсам подводной эксплуатационной системы.

Предполагается, что MMS и вспомогательное оборудование должны храниться на берегу. Если возникает необходимость в проведении операций по обслуживанию, то установка грузится на вспомогательное судно и доставляется на точку. Здесь по акустическому сигналу на поверхность поднимается буй с прикрепленным к нему стропом. Подводный конец стропа крепится к якорю, который отмечает место посадки системы MMS. Обслуживание подводной эксплуатационной системы с помощью MMS можно разделить на следующие этапы:

1. Спуск MMS в воду осуществляется с помощью смонтированной на корме А-рамы. При приведении в действие системы лебедок MMS начинает опускаться. Приближение к посадочной площадке может осуществляться при любой ориентации относительно вертикальной оси, поскольку посадочная площадка на SPS представляет собой усеченный конус, позволяющий проводить посадку при скорости донных течений до 0,9 км/ч.

2. Когда MMS опускается на якорь, она с помощью специального ориентирующего устройства устанавливается вдоль рельсов. Затем MMS поднимает якорь, приобретая в результате отрицательную плавучесть, и тянет его за собой, перемещаясь вдоль рельсов.

3. MMS останавливается у точки, где находится поврежденный компонент оборудования, например задвижка, и включает видеосистему. Концевой эффектор вынимает дефектную задвижку и помещает ее на стеллаж для хранения оборудования. Затем инструмент берет новую задвижку, вставляет ее в гнездо, заворачивает, приводя в действие уплотнение «металл по металлу» и проводит опрессовку соединения.

4. По окончании работ MMS снова подъезжает к посадочной площадке, состыковывает новый буй, к которому прикреплен строп, с рельсом и крепит подводный конец нового стропа к якорю. Затем MMS устанавливает якорь, освобождает строп и всплывает на поверхность, разматывая при этом строп.

5. Когда MMS возвращается на палубу, на старый строп навинчивается освобождающее устройство, которое свободно падает на якорь, освобождает защелку и вместе со старым стропом извлекается из воды и поднимается на вспомогательное судно. Подводная эксплуатационная система SPS остается с бумом, который понадобится при проведении очередной операции по обслуживанию подводного оборудования.

При проведении подводных работ MMS использует два основных рабочих инструмента или концевых эффектора. По форме они напоминают большой гидравлический торцевой ключ, который охватывает клапан при его замене. Чтобы установить или снять клапаны, ключ захватывает большую корончатую гайку на клапа-

не. С одной стороны клапана имеется конус, позволяющий устанавливать клапан таким образом, чтобы обеспечить нормальное уплотнение «металл по металлу».

Кроме того, конус обеспечивает гидравлическое соединение. Отверстие в задней части клапана позволяет передавать давление на кольцевое пространство между металлическим уплотнением и резиновым кольцом. Если при этом не наблюдается резкого снижения давления, то уплотнение можно считать удовлетворительным.

Проектирование системы для замены клапанов потребовало решения сложных проблем, связанных с взаимной подготовкой конструкций клапанов, манифольда и MMS. Такая необходимость диктовалась дистанционным управлением работой подводной эксплуатационной системы SPS. Сложные операции подобного типа не могут осуществляться с помощью манипуляторных систем общего назначения, предназначенных для выполнения более простых задач.

Для замены модуля управления концевой эффектор соединяет в себе два ключа, рассчитанные на зажим двумя болтами, с подъемными зубцами, очень напоминающими зубцы вилочного подъемника. Этот инструмент захватывает специальную арматуру на модуле управления. Как только подъемные зубцы попадают в цилиндрические элементы на модуле управления, гидравлические защелки фиксируются на пластине непосредственно над цилиндрическими элементами. Затем ключи захватывают винтовые домкраты на модуле управления, которые стягивают и отпускают двухболтный зажим на модуле. Благодаря конусной поверхности зажима вертикальная завинчивающая сила предварительно нагружает металлические уплотнения в гидравлических муфтах. Эта операция также требует серьезной взаимной подгонки системы управления и системы обслуживания.

### Состояние системы MMS на данный момент

Система MMS успешно применялась для обслуживания подводной эксплуатационной системы SPS фирмы «Еххон» в ходе пробных испытаний. При этом система MMS использовалась 85 раз. Все запланированные операции по обслуживанию были успешно завершены. Кроме того, был проведен ряд незапланированных мероприятий, таких как, скажем, выявление причин возникновения проблем, связанных с электрической энергией. В течение одного захода длительностью 4—6 ч были заменены два клапана. Для сравнения: во время одного из заходов манипулятор оставался на опорной плите 30 ч. Длительность пребывания системы на дне не вызвала никаких проблем, поскольку управление было автоматическим.

На основании результатов опытных испытаний подводной эксплуатационной системы SPS, в ходе которых применялась система MMS, последняя была признана полностью годной к даль-

нейшему коммерческому применению. Кроме того, аппарат, применявшийся при испытаниях системы SPS, был подновлен и теперь будет применяться для обслуживания подводного манифольдного центра фирм «Shell» и «Esso».

### Обслуживание оборудования на месторождении Грондин

Группа компаний «Elf Aquitaine» осуществила широкую программу исследовательских и инженерных работ с целью создания подводного промысла для глубин свыше 600 м, не доступных для водолазов.

Программа включала бурение с плавучих буровых установок и заканчивание наклонно направленных скважин. Программой предусматривались также установка и соединение между собой подводных конструкций без помощи водолазов, дистанционное управление подводными скважинами и автоматическое подсоединение выкидных линий. Для обслуживания подводного оборудования применялись необитаемые подводные аппараты ROV.<sup>1</sup> С их помощью проводился также анализ надежности оборудования и безопасности его эксплуатации.

Экспериментальная станция расположена на северо-восточном выступе месторождения Грондин у берегов Габона (Западная Африка). Она находится на расстоянии 1500 м от стационарной эксплуатационной платформы. Глубина воды здесь 60 м.

В качестве вспомогательного судна с надводным оборудованием использовалась баржа «Анжиль». Подводное оборудование включало опорную раму, устьевую арматуру, эксплуатационный манифольд и выкидные линии. Дистанционное управление работой всего комплекса оборудования осуществлялось с эксплуатационной платформы «Грондин» по подводному электрическому кабелю с использованием локальной электрогидравлической подстанции и надводных мониторов.

Установка, подключение, обслуживание оборудования и безводолазные операции проводились с вспомогательного судна, специально построенного для станции.

В 1974 г. были начаты конструкторские работы по созданию станции на северо-востоке месторождения Грондин. Это был первый шаг к созданию технически выполнимой и надежной подводной эксплуатационной системы для больших глубин.

В 1981 г. компания «Elf Aquitaine» успешно закончила испытания дистанционно управляемого подводного промысла.

На последнем этапе испытаний был опробован разработанный фирмой АСВ дистанционно управляемый робот-манипулятор, смонтированный на рельсах (рис. 6.19). После шести недель испытаний дистанционно управляемого манипулятора

<sup>1</sup> ROV — Remotely operated vehicle.



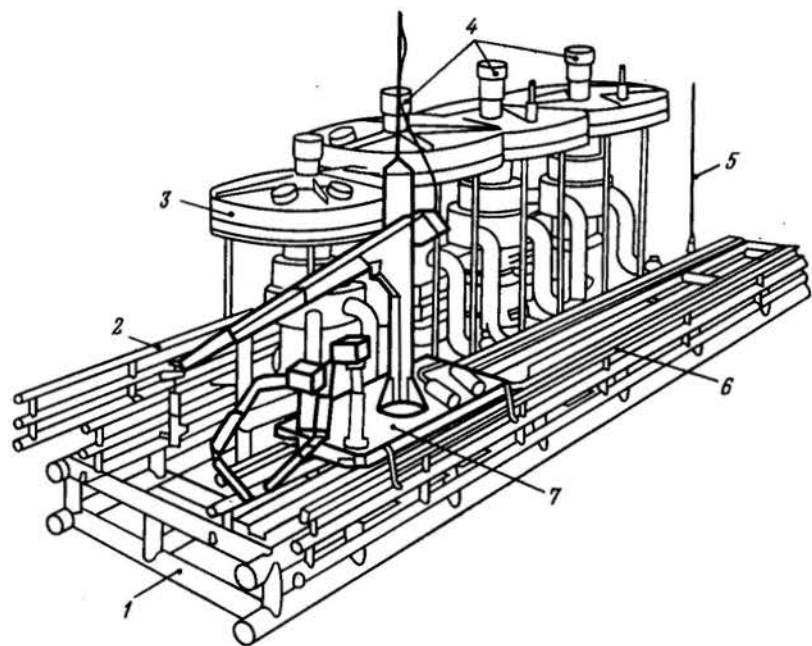


Рис. 6.19. Станция «Грондин» компании «Elf Aquitaine», устьевая арматура на опорной раме и смонтированный на рельсах робот:

1 — опорная рама; 2 — манифольд; 3 — блок управления; 4 — устье; 5 — направляющая линия; 6 — рельсы; 7 — манипулятор на рельсах

TIM<sup>1</sup> массой 13 т было предложено внести в него два усовершенствования, чтобы повысить эффективность нефтедобычи на глубине 600 м. Первое предложение касалось замены электрогидравлической системы управления на электронную мультиплексную систему с целью уменьшения массы конструкции. Второе предложение заключалось в повышении качества работы визуальной системы, с помощью которой операторы над водой могли следить за выполнением подводных операций (рис. 6.20).

Управляемый операторами с вспомогательной баржи «Анжиль» TIM успешно выполнил 104 различные операции. Эти операции осуществлялись в ходе 24 погружений. Общее время пребывания манипулятора под водой составило 160 ч. При испытаниях манипулятор периодически поднимали на баржу для замены инструментов. Однако следует отметить, что эта работа может проводиться и под водой самим роботом, который в этом случае выбирает нужный инструмент из имеющегося комплекта, тем самым продлевая время пребывания под водой.

Хотя во время эксперимента глубина воды была только 60 м, расчетная предельная глубина для робота-манипулятора состав-

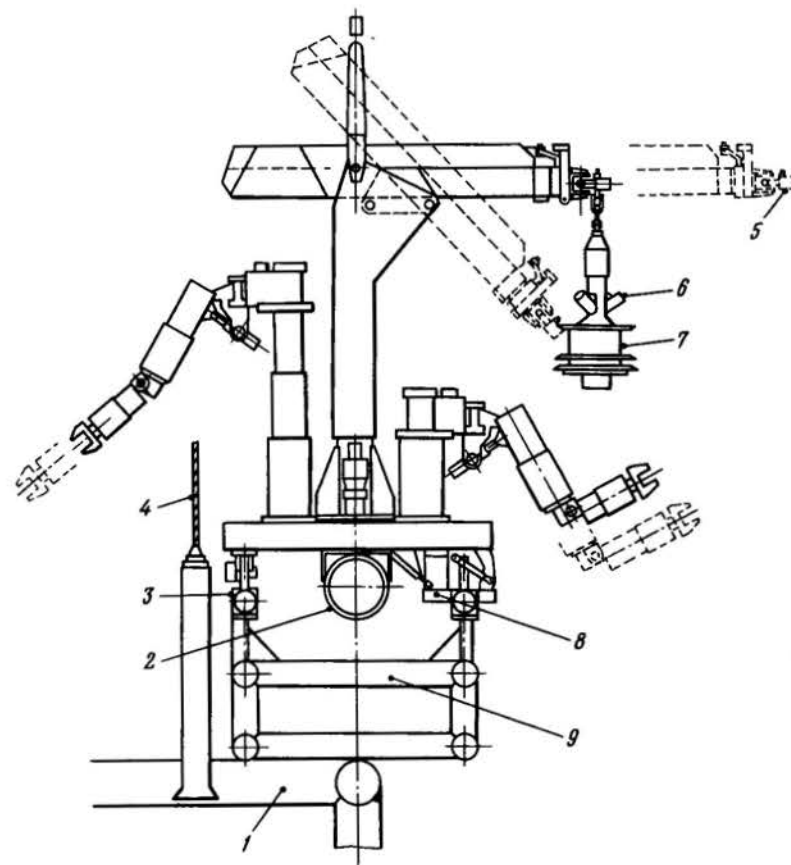


Рис. 6.20. Подводный робот-манипулятор TIM и кран (автор — фирма АСВ):

1 — опорная рама; 2 — силовой гидравлический блок; 3 — рельс; 4 — направляющая линия; 5 — захват направляющей линии; 6 — раструб для удержания различных элементов подводной системы; 7 — барабан; 8 — приводной ролик; 9 — манифольд

ляет 600 м. Это потребовало тщательного подбора компонентов, подлежащих погружению, а также разработки концепции, исключающей прямое вмешательство человека в проводимые операции.

### Функции робота TIM

1. Установка гидравлических соединительных труб между устьем и выкидной линией на манифольде.
2. Обеспечение подачи гидравлической энергии, необходимой для работы соединительных узлов.
3. Прокладка электрического кабеля и гидравлических гибких труб.
4. Участие в позиционировании и подключении электрического соединительного кабеля.

<sup>1</sup> TIM — Télé Manipulateur d' Intervention et de Maintenance.

5. Установка рабочего инструмента для открытия или закрытия клапанов (предохранительные клапаны с ручным управлением на манифольде и устье).
6. Подсоединение и отсоединение направляющих линий.
7. Чистка, шлифовка, затягивание и ослабление болтов и гаек.
8. Регулирование положения насадки на напорном шланге.
9. Очистка всасывающей линии.
10. Регулирование положения телекамеры и прожектора.
11. Манипулирование различными инструментами.

### Рабочая характеристика функциональных элементов манипулятора

Обратимся к табл. 6.2, в которой приводятся средние скорости, полученные с помощью гидравлического насоса. Средняя низкая скорость (составляющая 20 % от вышеуказанных значений) достигается практически при всех движениях, когда используется аварийный гидравлический насос меньшей мощности в сочетании с основным гидравлическим аккумулятором. Все характеристики даются при полном размахе плеча и предплечья манипулятора. Каждое из двух плеч манипулятора выполняет следующие идентичные функции:

1. Каждое плечо манипулятора рассчитано на 24-часовую эксплуатацию в морской воде на глубине 600 м, как и вся установка.
2. Каждый из двух манипуляторов (со своей колонной) можно устанавливать в любом из четырех углов несущей конструкции. Установка и подсоединение осуществляются примерно за 2 ч с помощью гидравлического мультиконнектора.

Таблица 6.2

Операция	Номинальная нагрузка от крутящего момента, Н	Средняя номинальная скорость
Выдвижение колонны (вертикальное)	—	1,96 м/мин
Основное вращение головки	—	3 м/мин
Вспомогательное вращение головки (вручную)	—	—
Подъем плеча	1000	3 м/мин
Вращение плеча	—	0,6 мин <sup>-1</sup>
Выдвижение руки (плеча)	3200	3 м/мин
Подъем предплечья	—	3 м/мин
Выдвижение предплечья	1800	3 м/мин
Открытие захвата (и монтаж инструмента)	5000	3 м/мин

### Телескопический кран

Центральный кран включает вертикальную поворотную колонну, поддерживающую шарнирно закрепленную телескопическую стрелу. На конце стрелы имеется захват или другие инструменты и виды оборудования, например: барабан для проволоки, рамы с соединительными трубами, опорная рама для прокладки гибких труб и электрического кабеля и т. п.

Кран обеспечивает также маневрирование направляющими линиями перед присоединением или разъединением компонентов оборудования.

### Основные характеристики (средние скорости)

Частота вращения колонны составляет 0,1 мин<sup>-1</sup>, длина выдвижения стрелы — 3,1 м при скорости 1,2 м/мин. Подъем груза массой 1,5 т при полном выдвижении стрелы на 4,8 м.

### Несущая рама

На несущей раме прямоугольной формы, имеющей размеры 4,15 м × 2,25 м, находятся:

- центральный телескопический кран;
- два плеча манипулятора;
- боковое и складное ограждения.

После размещения этого оборудования на несущей раме на ней остается еще достаточно места.

Несущая рама с помощью шести роликов перемещается по горизонтальным рельсам манифольдов.

Поступательное движение осуществляется боковыми роликами, которые обеспечивают:

- боковое перемещение несущей рамы вдоль наружного манифольда;
- продольное перемещение несущей рамы с максимальной скоростью 25 см/с, при медленном движении — со скоростью 5 см/с.

### Обслуживание системы UMC фирм «Shell» и «Esso»

Система UMC рассчитана на три основных вида обслуживания:

1. С бурового судна — работа, связанная с обслуживанием скважин, трубопроводов и коннекторов.
2. Посредством системы дистанционного обслуживания RMS<sup>1</sup> — замена клапанов манифольда и модулей управления.
3. С помощью водолазов — подстраховочный вариант при использовании RMS; помощь при обслуживании по пункту 1 (буровое судно); выполнение разовых заданий.

<sup>1</sup> RMS — Remote maintenance system.

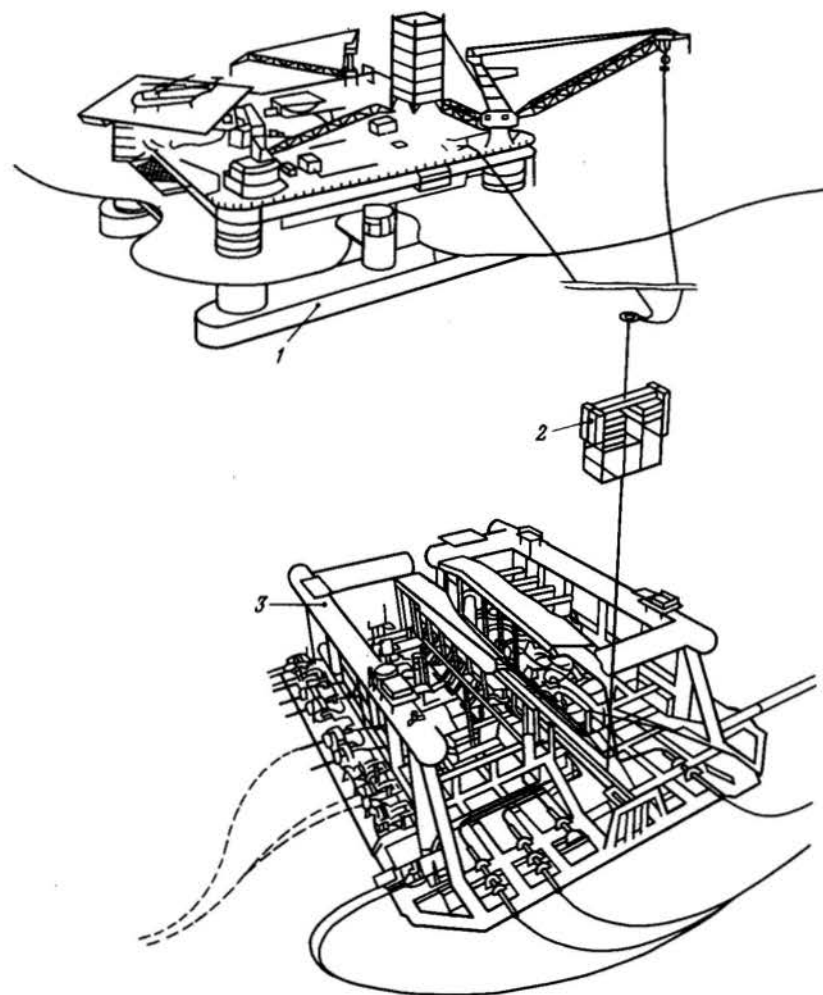


Рис. 6.21. Обслуживание системы UMS (спуск RMS):

1 — многоцелевое вспомогательное плавсредство; 2 — система дистанционного обслуживания RMS;  
3 — подводный манифольдный центр UMS

Инспекция планируется с использованием дистанционно управляемых аппаратов ROV, водолазных работ и систем RMS в качестве запасного варианта (рис. 6.21).

На UMS применяется специальная система маркировки.

Требования к обслуживанию системы UMS устанавливались исходя из расчетных критериев и результатов испытаний оборудования, а также на основе опыта эксплуатации системы и результатов ее инспекции.

## Функции буровой установки

Поднимать компоненты UMS на поверхность для обслуживания можно с помощью инструментов, спускаемых с буровой установки, которая в этом случае располагается над точкой установки UMS.

С помощью специальных инструментов выполняются следующие операции:

- подъем или замена штуцеров на спутниковых скважинах;
- подъем навеса над гнездом скважины для обеспечения доступа к устьевой арматуре с целью проведения ремонтных работ;
- подъем аккумулятора гидравлической энергии или установок для закачки химреагентов с целью их ремонта или замены;
- подтягивание и подсоединение выкидных линий, а также линий электрического и гидравлического управления;
- установка посадочной площадки для системы дистанционного обслуживания RMS, подъем и замена участков рельсового пути, по которому движется UMS;
- установка подводного коннектора для аварийной остановки подводной системы как запасного технического средства или средства инспекции.

Для осуществления этих операций буровая установка снабжена направляющей системой, предназначенной для точного размещения оборудования на опорной раме. В подводной системе UMS имеются 42 точки, в которых оборудование можно устанавливать только с помощью направляющей системы. Для обеспечения точного размещения оборудования система UMS снабжена 122 гнездами для направляющих стоек. Направляющие стойки вводятся в гнезда с помощью специально изготовленных инструментов.

## Система дистанционного обслуживания RMS

Система RMS включает робот-манипулятор. На рис. 6.21 и 6.22 показан аппарат RMS и его спуск на морское дно для обслуживания подводной эксплуатационной системы.

Система RMS должна выполнять следующие задачи:

- извлечение и замена клапанов;
- управление работой перекрывающих клапанов;
- подъем и замена модулей управления;
- осуществление дистанционной инспекции с помощью видеокамеры.

Конструкция аппарата обладает достаточной высотой, поэтому инструменты могут работать на манифольде на любом требуемом уровне. Заполненные пеной камеры обеспечивают плавучесть установки. Рама включает стеллажи для хранения узлов, которые могут потребоваться при замене дефектных компонентов оборудования. Операции выполняются с помощью двух основных инструментов, называемых концевыми эффекторами. Концевой



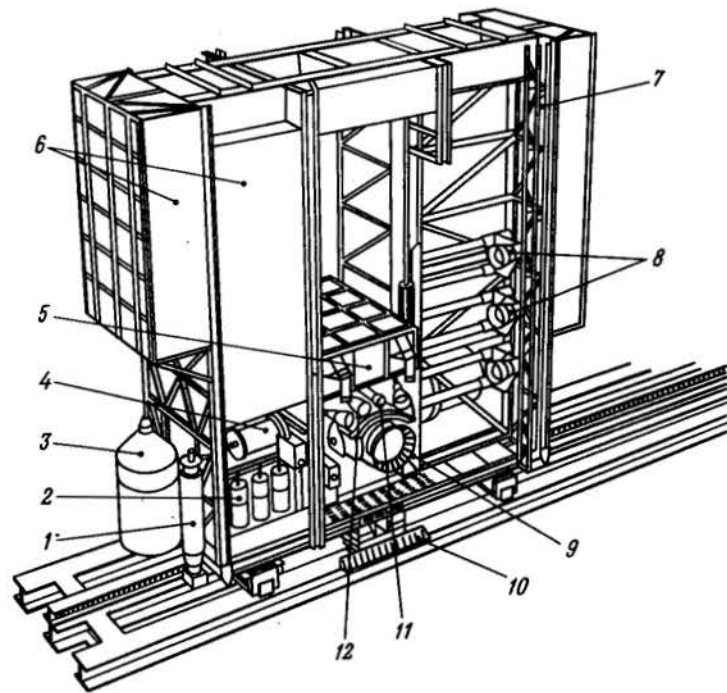


Рис. 6.22. Система дистанционного обслуживания RMS:

1 — сбрасываемый балласт; 2 — аккумуляторы гидравлической энергии; 3 — буй; 4 — лебедка; 5 — несущая рама; 6 — камеры плавучести с пенным балластом; 7 — защитный бампер; 8 — стеллажи для хранения клапанов; 9 — концевой эффектор в рабочем положении; 10 — фиксирующая конструкция; 11 — телекамера; 12 — прожекторы

эффектор № 1 (EE1<sup>1</sup>, торцевой ключ) применяется при операциях, связанных с клапанами. Концевой эффектор № 2 (EE2<sup>2</sup>, двойной динамометрический гаечный ключ и вилочный подъемник) применяется для замены модулей управления. Позиционирование инструментов и управление их работой выполняются с помощью гидравлики.

На аппарате смонтированы телекамеры и прожектора, поэтому за ходом операций по обслуживанию подводного оборудования можно наблюдать с вспомогательного судна, где установлена панель управления.

Спереди и сзади системы УМС имеются две посадочные площадки для аппарата RMS. Обе они съемные. Передняя посадочная площадка устанавливается перед погружением RMS, а задняя — позднее, если возникает необходимость. Аппарат RMS опускается на систему УМС и перемещается по рельсам вдоль манифольда, проводя необходимые операции по обслуживанию оборудования.

<sup>1</sup> EE1 — End Effector 1.

<sup>2</sup> EE2 — End Effector 2.

## Водолазные работы

Водолазные работы можно проводить в дополнение к операциям, осуществляемым аппаратом RMS, в плане обслуживания и периодического инспектирования оборудования. Перечень операций, которые могут проводить водолазы, включает:

- управление работой клапанов с помощью маховика;
- замену клапанов;
- замену модулей управления;
- измерение толщины стенок посредством неразрушающих испытаний;
- извлечение и замену направляющих стоек;
- помощь при подсоединении или снятии штуцеров с спутников скважин системы УМС;
- помощь при операциях со спускным инструментом;
- общую инспекцию.

В помощь водолазам разработаны специальные инструменты целевого назначения (рис. 6.23):

- маховик для открытия и закрытия подводных клапанов с ручным приводом;
- инструмент для замены компонентов клапанов с дистанционным управлением;
- инструмент для отсоединения модуля (применяется при замене модулей управления);
- мостовой кран (используется при размещении оборудования над рельсовым путем RMS).

Компоненты подводной системы УМС, которым может понадобиться обслуживание или инспекция, в большинстве своем доступны для водолазов. Однако существуют проблемы, связанные с трубами высокого давления, электрооборудованием и высокотемпературными трубами, поскольку при их обслуживании требуется принятие специальных мер предосторожности для обеспечения безопасности водолазов. После тщательного изучения вопроса были разработаны правила, соблюдение которых должно исключить возможность возникновения для водолаза опасной ситуации. Например, на подступах к некоторым участкам предусматриваются таблички «хода нет». Кроме того, предусматривается применение предохранительных устройств для предотвращения возможного контакта с потоком высокого давления или высокотемпературными трубами. Чтобы обезопасить водолазов при работе с электрическим оборудованием, перед их погружением на дно спускается дистанционно управляемый аппарат, снабженный детектором напряжения. Детектор напряжения имеется и у каждого водолаза, работающего на участке, где возможна утечка тока, несмотря на наличие встроенных в систему УМС предохранительных устройств. Рекомендации по обеспечению безопасности водолазов изложены в буклетах, которыми снабжаются все работники, занятые в операциях по обслуживанию подводного оборудования.

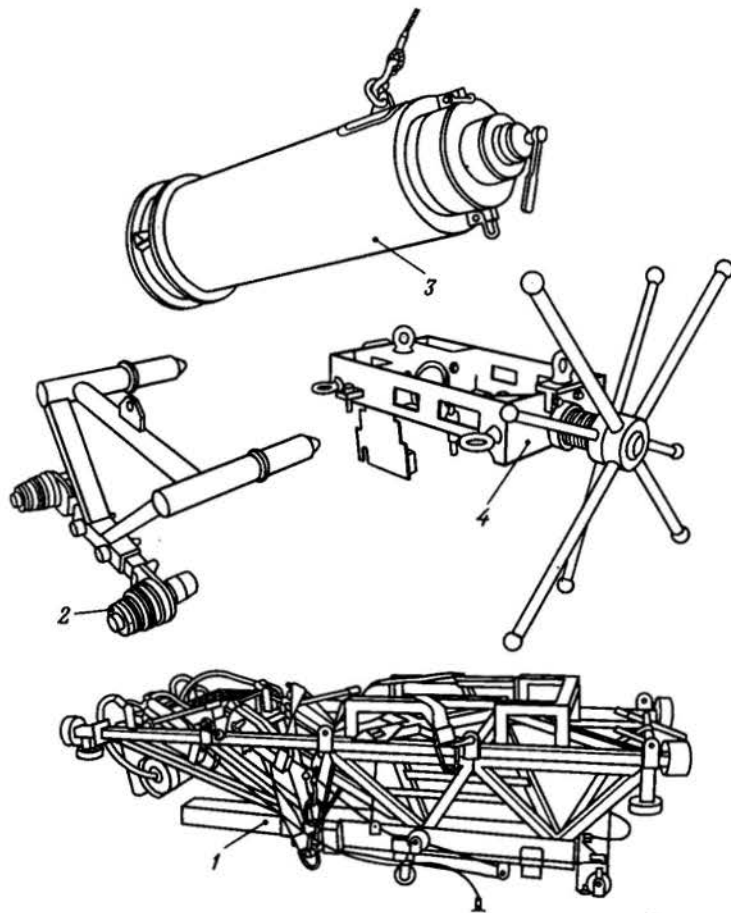


Рис. 6.23. Устройство для проведения водолазных работ:

1 — подводный мостовой кран; 2 — инструмент для соединения модуля; 3 — инструмент для замены компонентов клапанов; 4 — механизм для закрытия и открытия клапанов

### Периодическое инспектирование подводного оборудования

Инспектирование подводного оборудования может осуществляться либо с помощью водолазов, либо с использованием дистанционно управляемого аппарата. Цель инспектирования — установить, соответствует ли подводная система с ее оборудованием на данном этапе эксплуатации требованиям Департамента энергетики. Соответствие требованиям подтверждается документом, выдаваемым Департаментом. Инспектирование может включать общее наблюдение и телевизионное фотографирование подводной системы УМС, наблюдение за образованием разрывов и скоплений разного материала вокруг конструкций. Кроме того, могут проводиться измерения катодной защиты в отдельных точках и толщины стенок труб.

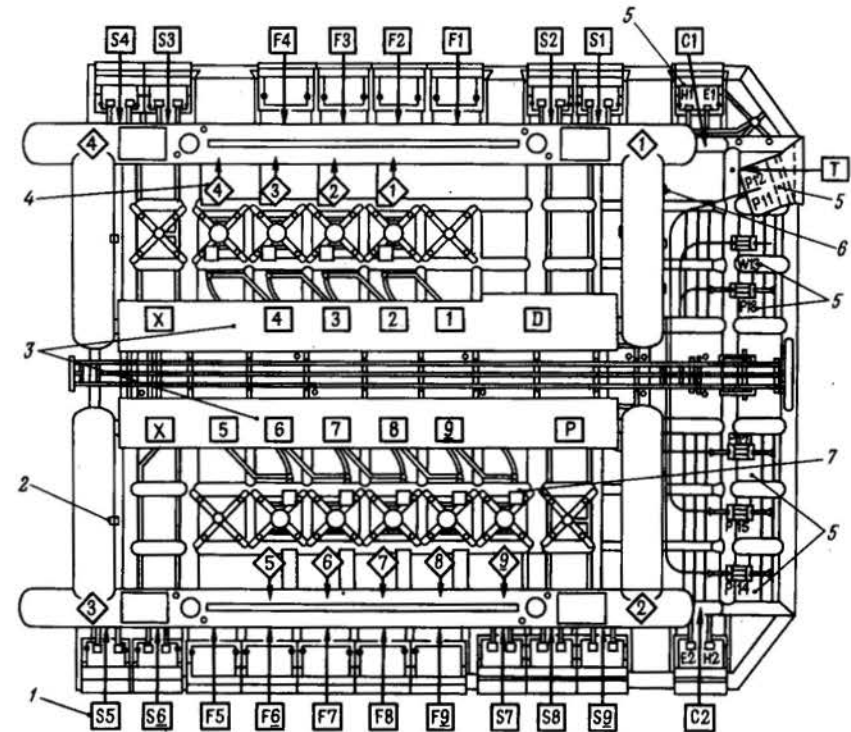


Рис. 6.24. Маркировка подводной системы SEAMARK:

1 — маркировка выкидных линий и линий управления под углом  $45^\circ$  от верха боковой трубы верхнего ряда; 2 — маркировка на осевой линии гнезда скважин; 3 — маркировка манифольдных гнезд; 4 — первичная маркировка гнезд скважин под углом  $45^\circ$  от верха боковой трубы верхнего ряда; 5 — маркировка наплавленных валиков; 6 — маркировка на осевой линии соединительного узла платформы; 7 — маркировка повторного ввода

### Система маркировки УМС

Подводная эксплуатационная система УМС имеет маркировку, благодаря которой водолазы, дистанционно управляемые аппараты, система дистанционного обслуживания и т. п. могут легко определить свое местонахождение и вид оборудования во время операций по его обслуживанию. Черного цвета знаки наносятся на желтые панели, которые прикрепляются к оборудованию с помощью эпоксидной смолы и фиброремней. Все панели устойчивы к обрастанию морскими организмами и, в соответствии с расчетами, должны оставаться четко видимыми в течение 25 лет подводной эксплуатации. На рис. 6.24 показаны основные знаки на конструкции. Например, гнезда скважин маркируются ромбовидными панелями высотой 340 мм (первичная маркировка). Такая маркировка позволяет водолазам или дистанционно управляемым аппаратам, приближающимся к конструкции, найти нужное гнездо скважины. В пределах УМС отдельные рабочие участки размечены более детально.

Вторичная система маркировки включает знаки для каждого гнезда скважины в непосредственной близости от кондуктора. Они представляют собой необрастающие морскими организмами ромбовидные панели высотой 100 мм. Кроме того, клапаны маркируются сокращенным вариантом указанного на этикетке номера, а выкидные линии — номером трубы. Например, клапан TXVO106 снабжается панелью с номером 106.

#### ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОДВОДНЫХ СИСТЕМ

Нормобарические водолазные скафандры ADS<sup>1</sup> впервые были применены для обслуживания подводной эксплуатационной системы в 1976 г. на месторождении Энчова в Бразилии. Впоследствии они нашли применение и на других месторождениях. Анализ их работы показал, что они могут выполнять все задания, связанные с обслуживанием подводного промысла, гарантируя при этом безопасность операций и низкую стоимость по сравнению с другими системами.

Нефтяные компании постоянно изучают возможности снижения первоначальных капитальных вложений за счет использования ADS в качестве первичной системы обслуживания. Такой подход позволяет упростить конструкцию устья, облегчает его обслуживание и повышает надежность.

Особая привлекательность скафандров ADS по сравнению с другими системами заключается в том, что они включают скафандр JIM для работ на морском дне и скафандр WASP (или другие скафандры) для работы в водном пространстве над дном. Скафандр JIM — единственный для работ на дне с давлением 0,1 МПа. Устойчивость и маневренность скафандра JIM позволяет водолазу пересекать подводную опорную раму и выполнять задания в точках, доступ к которым весьма ограничен. Эта способность была подтверждена на испытаниях, проведенных фирмой «Det Norske Veritas», где JIM оказался лучшим из всех необитаемых и одноместных подводных аппаратов.

Если учесть, что скафандр ADS дешевле и проще в обслуживании, чем необитаемый подводный аппарат ROV, то становится понятным, почему нефтяные компании и фирмы-изготовители оборудования все чаще обращаются к идее обслуживания подводных эксплуатационных систем с помощью ADS.

#### Анализ функций обслуживающих систем

Исходя из опыта обслуживания подводного оборудования, можно выделить четыре основные функции обслуживающих систем: инспекция, ремонт, ручное управление и незапланированное обслуживание.

<sup>1</sup> ADS — Atmospheric diving suit.

1. Под инспекцией понимается наблюдение за работой подводного оборудования, которое осуществляется либо визуально, либо с помощью приборов. Визуальные наблюдения позволяют обнаружить процессы, которые могут затруднить эксплуатацию подводных систем. К таким процессам относятся размывы, коррозия, обрастание морскими организмами, повреждение якорями, течи и т. п. Более тщательное наблюдение за подводным оборудованием осуществляется с помощью приборов. На основе полученных данных планируются мероприятия по профилактическому обслуживанию подводных систем.

2. Ремонт оборудования часто предусматривает замену его компонентов. К заменяемому оборудованию относятся блоки управления, колпак для защиты устьевого оборудования, устройства для управления работой клапанов, направляющие стойки, выкидные линии, аноды в системе электрохимической защиты, хомуты на выкидной линии, уплотнительные прокладки, ретрансляционные буи, импульсные приемопередатчики и пакеты линий управления. Устройство устья существенно влияет на стоимость и степень сложности ремонта. К примеру, устройство некоторых систем таково, что для замены стволовой задвижки требуется поднять на поверхность крупный блок устьевого арматуры, в то время как в других системах та же операция выполняется под водой.

3. Большая часть подводных эксплуатационных систем имеет клапаны и соединительные устройства с ручным приводом. Управление работой простых компонентов подводной системы осуществляется только с помощью водолазов. Более дорогостоящие и сложные системы включают компоненты с дистанционным электрогидравлическим или гидравлическим управлением. Такие компоненты могут помещаться в камеры с давлением 0,1 МПа. Даже в этом случае основная система управления должна дублироваться ручным приводом. Примером подобных компонентов служат клапаны, которые приводятся в действие только при канатных операциях или гидравлической закачке инструмента через выкидную линию.

4. Незапланированное обслуживание предполагает выполнение подводных операций для решения внезапно возникших проблем, связанных, скажем, с падением на подводную систему каких-то обломков или с ее повреждением корабельным якорем. В этом случае обычно выполняются такие операции, как замена направляющих линий и гибких труб, присоединение подъемных линий, удаление обломков и замена устройств, приводящих в действие клапаны. Для успешного осуществления этих операций требуется их предварительная разработка и компетентное руководство ходом работ.

#### Рабочие параметры подводных аппаратов

Опыт показывает, что чаще всего подводные аппараты осуществляют визуальную инспекцию подводного оборудования. На



втором месте по частоте выполнения стоит ручное управление работой подводного оборудования и такие несложные операции, как чистка оборудования и удаление упавших обломков. Все эти операции требуют определенной сноровки и мобильности. Реже выполняемые функции носят узкоспециализированный характер. Эти сложные функции определяют параметры подводных обслуживающих систем, поскольку они связаны с падением добычи.

При выборе той или иной обслуживающей системы основное внимание уделяется экономическим факторам. Аппарат должен выполнять все вышеупомянутые функции с высокой степенью надежности. Однако следует отметить, что подводное обслуживание не планируется в тех случаях, когда нельзя обеспечить надежность операций и когда экономически выгоднее затампонировать скважину и поднять устьевую арматуру на поверхность для обслуживания. Выбор решения должен основываться на комплексе взаимозависимых параметров, включающих географическое положение, наличие вспомогательных судов, время проведения и стоимость водолазных работ, глубину воды и устройство устья. Основным критерий — степень уверенности в возможностях подводной системы.

По мере распространения опыта применения подводных эксплуатационных систем на больших глубинах внимание нефтяных компаний все чаще привлекает идея подводного обслуживания оборудования. За последний год интерес к этому виду деятельности значительно возрос. Многие нефтяные компании проводят изучение проблемы подводного оборудования на раннем, концептуальном этапе проектирования подводных эксплуатационных систем. Они также требуют от изготовителей подводного оборудования создания новых конструкций, удовлетворяющих требованиям надежности и рентабельности. Все это должно обеспечить высокую эффективность работы подводной эксплуатационной системы.

### Необитаемые подводные аппараты ROV<sup>1</sup>

Обслуживание подводного оборудования с помощью привязанных необитаемых аппаратов, снабженных манипуляторами, может проводиться практически на любой глубине. Необитаемые аппараты безопаснее обитаемых, поскольку они не требуют пребывания людей под водой. Преимущество таких систем обслуживания заключается еще и в том, что они могут находиться под водой неограниченное время и работать по 24 ч в сутки. При плохой погоде необитаемый аппарат можно даже отключить и оставить под водой, не подвергая риску, связанному с подъемом на поверхность.

К недостаткам ROV относятся высокие капитальные вложения, усложненность конструкции, ограниченность обзора и большие простои, связанные с обслуживанием аппаратов. Многофункциональный необитаемый подводный аппарат должен быть снабжен манипулятором, выполняющим семь операций. Такая система стоит на 50—100 % больше, чем эквивалентный обитаемый аппарат. Поскольку управление аппаратом осуществляется с поверхности бригадой из четырех человек минимум, стоимость его эксплуатации превышает все другие варианты.

### Одноместные подводные аппараты

Основное преимущество обитаемых подводных аппаратов заключается в высоком уровне визуальной инспекции и способности оперативно решать незапланированные задачи. Основным недостатком таких систем — ограниченная способность к манипуляциям. В этом отношении обитаемые подводные аппараты почти равноценны необитаемым и роль человека в них минимальная.

В настоящее время наиболее популярным промышленным аппаратом из серии одноместных является «Mantis». Он имеет прочный корпус удлиненной формы, манипуляторы, выполняющие пять операций, носовой и кормовой движители, а также цистерны плавучести. Аппарат перемещается в горизонтальном направлении. Его движение регулируется с помощью рычага управления, а работа манипуляторов — с помощью кнопок на пульте управления. Основное преимущество этого аппарата над необитаемым заключается в том, что сидящий внутри человек осуществляет визуальное наблюдение и координирует движение манипуляторов в пространстве. В связи с этим способность аппарата к манипуляциям выше, чем у ROV с манипулятором, выполняющим пять операций. Однако она ниже, чем у ROV с семифункциональным манипулятором. Так же, как ROV с пятифункциональным манипулятором, «Mantis» лучше осуществляет движение под водой, чем операции с помощью манипулятора.

Одноместные аппараты имеют большую рабочую нагрузку, что обеспечивает их высокую грузоподъемность. Они меньше зависят от подъемных устройств и буксирных судов при выполнении подводных операций. Однако это достоинство превращается в недостаток, поскольку для доступа крупных аппаратов к оборудованию требуется больше пространства, а это требование удовлетворить нелегко, особенно при обслуживании устья.

Итак, по сравнению с ROV одноместные подводные аппараты обладают большей грузоподъемностью и лучшим обзором. Однако большие размеры и ограниченная способность к манипуляциям существенно уменьшают привлекательность этих вспомогательных аппаратов.

<sup>1</sup> ROV — Remotely operated vehicle.

## Нормобарические водолазные скафандры ADS

Нормобарические водолазные скафандры характеризуются сочетанием безопасности и экономичности манипуляторных систем с пространственным обзором обитаемых аппаратов. Рабочие возможности водолаза в таком скафандре приближаются к рабочим возможностям водолаза в обычном костюме. Скафандры ADS безаварийны и не требуют больших капитальных вложений. Они самые дешевые из всех систем, предназначенных для обслуживания подводного оборудования.

Своим уникальным успехом скафандры ADS во многом обязаны шарнирным конечностям. В конструктивном отношении руки и ноги представляют собой ряд шаровых шарниров, заключенных в заполненную жидкостью полость, давление в которой гидравлически уравнивается с давлением окружающей воды. Благодаря этому они легко перемещаются на любой глубине. Движение шарнирных конечностей регулируется вручную оператором и тщательно копирует движения рук и ног человека. Это придает скафандру ADS высокую маневренность, которой не обладают подводные аппараты, оснащенные манипуляторами.

В настоящее время самые распространенные коммерческие скафандры серии ADS — это скафандры JIM и WASP.

JIM — это цельный антропоморфный костюм с верхними и нижними конечностями, в то время как WASP — костюм полуантропоморфный, в котором отсутствуют нижние конечности, а движение осуществляется с помощью движителей. Оба костюма обеспечивают пространственный обзор, которым отличается односторонний подводный аппарат, а так как по размерам они значительно меньше, то человек в таком костюме может вплотную приблизиться к подводному объекту, в результате чего качество подводной инспекции повышается. Кроме того, скафандр ADS прост в управлении. JIM отличается особой устойчивостью на морском дне. WASP плавает в водном пространстве, причем управление работой движителей осуществляется не с помощью рычагов и кнопок, а с помощью ножных педалей, благодаря чему руки оператора высвобождаются для выполнения подводных операций.

Одновременное использование обоих аппаратов позволяет выполнять широкий круг подводных операций, поскольку JIM лучше работает на дне, а WASP — в водном пространстве над дном. Кроме того, они подстраховывают друг друга.

Недостаток водолазных скафандров ADS — это невысокая рабочая нагрузка. Без вспомогательных средств они не могут поднять груз, масса которого превышает 16 кг. С другой стороны, это означает, что они меньше по размеру, чем другие подводные системы обслуживания, а следовательно, могут работать в ограниченном пространстве. В частности, система JIM работает на подводном устье лучше всех других аппаратов.

## Программа испытаний нормобарических водолазных скафандров ADS

В середине 1981 г. фирма DNV при спонсорстве шести нефтяных компаний начала реализацию программы исследований по изучению глубоководного применения существующих подводных систем обслуживания и принципов его обслуживания с целью выявления слабых мест, нуждающихся в усовершенствовании. Предполагается, что эта программа должна указать нефтяным компаниям и компаниям-изготовителям оборудования те направления, по которым следует работать, чтобы претворить в жизнь определенные концепции, касающиеся эксплуатации подводных промыслов. Спонсорами программы выступили компании AGIP, «Chevron», «Hispanoil», «Fina», «Total» и «Norsk Hydro».

Одна треть программы посвящена оценке методов безводолазного обслуживания подводной эксплуатационной системы. Планом предусмотрено изучение работы целого ряда обитаемых и необитаемых подводных аппаратов. По завершении испытаний на малых глубинах такие же испытания были проведены на глубине 300 м с выполнением дополнительных операций, характерных для глубоководной технологии добычи. При этом изучались эксплуатационные характеристики нормобарических водолазных скафандров JIM и WASP, необитаемого подводного аппарата TROV-57 и одностороннего подводного аппарата «Mantis». Сравнение этих систем проводилось на основе только тех функций, которые связаны с выполнением подводных работ. Это — перенос инструментов к месту работы, обеспечение необходимой устойчивости, проведение конкретных операций и передача информации оператору.

Программа исследований включала выполнение большинства операций по обслуживанию подводной эксплуатационной системы из числа тех, что могут оказаться необходимыми при разработке подводного месторождения, как показал теоретический анализ, проведенный фирмой DNV. К таким операциям были отнесены следующие:

- ручное управление работой стволной задвижки;
- подсоединение (отсоединение) линии для спускоподъемных операций;
- подсоединение (отсоединение) горячего трубопровода от колпака для заканчивания скважин;
- имитация отсоединения ретрансляционного буя;
- удаление морских организмов;
- отсоединение верхнего блока устьевого арматуры с помощью механического привода;
- подсоединение (отсоединение) линии для спускоподъемных операций с целью подъема верхнего блока устьевого арматуры;
- открытие крышек смотровых колодцев;
- соединение линий с помощью электрических разъемов;

управление работой четверть-поворотных клапанов;  
подсоединение (отсоединение) горячего трубопровода. Подтягивание выкидной линии;  
снятие (замена) устройства для приведения в действие клапана Vetco диаметром 51 мм.

По завершении испытаний на малых глубинах были сделаны два основных вывода:

1. Обитаемые аппараты в выполнении подводных операций имеют явное преимущество над необитаемыми. С течением времени они могут сравняться, но во сколько это обойдется?

2. Эффективность нормобарических водолазных скафандров с шарнирными руками значительно выше, чем эффективность систем с манипуляторами. Возможно, со временем этот разрыв будет ликвидирован, но опять же — какой ценой?

### Инструменты

В настоящее время в комплект нормобарических водолазных скафандров входит более 75 стандартных инструментов, предназначенных для проведения вспомогательных операций в процессе бурения, добычи нефти и инспекции подводного оборудования. В некоторых случаях эти инструменты представляют собой слегка модифицированные обычные подводные инструменты. В других случаях они специально разработаны для конкретных операций на определенном оборудовании.

На примере этих инструментов видно, насколько важно предварительное планирование операций по обслуживанию каждой подводной системы, с тем чтобы обеспечить оперативность при ремонте и обслуживании подводного оборудования.

### Рекомендации по проектированию подводного оборудования

Применение подводных инструментов оптимальной конструкции может снять многие проблемы, возникающие при обслуживании подводного оборудования. Тем не менее стопроцентной надежности безводолазного обслуживания подводных систем можно добиться только при их правильном проектировании, начиная с первого этапа работ. Обычно подводное оборудование нуждается лишь в небольшой переделке, которая не вносит сколько-нибудь значительных изменений в конструкцию подводного устья. Сюда относятся обеспечение доступа к оборудованию и удлинение ручек и рычагов управления. Важно отметить, что любое усовершенствование, облегчающее работу с применением нормобарических водолазных скафандров, упрощает ее также для необитаемых подводных аппаратов и обычных водолазов. Компании-изготовители подводного оборудования готовы усовершенствовать подводные системы, но им необходимо ощущать заинтересованность со стороны нефтяных компаний.

При проектировании подводного оборудования, обслуживание которого предполагается осуществлять с использованием нормобарических водолазных скафандров, следует руководствоваться следующими соображениями.

Наиболее удобная для работы высота равна 1 м. Допустимые колебания составляют плюс 25 см — минус 30 см.

Сноровка человека в нормобарическом водолажном скафандре меньше, чем без него, а занимаемый объем больше, поэтому при переходе от одной операции к другой потребность в пространстве может повышаться с 1 м в стоячем положении до 2,25 м в лежачем. В соответствии с этими требованиями должны устанавливаться размеры рабочей площадки.

При выполнении операций с помощью инструмента круговой доступ к оборудованию должен быть в радиусе не менее 35 см.

Следует помнить, что все нормобарические водолазные скафандры должны быть всегда соединены с подъемным тросом. Там, где это возможно, над подлежащим обслуживанию оборудованием не должны нависать другие элементы подводной системы. На извлекаемом оборудовании должны быть стрелки, указывающие направление подъема, с тем чтобы при замене оборудования ориентация его компонентов не вызывала затруднений.

Встроенные опоры для подлежащего демонтажу оборудования призваны облегчить ориентацию и ускорить выполнение операций.

Там, где это возможно, подъем тяжелого оборудования должен проводиться с помощью спускоподъемного инструмента.

Быстрого и качественного свинчивания элементов оборудования можно добиться, если на каждом болте или шпильке ослабить резьбу на 2—3 нитки.

На подлежащем демонтажу оборудовании должны быть постоянные и четкие различимые ориентировочные указатели.

Желательно, чтобы трубопроводы соединялись с помощью быстродействующих соединительных устройств. Водолаз в нормобарическом скафандре обычно может справиться одномоментно только с одной соединительной муфтой.

Там, где предполагается замена прокладок, трубопровод должен быть сконструирован так, чтобы прокладки при установке располагались горизонтально, поскольку удерживать их в вертикальном положении в процессе соединения фланцев труб просто.

По мере роста глубин, на которых применяются подводные эксплуатационные системы, следует подумать о возможном использовании для обслуживания и ремонта подводного оборудования альтернативных водолазных систем, с тем чтобы сделать разработку месторождения экономически эффективной.



### Береговые и подводные силовые установки

Для работы любого подводного оборудования требуется определенное количество энергии. Потребности в энергии могут быть скромными (например, для работы клапанов) или значительными (например, для работы насосного или нефтяного технологического оборудования). Прежде всего следует решить, где должна быть силовая установка: на берегу или под водой. В каждом отдельном случае вопрос решается исходя из конкретной обстановки.

### Атомные источники энергии

Существуют атомные источники энергии двух видов. Это системы реакторного и изотопного типов. Изотопные системы обычно применяются для обеспечения работы оборудования, потребляющего незначительное количество энергии. Реакторные системы наиболее экономически эффективны в тех случаях, когда мощность оборудования превышает 100 кВт.

Изотопная силовая установка включает матрицу из радиоактивных элементов, которые распадаются, выделяя теплоту. Этот источник теплоты может давать электроэнергию разными способами: с помощью термопар для маломощных установок и с помощью паровых циклов Ренкина для установок большей мощности. Хотя такие установки построены и работают, широкого применения они не нашли из-за высокой стоимости.

Реакторная система представляет собой ядерный реактор, который нагревает циркулирующую вокруг него среду. Такой средой может быть вода, жидкий металл или газ. Реакторы с жидким металлом характеризуются наименьшим объемом активной зоны ( $6 \text{ м}^3$ ). Однако наиболее распространены реакторы с водной средой, находящейся под давлением, объем их активной зоны равен  $60 \text{ м}^3$ . В большинстве реакторов под действием теплоты образуется перегретый пар, который, циркулируя по стандартному циклу Ренкина, вырабатывает электрическую энергию.

В настоящее время ведется предварительная работа по созданию подводных реакторов. Компания «North American Rockwell» разработала подводный реактор для нефтяных месторождений, который за 4 года эксплуатации должен вырабатывать 3 МВт электроэнергии. Этого достаточно для подготовки  $12,7 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$  нефти и перекачки ее на 320 км. Фирма «Rolls-Royce» разработала реактор с водной средой, находящейся под давлением. Он обеспечивает вращение газовой турбины, которая, в свою очередь, вырабатывает 25 МВт электроэнергии для глубоководной эксплуатационной системы. Эта система управляема. Ни одна из вышеназванных систем не разработана до конца, и

поэтому трудно говорить о применении подводных реакторов в обозримом будущем.

### Двигатель «Стирлинг»

Это газовый двигатель, который применяется в сочетании с внешним источником теплоты. Он преобразует тепловую энергию, которая получается в результате химической реакции или радиоактивного распада, в механическую. Коэффициент полезного действия при этом равен 50 %. Компании «Phillips» и «United Stirling» разрабатывают системы мощностью около 50 кВт. Модель подводного применения этой системы пока не создана.

### Аварийное энергоснабжение

На подводном промысле должна быть предусмотрена аварийная подача энергии на случай отказа силовой установки. Аварийное энергоснабжение должно осуществляться при прекращении подачи энергии от основной силовой установки. В системе подводного оборудования аварийный источник энергии должен быть автономным.

В тех случаях, когда требуется большое количество энергии, как, например, для работы систем жизнеобеспечения в обитаемом аппарате или для поддержания процесса добычи до восстановления основной силовой установки, могут использоваться батареи топливных элементов. Они должны постоянно находиться в заряженном состоянии, для чего следует проводить непрерывную подзарядку от основной силовой установки. Необходимо также постоянно следить за емкостями для топливных элементов и при необходимости пополнять их.

В более простых случаях, когда требуется лишь закрыть скважины до восстановления источника энергии, предпочтительно применение простой гидравлической системы. Она включает гидравлический аккумулятор, рабочее давление в котором поддерживается с помощью небольшого насоса или гидравлического шланга, отходящего от основной установки. Дополнительное преимущество этой системы состоит в том, что с помощью гидравлической энергии можно непосредственно управлять работой устьевых клапанов, что повышает надежность и сокращает расходы.

### Подача энергии с берега

Идея подачи энергии с береговой силовой установки представляется потенциально привлекательной, поскольку такая силовая установка удобна для осмотра и обслуживания. Тем не менее, возникают проблемы, связанные с обеспечением надежности линий для передачи энергии и с уменьшением до приемлемого уровня потерь энергии при ее передаче.

Гидравлическая передача энергии связана с целым рядом трудностей. Она предполагает применение больших шлангов и наличие на морском дне надежного оборудования для преобразования энергии. Например, для передачи 100 кВт гидравлической энергии требуются двойные шланги внутренним диаметром 13 см, с рабочим давлением 14,1 МПа. При этом потери энергии составляют 10 % на каждые 50 км. Поскольку для работы некоторых видов подводного оборудования наверняка потребуются электроэнергия, необходимо установить на морском дне высоконадежные турбогенераторы.

Электрическая передача энергии также связана с определенными трудностями. Однако она имеет больше перспектив, чем гидравлическая передача, поскольку позволяет добиться сокращения потерь энергии до приемлемого уровня за счет применения кабеля сравнительно небольшого размера. Например, для передачи 100 кВт энергии требуется стандартный трехжильный кабель напряжением 11 кВ (неармированный) диаметром около 5 см. При этом потери энергии составляют 10 % на 500 км. Проблемы, связанные с подводными соединениями и трансформаторами, не являются непреодолимыми. Начало их решения уже положено в проекте разработки месторождения Закум.

### Заключение

В настоящее время в мире не существует таких подводных силовых установок, которые обеспечивали бы экономически приемлемый способ получения энергии и удовлетворяли бы требованиям надежности. Ситуация вряд ли изменится к лучшему в ближайшие несколько лет, хотя двигатель «Стирлинг» может способствовать решению проблемы в тех случаях, когда потребности в энергии невелики.

Наиболее многообещающим способом передачи энергии представляется применение электрического кабеля, даже тогда, когда речь идет о мегаваттах электроэнергии. В настоящее время разработана технология применения разъемных соединений и заключенных в защитный кожух трансформаторов, но она нуждается в дальнейшем совершенствовании.

### Системы управления «Грондин»

Простейшая система управления подводным устьем представляет собой пакет гидравлических линий, каждая из которых управляет работой одного конкретного клапана. Усовершенствованная система, рассчитанная на скважины, удаленные от платформы более чем на 600—700 м, включает только одну линию большого диаметра, которая регулирует подъем продукции из скважины, и несколько линий меньшего диаметра, управляющих работой клапанов. Обе модификации предполагают использование пакета линий, что обуславливает их высокую капиталоем-

кость в условиях, когда подводные устья удалены от платформы на большое расстояние.

Совершенствование гидравлической системы управления привело к разработке концепции последовательного гидравлического управления. Согласно теории, одна гидравлическая линия управляет различными функциями клапана в предварительно установленной последовательности. На практике же эту задачу выполняет не одна, а несколько линий, чем обеспечивается более гибкое управление работой клапанов. Хотя стоимость последовательной системы управления значительно ниже, чем прямой системы, при значительном расстоянии между скважиной и платформой время от посылки команды до ее выполнения существенно увеличивается. Тем не менее последовательные системы управления широко применяются в нефтяной промышленности и предлагаются целым рядом фирм-изготовителей.

Чтобы обеспечить оптимальное управление работой подводного промысла, были разработаны методы выбора размера гидравлических линий. Время срабатывания клапана зависит от длины пакета гидравлических линий, рабочего давления, рабочего объема клапана, диаметра гидравлической линии и свойств жидкости. Например, если рабочий объем клапана равен 10 л, а перепад давления составляет 2,1 МПа, то при использовании гидравлической линии диаметром 10 мм длиной более 6 км время срабатывания клапана равно 3 мин. Это недопустимо много. Сократить время срабатывания можно за счет применения гидравлических линий с металлическими стенками.

Последнее достижение в управлении работой подводного оборудования — разработка комплексных электрогидравлических систем. Такая система обеспечивает быстрое срабатывание клапанов даже при значительном расстоянии между платформой и устьем. Кроме того, она позволяет следить за изменением устьевых параметров. Система включает электрический пульт управления на платформе, пакет электрических линий управления, проложенных от платформы к устью, и подводный соединительный узел на устьевой опорной плите, через который подается энергия в электрогидравлический блок управления. Управление работой клапанов осуществляется традиционным гидравлическим способом.

Система может осуществлять также электрическую передачу информации о давлении и положении клапанов и включать идущую от платформы небольшую гидравлическую линию для перезарядки электрогидравлического блока управления. Более сложная система предполагает наличие дублирующей гидравлической системы на случай отказа электрической. В той или иной форме электрогидравлические системы управления применяются под водой в течение уже многих лет. Тем не менее надежность системы управления до сих пор находится в прямой зависимости от конструкции подводного оборудования и подводных электрических разъемов.

## Месторождение Грондин

Новый шаг в развитии технологии подводного управления был сделан на месторождении Грондин (Западная Африка). В 1979 г. здесь была установлена электрогидравлическая система управления.

Схема обустройства месторождения включает обычную платформу и отстоящую от нее на 2 км опорную раму для пяти скважин. На опорной раме находится центральный блок управления и три устьевые арматуры (четвертая планируется). Система управления имеет следующие особенности:

блоки управления устанавливаются и извлекаются без помощи водолазов;

управление является электрогидравлическим с мультиплексной передачей сигналов;

гидравлическая система образует замкнутую цепь, включающую подводные насосы.

Сырая нефть поступает на основную платформу по двум выкидным линиям диаметром 152 мм. Система управления схематично показана на рис. 6.25. По отношению к устьевой арматуре блочного типа она должна выполнять следующие требования: обеспечивать осуществление шести операций аварийного закрытия клапанов; посылку двух дополнительных команд; проведение пяти измерений и посылку трех сигналов о состоянии оборудования. Два блока устьевой арматуры соединены автоматическими мультиконнекторами, которые позволяют извлекать верхний блок без помощи водолазов. Посредством дистанционного управления извлекаются также блоки управления, где проходит раздел между электрической и гидравлической системами. Гидравлическая энергия передается с центрального блока управления.

Центральный блок управления находится в одном из гнезд опорной рамы. Он извлекается с помощью водолазов. В этот блок входит трансформатор, который передает энергию на два гидравлических насоса. Эти насосы за 2 ч заряжают 7 гидравлических аккумуляторов рабочим объемом 88 л. Электронный модуль получает мультиплексные сигналы и направляет их на отдельные блоки управления.

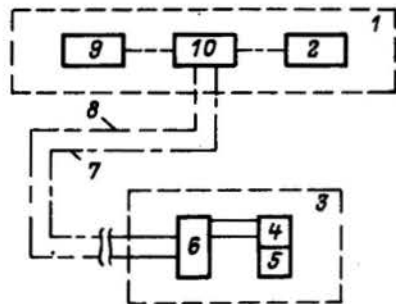


Рис. 6.25. Схема системы управления на месторождении Грондин:

1 — надводное оборудование, установленное на платформе; 2 — электрическая силовая установка; 3 — подводное оборудование; 4 — блок управления; 5 — устье скважины; 6 — центральный блок управления; 7 — пакет электрических линий; 8 — пакет гидравлических линий; 9 — гидравлическая силовая установка; 10 — пульт управления и дисплей

Пакет электрических линий соединяется с центральным блоком управления посредством маслonaполненного соединительного узла специальной конструкции. Этот пакет включает:

5 кабелей для передачи энергии (5,26 мм<sup>2</sup>);

2 экранированных сигнальных кабеля (0,65 мм<sup>2</sup>);

медную оболочку;

стальное покрытие;

полиуретановую оболочку.

Две дублирующие гидравлические линии диаметром 51 мм обеспечивают управление работой предохранительных клапанов блока и пополнение подводной гидравлической цепи.

Смонтированное на платформе надводное оборудование включает источник электроэнергии, гидравлическую силовую установку, пульт управления, записывающие устройства, мультиплексные кодирующие и декодирующие устройства и установку кондиционирования воздуха.

В период эксплуатации единственная проблема заключалась в износе изоляции электрического кабеля между центральным блоком управления и устьевой арматурой. Изоляция заменялась ежегодно. Система показала жизнеспособность следующих операций и узлов:

1. Подводного автоматического соединения. Применялись 46 гидравлических самоуплотняющихся стыковочных узла и 16 многоканальных электрических разъемов. При каждом электрическом контакте может передаваться до 10 кВа электроэнергии.

2. Безводолазных операций. Установка и подъем направляющих линий с баржи, оснащенной компенсатором качки.

3. Получения и распределения гидравлической энергии в подводных условиях. Наличие дублирующей выкидной линии к платформе повышает надежность.

4. Электронных мультиплексоров. Они абсолютно надежны в работе.

## Устройство системы управления

Поскольку опорные рамы для подводных скважин обычно удалены от платформы на значительное расстояние и на каждой опорной раме находится большое число устройств для приведения в действие клапанов, управление функциями устьевого оборудования осуществляется с помощью электрогидравлической системы управления. Такая система прошла проверку в промышленных условиях и показала свою надежность. Дальнейшее совершенствование системы предполагает внесение в нее лишь небольших изменений.

На рис. 6.26 схематически показан принцип действия электрогидравлической системы управления. Пакет электрических линий включает кабель для подачи электроэнергии и кабеля для передачи сигналов. Электрический двигатель приводит в действие гидравлический насос и поддерживает давление в аккумуляторе



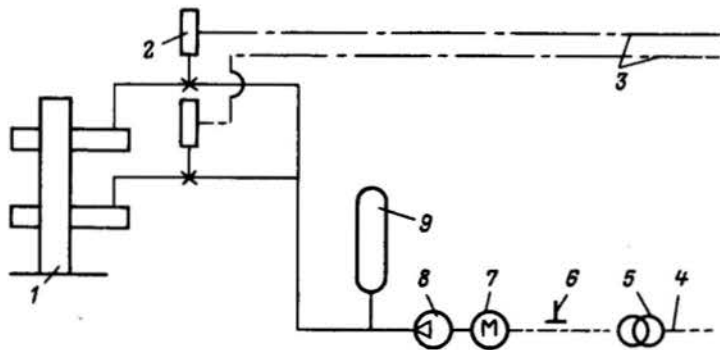


Рис. 6.26. Принципиальная схема действия электрогидравлической системы управления:

1 — устьевая арматура; 2 — соленоидные клапаны; 3 — электрические сигнальные кабели; 4 — кабель для подачи электрической энергии; 5 — трансформатор; 6 — стартер; 7 — двигатель; 8 — насос; 9 — аккумулятор

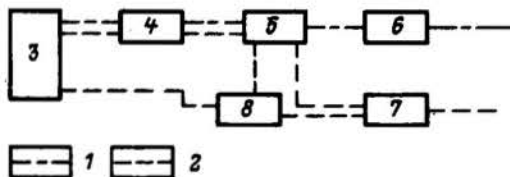


Рис. 6.27. Блок-схема электрогидравлической системы управления:

1, 2 — соединение соответственно электрическое и гидравлическое; 3 — устьевая арматура; 4 — блок управления; 5 — центральный модуль управления; 6 — узел для подсоединения пакета электрических линий управления; 7 — узел для подсоединения пакета гидравлических линий управления; 8 — аварийный модуль гидравлического управления

на заданном уровне. Гидравлическая энергия с помощью распределительных клапанов распределяется между различными гидравлическими устройствами для приведения в действие клапанов.

Предназначенная для применения в промышленных условиях система управления должна отличаться высокой степенью сложности, большим запасом надежности и наличием аварийных дублирующих блоков. В электрических системах вероятно применение мультимплексных узлов. На рис. 6.27 представлена блок-схема промысловой системы управления. Пакет электрических линий соединяется с центральным модулем управления с помощью соединительного узла специальной конструкции. Центральный модуль управления включает демультимплексные цепи и блоки для подачи гидравлической энергии. В нем осуществляется распределение электрических сигналов и гидравлической энергии между устьями через посредство блоков управления. В блоках управления проводится окончательное демультимплексирование сигналов и осуществляется подача гидравлической энергии через соленоидные клапаны на конкретную устьевую арматуру для

выполнения определенных операций. Помимо этого, пакет гидравлических линий обеспечивает пополнение гидравлической цепи в центральном модуле управления и последовательное управление аварийной дублирующей системой.

### ДВУХФАЗНЫЙ ПОТОК

В большинстве случаев схема обустройства месторождения предполагает перекачку газонефтяной смеси по трубопроводу. Трубопровод может быть проложен между подводным устьем и технологической платформой или между платформой и берегом. В этой связи важно рассмотреть принципы подводной добычи применительно к двухфазному потоку.

### Модель потока

Для определения параметров двухфазного потока использовались данные исследований Беггса и Брилла. Модель потока основывалась на результатах экспериментов, проведенных с воздухом и водой. Она хорошо поддается компьютерной обработке и включает следующие параметры: расход жидкости; расход газа; диаметр трубы; профиль трубопровода и свойства фаз в потоке.

Модель учитывает изменения давления, которые заметно влияют на плотность газа, в то время как сравнительно небольшие изменения температуры такого влияния не оказывают. Предварительные результаты для труб с колеблющимся градиентом давления показали, что в тех трубопроводах, где расход потока по сечению равен расчетному, влияние наклона было незначительным. Это объясняется тем, что в хорошо спроектированном трубопроводе поток находится в «дисперсном» режиме (т. е. газ и жидкость распределены однородно), в котором удержание жидкости во взвешенном состоянии менее выражено. Поэтому последующие расчеты велись только для горизонтальных трубопроводов. При этом число наиболее важных параметров сократилось до четырех: расход жидкости; расход газа; диаметр трубы и давление.

При расчетах использовались следующие свойства жидкости и газа: плотность жидкости ( $840 \text{ кг/м}^3$ ); плотность газа ( $0,65 \text{ кг/м}^3$ ) при давлении  $0,1 \text{ МПа}$ ; вязкость жидкости ( $3 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ); вязкость газа ( $0,19 \cdot 10^{-4} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ); поверхностное натяжение жидкости ( $3 \cdot 10^{-4} \text{ Н/см}^2$ ).

Полученная модель программировалась на языке Prime Basic. Все зависимые параметры, включая градиент давления, рассчитывались и распечатывались по всему диапазону давлений для каждого ряда входных параметров.

### Газовый поток

Движение газового потока в трубопроводе рассматривалось для максимального отбора газа  $1,2 \text{ млн. м}^3/\text{сут}$  при пренебрежимо малом содержании жидкости. В этих условиях на этапе де-

тального проектирования трубопровода целесообразно использовать уравнения Веймота для газового потока.

Однако на начальном, концептуальном этапе проектирования большая точность не требуется, поэтому по этой модели были проведены расчеты на ЭВМ. Согласно полученным результатам, для транспортировки газа с учетом вышеуказанного максимального отбора пригоден трубопровод диаметром 152 мм, при этом градиент давления будет меньше 0,2 МПа/км. Этот вариант приемлем, если расстояние до технологического комплекса не превышает 29 км.

Чтобы выявить зависимость градиента давления от ключевых параметров потока, были проделаны дополнительные расчеты, в ходе которых исследовалось влияние на градиент давления изменения диаметра трубы и расхода газа. Важно отметить, что градиент давления существенно возрастает с увеличением содержания жидкости и сильно зависит от расхода газа. Интересно, что повышение давления может привести к увеличению градиента давления вследствие быстро чередующихся изменений в режиме потока.

#### Нефтяной поток

Движение нефтяного потока по трубопроводу рассматривалось для газового фактора, равного 350. Были проведены расчеты для различных расходов нефти и диаметров трубы. Вероятная схема обустройства месторождения может включать опорную раму со скважинами, через которые осуществляется отбор из одной половины нефтеносного горизонта, а также стационарную платформу и проложенные к ней две выкидные линии на второй половине продуктивной зоны.

В этих условиях по одной выкидной линии должно перекачиваться 1,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут нефти, для чего вполне пригодны выкидные линии диаметром 152 мм.

#### Конденсатный поток

Движение конденсатного потока по трубопроводу рассматривается применительно к месторождению, которое дает 4,8 млн. м<sup>3</sup>/сут газа и 3,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут конденсата. Режим потока во многом зависит от давления и температуры, что связано с дальнейшей конденсацией и изменением газового фактора. Определение размера трубопровода должно проводиться с большой тщательностью. Однако предварительные расчеты показывают, что в данном случае трубопровод должен иметь в диаметре около 305 мм.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наличие двухфазного потока усложняет проектирование трубопровода и затрудняет ответ на вопрос, сможет ли данный трубопровод обеспечить транспортировку продукта в объемах, обусловленных предполагаемым отбором. Коэффициент трения для двухфазного потока может в 3 раза превышать коэффициент трения для эквивалентного однофазного потока. Присутствие второй фазы может сделать необходимым существенное увеличение диаметра трубопровода.

Чтобы получить представление о зависимости двухфазного потока от его параметров, на основе корреляций для потока была разработана простая модель для ЭВМ. Были представлены некоторые результаты; дополнительные результаты, относящиеся к ключевым пластовым параметрам, рассчитывались на ЭВМ.

Однако следует подчеркнуть, что такую общую модель потока следует рассматривать лишь как средство для получения приблизительных данных направляющего характера. На стадии детального проектирования требуется более точный анализ на основе конкретных условий движения потока. Может также потребоваться проведение лабораторных испытаний по конкретным режимам потока.

Недавно в г. Тиллере и г. Трондхейме закончено строительство лаборатории для изучения двухфазного потока. Оно обошлось в 20 млн. долл. США. Эта лаборатория создана фирмами «Esso», «Mobil», «Texaco», «Jetty Oil» и «Statoil»; она знаменует значительный шаг вперед в выявлении и решении проблем, связанных с двухфазным потоком. Программу исследований в лаборатории от лица фирмы «Esso» и других вышеупомянутых фирм ведет SINTEF<sup>1</sup> — отдел научно-технических исследований при Норвежском технологическом институте.

Лаборатория использовалась для создания полномасштабной модели потока. Цель осуществляемой в ней программы исследований — повышение эффективности проектирования трубопроводов и оптимизация самого процесса трубопроводной транспортировки продукции скважин.

Кроме того, ставится задача сокращения капитальных вложений и эксплуатационных расходов и обеспечения высокого уровня эксплуатационной надежности трубопроводов. По завершении серии экспериментов лаборатория будет передана SINTEF для дальнейших исследований и осуществления образовательных программ по двухфазному потоку.

Лабораторный комплекс представляет собой замкнутую цепь, включающую горизонтальную трубу длиной 400 м, диаметром 203 мм, которая заканчивается вертикальным райзером высотой

<sup>1</sup> SINTEF — Foundation of Scientific and Industrial Research.

50 м. В верхней части райзера установлен сепаратор. Выходящие из него нефть и газ поступают соответственно в циркуляционные насосы и компрессор. После восстановления давления они по отдельным трубопроводам подаются на вход испытательного трубопровода для двухфазного потока.

Посередине горизонтального участка трубопровода находится испытательный отрезок, который может применяться для имитации эффекта дна. Этот отрезок может быть горизонтальным и может поворачиваться, имитируя подъем и наклон дна. Максимальный угол наклона равен  $5^\circ$  на участке длиной 50 м. На подходе к вертикальному райзеру горизонтальный трубопровод может иметь уклон, позволяющий изучить влияние рельефа дна на образование пробок.

Сепарационная система включает верхний сепаратор, дренажную колонну и нижний сепаратор.

Лабораторный комплекс оснащен приборами для регистрации давления и расхода двухфазной смеси. Регулирование потока и измерение расхода осуществляются отдельно для жидкости и газа на выходе насосов и компрессора соответственно. Для измерения расхода жидкости применяются расходомеры турбинного типа, а для измерения расхода газа — вихревого типа. Каждый основной расходомер продублирован дополнительным, установленным на параллельной обводной линии. С его помощью можно точно измерять расходы в тех случаях, когда одиночный расходомер дает неточные показания.

Для определения поверхности раздела жидкой и газовой фаз применяются гамма-денситометры. Принцип действия этих приборов заключается в следующем: расположенный по одну сторону трубопровода источник излучения посылает гамма-лучи, которые проходят сквозь трубу и улавливаются детектором на другой стороне трубопровода.

Сепаратор, дренажная колонна и райзер опираются на бетонную башню. На вершине башни находится подъемное устройство для установки сепаратора и дренажная колонна. Для перемещения гамма-денситометров на райзерном участке служат специальные рабочие площадки.

Помимо лаборатории, описанной выше, изучение двухфазного потока проводится в ряде других исследовательских комплексов. В По, на юге Франции, компании «Elf» и «Total» проводят исследования с помощью горизонтального трубопровода длиной 100 м, диаметром 152 мм. Фирма «Shell» (Нидерланды) изучает последствия падения давления в трубопроводе и его влияние на транспортировку газа. В Калгари доктор Грегори с сотрудниками Университета Калгари провели серию исследований по двухфазному потоку с использованием заполненной воздухом и водой трубы длиной 30—40 м, диаметром 25—51 мм. Ни одна из этих исследовательских программ не позволяет в полном масштабе воспроизвести условия трубопроводной транспортировки двухфазного потока. Тем более ценной представляется

информация, которую дает лаборатория фирмы «Esso» в г. Трондхейме.

## РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ

### Эксплуатационные и экономические аспекты

При эксплуатации сателлитных скважин подводного промысла существует проблема их обслуживания. Можно поставить над скважиной буровую установку, но это не всегда экономически оправдано. Рост инфляции и эксплуатационных расходов делает невыгодным использование буровой установки для проведения обычных операций по обслуживанию скважины и каротажным исследованиям. Некоторые операции, выполняемые с помощью инструментов, гидравлически закачиваемых в скважину через выкидную линию (технология TFL)<sup>1</sup>, в конце концов станут обычным делом, но эти инструменты никогда не смогут заменить вращающуюся трубу в бурении, при подъеме колонны труб и в других операциях, осуществляемых с помощью спиралевидной трубы. Технология гидравлической закачки инструмента в скважину через выкидную линию не отработана в должной степени, и поэтому часто ремонтные операции с применением этой технологии заканчиваются ловильными работами в скважине. Трудности в позиционировании и извлечении инструмента, а также вполне оправданная осторожность нефтяных компаний, видимо, задержат процесс повсеместного признания технологии TFL. На данный момент представляется целесообразным применять технологию TFL в тех случаях, когда ремонт с использованием буровой установки экономически неприемлем. Как известно, расходы, связанные с арендой буровой установки для проведения каротажных исследований, борьбы с пескопроявлением, для кислотной обработки призабойной зоны, закачки в пласт химических реагентов и т. п., могут свести на нет экономический эффект от этих операций.

При анализе ситуации применительно к конкретной скважине можно исходить из допущения, что проведение на забое операций в течение 30 дней в году может увеличить добычу на 6%. Эксплуатационные расходы на полупогружную буровую установку могут колебаться, так же как цены на нефть.

Если не планировать операции по обслуживанию скважины, то в силу вступает правило, согласно которому чем дольше работает скважина, тем скорее ей потребуется незапланированный ремонт, который в условиях инфляции обходится дороже обслуживания.

На рис. 6.28 представлена кривая, известная под названием «ванна». Первоначально проведение операций по бурению,

<sup>1</sup> TFL — Thorough Flowline.



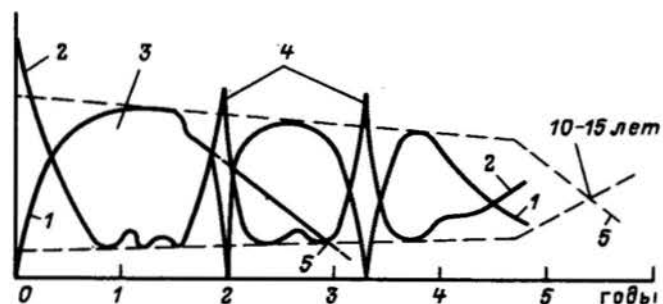


Рис. 6.28. График эффективности проведения ремонтных работ:  
1 — доход; 2 — расход; 3 — прибыль; 4 — ремонт; 5 — ликвидация скважины

заканчиванию и оборудованию скважины создает ситуацию, когда расходы превышают доходы. Затем наступает период высокой продуктивности скважины и минимальных затрат на ее обслуживание. И наконец, наступает момент, когда объемом добываемой нефти не удастся компенсировать расходы на ремонт в условиях истощения пласта. Изображенная на рисунке кривая показывает, что для увеличения чистой прибыли точку пересечения следует передвинуть либо вверх, либо вправо.

Поскольку добыча, как и расходы, меняется от скважины к скважине, ремонтные работы несомненно сказываются на обоих показателях.

### Виды канатных работ при подводной добыче

В рамках проекта «Закум» на подводной скважине были опробованы канатные работы следующих видов:

1. Канатные работы с использованием лубрикатора обычного типа, установленного на устье. Чтобы анулировать влияние движения судна, требуется установить компенсатор качки. Этот простой метод канатных работ непосредственно связан с привлечением водолазов.

2. Канатные работы с использованием гибкого райзера, который удерживается в прямом положении с помощью натяжения. Этот способ проведения канатных операций был разработан компанией IFP и предполагает применение компенсатора качки.

3. Канатные работы с использованием заключенной в кожух подводной лебедочной системы. Установка системы на устье и ее эксплуатация осуществляются посредством дистанционного управления (рис. 6.29).

Основная цель испытания заключалась в том, чтобы установить, можно ли на практике использовать канатные работы этих видов. Помимо этого, ставилась задача сравнения различных видов работ и определения основных направлений совершенствования оборудования.

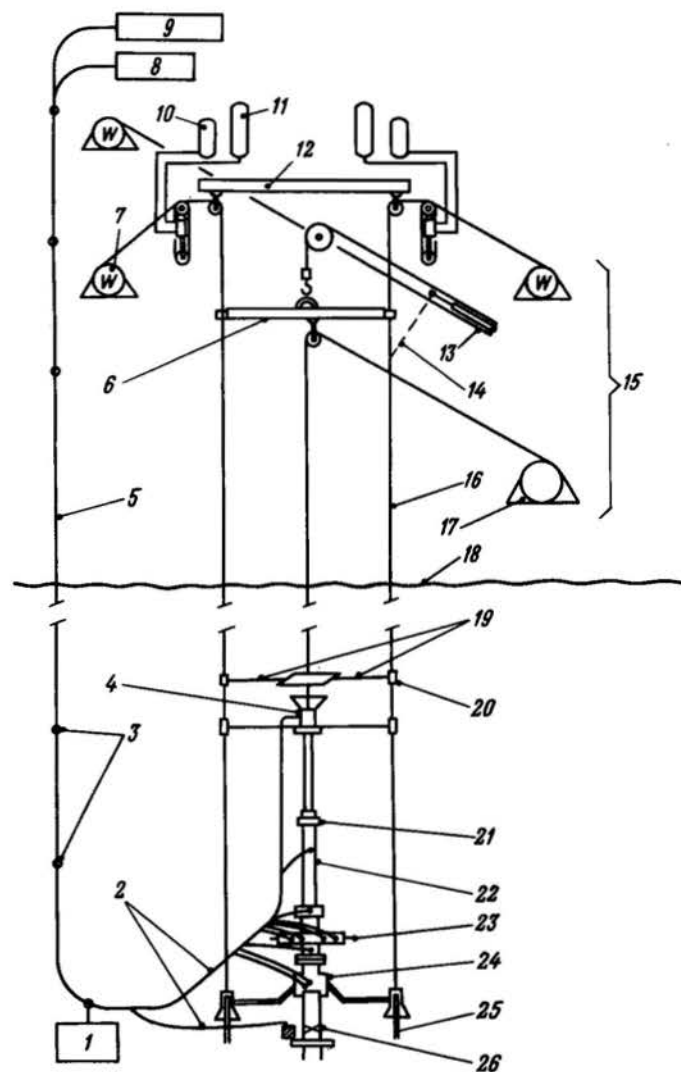


Рис. 6.29. Типичная схема ведения канатных работ:

1 — бетонный якорь; 2 — пакеты линий; 3 — узлы крепления к направляющим линиям; 4 — сальник; 5 — пакет линий управления; 6 — перемещающаяся по канатам рама; 7 — натяжитель; 8 — блок управления; 9 — пульт управления скважиной; 10 — емкость низкого давления; 11 — емкость высокого давления; 12 — балка натяжения направляющих линий; 13 — компенсатор качки; 14 — фиксатор компенсатора качки; 15 — оборудование, установленное на борту вспомогательного судна; 16 — направляющая линия; 17 — канатная лебедка; 18 — уровень воды; 19 — регулируемые плечи направляющих; 20 — захваты направляющих; 21 — сальник лубрикатора; 22 — лубрикатор; 23 — превентор (два поршневых привода); 24 — гидравлический разъединитель; 25 — устьевые направляющие стойки; 26 — устье скважины

## Обычный лубрикатор

Как и предполагалось, эта система хорошо работала на небольшой глубине в блоке ЗК39. Эффективность системы непосредственно зависит от работы водолазов, поэтому глубина, на которой она может применяться, ограничивается 50 м. Если соответствующим образом подобрать оборудование (стандартное), можно существенно облегчить и ускорить выполнение работ.

После разработки технологии дистанционного управления некоторыми простыми операциями водолазные работы будут нужны только для установки и извлечения лубрикатора. В этом случае систему можно будет применять на глубине до 150 м.

## Гибкий райзер

Эта система работала удовлетворительно. Основное преимущество системы — ее простота. Технология выполнения канатных работ сходна с применяемой на суше. Расположенный над водой лубрикатор легкодоступен. Беспокойство вызывают два момента:

1. Между устьем и вспомогательным судном имеется большое механическое соединение (содержащее газированную нефть под устьевым давлением).

2. На вспомогательном судне нефть находится под устьевым давлением, а лубрикатор содержит большое количество газированной нефти.

В этой системе применяется гораздо более громоздкое и тяжелое оборудование, чем в первом случае, но зато здесь не нужны водолазы и, кроме того, область применения системы не ограничивается только канатными работами.

Теоретически глубина, на которой может работать система, не ограничена. На практике есть две проблемы:

1. На глубине 59—200 м подведение нижнего конца гибкого райзера к устьевой арматуре с помощью направляющих линий может оказаться неэффективным, поскольку для предотвращения их спутывания требуется большое растягивающее усилие. В этом случае может понадобиться сложная система движителей.

Прочность материалов, из которых изготовлены шланги и компенсаторная система, а также проблема хранения шлангов могут ограничить рабочую глубину до 900 м.

## Подводная лебедочная система

Подводная лебедочная система представляет собой сложный узел подводного комплекса. Управление ее работой осуществляется дистанционно. Система снабжена вмонтированными предохранительными устройствами, которые посылают значительную часть данных оператору, находящемуся над водой.

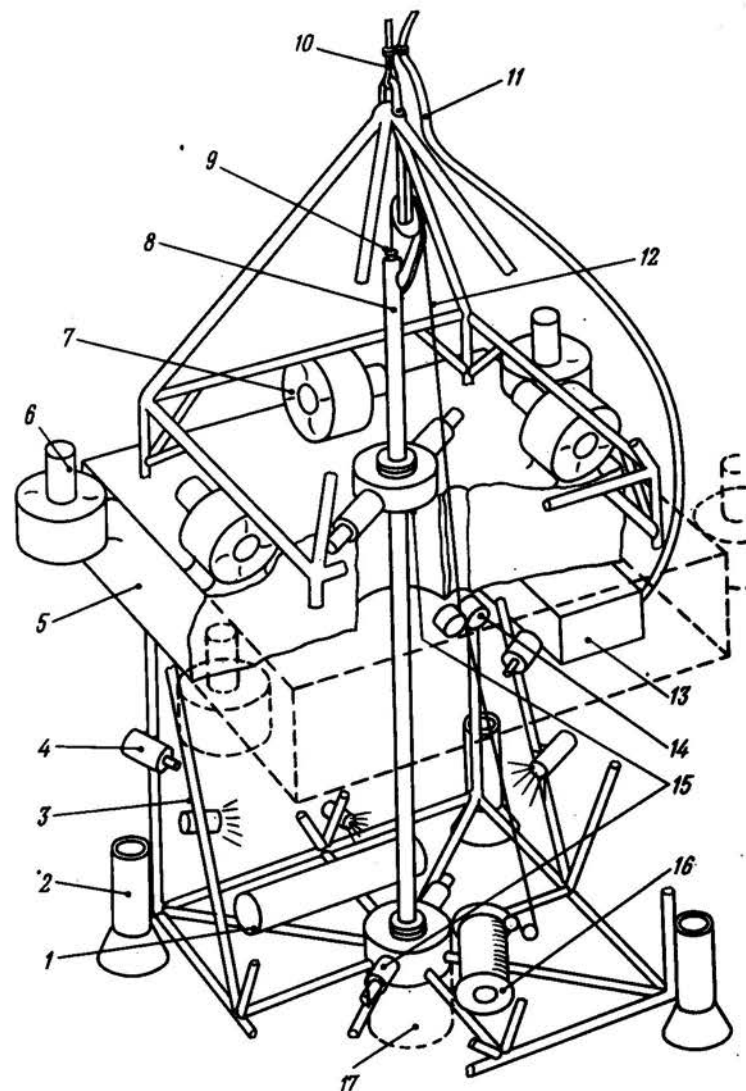


Рис. 6.30. Подводная лебедка:

1 — электрогидравлический блок питания; 2 — гнезда направляющих стоек; 3 — осветительный фонарь; 4 — телекамера; 5 — жесткая камера плавучести; 6 — движитель вертикального перемещения; 7 — движитель горизонтального перемещения; 8 — лубрикатор; 9 — сальник; 10 — спусковой трос; 11 — пакет линий управления; 12 — гладкий трос; 13 — модуль управления; 14 — двигатель для натяжения гладкого троса; 15 — преенторы; 16 — гидравлическая канатная лебедка; 17 — коннектор для повторного соединения с устьем

В ходе эксплуатации ненадежность системы не позволила реалистически оценить ее возможности (рис. 6.30).

Тем не менее сам факт ее работы подтвердил, что в основу метода положена правильная идея. Метод имеет два преимущества:

1. Его применение абсолютно не связано с глубиной. Таким образом, этот метод предлагает единственную реальную систему, которую можно использовать в глубоких водах. Если появятся альтернативные системы, то они, несомненно, будут более громоздкими и потребуют привлечения большого вспомогательного судна.

2. Между устьем и вспомогательным судном нет механического соединения (кроме гибкой линии для управления и энергоснабжения). Это повышает безопасность и облегчает позиционирование судна.

#### **ПОДВОДНЫЕ СИСТЕМЫ МОКРОГО И СУХОГО ТИПОВ. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ**

##### **Сравнение подводных систем мокрого и сухого типов**

В основу сравнения положены следующие критерии: тип и сложность заканчивания; глубина воды (заканчивание с помощью и без помощи водолазов);

первоначальная стоимость подводной системы;  
первоначальная стоимость установки, основанная на факторах, указанных в первых двух пунктах;  
стоимость обслуживания;  
другие экономические факторы.

Обе системы сравниваются на основе идентичных ситуаций в добыче и обслуживании. Однако, поскольку они принципиально отличаются друг от друга, дальнейшее экономическое сравнение должно основываться на данных о том, что в действительности требуется для установки и обслуживания каждой системы.

##### **Сравнение стоимости подводных систем мокрого и сухого типов**

В табл. 6.3 представлено сравнение стоимости систем заканчивания мокрого и сухого типов, а также дано сравнение расходов на их монтаж. Сравнение проводится для одинаковых уровней сложности и равных глубин.

В табл. 6.3 показаны не просто цены, а диапазон цен, что обусловлено следующими причинами:

большим разнообразием рабочих давлений и размеров оборудования для заканчивания скважин;

стоимостью аренды буровых установок и систем обслуживания, которая колеблется в широких пределах.

#### **Определение цен на оборудование**

Указанный в табл. 6.3 уровень сложности относится только к тому оборудованию, которое расположено над устьем. Само устье с подвесками для обсадных и насосно-компрессорных труб и направляющей конструкцией при определении цен не учитывается. Рассматривается следующее оборудование: елка, все клапаны и трубы, коннекторы для подсоединения выкидных линий, системы управления, цанговые захваты, электрические разъемы, направляющие рамы, а также все хомуты и замки. На основе данных, представленных в табл. 6.3, можно сделать следующие выводы:

1. На глубине 30—60 м или 60—90 м при первом уровне сложности сравнение будет не в пользу системы сухого типа. Однако при втором уровне сложности в том же диапазоне глубин разница в стоимости систем заканчивания будет незначительной.

2. При повышении уровня сложности систем заканчивания на глубине 90—120 м отмечается незначительное преимущество системы мокрого типа.

3. На глубине 120—180 м и более стоимость оборудования, применяемого при различных системах заканчивания, почти одинакова, однако существенно возрастает разница в стоимости установки и обслуживания.

#### **Обслуживание системы заканчивания подводных скважин**

В последние годы достигнуты большие успехи в развитии технологии заканчивания подводных скважин. Тем не менее, проблема долговременного обслуживания систем заканчивания остается в экономическом плане одной из важнейших. Поскольку на глубине 120 м и более подводное заканчивание будет в большинстве случаев осуществляться посредством дистанционного управления, без помощи водолазов, можно предположить, что сложность систем заканчивания значительно возрастет. А это, в свою очередь, повысит стоимость обслуживания.

#### **Пути усовершенствования систем заканчивания**

Канатные работы с использованием компенсатора качки и установленного на устье стандартного лубрикатора оказались рентабельными и технически осуществимыми только на небольшой глубине. Для больших глубин необходимо разработать альтернативные методы проведения канатных работ. Наиболее простым и приемлемым методом, опробованным в рамках проекта



## Экономический анализ подводных систем мокрого и сухого типов (цены на 1982 г. в тыс. долл. США)

Но- мер сис- темы	Уровень сложности системы	Наименование	Глубина воды в месте установки системы, м						
			30—60	60—90	90—120	120—180	180—240	240—370	370—550
1	Без закачивания инструмента через выкидную линию; простое оборудо- вание скважин; система прямого гидравлического управления; мон- таж с использо- ванием водолазов	Устьевая арматура мокрого ти- па	650—700	700—800	750—850	850—1000			
		Монтаж	280—350	300—700	450—700	700—1000			
		Система су- хого типа	850—1000	850—1000	850—1000	950—1100			
		Монтаж	128—178	128—178	168—198	218—238			
2	Без закачивания инструмента через выкидную линию; дистанционное подсоединение вы- кидных линий; монтаж без ис- пользования водо- лазов; система прямого гидравли- ческого управле- ния	Устьевая арматура мокрого ти- па			900—1050	950—1100	1000—1200	1100—1300	1150—1350
		Монтаж			690—800	700—850	750—900	800—955	865—1100
		Система су- хого типа			1100—1250	1100—1250	1250—1280	1150—1290	1200—1300
		Монтаж			175—250	195—270	210—300	250—340	310—380
3	Закачивание ин- струмента через выкидную линию; дистанционное подсоединение вы- кидных линий; монтаж без ис- пользования водо- лазов; система прямого гидравли- ческого управле- ния	Устьевая арматура мокрого ти- па			950—1100	1000—1150	1100—1250	1150—1300	1200—1350
		Монтаж			700—850	736—880	775—910	850—975	890—1150
		Система су- хого типа			1150—1270	1150—1270	1160—1290	1170—1290	1250—1380
		Монтаж			175—250	195—270	210—300	250—340	310—380
4	Закачивание ин- струмента через вы- кидную линию; дистанционное подсоединение вы- кидных линий; монтаж без ис- пользования водо- лазов; система электрогидравли- ческого управле- ния с использо- ванием ЭВМ	Устьевая арматура мокрого ти- па			1150—1250	1150—1300	1250—1350	1250—1390	1320—1420
		Монтаж			730—880	816—950	860—970	915—1050	1050—1170
		Система су- хого типа			1250—1300	1250—1300	1290—1350	1300—1370	1310—1380
		Монтаж			195—270	210—300	240—320	260—350	320—400

«Закум», представляется использование погружной лебедочной системы с дистанционным управлением. Однако такая система нуждается в дальнейшем усовершенствовании (только тогда она станет действительно надежной). Кроме того, в глубоких водах, где не пригодится расщитывать на водолазов и направляющие линии, эксплуатация лебедки должна быть связана с использованием поисково-двигательной системы, обеспечивающей обнаружение устья и перемещение к нему. Работа поисково-двигательной системы предполагает наличие соответствующего силового и электронного обеспечения. Для закрепления лебедки на устье может применяться коннектор с дистанционным управлением. Рассматривается возможность использования нового вспомогательного судна, например, полупогружного, специально предназначенного для проведения определенных ремонтных работ. В настоящее время компании-операторы и компании-подрядчики изучают различные проекты и предложения, касающиеся строительства таких судов. Преимущество таких судов заключается в том, что у них большая палуба и невысокий уровень качки по сравнению с эквивалентными однокорпусными судами. Кроме того, их можно специально построить для выполнения определенных функций, сэкономив средства за счет отказа от ненужных мощностей.

Помимо существующих полупогружных конструкций, для проведения ремонта можно применять обтекаемую колонну SWATH или полупогружное судно. Это судно может перемещаться без дебалансировки, вследствие чего экономится время. Его производительность в спокойном море сопоставима с производительностью однокорпусного судна при одинаковом водоизмещении, однако в бурном море оно выше.

Конструкция судна отличается простотой. В ней применяются не трубчатые элементы и цилиндрические раскосы, а плоские пластины, что в сочетании с технологическим принципом работающей обшивки дает значительную экономию массы и средств. Эта технология уже опробована, многие суда уже построены, получение соответствующего документа на судно не составляет проблемы.

На судне устанавливается следующее оборудование для проведения ремонтных работ:

небольшая буровая вышка с блоком компенсации качки, лебедкой, ротором, направляющими тросами, нижней палубой и т. п.; система циркуляции и хранения бурового раствора; полозья для труб и площадка для укладки труб в штабель; система динамического позиционирования и анкерного крепления;

водолазная система.

Дополнительное пространство на палубе выделяется для размещения: катушки для прокладки выкидной линии, палубного крана, спирально скрученных труб, резервуаров с кислотой, мешалок, насосов для закачки азота, емкостей для хранения азота,

испытательных сепараторов, факельных консолей, установок для проведения скважинных исследований.

Большая часть этого оборудования может быть взята внаем по отдельности. Судно можно оборудовать по принципу многофункциональности для обеспечения, скажем, противопожарной и общей безопасности, а также проведения промысловых исследований и водолазной инспекции.

Во многих случаях расходы на серьезное обслуживание могут превышать первоначальные расходы на подводный промысел. К счастью, потребность в серьезном ремонте, включающем ремонт скважины, возникает нечасто, 1 раз в 8—10 лет. Однако с оборудованием, расположенным над устьем, дело обстоит иначе. Оно отказывает 1 раз в 3 года. Это означает, что каждые 3 года некоторые компоненты системы будут нуждаться в обслуживании того или иного порядка. Еще более усложняет ситуацию тот факт, что оборудование для заканчивания скважины наиболее подвержено отказам в первые 12 мес. эксплуатации, после чего становится действительной периодичность отказов, упомянутая выше.

К сожалению, отказы на ранней стадии эксплуатации довольно часто случаются в сложных подводных системах и вызывают целый ряд проблем.

Чтобы принять экономически разумное решение относительно обслуживания систем подводного заканчивания, необходимо тщательно изучить их и установить, что требуется для подъема, ремонта и (или) замены их компонентов.

По вероятности отказов компоненты системы подводного заканчивания можно сгруппировать следующим образом:

1. Система управления: электронное, электрогидравлическое и гидравлическое оборудование; электрические разъемы.
2. Трубы и уплотнения: трубы для жидкости высокого давления и их фасонные части; трубы для добываемого продукта и уплотнительные элементы в них.
3. Клапаны: задвижки с гидроприводом; задвижки с ручным приводом.
4. Соединительные узлы выкидной линии.
5. Гидравлический коннектор для подсоединения елки к устью.
6. Системы подводного заканчивания.

Поскольку системы заканчивания сухого и мокрого типов существенно отличаются друг от друга в плане обслуживания, их следует рассматривать отдельно при планировании мероприятий по обслуживанию.

### Защита устьевого оборудования

Оценка угрозы повреждения подводного оборудования проводилась на основе данных, предоставленных Департаментом энергетики Великобритании, поскольку результаты неофициальных исследований труднодоступны. Данные были получены в резуль-

тате исследования, проведенного с целью установить степень угрозы повреждения подводного оборудования и изучить методы его защиты.

Постоянное увеличение числа подводных скважин и расширение сети подводных трубопроводов сопровождается увеличением числа ситуаций, приводящих к их повреждению. В связи с этим все большее число компаний-операторов приходит к осознанию выгод, которые несет в себе защита подводного оборудования; его сложность и стоимость постоянно растут.

В рамках исследования проводилось обобщение опыта различных организаций, деятельность которых связана с морем. Сбор информации осуществлялся за счет опроса компаний-операторов, компаний-подрядчиков, выполняющих водолазные работы, и компаний-поставщиков подводного оборудования. Опрос проводился по следующим темам:

- случаи повреждения подводного оборудования;
- расположение и тип поврежденного оборудования;
- характер и возможная причина повреждения;
- стоимость ремонта;

- период между установкой оборудования и обнаружением повреждения;

- подход к проблеме защиты подводного оборудования;
- тип защиты, если таковая применялась.

В результате исследования были установлены следующие важные моменты.

Оборудование, расположенное в 500-метровой зоне безопасности вокруг надводного сооружения, не менее уязвимо, чем оборудование за пределами этой зоны.

Трубопроводы следует рассматривать отдельно, поскольку, несмотря на их относительно низкий круглый профиль, риск повреждения возрастает вследствие их большой длины, что, в свою очередь, влияет на выбор методов защиты трубопроводов.

В тех случаях, когда повреждались приспособления, предназначенные для защиты устьевого оборудования, само оборудование оставалось неповрежденным (рис. 6.31).

Основной причиной повреждений подводного оборудования признана рыбная ловля, большая часть остальных повреждений приходится на долю якорей и якорных цепей.

Различные источники дают разную информацию относительно доли поврежденных узлов в общем объеме подводного оборудования, однако реалистической кажется цифра более 30 %.

После проведения исследования было рекомендовано продолжить начатую работу по сбору информации о количестве и характере повреждений. После накопления значительной информации и ее классификации можно будет с помощью недавно разработанных аналитических методов попытаться определить риск повреждений в количественном выражении.

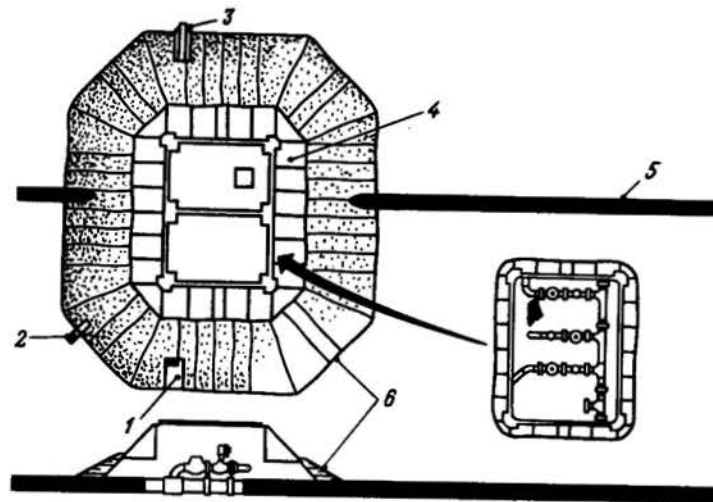


Рис. 6.31. Защита устьевого оборудования, расположенной на морском дне:

1 — гнезда для подсоединения третьего отвода трубопровода; 2 — первый отвод трубопровода; 3 — гнездо для возможного подсоединения отвода трубопровода; 4 — верхняя конструкция, покрытая защитными панелями; 5 — трубопровод диаметром 762 мм; 6 — бетонная обваловка по периметру колпака



# ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
<b>Глава 1. Нефтегазопромысловые сооружения</b>	<b>7</b>
Традиционные системы сбора и подготовки углеводородов	12
Подводные системы сбора и подготовки продукции скважин	21
<b>Глава 2. Плавающие эксплуатационные системы</b>	<b>33</b>
Месторождение Аргилл	33
Эксплуатационные параметры месторождения Аргилл	40
Месторождение Бучан	45
Эксплуатационные параметры месторождения Бучан	55
Вторичные способы добычи нефти и газлифт (Бучан)	60
Первоначальный план освоения месторождения	60
Новые варианты плавучих систем	62
Эксплуатационные системы танкерного типа	68
Система баржевого типа	73
Сравнение экономических затрат и анализ риска	76
Анализ риска для плавучей эксплуатационной системы	78
Пути усовершенствования райзерных систем	81
<b>Глава 3. Морские системы отгрузки нефти</b>	<b>85</b>
Выносной точечный причал с анкерным креплением (CALM)	92
Выносной одноопорный причал с анкерным креплением (SALM)	100
Шарнирно закрепленная на дне колонна для отгрузки нефти (ALC)	103
Выносной точечный причал для незащищенных акваторий (ELSBM)	112
Буй SPAR	114
Новые проекты	117
<b>Глава 4. Хранение нефти в морских условиях</b>	<b>126</b>
Факторы, определяющие выбор способа хранения нефти в морских условиях	126
Системы хранения нефти танкерного типа	134
Подводное хранение нефти	137
Плавающие системы специального назначения	141
<b>Глава 5. Шарнирно закрепленные на дне колонны</b>	<b>146</b>
Применение шарнирных колонн	150
Соединения на дне моря	153
Эксплуатационные райзеры	158
Гравитационная глубоководная башня	165
Глубоководные шарнирные колонны	167
Сооружения башенного типа с оттяжками	169
<b>Глава 6. Подводные эксплуатационные системы</b>	<b>172</b>
Требования, предъявляемые к подводным эксплуатационным системам	172
Обзор проектов подводной добычи	176
Методы установки подводной эксплуатационной системы	195
Управление работой подводной эксплуатационной системы	199
Обслуживание подводных систем	206
Оценка эффективности различных способов обслуживания подводных систем	224
Системы управления и энергоснабжения	232
Двухфазный поток	239
Заключение	241
Ремонтные работы	243
Подводные системы мокрого и сухого типов. Экономический анализ	248