

НЕФТЬ И МОРЕ

Том II



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
Москва 1968

Нефть и море. Т. 2. Изд-во «Недра», 1968, стр. 320.

Книга составлена по материалам I-го Международного конгресса. В ней рассмотрены техника и методы добычи нефти на морских месторождениях, подводной прокладки и обслуживания трубопроводов, техника и операции по погрузке и выгрузке танкеров в открытом море.

Описаны специальные танкеры и хранилища для сжиженных природных газов, средства для подводных работ по сварке и ремонту трубопроводов и подводных нефтехранилищ.

Ряд материалов посвящен актуальным вопросам борьбы с загрязнением морей и периодическим проблемам, связанным с работами в море в свободных и территориальных водах.

Книга предназначена для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности и представляет интерес для работников морского флота и строителей портовых сооружений.

Таблиц 28, иллюстраций 162, библиографии нет.

I

Добыча нефти на морских месторождениях

МЕТОДЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ СКВАЖИН

Кнут Хорн¹

ВВЕДЕНИЕ

Разработка глубоководных месторождений нефти и газа вызвала необходимость использования плавучих платформ полупогружного типа или буровых судов и создания методов подводного заканчивания скважин с применением устьевого оборудования, расположенного на дне моря.

Скважина «Плэйс Колчестер 1», пробуренная в 1959 г. на оз. Эри, была первой законченной подводной скважиной. Господствующая в этом районе ледовая обстановка вызвала необходимость установить устьевое эксплуатационное оборудование на дне озера. Первая эксплуатационная скважина в открытом море с подводным оборудованием устья была пробурена в 1960 г. у Перуанского побережья.

В нефтеносных акваториях США первая морская эксплуатационная скважина с подводным устьевым оборудованием была закончена в 1961 г. фирмой Уэстерн. Через некоторое время фирма Шелл пробурила и закончила без помощи водолазов первую морскую эксплуатационную скважину в водах Мексиканского залива при глубине воды 17 м. С тех пор множество скважин было пробурено и закончено с использованием подводного оборудования.

ЗАКАНЧИВАНИЕ ПОДВОДНЫХ СКВАЖИН

Основной особенностью надводного заканчивания является применение стационарной платформы, строительство и монтаж которой обходятся довольно дорого, особенно при большой глубине воды. Такие платформы в настоящее время можно применять при глубине воды до 120 м; стоимость их не превышает экономически целесообразных затрат, особенно при бурении с одного основания куста скважин.

В случае разработки месторождений с малой мощностью продуктивного горизонта, с большой площадью дренирования и при большой глубине воды надводное оборудование не имеет преимуществ, так как оно требует целой серии дорогостоящих платформ или значительного отклонения скважин от вертикали при кустовом бурении.

Подводное заканчивание, являющееся единственным методом при разработке нефтегазовых месторождений на больших глубинах воды, обходится значительно дешевле. Стоимость подводного заканчивания

¹ № 115.

одной морской скважины почти независимо от глубины воды может составить около 60 тыс. долл., в то время как при глубине воды 15 м стоимость оборудования для надводного заканчивания достигает 120 тыс. долл., а при глубинах 40—100 м соответственно 200 тыс. и 425 тыс. долл. В эту стоимость не входят затраты на транспортировку и установку самой платформы.

Поэтому буровики отдают предпочтение подводному заканчиванию скважин, особенно при разведочном бурении в море. Применение стационарных платформ с их несомненными преимуществами, обусловленными простотой, быстротой и, что не менее важно, более низкой стоимостью ремонтных работ, является наиболее предпочтительным, если экономическая целесообразность разработки данного морского месторождения вполне очевидна.

Перенесение устьевого оборудования на дно моря позволяет повысить надежность антикоррозионной защиты, предохраняет оборудование от вредного влияния ветровой и волновой нагрузок, а также устраняет помехи для нормального и безопасного судоходства. Кроме того, в Северном море устьевое оборудование предохраняется при этом от разрушительного действия льда.

Подводное оборудование устья продуктивной скважины не подвержено также опасности возникновения пожара или влияния шторма, как при оборудовании устья на стационарной платформе. Но, с другой стороны, чрезвычайно трудно вести борьбу с выбросом, если устье скважины расположено под водой.

При выборе метода заканчивания скважины должны быть учтены такие факторы, как глубина скважины, глубина воды, инженерно-геологические условия дна, гидрометеорологические условия, а также удаленность скважины от береговых баз.

Ввиду разнообразия точек зрения и небольшого еще опыта эксплуатации морских скважин нельзя пока дать ясного ответа на вопрос о сфере применения этих двух разновидностей заканчивания скважины. До настоящего времени большая часть пробуренных в море скважин закончена с установкой устьевого оборудования над водой. Однако делаются попытки более широко использовать технические и экономические особенности, присущие подводному заканчиванию, особенно при разведочном бурении в глубоких водах, при разработке небольших по площади месторождений, при разведочном и эксплуатационном бурении на удаленных от берега морских участках.

Расчеты, проведенные фирмой Глобал марин эксплорейшн для морского месторождения Санта Барбара у берегов Калифорнийского залива, показали явную экономическую целесообразность подводного заканчивания всех скважин на этой площади. Этот расчет был основан на предположении, что с одной платформы будет пробурено не более 15 скважин с надводным оборудованием устья при глубине воды 30 м и что нефтяная залежь, приуроченная к глубине 1500 м, будет истощена через 20 лет при суммарной нефтедобыче на каждую скважину в среднем 128 тыс. м³. При этих условиях общая суммарная стоимость заканчивания скважин над водой составила бы 879 тыс. долл., в то время как заканчивание их под водой обошлось бы всего в 636 тыс. долл., т. е. на 38,2% дешевле.

ТЕХНИКА ЗАКАНЧИВАНИЯ

Ранее было отмечено, что подводное заканчивание является перспективным методом разведки и разработки нефтегазовых залежей при большой глубине воды. Поэтому неудивительно, что помимо фирм, являющихся пионерами в области подводного заканчивания скважин, целый ряд широкоизвестных фирм-поставщиков (АРМКО Нейшенэл

сэплай, Камерон айрон уоркс, Ойл сентер тулз, Шеффер тул уоркс) затратили много времени и средств на создание методов и оборудования для подводного заканчивания скважин. Основные элементы техники, разработанные этими фирмами, являются аналогичными, хотя некоторые из них представляют собой оригинальные решения. Схема оборудования для подводного заканчивания скважины приведена на рис. 1.

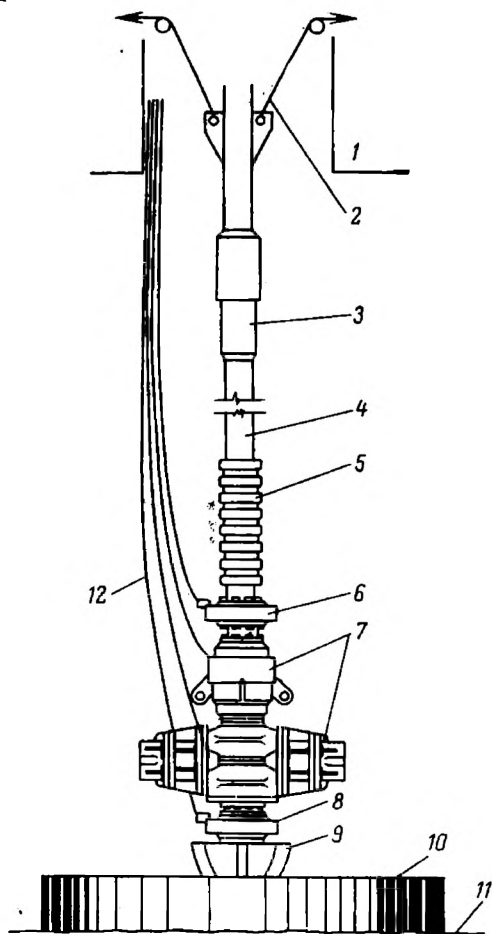


Рис. 1. Схематический вид устьевого оборудования при подводном заканчивании эксплуатационной скважины.

1 — буровая баржа; 2 — канатная поддержка морского кондуктора; 3 — телескопическое соединение; 4 — трубы морского кондуктора; 5 — гибкое соединение; 6 — быстроразъемное соединение с дистанционными приводом и управлением; 7 — противовыбросные превенторы; 8 — быстроразъемное соединение с дистанционными приводом и управлением; 9 — головка обсадной колонны; 10 — опорная плита; 11 — дно океана; 12 — рабочие шланги для управления работой превенторов.

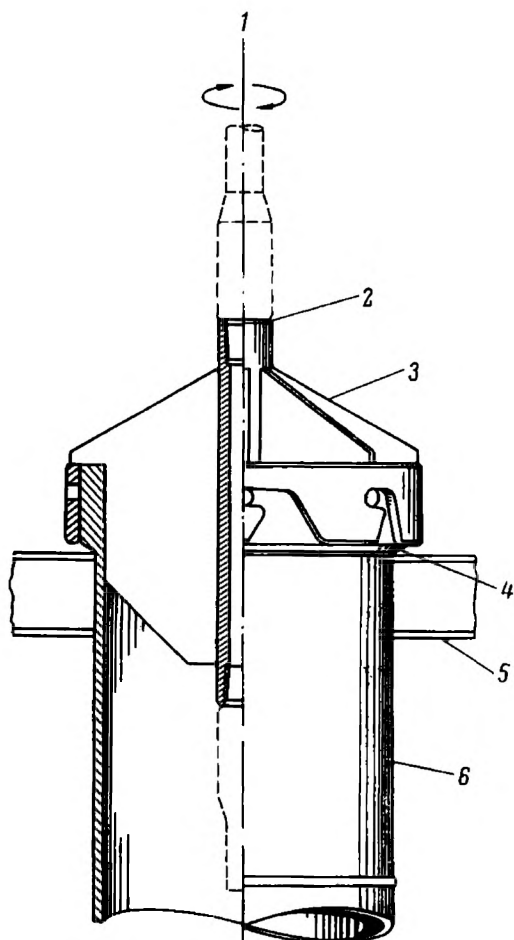


Рис. 2. Трубный корпус наружным диаметром 914 мм вместе с несущей арматурой для установки направляющей линии и инструмент с щелевым замковым соединением типа «джи-слот» для спуска подъемника в скважину.

1 — при вращении вправо щелевое замковое соединение «джи-слот» освобождается; 2 — муфтовая и конусная части резьбового соединения инструмента, предназначенные для поддержания труб кондуктора и обеспечения возможности задавливания его с промывкой в дно моря; 3 — инструмент с щелевым замковым соединением для спуска и установки трубного корпуса наружного диаметра 914 мм; 4 — корпус наружным диаметром 914 мм для подводного заканчивания морской продуктивной скважины; 5 — несущая арматура для установки направляющей линии; 6 — труба кондуктора наружным диаметром 914 мм.

Бурение в океане начинается со спуска кондуктора, представляющего собой колонну обсадных труб диаметром 760—900 мм и длиной около 30 м, причем этот кондуктор или задавливают с промывкой в собственно океанические осадки или спускают в предварительно пробуренную скважину. Вопрос о том, каким из этих двух способов спускать кондуктор, зависит от конкретных условий морского дна и от глубины воды. При бурении скважины под кондуктор бурильную колонну

оставляют в скважине в качестве направляющей, по которой спускают кондуктор, подвешенный на клиньях ниже ротора. Верхнюю часть кондуктора (рис. 2), на которую опирается собственно колонна направления морской скважины, соединяют с опорной плитой морского основания (рис. 3), которая системой направляющих канатов связана с буровой платформой. Эти канаты можно использовать для спуска буриль-

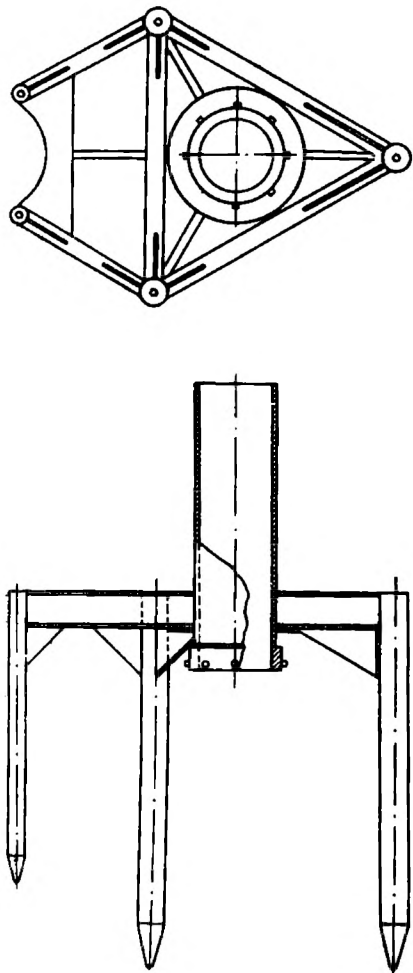


Рис. 3. Несущая арматура для установки направляющей линии.

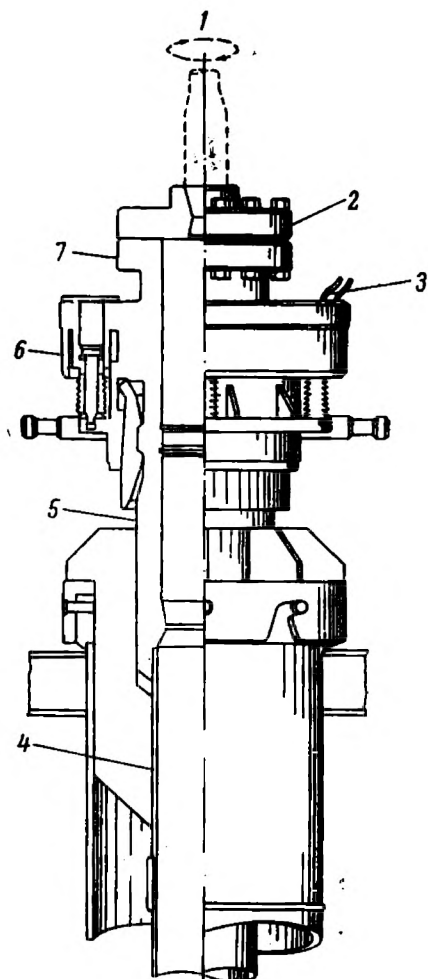


Рис. 4. Соединительное приспособление «колет коннектор» с гидравлическим управлением в сборе, применяемое для спуска и установки 346-мм обсадной колонны.

1 — при правом вращении щелевое замковое соединение «джислот» закрепляется на головке обсадной колонны; 2 — фланец подвески; 3 — две трубки для гидравлического управления; 4 — 406-мм направление; 5 — корпус головки 346-мм обсадной колонны; 6 — собственно узел соединительного приспособления «колет коннектор» с гидравлическим управлением; 7 — фланец подвески.

ных труб, обсадной колонны, насосно-компрессорных труб, кондуктора морской скважины, установки превенторного узла или колонной головки, а также для спуска телевизионной камеры для дистанционного контроля за состоянием подводного оборудования устья.

После спуска и цементирования колонны направления на колонной головке устанавливают превенторный узел, при этом используют гидравлические соединительные приспособления, плотность посадки и затяжки которых по силе равна плотности фланцевого соединения. В ка-

честве примера можно привести «коллет коннектор» — соединительное приспособление, выпускаемое фирмой Камерон айрон уоркс (рис. 4 и 5).

Фирма АРМКО Нейшенэл сэллай применяет гидравлические соединители двух типов. Выпускаемый фирмой автозамковый соединитель (рис. 6) представляет собой гидравлическую соединительную муфтовую втулку на рабочее давление 350 ат и имеет скользящую втулку, которая надевается на две соединяемые детали. При движении вниз под

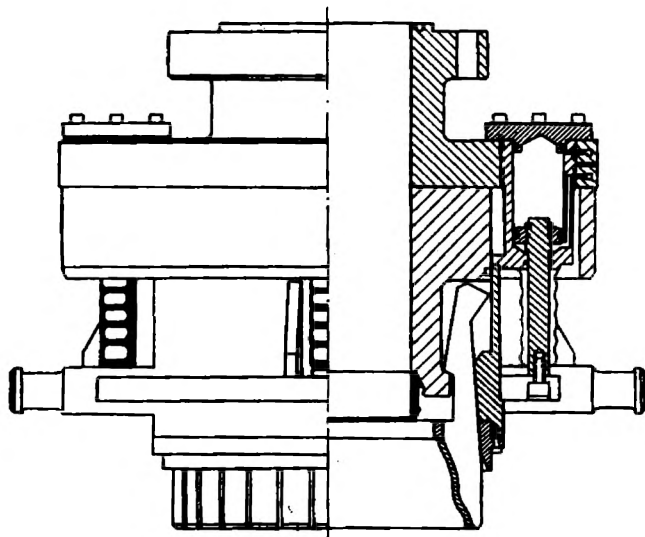


Рис. 5. Узел соединительного приспособления «коллет коннектор».

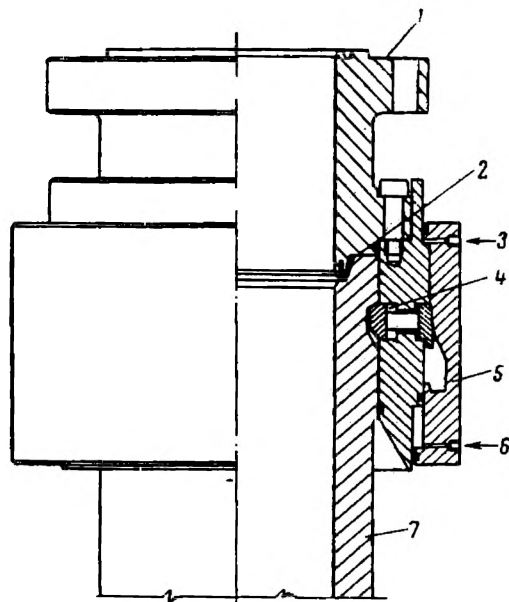


Рис. 6. Соединительное приспособление «аутолок коннектор» автозамкового типа. 1 — фланец для установки противовыбросового превентора или фонтанной устьевой арматуры-елки; 2 — уплотнительное кольцо; 3 — подвод давления для освобождения и раскрепления соединителя; 4 — замковые запирающие элементы; 5 — скользящая кольцевая втулка; 6 — подвод давления для закрепления соединителя; 7 — корпус головки устья скважины.

действием гидравлического давления замковые сегменты задавливаются внутрь и входят в специальный паз нижней детали узла, образуя жесткое герметичное соединение.

Соединительное приспособление «пружинящий защелкивающийся замок» с фирменным названием «снэплок коннектор», рассчитанное на рабочее давление 140 ат, в принципе аналогично приспособлению «аутолок коннектор» (автозамковый соединитель). Запирание нижней детали в верхней муфтовой сборке происходит при помощи специальных сегментов, находящихся под действием напряженных пружин. Освобождение этих сегментов осуществляется под действием гидравлических поршней.

Наконец, в качестве последнего примера гидравлического соединителя можно назвать соединение, разработанное фирмой Шелл (рис. 7). В этой конструкции собачки замка муфтовой части входят в соответствующие пазы внутренней детали и фиксируются в запирающем рабочем положении наружным кольцом, которое сдвигается только под действием давления нагнетания. Превенторный узел спускается и устанавливается на головку обсадной колонны при помощи морского кондуктора с использованием системы направляющих канатов. Морской кондуктор и превентор соединяются между собой посредством одного из описанных выше приспособлений-соединителей (рис. 8).

Морской кондуктор используется также и для спуска бурильной колонны, обсадных и насосно-компрессорных труб, различных инстру-

ментов и аппаратуры, а также служит каналом для восходящего потока промывочной жидкости. Действие большой нагрузки на головку обсадной колонны, вызванное большим весом морского кондуктора, можно уменьшить при помощи контргрузов, установленных на буровой платформе, или при помощи поплавковых камер.

Между превенторным узлом и морским кондуктором устанавливается шаровой или гибкий соединительный замок для поглощения горизонтальных перемещений буровой платформы (рис. 9).

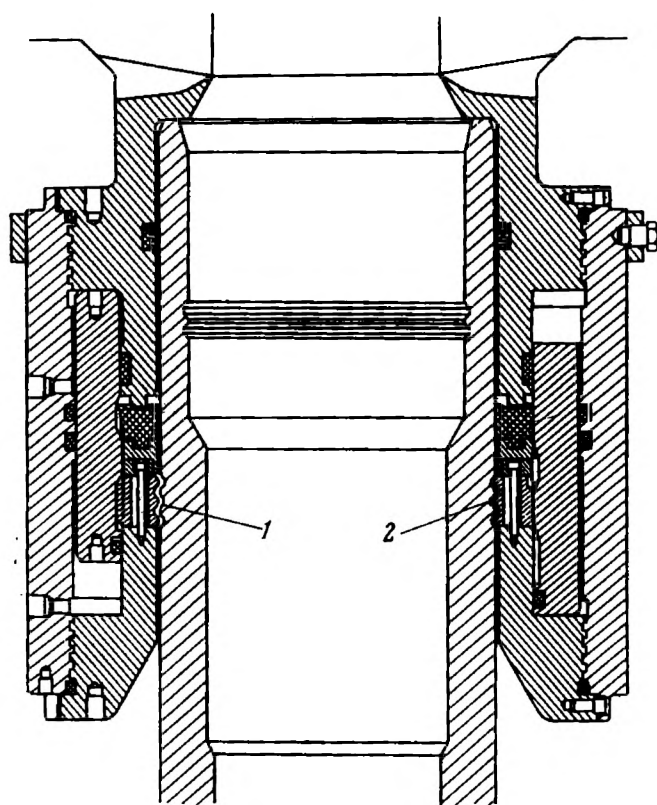


Рис. 7. Сборка уплотняющего и запирающего приспособления, устанавливаемая на устье скважины.
1 — собачка замка в нерабочем положении; 2 — собачка замка в рабочем положении, при котором соединение заперто и герметично.

Вертикальные перемещения буровой платформы поглощаются телескопическим соединением, расположенным ниже поверхности воды. Для спуска обсадных колонн или для установки на головке обсадной колонны аварийных или запирающих и уплотняющих сборок применяются инструменты с резьбовыми соединениями или детали с щелевыми замковыми устройствами со шлицами, находящимися под действием пружин. Эти соединительные приспособления оборудованы замковыми собачками, которые входят в соответствующие пазы, расположенные на одном уровне на поверхности соединяемых деталей. Такой способ соединения двух деталей в некоторых случаях является более предпочтительным (по сравнению с резьбовыми соединениями),

так как резьбовой участок может быть забит, закупорен или поврежден.

Комбинированные колонные головки особенно удобны для морского бурения, при котором обсадные колонны можно спускать с применением шлицевых или патрубковых подвесок. Спуск обсадной колонны на шлицах или клиньях необходим в условиях, когда колонну невозможно спустить до проектной глубины. В этом случае выступающий из скважины верхний конец обсадной трубы можно обрезать и убрать после цементирования колонны. При спуске и посадке обсадной колонны с патрубковой подвеской промывочная жидкость, вытесняемая из затрубного пространства нагнетаемым в скважину цементным раствором, должна иметь свободный выход из затрубного пространства. Для этого используют специальные подвески «флоу-тру хэнгер»¹ (рис. 10) или отводят восходящий поток промывочной жидкости в морской кондуктор через пропускной байпас. По окончании процесса бурения и спуска обсадной колонны превенторный узел отделяют вместе с морским кондуктором после раскрепления гидравлического соединения. Во время этой работы состояние скважины контролируется при помо-

¹ Подвеска, позволяющая обеспечить сквозной поток жидкости.— Прим. пер.

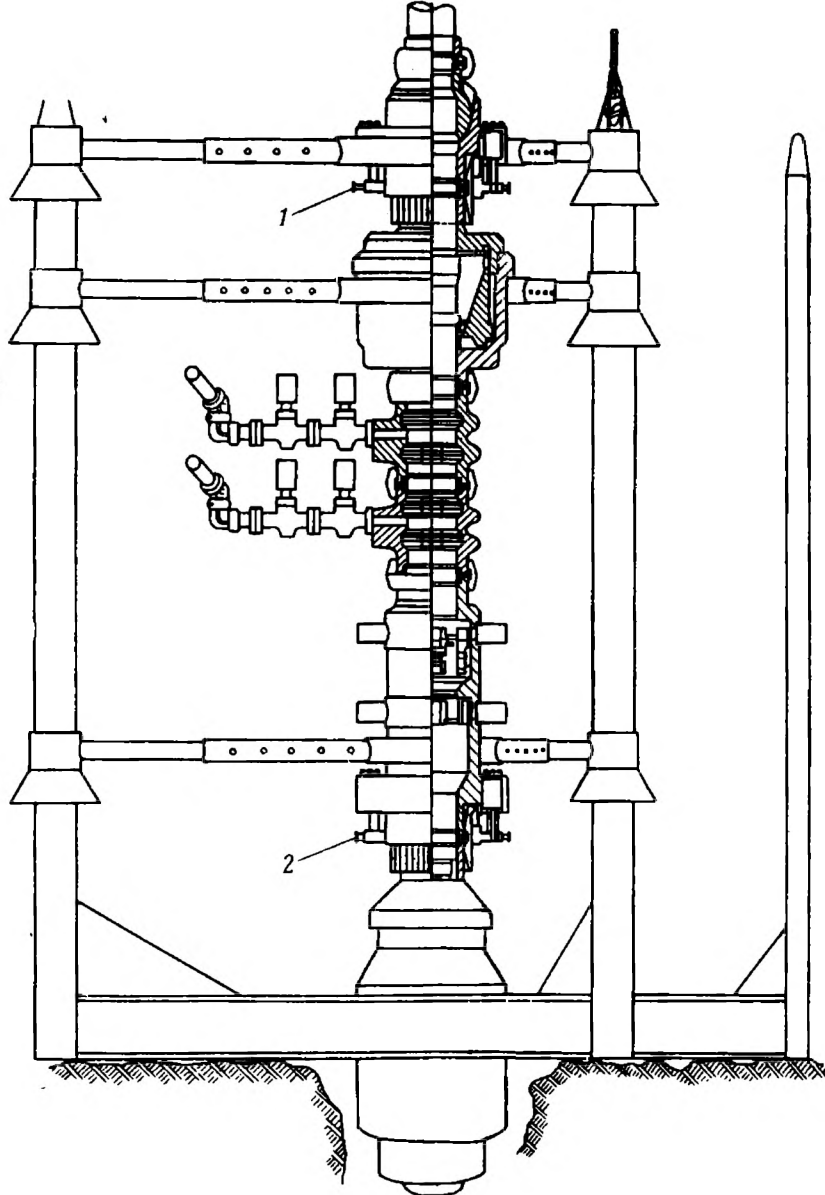


Рис. 8. Превенторный узел, соединенный с устьевым оборудованием при помощи соединительных приспособлений «коллет коннектор» с гидроравлением.

1 и 2 — соединители «коллет коннектор».

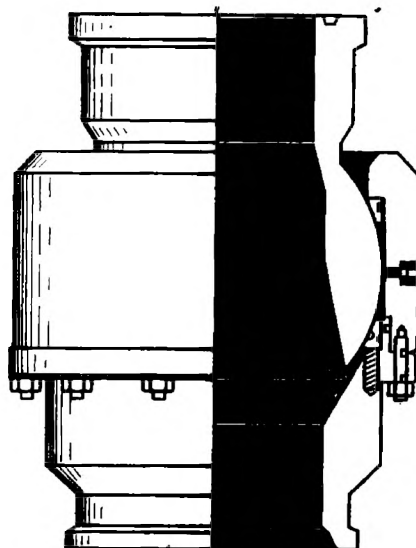


Рис. 9. Шаровой замковый узел.

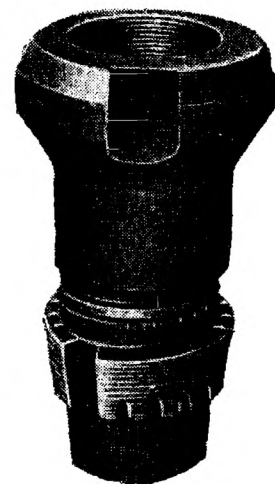


Рис. 10. Специальная подвеска «флоу тру», соединенная с инструментом для спуска.

щи сдвоенных обратных клапанов или висячих пробок (типа висячего моста), установленных в скважине.

Эксплуатационная устьевая арматура (елка), спущенная и установленная на колонной головке обсадной колонны или на морском кондукторе при помощи системы направляющих канатов, также крепится посредством гидравлического соединителя. Процесс заканчивания сква-

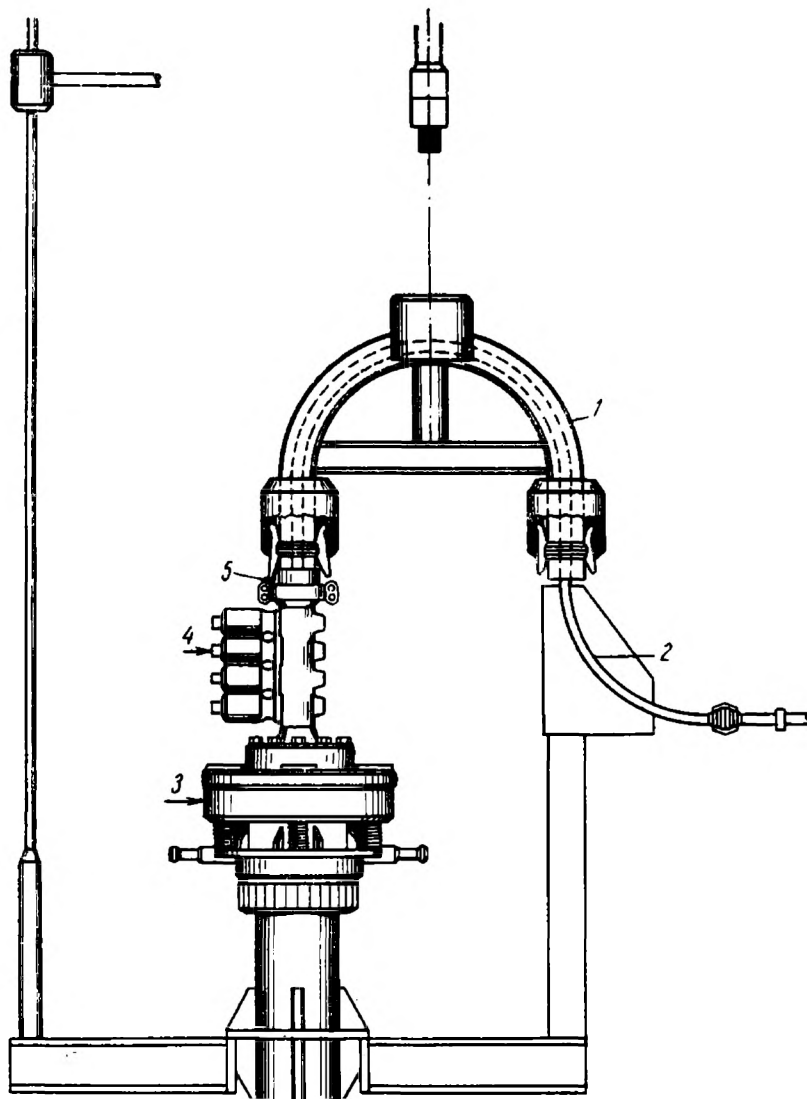


Рис. 11. Устьевое оборудование морской скважины при подводном заканчивании.

1 — труба в виде арки; 2 — выкидные линии и линии для задвижек с гидроуправлением; 3 — соединительное приспособление «коллет коннектор», установленное на фонтанной елке; 4 — двойная неразъемная клиновая задвижка фонтанной устьевой арматуры-елки; 5 — нагнетательная линия.

жины и оборудования ее устья завершается присоединением выкидной контрольной линии (рис. 11) трубопровода к устьевому оборудованию, а также прикреплением системы направляющих канатов к поплавковую с целью обозначения на поверхности моря местоположения устья скважины. В случае обрыва буев для обнаружения устья скважины используется звуковой (сонарный) индикатор.

Развитие техники подводного заканчивания скважин, наиболее важные этапы которого описаны выше, было направлено на поиски экономически целесообразного и безопасного решения проблем, связанных с заканчиванием и эксплуатацией скважин, пробуренных на глубоководных участках моря. Первым достижением в этой области явилось создание подводного робота «мобот» (рис. 12), разработанного фирма-

ми Шелл и Юз эйркрафт. Робот, который можно использовать при глубине воды до 300 м, может плавать, видеть, слышать, завинчивать болтовые соединения, менять шланги, подвешивать проволочные и канатные линии, а также манипулировать с трубами. «Мобот» оборудован электрогидравлическим приводом с источником питания от плавучей платформы. Регулируют и контролируют его работу два регулирующих гребных винта.

Установленный на работе гидрокомпас служит для ориентирования его положения, а чувствительный микрофон позволяет контролировать его действия на слух. Мощные источники света освещают пространство под водой на расстоянии до 10 м. Робот определяет положение устья скважины при помощи сонарной системы.

На дне океана «мобот» перемещается по специальной направляющей дорожке, уложенной вокруг устья скважины. Работа, которая должна быть выполнена роботом на устье скважины, подготавливается таким образом, чтобы ее можно было осуществить при помощи торцового ключа, расположенного на подвижной руке этого механизма.

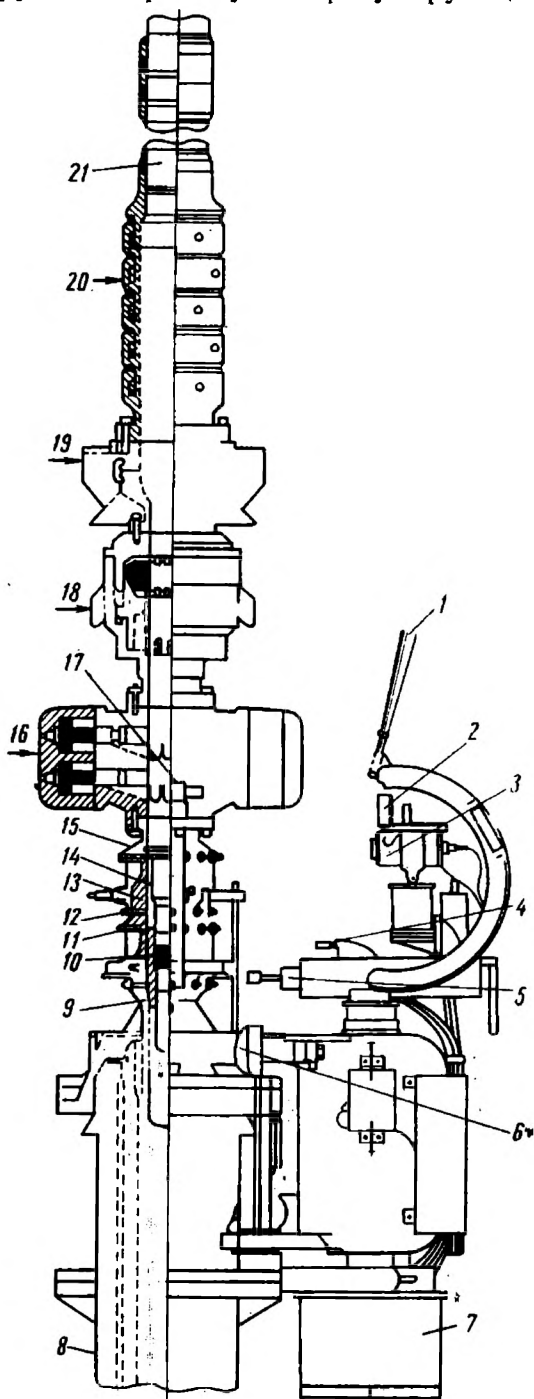


Рис. 12. Робот с названием «мобот» (справа) для обслуживания под водой устья морской скважины.

1 — канал системы управления работой подводного робота; 2 — источники света для телевизионной камеры; 3 — телевизионная камера; 4 — микрофон; 5 — одиночная рука, на которой закреплен торцовый ключ; 6 — рабочее колесо с приводом от электромотора, предназначенное для перемещения робота вокруг устья скважины во время его работы; 7 — корпус, внутри которого находятся электромотор и гидравлический насос; 8 — сборка свай и кондуктора; 9 — сборка установочной плиты; 10 — подвеска для обсадной колонны; 11 — замковый запирающий болт; 12 — контрольный болт; 13 — нижняя катушка; 14 — посадочный протектор для подвески насосно-компрессорных труб; 15 — верхняя катушка; 16 — сдвоенный плащечный 254-мм превентор серии 900; 17 — соединение для линии, подводящей раствор при глушении выброса; 18 — 254-мм превентор универсального типа серии 900; 19 — зажимный хомут диаметром 406 мм серии 900 с гидравлическим управлением (типа превенторной головки); 20 — сборка гибких 406-мм соединений замкового типа запирающего действия; 21 — трубы морского 406-мм кондуктора с весом тела трубы 29,5 кг/м.

Другие возможности, изучаемые в настоящее время с целью дальнейшего развития разведочных буровых работ в более глубоководных акваториях, можно охарактеризовать следующим образом.

1. Усовершенствование подводных механизмов-роботов. В этой области наибольшие достижения получены в результате создания универсального подводного робота, названного «мобот ЮНУМО», с четырьмя рабочими руками для сложных работ.

2. Увеличение рабочего времени и рабочей глубины для водолазов на дне моря. Особые успехи в этом направлении достигнуты благода-

ря использованию и усовершенствованию техники применения кислородно-гелиевой смеси.

Другим достижением является разработка проекта «Пурисима», созданного фирмой Оффшор дайверз инкорпорейшн. Этот проект предусматривает использование подводного корабля, состоящего из двух сферических емкостей, находящихся под давлением. Миниатюрный подводный корабль типа маленькой подводной лодки служит для спуска двух водолазов на глубину до 150 м и для подъема их на поверхность за довольно короткое время.

3. Исследования в направлении усовершенствования оборудования для дистанционного монтажа и эксплуатации скважин.

4. Разработка и создание подводных лодок для обслуживания подводного устьевого оборудования и трубопроводов.

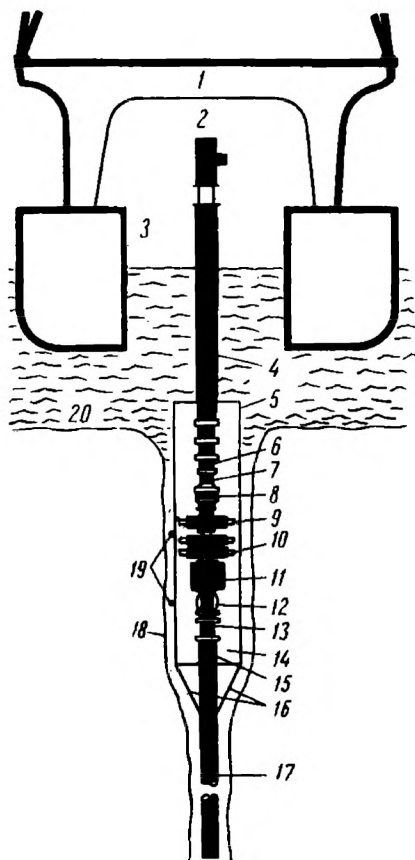


Рис. 13. Типовая схема подводного заканчивания морской скважины при небольшой глубине воды.

1 — буровое судно; 2 — переходный узел; 3 — уровень воды в море; 4 — скользящее соединение; 5 — кессонная труба диаметром 3,2 м; 6 — гибкое муфтовое соединение; 7 — морское замковое приспособление; 8 — превентор универсального типа; 9 — одинарный превентор плашечного типа; 10 — двоянный превентор плашечного типа; 11 — соединительный узел устья скважины; 12 — устье 346-мм обсадной колонны; 13 — верхняя часть 508-мм обсадной колонны; 14 — шахтный участок соплового узла; 15 — устьевая головка с щелевым замковым соединением «джи-слот»; 16 — размывающие струйные подкосы; 17 — трубы 762-мм кондуктора; 18 — корпусы кессонов, превенторы и головки обсадных колонн; 19 — боковые струйные сопла; 20 — дно моря.

ПОДВОДНОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН ПРИ МАЛОЙ ГЛУБИНЕ ВОДЫ

Используя новую кессонную технику (рис. 13), фирма Глобал марин компани успешно пробурила морскую скважину при глубине воды всего 8 м с плавучего бурового судна «Гломар III», имеющего осадку 4,2 м. Подводное заканчивание этого типа применено в Мексиканском заливе на базе техники, разработанной фирмой АРМКО нейшенэл сэплай.

После заякорения бурового судна в морское дно задавливается кессон со сварным кондуктором наружным диаметром 760 мм. Восьмигранный кессон наружным диаметром 3,2 м и высотой 12,2 м весит около 18 т. Кондуктор приварен к кессону с таким расчетом, что отрезок кондуктора высотой около 90 см находится внутри кессона. На головке кондуктора установлено запирающее замковое устройство, соединенное специальным щелевым замком (в виде буквы G, называемое «джи-слот») с 127-мм промывочной (сопловой) трубой. Для ускорения процесса спуска и задавливания в грунт кессона в нижней части кессона установлены 76-мм труба и 51-мм трубы, приваренные к кондуктору. Через эти трубы нагнетается вода под давлением. При одновременной работе четырех буровых насосов суммарной производительностью 9 м³/мин на задавливание (с промывкой) кессона в грунт морского дна затрачивается 36 ч. Во время бурения и заканчивания скважины устьевое оборудование и комплект превенторов, так же как и применяемое

впоследствии эксплуатационное оборудование, размещаются внутри кессона, поэтому курсирующие в этой части акватории суда и другие плавающие средства не могут нанести повреждений устью скважины после ухода с этого места бурового судна.

ПОДВОДНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ СКВАЖИН

Ввиду того что в настоящее время имеется лишь небольшое число морских скважин, высокая стоимость возможных ремонтных или других работ, вызванных затруднениями при их эксплуатации, приводит к необходимости устанавливать устьевое оборудование на обычных платформах. Однако такое положение существенно изменится с последующим расширением области разведочных работ в глубоководных и удаленных от берега участках моря. Ниже описываются технические возможности решения проблем эксплуатации морских скважин.

Эксплуатационное оборудование

Устьевое фонтанное эксплуатационное оборудование устанавливается на колонной головке скважин, законченных под водой. Примером может служить жесткая сборка превенторов фирмы Камерон (превенторная елка, см. рис. 11). На рис. 14 приведена другая эксплуатационная сборка фирмы Шелл, включающая фонтанную арматуру с главными задвижками, задвижками для свабирования и боковыми задвижками (выкидными). На верхней части корпуса имеется лубрикаторная головка для установки специального приспособления (стингера), применяемого для последующих ремонтов скважины.

Контроль за работой обратных клапанов, применяемых в подводных установках, и управление ими (или контрольными задвижками) обычно основаны на применении электрогидравлического или гидравлического привода.

Конструкторы подобных современных средств стремятся создать возможность управления работой контрольных задвижек на подводном устьевом оборудовании посредством установок — источников гидравлической энергии, смонтированных на берегу или на центральных стационарных платформах. Эта система позволяет применять заканчивание открытого типа. При этом процессе в случае аварии водолаз может помочь управлению работой скважины путем манипуляций с ручными штурвалами управления. Однако длинные трубопроводы гидравлической системы управления имеют недостаток в виде значительных потерь давления и др., которые надо принимать во внимание.

После установки фонтанной арматуры и соединения выкидной линии над водой и на дне моря с помощью водолазов или с использованием гидравлической дистанционной системы управления скважину можно пускать в эксплуатацию.

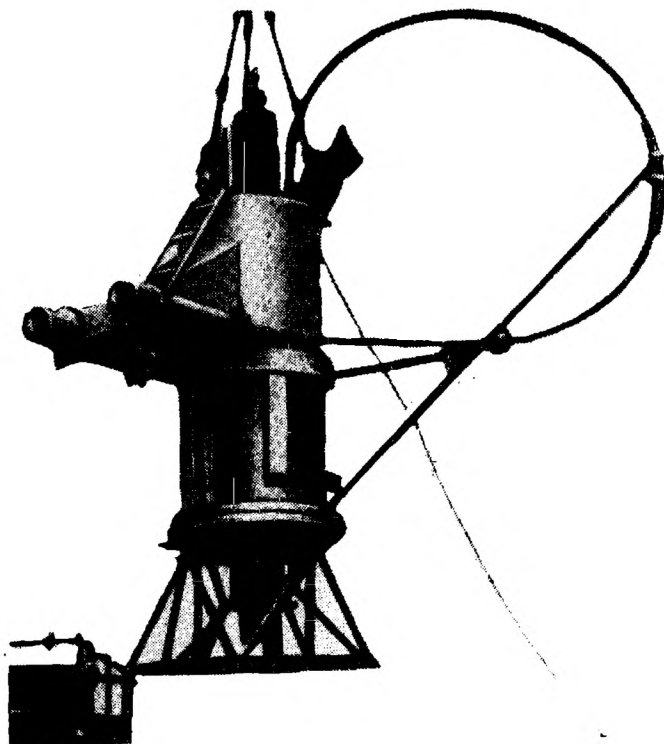


Рис. 14. Подводная эксплуатационная установка для контроля за работой скважины, оборудованная обводными линиями трубопроводов в виде петли и применяемая при использовании «техники сквозной выкидной и нагнетательной линии».

При эксплуатации морских скважин с достаточно высоким давлением на буфере добытую нефть можно транспортировать к морским складским установкам или перевозить танкерами к берегу. Если фонтанный способ добычи нефти невозможен, скважину можно эксплуатировать при помощи газлифта или погружными насосами.

Хранение нефти в открытом море представляет специальную проблему, так как прокладка морских нефтепроводов обходится весьма дорого. Для этой цели были применены стационарные платформы двух совершенно разных типов:

а) поддерживаемые сваями стационарные платформы для хранения нефти, которая транспортируется к платформе и хранится или в емкостях обычного складского типа, или в полых опорах платформы (рис. 15); в конструкцию установки входят отдельные палубы для обработки нефти, оборудование для сепарации нефти, помещение для обслуживающего персонала, палуба для выкидных линий из скважины, опоры платформы общей емкостью 3200 м^3 для хранения нефти;

б) погружные станции хранения нефти, применение которых ограничено мелководными частями акватории.

На глубоководных участках добытую нефть можно хранить в плавучих станциях, оборудованных резервуарами. На рис. 16 представлена плавучая платформа, разработанная фирмой Шелл, с общим объемом емкостей 3600 м^3 .

В установку входят отдельные палубы для обработки и сепарации нефти, палуба для жилья обслуживающего персонала, палуба для выкидных линий из скважины, три угловые цилиндрические колонны общей емкостью 4800 м^3 для хранения нефти.

Обслуживание и ремонт подводных скважин

Экономическая целесообразность и преимущества подводного заканчивания быстро утрачивают свое значение, если обслуживание и ремонтные работы в

подводных скважинах будут выполняться с плавучих платформ, на которых смонтировано обычное ремонтное или буровое оборудование. Поэтому сейчас стараются обходиться без этих дорогостоящих установок и заменить их «техникой сквозной выкидной и нагнетательной линий». Разработан и создан целый ряд специальных инструментов и приспособлений, которые можно ввести в скважину с нефтесборной станции, а затем путем нагнетания жидкости насосом извлечь их обратно из скважины по второй выкидной линии. Инструменты и приспособления, применяемые при этой технике, имеют ограниченную гибкость, вследствие чего при всех изменениях направления рабочих

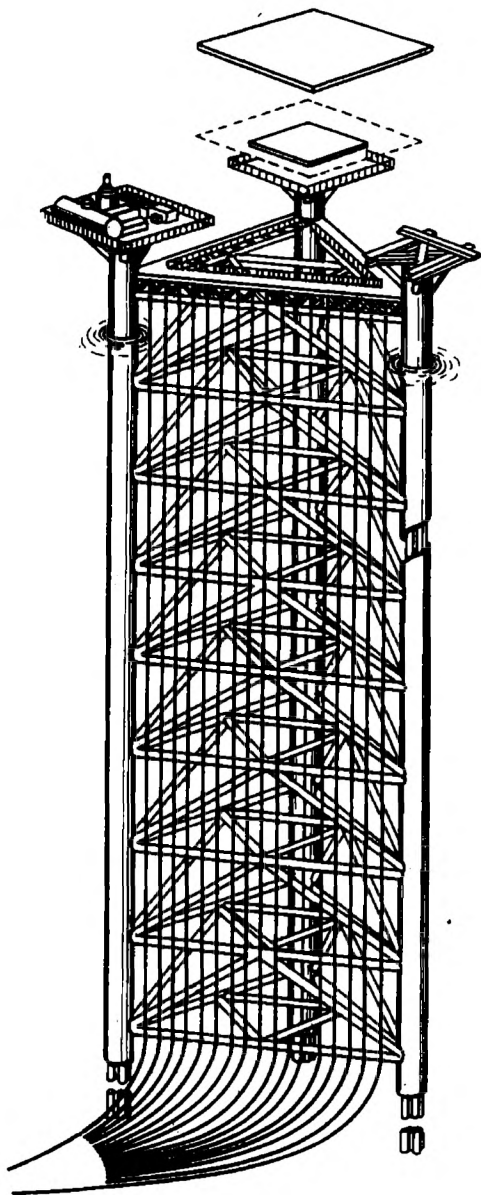


Рис. 15. Установка для морской добычи и хранения нефти, опирающаяся на дно моря.

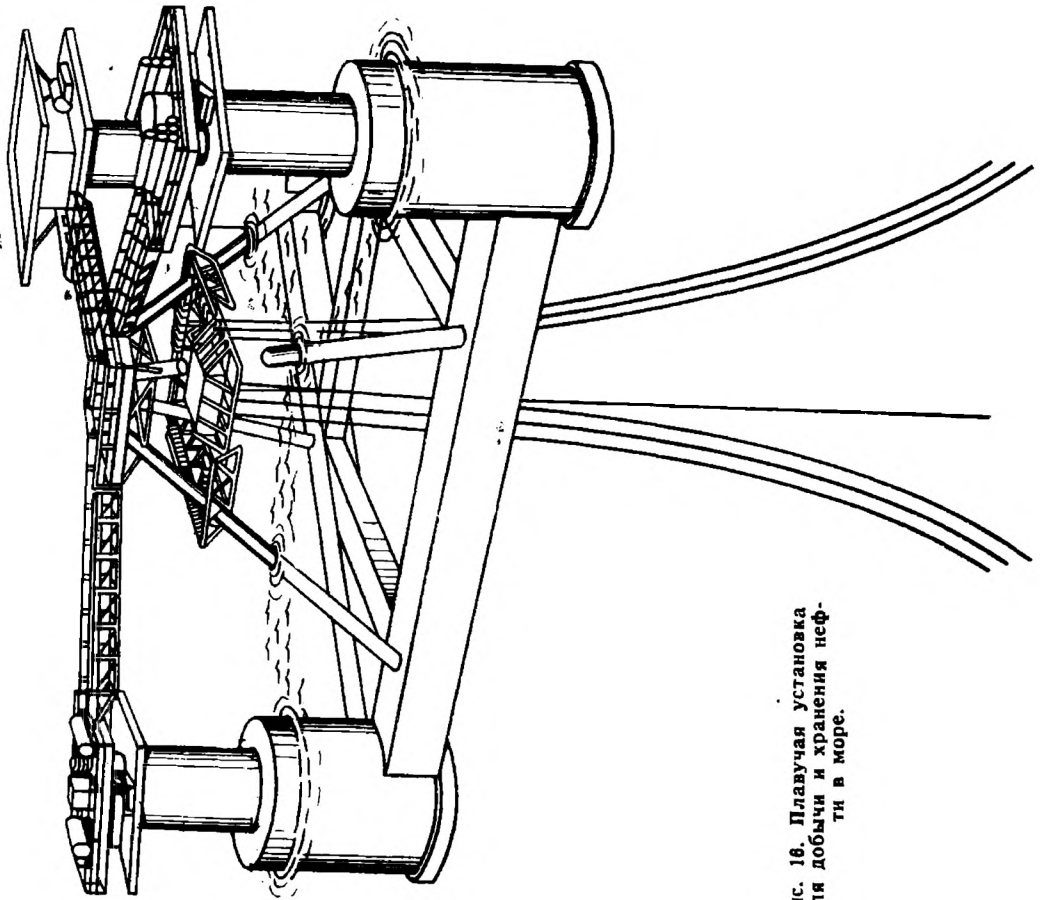


Рис. 16. Плавающая установка для добычи и хранения нефти в море.

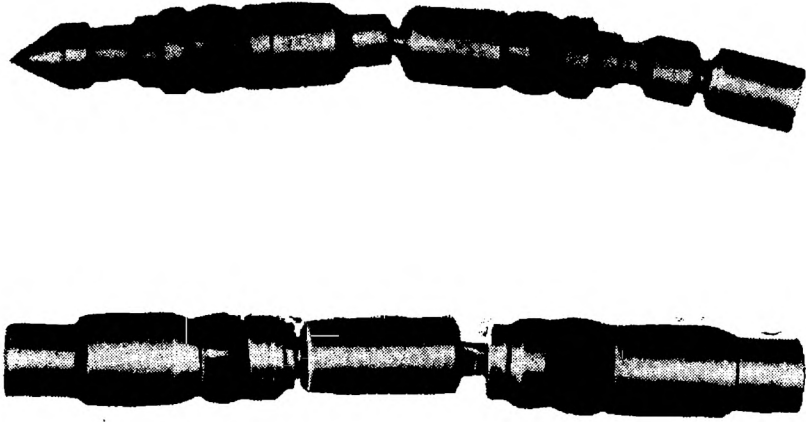


Рис. 17. Специальный инструмент для обслуживания и подземного ремонта морских скважин, применяемый при «технике сквозной вынудной и нагнетательной линии».

выкидных линий их радиус кривизны не должен быть менее 1,5 м. Конструктивно они напоминают инструменты, сбрасываемые в эксплуатационные скважины (рис. 17).

Обычные подземные ремонтные работы в подводных скважинах

Подводные скважины можно ремонтировать двумя описанными ниже методами.

а. Использование направляющих выводных колонн, или морских кондукторов.

Направляющие выводные колонны, или морские кондукторы, спускаемые с самоподнимающихся или с плавучих платформ, устанавливаются внутри лубрикаторной уплотнительной головки, являющейся частью фонтанной арматуры типа елки, и выводятся над уровнем воды выше поверхности моря.

Таким способом скважина, законченная для подводной эксплуатации, временно преобразуется в скважину с надводным эксплуатационным оборудованием, и подземные ремонтные работы можно производить непосредственно с платформы обычными методами.

б. Использование кессонной техники, которая дает возможность осматривать и проверять состояние устья подводной скважины.

Кессонную трубу соответствующего диаметра опускают на дно моря и задавливают в грунт или соединяют на фланцах с устьевым оборудованием. При этом оборудование устья находится внутри кессона. После этого воду из кессона откачивают, в результате чего открывается доступ к устьевому оборудованию для ремонта скважины.

Фирма Галф ойл компани применяет кессонную технику не только для обслуживания устьев подводных скважин и их подземного ремонта, но и для преобразования скважин, законченных для подводной эксплуатации, в скважины с надводным устьевым оборудованием. Делают это следующим образом.

После спуска и установки на дно моря кессонной трубы наружным диаметром 1220 мм ее достаточно глубоко задавливают в грунт, а скважину закрывают. После удаления головки обсадной колонны муфтовые резьбовые соединения труб соединяют с головкой кондуктора или эксплуатационной колонны и выводят внутри кессонной трубы выше уровня моря. Внутренняя полость кессона может быть затем заполнена цементным раствором. При работе в глубоководных участках моря кессонная труба поддерживается самостоятельно специальной арматурой. По сообщениям фирмы Галф ойл, этот метод можно применять при глубине воды до 30 м. Намечается применять эту технику в недалеком будущем и при глубине воды до 200 м.

ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ РАБОТАМИ НА ДНЕ ОКЕАНА

Дж. В. Кларк¹

С увеличением числа разрабатываемых подводных нефтяных месторождений выполнение ручных операций, связанных с бурением и эксплуатацией, все более усложняется. В Мексиканском заливе и на вновь открытых месторождениях в Северном море в качестве одного

¹ № 412.

из способов создания искусственных «островов», на которых может быть размещено оборудование, является строительство платформ. По мере проникновения в более глубокие воды и перемещения нефтяных промыслов дальше от берега очень сильно возрастает стоимость буровых работ, а также и самой платформы. Нефтеборные резервуары и соответствующие приспособления размещаются на суше в значительном удалении от нефтяных скважин. При этом первостепенное значение приобретает также стоимость трубопроводов. Эти экономические факторы свидетельствуют о необходимости учета различных возможностей. В этой связи представляет интерес изучение вопроса о размещении части оборудования под водой, на дне океана. Технические проблемы, которые должны быть разрешены при использовании этого резко отличающегося от обычного метода эксплуатации скважин, расположенных на дне океана, очень сложны. Общая стоимость исследования и конструирования экспериментального промысла на дне океана может быть не выше стоимости чистого конструирования одной платформы для бурения в очень глубоких водах. Таким образом, имеется возможность получить определенный экономический эффект при перенесении работ на дно океана.

Однако размещение буровой установки на дне океана не во всех случаях целесообразно. Этот способ приемлем только тогда, когда он оправдывается экономически. Экономический анализ показывает, что при очень большой глубине воды или при большом расстоянии месторождения от берега наиболее целесообразно размещать буровые установки на дне океана. Для осуществления подводной эксплуатации промыслов на дне океана в соответствии с условиями работы должна быть реконструирована каждая деталь оборудования (устьевое оборудование, клапаны, сепараторы, сборные резервуары и т.д.). Кроме того, должна быть пересмотрена техника монтажа, пуска и эксплуатации этого оборудования. Эта сложная задача вполне разрешима при современной технике. Ее решению могут способствовать достижения совершенно из других областей техники, например космические исследования могут дать информацию, которая будет использована для морских промыслов.

Водная среда создает неблагоприятную обстановку для деятельности человека. Поэтому прежде чем направить человека к месту работы, ему необходимо создать безопасные условия и снабдить его специальными приспособлениями. За последние годы накопился большой опыт пребывания человека в различных неблагоприятных средах (подводной, радиоактивной, космической и др.).

Часть этого опыта может быть использована применительно к условиям работы на дне океана. Непосредственное участие человека в работе необходимо при всех этих условиях. Поэтому полезно изучить методы и средства выполнения ручных работ в любой необычной или опасной для человека обстановке. Наиболее изученной опасной средой является радиоактивная. С 1946 г. было проведено много работ в радиоактивных зонах при осуществлении программы использования атомной энергии в мирных целях. Таким образом, в качестве основы для подхода к решению проблемы пребывания человека под водой мы имеем почти 20-летний практический опыт из области радиоактивного окружения.

Космическое пространство с точки зрения практического использования только еще начинает вызывать серьезный интерес, и при осуществлении практических работ в космическом пространстве скорее, пожалуй, придется обращаться к опыту работ под водой, чем наоборот. Под «другими» упомянутыми средами подразумеваются высокие и низкие температуры, а также такие опасные работы, как проходка шахт или туннелей.

При работе в любой неблагоприятной среде имеется пять основных способов защиты при выполнении заданных работ (см. схему).

Методы защиты

Чело- век	{	Защитная одежда
		Изолирование среды
		Телемеханическая (полностью удаленная) система
Маши- на	{	Система непосредственного управления
		Программированные системы

Первый способ — защитная одежда. В радиоактивной зоне используются специальные костюмы, а в космическом пространстве — костюм космонавта. Под водой в качестве защитной одежды применяется обычный водолазный костюм или более совершенное современное оборудование, создающее благоприятные условия для человека и обеспечивающее его необходимой для дыхания атмосферой. В такой одежде человек для выполнения работы пользуется своими руками и для наблюдения — непосредственно зрением.

Второй способ — изолирование среды. Он предусматривает физическое ограждение человека от окружающей среды. Исследовательская подводная лодка, или ДСВ (приспособление для глубокого погружения под воду), является примером ограждающей техники. При физическом ограждении от окружающей среды жесткой оболочкой человек для выполнения работы в этой среде должен быть снабжен инструментами типа «ключа». Наблюдение ведется через окна или щели; оно может быть дополнено телевидением.

Третий способ — телемеханика — подразумевает полностью автономные системы, которыми управляет человек, но от которых он физически изолирован. Такие системы могут быть снабжены очень сложными инструментами, позволяющими осуществлять управление на значительном расстоянии.

В телемеханических системах управление и наблюдение ведутся при помощи электронных и электромеханических устройств на расстоянии.

Четвертый способ — системы непосредственного управления. Здесь силовой механизм, производящий физическое движение, постоянно и непосредственно соединен с исполнительным механизмом, который должен быть приведен в движение. Примером является дистанционно управляемый механический клапан. В этих системах выполняемая работа постоянна, она predetermined заранее, а находящийся на расстоянии оператор только определяет момент срабатывания.

И, наконец, наиболее автономные из всех систем — это системы с программированным заданием, в которых последовательность или согласованность действия всех частей механизмов заданы заранее.

Эти определения применимы к любому неблагоприятному окружению. Для уяснения их значения следует рассмотреть типичный случай, который может быть применим к глубоководным морским нефтяным промыслам. Такое положение изображено на рис. 1. На нем мы видим ряд задвижек на трубопроводах. Задача состоит в том, чтобы повернуть маховики этих задвижек, т. е. закрыть или открыть их. Как уже говорилось выше, это можно осуществить пятью различными способами. Первый способ, показанный на рис. 2, — это использование водолаза.

Рис. 3 иллюстрирует метод изоляции от опасной среды. Человек в небольшой подводной лодке, снабженной простым манипулятором, приближается к одной из задвижек.

На рис. 4 показана телемеханическая система. Передвигающееся приспособление без человека с дистанционным управлением подплы-

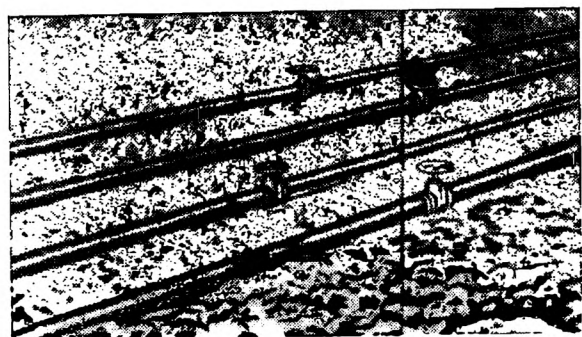


Рис. 1.



Рис. 2.

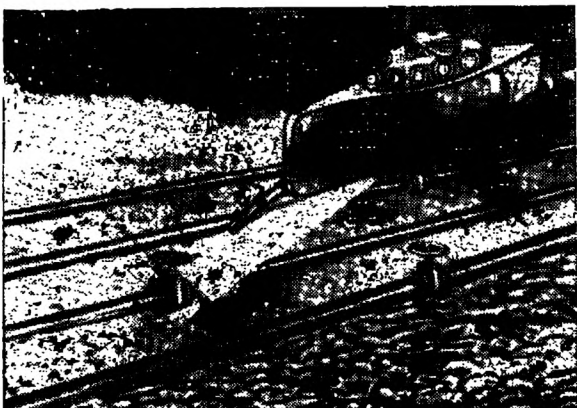


Рис. 3.



Рис. 4.



Рис. 5.

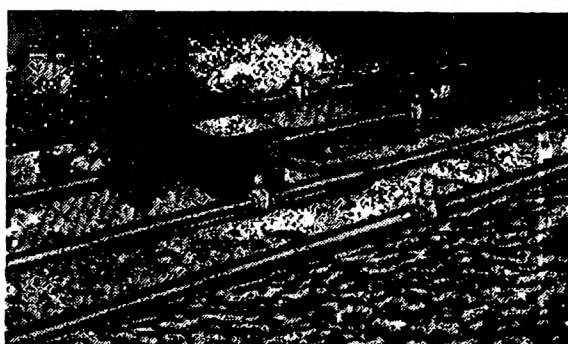


Рис. 6.

вает к объекту, где необходимо выполнить работу. Приспособление работает под контролем человека, находящегося на каком-то расстоянии.

Метод прямого управления иллюстрируется на рис. 5. Здесь каждый клапан снабжен электро- или гидроприводом, от которого кабель соединяется с пультом оператора, который находится на расстоянии и по своему усмотрению может открывать или закрывать любую задвижку.

И, наконец, на рис. 6 показана наиболее механизированная система. Здесь мы имеем приспособление, работающее по заданной программе. Инженер, который конструирует систему подводного нефтепромысла, должен быть хорошо знаком со всеми этими методами, с тем чтобы в соответствии с имеющимися условиями можно было выбрать наиболее эффективный из них.

Различная техника, изображенная на приведенных рисунках, очень сложна. Люди, которые управляют такими механизмами, должны находиться в безопасном месте, где бы они ни выполняли свои функции. На рис. 7 показаны те места, где они могут быть размещены. Здесь последним показано помещение для людей, расположенное на дне океана.

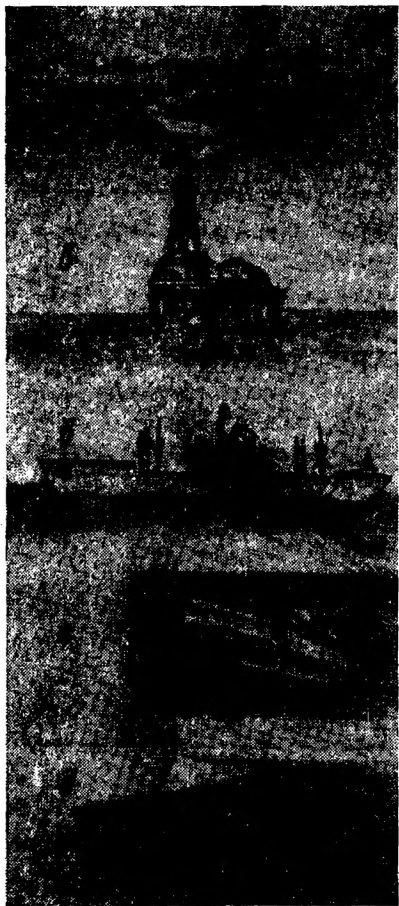


Рис. 7. Где помещать людей при выполнении работ на дне океана различными способами. а — на берегу; б — на платформе; в — на корабле; г — в подводной лодке; д — в жилых помещениях на дне океана.

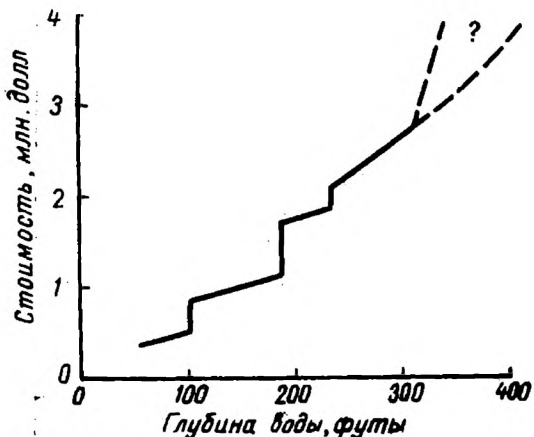


Рис. 8. Зависимость стоимости типичной платформы от глубины воды.

Следует серьезно продумать вопрос о возможности постоянного местожительства персонала для осуществления работ на нефтяных промыслах, расположенных глубоко под водой. Доставка персонала в такие местожительства должна осуществляться при помощи подводных лодок. Необходимо также рассмотреть возможность сооружения приспособлений, перемещающихся по дну, которые останавливаются для выполнения временных задач, например для бурения нефтяной скважины. Много работ, связанных с бурением, может быть выполнено при помощи временных сооружений, передвигающихся с одного места на другое. Предложено несколько вариантов таких сооружений. Не следует отдавать абсолютное предпочтение какому-то одному из этих приспособлений для рабочего персонала. Нужно тщательно озна-

комиться с каждым из них, чтобы выбрать наиболее подходящее. Вообще при расположении промыслов на большой глубине под водой более эффективным оказывается выполнение работ на дне океана, в то время как при небольшой глубине работы лучше вести с берега или с платформы.

Рисунок 8 иллюстрирует одну из причин, объясняющих это положение. Это кривая, показывающая, как увеличивается стоимость платформы определенного размера с увеличением глубины воды. Очевидно, наступает такой момент, когда при глубине воды свыше 91,44 м стоимость платформы приравнивается к стоимости приспособлений, расположенных на дне океана, включая исследование и проектирование.

Основной параметр, который необходимо прежде всего учитывать, — это глубина воды. Необходимо принимать во внимание также погоду, характер дна, характер нефтеносного пласта и т. д. Очень важным параметром является расстояние от нефтяного промысла до площадки на берегу, так как стоимость трубопроводов очень высокая.

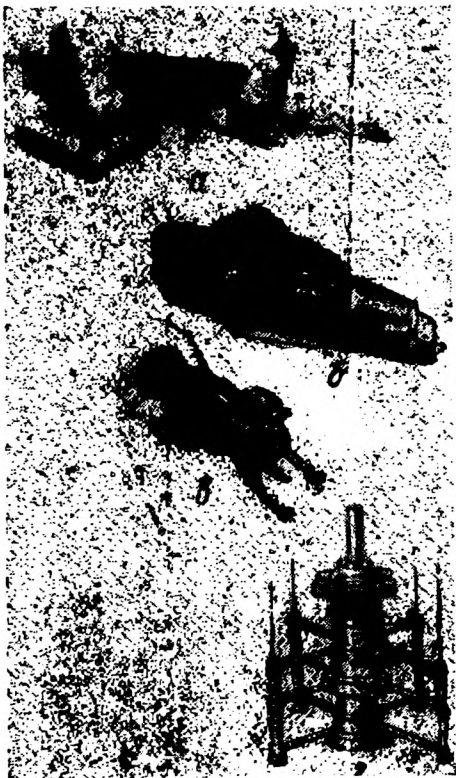


Рис. 9. Методы работы в океане.
а — водолазы; б — подводные лодки; в — телемеханические системы; г — автоматические системы.

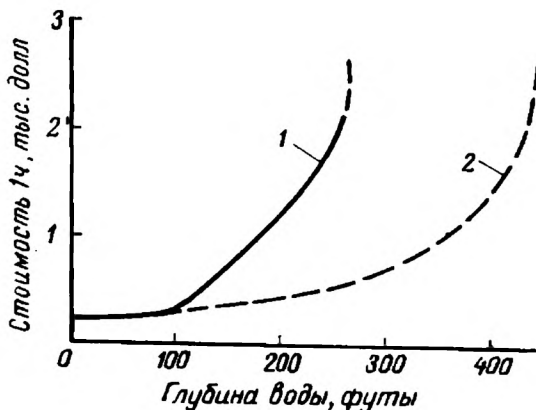


Рис. 10. Стоимость подводных работ в зависимости от глубины воды.
1 — при работе водолаза; 2 — при работе дистанционного оборудования.

Все это также относится и к способам работы в океане. Все они показаны на рис. 9. Пять методов, приведенных на рисунке, являются единственно доступными. Коротко рассмотрим эти методы.

Водолаз крайне подвижен и автономен в отличие от тех случаев, когда существует механическая связь с поверхностью. Однако он ограничен глубиной, на которой может работать, а эффективность работы снижается под влиянием среды, в которой он находится.

Подводная лодка или ДСВ лучше всего подходит для разведки и наблюдения за операциями, проводимыми на дне океана. При оборудовании ее наружными манипуляторами она может быть использована и для регулировочных операций; однако сама подводная лодка может представлять опасность для устьевого или другого оборудования, регулируемого посредством манипуляторов.

Телемеханическая система может быть сложной или простой в зависимости от назначения. Основное ее назначение — управление на глубинах воды, слишком больших для водолазов. В противоположность ей автоматическая система (которая может быть программированной или с непосредственным управлением) лучше всего подходит для

работы по заранее известной программе, например для обслуживания устьевого оборудования.

На рис. 9 показан один из типов полуавтоматического устья скважины. Однако следует отметить, что такие системы не самостоятельны; необходимо иметь дублирующую систему на случай возникновения какого-либо повреждения.

Экономические факторы являются решающими при выборе системы. Один из аспектов этого вопроса иллюстрируется графиком на рис. 10. Здесь показано, как увеличивается стоимость работы водолаза с увеличением глубины.

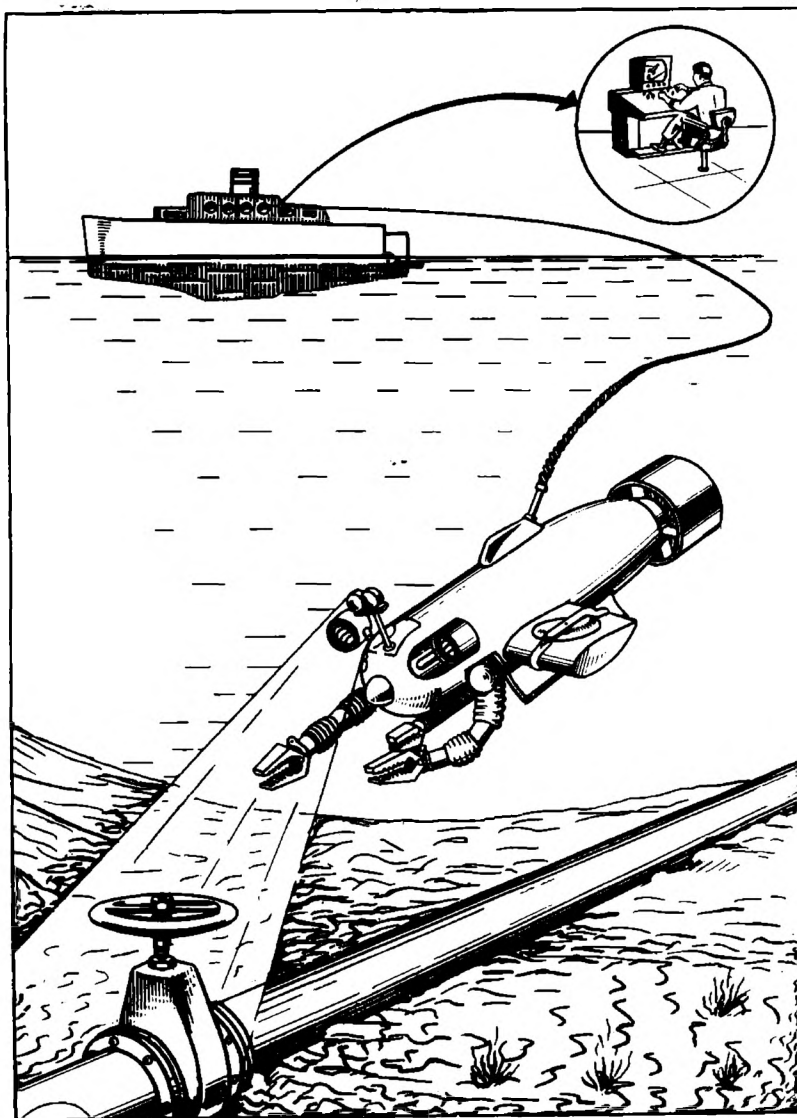


Рис. 11.

Можно представить себе автоматическое или полуавтоматическое оборудование для установки постоянной арматуры на забое и для обычных работ. Полуавтоматическое оборудование становится довольно обычным на промыслах, где имеются дистанционные установки; часто более экономично устанавливать полуавтоматическое оборудование для регулирования дебита, чем периодически посылать на место человека. Большая часть оборудования этого типа может использоваться и на промыслах, расположенных на дне океана.

Возможность возникновения аварий — от минимальных неудач и до громадных бедствий — должна учитываться при проектировании каждого промысла. Должно быть запланировано соответствующее обо-

рудование, которым можно воспользоваться в случае необходимости. Для иллюстрации этого положения приведем два примера.

На рис. 11 показано телемеханическое устройство, управляемое с небольшой подводной лодки. Устройство приближается к маховику задвижки, для того чтобы открыть или закрыть ее. Здесь показано применение телемеханической системы для установившихся работ на промысле, эта же система может быть использована для ликвидации небольших аварий или неполадок с оборудованием.

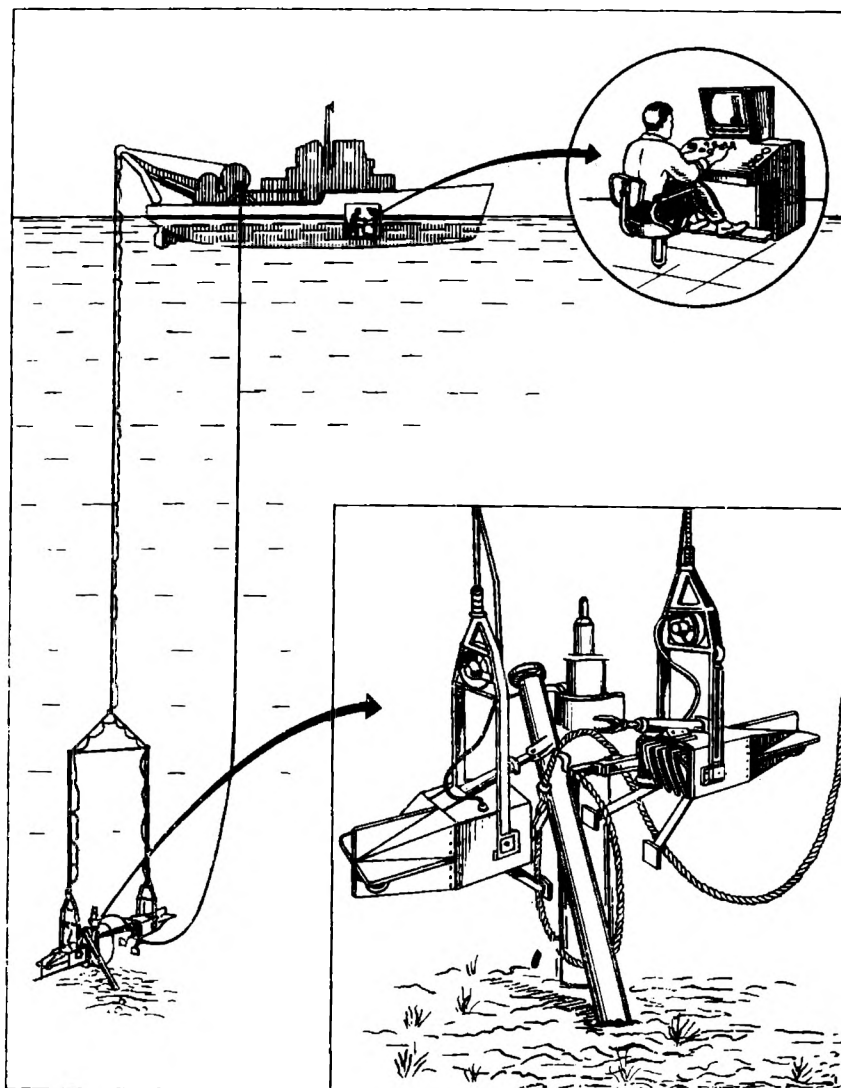


Рис. 12.

На рис. 12 показана более серьезная авария. Отрезок трубы упал против устья скважины и его необходимо удалить. Показаны две телемеханические системы, удерживаемые на канате с рабочего судна, действие которых направлено на прикрепление каната к трубе. Оператор этих телемеханических устройств сидит у пульта управления на рабочем судне. Он держит связь с машинистом лебедки, которая удерживает эти телемеханические устройства, и с машинистом лебедки подъема каната, а также с капитаном судна. Такая организация работы типична для гибкой системы, при помощи которой могут быть ликвидированы многие аварии на морских промыслах.

ДИСТАНЦИОННАЯ СВЯЗЬ И ТЕЛЕМЕТРИЯ ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К. Бедуэлл¹

ОБЩИЙ ОБЗОР

Независимо от географического местоположения нефтяных разработок дистанционная связь и телеметрия являются чрезвычайно важными техническими средствами при разведке и разработке морских нефтяных месторождений. В настоящее время они применяются, например, в Северном море. В этом районе буровые установки должны будут работать в 240 км к востоку от Великобритании. Радио должно стать основным средством связи с базами, расположенными на материке. Но перегруженность радиочастот в этот район, вызванная высокоразвитой европейской радиосвязью, мешает использованию прямой радиотелефонной связи между буровыми установками и береговыми базами. Поэтому наиболее практичным решением является использование чрезвычайно узкодиапазонных телеграфных аппаратов (по одному на каждую буровую установку), которые обеспечат надежную телеграфную связь между отдельными установками и береговыми базами.

В начальной стадии несложные требования к средствам связи могут быть удовлетворены небольшими радиотелефонными станциями, установленными на морских судах, ведущих сейсморазведку и исследование морского дна. На следующей стадии работ (разведочное бурение) требуется уже стационарная база, удобно расположенная по отношению к потенциальному нефтяному месторождению. В качестве такой базы может использоваться необитаемый остров, на котором впоследствии можно будет построить гавань для безопасной стоянки судов. Первым требованием является обеспечение надежной радиотелефонной связи между базой на острове и ближайшим подходящим портом на материке, через который будут отправляться все грузы. Обычно этого можно достичь при помощи простейшего оборудования.

Совершенно другие требования возникают в высокоразвитых районах, подобных Северному морю, где уже на этой фазе работ требуется сложное оборудование из-за перегруженности частот.

Если открыто нефтяное месторождение, которое представляет интерес для разработки, все оборудование, использовавшееся для связи в процессе разведочного бурения, можно быстро объединить в стационарную систему. При этом могут быть созданы вполне надежные системы телеметрии и контроля для облегчения дистанционного управления морским нефтепромыслом с центрального пульта. Ниже описывается система, которую фирма Бритиш петролеум разработала для обслуживания побережья Персидского залива.

КОНСТРУКЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Современная техника полностью изменила представления о надежности связи и об электронных системах или устройствах. Старое оборудование, в котором использовались термоэлектронные лампы и др., было недостаточно надежным для работы в суровых нефтепромысловых условиях. Так как транзисторные устройства могут выполнять почти все функции термоэлектронных ламп, с применением их оборудо-

¹ № 128.

дование стало значительно более компактным. В сочетании с коренным усовершенствованием других элементов конструкций это привело к повышению надежности оборудования. Например, у обычных термоэлектронных ламп максимальный срок службы из-за низкой преобразующей способности составляет 10 000 ч, поэтому отдельные узлы в тропических районах часто выходят из строя ввиду перегрева. С использованием транзисторов картина полностью изменилась, так как они имеют большой срок службы, высокую эффективность и легко могут быть размещены в герметически уплотненных камерах, что предохраняет активные элементы от влияния неблагоприятных климатических условий. Кроме того, современное оборудование вообще требует минимум надзора. Электронная промышленность достигла такого уровня, что она в состоянии удовлетворить любые требования нефтяной промышленности для самых сложных климатических и эксплуатационных условий.

ДИСТАНЦИОННАЯ СВЯЗЬ. ТЕЛЕМЕТРИЯ И УПРАВЛЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕМ УММ ШЕЙФ (ПЕРСИДСКИЙ ЗАЛИВ)

Телеметрия и управление

Нефтяной промысел Умм Шейф расположен в 32 км от о. Дас. Для того чтобы сократить до минимума время между обнаружением неполадок на устье скважины и выполнением операций по их устранению, управление работой промысла должно быть очень эффективным.

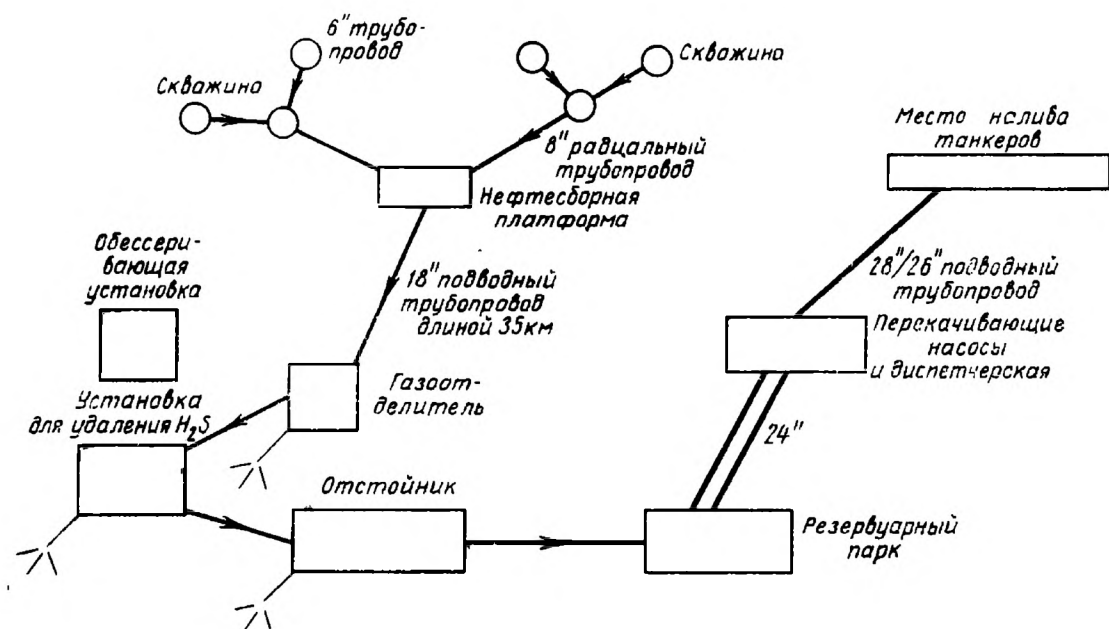


Рис. 1. Схема расположения оборудования на нефтяном промысле Умм Шейф

На рис. 1 схематически показано оборудование для добычи нефти на месторождении Умм Шейф. Типовая скважина оборудована стальным основанием. На высоте 12 м над уровнем моря имеется рабочая площадка для обслуживания устьевого оборудования, а на расстоянии 6 м выше нее расположена посадочная площадка для вертолетов. Эта башня рассчитана на нагрузки от ветра скоростью 128 км/ч от волны высотой 10,4 м.

Все скважины оборудованы гидравлически управляемыми предохранительными задвижками, аварийными штуцерами, установленными в

колонне насосно-компрессорных труб и на поверхности в отводах, а также предохранительными клапанами, установленными на первичных сепараторах высокого и низкого давления.

Скважины дают нефть с глубины около 2750 м. Давление на устье 125 кг/см². Скважины связаны в группы посредством 76-, 101- или 152-мм трубопроводов через центральную скважину и затем через 203-мм радиальный сборный трубопровод с центральным нефтесборным пунктом. На палубе платформы все 203-мм радиальные трубопроводы соединяются манифольдом, от которого идет 457-мм подводный трубопровод длиной 35 км, рассчитанный на рабочее давление 91 кг/см². По трубопроводу сырая нефть поступает на о. Дас. Все задвижки и фланцевые соединения размещены над водой — на устьевом основании или на сборной платформе. На о. Дас сырая нефть поступает в дегазаторы, проходит трехступенчатую сепарацию до атмосферного давления и далее самотеком идет в резервуарный парк. Отсюда нефть насосами перекачивают по подводному трубопроводу диаметром 711/660 мм к месту налива морских танкеров, расположенному в 1200 м на юго-восток от острова.

При создании систем управления и телеметрии с о. Дас были рассмотрены три метода: непосредственное ручное управление и надзор, по подводным кабелям, по радио.

Проектирование соответствующей широкополосной системы, охватывающей все нефтяные скважины, с использованием обычного оборудования, работающего в диапазонах весьма высоких и ультравысоких частот, чрезвычайно затруднено, так как передатчики должны переключаться много тысяч раз для получения экономии рабочей частоты. Этот трудно преодолимый недостаток привел к выбору оборудования радиолокационного типа, предназначенного в основном для мгновенных повторяющихся переключений.

Несмотря на затруднения с источниками энергии на устье скважины, эта схема была признана наиболее приемлемой.

К системе предъявляются требования непрерывно регистрировать ход эксплуатации всех скважин, обнаруживать и указывать аварийное состояние. Управление осуществляется в тех случаях, когда это требуется, а также во время обычного инспектирования нефтяной скважины, в случае опасности или в аварийных условиях, для сбора различной информации по требованию или автоматически через заданные интервалы в один, два, три или четыре часа.

Общее описание системы

Схема связи нефтепромысла с о. Дас представлена на рис. 2.

Ввиду небольшого размера о. Дас необходимо было наилучшим образом использовать его площадь, чтобы удовлетворить основные потребности в нефтехранилищах, насосных станциях, жилых помещениях и т. д. Центральное диспетчерское отделение расположено на территории резервуарного парка. В нем сосредоточены приборы для дистанционного управления устьевым оборудованием и регистрирующие приборы, а также другие системы управления, необходимые для общей системы. Приборы для дистанционного управления устьевым оборудованием связаны телефонным кабелем длиной 1,6 км с телекоммуникационным центром, расположенным в северо-восточной части острова. Здесь смонтированы по два радиопередатчика и приемника на мачте высотой 67 м с антеннами в верхней части. Дистанционное переключение на другой передатчик или приемник производится или из диспетчерского отделения или из телекоммуникационного центра.

Механизмы для дистанционного управления устьевым оборудованием содержатся в очень прочных алюминиевых уплотненных корпу-

сах, смонтированных на специальной платформе и соединенных с передатчиками и приемниками, установленными позади параболических антенн на мачте радиостанции о. Дас.

На устье каждой скважины необходим источник постоянного тока напряжением 24 в и мощностью приблизительно 105 вт. Первоначально в качестве источника энергии использовали дизельгенераторную станцию, заряжающую аккумуляторные батареи, но более подходящим был признан турбогенератор, работающий за счет перепада давления перед штуцером и после штуцера нефтяной скважины. Управление и телеметрия источников энергии осуществляются общей системой.

Эта схема является очень гибкой и может быть легко приспособлена для обслуживания дополнительных скважин по мере ввода их в эксплуатацию, а также для обслуживания первой ступени сепарации газа на морском основании. Все оборудование было специально разработано в соответствии с требованиями этой схемы.

Оборудование для телеметрии и управления

Гибкость, благодаря которой могут обслуживаться дополнительные скважины и расширяться функции системы, достигается при помощи многоканальной системы с временным разделением каналов. Главная станция на о. Дас является также главной в отношении электронной системы, т. е. станция на устье скважины не может самостоятельно передавать информацию, пока ее об этом не запросят. Имеется автоматический контролер ошибок в запросах.

Все элементы цепи спроектированы из надежных устройств и не содержат термоэлектронных ламп, ламп с холодным катодом или реле в основной системе. Для изоляции от влияния климатических условий

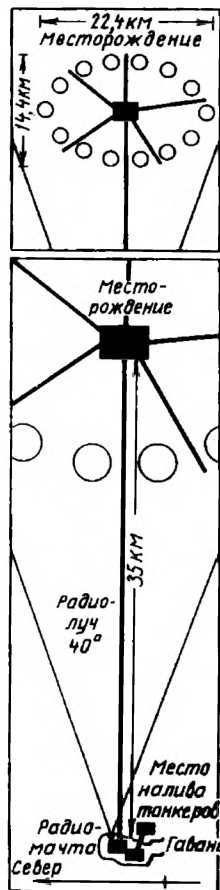


Рис. 2.

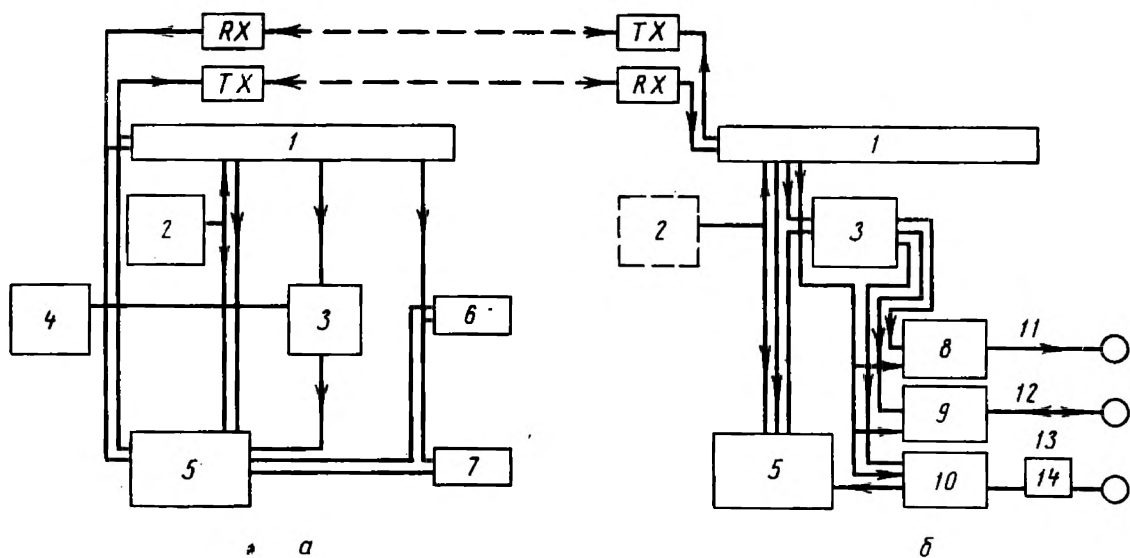


Рис. 3. Блок-схема основных узлов.

а — блок-схема центральной станции; б — блок-схема станции на эксплуатационном основании; 1 — эталонный генератор; 2 — генератор импульсов; 3 — запоминающее устройство запросов; 4 — дешифратор запросов; 5 — регистр передач; 6 — воспроизводящее устройство № 1; 7 — воспроизводящее устройство № 2; 8 — контрольный канал; 9 — канал управления; 10 — аналого-цифровой преобразователь; 11 — реле; 12 — контакты; 13 — схема передачи аналоговых сигналов; 14 — выход.

все элементы заключены в герметически уплотненные металлические камеры.

Принципиальная схема основной установки представлена на рис. 3.

Основные функции системы дистанционного управления и телеметрии приводятся ниже.

а. Дистанционное управление: закрытие скважины; переключение аккумуляторных батарей; пуск и остановка дизельного двигателя.

б. Телеметрия: давление на устье скважины (так как ряд скважин эксплуатирует два продуктивных пласта, требуется регистрация двух давлений); давление в выкидной линии; напряжение аккумуляторных батарей.

в. Дистанционный контроль: закрытие скважины; проверка, работает или остановлен дизельный двигатель; проверка, какая аккумуляторная батарея находится под нагрузкой — главная или вспомогательная.

г. Аварийные сигналы: утечка газа или нефти; пожар; давление на устье скважины или выкидной линии либо слишком высоко, либо слишком низко из-за ненормальных условий.

В диспетчерском отделении на о. Дас все приборы управления имеют дублиры для проведения основных и вспомогательных операций.

Преобразователи и аварийные устройства

Для телеметрии давления на устье скважины и в выкидной линии используются датчики давления. Эти приборы, в которых применяется трубка Бурдона и действие которых основано на принципе электрического равновесия, создают силу тока от 4 до 20 ма в зависимости от величины давления. Эта сила тока преобразуется в аналого-

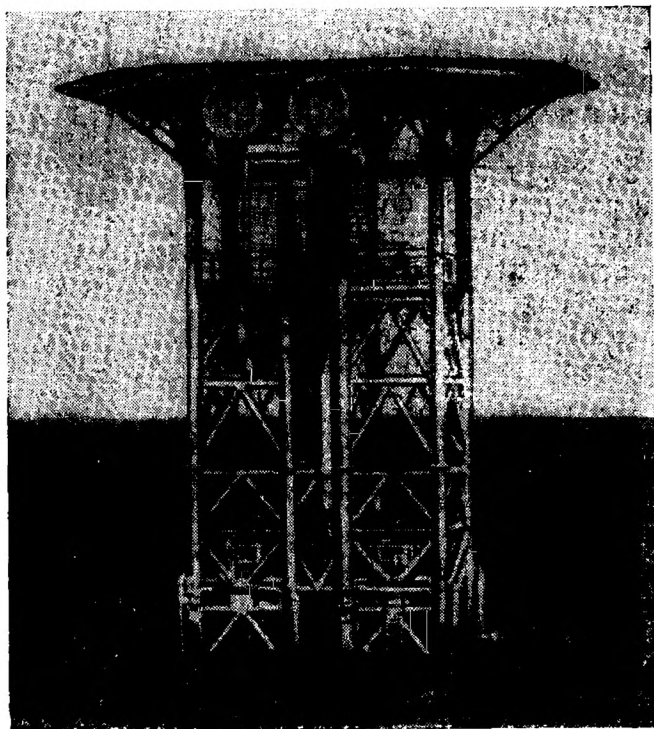


Рис. 4. Эксплуатационное основание на месторождении Умм Шейф.

Две микроволновые антенны смонтированы непосредственно под площадкой для посадки вертолетов.

цифровом преобразователе в цифровую форму, пригодную для передачи на центральную станцию. На регистрирующей панели центральной станции показания давления даются в цифровой форме. При пересчете информации о давлении, поступившей от скважины на центральную станцию, исследуются верхняя и нижняя точки, и если они окажутся выше или ниже нормальной, на станции включается сигнал аварии.

Определение пожарной опасности осуществляется рядом термостатов, размещенных на эксплуатационном основании, которое показано на рис. 4. Если температура в точках их установки поднимется выше 94°C , дается аварийный сигнал. Сигнал нефте-газопроявления вызывается несколькими микропереключателями, размещенными в безопасных местах.

Очень тяжелые климатические условия в Персидском заливе оказывают серьезное влияние на оборудование. Температура под прямыми солнечными лучами может достигать 80°C , хотя при использовании защитных экранов она уменьшается до 40°C . Относительная влажность часто достигает 100%; кроме того, оборудование подвергается воздействию брызг соленой воды, атмосферному воздействию и опасности пожара, связанной с добычей нефти. Часты и сильные ветры (Шамальс), которые вызывают пыльные бури. Для приспособления к этим неблагоприятным условиям все оборудование герметически упаковано в защитных контейнерах. В особо опасных местах оно установлено в специальных взрывобезопасных корпусах.

УСТЬЕ СКВАЖИНЫ НА ДНЕ ОКЕАНА

Л. Е. Вильямс, М. Дюпон¹

При бурении с судна или плавучей платформы устье скважины и превентор должны быть размещены на дне океана.

В статье описываются особенности оборудования и технология работ при подводном размещении устья скважины.

Направляющая система. Направляющая система предназначена для выполнения следующих операций.

1. Направление оборудования и бурильной колонны к подводному устью.

2. Установка превенторного комплекса. Эта операция должна быть выполнена так, чтобы соединительная часть расположилась над устьем скважины.

3. Ориентация оборудования по отношению к вертикальной оси скважины в случае применения фонтанной елки для многорядных эксплуатационных подъемных труб.

4. Направление телевизионной камеры.

5. Действие в качестве опоры для трубопроводов и соединителя трубопроводов.

В настоящее время используется несколько систем направляющих линий. Число направляющих линий колеблется от двух до шести. В системе с тремя или более линиями обычно одна или две используются только для телевизионной камеры. В целом система направляющих линий имеет три или четыре главные линии плюс две телевизионные линии.

Устьевое оборудование. Устьевое оборудование может быть разделено на две основные категории: постоянно установленное, например направляющие устройства, колонные головки, подвески для обсадных и насосно-компрессорных колонн, фонтанная арматура и выкидные линии, и съемное оборудование, которое может быть повторно использовано на других скважинах, например спускаемые или съемные инструменты, направляющие переводники, соединительные муфты и устьевая головка.

Комплекс превенторов. Типовые превенторы для подводного бурения состоят из соединительной муфты, плашечных превенторов, универсального превентора, фонтанных линий и линий для гли-

¹ Представители фирмы Камерон айрон уорк, США и Франция.

нистого раствора, направляющей системы и гидравлических линий управления.

Соединительная муфта используется для сочленения превентора с пазом колонной головки и управляется гидравлически. Обычно имеется механическая спускаемая система для отсоединения устьевого оборудования от колонной головки, когда это требуется. Уплотнение между соединительной муфтой и пазом осуществляется металлическим кольцом и происходит автоматически. Передние части втулок приходят в контакт с другой втулкой, находящейся в вертикальном положении и окруженной металлическим кольцом с сальниковой набивкой. Превенторы имеют одну глухую и две трубные плашки. Около плашек должно быть два отверстия — для фонтанного штуцера и линии, подводящей раствор для глушения скважины. Универсальный превентор устанавливается над плашечным превентором.

Морская соединительная муфта для кондуктора состоит из двух элементов — оправки и самой муфты. Оправка устанавливается над превенторами, а муфта на нижнем конце трубного направления. Уплотняющие элементы и запирающий механизм расположены в муфте и извлекаются с муфтой в случае необходимости ремонта. Фонтанный штуцер и линия, подводящая раствор, имеют гидравлически управляемые клапаны, которые используются для входа в скважину ниже превенторов. Эти клапаны в нормальном положении закрыты.

Направляющая система универсального превентора состоит из вертикальных труб, занимающих такое же положение, как стойки на предохранительном каркасе, и предназначена для перемещения превентора к устью скважины и выравнивания соединительной муфты над превентором. Стойка на превенторе должна быть достаточно прочной, чтобы выдержать вес превентора даже на одной опоре.

Морской кондуктор поднимается от подводного устья скважины до платформы и служит для вывода бурового раствора к поверхности, а также для предохранения спущенной в скважину буровой колонны. Морской кондуктор должен выдерживать вес бурового раствора и воздействие волны и течения. Постоянное натяжение кондуктора создается при помощи поплавков. Скользящее устройство обеспечивает возможность вертикальных перемещений верхней части кондуктора до 6 м. В верхнем конце кондуктор должен иметь сливное отверстие для глинистого раствора. Для того чтобы платформа могла горизонтально перемещаться относительно скважины, над устьем устанавливают гибкое шарнирное соединение.

Телевизионная система состоит из камеры, установленной на кронштейне, который может спускаться по предохранительным линиям, комплекса контрольных кабелей и барабана для спуска и управления камерой, а также контрольного аппарата, находящегося на панели роторного стола.

Контрольный аппарат постоянно связан с камерой на платформе. Второй контрольный аппарат обычно устанавливается в помещении. Контроль камеры в отношении загрязнения, наклона и резких скачков осуществляется механическими, электрическими или гидравлическими средствами.

Буровая платформа. После того как платформа доставлена на место бурения, при помощи лодок расставляются якоря, так чтобы на якорных линиях было достигнуто заданное натяжение. Обычно платформа удерживается над скважиной пятью-восемью якорями. За время расстановки якорей кондуктор может быть сварен и установлен в нужном положении.

Подводные скважины в настоящее время имеют две основные конструкции со следующими диаметрами колонн: 1) $762 \times 406 \times 273 \times 193$ мм; 2) $762 \times 508 \times 340 \times 244 \times 178$ мм.

Технология проходки скважин обеих конструкций в основном одинакова.

Прежде чем начать бурение, необходимо сделать контрольную проверку оборудования и резьбовых соединений, чтобы убедиться, что в процессе бурения не возникнет никаких осложнений. Действительное расстояние от роторного стола до любого оборудования, установленного на дне океана, должно быть записано. Эти данные необходимы для установки подвесных кронштейнов, превенторов и т. д.

Ниже приводится последовательность работ при бурении скважин конструкции $762 \times 508 \times 340 \times 244 \times 178$ мм.

Операция I. Установка 762-мм направления одним из трех методов: задавливанием, бурением или забивкой.

Операция II. А. С использованием универсального направляющего каркаса спуск долота в 762-мм направление и бурение под 508-мм колонну. Подъем универсального направляющего каркаса после того, как долото вошло в 762-мм направление.

Б. Сборка 508-мм колонны с башмаком и спуск нижнего конца до буровой площадки. Установка универсального направляющего каркаса вокруг 508-мм колонны. Спуск колонны и указанного каркаса в 762-мм направление. Подъем направляющего каркаса.

В. Установка 527-мм уплотнительного башмака в верхней части 508-мм колонны, 527-мм соединительной муфты и переводника с бурильной трубы на 527-мм башмак и спуск в скважину через отверстие роторного стола на бурильных трубах.

Г. Установка разгрузочного гидравлического клапана на отверстие в 527-мм башмаке.

Д. Спуск 508-мм колонны до тех пор, пока 527-мм башмак закроет верх 762-мм направления.

Операция III. А. Цементирование 508-мм колонны путем нагнетания цементного раствора через бурильную трубу до заполнения пространства внутри 762-мм направления и выхода раствора на дно моря.

Б. Освобождение соединительной муфты от 527-мм башмака и подъем бурильной трубы и муфты.

Операция IV. А. Установка соединительной муфты на нижнем конце ряда превенторов, присоединение превенторов к испытательному стенду и проверка их.

Б. Спуск превенторов и установка на верхнем конце 527-мм башмака. Проведение в это время испытания при низком давлении для контроля герметичности сальникового уплотнения 527-мм башмака.

В. Спуск при помощи бурильных труб через превенторы инструментов для проверки превенторов и установка в 527-мм башмаке. Для спуска используется универсальный направляющий каркас с переводником на бурильную трубу. Закрытие трубных плашек превенторов, испытание системы под давлением.

Операция V. Сборка и установка 527-мм морского кондуктора сверху 527-мм превенторов.

Операция VI. Установка при помощи спускаемого на бурильной трубе инструмента 527-мм втулки на гнезде в башмаке.

Операция VII. А. Бурение с 508-мм колонной для спуска 340-мм колонны.

Б. Подъем втулки.

Операция VIII. Спуск 340-мм колонны с 346-мм уплотнительным башмаком, соединенным со спусковым инструментом, извлекае-

мым на поверхность. После установки 346-мм башмака внутри 527-мм уплотнительного башмака превентор диаметром 527 мм закрепляется на 340-мм колонне и проводится испытание сальника на 527-мм башмаке созданием давления через нагнетательную линию.

Операция IX. Цементирование 340-мм колонны до выхода цементного раствора через 508-мм колонну и сбросной клапан.

Операция X. А. Подъем 340-мм колонны и инструмента. Освобождение морского кондуктора и подъем его; далее освобождение соединительной муфты ряда превенторов и подъем.

Б. Спуск 346-мм превенторов и установка в 346-мм башмаке.

Как только муфта соединится с кожухом, — испытание при низком давлении для проверки точности установки.

В. Подъем колонны, на которой спущены превенторы.

Г. Спуск комплекта морского кондуктора.

Д. Спуск испытательного инструмента на бурильной трубе и установка в гнездо 346-мм башмака. Закрытие плашек на превенторе и испытание под давлением, создаваемым через нагнетательную линию.

Операция XI. А. Спуск предохранительной 346-мм втулки в гнездо башмака.

Б. Бурение в 346-мм колонне и подготовка к спуску 244-мм колонны.

В. Подъем предохранительной втулки.

Операция XII. Спуск 244-мм колонны и установка в 346-мм башмаке с использованием 244-мм специальной подвески. Подвеска этого типа имеет сквозные канавки по диаметру, позволяющие жидкости возвращаться через кольцевой зазор к поверхности. Цементный раствор закачивают на необходимую глубину. Крупная левая нарезка в верхней части подвески позволяет извлекать спущенную колонну, когда цементирование закончено. Колонну приподнимают на несколько метров и промывают водой для очистки труб выше подвески.

Операция XIII. А. Пакеровка колонны диаметром 244 мм спускаемым на бурильной трубе запорным приспособлением. Установка сальникового набора вверху подвески и закрепление путем вращения бурильной трубы по часовой стрелке.

Преимущество использования подвески с отдельным сальниковым набором проявляется в том случае, если пакирующее кольцо повреждается при спуске; сальниковый набор может быть извлечен.

Б. Закрытие плашек превентора на бурильной трубе и испытание под давлением, создаваемым через нагнетательную линию.

В. Открытие плашек и извлечение бурильной колонны и инструмента.

Операция XIV. Спуск 279-мм предохранительной втулки на бурильной трубе и установка в подготовленной переходной муфте набора подвески диаметром 244 мм.

Операция XV. А. Спуск инструмента в 244-мм колонну и бурение под 178-мм колонну.

Б. Подъем предохранительной втулки.

Операция XVI. А. Спуск 178-мм колонны и установка в 346-мм башмаке при помощи 178-мм подвески. Спуск бурильных труб в 178-мм колонну при помощи подвесного хомута.

Примечание. Некоторые подвесные хомуты спроектированы таким образом, что обсадная колонна спускается на бурильной трубе и инструмент гидравлически запирается в пазовых захватах, имеющих в корпусе подвесного хомута.

Б. Цементирование 178-мм колонны до выхода цементного раствора из 244-мм труб на поверхность через сквозные отверстия в подвесном хомуте.

В. Освобождение бурильных труб путем правого вращения, подъем на 0,9—1,5 м и промывка пространства над хомутом.

Операция XVII. А. Спуск 178-мм сальникового набора с испытательным инструментом на бурильной трубе. Установка на верхней части специальной подвески и правое вращение для уплотнения сальникового набора.

Б. Закрытие плашек превентора и испытание под давлением, создаваемым через нагнетательную линию.

Операция XVIII. А. Если колонна во время спуска зашламуется еще до того, как подвеска попадет в переходную муфту, используются аварийный клиновой захват и сальниковый набор.

Б. Порядок операций при спуске аварийного клинового захвата и сальникового набора после прихвата колонны следующий: 1) цементирование; 2) установка муфты; 3) спуск труболовки и режущего инструмента на бурильной трубе; установка режущего инструмента в таком положении, чтобы отрез произошел на 0,9—2,7 м выше конуса и с таким расчетом, чтобы между конусом и разрезом не было муфт; 4) после выполнения разреза подъем колонны выше места надреза; 5) спуск шлипса с воронкой, соответствующего размеру отрезанной обсадной трубы; 6) установка шлипса с воронкой в головке колонны; 7) натяжка при помощи бурильной трубы и труболовки; 8) отсоединение труболовки и извлечение ее из скважины; 9) отвинчивание путем правого вращения шлипса и подъем его на трубах; 10) спуск обратно в скважину бурильных труб, режущего инструмента с внешними распорками и обрез колонны; 11) извлечение режущего инструмента; 12) спуск труболовки и извлечение отрезанной части колонны; 13) с использованием сальникового набора, рабочего и испытательного инструмента, укрепленного на бурильной трубе, спуск аварийного сальникового набора на конец шлипса и вращение вправо для сжатия двух сальников; 14) закрытие плашек и испытание под давлением до 350 ат, создаваемым через линию, подводящую раствор для глушения скважины; 15) извлечение рабочей колонны и инструмента; 16) если испытания не могут быть проведены и возникает подозрение, что сальники подтекают, — отвинтить сальниковый набор вращением влево, извлечь его на поверхность и сделать необходимый ремонт.

Операция XIX. Следующая ступень — подготовка к спуску трубодержателя. Соединительная муфта имеет вертикальную канавку для фиксации трубодержателя с целью точного выравнивания с фонтанной арматурой, когда арматура многорядная.

Установка в муфте ориентирующей втулки трубодержателя, спускаемой на бурильной трубе; установка сверху 178-мм подвески, медленное вращение по часовой стрелке до тех пор, пока пружина, снабженная собачкой, не совпадет с положением канавки в соединительной муфте. Подъем рабочего инструмента и бурильной трубы.

Операция XX. Установка трубодержателя через направляющую втулку (ориентация автоматическая).

Эта операция выполняется в том случае, когда спускается несколько колонн труб. Трубодержатель закрепляется на колонне на полу буровой и спускается до устья скважины на бурильной трубе. Гидравлический запор инструмента сцепляется в верхней части держателя и управляется клапанами. Когда трубодержатель установлен в первый раз, он механически закрывается поворотом сцепляющих собачек в канавке гнезда. Затем трубодержатель испытывают снизу и сверху. Пользуются гидравлическим пакером, давление создают через бурильные трубы ниже сальника и запирающего устройства, а затем плашки на бурильной колонне открываются, и производят испытание сверху. Чтобы снять трубодержатель, спускают до трубодержателя гидравли-

ческую защелку с запирающим клапаном. Правым вращением отводят назад уплотняющую муфту, чтобы освободить запирающую собачку, и затем поднимают держатель и трубы. В держателе предусмотрены меры безопасности на случай, когда собачки окажутся отведенными неполностью или не может быть выполнено вращение. Распорки устанавливаются ниже гидравлического инструмента, чтобы могли запираются собачки в верхней канавке держателя. При натяжке бурильной трубы будет срезаться предохранительная шпилька между подъемным кольцом и телом держателя и отводиться назад уплотняющая муфта, при этом будут освобождаться запирающие собачки.

Операция XXI. Извлечение морского кондуктора и превенторов.

Эту операцию можно выполнить двумя путями: 1) установить крышку на скважину для последующей установки фонтанной арматуры; 2) установить фонтанную арматуру. При первом способе крышку могут установить водолазы, если позволяет глубина. Водолазы могут также установить управляемую гидравлически крышку на бурильных трубах.

Операция XXII. Монтаж фонтанной арматуры.

Фонтанная арматура состоит из соединительной муфты, стойки, клиновых задвижек, манифольда, крышки стойки и соединительной муфты отводной линии. Корпус стойки клиновых задвижек может быть звездообразным, так что отводные трубы при необходимости могут быть соединены с обводной линией.

А. Установка соединительной муфты фонтанной арматуры.

Фонтанную арматуру присоединяют к устью скважины при помощи гидравлической муфты. Направляющие распорки на соединительной муфте предварительно фиксируют ее первоначальное положение при спуске на рабочее место, а окончательное ее выравнивание происходит в момент, когда фонтанная арматура ложится на посадочное гнездо держателя. Точная подгонка и малый зазор между внутренним диаметром соединительной муфты и наружным диаметром посадочного гнезда трубодержателя обеспечивают требуемое положение фонтанной арматуры перед ее установкой на свое место.

Б. Крепление клапанной арматуры.

Задвижки фонтанной арматуры конструктивно представляют собой жесткий блок и крепятся непосредственно к соединительной муфте при помощи болтов или хомутов. Все каналы к приводам задвижек и к соединительной муфте фонтанной арматуры размещены внутри корпуса елки.

Все клапаны открываются под давлением, которое создается гидравлическим приводом, закрываются клапаны под действием пружины, когда снято давление. Для открытия клапана требуется давление в гидроприводе от 77 до 105 кг/см² при давлении, действующем на задвижку, в 350 кг/см².

Привод можно удалить, когда скважина находится под давлением, а пружину можно заменить, если есть возможность доступа к задвижке для ремонта. Привод сконструирован так, что гидростатическое давление в контрольных линиях уравнивается давлением среды посредством компенсирующего золотника. В конструкцию задвижки входит специальная тяга, которая предохраняет два расположенных последовательно клапана от закрытия во время действия давления открывания. Клапаны, кроме того, имеют двустороннее уплотняющее действие. Фиксатор на наружной поверхности манифольда ориентирует соединительную муфту стояка перед посадкой его уплотняющих втулок в соответствующие гнезда.

В. Обвязка фонтанной арматуры.

Манифольд крепится болтами или хомутами к фонтанной арматуре. Верхняя часть манифольда имеет уплотнительный карман для каждого отвода фонтанной арматуры и для каждого гидравлического канала. Индивидуальные сальниковые втулки, используемые для каждого канала, позволяют управлять задвижками фонтанной арматуры либо выборочно, либо всеми последовательно. Первоначальное ориентирование соединительной муфты стояка осуществляется при помощи направляющих стоек или одиночной стойки, установленной на боковой стороне арматуры. Задвижка на кольцевом отводе используется для испытания уплотнений соединительной муфты фонтанной арматуры.

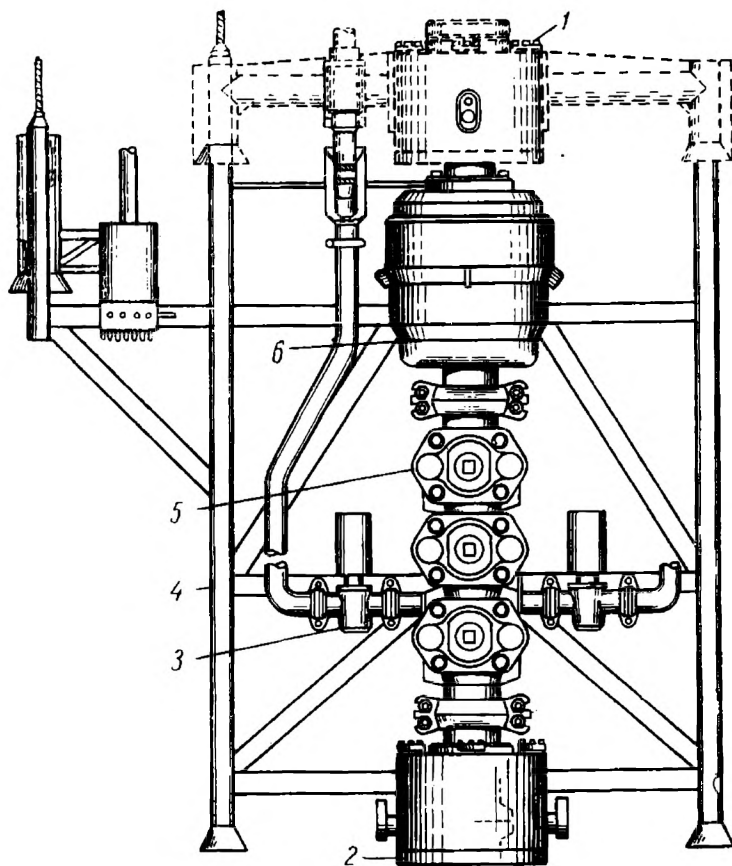


Рис. 1.

1 — кольцевая соединительная муфта для морского кондуктора; 2 — 346-мм соединительная муфта; 3 — предохранительный клапан; 4 — направляющая система; 5 — 346-мм V-образные превенторы; 6 — универсальный превентор.

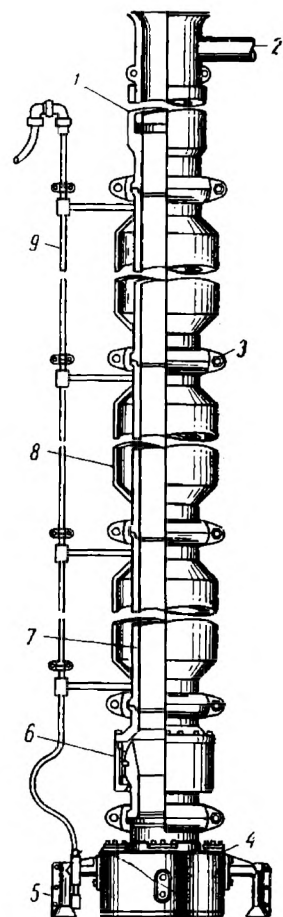


Рис. 2.

1 — клиновое соединение; 2 — выводная линия промывочной жидкости; 3 — хомутовое соединение; 4 — 346-мм соединительная муфта; 5 — предохранительные собачки; 6 — гибкое шаровое соединение; 7 — морской кондуктор; 8 — поплавковая камера; 9 — линия нагнетания раствора для глушения скважины.

Уплотнительная пробка спускается на колонне насосно-компрессорных труб диаметром $\frac{3}{4}$ " внутрь труб большего диаметра и соединяется с отверстием испытуемой задвижки, создавая необходимое уплотнение. При открытой испытуемой задвижке испытательное давление, создаваемое через 19-мм трубы, передается через задвижку испытуемой полости между соединительной муфтой елки и устьем скважины, одновременно испытывая на давление кольцевую прокладку и все сальнико-

вые втулки. Толчком вниз задвижка закрывается, а вращением вправо открывается.

Г. Крышка фонтанной арматуры соединяется с манифольдом сверху собачками, которые входят в зацепление с кольцевым пазом, расположенным непосредственно под верхней втулкой. Крышку спускают и поднимают при помощи гидравлического инструмента на бурильной трубе, используя опускаемые на тросе съемные захваты.

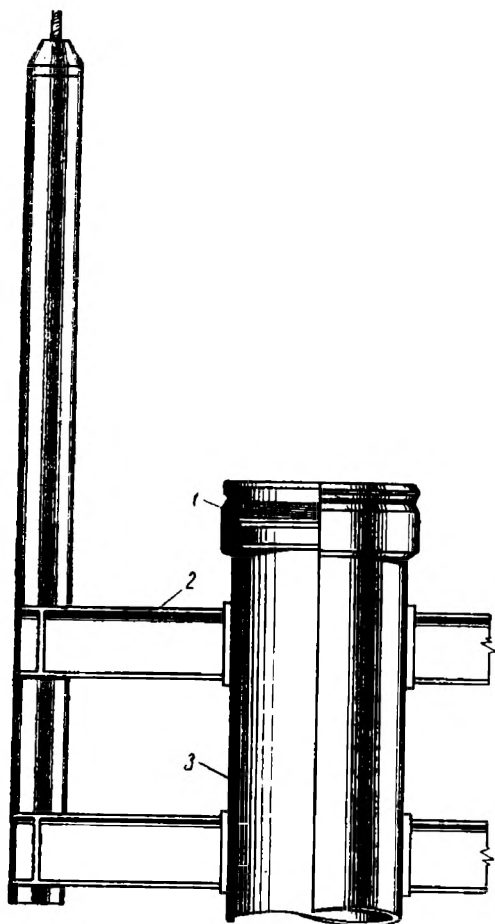


Рис. 3.

1 — конструкция, поддерживающая кондуктор; 2 — башмак 761-мм подводного кондуктора; 3 — 761-мм кондуктор.

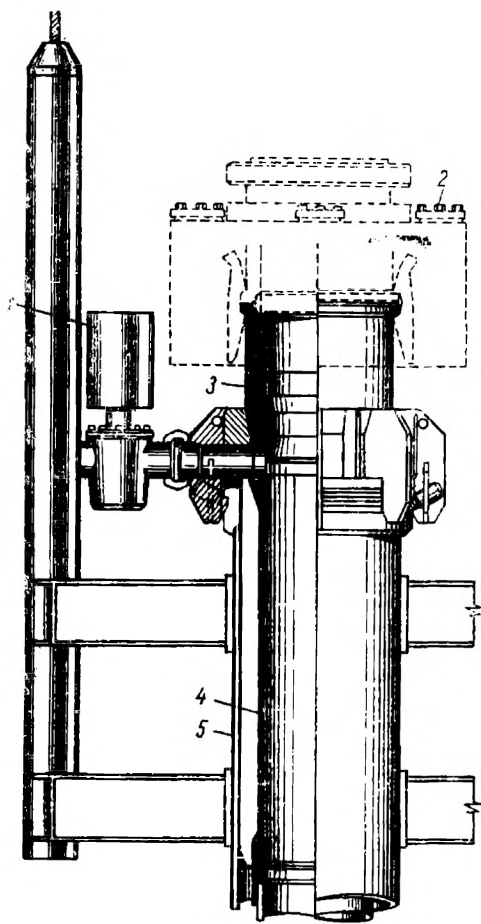


Рис. 4.

1 — предохранительный клапан; 2 — соединительная муфта; 3 — башмак диаметром 527 мм; 4 — 508-мм колонна; 5 — 761-мм кондуктор.

Д. 1. Соединительная муфта выкидной линии специальной конструкции обеспечивает установку и разъем соединений отводов выкидных линий фонтанной арматуры. Фонтанная арматура или отводные линии могут быть спущены и подняты независимо друг от друга. Соединительная муфта выкидной линии может быть установлена после того, как фонтанная арматура и выкидные линии уже смонтированы. Эта муфта используется также для связи линий дистанционного гидравлического управления, которые спускаются вдоль эксплуатационных выкидных линий. Операция соединения соединительной муфты выкидной линии осуществляется при помощи гидравлического инструмента. 2. Длина трубы, используемой в отводах выкидной линии, обеспечивает необходимую гибкость, когда верхняя втулка фонтанной арматуры поджимается к втулке выкидной линии во время их соединения. Пружинящее действие этих отводов помогает также освобождать втулку арматуры от втулки отводной линии для спуска и подъема набора хомутов и сальников.

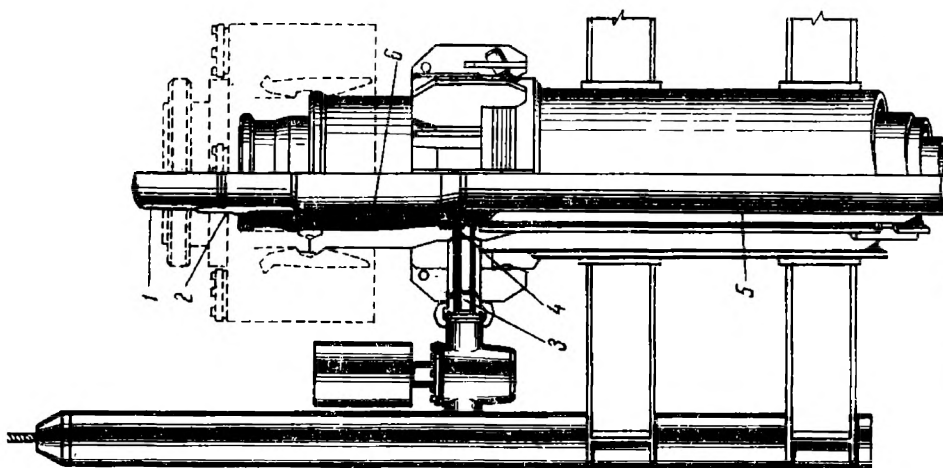


Рис. 5.

1 — 340-мм обсадная колонна; 2 — рабочий инструмент; 3 — отверстие, через которое возвращается цементный раствор; 4 — запирающие собачки; 5 — 340-мм колонна; 6 — кожух диаметром 346 мм на устье.

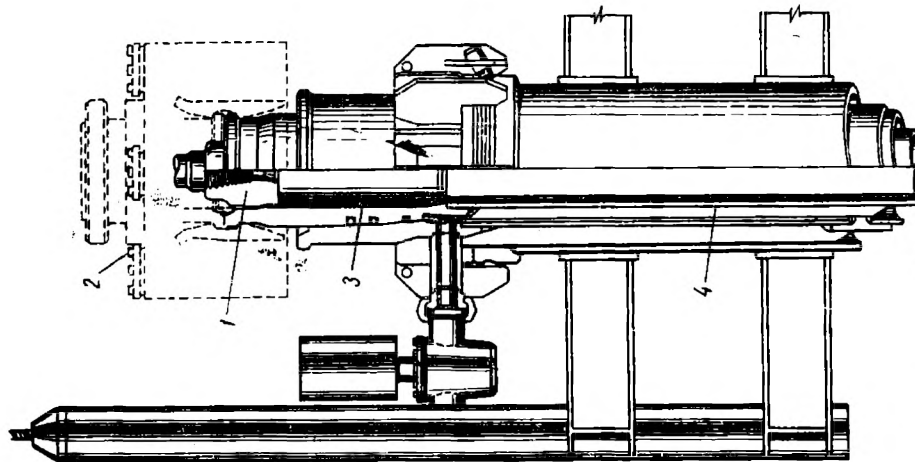


Рис. 6.

1 — универсальный рабочий инструмент; 2 — 346-мм соединительная муфта с преенторами; 3 — предохранительная направляющая втулки; 4 — 346-мм колонна.

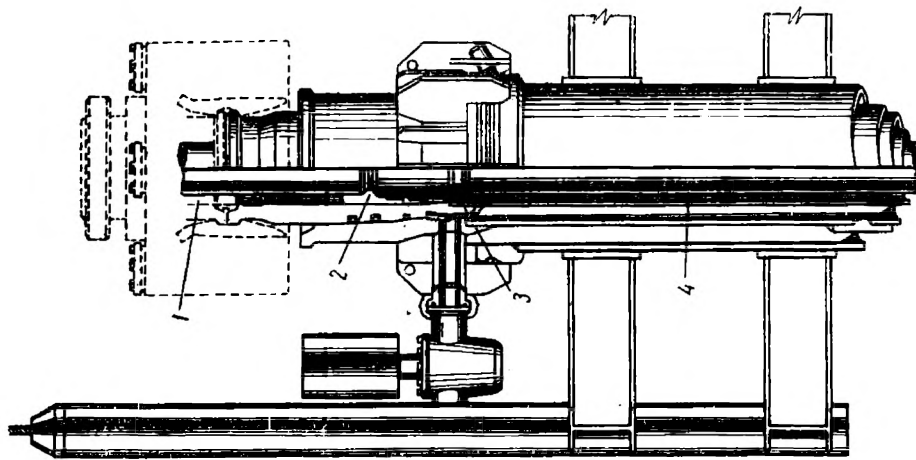


Рис. 7.

1 — обсадная колонна диаметром 244 мм; 2 — рабочий инструмент; 3 — сквозное отверстие в 244-мм трубодрожателе; 4 — 244-мм колонна.

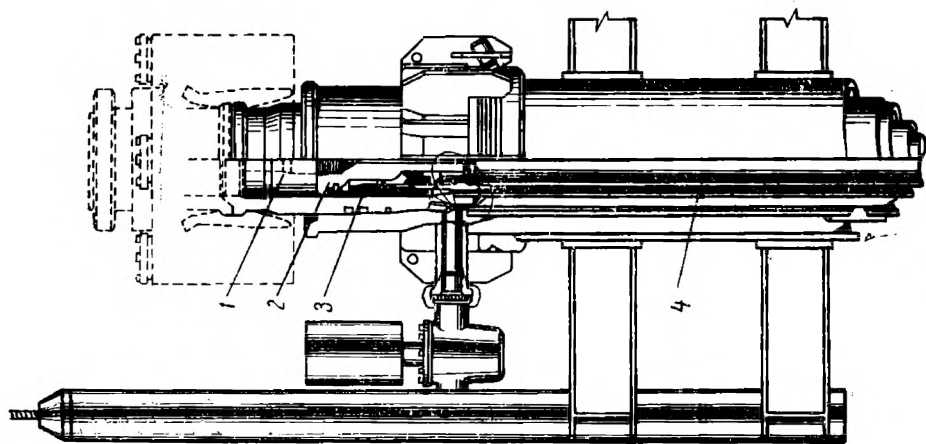


Рис. 8.

1 — колонна буровых труб; 2 — рабочий и испытательный инструмент; 3 — 244-мм отпирательный и запирающий прибор; 4 — 244-мм колонна.

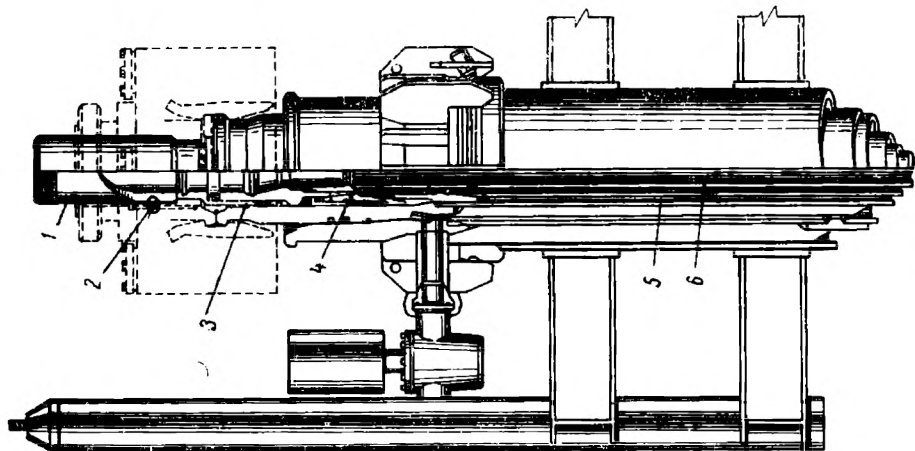


Рис. 9.

1 — направляющая втулка трубодержателя; 2 — направляющая собачка; 3 — 178-мм отпирательный и запирающий прибор; 4 — сквозное отверстие в 178-мм трубодержателе; 5 — 178-мм колонна; 6 — 244-мм колонна.

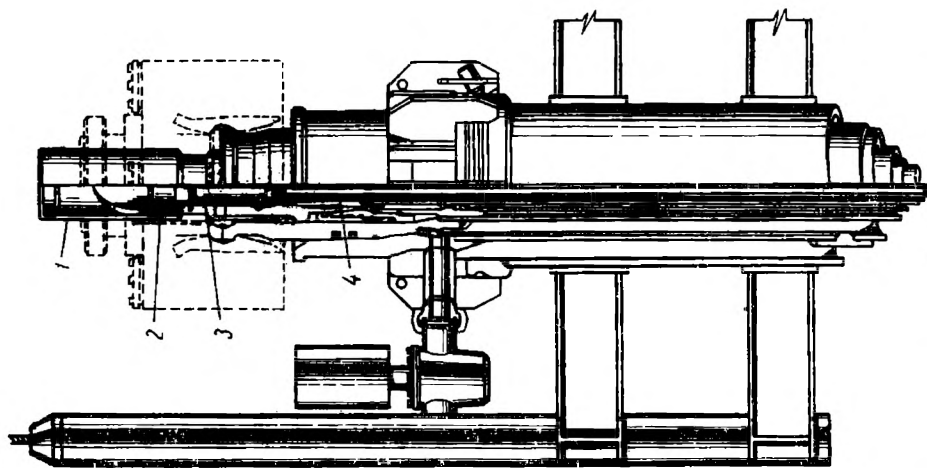


Рис. 10.

1 — направляющий ключ; 2 — направляющая втулка; 3 — трубодержатель; 4 — трубы.

Использование основных принципов конструирования оборудования и технологии работ, рассмотренных выше, способствует эффективности подводного бурения.

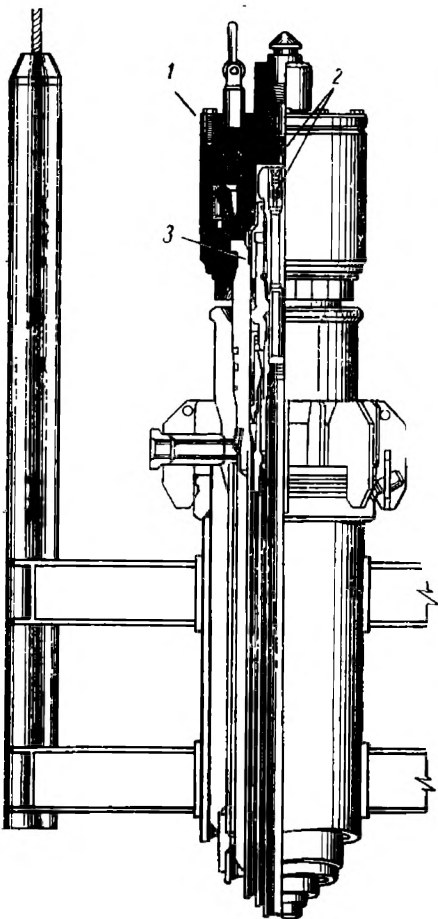


Рис. 11.

1 — гидравлически управляемая крышка;
2 — клапан обратного давления; 3 — 346-мм кожух.

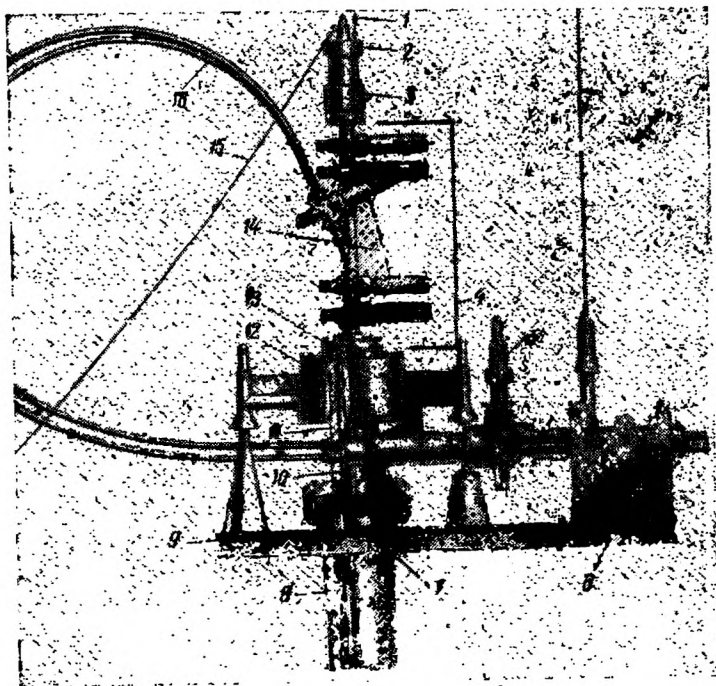


Рис. 12.

1 — маркер к поверхности; 2 — заглушка;
3 — коллектор; 4 — блок клапанов фонтанной арматуры; 5 — соединительная муфта отводной линии; 6 — рама отводной линии; 7 — фонтанная арматура, устанавливаемая без помощи водолазов; 8 — кондуктор; 9 — предохранительная рама; 10 — сквозное отверстие в трубордержателях; 11 — устье; 12 — соединительная муфта; 13 — трубордержатель; 14 — привод предохранительного клапана; 15 — маркирующая линия; 16 — отводные линии.

На рис. 1—12 приводятся некоторые разновидности оборудования, инструментов и приспособлений, применяемых при бурении морских скважин, устья которых расположены на дне.

ВЛИЯНИЕ МОРСКОГО ОБРАСТАНИЯ НА ПОДВОДНЫЕ РАБОТЫ

Бернар Каллям¹

Когда говорят о морском обрастании, подразумевают обрастание подводной части судов. Защита судов от обрастания является серьезной проблемой, так как при обрастании увеличивается шероховатость поверхности подводной части судов, а в связи с этим снижается скорость их движения. Очистка подводной части от обрастаний обходится дорого и влечет простой судов. Но разумное применение этой меры дает большую выгоду.

¹ Директор океанографической станции в Ля Рошели. Франция. № 121.

Противообрастающие краски применимы повсеместно и очень эффективны. Тем не менее актуальность изысканий по этому вопросу не отпадает и дальнейшие усовершенствования необходимы, так как должна быть снижена себестоимость защитного покрытия, улучшены его эксплуатационные качества и долговечность. Экономическая эффективность подобных изысканий исчисляется миллионами долларов.

Обрастание влечет также процесс коррозии. Морская вода является агрессивной средой и воздействие ее на металлические конструкции значительно более сложное, чем просто солевого раствора.

Морские организмы выбирают не только суда, чтобы к ним прикрепиться; все поверхности, погруженные в морскую воду, немедленно обрастают морской флорой и фауной.

Все виды каменных, бетонных, металлических и деревянных конструкций, возведенных на побережье (свайные пристани, башни, причальные палы и основания, предназначенные для подводного бурения), быстро обрастают водорослями, раковинами и т. д. Обрастают также и трубопроводы установок по перекачке морской воды и особенно контуры охлаждения для теплоцентралей. Обрастания иногда бывают настолько значительными, что закупоривают трубопроводы.

Рассмотрим влияние обрастания на металлические сваи, кессоны и погруженные в море конструкции.

ХАРАКТЕР ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБРАСТАНИЯ

Влияние обрастания сказывается прежде всего в увеличении шероховатости поверхностей конструкций и как следствие этого в возрастании сопротивления движению воды. Вследствие обрастания конструкция утяжеляется. Обрастание является причиной физико-химических локальных изменений состава морской воды (например, снижение содержания кислорода) и, наконец, оно вызывает повреждение, разрыв, отрыв некоторых защитных покрытий. В определенных случаях оно способствует ускорению коррозии.

Увеличение шероховатости

Течение воды вдоль какой-нибудь поверхности замедляется сопротивлением трению; сопротивление трению зависит от степени гладкости поверхности. Это сопротивление можно грубо выразить формулой

$$R_f = fSv^n,$$

где R_f — сопротивление трению, причем коэффициент трения зависит от состояния поверхности и размера смачиваемой поверхности S ; v — скорость перемещения частиц воды; величина n приблизительно равна 2 (квадрат скорости, формула Фруда).

Различные формулы, применяемые для этих расчетов, приводят к аналогичным результатам. Прямые измерения, осуществленные на опытном судне, показали, что после года эксплуатации сопротивление трению при прочих равных условиях удваивается. Необходимая мощность для достижения одной и той же скорости (29,5 км/ч) также возрастает в два раза.

Равномерное обрастание погруженной поверхности баянусами увеличивает сопротивление трению прямо пропорционально увеличению поверхности. Представим себе поверхность размером в 1 см², обросшую ракообразными. Задаваясь диаметром 8 мм у основания и высотой 6 мм и приравнивая форму поверхности к конусу, можно вычислить, что обрастание (не самое густое) увеличит поверхность на 78%.

На судах такое обрастание практически исключено. На подвод-

ных частях сооружений, не защищенных специальными красками, такое состояние, несомненно, будет минимальным.

При расчете устойчивости погружных конструкций (неподвижные башни, свайные пристани, буровые вышки) необходимо учитывать морское обрастание их в процессе эксплуатации.

Биологическая характеристика обрастания зависит от географического местоположения, удаленности от берегов, заглубления и экологических условий (соленость, содержание питательных солей, вегетативного планктона и фауны). Природа обрастателей погружных конструкций, их группировка и степень развития чрезвычайно разнообразны. Материалы, собранные океанографами, должны облегчить расчет и предвидение механических напряжений, которые могут возникнуть в погружных конструкциях от увеличения коэффициента трения при обрастании.

Обрастание развивается особенно обильно вблизи берегов, где наблюдается строгая селекция видов под влиянием изменчивости гидрогеологических условий — температуры и солености. Больше развиваются те виды, которые более основательно закрепляются на конструкциях: ракообразные, трубчатые черви и в некоторых районах устрицы. Даже в мертвом состоянии они остаются прочно закрепленными на поверхности и образуют на конструкциях толстую постоянную оболочку.

Фауна речных лиманов отличается от фауны морских портов и открытого моря. Фауна, обнаруживаемая на буйках и бакенах, также иная и более разнообразная, а по объему менее обильная. Наконец, подразделение животных и растений является функцией глубины.

Обрастание створчатыми ракушками на глубинах более 20 м почти не наблюдается, прибрежные ракообразные на глубине ниже 50 м также не были обнаружены. На большей глубине встречаются и другие организмы, в некоторых случаях очень многочисленные. Так, на подводных кабелях, уложенных на глубине 200 м, наблюдается обрастание глубоководными устрицами *Pycnodonta* до 10 кг на 1 м.

Для нормального развития водорослей необходимо освещение, поэтому в наибольшей степени они развиваются вблизи водной поверхности.

Развитие водорослей может быть значительным у ватерлинии судов и на частях сооружений, периодически смачиваемых приливом.

В некоторых районах устрицы и мидии в зоне приливов образуют настоящее каменное покрытие, которое значительно увеличивает объем металлических конструкций.

Каменные подводные конструкции обрастают моллюсками *Pholades*, которые выдалбливают в камне отверстия до 10 см в длину и диаметром до 2—3 см. В этой работе им помогают некоторые виды червей (*Polydora*), которые проделывают в камне галереи. Они разрушают 10 тыс. м³ скал Кальвадоса за период жизни одного поколения (Жуаё Лафюи).

Левек¹ отметил, что в Жиронде за 20 лет известковые массивы потеряли в толщине от 5 до 8 см от червоточин.

Соответствующее биологическое исследование может предусмотреть этот процесс и при необходимости дать рекомендации в выборе сорта камня (гранит) или бетона для подводных каменных работ.

РОЛЬ ОБРАСТАНИЯ ПРИ КОРРОЗИИ

Закрепляющиеся на морских конструкциях организмы оказывают на них прежде всего механическое влияние. Большинство особей при-

¹ Ф. Левек. Берега и эстуарий Жиронды. Бордо, 1936.

крепляется к опорам при помощи цементирующих секреторных выделений, которые прочно соединяют их с опорой. Прочному сцеплению благоприятствует шероховатость опоры. Однако большинство животных и водорослей может закрепляться даже на таком гладком и твердом материале, как стекло. Если адгезия защитного покрытия по отношению к материалу невелика, то обрастатели могут вызвать послойный отрыв покрытия. Некоторые виды организмов могут внедряться в покрытие. Рост ракообразных сопровождается увеличением диаметров опорных поверхностей, при этом они раздвигают покрытия, которые могут оказаться таким образом прорезанными по окружности раковин до обнажения металла.

Обрастатели могут локально изменять физико-химическую характеристику среды и вызывать развитие коррозии. Например, водоросли, выделяющие кислород, являются причиной образования элементов дифференциальной аэрации. В других случаях значительные скопления обрастателей затрудняют доступ кислорода, растворенного в морской воде, и поэтому возникают концентрированные элементы, которые могут вызвать очень интенсивную точечную коррозию. Иногда развивающиеся в таких анаэробных условиях бактерии, например сульфатовосстановительные, создают накопления сернистых соединений.

Продукты обмена веществ водорослей и животных могут действовать как ускорители коррозии или как ингибиторы (аминокислоты, углеводы и т. д.).

Для того чтобы показать, насколько значительно это действие, достаточно сравнить интенсивность коррозии на параллельных образцах, погруженных в морскую воду одного состава, но один из которых подвергается воздействию обрастателей, а другой защищен от них. На первом образце коррозия будет развиваться приблизительно в четыре раза интенсивнее, чем на втором.

МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ

Если и существует опыт защиты погружных конструкций от коррозии, вызванной обрастанием, в печати сведений о нем не появлялось, и в этом вопросе господствует полный эмпиризм.

Конечно, принимаются меры по созданию для погружных конструкций некоторой защитной зоны. Если бы эта мера и разрешила проблему защиты, она не была бы наиболее экономичной. Слово в этом вопросе за специалистами в области морской техники, но полезные сведения могут быть получены и от океанографов. В этой связи следует провести исследования двух видов: 1) изучение среды и агрессивных агентов; 2) состояние защитных средств в этой среде.

1. Для изучения среды необходимо исследовать:

а) гидродинамические условия, морские течения, изменения уровня воды при приливе (влияние чередований приливов и отливов), волнения, прибой, влияние брызг;

б) гидрологию — влияние температуры, солености, растворенного в воде кислорода на процесс коррозии;

в) перемещения донных отложений, влияние перемещений отложений на осадку конструкций или на их размыв; абразивное влияние движущихся песков;

г) биологическое воздействие агрессивных агентов — природа и количественная характеристика флоры и фауны в зависимости от времен года и глубины, в некоторых случаях — исследование организмов, точащих дерево (древоточцы) и скалы (*Pholades*, скальные точильщики).

2. Исследование эффективности защитных средств. Основной проблемой является возможность осуществления защиты от обрастания. Сроки службы постоянно погруженных конструкций слишком велики для того, чтобы использовать эффективные токсические средства. Наиболее перспективным решением этой задачи является обеспечение достаточной механической прочности защитного покрытия, чтобы обрастатели не могли вызвать его разрыва и чтобы такие животные, как морские желуди, не могли его подтачивать.

Известно, что простые битумные оболочки повреждаются морскими желудями. Эти повреждения являются очагами коррозии, которые тем опаснее, что они локализируются и имеют небольшие размеры, в результате чего в этих местах развиваются глубокие каверны. Поэтому коррозия в такой естественной среде, как океан, представляет процесс, более сложный по сравнению с простыми физическими или химическими процессами, которые можно изучить в лаборатории. Это целая система воздействия физико-химических, механических и биологических процессов, которые превращают морскую воду в исключительно агрессивную среду.

Лабораторные опыты не могут ее воспроизвести и только натурные наблюдения и эксперименты позволят получить необходимую информацию для рационального выбора материалов для погружных конструкций и защитных средств для них.

ПОДВОДНЫЕ МОРСКИЕ ХРАНИЛИЩА НЕФТИ

Р. Леси и Дж. К. Эстес¹

По мере того как бурение нефтяных скважин постепенно продвигалось с суши через болота и заливы в открытое море, вопросы, связанные со строительством оснований для размещения бурового оборудования и средств для хранения нефти, становились все более актуальными.

При сооружении оснований в море должны учитываться такие факторы, как свойства грунта, колебания уровня моря в пределах данного участка, морское волнение, коррозия металла основания в агрессивной морской среде и др.

В начале 30-х годов, когда на смену буровым установкам для суши пришли буровые баржи для бурения с поверхности воды, первыми такими основаниями на морских нефтяных месторождениях были фундаменты с плоской поверхностью в виде мата или плиты. Сфера применения плавучих оснований для бурения скважин с поверхности воды распространилась от каналов, прорытых в болотах, до глубоководных участков открытого моря. Примером такой плавучей буровой установки для бурения при глубине воды 50 м является «Мистер Гас II» (рис. 1).

Главными особенностями морской буровой установки являются подвижность, маневренность, относительно невысокая стоимость работ по монтажу бурового оборудования на новой точке бурения. Эксплуа-

¹ Представители фирмы Бетлхем стил корпорейшн, США, № 123.

тационная установка с опорой на плиту фундамента должна быть экономичной в эксплуатации и обеспечивать постоянство своего положения в данной точке поверхности воды. Достоинство плавучих буровых установок заключается в том, что их постройка и монтаж бурового оборудования осуществляются непосредственно на судостроительной верфи.

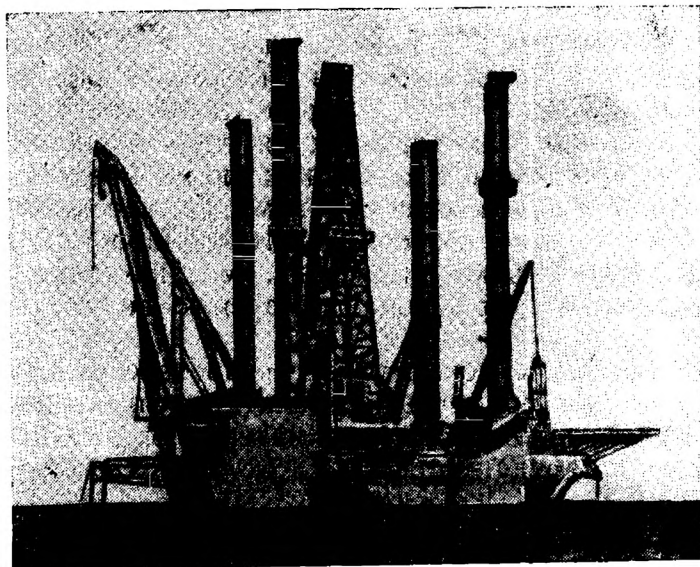


Рис. 1. Общий вид морской буровой установки «Мистер Гас II» во время испытаний.

По данным уже проведенных исследований и продолжающихся в настоящее время был разработан плоский фундамент основания типа постоянной установки. Главными проблемами, с которыми пришлось столкнуться при разработке оснований этого типа, оказались необходимость удаления слабого слоя грунта со дна моря для создания надлежащей несущей способности грунта и фундамента основания, а также устранение срезающих сил, возникающих под действием нагрузок от волн и ветров, и, наконец, меры борьбы с коррозией и повреждением поверхности металлического основания.

Для уменьшения силы штормовых волн, действующих на основание, глубина расположения опорной плиты была выдержана минимальной с учетом и других факторов, влияющих на конструкцию основания. Все оборудование и средства эксплуатации морской установки были подняты выше уровня максимальной высоты волны. Использовались колонны относительно небольшого диаметра, которые устанавливались между опорной плитой и верхним основанием конструкции. Помимо уменьшения площади поверхностей, на которые оказывают воздействие волновые и ветровые нагрузки и которые находятся в особо напряженных условиях эксплуатации, были использованы укороченные колонны, а иногда плиту располагали таким образом, чтобы она была погребена и утоплена под грунт. Борьба с коррозией и повреждениями поверхности, касающаяся не только одной плиты, была предметом постоянных исследований и разработок новых, более эффективных средств.

Широко используемыми на побережье Мексиканского залива и экономичными способами борьбы с коррозией являются катодная защита под водой, применение специальных обмоточных и облицовочных покрытий для создания защитного слоя в зоне периодического смачивания, а также применение защитных пленок из органических и неорга-

нических веществ для покрытия деталей основания, расположенных в зоне влияния морской воды.

Применение каменной наброски на плиту и заглубление ее под грунт на дне моря дало весьма удовлетворительные результаты в борьбе с повреждениями поверхности плиты.

С 1950 г. на побережье Мексиканского залива стали широко применяться специальные установки для эксплуатации морских нефтяных скважин. Эти установки типа S-93 (рис. 2) представляли собой затопляемые и погружаемые платформы с закреплением на дне моря. Опорной частью этих сооружений является плита, на которой расположены цилиндрические емкости для нефти. Эта плита одновременно служит основой-фундаментом для расположенных на верхней (находящейся выше уровня воды) палубе сепараторов нефти, газовых компрессорных станций и другого оборудования.

К апрелю 1965 г. в водах Мексиканского залива была смонтирована и установлена 21 подобная морская установка, четыре из них представляли собой газовые компрессорные станции, пятнадцать мелководных (для глубины воды менее 6 м) установок с расположенными на них емкостями-нефтехранилищами и две установки подводных нефтехранилищ.

Емкости на установках имели суммарный объем от 318 до 3180 м³, компрессорные станции мощностью 1500—1980 л. с. Плита под установками имела различные габариты: минимальные 10,7×10,3 м, максимальные 40×13,7 м. В ряде установок внутренняя полость плиты использовалась для хранения сырой нефти.

Пять батарей емкостей из числа расположенных на этих 21 установках были использованы при разведочном бурении. Это позволило вводить в эксплуатацию разведочные скважины тут же по их заканчивании и продолжать эксплуатацию до тех пор, пока контуры нефтеносности данного морского нефтяного месторождения будут установлены окончательно. Таким образом, появилась возможность определить наилучшее месторасположение и размеры постоянной установки для хранения сырой нефти.

Остальные 16 установок с самого начала их эксплуатации были предназначены для временного использования на каждом данном участке. Пять из них обслуживали месторождения с коротким периодом эксплуатации и разработки, т. е. не более 10 лет. Поэтому возможность повторного использования этих установок после истощения запасов нефти на данном участке месторождения представляла особый интерес.

Одиннадцать установок из этих шестнадцати были расположены на участках, срок эксплуатации которых был первоначально определен более чем в 10 лет. Таким образом, эти установки предназначались для длительной эксплуатации.

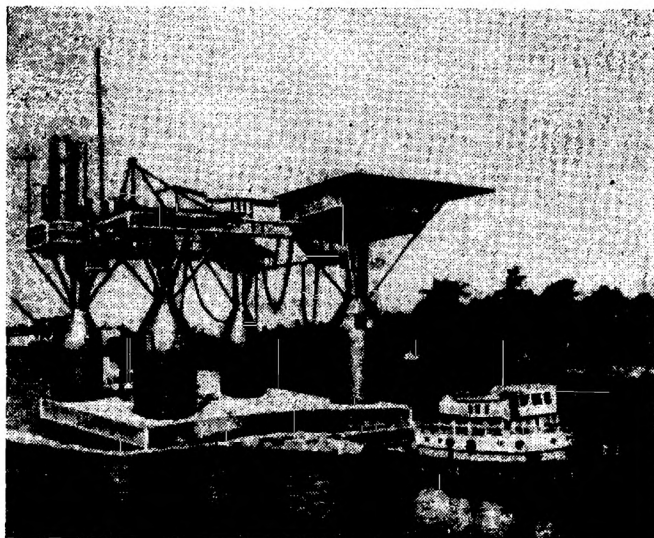


Рис. 2. Общий вид морской погружной установки S-93 для подводного хранения в открытом море нефти, добытой из морских скважин. Установка транспортируется буксиром на место эксплуатации в Мексиканском заливе

Испытания этих установок на сопротивляемость воздействию суровых метеорологических условий прошли весьма успешно. За время с 1956 г. через Мексиканский залив пронеслось шесть сильных ураганов, достигавших береговой линии южных прибрежных штатов. На рис. 3 трассы этих ураганов помечены пунктирной линией. В период с 1950 по 1955 г. в пределах Мексиканского залива ураганов не было. Кроме того, в 1955—1964 гг. было четыре тропических шторма, по силе не уступавших ураганам. Хотя общее число этих стихийных бедствий и было относительно небольшим, по статистике оно все же оказалось на 20% больше среднего числа подобных атмосферных явлений за

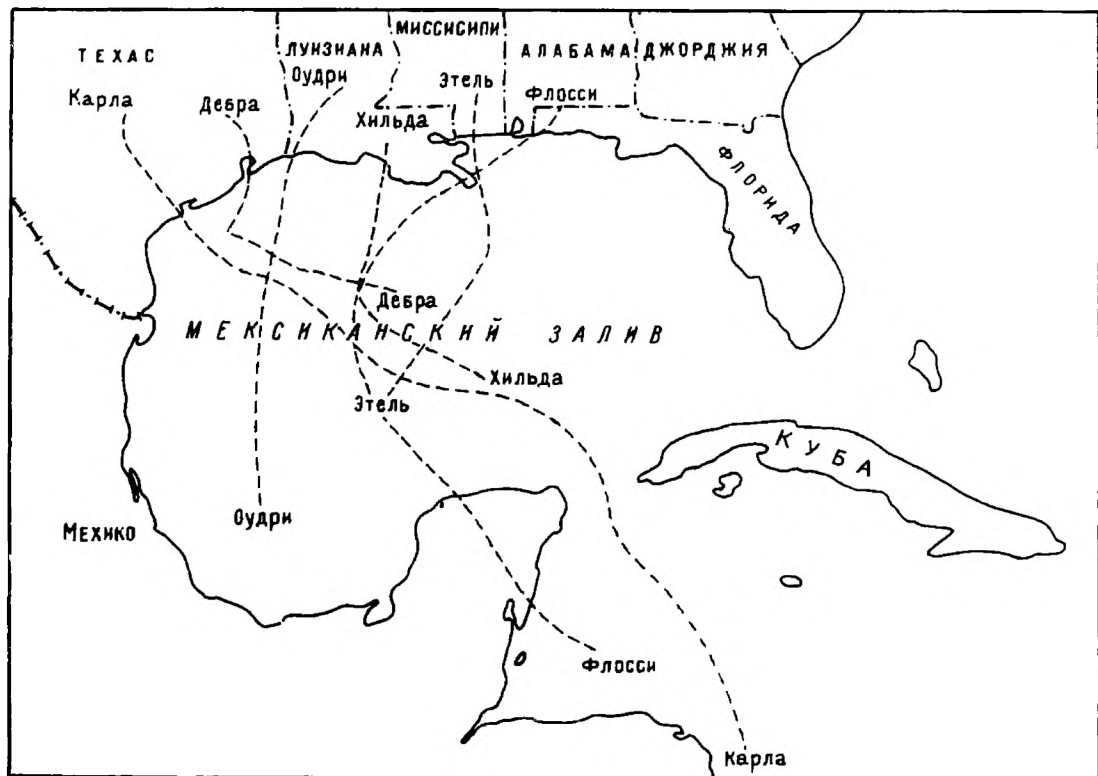


Рис. 3. Карта бассейна Мексиканского залива с указанием трассы ураганов, а также мест расположения морских установок эксплуатации скважин и хранения нефти.

последние 75 лет. Ураган Карла был описан в материалах Бюро погоды США как «наиболее интенсивный ураган из всех обрушивавшихся на побережье Мексиканского залива в двадцатом столетии».

Ураган Хильда, разразившийся в 1964 г., был для побережья Мексиканского залива в пределах штата Луизиана стихийным бедствием такой же силы, если не больше. Ширина участков побережья Мексиканского залива вдоль береговой линии штатов Техас и Луизиана, подвергшихся действию этих двух ураганов, была очень большой. Ущерб, нанесенный ураганами для морских нефтяных месторождений, был огромен. В частности, ураган Хильда нанес ущерб, исчисляемый в 50 млн. долларов. В помещаемой здесь таблице приводятся районы, названия ураганов и морских установок, попавших в область наиболее сильного действия ураганов.

Эти данные показывают, что в 48 случаях в область действия урагана попадали установки с опорной плитой, поддерживающие емкости для хранения нефти и другое оборудование, а в 26 случаях опорные плиты с оборудованием попадали в область наиболее интенсивного действия ураганов.

Во время урагана Карла была сорвана с места установка для

Годы	Название урагана	Район, подвергшийся действию ураганов	Установки, подвергшиеся действию ураганов
1956	Флосси	Оз. Пелто Лэйк и восточнее, через Бретон Саунд. Ширина полосы урагана визуально составила 48 км и прошла над дельтой р. Миссисипи	6 установок с емкостями, 3 компрессорные станции
1957	Оудри	О. Хай Айленд, направление к заливу Узст Коут Блэнч, шт. Луизиана	1 установка с емкостями, 1 компрессорная станция
1959 1960	Дебра Этель	Залив Галвестон Бэй Дельта р. Миссисипи	2 установки с емкостями 6 установок с емкостями, 3 компрессорные станции
1961	Карла	Залив Корпус Кристи, шт. Техас, в направлении к Грэнд Айзл, шт. Луизиана	9 установок с емкостями, 1 компрессорная станция, 2 установки для подводного хранения нефти
1964	Хильда	От Камерона, шт. Луизиана, до Нового Орлеана, шт. Луизиана	8 установок с емкостями, 4 компрессорные станции, 2 установки для подводного хранения нефти

подводного хранения нефти, рассчитанная на временную эксплуатацию в данном районе. Повреждение установки было незначительным. Такая же установка, но смонтированная для постоянной эксплуатации, тоже подверглась действию урагана, оказавшись в зоне основной его интенсивности. Эта установка удержалась на месте и на следующий день после окончания шторма вновь была введена в эксплуатацию.

Во время урагана Хильда две установки, оказавшиеся в сфере его действия, смонтированные из расчета постоянной эксплуатации, были пригодны для дальнейшей работы сразу же после того, как пронесся ураган.

В этом же районе Мексиканского залива установки других типов получили очень тяжелые повреждения от ветровой и волновой нагрузки и были на длительное время остановлены для ремонта.

Способность фундаментов в виде опорной плиты выдерживать ураганы и противостоять натиску ветровой и волновой сил была хорошо и убедительно продемонстрирована во время урагана Карла, пронесшегося над заливами Галвестон и Корпус-Кристи. Волны и колебания уровня моря в вертикальной плоскости почти на 6 м превосходили их нормальную величину. Хотя во время этого урагана установки получили значительные повреждения, ни одна из расположенных поблизости погружных барж с батареями емкостей для хранения нефти не была ни сорвана с места, ни повреждена.

Практика использования фундаментов в виде опорной плиты для эксплуатации установок в открытом море показала, что они вполне подходят для этого назначения. Описание такой типовой установки приведено в следующем разделе.

УСТАНОВКА S-93 ДЛЯ ПОДВОДНОГО ХРАНЕНИЯ НЕФТИ

Установка S-93 была первой конструкцией подобного типа, созданной для подводного хранения нефти. Емкость ее 318 м³. Ее работа основана на принципе вытеснения морской воды нефтью. Эти две жидкости находятся в непосредственном контакте между собой на поверхности их естественного раздела. Установка S-93 после многочисленных экспериментов была выбрана как наиболее пригодная. На рис. 2 изображен общий вид установки S-93, выходящей из судовой палубы в Бьюмонте после завершения ее строительства.

Нижний корпус установки представляет собой конструкцию коробчатого типа и является главным пространством для подводного хранилища нефти. Опорная плита обеспечивает надежную посадку всего сооружения на дно Мексиканского залива. Коробчатый тип конструкции был выбран потому, что он наиболее подходит для эксплуатации в условиях мелководных участков акватории. Цилиндрическая форма корпуса является, очевидно, более рациональной для использования в глубоководных участках акватории, в которых морские течения и сила волновой нагрузки около дна моря не так интенсивны и разрушитель-

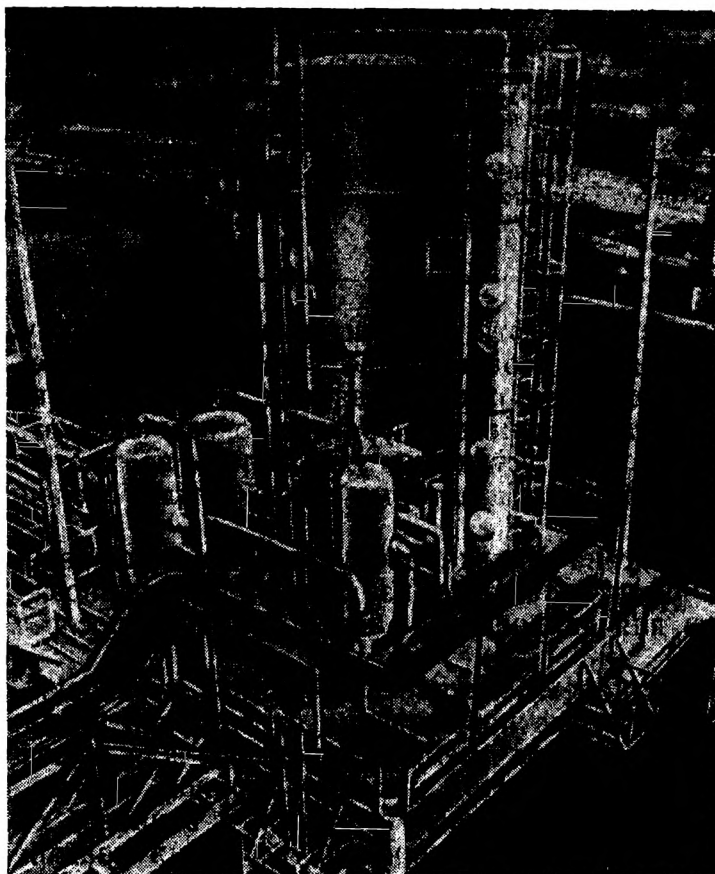


Рис. 4. Общий вид установки S-93 для подводного хранения нефти в открытом море.

В центре виден приемник для сырой нефти.

ны. Над плитой находятся вертикальные цилиндрические колонны, обеспечивающие устойчивость всего сооружения во время погружения и придающие ему свойство самозатопляемости. При этом исключается необходимость применения такого дорогостоящего вспомогательного оборудования, как плавучие краны. Единственным вспомогательным оборудованием являются в данном случае буксиры, используемые для доставки всей установки в сборе к месту эксплуатации, а также портативные насосы для заполнения емкостей подводного хранилища. Вертикальные колонны являются, кроме того, надежным причалом для ошвартовки транспортных барж, в емкости которых перекачивается нефть из подводного хранилища, а также причалом для обслуживающих катеров.

На верхнем конце каждой колонны смонтировано по одной платформе, на которых расположено все основное и вспомогательное оборудование, необходимое в процессе эксплуатации морского нефтяного месторождения. На рис. 4 изображен общий вид эксплуатационной

платформы, на которой размещены сепараторы и специальные установки для обработки сырой нефти. На платформе предусмотрено свободное пространство для монтажа манифольдов устья скважины, если они потребуются в процессе эксплуатации скважины. Эти платформы конструктивно выполнены так, что могут служить емкостями для отстоя нефти, которая поступает в них из установок для обработки перед тем как попасть в хранилище. Объем этой емкости обеспечивает отстой нефти в течение 8 ч.

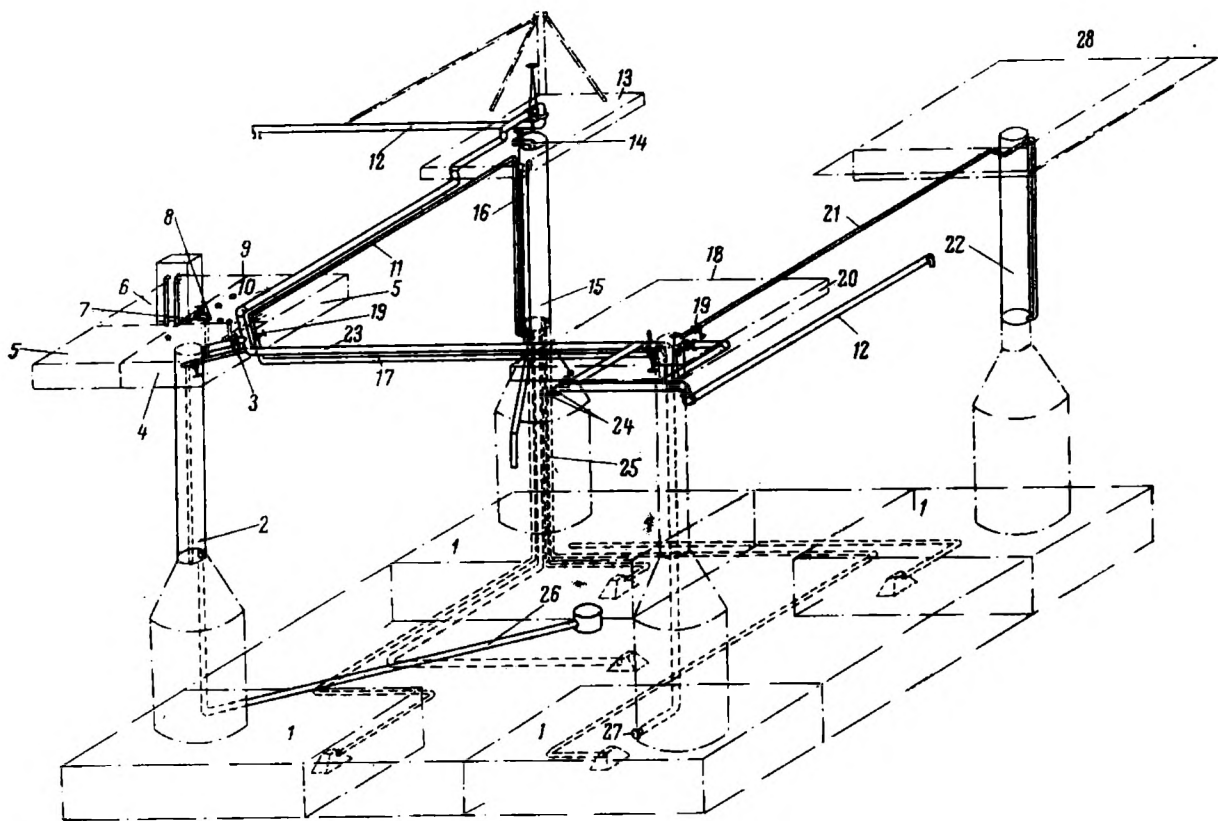


Рис. 5. Схема системы трубопроводов установки S-93 для подводного хранения нефти в море.

1 — четыре угловые емкости подводного хранилища; 2 — уравнительная емкость для центрального хранилища; 3 — линия от центральной емкости к нефтеналивному коллектору; 4 — испытательная емкость; 5 — первая емкость для хранения нефти на эксплуатационной платформе; 6 — вторая емкость для хранения нефти на эксплуатационной платформе; 7 — нефтепровод к угловому хранилищу; 8 — нефтепровод к центральному хранилищу; 9 — эксплуатационная платформа; 10 — нефтепровод к хранилищу; 11 и 21 — обводной кольцевой нефтепровод; 12 — погрузочная стрела для заливки нефти в баржу; 13 — насосная платформа; 14 — водопровод от слива морской воды до приемника; 15 — резервуар-приемник для морской воды; 16 — переливное отверстие для выброса морской воды из приемника-ресивера; 17 — обводной кольцевой нефтепровод; 18 — компрессорная платформа; 19 — соединения в системе сжатого воздуха для вслывания и подъема установки со дна на поверхность моря; 20 — угловая погрузочная площадка хранилища; 22 — емкость для сбора нефти с поверхности воды в хранилище; 23 — нефтеналивной погрузочный коллектор; 24 — соединения для заполнения установки морской водой при погружении ее на дно; 25 — система водопровода для вытеснения морской воды из угловых емкостей хранилища при всплытии установки на поверхность; 26 — нефтепровод от центральной емкости для вытеснения нефти при погрузке баржи; 27 — приспособление для соединения с будущим поплавковым бумом; 28 — платформа для жилых помещений обслуживающего персонала.

Три другие платформы служат основаниями для:

- а) жилых помещений на 8 человек;
- б) посадочной площадки для вертолета;
- в) парокотельной установки, дающей пар для работы специальной установки по обработке нефти;
- г) рабочих насосов, предназначенных для перекачки морской воды, нагнетаемой ими в систему вытеснения.

Основным оборудованием установки подводного хранения нефти являются системы для нагнетания морской воды и нефти (рис. 5). Система нагнетания морской воды смонтирована вокруг приемника морской воды, который представляет собой манифольд или специальную

камеру, соединяющую в единую систему все полости и детали оборудования, входящие в систему нагнетания морской воды. Камера имеет сливное отверстие, через которое из нее вытекает вода, когда ее уровень достигает уровня отверстия. Таким путем ограничивается величина столба воды в камере, следовательно, и гидростатическое давление внутри всех полостей системы нагнетания морской воды, а вместе с тем и максимальная высота подъема уровня сырой нефти в приемнике. Индивидуальные трубопроводы идут от донной части приемника морской воды к всасывающим колпакам, расположенным на 254 мм выше днища емкости, из которой насосы всасывают морскую воду. Такая высота расположения всасывающих колпаков принята для того, чтобы на днище емкости мог образоваться осадок во избежание засасывания этого осадка и попадания в воду, подаваемую в емкость или из емкости. Система нагнетания нефти соединяет нефтяной приемный резервуар с верхней частью всех емкостей хранилища. Нефтяной приемный резервуар представляет собой вентилируемую емкость, из которой нефть поступает в хранилище. Система нагнетания нефти насосами оборудована перепускными задвижками, благодаря которым добытая нефть может поступать в одну половину хранилища, в то время как поступившая ранее нефть может быть подана на транспортную баржу.

Такое устройство позволяет точно замерять объем добытой нефти и нефти, поступающей на отгрузку. Поступление нефти в приемник и далее в резервуары хранилища вызывает поступление морской воды в приемник для морской воды, из которого она свободно сбрасывается за борт.

Если поступление нефти в резервуар ресивера продолжается после того, как приемник-ресивер наполнился до уровня, который для данной конструкции хранилища должен быть не более 610 мм от днища, то срабатывает специальное устройство, перекрывающее трубопровод, по которому нефть поступает из скважины в установку для подводного хранения, и дальнейшее поступление нефти прекращается. Применение этой системы не влечет никаких осложнений или затруднений и не приводит к загрязнению морской воды нефтью, по крайней мере сверх того, какое возможно при эксплуатации емкостей обычной платформы для хранения нефти.

Для перекачки нефти из подводного нефтехранилища в транспортную баржу задвижка на выкидной линии трубопровода соединяется с погрузочной стрелой, залипочный шланг которой при перекачке нефти открывается. Нефть самотеком под действием собственного веса через погрузочную стрелу и соединенный с ней залипочный шланг поступает непосредственно в транспортную баржу. По мере перетока нефти из хранилища уровень ее не падает, так как объем сливаемой нефти компенсируется постоянной величиной столба морской воды, а следовательно, постоянным гидростатическим давлением в приемнике морской воды. Под действием гидростатического давления морская вода поступает в хранилище, вытесняя оттуда нефть, сливаемую в транспортную баржу. Морская вода подается в приемник двумя центробежными насосами погружного типа. Насосы установлены на платформе № 4. Излишняя вода, поступившая в приемник при работе этих двух нагнетательных насосов, сбрасывается через спускное отверстие самотеком за борт, благодаря чему исключается возможность повышения давления внутри подводного хранилища сверх нормального. Этот постоянный напор морской воды в приемнике предотвращает также поступление морской воды в погрузочный нефтепровод, по которому нефть направляется в транспортные баржи. После того как почти вся нефть окажется слитой из хранилища и объем оставшейся нефти составит

около 8 м^3 , продолжающая поступать морская вода сбрасывается самотеком из приемника через сливное отверстие в море.

Все задвижки, смонтированные на установке для подводного хранения нефти, находятся в легко доступных для обслуживания местах и в процессе хранения могут быть сняты, если это потребуется.

При установке подводного хранилища на место применяются портативные насосы. Сначала морскую воду нагнетают в обширный корпус установки, которая при этом погружается в воду до тех пор, пока палуба нижнего корпуса не достигнет высоты $0,3 \text{ м}$ над уровнем воды в море. Путем заполнения этого объема исключается влияние свобод-

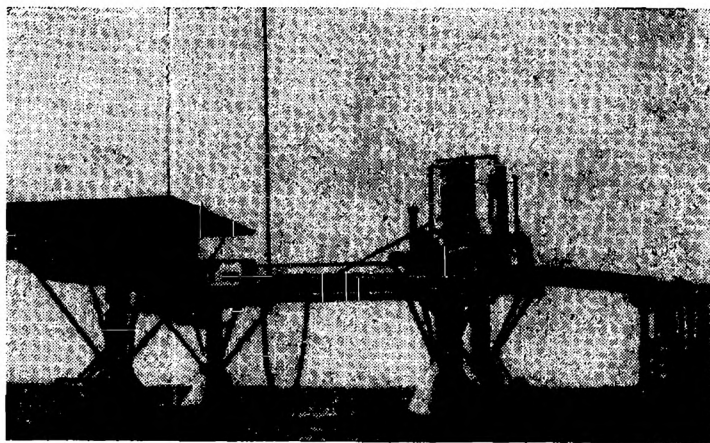


Рис. 6. Установка S-93 для подводного хранения нефти в море в рабочем положении.

ной поверхности во время погружения оставшейся части установки. Затем вода нагнетается в два угловых отделения и в качестве балласта погружает всю установку на дно моря. После того как установка села на дно, полностью заполняются водой все четыре угловых отделения для балластной воды. Для того чтобы установка подводного хранилища всплыла на поверхность моря, балластную воду удаляют в обратной последовательности путем вытеснения воды сжатым воздухом. Для этого применяют портативные компрессоры, подающие сжатый воздух в балластные емкости.

Установка, доставленная на место буксиром, погружается и ложится на дно через 18 ч после начала погружения; она всплывает на поверхность моря также через 18 ч после начала вытеснения балластной воды сжатым воздухом.

Устойчивость этой установки настолько высока и надежна, что ее можно безопасно буксировать при скорости ветра до 180 км/ч и волнах высотой $2,5\text{—}3 \text{ м}$, а фиксировать на место при скорости ветра 126 км/ч и волнах высотой $1,5\text{—}2,5 \text{ м}$. Размеры погружаемого и устанавливаемого на морское дно корпуса следующие: длина 34 м , ширина 28 м , высота 3 м . Диаметр стабилизирующих колонн $5,5 \text{ м}$, а высота их над уровнем воды при самой высокой волне около 11 м .

Давление, создаваемое установкой на дно моря, колеблется от $0,05 \text{ кг/см}^2$ при полной загрузке хранилища нефтью до $0,11 \text{ кг/см}^2$ в том случае, если установка полностью залита морской водой.

На рис. 6 изображен общий вид установки S-93 для подводного хранения нефти после того, как ее установили на месте.

Установка была спроектирована с расчетом погружения на глубину около 11 м ниже уровня воды. При этом положении место нижнего перехода колонны на конус совпадает с уровнем воды в море.

Нижний корпус погруженной установки размещается в специально сделанном в морском дне углублении так, чтобы верхняя плоскость нижнего корпуса установки совпадала с поверхностью морского дна. Вокруг всего нижнего корпуса создается специальная засыпка, предотвращающая боковые перемещения под действием силы, возникающей при волнении моря.

На рис. 7 изображен момент, когда пришвартованная к установке S-93 транспортная баржа принимает нефть из подводного хранилища. Две погрузочные станции, расположенные на двух противо-

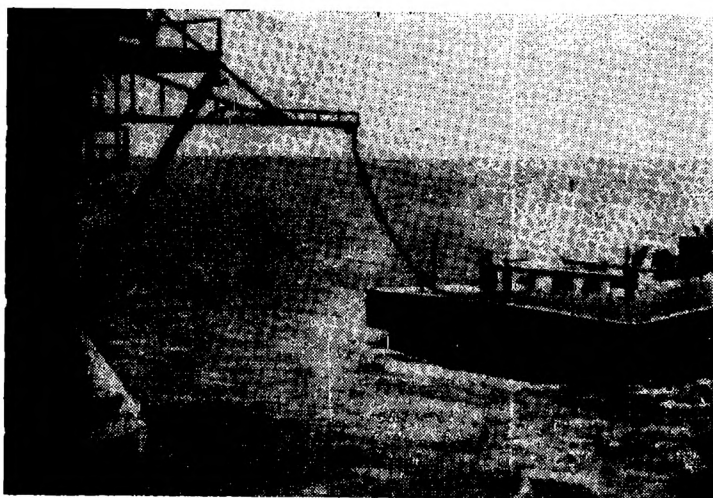


Рис. 7 Момент погрузки нефти в баржу самотеком по гибкому шлангу от погрузочной стрелы. Транспортная баржа пришвартована к корпусу установки S-93 (виден причальный канат).

ложных по диагонали углах установки, создают условия для более гибкого и маневренного использования этой установки при различных направлениях ветра и волны.

Нагнетающая система насосов и трубопроводов спроектирована с таким расчетом, чтобы скорость погрузки транспортной баржи была не менее 318 м^3 нефти в час.

Установка обеспечивает длительное хранение нефти без образования эмульсии и не загрязняет нефтью море.

Работа установки оказалась настолько эффективной, что была построена вторая установка такой же конструкции с несколькими незначительными изменениями, внесенными главным образом в систему трубопроводов для подачи нефти.

До настоящего времени установки описанного типа для подводного хранения нефти используются главным образом в относительно мелководных участках акватории Мексиканского залива, но использование установок подобной конструкции и принципа действия вполне возможно с практической и экономической точек зрения даже на участках с глубиной воды более 60 м. Описанные здесь установки для подводного хранения нефти в открытом море, спроектированные, разработанные и построенные фирмой Бетлхэм стил корпорейшн, запатентованы в США и в других странах.

СТАЛЬНЫЕ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ЗАГРУЗКИ И РАЗГРУЗКИ НЕФТЕНАЛИВНЫХ СУДОВ В МОРЕ

Дж. Мануччи¹

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Грузоподъемность нефтеналивных судов непрерывно возрастает и их сообщение с приемо-отправными пунктами становится все более интенсивным и оживленным, в связи с чем старые порты перестают удовлетворять современным требованиям или становятся небезопасными. Такое положение привело к необходимости разработки различных конструкций специальных сооружений для загрузки и разгрузки нефтеналивных судов в море, каждое из которых отвечает определенному классу требований.

Применение стали для строительства этих сооружений делает их устойчивыми и надежными в эксплуатации.

Особенно большое применение в строительстве указанных сооружений находят трубчатые элементы из стали с высоким или очень высоким пределом прочности и хорошей свариваемостью.

Широкое применение трубчатых элементов для сооружений подобного типа объясняется и тем, что элементы круглого профиля (помимо того, что они являются обтекаемыми при воздействии ветра, волны и течения) позволяют изготавливать конструкции с минимальным нарушением сплошности; это облегчает защиту конструкции от коррозии, гарантируя ее долговечность.

Доставка нефтепродуктов осуществляется посредством стальных трубопроводов, проложенных по эстакаде или по морскому дну.

СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ ЗАГРУЗКИ И РАЗГРУЗКИ НЕФТЕНАЛИВНЫХ СУДОВ

Прежде всего выбирают место для загрузки и разгрузки танкеров с учетом глубины воды, водоизмещения судна при полной нагрузке, необходимости маневрирования судна, удаленности места загрузки от наземных сооружений и гидрометеорологических условий. Только после этого приступают к изучению собственно проекта.

Ниже вкратце перечисляются различные типы морских наливных сооружений, которые были построены до сего времени с исключительным использованием стали, особенно стальных трубчатых элементов.

а. Стационарная платформа (рис. 1)

К ней подходят концы трубопроводов, идущих на материк. Стационарная платформа оборудуется одним или несколькими кранами для подачи шлангов, соединяющих платформу с нефтеналивным судном.

В зависимости от габаритов и назначения платформа может быть оснащена различным оборудованием, в том числе противопожарным, осветительным, электрическими трансформаторами и дизелями для работы кранов, системами оптической, акустической и радиотелефонной сигнализации, кабинами, заградительными щитами, обводными линиями (в случае подвода нескольких трубопроводов) и навесами для скребковых машин, предназначенных для быстрой очистки платформы.

Судно швартуется кормой и при подходе на расстояние 15—20 м

¹ Техническое бюро проектирования и исследований фирмы Дальмин, Италия.

заякоривается собственными якорями и соответствующим образом расположенными стабилизированными буями на якорях. Из-за близости расстояния между судном и платформой для безопасности при неспо-

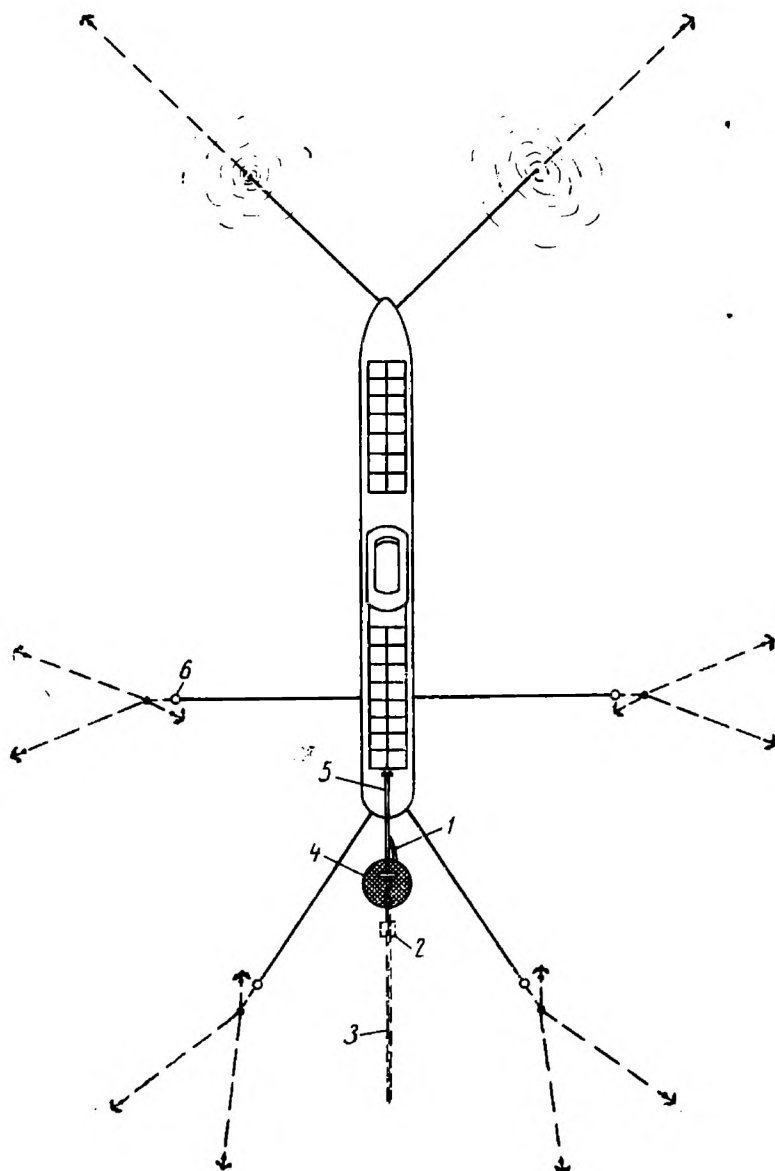


Рис. 1. Схема загрузки-разгрузки нефтеналивного судна со стационарной платформой.

1 — кран для присоединения шлангов; 2 — блок; 3 — стальные подводные трубопроводы; 4 — стальная стационарная платформа; 5 — шланги; 6 — швартовый томбуй.

койном море все операции прекращаются. По схеме, показанной на рис. 1, нефтепроводы, соединяющие платформу с землей, проложены по морскому дну.

б. Стационарная платформа с эстакадой (рис. 2)

Для облегчения доступа к нефтепроводам или для увеличения их количества, когда считают прокладку трубопроводов по морскому дну невыгодной, платформа может соединяться с материком стальной эстакадой. Эта эстакада, на которую укладываются трубопроводы, весьма

удобна для соединения платформы с материком и может использоваться как для передвижения обслуживающего персонала, так и автотранспорта.

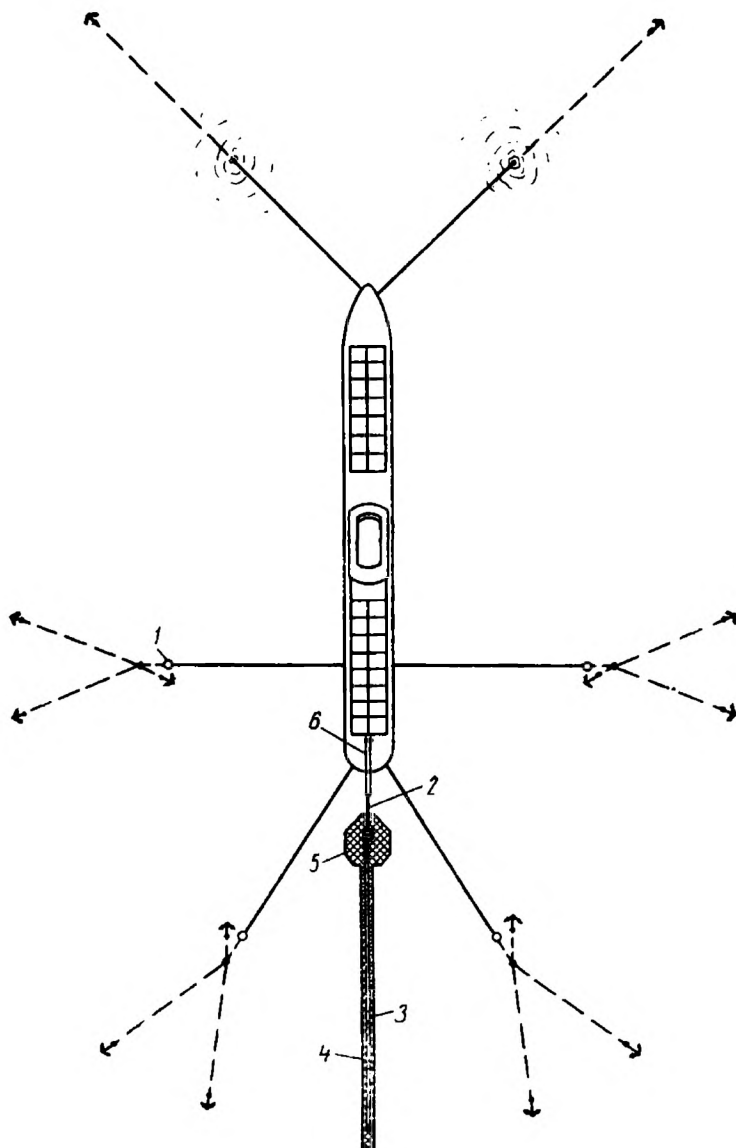


Рис. 2. Схема загрузки-разгрузки со стационарной платформы с эстакадой.

1 — швартовый томбуй; 2 — кран для присоединения шлангов; 3 — стальная эстакада; 4 — стальные трубопроводы; 5 — стальная платформа; 6 — шланги.

в. Пристани со швартовыми свайными кустами и причальными палами (рис. 3)

Когда условия моря считаются средними (бухты или укрытые зоны), целесообразно строить грузовые пристани, состоящие из стационарной платформы, оснащенной всем необходимым оборудованием. Нефтеналивное судно швартуется к свайным кустам, предусмотренным впереди и позади пристани, и подходит очень близко к платформе, закрепляясь за причальные палы, выполненные из трубной стали с очень высоким пределом упругости. Упругость стали обеспечивает поглощение ударов судна о причал. В таких случаях судно стабилизируется при помощи швартовых свайных кустов, также выполненных из трубной стали с высоким пределом упругости.

Благодаря тому, что нефтеналивное судно может вплотную подойти к платформе, операции погрузки и разгрузки могут осуществляться при помощи погрузочных стрел.

г. Пристани со швартовыми свайными кустами, бортовыми причальными палами и эстакадой (рис. 4)

В случае необходимости пристани типа, описанного в п. «в», могут дополняться эстакадой такого же устройства, как было описано в п. «б».

д. Неподвижные платформы с поворотной головкой

Создание платформы, схематически изображенной на рис. 5, представляет новый шаг вперед в области проектирования и строительства морских грузовых пристаней. Главная идея, на которой основан весь проект, заключается в том, чтобы на предварительно выбранном месте поставить швартовый свайный куст, вокруг которого нефтеналивное судно смогло бы свободно поворачиваться в направлении, обусловливаемом равнодействующей сил ветра морских волн; во время операций погрузки и разгрузки это направление может изменяться. Кроме того, во время швартования и последующих операций нефтеналивное судно находится с подветренной стороны относительно платформы, т. е. в условиях максимальной безопасности даже в случае сильного ветра и волнения на море. Это хорошо иллюстрирует одну из основных особенностей платформ подобного типа — ее способность самой маневрировать в условиях, недопустимых для других типов сооружений подобного назначения, и обеспечивать такой коэффициент использования, который не может быть достигнут с платформами других конструкций.

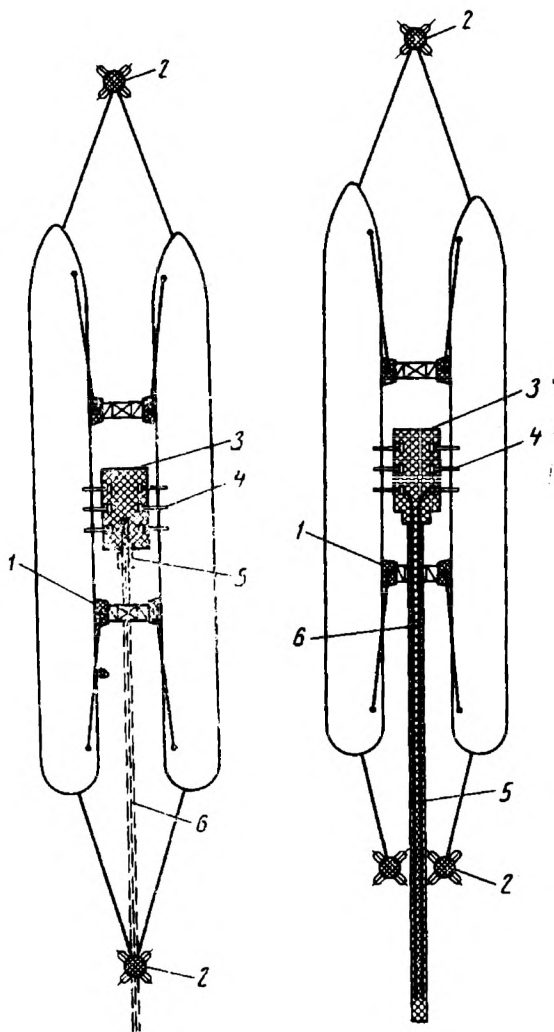


Рис. 3. Схема загрузки-разгрузки с пристаней со швартовыми свайными кустами и бортовыми причальными палами.
1 — стальные упругие причальные палы; 2 — швартовый свайный куст; 3 — стальная платформа; 4 — погрузочные стрелы; 5 — блок; 6 — стальные подводные трубопроводы.

Рис. 4. Схема загрузки-разгрузки с пристаней со швартовыми свайными кустами, бортовыми причальными палами и эстакадой.
1 — стальной упругий причальный пал; 2 — швартовый свайный куст; 3 — стальная платформа; 4 — погрузочные стрелы; 5 — стальная эстакада; 6 — стальные трубопроводы.

Соединение между платформой и танкером осуществляется посредством одной или нескольких плавающих гибких труб, отходящих от судовых манифольдов и крепящихся к центральному герметичному поворотному элементу, находящемуся на платформе. Этот элемент соеди-

няется с подводными трубами системой стальных труб, закрепленных соответствующим образом на опорах платформ. Благодаря тому, что верхняя часть этой системы труб образует с платформой единый узел, здесь можно установить все необходимые устройства и аппараты: клапаны, коллекторы, навесы для очистных машин, т.е. все то и точно так же, как на других платформах, описанных выше.

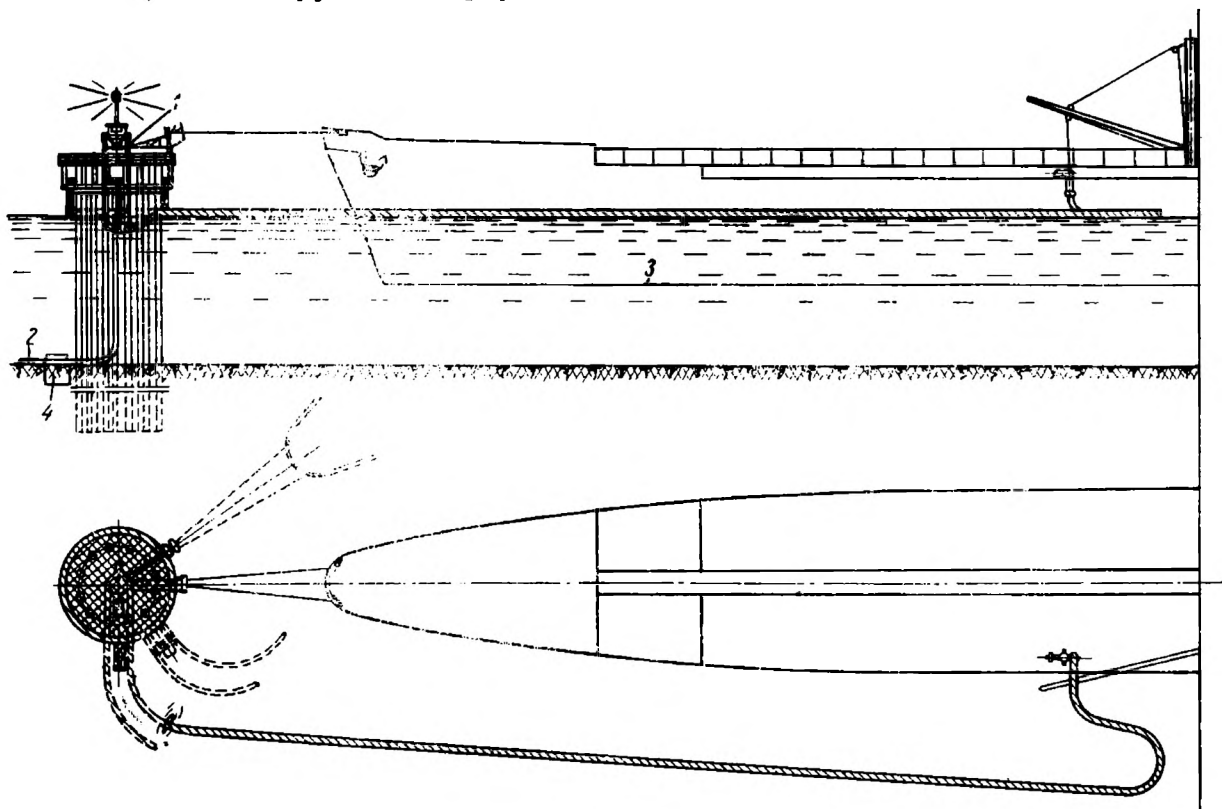


Рис. 5. Схема загрузки-разгрузки с неподвижных платформ с поворотной головкой:
1 — поворотное анкерное крепление; 2 — подводные стальные трубопроводы; 3 — шланги; 4 — блок.

Как видно из схемы, изображенной на рис. 5, верхняя часть платформы оборудована двумя балками, перпендикулярными одна другой, вращающимися на тележках, смонтированных на сферических подшипниках; обе балки соединены с центральным подшипником вертикальной осью, на которую опирается также поворотный герметичный элемент, который упоминался выше.

Одна из балок поддерживает одну или несколько стальных труб, которые с одной стороны соединяют поворотный герметичный элемент и с другой (почти на уровне воды) — гибкие трубы. Вторая балка несет на своем конце швартовый кнехт с кольцом для швартования танкера.

Важным фактором, принятым во внимание во время проектирования, являются случайные удары судна из-за неправильного маневрирования. Чтобы предотвратить эти удары, сооружение было задумано с таким расчетом, чтобы оно могло не только выдерживать тягу швартовых тросов, но и амортизировать удары судна.

Сваи выполнены из стальных цельнотянутых труб такого же типа, какой был использован для изготовления причальных палов.

СПЕЦИФИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К СТАЛЬНЫМ ПЛАТФОРМАМ

Фирма Дальмин SpA и ее филиалы посвятили много усилий разработке проблем, связанных со строительством сооружений для загрузки и загрузки нефтеналивных судов.

Выбор кольцевого профиля для опорных свай платформы, как и для швартовых свайных кустов и причальных палов, не был случайным; такой профиль при равном весе имеет большую величину момента инерции во всех направлениях и, следовательно, обладает большим сопротивлением максимальной нагрузке.

Для изготовления опорных свай фирма Дальмин создала два типа стали, оба с высоким пределом упругости. К первому типу относится углеродистая сталь прочностью 3600 кг/см^2 с присадкой кремния и охлаждаемая при содержании углерода $\leq 0,25\%$, с содержанием примесей, характерным для сталей высших сортов. Эта сталь используется для изготовления опорных свай платформ и швартовых свайных кустов.

Так как столбы, образующие причальные палы, должны поглощать удар, пропорциональный квадрату допустимых напряжений, а следовательно, для стали — пропорциональный квадрату ее предела упругости, то оптимальным решением является применение стали с очень высоким пределом упругости. Необходимость сварки различных элементов требует, однако, хорошей свариваемости стали, что ограничивает возможность значительного увеличения ее механических показателей.

В связи с этим фирма Дальмин разработала второй тип стали — марганцовистую сталь (охлаждаемую при содержании углерода $\leq 0,25\%$ и марганца $\leq 1,30\%$). Из этой стали изготавливаются сваи большого диаметра (до 925 мм) и значительной толщины (до 30 мм и более) с пределом упругости более 4400 кг/см^2 . Большое количество этих трубных свай, сваренных специальным способом, показало вполне удовлетворительные результаты при эксплуатации.

Все трубные сваи изготавливаются бесшовными.

Если позволяет характер морского дна, сваи забивают в грунт молотом; глубина забивки устанавливается в зависимости от напряжений, предусматриваемых для свай на основе теоретических расчетов или из практического опыта; в некоторых случаях глубина забивки составляла от 15 до 30 м .

Удлинение свай достигается путем стыковой сварки отдельных элементов, изготавливаемых длиной от 10 до 14 м .

Защита стальных конструкций от коррозии осуществляется различными методами, выбор которых зависит от коррозионности среды.

Первая зона — постоянно погруженная в воду; забивка в подводный грунт. Сюда относятся элементы, опускающиеся примерно на $0,5 \text{ м}$ ниже уровня воды во время отлива. Элементы после пескоструйной очистки окрашиваются краской на цинковой основе и оборудуются катодной защитой.

Вторая зона — попеременного смачивания. Считается, что эта зона имеет длину от $0,5 \text{ м}$ во время отлива до $1,5 \text{ м}$ во время прилива. Защита от коррозии осуществляется при помощи цинковой оболочки толщиной около $2,5 \text{ мм}$; свободное пространство между цинком и сталью заполняется ингибированным бетоном.

Третья зона находится выше максимального уровня моря. Защита от коррозии заключается в пескоструйной очистке стальных конструкций и покрытии их краской на цинковой основе.

После нанесения первого слоя краски наносится второй слой краски на цинковой основе и другие слои непромокаемых красок на основе хлоркаучука и винила.

РАЦИОНАЛИЗАЦИЯ КАТОДНОЙ ПОДВОДНОЙ ЗАЩИТЫ (ПРИ БУРЕНИИ)

Бернар Хойце¹

Агрессивность среды зависит главным образом от чисто местных условий, в частности от обрастания подводной части, интенсивности морского течения, температуры, биохимического состава воды, волнения и других факторов. Эти факторы изменяются от одной точки к другой по мере срока службы оборудования. Поэтому не всегда можно определить срок службы защитных покрытий и требующуюся энергию для катодной защиты. Расходы же на антикоррозионные защиты зависят от срока их службы.

Если катодная защита осуществляется посредством растворимых протекторов, то энергия, резервируемая для предполагаемого срока службы, зависит не только от их общего веса, но также от единичного веса каждого протектора, так как их распределение обуславливается главным образом конфигурацией защищаемой поверхности.

Принимая во внимание особенности окружающей среды и состояние поверхности стали, на основе статистических (практических) данных можно подсчитать величину общей силы тока для катодной защиты оснований.

При применении катодной или протекторной защиты с использованием алюминиевых или цинковых анодов потенциал погруженных в воду поверхностей не превосходит 950 мв — величины, вполне надежной, и хорошо выполненные покрытия способны противостоять такому потенциалу.

Изменение во времени расходуемого тока бывает незначительным и зависит от скорости растворения анода.

ВЫБОР ТИПА КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

Расчет защитного покрытия для погружаемых поверхностей и оценка потребности в электрическом токе в зависимости от покрытия и условий работы производятся путем определения общего тока катодной защиты и вычисления распределения этих токов по горизонтальным и вертикальным плоскостям.

Расчет защиты стационарного основания отличается от расчета защиты передвижной или полупогружной установки.

Расчетные параметры изменяются в зависимости от глубины воды, в которой находится рабочая площадка. Поэтому оборудование катодной защиты должно быть выбрано с учетом этого различия.

При прогрессирующем повреждении покрытия значительно увеличивается потребление тока, потому что стойки, защищенные покрытием, составляют в процентном отношении значительную часть общей поверхности, находящейся под катодной защитой.

По мере износа покрытия пленка растворимых протекторов утончается и ее поверхность уменьшается. Поэтому для того, чтобы обеспечить нормальную катодную защиту, рекомендуется взамен старых анодов, которые в определенных условиях могут еще служить, установить новые аноды. Будет более рациональным с течением времени сместить старые аноды к участкам, имеющим защитные покрытия, а вместо них установить новые. Однако ввиду сложности демонтажа и смещения анодов целесообразно их не снимать, а в конструкциях необходимо предусматривать специальные места для дополнительной подвески новых анодов.

¹ Директор Противокоррозионного исследовательского общества, Париж. № 122.

При катодной защите с источником постоянного тока смена анодов значительно облегчается, так как защита может регулироваться вручную или автоматически в зависимости от реальных условий. Поэтому для защиты как стационарного основания, так и основания, установленного временно, предпочтение следует отдать катодной защите с источником постоянного тока.

ВЫБОР ТИПА И РАСПОЛОЖЕНИЯ АНОДОВ

Тип и расположение анодов следует определять одновременно с выбором самих устройств протекторной защиты, от этого зависит ее эффективность.

Рассмотрим вопрос о распределении токов и коэффициенте полезного действия анодов.

Облегченное решение, которое заключается, например, в блокировании растворимых анодов на защищаемой поверхности, как это делается для усиления защиты подводной части судов, без сомнения, имеет преимущество ввиду своей простоты, но оно может дать только посредственные результаты: во-первых, произойдет перезащита, вследствие чего на защищаемой поверхности появятся пузырьки водорода и покрытие разрушится, и, во-вторых, возникнет короткое замыкание между анодом и опорной поверхностью. Помимо этого, непосредственное наложение анодов на стенки всегда идет в ущерб коэффициенту полезного действия и однородности катодной защиты. Можно попытаться одновременно устранить эти помехи, вводя изолирующие экраны между анодами и металлическими конструкциями, но характеристики и прочность этих экранов проблематичны.

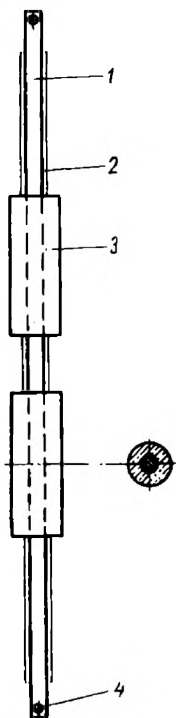


Рис. 1. Специальные аноды:
1 — арматура диаметром 40 мм, сталь оцинкованная, полутвердая; 2 — изолирующий кожух; 3 — цинковый, алюминиевый или магниевый анод диаметром 160 мм, длиной 500 мм; 4 — отверстие диаметром 15 мм для перемещений.

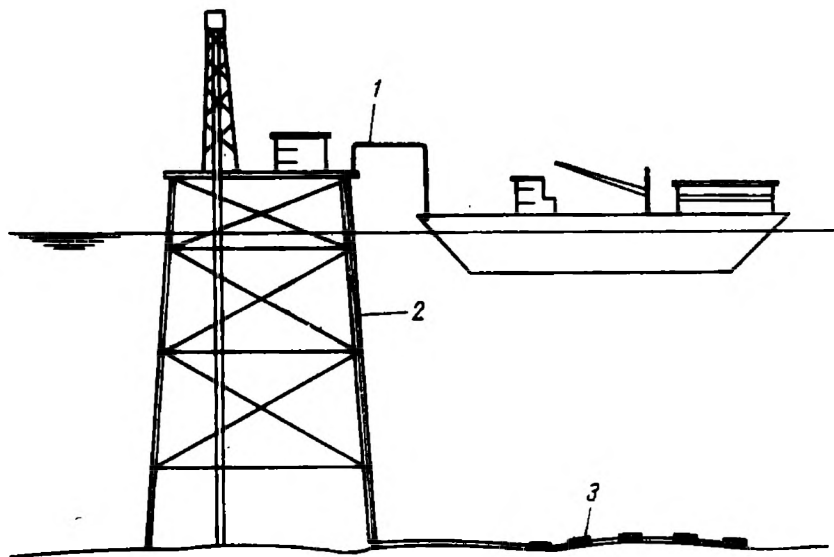


Рис. 2. Катодная защита платформы и тендера:
1 — эквипотенциальное соединение; 2 — защита кабеля при помощи желоба и направляющей; 3 — серия анодов из кремния, смонтированных на специальном кабеле.

Были сделаны специальные аноды (рис. 1), у которых арматура достаточно длинна, чтобы удерживать анод на расстоянии в несколько

десятков сантиметров от наиболее близкой защищаемой поверхности.

Для катодной защиты с источником постоянного тока предлагают игольчатые и другие нитеобразные аноды из титана или платинированного тантала.

Существуют также аноды из ферросилиция, которые могут быть прочно смонтированы на стальном или медно-стальном кабеле. Эти аноды укладываются на дно и ориентируются для лучшего распределения требуемых токов (рис. 2). Однако для очень длинных металлических эстакад, как, например, эстакады на Каспии, необходимо учитывать потери эффективности через внутреннее падение напряжения.

Можно также осуществить подобного типа монтаж на кабеле с растворимыми анодами (рис. 3), оборудуя их, например, в свободном пространстве между поперечинами стоек или даже на дне моря.

Необходимо, однако, избегать падения напряжения в стальном кабеле с проводимостью в десять раз меньшей медного кабеля. Например, в стальном кабеле длиной от 30 до 50 м, рассчитанном на силу тока в несколько десятков ампер, коэффициент полезного действия протекторов может значительно уменьшиться, несмотря на значительное сечение проводника (200 мм^2). Следовательно, необходимо создавать промежуточные соединительные пункты между кабелем и защищаемой конструкцией.

Вопрос о предотвращении снижения коэффициента полезного действия из-за падения напряжения является первостепенным для протекторов. Поэтому некоторые точки следует дополнительно крепить, кроме болтов «классического» типа, еще при помощи сварки. Это позволит полностью избежать потери напряжения, которое в установленном режиме катодной защиты составляет 0,2 в для цинка и алюминия и около 0,7 в для магния.

СОЕДИНЕНИЯ И ЭЛЕМЕНТЫ, СОЗДАЮЩИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ РАЗРЫВНОСТЬ

Как правило, вопрос об осуществлении электрической разрывности возникает только в случае, когда несколько совпадающих катодных защитных средств требуют различных уровней потенциала. Это относится главным образом к стационарному буровому или эксплуатационному оборудованию.

На полужакрепленных или подвижных платформах, где косвенная катодная защита распространяется на всю совокупность автономных подводных частей, можно примириться с потерями тока в направляющей трубе и буровых трубах.

С экономической точки зрения выгодно уменьшать потери, появляющиеся за счет неоднородности, так как они составляют значительный процент общего тока, особенно если покрытие подводных частей эффективно и хорошо сохраняется.

Обычно невозможно полностью ликвидировать потери, так как для этого понадобилось бы создать полную электрическую изоляцию меж-

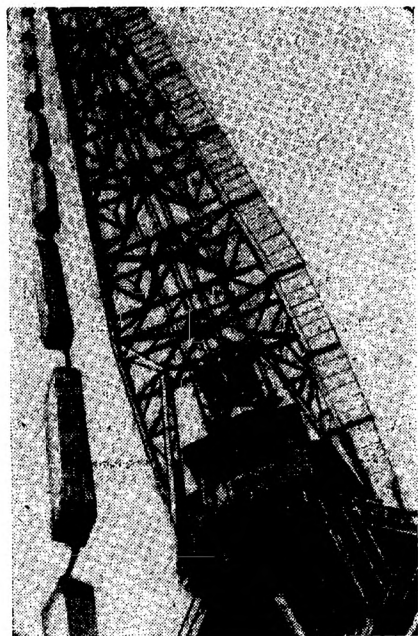


Рис. 3. Магниеые аноды весом 20 кг на стальном оцинкованном изолированном кабеле диаметром 20 мм.

ду массой платформы и буровым оборудованием, потому что простого изолирующего соединения сверху направляющей трубы недостаточно. Но можно заметно снизить эти потери, заключая направляющую трубу в изолирующую оболочку.

Катодная защита труб эксплуатационных скважин вызывает необходимость в распределении анодов и потенциалов.

На подводных месторождениях, эксплуатируемых без эстакад, катодной защиты обсадных труб обычно не требуется, а изолирующие муфты необходимы, если хотят создать анодную защиту магистрали. Наоборот, защита анодами с источником постоянного тока может быть совершенно достаточной для магистрали и устья скважины без изолирующих соединений.

Все эти случаи имеют свои особенности и должны быть изучены в зависимости от возможных источников энергии.

КОНТРОЛЬ ЗА ПОДВОДНОЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТОЙ

При пуске в эксплуатацию различных устройств необходимо тщательно проверять их эффективность и регулярно следить за ними в процессе работы.

За исключением процесса налаживания последующая работа растворимых анодов является почти такой же, как и энергетических анодов. Однако не следует интерпретировать первоначальные результаты как точные и окончательные, так как потенциал катодной защиты есть результат трех главных факторов:

- первоначального состояния поверхности защищаемого объекта;
- толщины и проницаемости пленки, созданной при катодной защите;
- деятельности окружающих деполяризующих агентов.

К этим факторам прибавляются для растворимых анодов электродвижущая сила, которая не остается постоянной, и способность к эмиссии, которая вследствие сокращения поверхности со временем уменьшается.

По этим причинам проверка катодной защиты не может быть проведена раз и навсегда, а должна проводиться периодически: один или два раза в год в зависимости от обстоятельств.

Вначале детальный контроль потенциалов может осуществляться посредством контрольного подводного электрода, обслуживаемого водлазом, который обследует состояние различных точек под водой, определяя состояние поверхностей, обнаженных или с покрытием, положение анодов и т. д.

Карта потенциалов, создаваемая на базе этого обследования, позволяет выбрать одну или несколько представительных точек катодной защиты и определить для каждой из них критический потенциал, гарантирующий общую эффективность. В редких случаях эти представительные точки перемещаются вследствие старения оборудования, но значения потенциалов, которые к ним относятся, могут изменяться. Следовательно, время от времени при периодическом контроле надо «эталонировать» представительные точки, одновременно выявляя на подводных частях обрастание, эрозию (разъедание) и осаждение. Такая методика упрощает обычный надзор за катодной защитой, позволяя при уменьшенном числе замеров быстро определять общий уровень потенциала.

Эту методику можно улучшить, прочно фиксируя в представительных точках электроды сравнения, соединенные с индикаторными устройствами, установленными на платформе. Эти устройства позволяют регулярно следить за катодной защитой, без специального oznакмления и без риска ошибки.

Цинк высокой чистоты дает великолепные результаты в качестве электрода сравнения. На рис. 4 показана принципиальная схема электрода, осуществленная со стандартным анодом, смонтированным только на изолирующей подкладке.

Индикаторное устройство, на которое передается по кабелю значение потенциала с этого электрода, может быть либо простым вольтметром, приводимым в действие кнопочным управлением, либо «катодным счетчиком» — аппаратурой статистического контроля, которая автоматически записывает число и продолжительность дефектов катодной защиты, регистрируя также уровень потенциала.

Применение индикаторных устройств и самописцев необязательно, но опыт показал, что они весьма полезны, особенно для надзора за многочисленным оборудованием. За неимением индикаторов или дополнительно к ним можно с успехом применять контрольные образцы для обнаружения коррозии, чтобы непосредственно наблюдать эффективность катодной защиты и состояние покрытий.

На рис. 5 показана схема образцов, которые могут быть помещены на подводную часть конструкции и легко сняты с нее. Разумеется, эти образцы должны быть изготовлены из такого же металла, как металл конструкции, находящейся под наблюдением, и они должны

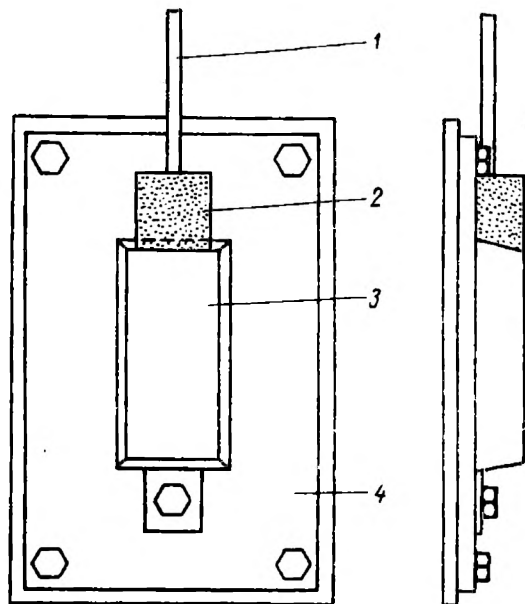


Рис. 4. Закрепленный цинковый электрод сравнения.

1 — соединительный кабель в изолирующей кожухе; 2 — герметичное соединение; 3 — стандартный анод из чистого цинка размером $200 \times 100 \times 40$ мм; 4 — изолирующая прокладка.

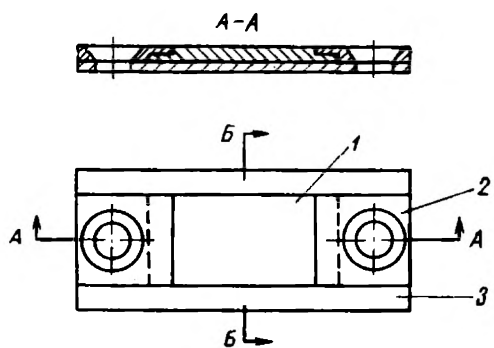


Рис. 5. Контрольный образец для коррозии из того же металла, что и конструкция, находящаяся под наблюдением. 1 — образец весом около 200 г, обработка поверхности $\nabla\nabla$; 2 — башмак, занимающий половину образца; 3 — прокладка с пазом.

быть распределены с различных сторон. Для самоподъемных платформ образцы можно размещать непосредственно возле опор. При верхнем положении опор монтаж и демонтаж образцов осуществляются очень легко. При стационарном основании накладывать образцы непосредственно на подводные части значительно труднее, но их можно группировать на металлической рейке, соединенной с конструкцией, находящейся под наблюдением.

Продолжительность испытания этих образцов в один год вполне достаточна для определения с необходимой точностью величины их коррозии путем взвешивания и визуального осмотра. Рекомендуется частично заключать образцы в прокладки, чтобы ограничить краевой эффект и проникновение паразитов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вследствие разнообразия конструкций, технологии эксплуатации и группировки подводного оборудования вопрос о противокоррозионной защите в каждом случае следует решать специально с учетом особенностей покрытий и катодной защиты.

Испытания модели в электролитической ванне являются наилучшим средством, облегчающим теоретические расчеты.

На созданных установках проверка контрольных образцов и наблюдение за потенциалом катодной защиты необходимы. При применении растворимых анодов сохраняются свободные места, благодаря чему облегчается установка новых анодов и полностью используются старые.

Катодная защита морских сооружений является наиболее экономически эффективным и надежным методом.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В МОРСКОЙ ЧАСТИ ИРАНА

А. Амир-Еганех, Д. М. Клари¹

Первая скважина на месторождении Дариус была заложена в октябре 1959 г. Четвертая скважина в ноябре 1961 г. выявила крупное месторождение. С тех пор на месторождении Дариус пробурено еще семь скважин и установлено промышленное оборудование, позволяющее закачивать в нефтеналивные суда до 16 тыс. м³ нефти в сутки.

РАЗРАБОТКА ПЛОЩАДИ ДАРИУС

На площади Дариус глубина моря приблизительно 50 м. С момента открытия месторождения для буровых работ использовалась плавающая буровая установка.

Основание стационарного типа для бурения было оборудовано в соответствии с применением плавающих установок тендерного типа. После окончания бурения скважины это основание используется для посадки вертолетов, обслуживающих скважины, а также для установки оборудования, обеспечивающего навигацию, и систем для химической обработки скважины.

Все скважины закончены в нижнемеловой формации на глубине более 3350 м. После окончания бурения поисковых скважин для дальнейшего исследования проектом предусматривалась обсадка скважин колонной диаметров 245 мм. Конструкция скважины состоит из 762-мм кондуктора, промежуточных и эксплуатационных колонн диаметром 508, 340 и 245 мм.

¹ № 126.

Скважины остановлены в интервале нижнемеловых отложений. Все скважины, за исключением одной, в продуктивном пласте не обсажены.

ОБОРУДОВАНИЕ СКВАЖИН

Скважины на площади Дариус оборудованы так, чтобы оставался кольцевой зазор для движения потока жидкости через трубы. При помощи колонны насосно-компрессорных труб, спущенной до кровли продуктивного пласта, в скважину спускают глубинные манометры, забойные пробоотборники и закачивают в скважину ингибиторы коррозии для защиты глубинного оборудования.

Все скважины оборудованы предохранительными клапанами, расположенными на достаточной глубине ниже дна моря, для защиты против прорыва морской воды в любой точке выше клапана.

Поток из кольцевого зазора отводится через одну колонну труб к пакеру, а затем через предохранительный клапан, расположенный в колонне труб, возвращается в кольцевой зазор. Эта колонна труб заканчивается непосредственно ниже пакера, а вторая, которая имеет клапан обратного давления, доходит до кровли продуктивного пласта. Предохранительный клапан автоматически открывает в любое время контрольную линию давления, которая выведена на поверхность и предназначена для уменьшения текущего давления на клапане. Клапан может быть приведен в действие различными поверхностными регуляторами. Оба клапана — и предохранительный и обратного давления — могут быть отремонтированы после подъема на поверхность.

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

Корродирующая среда в заливе довольно агрессивна из-за высокой температуры и высокой концентрации солей в морской воде. Для эффективной защиты поверхностей от коррозии применяются соответствующие покрытия, используется также катодная защита. Однако проблема коррозии на площади Дариус осложнена высокой концентрацией H_2S в пласте.

Защита от сероводорода, содержащегося в добываемой жидкости, осуществляется двумя путями: 1) повышением твердости по Роквеллу всех металлических частей, соприкасающихся с потоком жидкости из скважины; 2) таким оборудованием всех скважин, чтобы обеспечивалась закачка в нее химических ингибиторов непосредственно над продуктивным пластом. Специально предназначенные приборы контроля за коррозией установлены в различных точках, и закачка ингибиторов контролируется с минимумом затрат.

ТРУБОПРОВОДЫ

Продукция каждой скважины доставляется на о. Харг по 203-мм трубопроводам. Семь скважин имеют отдельные трубопроводы, а две скважины — один общий трубопровод. Длина этих трубопроводов в море составляет от 5,6 до 11,2 км.

На берегу восемь трубопроводов соединяются с главным трубопроводом. В точке соединения расход каждой скважины регулируется при помощи воздушного дроссельного клапана.

СРЕДСТВА ОБСЛУЖИВАНИЯ ПЛОЩАДИ ДАРИУС

Часть о. Харг используется для обслуживания бурения, переработки и погрузки сырой нефти. Ввиду отсутствия на острове электричества, воды и т. д. для нужд нефтедобычи были сооружены собственные средства обслуживания.

Остров Харг находится приблизительно в 40 км от материка. Он имеет около 6,5 км в длину в меридиональном направлении и около 3,2 км в ширину. Южная оконечность острова имеет высоту около 70 м, снижаясь до уровня моря на севере. Остров имеет благоприятное природное положение для размещения средств обслуживания и как пограничный участок. Восточное побережье защищено от непогоды. Кроме того, глубина моря около 18 м вполне достаточна для подхода крупных танкеров грузоподъемностью 100 тыс. т. Остров обслуживается регулярным воздушным транспортом.

ПОГРУЗОЧНАЯ СИСТЕМА

Налив танкеров осуществляется самотеком из любого хранилища через 914-мм подводную линию. Хранилище и загрузочный трубопровод расположены таким образом и клапаны соединяются так, что очищенный продукт сначала поступает в специальный резервуар, а потом в загрузочный трубопровод судна. Соединения допускают также подключение загрузочного трубопровода не более чем к одному резервуару.

Пять причалов для танкеров оборудованы якорями и плавучими бакенами. Суда дополнительно используют на причале два своих якоря. Танкеры загружаются сырой нефтью по одному. После того как танкер причалил, подводные шланги поднимаются со дна залива и соединяются с трубопроводом танкера. Контрольный пункт по управлению загрузочными операциями, откуда регулируется подача продукта в загрузочную линию, имеет радиосвязь с судном. В загрузочной линии может быть достигнут максимальный расход 6350 м³/ч.

СТОЯНКА ДЛЯ МАЛЫХ СУДОВ

У берегов острова сооружен причал малых судов компании, обеспечивающих буровые работы. Г-образный причал сооружен из камня и земли, заполняющих дамбу и мол. Стоянка расчищена на достаточную глубину для причаливания буксирных, рабочих судов и барж. На пристани все суда заправляются пресной водой и дизельном топливом.

СИСТЕМА ОБСЛУЖИВАНИЯ И УСЛОВИЯ ЖИЗНИ

На промышленной территории отведено место для жилья персонала, обслуживающего промысловое хозяйство и буровые работы, для учреждений, магазинов, складов и т. д. Предусмотрены также система сообщения, склады топлива и установка по опреснению воды.

Для обеспечения всего оборудования энергией имеется один дизель-генератор мощностью 1600 квт и две газовые турбины по 1250 квт, работающие на газе, получаемом от сепараторов нефти.

Дистиллированная вода готовится путем перегонки морской воды. Испаритель имеет производительность 38 л/мин дистиллированной воды. Дистиллированная вода накачивается через постоянно действующий хлоратор в резервуар. Из резервуара она подается в систему давления и распределяется для основного производства, жилого поселка и нужд стоянки судов.

Склады и территория хранилищ достаточно велики для хранения большого количества материалов и оборудования для бурения и переработки нефти.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ САФАНИЯ В САУДОВСКОЙ АРАВИИ

К. Дж. Лоумен¹

Месторождение Сафания простирается от морской зоны Саудовской Аравии и входит в нейтральную зону между Саудовской Аравией и Кувейтом. Часть месторождения, относящаяся к нейтральной зоне, известна под названием Кхафьи.

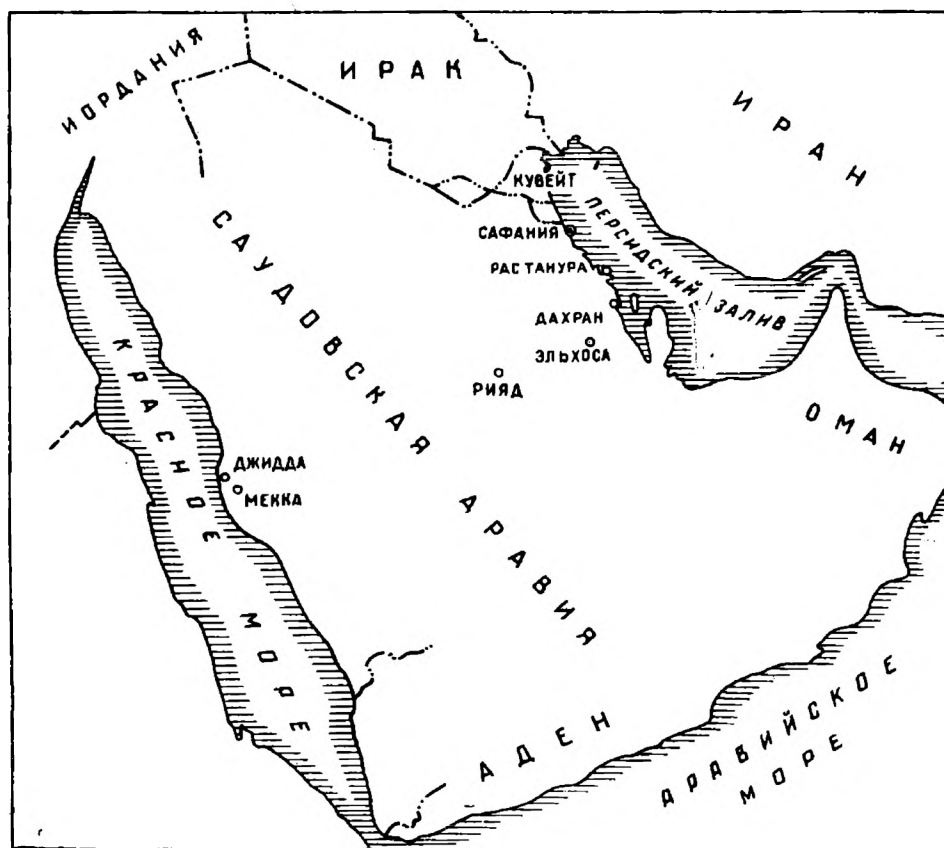


Рис. 1. Карта месторождения Сафания и Персидского залива.

Сафания (рис. 1), самое большое в мире морское месторождение, имеет протяженность около 62,7 км по направлению северо-восток — юго-запад. Установленные запасы оцениваются в 1,6 млрд. м³.

Месторождение открыто структурным бурением и затем нефтеносность подтверждена сейсмическими исследованиями. Скважина-первооткрывательница закончена бурением в августе 1951 г., а добыча начата в апреле 1957 г. В 1964 г. месторождение ежедневно давало в среднем 61,8 тыс. м³ нефти, а к концу 1965 г. добыча достигла 91,5 тыс. м³/сутки.

Средний суточный дебит одной скважины на месторождении Сафания составляет 1750 м³, а по некоторым скважинам достигает 3180 м³.

Все скважины в Сафании и Кхафьи закончены на один продуктивный горизонт. Этот горизонт является частью свиты Вазия мелового периода, залегающий на глубинах 1370 и 1525 м. Продуктивный горизонт сложен крупнозернистым рыхлым кварцевым песчаником.

¹ № 125.

Статический уровень нефти в скважинах Сафании находится примерно на глубине 290 м. Средняя пористость пласта в продуктивной скважине 26%, средняя проницаемость 6000 мд.

БУРЕНИЕ

Скважина-первооткрывательница пробурена со стационарного основания. В настоящее время используется морская дизель-электрическая буровая установка тендерного типа с самоподъемной платформой Ле Турно (рис. 2). Предельная глубина моря для этой платформы составляет 23,5 м при низком весеннем приливе в Индийском океане. Там, где глубина моря больше (северная часть месторождения), до настоящего времени используются стационарные основания.



Рис. 2. Морская буровая установка с тендерным судном.

Во время бурения несамоходный тендер располагается так, что его корма находится в 6,1 м от основания. Позиция тендера сохраняется благодаря восьми якорям весом по 7,1 т, которые устанавливаются по два с четырех сторон. При сильном волнении необходимо отходить от основания. Во время штормов бурение прекращается, все коммуникации разъединяются и тендерное судно отводится от платформы. Подъем и спуск платформ при высоте волн 0,61—0,92 м не производятся. Таким образом, из-за погодных условий потери времени составляют около 8—10% в год.

Буровые работы в море обслуживаются одним грузовым ботом и одним баркасом длиной 21,3 м. На грузовом боте доставляют обсадные трубы, сыпучие материалы, топливо, техническую и питьевую воду и другие материалы. Береговая база находится в Рас Танура Порт в 225 км. Бот проходит это расстояние за 10 ч и за цикл бурения одной скважины (около 12 суток) делает четыре рейса, доставляя 182 т обсадных труб, 208 т сыпучих материалов, 94,6 м³ дизельного топлива и столько же воды.

На тендере имеются жилые помещения. Две вахты работают каждая по 12 ч в течение двух недель, а затем вахта неделю отдыхает.

Текущими планами предусматривается вторая морская дизель-электрическая буровая установка с самоподъемной платформой, с полным комплектом оборудования и материалов, которая сможет работать при глубине вод до 61 м.

График на рис. 3 отражает развитие бурения скважин за 14 лет. На этом же рисунке представлены стандартные для Сафании и Кхафьи конструкции скважин.

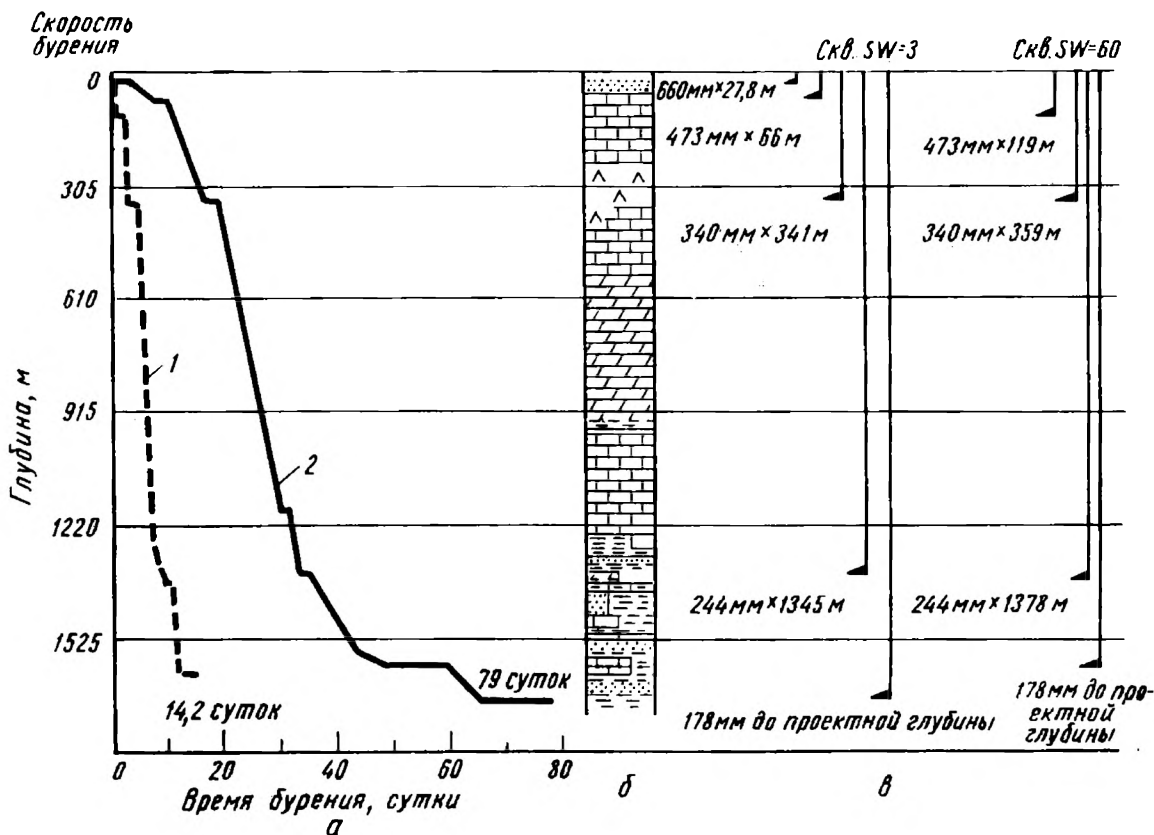


Рис. 3.

а — развитие бурения: 1 — скв. SW-60; 2 — скв. SW-3; б — типовой разрез месторождения; в — конструкции скважин.

Скважины бурят с промывкой водой до спуска 244-мм технической колонны, а затем глинистым раствором удельным весом до $1,28 \text{ Г/см}^3$.

При бурении скважины диаметром 311 мм встречается горизонт с сильным водопроявлением. Вода чрезвычайно коррозионно агрессивна и поэтому на бурильные трубы наносят пластиковое покрытие. В утяжеленных трубах в результате коррозии после проходки пяти скважин начинают появляться усталостные трещинки, в результате чего УБТ необходимо перенарезать.

МОРСКИЕ ОСНОВАНИЯ

Первое морское основание, сооруженное в Персидском заливе, было установлено на месторождении Сафания примерно в 1,6 км от берега при глубине воды 7,6 м. Конструкция основания была рассчитана на волну высотой 3 м, скорость ветра 22,3 м/сек.

Когда бурением подтвердилась промышленная перспективность месторождения, было приобретено буровое тендерное судно. Это позволило существенно уменьшить размер основания. Конструкция включала консольную стальную площадку, которая четырьмя опорами уста-

навливалась на армированные бетонные наголовники вертикальных и наклоненных стальных свай.

Конструкция была рассчитана на соответствующую волновую нагрузку и служила защитой для обсадных колонн скважины от повреждения судами и баржами.

В августе 1958 г. в работу была введена самоподъемная платформа Ле Турно в сочетании с тендерным судном. Эта установка освободила стационарное основание от бурового оборудования и поддерживающих его конструкций.

Стационарное основание было модернизировано в расчете на облегченное промышленное оборудование и лучшие метеорологические условия. Для уменьшения опасности, создаваемой движением судов, для перекрытия скважины были установлены подводные автоматически действующие задвижки. Результатом явилось уменьшение площади основания, функцией которого осталось только обслуживание скважины. Основание выполняется в виде опорной фермы с рабочей площадкой $2,75 \times 4,9$ м и с четырьмя вертикальными 406-мм опорами. Оно рассчитано на волновую и ветровую нагрузки и силы, возникающие при причаливании баркасов.

Высота опорной фермы для установки оснований при разных глубинах моря регулируется изменением расположения и числа поперечных звеньев. Когда бурение стало производиться на глубинах более 30,5 м и в районе с более высокими нагрузками на элементы конструкции, потребовался коренной пересмотр ее. Расчетная высота волн была увеличена до 11,7 м, а скорость ветра — до 29 м/сек.

Были разработаны и успешно установлены фермы с наклонными опорами, закрепленными тремя и четырьмя сваями. В ходе разработки этих оснований появилась новая конструкция, выгодно отличающаяся от стандартных (рис. 4).

Вследствие специфичности буровых работ не всегда можно точно рассчитать время сборки и установки опорной фермы. Необходимо также учитывать возможность бурения непродуктивной скважины, и в этом случае желательно избежать установки дорогостоящего основания. С учетом

Рис. 4. Основание с наклонными опорами.

всех этих факторов была разработана трехопорная конструкция, в которой обсадная колонна служит одной из опор, а две другие опоры выполняются в виде свай с двойным наклоном, пропущенных через опорную ферму (рис. 5).

По прибытии установки на место бурения с нее спускают направление до глубины около 15,2 м ниже слоя ила и цементируют его. Затем скважину бурят, как обычно, и после спуска обсадных колонн на необходимую глубину цементируют их. Получающаяся компоновка достаточно прочна, чтобы противостоять силам, которые возникают при штормовой погоде в этом районе.

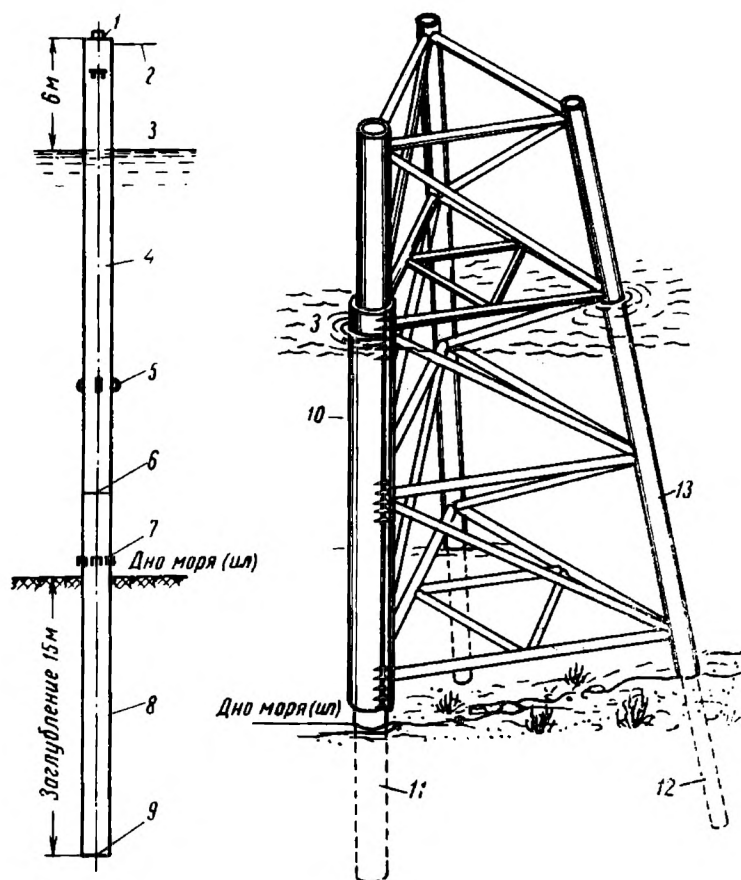


Рис. 5. Треугольное основание.

1 — уплотнительный фланец; 2 — верхняя часть; 3 — наинизший уровень воды при отливах в Индийском океане весной; 4 — стенка толщиной 19,05 мм; 5 — монтажное окно; 6 — переход толщины стенки; 7 — монтажное седло; 8 — стенка толщиной 24,6 мм; 9 — уплотнительный фланец; 10 — муфта диаметром 1119 мм с толщиной стенки 19,05 мм; 11 — обсадная колонна (направление) диаметром 976 мм; 12 — свая диаметром 508 мм; 13 — муфта диаметром 610 мм с толщиной стенки 9,52 мм.

Если скважина оказывается непродуктивной, ее заглушают, а обсадные трубы обрезают на дне залива и вывозят.

Если скважина имеет достаточный дебит, опорную ферму присоединяют к обсадным трубам при помощи болтов, через отверстия в ней заглубляют сваи и затем заканчивают установку основания.

За время разработки месторождения Сафания тип основания морской буровой менялся шесть раз, приближаясь постепенно к конструкции, наиболее выгодной в экономическом отношении и удовлетворяющей всем требованиям, предъявляемым гидрометеорологическими и технологическими условиями.

СИСТЕМА СБОРА НЕФТИ В МОРЕ

Система подводных трубопроводов, по которым смесь нефти и газа поступает от скважин к расположенным на берегу сепараторам, представлена на рис. 6. Основные элементы этой системы — три ос-

новых трубопровода большого диаметра, морские основания под сборные пункты и линии, соединяющие отдельные скважины с этими основаниями или основными трубопроводами. Линии от скважин и трубопроводы покрыты бетоном и проложены по дну залива. На основаниях, где собирается нефть с нескольких буровых, размещаются манифольды и задвижки. Манифольды соединены с линиями от скважин, а общий стояк подводит нефть от основания вниз к основному трубопроводу.

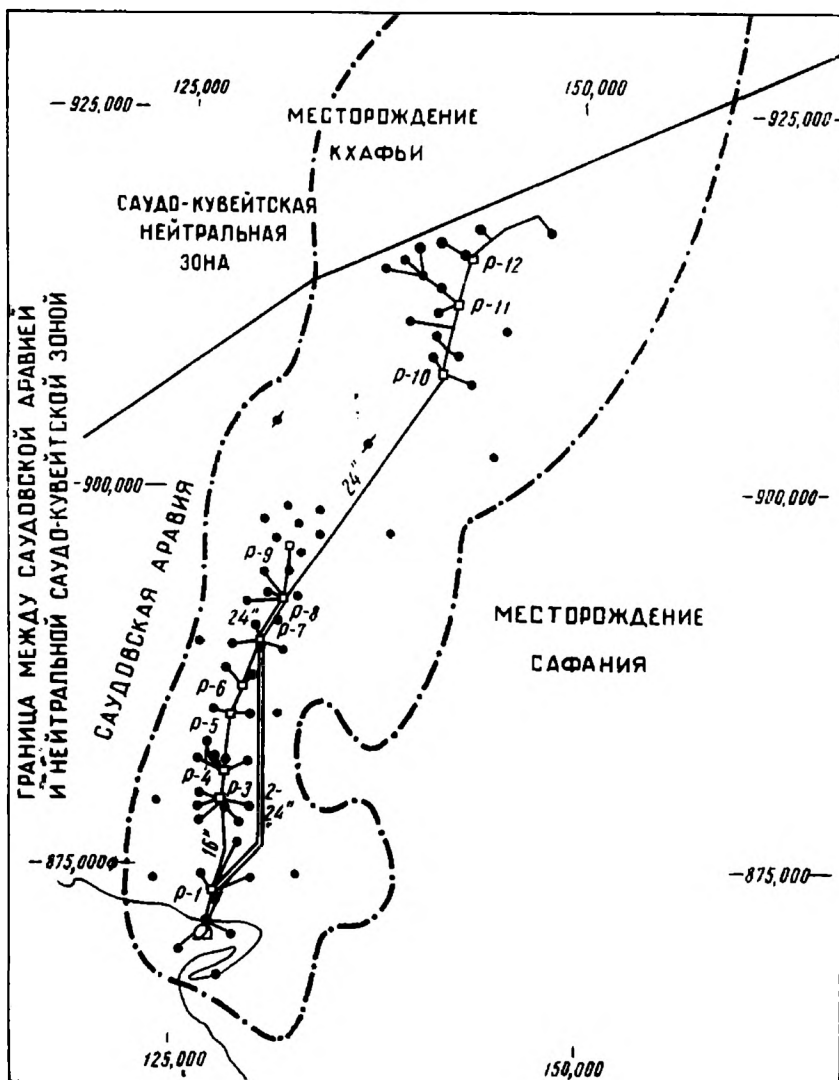


Рис. 6. Система сбора продукции.

Основных трубопроводов три: южный диаметром 390 мм, центральный и северный диаметром по 585 мм. Эти трубопроводы подают всю продукцию скважин на берег. В случае перекрытия одного из районов добычи возможно параллельное подключение трубопроводов для увеличения суммарного дебита из двух остальных районов. В основных трубопроводах установлены управляемые гидравлически с оснований шаровые задвижки, которые перекрывают отдельные участки при производственной необходимости или в случае аварии. Всего имеется 11 оснований под сборные пункты, на которые поступает продукция из скважин отдельных участков, входящих в три основных района добычи на месторождении.

Для уменьшения затрат на прокладку трубопроводов к отдельным скважинам нефтесборные пункты размещают в центре участка.

Меры борьбы с коррозией морских сооружений удобнее рассматривать отдельно по следующим трем зонам: 1) подводная зона, где катодная защита при наличии или отсутствии защитных покрытий обеспечивает устранение коррозии; 2) зона периодического смачивания и 3) зона морской атмосферы, где защита может осуществляться путем нанесения антикоррозионных покрытий.

Размещение этих зон по отношению к уровню моря с учетом приливов и отливов для района Сафании показано на рис. 7.

Подводная зона

Катодная защита погружных стальных конструкций является необходимым и экономически выгодным средством устранения коррозии. При недостаточно хорошем покрытии и без катодной защиты в подводных линиях в Персидском заливе за время менее чем 10 лет были обнаружены сквозные отверстия. Трубопроводы с хорошим покрытием и при соответствующей катодной защите через 12 лет службы почти не имеют следов коррозии. Специалисты считают, что наиболее эффективной является катодная защита линий, предварительно защищенных специальными противокоррозионными покрытиями.

В Сафании для подводных трубопроводов используются асфальт и каменноугольная смола. Бетонная наружная рубашка применяется для придания трубопроводу отрицательной полавучести и обеспечения устойчивости его положения на дне моря. Так как трубопроводы прокладываются непосредственно по дну моря, тяжелая рубашка служит одновременно защитным кожухом от возможных повреждений антикоррозионного покрытия под действием течения при приливах-отливах, во время укладки и перемещений трубы.

Вначале на месторождении Сафания для катодной защиты использовались размещенные на морском основании выпрямитель и два дизель-генератора. Эксплуатация и обслуживание таких дизель-генераторов оказались сложными и дорогими. Поэтому при установке оборудования для добычи в северной части месторождения было решено применить протекторную защиту цинковыми анодами. Аноды были установлены вдоль трубопроводов на различных расстояниях в виде рубашек или отдельных блоков, которые ставились на верхней части труб, снабженных защитным покрытием. Такое решение позволило соединять аноды с трубами на берегу или на барже, прокладывающей трубопровод. Ожидалось, что эти аноды смогут служить 14—16 лет без замены, но позднее полученные экспериментальные данные (после трех лет работы) показали, что цинковые аноды могут обеспечить эффективную защиту в течение 20 лет.

Сравнительно недавно были разработаны аноды из алюминиевых

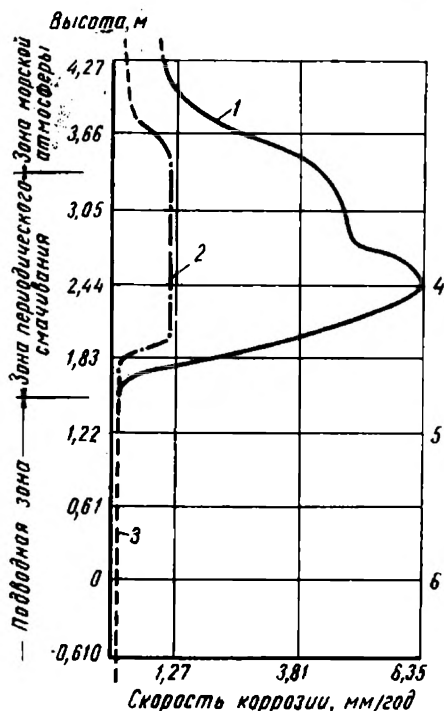


Рис. 7. Скорость коррозии для стали с защитным покрытием и без защитного покрытия.

1 — сталь без покрытия; 2 — сталь с покрытием; 3 — катодная защита; 4 — наивысший уровень воды при приливах в Индийском океане (весна); 5 — средний уровень; 6 — наивысший уровень воды при отливах в Индийском океане (весна).

сплавов, которые несколько дешевле цинковых. Они используются при сооружении промышленного хозяйства в центральной части месторождения Сафания. По имеющимся данным, они очень эффективны и смогут служить до 20 лет.

В течение нескольких лет в Сафании применялись магниевые аноды. Сначала их подвешивали с оснований, но после постоянных обрывов кабелей, к которым прикреплялись аноды, их стали укладывать на дно моря; соединение с основанием производилось над поверхностью воды при помощи электрокабеля с изоляцией.

Эти аноды обычно служили в течение двух лет. В северной части месторождения Сафания применялись цинковые аноды. Они имели стальной сердечник, при помощи которого присоединялись сваркой к поясам оснований при установке в море. В таком виде система защиты работала вполне удовлетворительно; расчетная стойкость цинковых протекторов превышает 12 лет. В настоящее время на всех новых морских основаниях применяются более экономичные аноды из алюминиевых сплавов.

Для морских оснований закончена разработка проекта замены всех магниевых анодов анодами из алюминиевых сплавов с проектной стойкостью 12 лет. Аноды будут укладываться на дно моря и соединяться с основаниями и трубопроводами, изолированными медными кабелями.

Несколько лет назад в Персидском заливе проводились опыты сопоставления плотности тока для защиты голых стальных свай и свай с покрытием. Опыты показали, что после установления равномерной защиты и достижения поляризации в обоих случаях ток должен иметь приблизительно одинаковую плотность. В результате этой работы все стальные основания, которые должны быть погружены в воду, оставляются без покрытий. Быстрая поляризация достигается при подвеске с оснований длинных прессованных магниевых лент, обеспечивающих высокую плотность тока в течение одной-двух недель прежде чем они выйдут из строя.

Применение незащищенной стали для погруженных под воду поверхностей рекомендуется только для тех морских оснований, где стальные элементы сконцентрированы на сравнительно небольшой площади. Катодная защита трубопроводов, простирающаяся на 1200—1500 м от источника электроэнергии, в условиях Сафании невыгодна из-за быстрого затухания силы защитного тока, что вызывает неравномерную защиту на больших расстояниях.

Катодная защита буровых и эксплуатационных оснований частично предохраняет также установленные в скважине обсадные колонны, так как основания и трубы обсадных колонн, рассматриваемые как проводники электричества, соединены между собой. В Сафании, где используются протекторы для защиты обсадных труб, в среднем достаточно 12 а. Для большей части скважин месторождения плотность тока соответствует примерно 1 ма на 0,09 м² обсадной колонны. Полная глубина, до которой доходит равномерная защита, не выявлена.

Зона периодического смачивания

Исследования, проводившиеся в течение ряда лет, показывают, что скорость коррозии металлоконструкций в зоне периодического смачивания составляет 0,635 мм в год.

Замеры стальных свай там, где попытки поддержания защитных покрытий в зоне периодического смачивания имели ограниченный успех, свидетельствуют о том, что зона периодического смачивания начинается примерно на 0,3 м выше основной линии отлива и проходит вверх на 1,8 м.

В Сафании Н-образные сваи для буровых оснований перед заглублением покрывают каменноугольной смолой. Были предусмотрены меры по восстановлению покрытия. Несмотря на некоторые недостатки органических покрытий, обеспечивающих эффективность лишь при определенных условиях, эти меры существенно увеличили стойкость металла оснований. Максимальная средняя скорость коррозии при выполнении намеченных мер в Сафании менее 0,635 мм в год.

Ранее построенные основания, где эти меры не осуществлялись, потребовали усиления или замены многих свай.

Экономический анализ показал, что на месторождении Сафания дешевле устанавливать цилиндрические элементы из долговечного монель-металла, чем создавать защиту стали от коррозии. Повреждения обшивки из монель-металла судами или плавающими обломками после монтажа основания незначительны. Поверхности непосредственно над стыком монель-металла и стали в верхней части обшивки необходимо тщательно защищать покрытием, так как сталь по отношению к монель-металлу является очень хорошим анодом.

Зона морской атмосферы

Контроль за коррозией в зоне морской атмосферы связан главным образом с выбором стойкого покрытия и способа его нанесения. В течение ряда лет применялось несколько различных систем покрытий. Ни одна из них не дала желаемого результата, однако постепенно эффективность защиты удалось повысить.

Первое время в Сафании все новые стальные конструкции морских оснований покрывались горячей каменноугольной смолой. Вскоре ее заменили многослойным покрытием хлорированной резины. Для измененного типа эксплуатационного основания была разработана система винилового покрытия, что обеспечило существенное повышение долговечности. Было испытано также несколько новых видов покрытий (все они были нанесены на заводах в Европе). Однако ни одно из них не оказалось лучше винилового. Наконец, для всех новых морских оснований был предложен органический цинковый силикат, покрытый слоем эпоксидной смолы, модифицированной фенолом.

При восстановлении покрытия вместо наносимой в холодном виде каменноугольной смолы стали применять хлорированную резину, а затем высыхающий на воздухе эпоксидный эфир, который используется и сейчас. В этом многослойном покрытии, наносимом сразу же после пескоструйной обработки поверхности, отдельные слои имеют яркие цвета, последний слой окрашен светлой краской. Это улучшает покрытие и облегчает проведение последующих осмотров.

Было установлено, что при хорошем проветривании конструкции эффективность и срок службы покрытия увеличиваются. В соответствии с этим рекомендуется с оснований (где это возможно) снять деревянные настилы.

Серьезная проблема и одна из причин травматизма — это быстрый износ стальных решеток, используемых для настилов. В настоящее время на новых основаниях успешно применяются алюминиевые настилы, изолированные от стальных частей основания.

ДАЛЬНЕЙШИЕ РАЗРАБОТКИ В МОРЕ

Месторождение Сафания до настоящего времени еще полностью не изучено.

Недавно открыто три новых месторождения на площади, простирающейся в море на 105 км (от берега) при глубине воды до 61 м.

На месторождении Сафания пропускная способность двухфазной системы сбора продукции почти достигла своего предела. Для дальнейшего повышения добычи на северном участке потребуется размещение оборудования для первичной обработки продукции скважин непосредственно в море.

Основные задачи текущего и последующего периодов следующие.

1. Продолжение изысканий более эффективных мер защиты от коррозии.
2. Разработка более эффективных средств контроля состояния подводных частей конструкций и ремонта подводных трубопроводов.
3. Создание экономически выгодного метода заканчивания скважин с размещением устьевого оборудования на дне моря.
4. Улучшение средств связи и транспорта по мере роста добычи и увеличения расстояний.

МОРСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ДЖЕЛА

Дж. Пальюджи¹

Месторождение Джела, расположенное в южной части о. Сицилия, является в настоящее время единственным нефтяным месторождением в зоне Средиземного моря.

Это месторождение характерно тем, что добываемая нефть очень высокой степени вязкости. Такая характеристика нефти ставит определенные эксплуатационные задачи, которые требуют очень своеобразных решений. По этим двум причинам мы полагаем, что тема заслуживает краткого рассмотрения.

РАЗВЕДКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЖЕЛА

Разведка морских месторождений Джела была проведена при помощи установки, состоящей из подвижной платформы типа Ле Турно и самоходной баржи-тендера. Конструкция этой баржи, построенной в 1959 г. в Италии, вполне соответствует современному уровню техники.

Передвижная платформа позволяет вести бурение при глубине воды 22,86 м. В прибрежной зоне Джелы глубина воды достигает 15 м, но большая часть структур находится на глубине приблизительно 10 м. Грунт морского дна песчаный с переходом в глинисто-песчаный. В такие грунты легко забиваются сваи обычным способом.

Защита разведочных скважин осуществляется обычными металлическими решетчатыми конструкциями на четырех наклонных сваях диаметром 609,6 мм.

Волны в этом районе могут достигать высоты около 7,62 м, а скорость ветра максимум 100 км/ч. Но такие условия возникают приблизительно 3—4 раза в год. Море же редко бывает спокойным, особенно после полудня.

Время бурения скважин составляет в среднем от 60 до 70 дней.

¹ Начальник отдела морского и бурового оборудования АЖИП, Компания группы ЭНИ. № 129.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОРСКИХ УЧАСТКОВ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В результате анализа таких факторов, как возможные осложнения при бурении скважин, продолжительность бурения, размещение скважин и возможность их отклонения, затраты на капитальный ремонт скважин, а также в результате технико-экономического анализа было решено эксплуатировать месторождение при помощи стационарной платформы. Стоимость такой эксплуатации в условиях Джелы примерно на 50% ниже по сравнению с эксплуатацией передвижного основания.

Главной причиной выбора стационарной платформы было отсутствие подъемного механизма.

В порту Ликата, вблизи Джелы, была создана временная платформа специальной конструкции. На платформе установлен 25-тонный подъемный кран. Конструкция была оборудована кессоном, спускаемым на воду и буксируемым до местоположения продуктивной скважины. Платформу устанавливали таким образом, чтобы она соединялась с продуктивной скважиной. Затем заглубляли сваи и устанавливали площадку.

ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАЦИОНАРНЫХ ОСНОВАНИЙ

Стационарное основание № 1 в Джеле представляет собой платформу «классического типа» с площадкой размером 1300 м². Она опирается на дно при помощи 20 ног. Площадка закрепляется на дне моря анкерными сваями. Их забивают в песчано-глинистый грунт на глубину около 35—40 м.

Основание снабжено подъемным краном Клайд в 25 т, перемещающимся по рельсам вдоль палубы. На борту платформы созданы жилые помещения на 40 человек и вертолетная площадка.

На площадке, помимо основного бурового оборудования, имеется специальный цементировочный агрегат Халлибуртон и аппаратура Шлюмберге для электрометрических работ.

До платформы, находящейся на расстоянии 1800 м от берега, проложено два трубопровода диаметром 60 мм: один для водоснабжения, другой для подачи глинистого раствора.

В соответствии с правилами техники безопасности электрическое оборудование выполнено взрывобезопасным.

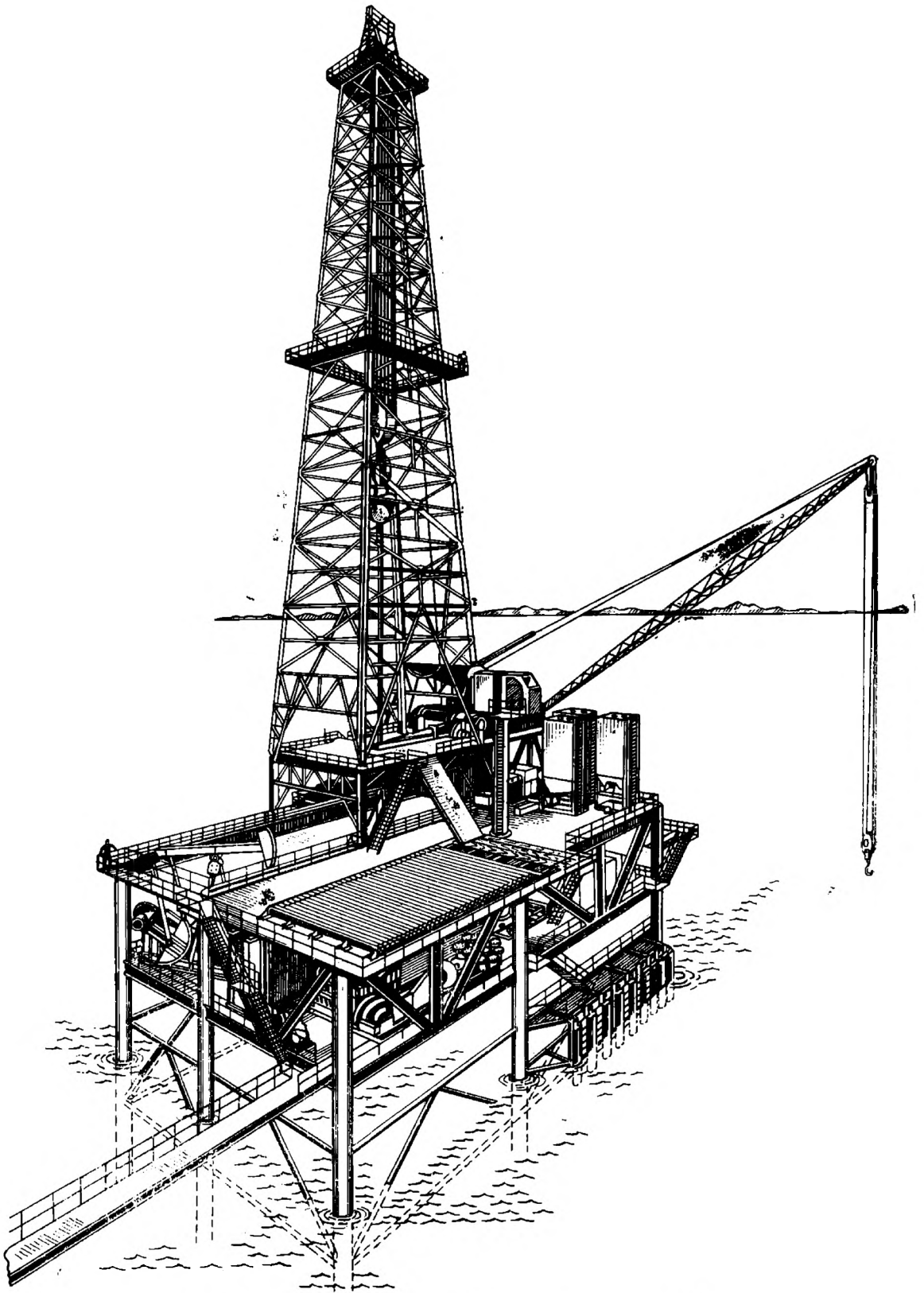
С основания наряду с вертикальной скважиной были пробурены шесть наклонных скважин. Угол отклонения этих скважин составил 25°, отклонение осуществлялось на длине около 650 м. Искривление скважин повлекло за собой увеличение времени бурения приблизительно на 20%, но не создало никаких затруднений.

В настоящее время шесть скважин находятся в нормальной эксплуатации.

Установка Кардвелл для вскрытия пласта смонтирована на основании. Она может обслуживать шесть наклонных и одну вертикальную скважину. Для предохранения основания от коррозии применяется катодная защита. Общий вес полностью оборудованного основания — около 1200 т.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОСТАЛЬНОЙ ПОДВОДНОЙ ЗОНЫ

Большая часть подводной зоны эксплуатируется наклонными скважинами, заложенными на берегу. Они отклоняются в интервале от 600 до 1000 м; одна из них была успешно отклонена даже на глубине 2000 м.



Месторождение Джела. Стационарное буровое основание № 2.

Западная часть месторождения эксплуатируется при помощи основания № 2 (см. рисунок). С этого основания можно производить ремонтные работы в одной скважине, не прекращая работу в других скважинах; станки-качалки оборудованы таким образом, что они не мешают ремонтным работам.

Верхняя палуба основания предназначена для бурения и размещения эксплуатационного оборудования, на нижней палубе находятся противокоррозионные установки и станки-качалки. Общий вес основания с оборудованием составляет около 1000 т. Основание снабжено полноповоротным краном грузоподъемностью 35 т, цементировочным агрегатом Халлибуртона и аппаратом Шлюмберже для электрометрических работ.

Это основание связано с сушей трубопроводами, уложенными на эстакаду: один из них предназначен для воды, другой для газойля, третий для бурового раствора. С основания можно бурить пять или шесть наклонных скважин с тем же отклонением, что и с основания № 1. Основание работает при глубине воды 10 м.

Техническая характеристика основания

Платформа

Глубина погружения, м	10
Первая площадка (нижняя), м:	
максимальная длина	29
максимальная ширина	20
высота площадки над уровнем моря	7
Вторая площадка (верхняя), м:	
максимальная длина	29
максимальная ширина	10,80
высота площадки над уровнем моря	13
Общий вес, т	960
Максимальная несущая способность, т	3500

Буровое оборудование

Буровая установка Айдеко S7-11 с вышкой 9,14×9,14, высотой 41,47 м	
Глубина бурения, м	5000
2 буровых насоса «Пиньон»	T-880
Мощности оборудования, л. с.:	
3 мотора GM6-110 спаренные, общей мощностью	1260
	(буровой привод)
4 мотора GM6-110 спаренные, общей мощностью	1680
	(насосный привод)
2 мотора GM6-110 одиночные, общей мощностью	450
	(цементировочное оборудование)
2 группы электрогенераторов общей мощностью	220
Общая мощность оборудования	3610
Грузоподъемность крюка, тыс. т	200

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Выполнение ремонта скважин со стационарной платформы не представляет особых трудностей, которые могут возникнуть при ремонте некоторых скважин, пробуренных с плавучих оснований. Капитальный ремонт одной из скважин был осуществлен с плавучей платформы «Патгуро» типа Ле Турно. При песчаном грунте и небольшой глубине (не более 10 м) ремонтные работы, которые проводились впервые с плавучего основания, прошли удачно. Установка была отцентрирована над скважиной. Допустимое перемещение установки над скважиной не превышало нескольких метров в длину и одного метра в ширину.

Ремонт с плавучего основания осложняется с увеличением глубины и появлением сложных инженерно-геологических условий.

Для перемещения ремонтной установки использовались бортовые лебедки и якоря. Сначала платформу устанавливали на расстоянии 50 м от скважины, а затем после проверки — непосредственно над скважиной.

Позже с платформы «Пагуро» была пробурена скважина в 7,5 км от берега, оказавшаяся непродуктивной. Вместо обычно используемой в таких случаях опорной плиты была спущена 660-мм труба, шарнирно соединенная с платформой. Эта труба поддерживала устьевое оборудование и превенторы вплоть до заканчивания скважины.

ПОДВИЖНОЕ ОСНОВАНИЕ «ПАГУРО»

Это основание — типа Ле Турно, одна из новейших конструкций подобного типа. Основание имеет вертикальные опоры, автоматический подъем и электрический привод; оно может работать при глубине воды до 40 м.

Основание сконструировано Ньюо Пиньоном и начало работать в августе 1963 г. После ввода в эксплуатацию установка пробурила около двадцати скважин в Адриатическом море и Сицилийском проливе.

На основании смонтирована буровая установка Идеко-Пиньон Е-2500 для бурения на глубину 6096 м. Привод осуществляется от дизель-электрической станции Фиат-Джеко с установленной мощностью около 4000 л. с.

Основание снабжено жилыми помещениями на 55 человек с кондиционированием воздуха. Оно обслуживается вертолетом, транспортным судном, судном для смешанных перевозок персонала и материалов и пассажирским катером на 20 человек.

II

Строительство подводных трубопроводов, морской транспорт сжиженных нефтяных газов

Л. Константин¹

УПРОЩЕНИЕ МЕТОДА ПРОКЛАДКИ ГЛУБОКОВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА НА СРЕДНИХ И МАЛЫХ ГЛУБИНАХ

ВВЕДЕНИЕ

Рассмотрим, в какой мере метод прокладки стальных трубопроводов на большую глубину может быть упрощен при прокладке на незначительных или средних глубинах.

Напомним, что принцип метода, который был испытан в Средиземном море на глубинах до 2600 м, должен на настоящем Конгрессе².

УПРОЩЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С УМЕНЬШЕНИЕМ ГЛУБИНЫ

Предварительная гидрографическая программа

Успех прокладки подводного трубопровода и его сохранность непосредственно связаны с качеством и точностью гидрографических и океанографических исследований, осуществляемых на трассе.

Можно легко представить себе воздействие рельефа, если учесть, что напряжения изгиба, возникающие в трубопроводе из стали, без снижения веса, уложенном на препятствие в виде «пика» или «выступа» с высотой h , равно

$$\sigma = k\sqrt{h} \text{ кг/мм}^2,$$

где k зависит от свойств и удельного веса транспортируемого продукта и равно 25—30. Отсюда видно, что предел упругости может быть достигнут при высоте выступа в несколько метров в зависимости от применяемой стали. За этим пределом начинаются пластические деформации изгиба и овализация труб, которые могут привести к сплющиванию, если наружное гидростатическое давление будет высоким (в действительности разность между наружным и внутренним давлением). Как мы увидим далее, эта опасность незначительна для глубин, не превосходящих нескольких сотен метров. Отсюда следует, что точность изысканий по трассе на средних глубинах может быть менее детальной, нежели на больших глубинах.

¹ Начальник отдела «Технические исследования и реализации». Службы «Изучение сетей и автоматические расчеты» при Управлении по исследованиям и изысканиям Электричества Франции, № 402.

² См. доклад г. Ш. Бродо, № 401.

Так, если исследования подводной зоны на большой глубине представляют собой очень сложную операцию, связанную с использованием тщательно подготовленных, достаточно сложных исследовательских средств повышенной точности (гидрографический лот с повышенной разрешающей способностью, фото-киноаппараты, выдерживающие высокое давление, приспособления для буксировки на больших глубинах и т. д.), то глубины, не превышающие нескольких сотен метров, могут быть исследованы более простым оборудованием. Продолжительность и сложность операций по исследованию дна с отбором грунтов также снижаются.

Простота и надежность еще более возрастают на глубинах в несколько десятков метров, где водолазы могут обследовать признанные сомнительными при зондировании места и расставлять буи на препятствиях.

Следует, однако, отметить технические трудности собственно по исследованию, а не затруднения по выявлению подходящей трассы, которые могут быть более сложными при незначительных и средних глубинах.

Трубы и принадлежности

Известно, что совершенно круглая труба, находящаяся под высоким внешним давлением, может смяться в результате двух различных причин:

— вследствие пластических деформаций еще до того, как максимальное тангенциальное напряжение достигнет предела упругости металла. Речь идет о явлении неустойчивости, вызываемом развитием изгибающего момента, быстро возрастающем с деформациями, которые он же вызывает;

— вследствие разрушения металла, если может быть достигнут предел упругости до появления пластических деформаций.

Кроме того, первоначальная овальность труб влияет на появление изгибающего момента по оси и на увеличение разрушающих тангенциальных (касательных) напряжений.

Таким образом, отношение l/D (толщина/диаметр) для стальной трубы, проложенной на глубину H (м) при коэффициенте безопасности, равном 2,5 для принятой глубины, с учетом незначительной заводской овальности, должно превышать одновременно два следующих значения:

$$\frac{l}{D} \geq \frac{1}{36} \sqrt[3]{\frac{H}{400}}$$

и

$$\frac{l}{D} \geq \frac{1}{2\sigma} \frac{H}{400}.$$

Соотношение $\frac{l}{d}$ для наиболее тонких труб из рассматриваемых в настоящее время с нулевым кажущимся весом будет $\frac{l}{D} = \frac{1}{30}$.

Таким образом, можно заключить, что до глубины в 600 м первое условие всегда удовлетворяется, а второе условие на тех же глубинах при пределе упругости металла $\sigma \geq 24 \text{ кг/мм}^2$ также дает меньшие значения, чем те, которые обычно используются при учете других напряжений, которые могут быть приложены к трубе (внутреннее рабочее давление, устойчивость на дне и в процессе различных перемещений, которым далее будут даны определения).

Таким образом, имеется некоторая свобода действий при меньших глубинах и можно допустить менее строгие требования на заводские допуски; в частности, имеется в виду толщина труб, их вес и др.

Возможность использования сталей обычного типа упрощает, кроме того, процесс сварки труб.

Что же касается стыкующих муфт, предназначенных для соединения элементов на борту корабля-трубоукладчика, то снижение наружного давления, вследствие уменьшения глубины прокладки, позволяет принять значительно более простую конструкцию муфт и технологию соединения труб непосредственно в море.

Первичная система облегчения трубопровода

Если трубопровод предназначен для транспортировки продукта под давлением, не превышающим нескольких десятков атмосфер, отношение $\frac{l}{D}$ выбирается, как это было уже отмечено, близким к $\frac{1}{30}$ и кажущийся вес трубы с учетом веса футеровки становится близким к 2 кг/м. Первичная система снижения веса при укладке не предусматривается.

Это позволяет значительно упростить прокладку трубопровода главным образом для случаев, когда применяют легкий бензин, снабжение, хранение и использование которого связано с серьезными трудностями.

Если, наоборот, трубопровод должен транспортировать природный газ под повышенным давлением, отношение $\frac{l}{D}$ может быть выше $\frac{1}{30}$, и линейный кажущийся вес может быть более значительным. Тогда вес можно снизить при помощи, например, расширенного полистирола, так как на средних глубинах не возникает опасности потери плавучести при его разрушении или проникновении в него воды.

Вторичная система облегчения трубопровода

Напомним, что дело касается системы облегчения, образованной поплавками, плавучесть которых снижается с увеличением глубины. Эта система придает трубопроводу добавочную плавучесть, необходимую для его транспортировки буксировщиками, и сообщает в процессе укладки верхней части S-образной кривой форму, приближающуюся к цепной линии, вогнутость которой повернута вниз.

Для прокладки на большой глубине изготавливаются металлические поплавки, которые предварительно накачиваются воздухом или азотом под давлением до 20 кг/см² в зависимости от глубины. Поплавки должны иметь ряд устройств (вентиль, предохранительный клапан и т. д.), работа которых должна быть тщательно исследована.

На средних глубинах можно использовать менее дорогие поплавки без начального давления или под слабым давлением.

Для средних глубин могут быть рекомендованы:

— металлические поплавки, снабженные простым отверстием в нижней части. Испытания поплавков такого типа дали удовлетворительные результаты при прокладке на глубине 120 м трубопровода с весом 3 кг/м в воде;

— резиновые или пластмассовые поплавки, накаченные под давлением в несколько сотен граммов на один квадратный сантиметр. По сравнению с металлическими поплавками они не нуждаются в плавучести, компенсирующей их вес и предназначенной для того, чтобы избежать перевертывания поплавков с переменной емкостью на какой-либо глубине и потери ими газа.

Морские работы

При работах на небольших глубинах моря можно отказаться от глубоководных лебедок, снабженных специально исследованным канатом, нагрузка на который может достигнуть 10—15 Т, а также от использования специальных кораблей, в частности от корабля, предназначенного для прокладки глубоководных кабелей.

Продолжительность погружения трубопровода на дно в случае плохой погоды, а затем восстановления S-образной кривой, соответственно более короткая. Уменьшение глубины прокладки позволяет значительно упростить процесс работы и обеспечить более безопасную организацию работ. Кроме того, при работе на малых глубинах имеется возможность проводить водолазные работы в случае, например, повреждения системы разгрузки.

ПРОКЛАДКА ПРИ НАЛИЧИИ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ МОРСКИХ ТЕЧЕНИЙ

Морские течения всегда осложняют прокладку подводных трубопроводов, особенно если эти течения сохраняют еще значительную величину в непосредственной близости от дна моря.

Поэтому во избежание больших перемещений трубопровода в процессе укладки и обеспечения необходимой устойчивости его на дне необходимо применять трубы с достаточно большим кажущимся весом. Это достигается путем утяжеления труб различными методами. Другими словами, необходимо, чтобы отношение гидродинамической поперечной нагрузки к кажущемуся весу было не очень велико. Представляется достаточной величина порядка $\frac{1}{3}$.

Известно, что такие гидродинамические нагрузки пропорциональны наружному диаметру трубы и квадрату составляющей этого течения по перпендикуляру к оси трубы. Таким образом, для трубопровода диаметром 250 мм, находящегося под действием течения в 2,8 км/ч, это усилие составит от 7 до 8 кг/м. В этом случае для обеспечения устойчивости трубопровода вес труб должен быть от 20 до 25 кг/м. Вследствие остаточной плавучести вторичных поплавков на дне (особенно на малых глубинах) и воздействия течения на эти поплавки необходимо увеличивать кажущийся вес труб или предусматривать систему сбрасывания или выпуска газа из поплавков, приводимую в действие с поверхности или на глубине с помощью водолазов.

Другой метод, который может обеспечить более успешное решение этой задачи, — прокладка трубопровода с помощью направляющего кондуктора.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ГИБКОГО НАПРАВЛЯЮЩЕГО КОНДУКТОРА

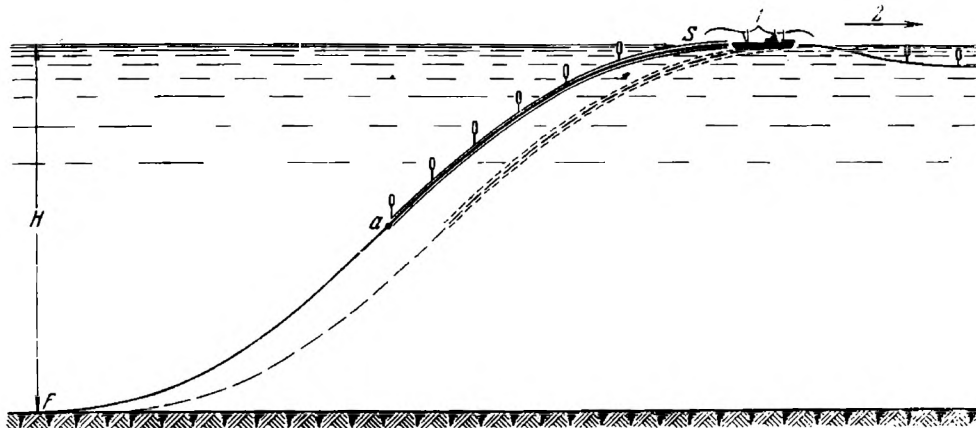
Технология прокладки заключается главным образом в установке верхней части S-образной кривой с помощью металлической направляющей или кондуктора, поддерживаемого погруженными поплавками, соответствующим образом распределенными по длине этого кондуктора.

В этих условиях установка осуществляется скольжением трубопровода по кондуктору со скоростью, равной скорости горизонтального поступательного движения кондуктора с учетом конфигурации трубопровода между дном и поверхностью. При этом система разгрузки, необходимая для установки трубопровода, остается соединенной с кондуктором.

Каждая секция устанавливаемого трубопровода буксируется на место укладки, стыкуется с концевой частью предыдущей секции, что производится около входного отверстия в кондуктор, и вводится в свою очередь в него, по мере того как удаляются буксировочные поправки.

Рассмотренный вариант с кондуктором позволяет составлять трубопровод непосредственно на месте из отдельных секций, соединяемых на резьбе или сваркой на борту корабля. В этом случае корабль устанавливает и поддерживает начало кондуктора.

Система для прокладки трубопровода с использованием кондуктора приводится на рисунке.



Прокладка трубопровода с использованием гибкого кондуктора:
1 — корабль-трубоукладчик; 2 — натяжение от буксировщика.

Глубина точки перегиба a и, следовательно, длина кондуктора зависят от глубины установки, кажущегося веса трубопровода, кривизны, которую он может выдержать, морских течений и горизонтального натяжения, осуществляемого с поверхности.

Конструкция укладочного кондуктора

При конструировании и изготовлении кондуктора должны быть приняты во внимание следующие основные условия.

Учитывая, что длина кондуктора должна быть равна протяженности верхней цепной линии S-образной кривой, или от нескольких десятков до нескольких сотен метров в зависимости от глубины установки, он должен иметь шарнирную или гибкую конструкцию. Это позволит обеспечить нормальную работу кондуктора, находящегося под действием различных нагрузок (волны, течение, монтажные нагрузки и др.).

Кондуктор должен быть нетяжелым, для того чтобы его собственная система снятия веса не была слишком громоздкой. Эта система делает кондуктор дорогостоящим и, кроме того значительно осложняет работы при наличии морских течений.

При остановке растяжение трубопровода с кажущимся весом P в точке с отметкой высоты y над дном (при пренебрежении гидродинамической составляющей) будет:

$$T = A + Py,$$

где A — горизонтальная постоянная составляющая растяжения, равная тяге, прикладываемой на поверхности кораблем для стыкования или головным буксировщиком к совокупности трубопровод — кондуктор.

Значение T может быть значительно больше, чем сила A , и поэтому необходимо располагать системой для торможения трубопровода относительно кондуктора. Максимальное усилие, обеспечиваемое тормозами, равно PH и может достигать от нескольких сотен килограммов до нескольких тонн. Однако оно частично обеспечивается, как мы увидим далее, трением трубопровода внутри кондуктора.

Теоретически тормоз может быть размещен в любой точке кондуктора. Но, очевидно, удобнее устанавливать его на верхнем конце кондуктора для обеспечения нормальной регулировки скорости прокладки или прекращения ее в случае необходимости.

Система снижения веса кондуктора

Система снижения веса кондуктора, размещенная на нем, помимо собственной системы разгрузки, предназначенной для его поддержки, должна быть определена исходя из учета условий равновесия при остановке прокладки. Это положение приводит к максимальной искомой системе снижения веса и соответствует комплексу разгрузки.

Нагрузку, равномерно распределенную по длине кондуктора, обозначим через f . Глубина нижней точки (точки перегиба S-образной кривой) для кондуктора равна

$$h_1 = \frac{P}{f} H.$$

Радиус кривизны верхней части S-образной кривой (пренебрегаем жесткостью EI трубопровода и кондуктора) равен

$$R_s = \frac{A}{f - P}.$$

Так как кондуктор имеет тогда практически форму цепной линии (при исключении жесткости и при отсутствии течений), ее длина должна быть по меньшей мере равна

$$L_u = h_1 \sqrt{1 + \frac{2R_s}{h_1}}.$$

Ввиду того что радиус кривизны трубопровода вблизи дна составляет

$$R_f = \frac{A}{P},$$

нахождение наименьшего напряжения A для трубы с достаточно большим весом P , устанавливаемой на незначительные или средние глубины, приводит к допущению, что $P_s = R_f$ и равен радиусу допустимой кривизны.

Отсюда следует:

$$A = PR; \quad f = 2P; \quad h_1 = \frac{H}{2} \quad \text{и} \quad L_u = \frac{H}{2} \sqrt{1 + 4 \frac{R}{H}}.$$

Точка перегиба расположена, таким образом, на половине глубины, и S-образная кривая образована (при отсутствии течений) двумя идентичными рядами вертикальных осей.

Более сложная теория, которая выходит за рамки настоящего сообщения, показывает, что наличие морских течений несколько изменяет и усложняет эти элементарные расчеты, вследствие чего незначительно увеличивается минимальная длина кондуктора, найденная выше.

Рассмотрим в качестве примера случай прокладки трубопровода диаметром 244 мм при глубине 200 м с кажущимся линейным весом 24 кг/м.

Если принять радиус кривизны 200 м и плавучесть кондуктора $24 \times 2 = 48$ кг/м, осуществляемое горизонтальное натяжение составит 5 т. Точка перегиба будет на глубине $\frac{H}{2} = 100$ м, а теоретическая минимальная длина кондуктора 225 м; в действительности принимаем равную 300 м из учета эффекта, указанного выше, и для того, чтобы иметь небольшой резерв. С учетом диаметра соединительных муфт кондуктор будет образован из стальных труб с внутренним диаметром 300 мм. Толщина трубы кондуктора составит 5 мм, его кажущийся вес 32 кг/м и общая система снижения веса достигнет $48 + 32 = 80$ кг/м.

Таким образом, поместим первичную систему разгрузки (несжимаемую) в 30 кг/м непосредственно на кондуктор, например, с легким бензином или из расширенного полистирена, а вторичная система разгрузки в 50 кг/м будет состоять из воздушных поплавков объемом 1500 л под давлением 10 кг/см², прикрепленных через каждые 30 м.

Торможение трубопровода

На стыкующем корабле у входа в кондуктор размещается устройство для торможения, сделанное из «гусеничной цепи». Иногда для торможения приспособление для установки трубопровода снабжается резиновыми башмаками, сжимающими трубопровод.

Удерживающее усилие PH снижается силами трения трубопровода в кондукторе, которые приблизительно составляют

$$F_{\text{тр}} = kP \left(L + L_{\text{ц}} \frac{H}{R} \right),$$

где k — коэффициент трения футеровки по стали в воде.

Расчеты показывают, что с некоторой предельной глубины $H_{\text{пр}}$ для прокладки необходимо приложить натягивающую нагрузку для преодоления трения трубопровода в кондукторе.

Использование метода

Установка кондуктора

Первая составная часть укладываемого трубопровода устанавливается в трубу, образующую кондуктор, на наземной рабочей площадке, и этот комплекс спускается на воду и буксируется до места начала трубопровода. Концевая часть кондуктора принимается тогда на борт корабля-трубоукладчика и закрепляется.

Скорость прокладки

Скорость прокладки регулируется с помощью тормозных устройств в случае $H > H_{\text{пр}}$ и машин корабля-трубоукладчика при малых глубинах.

Контроль за формой кондуктора

Форму кондуктора можно контролировать во время прокладки и остановки приборами, размещенными по длине кондуктора и передающими показания на поверхность с помощью защищенных сигнальных кабелей. Можно, например, использовать манометры, дающие глубину различных точек кондуктора, и индикаторы наклона.

При плохой погоде, когда невозможно продолжать операции по прокладке, комплекс кондуктор — трубопровод погружается целиком на дно моря, как при установке с дополнительной системой снятия веса.

Для того чтобы погрузить трубопровод, достаточно заблокировать конец (с заделанным отверстием) элемента трубопровода, находящегося под укладкой в концевой части кондуктора, отделить кондуктор от корабля, нагрузить его балластом с мертвым якорем и приложить к комплексу достаточное натяжение (приблизительно в 2 раза большее, чем обычное натяжение) с помощью троса.

Л. Е. Майнор¹

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОКЛАДКИ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В ГЛУБОКОВОДНЫХ УЧАСТКАХ АКВАТОРИИ

Расширение сферы морского бурения показывает, что буровые работы будут осуществляться во все более глубоководных районах акватории. Разработки морских месторождений требует соответствующего уровня развития техники и технологии прокладки подводных трубопроводов. Средства и методы строительства подводных магистралей должны непрерывно совершенствоваться, чтобы удовлетворять темпам буровых работ.

Основные параметры, влияющие на выбор и проектирование конструкции сухопутных трубопроводов, остаются в качестве определяющих факторов и при разработке подводных магистралей (гидравлические потери при прокачивании продукта, диаметр труб, градиент давления и т. д.). Однако при проектировании подводного трубопровода круг их расширяется. В частности, большое значение приобретают вопросы обеспечения отрицательной плавучести трубопровода, борьбы с коррозией, полной или частичной засыпки трубопровода в траншею и т. д. Для прокладки подводных трубопроводов требуется тщательное изучение особенностей будущей трассы, а также скорости морских течений, высоты прилива и отлива, свойств грунта морского дна и т. д. Эти данные необходимы для того, чтобы правильно выбрать соответствующее по весу наружное покрытие для придания трубопроводу отрицательной плавучести, определить глубину укладки трубопровода в траншею на дне моря с последующей его засыпкой, разработать соответствующую систему антикоррозийной защиты.

МЕТОДЫ ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Приведем краткое описание трех основных методов прокладки подводных трубопроводов.

1. На береговой базе изготавливаются отдельные секции трубопровода длиной от 300 до 1000 м. Причем отдельные трубы предварительно покрывают бетонным кожухом для увеличения их веса, а следовательно, для придания всему участку трубопровода отрицательной плавучести. Секции транспортируются на плаву при помощи специальных понтонов. На месте укладки секции соединяют между собой при помощи электросварки на барже-трубоукладчике или на

¹ Вице-президент фирмы Браун энд Рут. № 405.

специальной платформе. Затем сваренные секции трубопровода укладывают на дно и стыкуют.

Этот метод нашел широкое применение на акваториях, характеризующихся благоприятными гидрометеорологическими условиями.

2. На береговой базе изготавливают секции трубопровода длиной от 300 до 1000 м каждая. Затем первую секцию затаскивают в море (по дну) специальная баржа с таким расчетом, чтобы конец этой секции все же оставался на суше. К последнему при помощи электросварки присоединяется следующая секция, и баржа вновь передвигается на длину секции по курсу трассы. К уложенному участку трубопровода присоединяется новая секция, и т. д. Таким образом происходит как бы непрерывное укладывание трубопровода.

При этом методе толщина бетонного балластного кожуха невелика и поэтому отрицательная плавучесть трубопровода меньше по сравнению с первым методом.

3. На борту баржи-трубоукладчика отдельные трубы, заключенные в бетонный кожух, соединяются при помощи электросварки в одну секцию, которая спускается на дно моря на специальном поддерживающем понтоне или по выносному направляющему желобу (стингеру), являющемуся продолжением спусковой ramпы. На последней имеется рабочая площадка, где отдельные трубы свариваются. Здесь же сварной шов проверяется рентгеновским дефектоскопом, а на место стыка двух труб надевается балластный бетонный кожух. Таким образом, непрерывная нить трубопровода, сходя с кормовой части укладочной баржи, ложится на поплавковый понтон или выносной желоб (стингер) и двигается по нему, пока не ляжет на дно моря.

Первые два метода прокладки подводного трубопровода достаточно эффективны. Однако область их применения ограничена. При использовании обоих методов должна быть оборудована специальная береговая база. А это требует дополнительных затрат, которые сказываются на общей стоимости прокладки трубопровода. Кроме того, метод непрерывного протаскивания трубопровода по морскому дну ограничен пределом механической прочности труб на растягивающую нагрузку.

Для прокладки очень длинных трубопроводов большого диаметра в суровых погодных условиях единственным практически приемлемым методом прокладки трубопровода является использование баржи-трубоукладчика. Подавляющее большинство крупных морских подводных трубопроводов (например, в Мексиканском заливе) было проложено именно этим методом.

СРЕДСТВА ОПОРЫ И ПОДДЕРЖКИ ТРУБОПРОВОДА

При любом методе прокладки подводного трубопровода успешность ее во многом зависит от контроля за величиной возникающих в теле трубопровода напряжений в процессе опускания его с укладочной баржи и скорости прокладки трубопровода в целом.

По мере увеличения глубины моря и удаления районов прокладки от берега совершенствовались системы поддержки нити трубопровода. В результате была разработана современная система укладки трубопровода на понтоне или по (стингеру). Величина подъемной и несущей способности поплавковых средств регулируется.

По мере увеличения глубины прокладки все сложнее становится удерживать на весу укладываемую часть трубопровода даже при помощи выносного направляющего желоба. Однако не только глубиной моря ограничиваются возможности применения стингера. Необходимо принимать во внимание и такие факторы, как размеры трубопровода, фактический вес трубопровода в воде, величину допускаемых растяги-

вающих нагрузок, вызывающих напряжения в теле трубопровода, характер защитного и балластного покрытий, а также особенности морских течений. Практика показала, что глубина в пределах 100 м является предельной для спуска трубопровода этим методом.

Выносной желоб (рис. 1) крепится в кормовой части укладочной баржи и является продолжением ее спусковой рампы. Он состоит из двух длинных непрерывных параллельных рядов труб 1, соединенных между собой поперечными узлами, на которых установлены многочисленные парные ролики 2 с обрешиненной или покрытой полиуретаном рабочей поверхностью. Эти ролики расположены друг против друга перпендикулярно к рядам труб, а их продольные оси наклонены во внутрь, в результате чего трубопровод 3 ложится как бы в желоб. Таким образом, трубопровод спускается в воду по

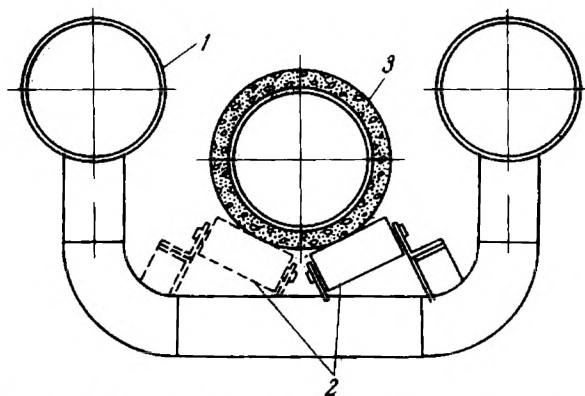


Рис. 1. Выносной желоб (поперечное сечение).

обрешиненным вращающимся каткам, служащим для него опорой.

Каждый из двух параллельных рядов труб оборудован множеством поплавковых емкостей, прикрепленных крестообразно по всей длине каждого ряда. Каждая емкость может заполняться в качестве балласта водой с целью регулирования их поддерживающей способности.

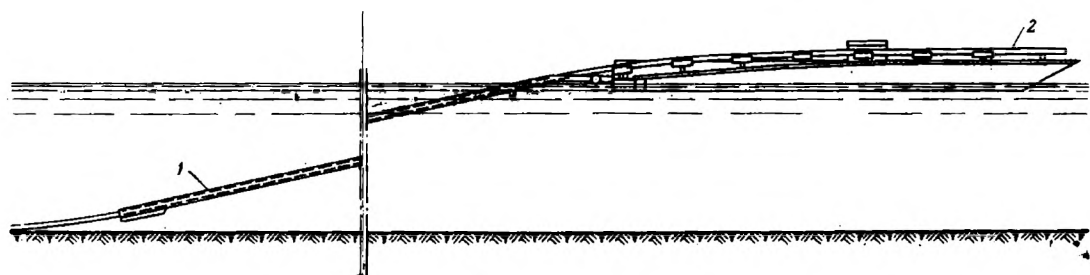


Рис. 2. Принципиальная схема баржи-трубоукладчика с выносным направляющим желобом (стингером). 1 — выносной направляющий желоб с находящейся на нем секцией трубопровода; 2 — баржа-трубоукладчик.

Напряжения в трубопроводе можно определять на основании кривой линии прогиба. Длина выносного желоба-понтон выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить возможность постоянного и непрерывного регулирования нагрузки от веса лежащего на выносном желобе участка трубопровода.

Принципиальная схема укладочной баржи с выносным направляющим желобом показана на рис. 2.

УСТАНОВКА СТОЯКА

Монтаж стояков на платформах предназначенных для эксплуатации морских скважин, или на нефтесборных пунктах, является вполне выполнимой задачей.

Для осуществления этой работы требуется оборудовать баржу-трубоукладчик мощным подъемным краном или установить его на вспомогательной барже. Кроме того, для выполнения некоторых технологических операций необходимы водолазы.

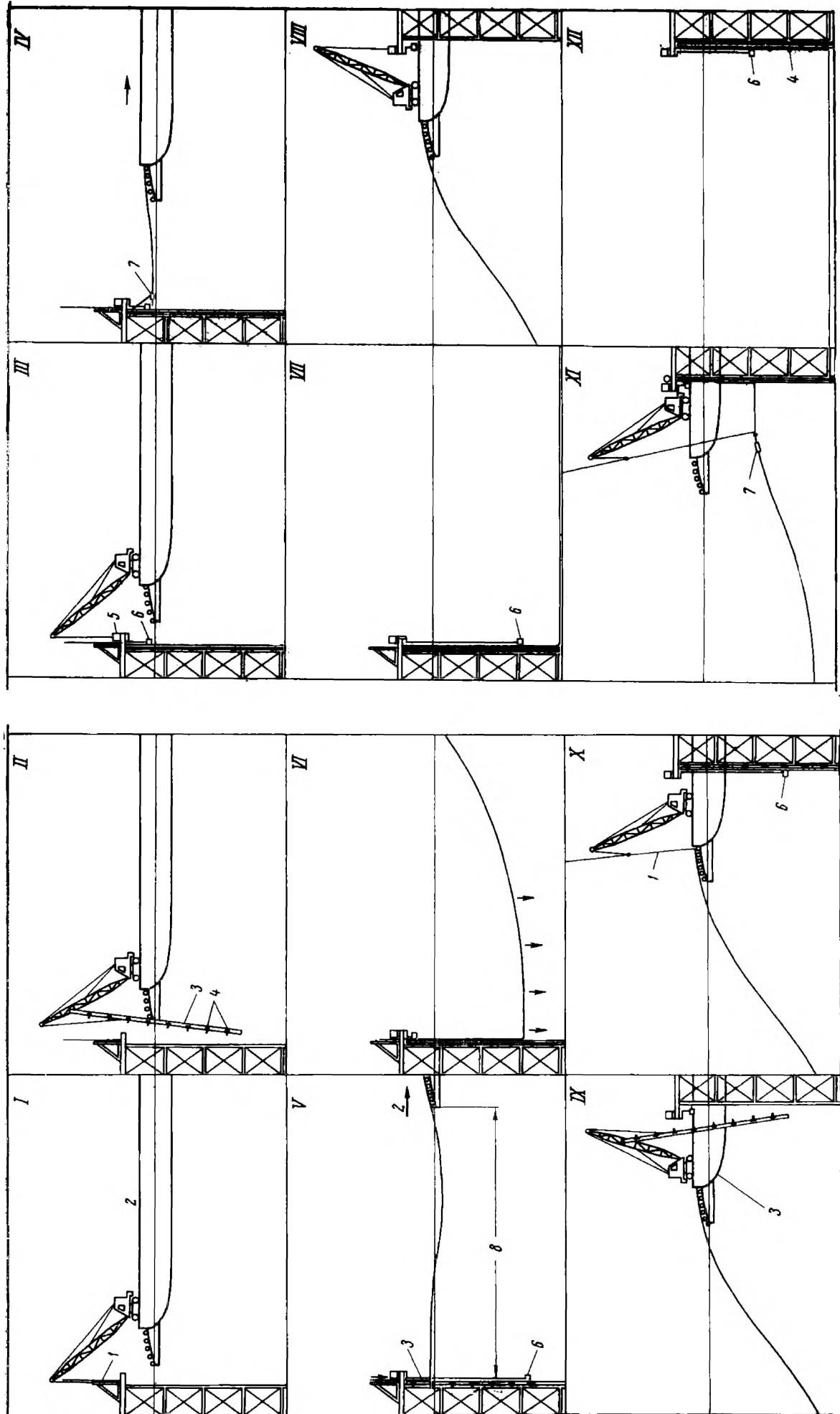


Рис. 3. Схема спуска стояка и соединения его с трубопроводом, примененная в Мексиканском заливе. I—XII — соответственно последовательность операций; 1 — стояк; 2 — баржа; 3 — направляющий трубопровод; 4 — направляющий монорельс; 5 — оператор; 6 — робот; 7 — зажимная хомута на направляющем монорельсе; 8 — половина длины максимального прогиба нити трубопровода.

Схема монтажа стояка и соединения его с трубопроводом показана на рис. 3.

КОНСТРУКЦИЯ БАРЖИ - ТРУБОУКЛАДЧИКА

Конструкция барж, применяемых для прокладки подводных трубопроводов, характеризуется специфическими особенностями. Палуба баржи оборудована специальными рабочими площадками. Размеры баржи должны обеспечить необходимую рабочую производственную площадь, которая зависит от общей длины участка трубопровода, находящегося на барже. Кроме того, конструкция баржи должна позволять прокладывать трубопровод в условиях беспокойного моря.

Приведем краткие сведения о конструкции укладочной баржи «Л. Е. Майнор», принадлежащей фирме Браун энд Рут. В настоящее время она используется при прокладке трубопровода диаметром 30" в Арабском заливе, где глубина моря составляет 50 м. Длина баржи 106,7 м, ширина 18,3 м, высота 6,85 м, а ее общее водоизмещение составляет 3745 т.

Передвижение баржи основано на подтягивании ее к восьми собственным якорям, затапливаемым впереди на пути движения. Вес каждого якоря 4540 кг.

Контроль за наматыванием якорного каната осуществляется путем дистанционного управления из помещения на вышке, расположенной в центре баржи над рампой. На этом пульте управления сосредоточены средства регулирования работы электропривода индивидуальных лебедок, служащих для наматывания якорных канатов при передвижении баржи. На барабанах каждой лебедки намотано 915 м каната диаметром 1,5".

На барже установлены автоматический конвейер и подающий транспортер, предназначенные для ускорения доставки секции трубопровода к трубоукладчику. Баржа имеет пять погружных шлюпбалок, грузоподъемность каждой из которых рассчитана на вес одной секции трубопровода в 35 т и которые предназначены для подъема сваренной секции с рампы и спуска ее в море. Кроме того, на барже смонтирован порталый поворотный подъемный кран грузоподъемностью 100 т, а также жилые помещения на 176 человек с отоплением и кондиционированием воздуха.

На барже имеются холодильник с запасами пищи, оборудование для опреснения морской воды, складские помещения и стеллажи для хранения необходимого количества труб.

Таким образом, оборудование баржи позволяет осуществлять непрерывную круглосуточную работу.

Другая аналогичная баржа М-211 предназначена для работы в Мексиканском заливе. Ширина ее 21,3 м. На барже имеются два подъемных крана на гусеничном ходу.

Мы намерены построить еще одну баржу, предназначенную для прокладки подводных трубопроводов. Она будет иметь длину 122 м, ширину 30,5 м и высоту 9,75 м. Баржа будет оборудована поворотными подъемными кранами грузоподъемностью 150 т и 500 т. На судне будет жилое помещение на 200 человек. Общая стоимость сооружения баржи и смонтированного на ней оборудования составит приблизительно 6 млн. долл.

ЗАСЫПКА УЛОЖЕННОГО НА ДНЕ МОРЯ ТРУБОПРОВОДА

По мере расширения масштабов нефтедобычи в море все больше увеличивается число подводных трубопроводов. Все острее становится необходимость защиты их от повреждений якорями, тралами и т. д. Трубопроводы все чаще помещают в траншеи и засыпают их там.

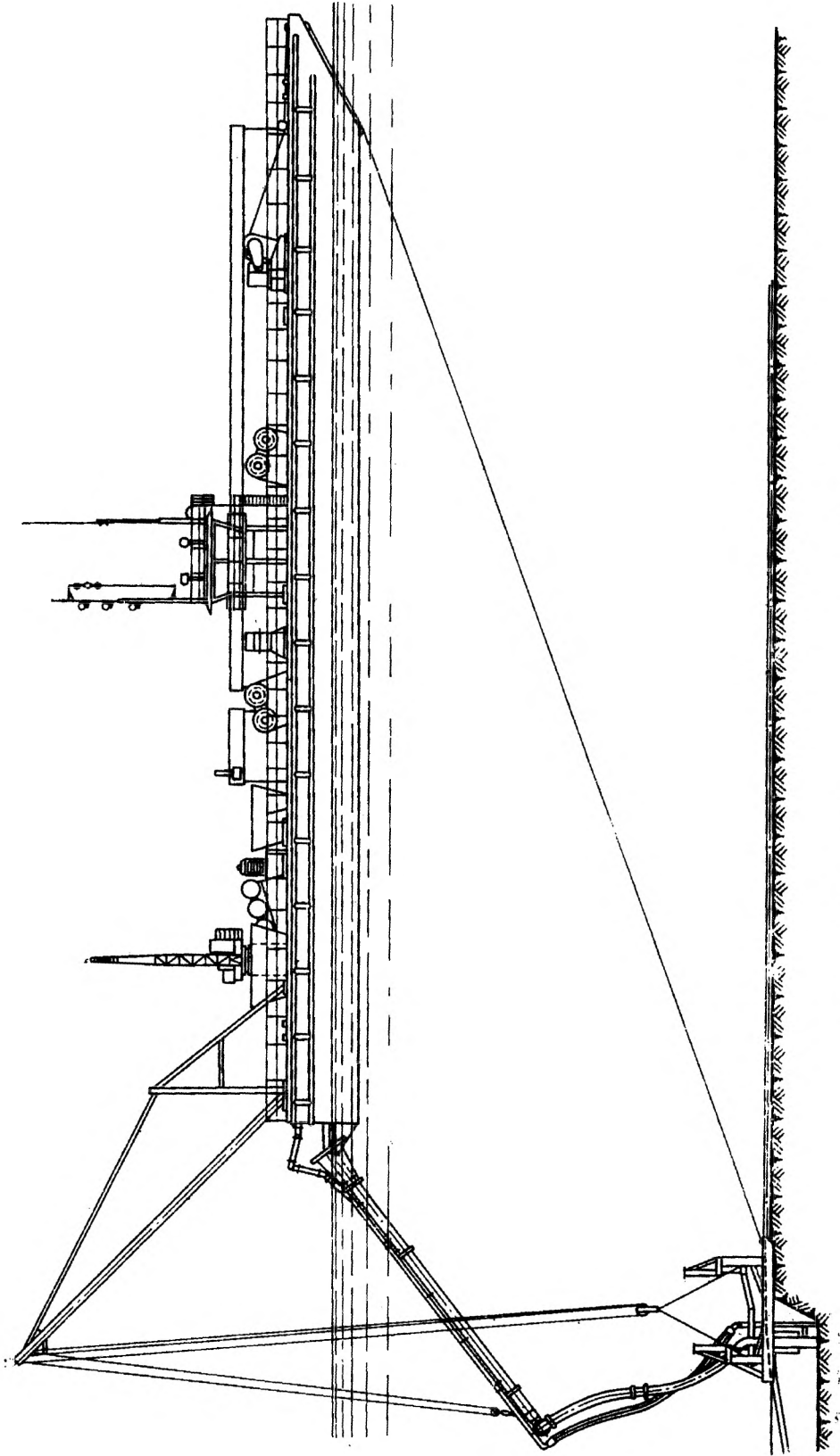


Рис. 4. Баржа М-228 для сооружения траншей на дне моря.

Наиболее распространенным методом засыпки трубопровода в траншею является вымыв и намыв грунта.

Крупногабаритные баржи, предназначенные для засыпки морских трубопроводов и находящиеся в настоящее время в эксплуатации в бассейне Мексиканского залива, оснащены оборудованием для вымывания на морском дне траншеи глубиной до 3,6 м и шириной до 1,5 м при глубине моря до 61 м. С этой целью применяются струйные гидравлические насосы высокого давления в сочетании с отсасывающими грунт насосами, установленными на специальных салазках, передвигающихся по морскому дну вдоль трассы траншей (рис. 4).

Наиболее крупным судном такого типа является баржа М-228, которая сейчас работает в водах Мексиканского залива. Баржа имеет длину 76,2 м, ширину 18,3 м и высоту более 6 м. Водоизмещение ее 2280 т. Баржа имеет восемь якорей весом по 4540 кг каждый. Эти якоря соединены стальными канатами с четырьмя двухбарабанными лебедками, имеющими дизельный привод и дистанционное управление.

Три четырехступенчатых центробежных насоса с дизельным приводом развивают давление до 84 кг/см^2 и имеют производительность до 140 л/сек каждый. Эти три насоса создают струю, обладающую необходимой энергией для размыва грунта. Кроме того, имеется еще один насос с дизельным приводом. Этот насос предназначен для всасывания грунта и выбрасывания его в сторону от баржи.

Баржа оборудована жилыми помещениями и снабжена всем необходимым для бесперебойной круглосуточной работы в открытом море.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЗАДАЧИ

Наиболее актуальной проблемой сегодняшнего дня в деле прокладки подводных трубопроводов является разработка техники и технологии укладочных работ в более глубоководных акваториях. Поэтому все фирмы, работающие в этой области, продолжают увеличивать объем научно-исследовательских изысканий. Кратко опишем некоторые вопросы технологии прокладки подводных трубопроводов, привлекающие интерес специалистов.

Натяжные устройства

При спуске секций трубопровода с крупногабаритных барж-трубоукладчиков используются натяжные устройства с целью контроля и регулирования растягивающих нагрузок, возникающих в трубопроводе на участке от конца выносного желоба до точки касания трубопроводом морского дна. Эти оттяжки позволяют компенсировать вертикальную составляющую веса секции трубопровода, лежащей на выносном направляющем желобе. В результате происходит разгрузка висящей части секции во время укладки трубопровода на дно моря.

Баржа, оборудованная рампой с переменным углом наклона

Другим интересным технологическим решением, особенно перспективным для глубоководных участков, является использование баржи-трубоукладчика, оборудованной рампой с переменным углом наклона (рис. 5).

Эта конструкция позволяет изменять угол спуска трубопровода с баржи в пределах 90° .

Подводное заканчивание скважин

Продолжаются научно-исследовательские работы в области разработки техники и технологии присоединения подводного трубопровода к устьевому оборудованию эксплуатационных скважин. Широкий

обмен мнениями между изготовителями-поставщиками этого оборудования показал, что тесное сотрудничество заинтересованных фирм будет способствовать разработке рационального метода присоединения трубопровода к подводному устью скважин и созданию соответствующего оборудования.

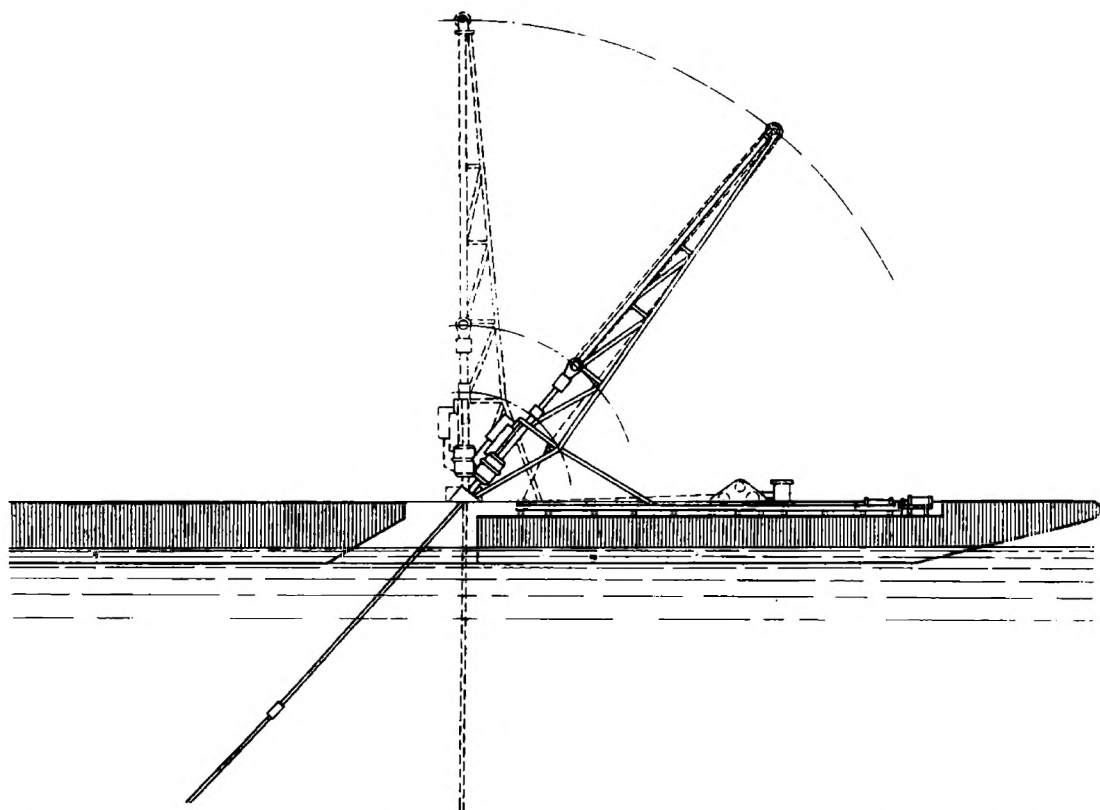


Рис. 5. Баржа-трубоукладчик М-211, оборудованная рампой с переменным углом наклона.

Современное усовершенствованное пусковое и контрольно-измерительное оборудование для устьев подводных скважин позволяет контролировать работу последних с дневной поверхностью.

Детально изучены и решены такие инженерные проблемы, как средства заякоривания или удержание на месте системы в начальной точке прокладки трубопровода, а также методы укладки трубопровода в растянутом и напряженном состоянии в непосредственной близости от берегового хранилища или около специального стояка.

Водолазные работы в глубоководных акваториях

При водолазных работах в глубоководных акваториях для дыхания водолазов стала широко применяться кислородно-гелиевая смесь. Эта смесь позволяет обученному водолазу работать в течение длительного времени на такой глубине, на которой он не смог бы работать при системе питания воздухом.

Новый метод значительно облегчает движение водолаза, что очень важно при производстве ответственных подводных работ. Водолаз, оснащенный кислородно-гелиевым дыхательным аппаратом, может направлять перемещение составных частей подводного оборудования, а также осуществлять их стыковку, используя для этой цели специальные соединительные устройства и приспособления. Во время этой работы за водолазом можно наблюдать с поверхности и давать необходимые указания и инструкции.

Во многих акваториях проведены испытания, связанные с погружением на большие глубины, а также разработано специальное оборудование, позволяющее водолазам в течение длительного времени жить и работать на большой глубине под водой в специально оборудованных погружных станциях.

Специализированная баржа для прокладки трубопроводов

Интересно технически решена специализированная баржа-трубоукладчик, оснащенная соответствующим оборудованием.

На этой барже можно собрать элементы трубопровода, нанести на него соответствующее защитно-изоляционное покрытие и уложить на дно моря. Такая баржа исключает необходимость в специально оборудованной и расположенной на берегу механической базе для сборки трубопровода и нанесения на него изоляционного покрытия, а также необходимость постоянной доставки труб или секций с берега на баржу.

Дж. Шарифи и К. А. Стайерман¹

МЕТОДЫ ПРОКЛАДКИ В ПЕРСИДСКОМ ЗАЛИВЕ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ВВЕДЕНИЕ

Для различных целей на нефтяных месторождениях Персидского залива были проложены подводные трубопроводы. Максимальная протяженность трубопроводов диаметром 26" (660 мм) и более составляет около 43 км, а максимальная глубина укладки на некоторых участках трассы достигает 45,7 м.

Для защиты от коррозии трубопроводы покрываются эмалью на основе каменноугольной смолы или обматываются изоляционной лентой. Большинство трубопроводов заключены в бетонный корпус для увеличения их веса и обеспечения устойчивости. Для уменьшения вертикальной составляющей силы, возникающей под действием глубинных течений, на одном из участков трубопровод имеет бетонный корпус трапециевидальной формы.

Подводные трубопроводы прокладывались следующими методами:

- 1) укладка с баржи-трубоукладчика;
- 2) непрерывная протяжка трубопровода;
- 3) буксировка отдельных секций трубопровода.

ТРУБОПРОВОДЫ С ОСТРОВА ХАРГ ДО ГАНОВЕХ

Первая линия морского нефтепровода с о. Харг до пункта Гановех на побережье Персидского залива, протяженностью 43 км, проложена в 1959—1960 гг. Строительство его велось по методу непрерывной протяжки. Второй нефтепровод был проложен в 1964 г. по методу буксировки отдельных секций и, наконец, третий и четвертый нефтепроводы будут проложены с использованием баржи-трубоукладчика.

Все морские подводные нефтепроводы собраны из труб с наружным диаметром 30" (762 мм) и толщиной стенки 12,7 мм из стали марки 5L×42.

Все сварочные швы и соединения проверены рентгеновским дефектоскопом. Нефтепроводы облицованы покрытием из эмали на основе

¹ Иранский нефтяной институт. № 406.

каменноугольной смолы с последующим покрытием непрерывным армированным стальной сеткой бетонным кожухом. Катодную защиту обеспечивает система, включающая изоляционные фланцы, цинковые аноды на центральной части подводных участков нефтепроводов и установленные на берегу выпрямители, смонтированные на каждом конце сухопутной части линии нефтепровода. На сухопутных участках и там, где глубина воды меньше 3 м, нефтепроводы зарыты в грунт на глубину не менее 0,6 м. Участки подводных нефтепроводов проложены прямо по грунту морского дна. Максимальная длина неподдерживаемых пролетов между опорами нефтепроводов 18,3 м.

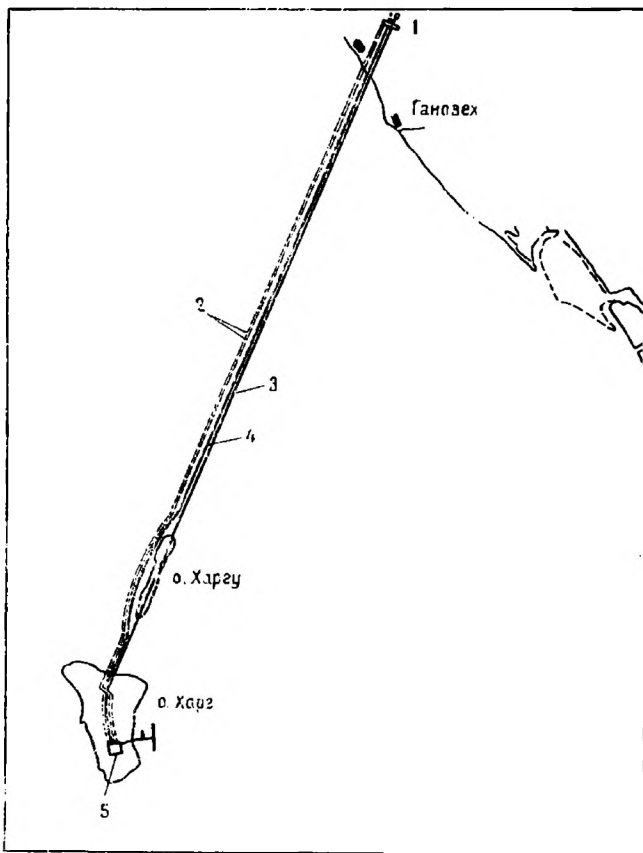
МЕСТНЫЕ УСЛОВИЯ

Вдоль трассы нефтепроводов от материковой части дно моря постепенно погружается до глубины 45,7 м на расстоянии 2,5 км к северо-востоку от островка Харгу. На линии, соединяющей острова Харг и Харгу, максимальная глубина моря составляет 15,2 м. От Гановех первая треть трассы нефтепровода проходит по морскому дну, которое представлено мягкими илистыми осадками, затем илом, покрытым песком, и наконец, дно последней трети трассы представлено кораллами и коралловым песком.

В районе о. Харг после основного прилива днем следует второй прилив, значительно более слабый. Максимальная высота прилива весной достигает отметки 2,5 м, а средняя составляет 1,4 м. Наибольшая скорость течения между островами Харг и Харгу составляет 5,21 км/ч у поверхности моря, на средней глубине она уменьшается до 4,8 км/ч и у дна на глубине 13,4 м скорость воды составляет до 4,46 км/ч. У северной части о. Харгу максимальная скорость течения у поверхности моря составляет 4,73 км/ч, на средней глубине уменьшается до 3,25 км/ч и у дна на глубине 35 м составляет 2,5 км/ч.

Температура воздуха в течение года колеблется от 8° до 50°С. Господствующие ветры северо-западные, за исключением зимних месяцев, когда они дуют с юго-востока. Максимальная скорость ветра 143 км/ч зарегистрирована в июле 1962 г., а среднегодовая скорость составляет 22,5 км/ч.

Максимальная высота волн во время штормов в зимние месяцы достигает 3—3,6 м, а при северо-западном ветре средняя максимальная высота волн колеблется от 1,8 до 2,5 м. Однако 80% времени северо-западные ветры имеют скорость от 0 до 18 км/ч; при такой скорости ветра высота волны составляет 0,61 м. Август и сентябрь — обычно самые спокойные и безветренные месяцы, а период с ноября по фев-



Схематическая карта трасс четырех нефтепроводов в Персидском заливе. 1 — береговой манифольд нефтепровода в Гановех; 2 — проектируемая трасса третьего и четвертого нефтепроводов; 3 — трасса первого нефтепровода; 4 — трасса второго нефтепровода; 5 — нефтебаза и нефтехранилища.

раль — самый штормовой. Нечастые песчаные бури обычно бывают в июне—июле. Относительная влажность воздуха в течение года составляет в среднем около 80% в утренние часы и 50% в вечерние. Когда дуют юго-восточные ветры, относительная влажность воздуха часто достигает 95—100%.

Первая линия подводного нефтепровода

Первый подводный нефтепровод диаметром 30" из труб с толщиной стенки 12,7 мм, соединивший Гановех и о. Харг, построен по методу непрерывной протяжки.

Для нефтепровода использовали бесшовные трубы длиной 9,1 м.

После предварительного изучения различных трасс на основании данных гидрографических наблюдений и водолазной проверки данных условий профиля трассы было решено прокладывать нефтепровод через о. Харгу, чтобы сократить длину трассы примерно на 30,5 км.

Строительная база была оборудована на о. Харгу, где отдельные трубы сваривали в плети длиной по 1220 м методом наращивания по одной трубе. Трубы соединяли дуговой сваркой вручную при движении электрода в направлении сверху вниз. После проверки качества сварных швов рентгеновским дефектоскопом на каждый конец сваренной плети длиной 1220 м приваривали заглушку, после чего эту секцию трубопровода испытывали на герметичность под давлением 88,2 кг/см².

Для вытеснения воды через секцию при помощи сжатого воздуха прогоняли калиброванную болванку, что кроме того, позволяло одновременно проверить и состояние внутренней поверхности труб и секции в целом. Затем на каждую секцию наносили защитное покрытие толщиной 5,1 мм из модифицированной нефтепроводной эмали, приготовленной на базе каменноугольной смолы. При этом использовали машину с двойной перемещающейся линией покрытия. Технологическая очередность операций была следующая.

1. Нанесение первичного слоя покрытия-грунтовки.
2. Нанесение эмали.
3. Монтирование внутренней обмотки из стекловолокна.
4. Нанесение второго слоя покрытия из эмали.
5. Монтирование внутренней обмотки из стекловолокна.
6. Покрытие наружной обмоткой из асбестового войлока, пропитанного каменноугольной смолой.
7. Покрытие белой краской.

После нанесения комплексного покрытия секции были уложены на специальные стеллажи и покрыты бетонной балластной облицовкой для уменьшения плавучести наполненных воздухом труб. Толщина бетонного балластного кожуха составила 63,5 мм. Бетонный кожух обматывали легкой армировочной провололочной сеткой с ячейкой 101,6×101,6 мм. Для затворения цемента использовали пресную воду. После нанесения бетона на время схватывания трубы уложили на стеллажи. Для спуска нефтепровода в воду построили специальную плавающую каретку. После того как первую секцию нефтепровода вкатили на плавающую каретку, а специальную головку для протяжки нефтепровода приварили к обращенному в сторону моря концу первой секции труб, к головке присоединили буксирный тросс с баржи-трубоукладчика, оборудованной лебедкой со вдвоенным барабаном и тяговым усилием 450 т. Затем при помощи этой лебедки и баржи первую секцию затащили в море, пока ее задний конец не достиг площадки сварочной станции. Затем со стеллажа скатили вторую облицованную бетоном секцию нефтепровода, подвели к концу первой секции и приварили к нему вторую секцию. Специальная баржа-трубоукладчик во время протяжки нефтепровода была закреплена при помощи восьми

якорей, по четыре с каждого конца баржи. Якоря были соединены тросами с индивидуальными четырехбарабанными лебедками, благодаря чему баржа имела возможность передвигаться вперед между двумя циклами протяжки нефтепровода и сохранять прямолинейное направление его трассы. Перенесение якорей вперед по трассе по мере продвижения нефтепровода осуществляли рывками при помощи буксира. Для спуска каждой секции нефтепровода с берега на воду были использованы специальные катковые тележки, оборудованные резиновыми бандажными шинами и имеющие три точки контакта с секцией, а также тормозная лебедка. Лебедка служила для поддержания определенной величины натяжения секции при ее опускании с плавающей каретки в море с тем, чтобы предотвратить свободное и бесконтрольное соскальзывание секции с плавающей каретки.

Система тензометрических измерительных приборов, установленных как на натяжном, так и на оттяжном тросах, служила для ограничения натяжения труб нефтепровода не более $10,5 \text{ кг/мм}^2$. Неподвижность стыков соединяемых труб обеспечивалась специальным стопорящим натяжным устройством. Контроль за направлением движения протягивающей нефтепровод баржи от заранее установленного отправного контрольного пункта и триангуляционных пунктов на берегу осуществлялся визуально, пока это было возможно, — при помощи теодолитов, а затем для контроля за направлением трассы нефтепровода использовали систему, действующую на принципе измерения теллурических токов. Первый участок нефтепровода длиной 1220 м уложили на дно Персидского залива к 6 ноября 1959 г., а последнюю секцию уложили 17 декабря 1959 г.

В процессе прокладки нефтепровода было установлено, что необходимо повысить его отрицательную плавучесть, т. е. увеличить вес 1 м на 66 кг. Для этого использовали специальные седлообразные балластные грузы на самых критических участках длины нефтепровода, где преобладали сильные морские течения.

При строительстве траншеи через коралловые рифы на о. Харг длиной примерно 610 м и в юго-западной оконечности о. Харгу длиной примерно 975 м пользовались взрывным методом и канавокопательной машиной.

Давление опрессовки трубопровода составило $64,75 \text{ кг/см}^2$, или 110% от рабочего давления, на которое рассчитан этот нефтепровод, т. е. $58,8 \text{ кг/см}^2$, что составляет 60% от величины предела текучести стали труб.

При опрессовке была обнаружена утечка воды на расстоянии примерно 14,4 км от берега на глубине 25 м. Поврежденную трубу подняли. На замененную трубу нанесли облицовочное покрытие и бетонный балластный кожух. Затем нефтепровод снова опустили на дно залива.

Изучение причин повреждения позволило сделать следующие выводы.

1. Наиболее вероятно, что повреждение трубы во время строительства нефтепровода было вызвано сильными волновыми ударами во время бури на море в течение двух суток в начале декабря 1959 г., когда прокладка нефтепровода была приостановлена.

2. Напряжения в трубах при протяжке нефтепровода с последующим испытанием на герметичность опрессовкой всей магистрали также несомненно способствовали возникновению повреждения трубы.

Вторая линия подводного нефтепровода

Вторая линия морского подводного нефтепровода с наружным диаметром 30" из труб с толщиной стенки 12,7 мм, проложенная между

Гановех и о. Харг, была построена в 1964 г. методом буксировки отдельных секций.

Подводная часть трассы второго нефтепровода составила примерно 41 км. Как и при строительстве первой линии нефтепровода, основная строительско-монтажная база снова находилась на о. Харгу. Трубы покрывали защитной облицовкой из модифицированной нефтепроводной эмали на основе каменноугольной смолы при помощи машины, обеспечивающей двойное нанесение покрытия толщиной 3,97 мм. В целом защита трубопровода была осуществлена по схеме, принятой для первой линии.

Затем трубы были переброшены на специальную площадку для нанесения заводским путем балластного бетонного покрытия.

Непрерывный балластный бетонный кожух позволил увеличить отрицательную плавучесть, т. е. повысить вес 1 м трубы до 15 кг (для заполненных воздухом труб). Для затворения бетона использовали морскую воду, в результате чего получили бетонный камень с прочностью 190—225 кг/см² через 28 суток. Бетон подвергали вибрации в формах для его уплотнения и после его схватывания в формах через 6—8 ч покрытие бетоном трубы извлекали из этих форм и обрызгивали составом отвердителя. На еще сырой бетон наносили подушку из песка. Утяжеленные таким образом трубы соединяли электросваркой по одной в отдельные секции длиной по 914 м. При этом применяли ручную дуговую сварку с движением электрода сверху вниз.

После проверки качества сварных швов на каждый конец секции труб приваривали заглушку и прогоняли специальный скребок-шаблон путем нагнетания воды под давлением. После этого секции труб проверяли на герметичность опрессовкой. Для прокладки нефтепровода каждую секцию скатывали со стеллажей на специальные каретковые тележки с плоской поверхностью, передвигающиеся по узкоколейному рельсовому пути и находящиеся на одинаковой высоте с уровнем стеллажей. Затем на оба конца каждой секции нефтепровода снова приварили заглушки, а на концах, обращенных к морю, — буксирные скобы. Поплавковые буи прикрепляли к трубам хомутами. Буи имели размеры и объем, обеспечивающие:

- 1) плавучесть секции во время буксировки к месту укладки в море;
- 2) плавное опускание секции на дно моря после выборочного удаления нескольких буйев во избежание чрезмерных напряжений как в теле труб, так и в облицовочном бетонном корпусе балластного кожуха;
- 3) плавучесть каждого конца секции с целью сохранения необходимого положения его при соединении со следующей секцией.

После установки поплавокных буйев прикрепляли механизм-отсекатель. Затем секцию на тележках подвозили к воде, где секция автоматически подавалась на плавающую каретку, состоящую из нескольких самоуравновешивающихся спускных люлек, оборудованных резиновыми шинами. Как только передний конец секции проходил над спускной люлькой, первая тележка освобождалась и отводилась из-под секции, чтобы было место для следующей тележки. Затем к секции нефтепровода прикрепляли трос от буксира для удержания обращенного к морю конца секции на одной линии со спускными люльками от воздействия морского течения или ветра.

Высота последней спускной люльки была рассчитана с учетом изменений уровня моря во время приливов и отливов таким образом, чтобы на участке между спускной люлькой и находящейся в воде и плавающей частью по длине секции не возникало чрезмерного искривления. После доставки секции на место и укладки ее поплавокные буи отсекали (при этом по несколько буйев оставляли на каждом конце секции), и секция нефтепровода плавно погружалась на дно.

Следующая стадия работы после укладки секции в необходимом положении заключалась в том, чтобы отрезать заглушки на концах как только что спущенной под воду, так и предыдущей (уже лежащей на дне моря) секций нефтепровода. Затем на концах вновь снимали фаску, торцы обрабатывали по плоскости среза и приваривали один к другому. После проверки качества сварного шва участки соединения вручную покрывали защитной и балластной бетонной облицовками. Нефтепровод спускали и укладывали на место на дне при помощи баржи-трубоукладчика. Бетонный кожух в это время оставался еще сырым (формы с него не снимали, и бетон схватывался окончательно уже под водой). После схватывания бетона баржа уходила на место укладки следующей секции, а конец только что уложенной секции поднимали, укрепляли в держателях и подготавливали для соединения с концом следующей секции нефтепровода.

Первая секция нефтепровода длиной 914 м была спущена в воду 29 декабря 1963 г., а последняя 14 сентября 1964 г.

Для подводного сооружения траншей была использована специальная машина при прокладке трассы на участке окончания ее подводной части у Гановех, а при прокладке траншеи через коралловый риф о. Харг использовали взрывной метод с применением кумулятивных зарядов взрывчатки.

После окончания строительно-монтажных работ и сооружения береговых манифольдов в сентябре 1964 г. нефтепровод заполнили ингибированной морской водой и испытали на герметичность. С целью вытеснения оставшейся в нефтепроводе после опрессовки морской воды в него были введены перед закачкой нефти специальные шаблонированные скребки.

Третья и четвертая линии нефтепровода

Третья и четвертая линии подводного нефтепровода диаметром 762 мм с толщиной стенки 12,7 мм между Гановех и о. Харг будут построены с использованием баржи-трубоукладчика или наращивания по одной трубе.

Трасса третьей линии подводного нефтепровода пройдет на расстоянии 30—60 м от уже действующей второй линии, а трасса четвертой линии подводного нефтепровода пройдет параллельно третьей линии на расстоянии 30—45 м от нее. Поскольку эти две линии трассы третьего и четвертого нефтепроводов пересекут коралловые рифы о. Харг, то для сооружения траншей на этом участке придется применять взрывной метод выемки грунта.

Основная строительно-монтажная база будет расположена на о. Харг, где отдельные трубы будут покрыты защитной облицовкой суммарной толщиной слоя 4 мм.

При укладке подводного нефтепровода покрытые балластным бетонным кожухом трубы при помощи транспортной баржи будут подвезены к специальной барже-трубоукладчику. Портальный поворотный кран используют для перенесения этих труб и укладки их на стеллажи, которыми оборудована баржа-трубоукладчик. Последняя оборудована также рабочей рампой-площадкой, расположенной вдоль одного борта. Эта площадка имеет в своей рабочей части закругленную цилиндрическую поверхность (радиус кривизны 610 м), находящуюся на расстоянии 3 м от носовой части баржи. Труба подхватывается со стеллажей порталным поворотным краном, который укладывает ее на оборудованный цепной передачей транспортер, расположенный на конце рампы со стороны носа баржи. Транспортер подает трубу на специальные башмаки, предназначенные для центровки труб под сварку и для их стыковки. Контроль за работой и управление этими башмаками осуществляются при помощи гидропривода.

В это время на трубы накладывается первый сварочный шов. Затем труба перемещается вниз по рабочей цилиндрической рампе. При этом ее поддерживают и направляют вдоль образующей цилиндра поверхности рампы специальные ролики, облицованные резиной. Очередная труба подается вниз по рампе по мере того, как завершается сварочное соединение каждого предыдущего стыка двух труб методом наращивания по одной трубе. Вдоль рабочей рампы расположены пять электросварочных установок, станция проверки качества сварных швов, установки для нанесения на трубы защитного покрытия и бетонного балластного кожуха. После окончания электросварочных и прочих операций, связанных с наращиванием очередной трубы нефтепровода, баржа начинает передвигаться по трассе. Канаты восьми якорей (4 бортовых якоря, 2 передних и 2 задних якоря, расположенные по прямым линиям) соответственно выбирают или травят. Позади рабочей рампы труба поддерживается и укладывается на морское дно при помощи специального непрерывного понтона, состоящего из двух независимых друг от друга рабочих цилиндров, соединенных траверсой. Контроль и регулирование величины прогиба нефтепровода осуществляются при укладке путем поднимания и регулирования положения роликовых башмаков, расположенных на рабочей рампе, а также посредством селективного заполнения водой соответствующих рабочих цилиндров на понтоне.

Проверка состояния и ремонт нефтепроводов

В 1961 г., почти через 2 г. после завершения строительства первой линии подводного нефтепровода, были проверены вертикальное и горизонтальное положение магистрали.

Горизонтальное положение проверяли при помощи эхолота. Было установлено, что положение нефтепровода не изменилось, и уложен и засыпан он только в первоначально сооруженных траншеях на расстоянии 6250 м от берега Гановех (где морское дно представлено мягким илистым осадком). Вертикальное положение и состояние нефтепровода проверяла бригада легко экипированных водолазов, снабженных индивидуальными кислородными аппаратами. Бригада водолазов-аквалангистов установила, что состояние нефтепровода вполне хорошее. На нескольких участках бетонный балластный кожух немного пострадал и оказался поврежденным, но покрытие из эмали на базе каменноугольной смолы хорошо сохранилось. Водолазы установили также, что концевые участки траншей, которые были сооружены либо взрывным способом, либо машиной для сооружения траншей, не соответствовали профилю морского дна, и, как следствие этого, тело нефтепровода провисло на краях каждой траншеи и оказалось без поддерживающей опоры на участках пролетов от 23 до 38 м. Кроме того, были обнаружены и другие неподдерживаемые пролеты участков нефтепровода более допустимой длины (18,5 м).

Все эти поврежденные и осложненные участки нефтепровода приурочены к районам моря с относительно небольшой глубиной. Они были отремонтированы и восстановлены бригадой водолазов. Ремонтные работы заключались в следующем:

1) определении размеров необходимых ремонтно-восстановительных работ путем замера радиуса кривизны провисающих участков нефтепровода при помощи модифицированного спиртового уровнемера.

2) поднимании и установке временных опор под провисающие участки при помощи 10-тонных домкратов.

3) сооружении постоянных опор из мешков, наполненных цементно-песочной смесью.

МЕТОД ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

ВВЕДЕНИЕ

Большому успеху газовой промышленности способствовали возможности транспорта газа на дальние расстояния по газопроводам и специальными кораблями. Однако перевозка газа водным транспортом связана с большими затратами. Корабли должны быть оснащены специальным оборудованием. Современная практика и исследования, проведенные в этой области, показали, что транспортировка кораблями на короткие расстояния большого количества газа очень дорога. Поэтому необходимо изучить возможности использования для транспортировки газа технику, применяемую на суше, — трубопроводы.

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Различные широко распространенные методы прокладки газопроводов на незначительной глубине (несколько десятков метров) и на короткие расстояния (несколько километров) не могут быть использованы для прокладки газопроводов на больших глубинах моря и на значительные расстояния.

Компания «Газ де Франс» изыскала новый метод, который позволяет, используя простые физические законы, решить эту проблему.

Основное преимущество метода заключается в том, что при прокладке трубопровода в нем возникают незначительные напряжения. Это достоинство позволило с незначительными капитальными затратами осуществить в больших масштабах все предварительные исследовательские работы.

Исследования завершились установкой в течение лета 1963 г. в Средиземном море 8-км трубопровода диаметром 244 мм (толщиной 12 мм) на глубину от 1600 до 2600 м, при наклоне дна, достигающем местами 20%. Прокладка трубопровода была осуществлена по выбранной трассе с точностью около 50 м.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДА

Секции трубопровода длиной от 3 до 5 км с защитным покрытием и облегченные понтонами спускаются на воду, буксируются на плаву до морской площадки для сращивания и устанавливаются при последовательном продвижении.

Для предотвращения смятия трубопровода на большой глубине моря приняты утолщенные стальные трубы. Для облегчения веса трубопровод оборудуется двойной системой уменьшения веса. Система уменьшения веса, именуемая вторичной, состоит из буев, наполненных газом под давлением и снабженных клапанами, позволяющими воде проникать в буй по достижении определенной глубины. Эти буи закрепляются канатами на месте через 15—20 м. Они обеспечивают дополнительную плавучесть, необходимую для транспортировки. Труба сама по себе остается укрытой от волнений на поверхности.

Буи до определенной глубины имеют плавучесть (соответствующую начальному давлению газа), затем по мере увеличения глубины воды плавучесть их уменьшается и в конце концов исчезает.

Представим себе длинную плеть трубопровода, оборудованную так, что ее нижняя часть легла на дно, а другая плавает на поверхности

¹ Начальник эксплуатации подводных трубопроводов при Главном управлении «Газ де Франс». № 401.

воды. Верхняя часть промежуточной зоны сохраняет положительную плавучесть благодаря вторичным буям, тогда как нижняя часть, поддерживаемая только первичной системой, имеет отрицательную плавучесть. Направление равнодействующей зависит при данной глубине от распределения буев и начального давления в буях вторичной системы (см. рисунок).

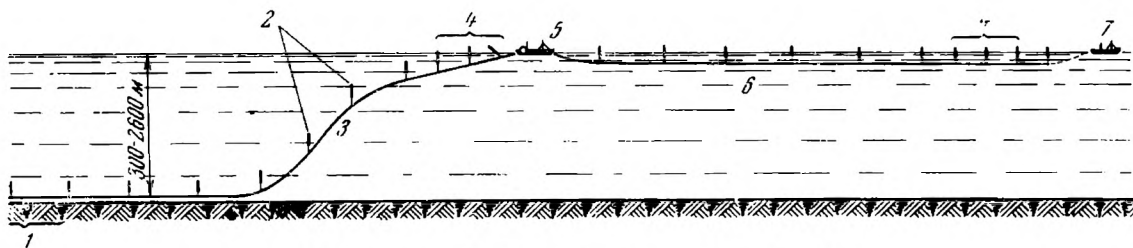


Схема метода (укладка и стыкование двух секций):

1 — установленный трубопровод; 2 — вторичные поплавки; 3 — секция во время укладки; 4 — отключенные полавки; 5 — корабль для стыкования; 6 — секция, предназначенная для укладки (от 3 до 5 км); 7 — буксировщик.

Статические и динамические исследования подобной системы относительно просты и основываются на законе Архимеда и теории цепных линий.

Исследование показывает, что действующее на голову устанавливаемой плети горизонтально направленное натяжение обуславливает возникновение между дном и поверхностью растянутой S-образной линии. Благодаря точному расчету снижения веса (давление в буях) и натяжения всех элементов, зависящих от глубины установки, кривизна остается во всех точках меньше допустимой для труб, и установка их осуществляется с постоянной скоростью поступательного движения профиля в форме S.

На концевой части секции дополнительные полавки отключаются по мере их погружения в процессе укладки. Специально оборудованный корабль принимает на борт концевую часть колонны труб и концевую часть новой секции, подводимой буксировщиком.

Каждая концевая часть закреплена регулируемыми тормозными колодками — соединение осуществляется резьбовой муфтой. Труба опускается в воду сбоку специального корабля — трубоукладчика. Временное увеличение натяжения, растягивая кривую S и погружая на большую глубину отключенные дополнительные буи, заставляет их терять плавучесть: укладка продолжается далее сама собой, до нового стыкования. Путь укладки по выбранной трассе указывает буксир.

Вся зона установки покрыта радионавигационной системой, которая позволяет каждому кораблю соответствующим образом останавливаться и перемещаться.

Таковы основные положения метода.

Рассмотрим основные характеристики установки трубопровода диаметром 244 мм (толщиной стенки 12 мм) из стали X95 (предел текучести 67 кг/мм²) на глубину 3000 м.

Истинный вес 1 м трубопровода (номинальный), кг/м	72
Кажущийся вес 1 м трубопровода (номинальный), кг/м	25
Кажущийся вес 1 м трубопровода при его облегчении (установка поплавков), кг/м	2
Объем легкого бензина, м ³ /км	70
Расстояние между вторичными буями, м	270
Давление газа во вторичных буях, кг/см ²	~20
Несущая сила буев (для погружения ниже 200 м), кг	875
Натяжение, необходимое для погружения отключенных буев и возобновления установки, Т	7—10
Натяжение для прокладки трубопровода, Т	3
Минимальный радиус кривизны, допустимый при прокладке, м	200
Минимальный допустимый радиус кривизны для труб, м	35

Необходимо отметить, что только благодаря широким исследованиям удалось применить этот метод в море с той надежностью, которую требует реализация любых значительных работ промышленного характера.

Все технологические изыскания, касающиеся труб и приспособления для облегчения, останутся безрезультатными, если не будет соответствующим образом учтено влияние на производство всех операций метеорологических условий. В связи с этим необходимо систематически исследовать влияние морских течений и метеорологических условий (волнение — ветер — шторм) на ход операции.

ВЛИЯНИЕ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Можно легко установить, что тщательное исследование метеорологических условий для проведения операций является ключом для решения проблемы, которую мы перед собой поставили.

Многочисленные операции по стыковке трубопровода в море, которые мы осуществили на экспериментальном корабле «Сальвор», показали, что квалифицированный экипаж на хорошо оборудованном корабле осуществляет стыковку за 4 ч (при высоте волн, не превышающей 1,5 м).

Так как скорость прокладки легко регулируется в пределах 1 км/ч, то теоретически возможно с этой скоростью устанавливать трубопровод непрерывным способом секциями по 4 км; стыкование при этом не будет прерывать укладки и устройства для отключения (остановки) будут только средством безопасности.

Для этого необходимо, чтобы морская рабочая площадка снабжалась каждые 4 ч новыми секциями, и корабль для стыкования мог работать круглосуточно. При этом совершенно ясно, что высокий эффект может быть достигнут только при условии, если состояние моря позволит нормально работать на рабочей площадке.

На достаточно длинном маршруте, несмотря на предварительные метеорологические исследования, позволяющие выбрать наиболее благоприятный сезон, можно предвидеть простои. В зависимости от причин они могут послужить поводом для осуществления различных мероприятий. Далее будет показано значение прогноза погоды на короткие и средние сроки.

Рассмотрим несколько случаев, когда состояние моря не позволяет обеспечивать стыковку (высота волн превышает 1,5 м).

1. При предусмотренном и ограниченном ухудшении погоды, как, например, в выбранном режиме при временном и регулярном усилении ветра в определенные часы дня с высшей точкой, которая определяется метеорологическими условиями, трубопровод, поддерживаемый на поверхности отключенными буями, будет без затруднений удерживаться головным буксиром. Корабль для стыковки будет оставаться на своем месте и возобновит свою работу, как только состояние моря ему это позволит. В течение этого периода караван буксировщиков движется малым ходом или даже останавливается. Плавание под «минимальной парусностью» вполне возможно без всякого ущерба для трубопроводов и оборудования.

2. При ухудшении погоды свободная концевая часть трубопровода при помощи специального корабля погружается на дно. Подобные корабли имеются. В частности, наилучшим образом приспособлены для этих функций судна для прокладки подводного кабеля. Кабельные механизмы, которыми они оборудованы, могут оперировать с тросами смешанного типа. В течение лета 1963 г. судно для прокладки подводного кабеля «Ампер» осуществило несколько погружений и подъемов

трубопроводов с глубины 2500 м с помощью тросов смешанного типа, работавших с 15—20% от их разрушающей нагрузки.

Передача натяжения на судно для прокладки подводного кабеля осуществляется до крайних пределов, пока условия погоды не станут слишком плохими и не сделают эту операцию слишком опасной. Решение утопить трубопровод принимают только в случае, если условия продолжают ухудшаться или есть основания думать, что они станут слишком суровыми.

Когда улучшение погоды, подкрепляемое благоприятными прогнозами, позволяет возобновить работы, судно для прокладки подводного кабеля поднимает трос. Подчеркнем, что операции по тралению существенно облегчены и ускорены при помощи привязки к месту, которую позволяет осуществить радионавигационная сеть. По извлечении на поверхность концевые поплавки восстанавливают свою плавучесть, и горизонтальное натяжение позволяет вернуться к форме S в положении первоначальной остановки.

При решении затопить трубопровод корабль для стыкования направляется в порт, и наземная рабочая площадка прекращает выдачу секций.

Операция подобного масштаба требует, включая предварительную очень тщательную подготовку, координации на всех этапах, которая может быть обеспечена, если только центральное единое руководство располагает необходимой радиосвязью и полными метеорологическими сведениями, относящимися к району работ.

ВЛИЯНИЕ МОРСКИХ ТЕЧЕНИЙ

Гидродинамическое воздействие морских течений на трубопровод, оборудованный поплавками, и на корабли весьма существенно. Поэтому на трассе прокладки трубопровода гидрографические исследования должны включать в себя, помимо тщательного исследования дна, систематическое изучение интенсивности и зоны действия по глубине наиболее сильных течений.

Корабль для стыковки, специфические характеристики которого мы рассмотрим далее, может избавляться во всех своих маневрах от воздействия течения и ветра, предполагаемых ниже определенного предела.

Подчеркнем прежде всего, что речь идет только о значительных течениях (выше чем 926 м/ч). Они редки на больших глубинах, так как подобные течения затрагивают слои воды, расположенные выше, чем 100 или 150 м от поверхности. Таким образом, в основном рассматриваются нагрузки на верхнюю часть S-образной кривой и на горизонтальную поверхностную часть трубопровода.

В этих условиях влияние течений на укладку можно представить в зависимости от их ориентации относительно оси трассы.

Поперечные течения, которые стремятся отклонить ось укладки, устраняются следующим образом: головной буксировщик перемещает по течению головную часть трубопровода. Эта часть очерчивает в плане четверть круга, которая сопрягается по касательной с осью укладки; точка сопряжения находится на такой глубине, что влияние течения не чувствуется, S-образная кривая также смещается в сторону в своей верхней части.

Специальное вспомогательное судно, снабженное радионавигационным устройством, непрерывно контролирует с помощью лота правильность положения трубопровода в его части, не находящейся под влиянием течения, и дает маневрирующим судам (буксировщики и корабль для стыковки) точные указания, необходимые для укладки по выбранной оси.

Течение, параллельное трассе, создает эффект, уподобляемый изменению натяжения головной части, к которому добавляется некоторое изменение подъемной силы в верхней части S-образной кривой. В зависимости от направления течения действие отключенных буюв усиливается или ослабляется. В первом случае достаточно увеличить на столько же натяжение, производимое буксировщиком. Во втором случае необходимо предусмотреть лишнее количество буюв для того, чтобы некоторые из них ликвидировать в момент укладки, если встречное течение будет значительно ниже предельных значений и если добавочного натяжения, прикладываемого к головной части, будет недостаточно для обеспечения погружения.

Разумеется, все косые течения определяются этими двумя составляющими, которые раздельно оцениваются по своему воздействию.

КОРАБЛИ ДЛЯ СТЫКОВКИ

Кораблю для стыковки должна быть свойственна специфическая характеристика.

Прежде всего он должен иметь хорошую маневренность. Мореходные качества корабля должны обеспечить удержание его на месте независимо от ветра и течения.

Для снижения мощности, необходимой для удержания корабля поперек течения, осадка корабля должна быть значительно уменьшена.

Должна быть обеспечена возможно бóльшая устойчивость корабля; слишком большая амплитуда боковой качки будет мешать операциям по сращиванию и будет создавать значительные напряжения в трубопроводе.

Корабль должен быть снабжен специальным оборудованием, необходимым для принятия на борт, закрепления, стыковки и спуска на воду трубопровода.

Для того чтобы корабль мог производить работу на достаточно длинных трассах, он должен иметь значительную автономность и обеспечить надежную работу в открытом море.

Он должен вмещать, наконец, экипаж в 50 человек, позволяющий работать в две или три смены.

«Сальвор» (судно дальнего плавания, водоизмещением 600 т), оборудованный для наших целей, позволил провести многочисленные исследовательские работы по стыковке в море на трубопроводах диаметром 219 и 266 мм. Он позволил, кроме того, лучше определить требования, которым должно удовлетворять судно, предназначенное для промышленных операций.

Выбранное благодаря незначительной осадке и большой устойчивости по площадке, это судно было оборудовано двумя двигателями Шоттель по 120 л. с. с приводом от дизелей.

На левом борту, вблизи мидель-шпангоута, на уровне главной палубы расположена машина для стыковки; на той же жесткой раме имеются две группы тормозных колодок: одна — закрепленная, другая — перемещающаяся в продольном направлении. Для обеспечения точной центровки стыка тормозные колодки регулируются индивидуально.

На том же борту на обшивке судна расположены два поддерживающих ролика — передний и задний с вертикальным ходом, предназначенные для поддержания концевой части трубопровода и направления ее в машину для стыковки, когда она поднята на борт.

Два гидравлических шлюп-балки позволяют соединенный и освобожденный от тормозных колодок трубопровод выдавать за борт и спускать в воду.

Богатый опыт, накопленный благодаря «Сальвору», позволил нам определить в содружестве с некоторыми французскими судостроителями в Опытном бассейне для испытаний моделей судов, каким должен быть корабль, предназначенный для производства операций в Средиземном море в нескольких сотнях километров от берега.

Корабль длиной 71 м, шириной 11,3 м и с осадкой 3 м предназначен для открытого моря. Он оборудован тремя двигателями — один расположен впереди в поперечном туннеле; два других расположены сзади один против другого и используются как главные судовые двигатели при маневрах. Они питаются от двух групп дизель-генераторов. Они допускают удержание корабля при поперечном течении 3,7 км/ч и при ветре того же направления в 10 м/сек. Скорость при свободном плавании 22,2 км/ч.

Размеры и оборудование подобного корабля позволяют укладывать трубопроводы диаметром до 300 мм. Такой корабль может быть построен тогда, когда будет с технико-экономической точки зрения обеспечено строительство трубопровода значительной длины. Для постройки корабля потребуется около 1,5 лет.

БУКСИРОВЩИКИ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ КОРАБЛИ

Буксировщики, необходимые для транспортировки секций трубопровода, являются буксировщиками открытого моря «классического типа» мощностью от 1000 до 1500 л. с. Многочисленные исследования показали, что можно легко буксировать со скоростью 5,6 км/ч оборудованные трубопроводы длиной 4000 м.

Особенно важно обеспечить постоянное снабжение морской площадки, которая должна продвигаться с максимальной скоростью, пока это позволяют метеорологические условия.

Число буксировщиков для необходимых транспортировок, которые увеличиваются с длиной трассы, в некоторых случаях значительно. Например, на трассе в 200 км их должно быть восемь.

Специализированный буксировщик с максимально возможной маневренностью (Тюнер Корт или Войт Шнейдер), снабженный приемными аппаратами для радионавигации и динамометром на буксирном гаке, должен быть предусмотрен для удержания головной части трубопровода и его установки.

Наконец, многочисленные небольшие вспомогательные суда должны обеспечивать защиту каравана и связь между кораблями и берегом.

ВЫБОР ТРУБ

Так как при прокладке трубы погружаются в воду порожними, то они должны противостоять внешнему давлению. Кольцевая форма, очевидно, предпочтительна, но необходимо учитывать допуски на выпускаемые промышленностью катаные трубы, которые плохо приспособлены к таким необычным условиям.

Исследования по облегчению труб привели к поискам стали с повышенной прочностью. Учитывая условия сварки, осуществляемой на наземной рабочей площадке, мы применяли в наших исследовательских работах легированную сталь с пределом текучести 67 кг/мм² (Х95). Ее качества в совокупности с хорошей свариваемостью являются наиболее высокими по сравнению с качеством других сталей, имеющихся в настоящее время.

После выбора стали необходимо определить геометрию труб и в первую очередь соотношение между диаметром и толщиной. Эта задача очень сложна, даже если не учитывать изгиб труб, влиянием которого можно действительно пренебречь при сохранении наружного давления в области предела текучести. Неминуемая оваллизация промышленных труб (горячекатаных и обработанных) заметно влияет на определение

сминающего давления. Теоретические и экспериментальные исследования, которые проводились в Исследовательском и Опытном центре в Шату, позволили определить приемочные нормы для труб на заводе, где очень точный и очень полный контроль размеров наряду с общепринятым контролем классического типа позволил обеспечить коэффициент надежности выше 1,5.

ВЫБОР ДИАМЕТРА ТРУБ

Диаметр труб должен допускать радиус кривизны, соответствующий средствам укладки. Следует принимать на борт корабля трубы разумных размеров, не превышая допустимую кривизну и не подвергая фиксирующие устройства машины для стыкования слишком значительным нагрузкам.

«Сальвор» позволял работать с 244-мм трубами при толщине 12 мм. Корабль, основные размеры которого мы привели выше, позволяет устанавливать трубы диаметром 300 мм при толщине 15 мм.

Такой диаметр не является ограничивающим фактором, как может показаться. Действительно, на больших глубинах толщина, вводимая для устойчивости труб к внешнему давлению, и во всяком случае для воздействия, компенсирующего это давление, допускает очень повышенное давление перекачки. Так, например, на 200 км трубопровод диаметром 300 мм под начальным (исходным) давлением 400 кг/см² имеет такую же производительность, как и наземный трубопровод диаметром 700 мм, работающий под «классическим» давлением в 70 кг/см² с компрессорными подстанциями, установленными через каждые 110 км.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОБЛЕГЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Первичное облегчение. Оно состоит из цилиндрических поплавков длиной от 7 до 8 м, диаметр которых может быть от 300 до 500 мм, наполненных легким бензином удельного веса 0,66 при 15°С. Поплавки закреплены на трубопроводе металлическими хомутами.

При стандартных поплавках, незначительно изменяющихся по двум направлениям, можно с необходимой точностью легко подгонять для определенного трубопровода с учетом фактического веса труб кажущийся вес в воде.

Разумеется, расчеты по облегчению должны учитывать сжимаемость бензина и температурные колебания. Однако эти расчеты упрощаются благодаря почти абсолютному постоянству температур на большой глубине.

Вторичное облегчение. Буи, принцип которых мы уже указали, представляют собой вертикальные цилиндры из алюминия диаметром порядка 600 мм и длиной от 4 до 5 м, в нижней части которых имеется шаровой клапан. В случае, когда грузоподъемность газа, сжатого давлением воды, теряет способность к снижению веса, в буях содержится «заряд» легкого бензина, компенсирующего их мертвый вес и вес присоединительных канатов и удерживающего буи над трубопроводом. Шар клапана выполнен из расширенного полистирена с удельным весом, средним между удельным весом бензина и морской воды. Такое устройство после длительных испытаний доказало свою эффективность и позволило осуществлять погружения на большие глубины и подъемы на поверхность без потери давления.

Присутствие легкого бензина обусловило применение для накачки нейтрального газа. Все исследования проводились с азотом.

В настоящее время исследуется возможность использования вместо бензина другого несжимаемого понизителя веса. В результате исследований установлена возможность применения в качестве газового «заряда» воздуха.

ПЕРЕСТРОЙКА РАЗГРУЗОЧНЫХ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ГАВАНЕЙ СОГЛАСНО НОВЫМ УСЛОВИЯМ НАВИГАЦИИ ТАНКЕРОВ

ОБЗОР

Значительный рост объема перевозимых танкерами нефтепродуктов и грузоподъемности нефтеналивных судов влечет за собой очень важные изменения в расположении и в характерных особенностях портов назначения. В настоящее время в портах применяются сооружения двух типов: морские трубопроводы и пристани.

Условия выбора типа сооружения зависят от многих факторов. Морские трубопроводы могут быть общезвестного типа с погружными концами или с концами, расположенными над поверхностью воды; в этом случае конец поддерживается бакенами или приспособлениями, упирающимися в морское дно.

Пристани могут быть выстроены вдоль берега бассейна или в виде свайных сооружений, для которых характерно следующее:

- а) разделение функций причала и обслуживания танкера;
- б) внедрение легких и гибких быков причальной пристани, позволяющих воспринимать большие нагрузки, создаваемые при навале танкера;
- в) усиление приспособлений для причаливания и создание вспомогательных устройств для швартовки;
- г) замена гибких рукавов для слива продукции жесткими с коленчатыми шарнирными плечами;
- д) использование новых изолирующих предохранительных заграждений.

В 1948 г. грузоподъемность самого большого танкера составляла 25 000 т. В 1965 г. уже находятся в эксплуатации танкеры грузоподъемностью 150 000 т, и в настоящее время ведутся научно-исследовательские работы по созданию нефтеналивных судов грузоподъемностью 200 000 т. Старые портовые сооружения уже не соответствуют необходимым требованиям. Таким образом, во всех странах мира для приемки крупных судов разрабатываются новые проекты портовых сооружений. При этом использование наземных трубопроводов большого диаметра облегчает концентрацию грузооборота в портах с природным благоприятным расположением для приема больших судов и не находящихся на слишком большом отдалении от районов потребления нефтепродуктов.

МОРСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ

В случае интенсивного роста числа судов и невозможности приема возросшего количества судов в существующем порту проблема может быть разрешена путем строительства морских трубопроводов.

Однако для их прокладки необходимы определенные условия:

- а) глубокие места, удобные для стоянки танкеров должны быть недалеко от берега. Длина морского трубопровода, несомненно, может превысить 2 км, но при дальнейшем увеличении расстояния судовые насосы могут достигнуть нормальной производительности только в случае увеличения диаметра трубопровода, что ведет к росту затрат; обычно длина морского трубопровода в 6 км считается максимальной;

¹ Директор Гаврского порта (Франция)

² Директор технического обслуживания фирмы «Компани Эндоустриэль Маритим». № 207.

- б) дно должно находиться в хорошем состоянии для якорной стоянки; желательное отсутствие резко выраженного скалистого рельефа;
- в) акватория для маневрирования и якорной стоянки должна быть достаточно большой;
- г) акватория, если это возможно, должна быть защищена от штормовых воздействий.

Общепринятой системой морских трубопроводов является линия, укладываемая на дне моря, оканчивающаяся одним или двумя гибкими шлангами (диаметром 305 мм, длиной 30—60 м).

В настоящее время прибавились еще дополнительные устройства:

- 1) плавучий трубопровод, предназначенный для небольших расстояний и спокойных акваторий;
- 2) подводный трубопровод, конец которого удерживается на поверхности воды бакеном;
- 3) подводный трубопровод, конец которого удерживается на поверхности посредством неподвижного сооружения.

Монтаж морских трубопроводов для разгрузки танкеров, по мнению авторов, связан со значительными трудностями и может быть рекомендован только с осторожностью. В порту назначения танкер нуждается в многочисленных видах обслуживания (снабжении горючим, водой, продуктами питания, текущем ремонте, погрузке сменных запасных деталей). Эти услуги требуют связей с берегом. Стоянка танкера в защищенной гавани позволяет разрешить эти проблемы наилучшим образом. Если танкер разгружают с помощью морского трубопровода, обслуживание замедляется, особенно затрудняется в штормовую погоду. Таким образом, танкер, который в портах отплытия и назначения грузят и разгружают посредством трубопроводов, вынужден часто останавливаться в одном из промежуточных портов для необходимого обслуживания. Такие остановки часто влекут за собой отклонение от заданного маршрута и всегда связаны со значительными затратами средств и времени.

ПРИЧАЛЫ

В обустроенных портах свободная площадь часто строго распределяется по различным видам обслуживания. Согласно общепринятому правилу судно принимают у специальных причалов, которые по их особенностям можно разделить на две категории: свайные сооружения с фронтом причала на одну или две стороны и береговые сооружения, идущие вдоль бассейна или берега реки. Сооружения обычно располагают в зависимости от местности. Не вдаваясь в технологические детали, необходимо подчеркнуть некоторые общие тенденции, выявившиеся за последнее время.

Причалы должны выполнять три основные задачи:

- 1) выдерживать усилия, передаваемые судном, особенно в момент причала, так, чтобы не повредить ни судно, ни пристань;
- 2) обеспечить соединение наземного трубопровода и судовой трубопроводной сети для разгрузки судна;
- 3) обеспечить обслуживание судна.

Соединение танкера с берегом для слива нефтепродуктов всегда было слабым местом в портовых сооружениях. Производительность судовых насосов увеличилась пропорционально грузоподъемности танкеров. Номинальная мощность насосов обычно позволяет достигнуть производительности насосов, изменяющуюся в пределах 1/10 и 1/12 грузоподъемности судна. Поэтому портовые сооружения должны быть приспособлены к таким темпам перекачки, которые иногда достигают и даже превышают 10 000 м³/ч. Для решения этой задачи сначала пытались увеличить количество соединений между портовыми трубопро-

водами и судовыми, затем увеличили их диаметр. Если установка трех или четырех трубопроводов вместо двух не встретила затруднений, то попытка применения гибких шлангов диаметром 406 мм не увенчалась успехом. Гибкие шланги большого диаметра недолговечны и дороги. Поэтому гибкие трубопроводы диаметром свыше 305 мм применяются лишь в редких случаях. Конструкторы в настоящее время применяют прочные сооружения из трубных элементов, соединенных шаровыми шарнирными соединениями. Такие новые механизмы имеют ряд преимуществ, проверенных практикой. Они прочны и в меньшей степени подвержены разрывам, чем гибкие. Их можно автоматизировать, а диаметр их можно без труда увеличить до 406 мм. Однако стоимость новых устройств выше стоимости гибких. Тем не менее, по-видимому, постепенно они заменят гибкие устройства старой конструкции на новых пристанях, предназначенных для приема танкеров очень большого тоннажа.

В портах, где рядом с нефтяными находятся другие сооружения, разливание нефти на воде опасно вследствие возможных повреждений трубопровода или пожара. До настоящего времени эту проблему решали посредством разгрузки танкеров в бассейнах, закрытых с трех сторон, а четвертую сторону закрывали во время слива подвижными сооружениями. Стоимость этих механизмов возрастает в связи с расширением размеров входа в бассейн и волнением на поверхности водного зеркала. Для маневрирования и ухода за этими сооружениями требуется многочисленный персонал. Их автоматизация (попытки были сделаны в Гавре) не дала ожидаемых результатов. Появилась новая техника, использующая течение на поверхности воды, создаваемое воздушными пузырьками. В настоящее время новую систему испытывают во многих европейских портах. Хотя испытания новой системы дают удовлетворительные результаты, однако еще нет достаточных экспериментальных данных для того, чтобы окончательно оценить ее эффективность.

П. Верре¹, Р. Вене², И. Рош³, А. Шюн⁴,

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО ГАЗОПРОВОДУ И ТАНКЕРАМИ ДЛЯ СЖИЖЕННОГО МЕТАНА

Месторождения природного газа рассредоточены по всему земному шару, что выдвигает проблему транспортировки газа как одну из наиболее актуальных.

Техника транспортировки газа по газопроводам хорошо известна и подкреплена многолетним опытом. Новейшие исследования охватывают область ее применения на морских трубопроводах.

На значительные расстояния завоз обеспечивается танкерами, транспортирующими природный газ в сжиженном состоянии под атмосферным давлением. Транспортировка газа таким путем зависит, естественно, от перевозимого количества и от длины пути.

¹ Начальник Главного управления исследований и новой техники компании «Газ де Франс».

² Инженер по мостам и дорогам, Генеральный директор Исследовательского общества жидкого метана.

³ Главный инженер службы сжижения SEGANS.

⁴ Инженер Исследовательского общества жидкого метана. № 310.

Заданная сумма расходов природного газа, которая намечается для расчета стоимости транспортировки на расстояние L , выбрана между 1 и 12 млрд. m^3 в год и разделена на пять частей 1, 2, 4, 8, 12 млрд. m^3 .

Нижний предел в 1 млрд. $m^3/год$ выбран как порог, ниже которого стоимость транспортировки 1 млрд. m^3 вырастает настолько, что решение о сжижении этого количества перестает быть экономически выгодным.

Верхний предел в 12 млрд. $m^3/год$ определяется, наоборот, системой труб, о которой единственно можно предположить, что диаметр их не будет превышать 1000 мм.

Расстояние транспортировок выбирается прогрессивно возрастающим, т. е. от 975 до 7400 км, представляющее в первом случае путь Африка — Франция через Средиземное море, а в последнем — транс-океанский переход Венесуэла — Франция или Великобритания.

Два основных параметра: ежегодный расход Q и расстояние L приняты соответственно изменяющимися в отношении 1 к 12 и 1 к 8.

Если морской путь следования требует, как между Северной Африкой и Европой, только подводного перехода, достаточно короткого для возможности прокладки трубопровода, длина трассы, принимаемая во внимание для сравнения, будет такая же, как обычная наземная система труб, ей экономически эквивалентная.

Исследование направлено на сравнение стоимости, что выражается произвольной единицей, обозначаемой буквой A . Что касается сжижения и морского транспорта, то здесь были выдвинуты следующие дополнительные предположения.

Завод по сжижению расположен в непосредственной близости от порта отгрузки и принимает природный газ под давлением по крайней мере в 40 кг/см^2 . Завод сжижает 1 млрд. m^3 газа в год.

Методом сжижения, которым пользуются для всей гаммы рассматриваемых мощностей от 100 до 1200 $t/ч$, является процесс, именуемый «каскадным», использующий в качестве холодильных агентов пропан, этилен и метан.

Значительная часть капиталовложений связана с созданием и приобретением следующих объектов:

- компрессорной станции, электростанции и различных вспомогательных установок;
- сооружений и оборудования, обеспечивающих подачу морской воды, предназначенной для холодильников;
- танкеров и др.;
- пристаней для загрузки танкеров, перевозящих жидкий метан, и соответствующего портового оборудования;
- хранилища СПГ.

Таков в общих чертах состав капиталовложений в «головную» станцию. Они рассчитаны без пошлин с учетом процентов. Процентные начисления приняты в 7%, продолжительность амортизации 15 лет.

В настоящее время не кажется абсурдным мечтать о строительстве на верфях танкеров емкостью 100 000 m^3 по типу, называемому «составные резервуары», что позволяет наилучшим образом использовать имеющееся в наличии пространство. В этом случае каркас судна воспринимает механические нагрузки, воздействующие на стенки резервуара. Благодаря этому стало возможным довести, например, полезную емкость корпуса такого судна, как «Жюль Верн» с вместимостью в 22 500 m^3 , до 34 000 m^3 .

Действительно, предел в 20 000 т существует для танкеров, перевозящих метан, с классическим каркасом. В самом деле, при более значительной емкости возникает необходимость вследствие конструк-

тивных требований в продольных усиливающих переборках, которые разделят резервуары и увеличат поверхности, нуждающиеся в теплоизоляции. Стоимость их оборудования сведет к минимуму выгоду от увеличения емкостей, более значительных, чем этот предел.

Стоимость танкера и его эксплуатации существенно зависит также от принятой крейсерской скорости. Скорость обходится дорого, но позволяет увеличить число рейсов в течение года и распределить финансовые затраты на танкер на большее количество газа. Преимущества скорости заметны на длинных маршрутах, где относительная продолжительность пребывания в море наибольшая.

Все пути следования рассматриваются при двух скоростях: 32 и 35 км/ч; танкеры, делающие 35 км/ч, более экономичны начиная с расстояния около 2800 км.

Консультации, осуществленные в международном плане, по танкерам, перевозящим метан, с «составными» резервуарами привели к выбору емкостей от 25 000 до 100 000 м³. Установленная дистанция и выбранная скорость определяют для танкера продолжительность оборачиваемости. Производительность завода по сжижению за это время определяет общий погружаемый объем газа, распределяемый между N танкерами с полезной грузоподъемностью C .

Увеличение емкости представляется предпочтительным с точки зрения как капиталовложений, так и эксплуатационных затрат, особенно связанных с экипажем танкера.

Таким образом, в каждом исследуемом случае принимается наименьшее число танкеров с емкостью, ограниченной 100 000 м³, способных принять продукцию завода одного оборота. При этом каждый раз контролируется, не поглощается ли полностью экономия от применения наибольшей грузместимости танкеров затратами, связанными с соответствующим необходимым увеличением оперативных хранилищ.

Норма испарения из резервуаров танкера определяется стандартно в 0,25% в день от общей емкости для любых рассматриваемых размеров. Испаряющийся газ используется для тяги танкера, поэтому не имеет смысла добиваться чрезвычайно низкой нормы, если только горючее, обеспечивающее потребности в энергии, не может быть приобретено по очень низкой цене.

Стоимость мазута можно варьировать в отношении один к двум в зависимости от порта, где производится снабжение. В расчетах был применен усредненный тариф.

Благодаря автоматизации самые большие танкеры имеют экипаж не более 39 человек.

Конечная станция — последнее звено в цепи транспортировки, — включается в расчет прежде всего из-за своих оперативных хранилищ.

Главная задача конечной станции — обеспечивать непрерывность поставок СПГ на заводы по переводу газа в газообразное состояние, исходя из разгрузок и перерывов с учетом определенных допусков на график привоза.

При отсутствии любых предусмотренных неполадок хранилище может иметь точно емкость C , соответствующую емкости обслуживающих его танкеров, каково бы ни было число N танкеров в цепи.

Мы применяли следующую формулу для определения различных запасов

$$S = C \left(1,3 + Z \frac{N}{r} \right),$$

где r — длительность оборачиваемости в днях; Z — длительность в днях возможного опоздания.

Стоимости емкостей различных предлагаемых типов, не превышающих 10 000—12 000 м³, очень близки. Это объясняется тем, что до

настоящего времени такие емкости изготовлялись из металла (легких сплавов или сталей). Стоимость емкостей больших размеров уже различна. Металлические резервуары остаются наиболее дорогостоящими, и их единичная емкость представляется до настоящего времени ограниченной 40 000 м³. Стоимость резервуара из предварительно напряженного бетона, полностью оборудованного, располагающего всеми вспомогательными устройствами, необходимыми для его эксплуатации, может составлять $\frac{3}{5}$ или даже половину стоимости металлического резервуара той же общей емкости.

В расчетах принята для совокупности различных хранилищ емкостью от 40 000 до 240 000 м³ стоимость металлического варианта, как наиболее достоверная.

Для расчетов были использованы показатели по станции в Гавре.

Расчеты, связанные с транспортировкой продукта по газопроводу, проведены на основе средних цен, действующих в настоящее время во Франции, без налогов, включая прибавочные проценты.

Продолжительность амортизации, принятая для труб, составляет 25 лет, и для компрессорной станции 12 лет.

Коэффициент использования в совокупности составляет 85%.

Из других параметров выделим капиталовложения.

Капиталовложения в случае морских транспортировок на наиболее значительных или самых коротких маршрутах достигают или превосходят половину себестоимости, в то время как капиталовложения главных транспортных газопроводов составляют около 80% себестоимости.

Это общее соотношение почти не зависит от преодолеваемого расстояния.

При заданном годовом транспортируемом объеме стоимость транспортировки 1 м³ газа по газопроводу практически пропорциональна расстоянию, при транспортировке газа в жидком виде необходимо учитывать определенные затраты на сжижение и затем на перевод в газообразное состояние. Другими словами, эту стоимость можно представить как отношение K_1L при транспортировке по газопроводу и как сумму $a + K_2L$ для танкеров, перевозящих метан.

С другой стороны, для газопроводов стоимость транспортировки 1 м³ газа при заданном расстоянии, т. е. коэффициент K_1 , растет очень быстро при увеличении транспортируемого объема.

Наоборот, для транспортировки танкерами метана коэффициент пропорциональности расстоянию практически не зависит от годовых транспортируемых объемов; когда возрастают транспортируемые объемы, увеличивается только постоянная, обозначаемая a .

Однако так как коэффициент K_2 значительно ниже, чем коэффициент K_1 , можно заметить, что существует область, для которой морские перевозки будут более выгодными, чем транспортировка по газопроводу. Эта область соответствует большим расстояниям и незначительно сокращается, если уменьшается значимость транспортируемых объемов. Например, транспортировка от 4 до 5 млрд. м³/год газа на расстояние 2000—2500 км более экономична по газопроводу. Если же речь идет о транспортировке этого же объема на расстояние от 3500 до 4000 км, то более выгодным будет применять танкеры для метана.

Транспортировка газа танкерами позволяет:

1) с большой легкостью распределять во времени капиталовложения в зависимости от возрастания поставок; она устраняет любые мощные изменения на энергетическом рынке в обслуживаемых областях;

2) не быть полностью связанным с совокупностью капиталовложений в заданный маршрут;

3) избежать трудностей и удлинений сроков, которые могут возникнуть вследствие пересечения территорий нескольких стран.

По этим различным причинам можно прийти к заключению, что транспортировка природного газа в жидкой форме может в течение ближайших лет получить широкое развитие главным образом за счет новых технических решений, которые уже появляются как в области сжижения, так и в области кораблестроения.

К. Бендер¹

ОРИГИНАЛЬНЫЙ МЕТОД ПРОКЛАДКИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Транспортировка нефти и газа по трубопроводам, проложенным по суше, получила широкое развитие в СССР и США. В других районах земного шара нефтяная промышленность находится в большой зависимости от морского транспорта, и несмотря на повсеместное применение больших нефтяных танкеров на 80 000—100 000 т сеть морских трубопроводов довольно незначительна.

Морские транспортировки жидких нефтепродуктов, как правило, более экономичны кораблями-цистернами, за исключением тех случаев, когда наземные переходы с помощью трубопроводов позволяют значительно сократить очень большие расстояния (случай Среднего Востока или Южно-Европейского трубопровода).

Морская транспортировка природного газа требует изменения его физического состояния — сжижения и использования специальных кораблей-танкеров для перевозки жидкого метана, которые не могут ни технически, ни экономически быть приравнены к нефтяным танкерам.

Общий экономический анализ подобной транспортировки очень сложен. Поэтому транспортировка подводными трубопроводами вновь приобретает особое значение.

В исследуемой области возможны два направления:

- использование опыта прокладки наземных трубопроводов для разработки методов погружных трубопроводов;
- разработка специального способа прокладки подводных трубопроводов.

ПРОКЛАДКА ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ ПОМОЩИ НАТЯЖЕНИЯ

Некоторый опыт уже имеется: подводные трубопроводы сооружались как для эксплуатации морских месторождений, так и для производства налива танкеров вдали от берега.

Известна прокладка морских трубопроводов путем протягивания их по дну на расстояние 30 км.

Для обоснованного решения этого метода необходимо иметь данные о подводной обстановке, местных условиях, влияющих в значительной степени на осуществление проекта.

Подобный метод был тщательно изучен и разработан для решения конкретной задачи — для условий Гибралтарского пролива.

Поставленная задача прокладки трубопровода большого диаметра,

¹ Главный инженер-судостроитель, Директор Морского департамента SEGANS компании по изучению транспортировок и обогащения природного газа Сахары. № 403.

допускающего значительные расходы, предусматривала проведение многочисленных исследований и важных опытных работ.

Прокладка по данному методу заключалась в протягивании трубопровода путем приложения к его головной части усилий одним или несколькими механизмами. Для спуска в воду новые секции трубопровода присоединялись на суше на рабочей площадке.

Для успешного осуществления прокладки необходимо прежде всего иметь точные сведения о морском ландшафте, данные о трассе, характеристику трубопровода, знать величину усилия для натягивания.

Морской ландшафт¹

Гибралтарский пролив является зоной, тщательно исследованной океанографами, которых интересует главным образом обмен вод между Атлантикой и Средиземным морем. В самом проливе течения весьма сложны и интенсивны.

С учетом глубины по трассе был выбран наиболее выгодный метод прокладки трубопровода — протягивание по дну. Независимо от глубины воды необходимо провести тщательную съемку профиля дна. Также очень важно учесть шероховатость морского дна. В самом деле, любые неровности дна хотя и не представляют опасности для самого трубопровода, могут привести к разрушению защитной оболочки труб, особенно при протягивании секции. Могут возникнуть осложнения, связанные с устойчивостью берегов, особенно в случае рыхлых почв.

Все эти геоморфологические особенности проблемы требуют очень тщательного исследования ландшафта (точные промеры, взятие образцов грунтов дна, подводный почвенный каротаж, углубленные исследования дна, сейсмические исследования), для того чтобы определить наилучшую трассу для прокладки трубопровода.

Кроме того, следует знать интенсивность и направление донных течений. Необходимо иметь в виду, что характеристика течений изменяется по величине и во времени: во-первых, в зависимости от точек измерения и, во-вторых, в зависимости от времени с учетом цикличности приливов и отливов и вероятного притока прибрежных рек.

Поперечные² течения порождают главным образом напряжение от подъемной силы, которое действует в направлении, обратном весу, и горизонтальное напряжение — от лобового сопротивления.

Когда поперечные течения достаточно сильны, под действием нагрузок, создаваемых течением, трубопровод может даже перемещаться или «перекатываться». По этой причине необходимо было разработать метод, позволяющий точно регистрировать скорость и направление течений на дне в зависимости от времени. Для этого был специально создан и испытан фоторегистратор течений, который оставляют на некоторое время в каждой точке замеров.

Глубины также исследуются или прямым наблюдением (наблюдатель в погружной башне и подводное телевидение), или путем кинофотосъемки, позволяющей воспроизводить морское дно.

Таким образом, составляется карта подводного ландшафта интересующей нас зоны, карта, включающая батиметрические кривые, свойства встречающихся донных отложений, данные о скорости и направлении течений.

Все указанные исследования требовали специализированного корабля и точной аппаратуры. В Гибралтарском проливе работы проводились одиннадцать месяцев, что составило четыре океанографи-

¹ Ландшафт — здесь совокупность факторов, характеризующих обстановку на дне моря, течения, берега и т. д.

² Поперечные по отношению к проливу.

ческих сезона. Два последних сезона работы проводились кораблем «Амальтея», специально оборудованным новейшими инструментами для измерений морских течений, ультразвуковых промеров, подводного телевидения, отбора образцов из крепких пород морского дна, сейсмических исследований (волнений), а также очень точной аппаратурой для определения местоположения как самого корабля, так и точного нахождения положения определенной точки, в которой приборы устанавливаются на дне.

Производились, например, следующие работы: 8000 км уточняющих промеров с помощью эхолота; многочисленные измерения течений на дне и в толще воды; многочисленные исследования дна (непосредственные наблюдения из батискафа, с помощью телевидения и стереоскопической фотографии); многочисленные сейсмические записи; отбор проб из крепких пород на глубине 300 и 400 м.

Трубопровод

С учетом желаемого давления на выходе были рассчитаны потери напора во время подводной перекачки, необходимое максимальное давление, и следовательно, максимальная производительность трубопровода.

В трубопроводе возникают различные напряжения: в процессе прокладки; в конце прокладки и при эксплуатации. В трубопроводе длиной несколько десятков километров напряжение от растяжения наиболее значительно. Это напряжение и условия свариваемости необходимо учитывать при выборе материала труб.

Максимальное растягивающее усилие, необходимое для прокладки, определяется в зависимости от кажущегося веса трубопровода и коэффициентов трения.

Благодаря углубленным гидродинамическим исследованиям была обеспечена устойчивость трубопровода под воздействием поперечных течений.

Прокладка трубопроводов

Напомним, что протягивание трубопровода по дну имеет значительные преимущества; сложные работы осуществляются на береговой базе, включая сварку швов и их контроль; трубопровод, уложенный на морское дно выходит из зоны действия волнения.

Необходимые исследования были проведены в самых различных грунтовых условиях дна моря, включая сильно пересеченные профили.

Усилия при протягивании трубопровода во время опытных работ достигали до 500 т. Это позволило проверить коэффициенты трения при протягивании по дну трубопровода и изучить прочность трубопровода в качественном (износ) и количественном отношениях путем экстензометрии.

В результате этих исследований и углубленных опытных работ был разработан способ прокладки трубопровода.

ТРУБОПРОВОД, УДЕРЖИВАЕМЫЙ В ТОЛЩЕ ВОДЫ

Необходимость в обобщенном специфическом методе

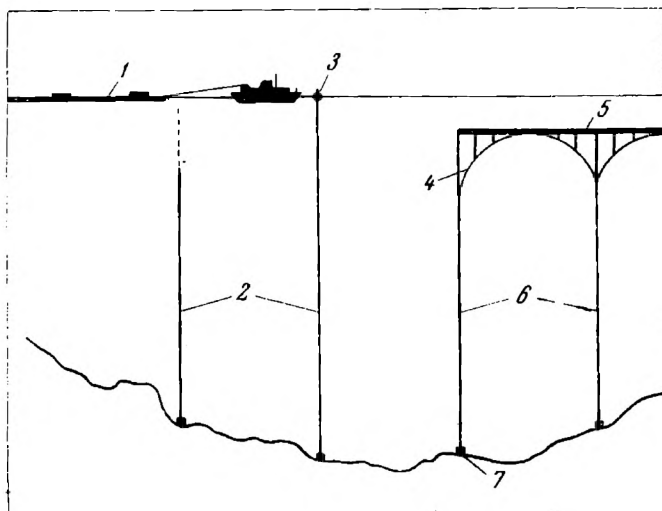
Прокладка трубопровода путем протягивания по дну имеет много преимуществ: она обеспечивает, несомненно, максимум технической и экономической надежности и применима на морских дистанциях, более значительных, чем проливы.

Этот метод, как и любые способы прокладки трубопровода по дну, имеет два ограничения:

— огромное гидростатическое давление, возникающее на больших глубинах, вследствие чего приходится отказываться от труб большого диаметра и, следовательно, от экономичных трубопроводов со значительной пропускной способностью;

— рельеф дна, особенно пересеченный и неровный; в таких случаях приходится обходить пересеченные и неровные участки, что приводит к значительному удлинению подводного маршрута и удорожанию стоимости сооружения.

Принимая во внимание эти обстоятельства, мы вновь возвращаемся к поискам системы погруженного трубопровода большого диаметра, обеспечивающего большую производительность независимо от морфологии и устойчивости морского дна.



Подводный «удерживаемый» трубопровод:
1 — буксируемая секция; 2 — удерживающие тросы; 3 — плавучий аппарат; 4 — несущие тросы; 5 — установленная секция; 6 — главные тросы; 7 — якорь.

Эженом Фрейссине был предложен следующий проект.

Трубопровод большого диаметра, имеющий положительную плавучесть, удерживается в толще воды на желаемой глубине системой подвесок и тросов, закрепленных на якорных массивах, установленных на дне.

По проекту были проведены многочисленные исследования: коррозии и морского обрастания; стойкости различных защитных покрытий; стальных и синтетических тросов; соединений труб с тросами.

Тщательно обследовалась вся совокупность необходимого оборудования для установки «удерживаемого» трубопровода.

«Удерживаемый» трубопровод позволяет вывести сооружение из зоны воздействия волнения, так как он погружается на глубину, которую можно изменять (рисунок).

Опытные работы, проводимые в море в продолжение трех лет, осуществлялись с помощью фундаментальной техники, непрестанно совершенствуемой; а также применялась техника, имеющая своей целью моделировать вначале оперативные предусматриваемые условия для последующих работ промышленного масштаба:

— установка якорных массивов на точные позиции и приложение натяжения к установочным тросам потребовали специально оборудованного для этих целей корабля «Асрагал»;

— буксировка звеньев, состоящих из секций большой длины, не составила никаких проблем; рентабельнее буксировать несколько звеньев сразу, чтобы уменьшить число стыкований в море;

— подвешивание несущих кабелей привело к созданию телеуправляемого устройства, которое было успешно испытано на различных глубинах;

— присоединение сваркой новых секций к уже установленному трубопроводу осуществлялось под водой специальной подводной камерой.

Погружение регулировалось с помощью телеуправления.

Проблемы прокладки трубопровода были решены и должны подтвердиться при работах на больших глубинах.

Проведенные исследовательские и экспериментальные работы, накопленный опыт позволяют думать, что «удерживаемый» трубопровод может иметь нормальный срок службы.

С учетом способа установки мертвых якорей и большого диаметра труб этот метод представляет определенные экономические преимущества.

Д. Ф. Линч¹

ПОДВОДНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ ДЛЯ СЕВЕРНОГО МОРЯ

УСЛОВИЯ РАБОТ

Для строительства подводных трубопроводов в этой части Северного моря очень полезными могут быть результаты аналогичных работ в Мексиканском заливе. Правда, последние должны быть должным образом скорректированы, так как условия морской среды в данных районах далеко не одинаковы.

Северное море имеет площадь водной поверхности около 260 000 км².

Из этой площади поверхность размером 208 000 км² относится к участкам глубиной не более 61 м.

Строительство подводных трубопроводов на оставшейся площади, т. е. в более глубоководных участках, по-видимому будет связано с очень большими трудностями технического порядка. Однако эта работа должна быть выполнена, так как необходимо практически решить задачу освоения нефтяных месторождений в Северном море.

Строительство трубопроводов, независимо от того, прокладываются они на суше или в море, разделяется на три основные стадии:

- 1) проектирование и инженерная разработка;
- 2) строительство и прокладка;
- 3) эксплуатация.

При проектировании трубопровода обычно приходится решать ряд проблем, от которых в дальнейшем будет зависеть технология сооружения и эксплуатации нефтепровода. Обычно эти проблемы связаны с изготовлением труб, установкой их на трассе, засыпкой в траншее, соединением секций трубопровода.

Выбор конкретных методов сооружения трубопроводов и технология их строительства во многом определяются условиями района прокладки.

Для Мексиканского залива характерны ураганы. Они вызывают штормы на море, которые иногда повреждают и разрушают эксплуатационные платформы и даже передвигают трубопроводы. И все же в течение большей части года эти площади отличаются спокойной погодой и благоприятными для эксплуатации климатическими условиями.

¹ Фирма Бечтел корпорейшен. № 404.

Северное море относится к наиболее беспокойным и штормовым морям земного шара, особенно в зимнее время. Несмотря на то что зимние штормы редко достигают силы ураганов, они довольно часты и продолжительны. В табл. 1 приводятся наиболее важные для строительных работ климатические условия в районе Северного моря.

Т а б л и ц а 1

Показатели	Летний период (апрель—сентябрь)	Зимний период (октябрь—март)
Средняя скорость ветра, км/ч	18,3	36,6
Наибольшая скорость ветра, км/ч	73,2	96,5
Преобладающее направление	Западное	Юго-западное
Средняя высота волны, м	1,5	2,4
Наибольшая высота волны, м	3,6	4,8

Приведем также данные о продолжительности различных по интенсивности волнений Северного моря в зависимости от времени года (табл. 2).

Т а б л и ц а 2

Высота волны, м	Продолжительность, сутки	
	Летний период (апрель—сентябрь)	Зимний период (октябрь—март)
0—0,9	30	10
0—1,8	150	90
0—3,0	180	120
0—4,8	—	180

Приведенные в таблицах 1 и 2 данные свидетельствуют о том, в каких суровых условиях находятся морские плавучие сооружения и оборудование в Северном море.

Для прокладки трубопроводов в Северном море необходимо конструировать баржи, способные работать при высоте волн 4,8 м. Такие баржи смогут оставаться в море на рабочем участке практически в течение всего года (за исключением периодов штормов очень большой силы).

Рациональная система разработки морских нефтяных месторождений предусматривает быструю и совершенно надежную прокладку трубопроводов при высоте волны до 3,6 м. Столь сложную задачу можно решить только при наличии специальных технических средств. Последние должны также позволять удерживать на месте оборудование, используемое для прокладки трубопроводов, при высоте волн до 4,8 м.

Не менее важной и серьезной проблемой является техническое снабжение во время сооружения подводного трубопровода. Трубы для нефтепровода даже малого диаметра слишком громоздки. Так, труба диаметром 30" (762 мм) длиной 12,2 м, заключенная в бетонный кожух, весит несколько тонн. Перегрузка труб с транспортного судна на рабочую баржу — довольно сложная операция. Доставка и перегрузка другого строительного-монтажного оборудования также представляет собой достаточно тяжелую работу в течение большей части периода сооружения трубопровода.

Точность прогноза погоды в районе Северного моря — одна из

неотложных проблем. Решение ее позволило бы свести к минимуму перерывы в прокладке трубопроводов даже в этих суровых климатических условиях.

Существуют также и другие трудности в работе, характерные для бассейна Северного моря: обломки затонувших судов, невыловленные оставшиеся со времен войны глубинные мины и т. д. Эти трудности гораздо серьезнее, чем они кажутся на первый взгляд.

Морское дно в акватории Северного моря сильно засорено обломками затонувших кораблей, которые скопились здесь за несколько столетий. Некоторые из них нанесены на карту, но много затонувших судов до сих пор не обнаружено. Поэтому при прокладке морских трубопроводов необходимо исследовать с помощью локационной аппаратуры район предполагаемой трассы.

Определенную опасность представляет заход пассажирских, торговых и рыболовецких морских судов в район прокладки трубопровода. Особенно это относится к траулерам. Их средства лова рыбы могут запутаться в канатах якорной системы трубоукладочной баржи, в тросах поплавковых буев. Наиболее серьезный ущерб строительству может быть нанесен, если сеть или трал зацепит непосредственно трубопровод в пространстве между баржей и морским дном. Поэтому график морского судоходства в районе работ должен быть тщательно скоординирован со сроками прокладки подводного трубопровода.

По мнению многих компетентных специалистов, все описанные трудности могут явиться серьезным препятствием для использования современных методов строительства и прокладки морских подводных трубопроводов в акватории Северного моря. Эти ограничения относятся почти ко всей поверхности Северного моря. Организации, занимающиеся бурением и эксплуатацией морских скважин, изучили эти проблемы и разработали соответствующее оборудование для работы в открытом море.

Еще бóльшую опасность представляют оставшиеся на дне моря после первой и второй мировых войн невзорвавшиеся мины и снаряды всех классов. Необходимо разработать соответствующую технику и технологию обнаружения и удаления или взрывания на месте старых мин, находящихся в районе трассы нефтепровода. Организации, занимающиеся строительством и прокладкой подводных трубопроводов, также прилагают все усилия, чтобы преодолеть вышеописанные трудности. Работы ведутся в следующих направлениях:

1. Расширение возможностей существующей техники и технологии.

Практика сооружения и прокладки подводных трубопроводов первоначально представляла собой приспособление техники и технологии прокладки сухопутных трубопроводов к условиям работы на море. Конечно, применяемое оборудование было соответствующим образом модифицировано в зависимости от глубины прокладки.

2. Разработка новых средств и методов прокладки морских трубопроводов.

Конечной целью разработки новых средств является создание оборудования, которое могло бы работать самостоятельно на морском дне,

3. Установление новых конструктивных параметров.

Мы должны тщательно изучить и, видимо, пересмотреть те конструктивные параметры, которые в наибольшей степени ограничивают технологические возможности прокладки морских трубопроводов. В частности, следует изменить такой критерий, как жесткость цельносварных трубопроводов. Следует изучить вопрос замены стальных труб на трубы из специального сплава, обеспечивающего гибкость и эластичность трубопровода. Необходимо также совершенствовать методы соединения труб между собой. Кроме того, необходимо пересмотреть

величину допустимых деформаций, а также требования к засыпке трубопровода в траншее. Возрастут, видимо, и требования к антикоррозийной защите.

Строительство трубопровода

Строительство трубопровода с точки зрения технологии можно подразделить на четыре этапа:

- 1) выбор трассы;
- 2) изготовление трубопровода;
- 3) укладка трубопровода на морское дно;
- 4) соединение трубопровода с источником продукции и с потребителем.

В любом случае при строительстве трубопроводов эти работы должны выполняться. Рассмотрим каждый этап в отдельности.

Выбор трассы

Выбор трассы морского трубопровода во многом определяется свойствами грунта в данном районе. Исследование грунта, безусловно является более серьезной и трудной задачей на море, чем на суше. Однако эти работы все же можно осуществлять вполне удовлетворительно. Во всяком случае, на этой стадии сооружения морского подводного нефтепровода нерешенных проблем гораздо меньше, чем на последующих.

Изготовление трубопровода

Трубы для трубопровода изготавливаются длиной около 12 м, а общая протяженность магистрали может достигать 180 км. Поэтому трубопровод собирается, так сказать, «по кускам» непосредственно на палубе специальной баржи, перемещающейся вдоль трассы, либо на суше. В последнем случае собранный из отдельных секций трубопровод транспортируется буксиром на плаву к месту укладки на дно.

Все современные методы строительства трубопроводов имеют одну общую характерную особенность: сборка их осуществляется на суше или на палубе баржи. Стыковое соединение двух труб не рассчитано на пребывание в море до тех пор, пока не будет закончена полная его обработка и подготовка к спуску в воду.

Секции трубопровода соединяются при помощи сварки. Эта операция занимает очень много времени даже при использовании труб малого диаметра.

На электросварку одного стыка двух труб большого диаметра на борту укладочной баржи уходит около 20 мин. Только при очень благоприятных условиях удается сократить это время.

Кроме того, необходимо контролировать качество каждого сварного шва радиографическим методом и наносить антикоррозийный защитный слой на каждое стыковое соединение и трубу. В отдельных случаях трубопровод облицовывают бетонным балластно-защитным кожухом.

За сутки можно изготовить участок трубопровода длиной примерно 900 м. Трубопроводы меньшего диаметра могут быть изготовлены и уложены на морское дно несколько быстрее. Однако если все же использовать метод наращивания по одной трубе, необходимо располагать новыми средствами и способами соединения труб.

Укладка трубопровода на морское дно

Существуют различные методы укладки трубопроводов на морское дно. Рассмотрим некоторые из них.

1. Нарращивание и спуск трубопровода производится непрерывно. Эти операции осуществляются на борту баржи-трубоукладчика, которая перемещается вдоль трассы. Описанный способ представляет собой наиболее общий подход к решению задачи прокладки трубопроводов.

2. На берегу, на специальной базе собираются отдельные секции трубопровода большой длины. Затем буксиры тащат их прямо по дну моря в район трассы. Эти секции стыкуются непосредственно на дне моря.

3. Отдельные секции, собранные на берегу, транспортируются на плаву к месту укладки и затопляются. Стыковка таких секций осуществляется также на дне.

4. Целые участки трубопровода, собранные на берегу, наматываются на огромный барабан, который доставляется в район трассы на специальной барже. Здесь барабан размагывается, участки трубопровода укладываются на дно и стыкуются.

В условиях Северного моря можно протаскивать по дну участок трубопровода (или целый трубопровод) длиной не более 18 км. Протаскивать более длинные участки нефтепроводов чрезвычайно рискованно.

Прокладка трубопровода путем буксировки отдельных секций на плаву может оказаться иногда менее успешной из-за суровых погодных условий.

Метод наматывания целых участков трубопровода на барабан, транспортируемый на специальной барже, имеет большие преимущества в сроках прокладки. Однако применение этого метода ограничено, так как он позволяет прокладывать трубопроводы диаметром не более 6".

При строительстве подводных трубопроводов большего диаметра наиболее рациональным все же следует признать метод непрерывного наращивания магистрали на борту передвигающейся вдоль трассы баржи.

Однако стандартная баржа-трубоукладчик, которая не может работать даже при умеренной высоте волны, для суровых условий Северного моря, по-видимому, неприемлема. Для работы в этом районе придется либо разработать новые соответствующие типы барж, либо изыскать какие-то новые технические средства и методы прокладки подводных трубопроводов.

Рассматривая проблемы укладки подводных трубопроводов, нельзя обойти вопрос засыпки их в траншеях. Засыпка трубопровода не является обязательной технологической операцией при прокладке подводного трубопровода. Однако в Северном море, где работа рыболовецких судов весьма активна и, следовательно, существует опасность повреждения трубопровода сетями и тралами, засыпка проложенной магистрали желательна.

На мелководных участках засыпка трубопровода может быть выполнена водолазами при помощи гидромониторов. Засыпка же трубопровода на глубоководных участках представляет собой большую и сложную проблему, так как возможность использования водолазов в этих условиях весьма ограничена.

Современная техника строительства траншей на суше (например, ковшовые экскаваторы, земснаряды) неприемлема для данных условий. Поэтому были созданы высокопроизводительные канавокопательные машины для работы на глубоководных участках моря. Однако они могут работать только при условии спокойного моря, так что в акватории Северного моря не могут быть использованы.

На мелководных участках могут применяться машины с гидромониторным оборудованием, способные передвигаться вдоль трассы подводного трубопровода, формировать траншею и производить засыпку магистрали. Эффективность работы этих машин зависит от работы

насосов и компрессоров установленных либо на вспомогательной барже, либо на берегу. При этом за баржей тянется целая система длинных гибких шлангов, по которым подается сжатый воздух. Эти шланги могут легко запутаться.

Использование же этих машин для работы на глубоководных участках моря при засыпке подводных трубопроводов является сложной задачей.

Соединение нефтепроводов с источником продукции и с потребителем

Для соединения нефтепроводов в системы приходится устанавливать концевые узлы и специальное оборудование на платформах, смонтированных выше уровня моря. Кроме того, производится установка необходимых фланцевых соединений и задвижек.

Иногда соединение трубопроводов в системы производится непосредственно под водой. Эту операцию выполняют водолазы.

Разработано также оборудование с дистанционным управлением для подсоединения трубопроводов к источникам питания и приема прямо на дне моря. Однако технология его применения еще не вышла из стадии экспериментов.

Если к проложенной магистральной системе предполагается в будущем подключить сеть боковых трубопроводов, то она заранее должна оборудоваться на соответствующих участках необходимыми фланцевыми соединениями.

ОСНОВНЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ В СЕВЕРНОМ МОРЕ

Рассмотрим реальные возможности решения проблемы прокладки трубопроводов в Северном море.

Можно выделить два основных направления работ в этой области:

- 1) совершенствование оборудования, применяемого при строительстве подводных трубопроводов;
- 2) совершенствование вспомогательных средств, используемых при этой работе.

Совершенствование оборудования для строительства подводных трубопроводов

Как показывает опыт, даже при незначительном волнении работы, производимые на борту баржи-трубоукладчика (центрирование труб, их сварка и др.), вследствие качки последней сильно осложняются. Поэтому одной из основных задач при прокладке подводных трубопроводов является обеспечение устойчивости рабочей платформы. Буровики решили эту проблему путем создания полупогружных плавающих буровых установок, которые обладают высокой устойчивостью в условиях бурного моря. Этот же принцип можно использовать и для плавучих платформ, предназначенных для сооружения подводных морских трубопроводов.

Одним из важных моментов при прокладке является регулирование и контроль величины стрелы прогиба провисающего участка трубопровода между дном моря и баржей-трубоукладчиком. Для регулирования провисания применяются длинные выносные направляющие желоба. Можно уменьшить поддерживающий опорный узел, предназначенный для регулирования величины провисания указанного участка трубопровода, настолько, что он окажется лишь коротким продолжением сварочной спускной ramпы. Но при этом профиль свободного провисания трубопровода должен быть выдержан. Необходимо обеспечить

возможность регулировать положение этого желоба в пределах от вертикального до горизонтального направления с таким расчетом, чтобы он мог служить касательной направляющей для профиля провисания участка трубопровода при данной глубине воды.

Необходимо также создать специальное оборудование для зажима секции трубопровода и удержания ее во время электросварки. Это позволит укладывать трубы при любой глубине моря.

Допустимый угол наклона выносного направляющего желоба определяется глубиной моря в данном районе и допустимым радиусом кривизны линии провисания участка трубопровода между баржей и морским дном.

Вспомогательные технические средства

Конструировать вспомогательное оборудование необходимо с таким расчетом, чтобы оно не выходило из строя при качке и в результате намокания. Существует три пути решения этой проблемы.

1. Оборудование заглубляется в грунт морского дна. В данном случае оно находится вне влияния волн и ветра. Однако этот путь наиболее труден для практического осуществления, так как для его реализации должны соблюдаться следующие условия:

- 1) высокая антикоррозийная стойкость оборудования;
- 2) простота замены оборудования;
- 3) наличие индивидуального источника питания оборудования, рассчитанного на длительное время;
- 4) безотказная система дистанционного управления.

Заглубление оборудования в грунт — очень сложная задача. Такое технологическое решение применимо по большей части к наиболее простым узлам вспомогательного оборудования.

2. Основные узлы оборудования заключаются в защитный корпус и устанавливаются на грунт. Этот путь более простой по сравнению с предыдущим.

Заключенные в защитный кожух узлы должны находиться в среде сухого инертного газа или защитной смазки в зависимости от специфики работы данных механизмов.

Наиболее важным условием при таком технологическом решении является простота замены отдельных деталей. При этом должна быть исключена возможность попадания воды в исправные механизмы.

3. Помещение всего комплекса оборудования в защитную оболочку. В этом случае оборудование монтируется на дне моря в специальном корпусе, внутри которого поддерживается атмосферное давление. Обслуживающий персонал имеет доступ к оборудованию и может своевременно и без особых затруднений производить его ремонт.

Из Кэйето¹

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОРАБЛЕЙ, ПЕРЕВОЗЯЩИХ СЖИЖЕННЫЕ НЕФТЯНЫЕ ГАЗЫ (СНГ)

ХАРАКТЕРИСТИКА ТИПОВ КОРАБЛЕЙ

Все корабли, предназначенные для перевозки сжиженных газов (СНГ), могут быть классифицированы следующим образом.

1. Танкеры «под давлением». Они не оборудованы холодильными

¹ Инженер Национального института нефти и источников энергии, начальник службы Анонимного общества по управлению и оборудованию (судов). № 312.

установками. Резервуары этих кораблей не имеют тепловой изоляции.

2. Танкеры «полуохлаждаемые». Транспортировка СНГ осуществляется под давлением, меньшим чем давление паров продукта при максимальной температуре. На судне установлено холодильное оборудование.

3. Танкеры «полностью охлаждаемые». Транспортировка СНГ осуществляется под атмосферным давлением либо в автономных, либо в «составных» резервуарах.

Танкеры «под давлением»

Первые корабли, предназначенные для перевозки СНГ «в налив», были оборудованы резервуарами, рассчитанными на достаточно высокое рабочее давление (до 25 кг/см^2). Это позволяло, например, перевозить пропан при температуре около 65°C . Однако многолетний опыт показал, что максимальная температура транспортировки, служащая основой для расчета элементов судна, должна быть уменьшена. В настоящее время рекомендуемая максимально возможная температура для погрузки составляет 45°C . Тогда для кораблей «под давлением»

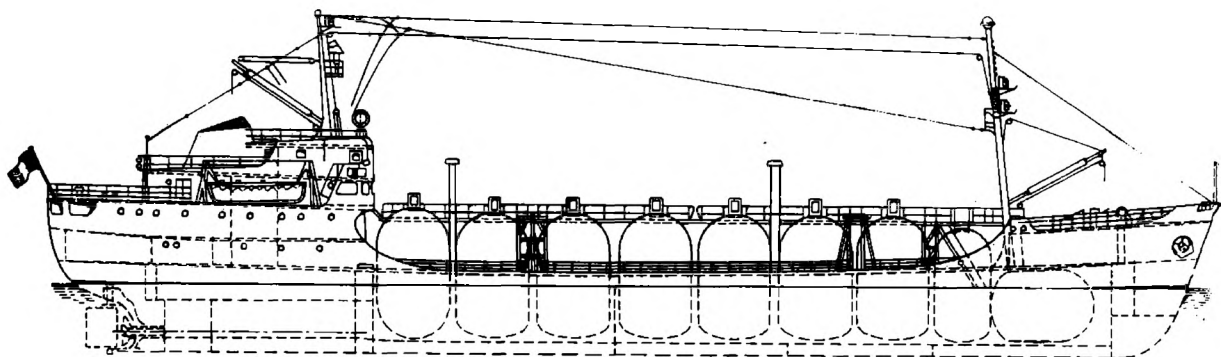


Рис. 1. Танкер «под давлением».

полное рабочее давление пара в емкостях с пропаном и аммиаком равно приблизительно 17 кг/см^2 .

При всех температурах давление паров бутана значительно ниже, чем паров пропана. Перевозить бутан легче, чем пропан, поскольку полное рабочее давление пара в резервуаре в этом случае обычно незначительное. Некоторые корабли конструировались специально для транспортировок бутана.

В настоящее время все корабли создаются с таким расчетом, чтобы обеспечить транспортировку и бутана, и пропана, и аммиака.

Форма емкостей для перевозки СНГ и их размещение на корабле различны.

Основные виды емкостей следующие:

- 1) цилиндрические резервуары, устанавливаемые вертикально;
- 2) цилиндрические резервуары, устанавливаемые горизонтально;
- 3) сферические резервуары.

При вертикальном размещении в танкер входит больше емкостей. Однако такое расположение рабочих резервуаров предпочтительнее для случая разгрузки судна в различных портах (рис. 1).

Вообще же в современном судостроении следует отметить тенденцию к сокращению числа емкостей (естественно, при сохранении их вместительности) для упрощения системы трубопроводов внутри танкера.

Вертикальные и сферические емкости имеют простую и компактную систему закрепления.

Горизонтальные емкости располагаются в трюме (два ряда по два или по три резервуара) и в верхней части, частично выступающей за наружную часть корабля (два или три резервуара в один ряд). Многочисленные опоры распределяются по всей длине горизонтальных емкостей.

Для уменьшения деформации горизонтальные резервуары удерживаются в так называемых постелях посредством толстых бандажей из синтетического каучука. В этом случае закрепление верхних резервуаров требует наличия многочисленных трюмных рамных шпангоутов.

В кораблях «под давлением» емкости не входят в конструкцию танкера и не связаны непосредственно с корпусом судна. Они очень тяжелы. С целью уменьшения веса этих емкостей можно использовать стали, имеющие более высокие пределы упругости. Узлы из этих сталей должны свариваться особенно тщательно.

Корабли подобного типа оснащены очень тяжелым оборудованием для погрузо-разгрузочных операций (компрессоров и насосов), но зато они не имеют охлаждающих устройств.

«Полуохлаждаемые» танкеры

Опыт показал, что в европейской зоне, где атмосферная температура в основном не превышает 25°C , достаточно относительно небольшого охлаждения транспортируемого продукта и тепловой изоляции рабочих емкостей. В этих условиях можно загружать резервуары

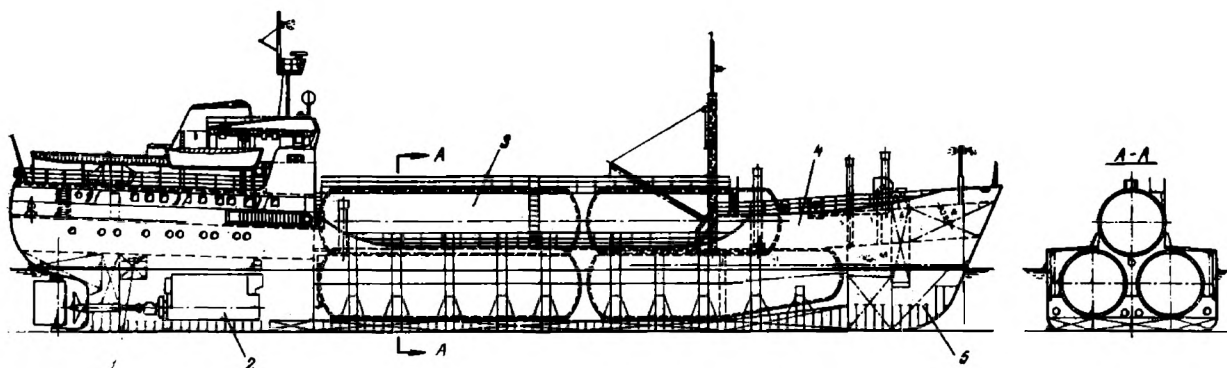


Рис. 2. «Полуохлаждаемый» танкер с горизонтальными емкостями:

1 — топливо; 2 — машинное отделение; 3 — горизонтальные емкости; 4 — насосное отделение; 5 — балластный отсек.

постоянным объемом, а не постоянным весом, как в случае транспортирования СНГ под давлением.

С этим расчетом и построены так называемые «полуохлаждаемые танкеры» (рис. 2 и 3).

Могут быть применены различные системы охлаждения (рис. 4 и 5):

1) конденсация газообразной фазы в каждом резервуаре в конденсаторах, питаемых рассолом;

2) охлаждение жидкой массы в каждом резервуаре при помощи змеевиков, погруженных в жидкость и промываемых рассолом;

3) использование транспортируемого СНГ в качестве холодильного агента и компрессоров для погрузо-разгрузочных операций в качестве холодильных устройств.

При всех условиях холодильное оборудование должно обеспечивать выполнение следующих операций.

1. При погрузочных работах охлаждать загружаемую жидкость до температуры, установленной для транспортирования.

2. При транспортировке поддерживать температуру СНГ в заданных пределах или даже продолжать снижать ее, если температура

хранилищ, куда предполагается разгрузить транспортируемый продукт, ниже температуры СНГ при погрузке.

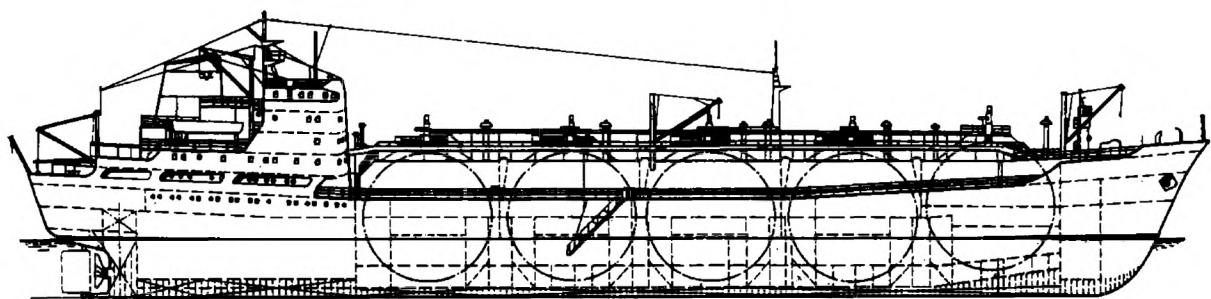


Рис. 3. «Полуохлаждаемые» танкеры со сферическими емкостями.

Владельцы «полуохлаждаемых» танкеров сами устанавливают температурный режим транспортируемой жидкости.

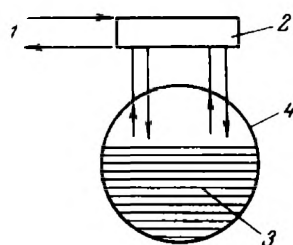
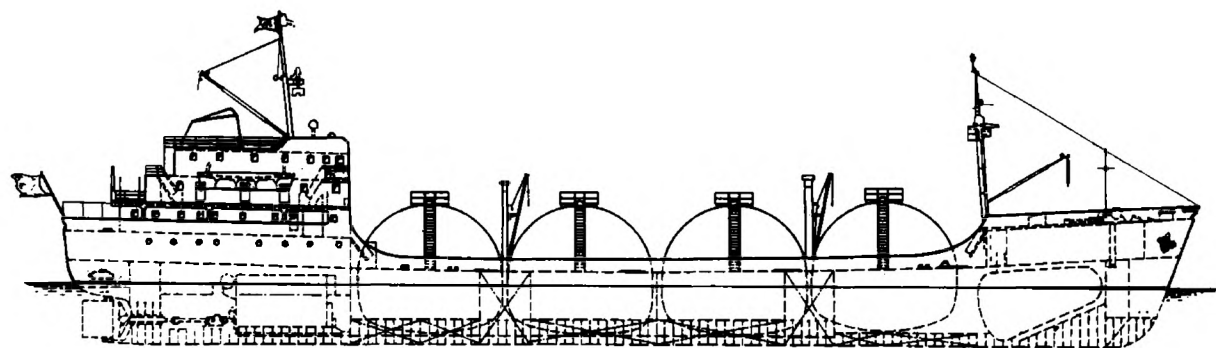


Рис. 4. Охлаждение при помощи рассола:
1 — рассол; 2 — конденсатор;
3 — СНГ; 4 — емкость.

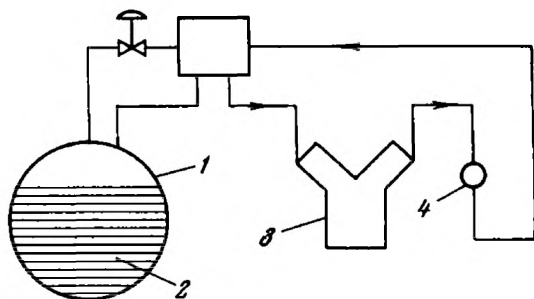


Рис. 5. Классическая система охлаждения:
1 — охлаждаемый резервуар; 2 — СНГ; 3 — компрессор; 4 — конденсатор.

Танкеры «полностью охлаждаемые»

Эти корабли перевозят нефтепродукты под атмосферным давлением.

Первый танкер «Пионер метана», предназначенный для перевозок жидкого метана, имел алюминиевый резервуар автономного типа, достаточно прочный (внутренние ребра жесткости, более толстые листы металла), чтобы выдерживать гидростатические и гидродинамические нагрузки.

Эти нагрузки передавались на каркас корабля через локальные соединения рабочих емкостей (в верхней и нижней частях) с корпусом судна.

Подобные локальные связи особенно затруднительны в танкерах «под давлением» и в «полуохлажденных» танкерах из-за значительных

температурных колебаний. Так, для емкостей диаметром 10 м при температуре -168°C сокращение по диаметру составляет 3 см.

Экспериментальное судно «Ле Бовэ» было оборудовано обществом «Метановые перевозки» для того, чтобы детально исследовать некоторые типы автономных резервуаров. Исследования продолжались несколько месяцев и дали ценные сведения.

На большинстве проектируемых крупных метановых танкерах, рассчитанных на температуру -168°C и на многих пропановых танкерах, рассчитанных на атмосферное давление при температуре -45°C , устанавливаются подобные автономные резервуары. Для метановых танкеров резервуары изготавливаются из алюминия или из стали с 9%-ным содержанием никеля. Нержавеющая сталь, несмотря на хорошие качества, ввиду высокой ее стоимости не применяется.

В течение нескольких лет изучается еще один тип резервуаров — составные емкости. Первичная оболочка, т. е. резервуар, содержащий жидкость, опирается практически на изоляцию, которая передает нагрузки на каркас судна. В качестве изоляции используются в основном твердые пенопласты или порошкообразные изоляторы.

Составные емкости представляют собой гибкие резервуары с малой толщиной первичной оболочки (0,5—1 мм) из нержавеющей стали или из специальных сплавов, обладающих очень незначительным линейным коэффициентом расширения.

Уже решена очень важная проблема: закрепление мягкой оболочки на каркасе корабля. Такие соединения являются точечными или линейными.

При изготовлении составных емкостей одной из самых сложных операций является сварка. Сваривание тонких металлических листов — задача очень трудная. При этом необходимо добиться абсолютной герметичности емкости и контролировать эту герметичность.

Исследовательские работы в области погрузочных операций показали, что в составные резервуары с атмосферной температурой можно без дополнительных предосторожностей заливать жидкий азот с температурой -180°C . Для автономных же резервуаров охлаждение — операция сложная и длительная. Поэтому в автономных резервуарах обычно оставляют небольшое количество метана, чтобы в период обратного рейса они оставались охлажденными.

У кораблей, оборудованных автономными или составными резервуарами, кроме первичной оболочки, которая непосредственно контактирует с жидкостью, имеется и вторичная оболочка, которая может удерживать жидкий метан в случае утечек или разрушения первичного резервуара. Кроме того, вторичная оболочка предохраняет корпус корабля от случайного контакта с жидким метаном. Между резервуаром и вторичной оболочкой помещается слой изоляции.

Подобные корабли в основном не снабжены оборудованием для повторного сжижения. Груз содержится при температуре кипения, при этом допускается частичное его испарение.

Газообразный метан, являясь значительно более легким, чем воздух, улетучивается в атмосферу, и эта постоянная утечка решает проблему безопасности. Некоторые судовладельцы улавливают этот теряющийся газ и используют его в качестве топлива.

Совершенно очевидно, что определение оптимального типа танкера находится в очень сложной зависимости от большого числа факторов. При выборе типа корабля, помимо стоимости резервуаров, следует учитывать также затраты на холодильное оборудование, изоляцию резервуаров, монтаж вспомогательных механизмов и т. д.

Танкеры «под давлением»

Погрузка. СНГ нагнетается в рабочие емкости танкера насосами наземных хранилищ. Иногда при загрузке танкера из вагонов используются насосы и компрессоры самого судна. Во всех случаях выгодно располагать уравнивающей магистралью, т. е. специальной системой труб, которая не зависит от системы трубопроводов для жидкости и осуществляет сообщение между газообразной фазой в рабочих емкостях и наземных резервуарах. Если уравнивающая магистраль отсутствует, то противодействие в рабочих емкостях снижает темп погрузочных работ (задерживает конденсацию).

Разгрузка. В наземных емкостях для хранения СНГ под давлением имеются центробежные насосы, расположенные под нижним уровнем резервуара. При помощи их опорожняются емкости.

На борту корабля эта проблема усложняется, так как согласно правилам все трубопроводы для СНГ должны быть расположены над верхней палубой. Таким образом, и насосы должны быть установлены над палубой. Необходимо также использовать средства для доставки жидкости к всасывающим линиям насосов. Для этого применяют один или несколько компрессоров. Они поддерживают в резервуарах избыточное давление, позволяющее искусственно сохранять давление в приемных линиях насосов и избегать явлений кавитации.

«Полуохлаждаемые» танкеры

Погрузка. Рассмотрим только наиболее распространенный вариант охлаждения, когда транспортируемая жидкость используется как холодильный агент. Охлаждение загружаемого продукта осуществляется тогда по классическому холодильному циклу. Холодильный агрегат действует по замкнутому циклу с резервуаром, который служит испарителем в течение погрузочных работ. Процесс охлаждения может продолжаться и во время рейса.

Разгрузка. При этих операциях используется техника, аналогичная той, которая применяется для разгрузки кораблей «под давлением».

Современные «полуохлаждаемые» танкеры имеют стальные резервуары, допускающие погрузку продукта при температуре -5°C . Некоторые из них снабжены оборудованием, которое позволяет повышать температуру пропана перед поступлением его в резервуары с -45°C до -5°C .

Танкеры «полностью охлаждаемые»

Погрузка. Танкеры такого типа (рис. 6) загружаются так же, как и корабли «под давлением». Рабочие емкости этих судов оборудованы предохранительными клапанами, тарированными на очень небольшое изменение давления.

Разгрузка. Резервуары подобных танкеров не могут выдержать давления, достаточного для приведения в действие насосов, установленных на палубе корабля. Поэтому здесь применяется другая техника перекачки — погружные насосы. Эти насосы обычно приводятся в действие электродвигателями, которые могут располагаться (относительно насоса) следующим образом.

1. Над резервуаром или в стороне от него. В этом случае приводной вал двигателя имеет длину, по меньшей мере равную высоте резервуара.

2. Непосредственно в жидкости. Здесь единственным барьером между медной проволокой обмоток электродвигателя и транспортируемым продуктом является изоляция (пластический материал), которая должна сохранять все свои характеристики при низких температурах.

Надежность изоляции обмоток электродвигателя, погруженного в жидкость, исключительно важна, так как СНГ является легковоспламеняемым горючим.

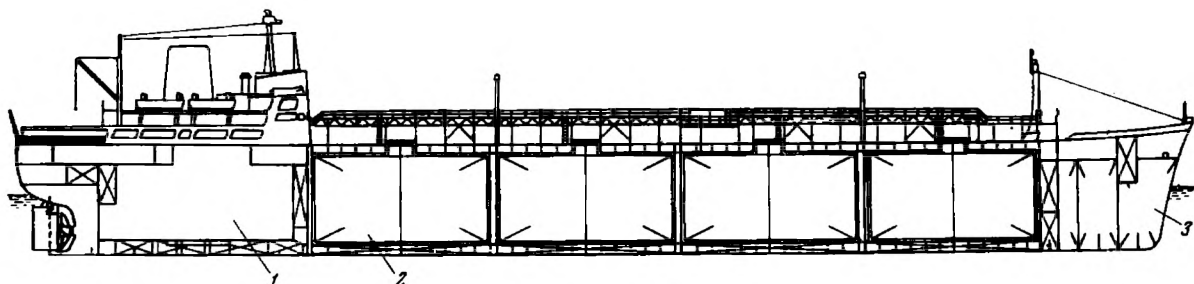


Рис. 6. «Полностью охлаждаемый» танкер:
1 — машинное отделение; 2 — грузовой танк; 3 — балластный отсек.

Кроме обычной противопожарной техники, на танкерах имеются приборы, позволяющие быстро обнаруживать взрывную смесь в пробах воздуха. Последние берутся в местах возможных утечек.

Пары бутана более тяжелые, чем воздух. Поэтому при утечках этот газ обычно быстро аккумулируется. Вследствие этого все места возможных утечек должны быть обеспечены очень хорошей вентиляцией.

Электродвигатели, приводящие в действие вспомогательное оборудование для разгрузки, установлены в герметичных камерах, где поддерживается легкое избыточное давление (несколько сантиметров водяного столба) при помощи вентилятора, засасывающего свежий воздух. Такая предосторожность принята почти на всех танкерах.

На кораблях имеется набор инструментов из специальной стали, исключающей возможность искрообразования.

Для танкеров, перевозящих СНГ, наиболее опасной операцией является дегазация. Применяется несколько методов дегазации.

1. Дегазация водой. Рабочая емкость полностью наполняется водой, которая и вытесняет газ. Этот метод очень трудно применять на больших кораблях.

2. Дегазация инертным газом. Присутствие в рабочей емкости определенного количества инертного газа исключает опасность взрыва при проникновении в резервуар некоторого количества воздуха.

3. Дегазация воздухом. В рабочую емкость подается поток воздуха, который вытесняет постепенно пары СНГ. В этом случае необходим строгий контроль, чтобы не образовалась взрывоопасная смесь.

*И. М. Петель*¹

ПОРТОВЫЕ СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ) В АРЗЕ²

Настоящий доклад имеет целью осветить вопросы, связанные главным образом с парком хранилищ жидкого метана.

¹ Инженер Е. С. Р. (Нефтяное торговое предприятие «Кемел»). № 307.

² Арзе (Arzew) — порт в Алжире, вблизи Орана.

подземное хранилище с замороженной стенкой; подземное хранилище из предварительно напряженного бетона.

Решение, касающееся подземного хранилища со стенками из льда, было принято по трем основным причинам:

- стоимость сооружения этих хранилищ меньше, чем у классических наземных хранилищ;
- безопасность по отношению к соседним сооружениям;
- непроницаемость хранилища для грунтовых вод (лед является наилучшим средством для перекрыwania значительного притока воды из водоносных пластов).

ПАРК ХРАНИЛИЩ

Классические наземные хранилища

1. Резервуары с внутренней оболочкой из алюминиевого сплава.

Основание резервуара. Круглая платформа из армированного бетона толщиной 0,6 м и диаметром 26,86 м, опирающаяся на 100 винтовых свай из бетона диаметром 0,56 м, погруженных на глубину около 12 м.

Наружный резервуар. Температура исследования около 38° С. Расчетное давление: избыточное давление 100 мм вод. ст. плюс нагрузка от теплоизоляции между двумя оболочками; вакуум 50 мм вод. ст.

Размеры: диаметр 26 345 м, высота 26,64 м.

Крыша в форме сферического купола, поддерживаемого ребрами жесткости.

Используемый материал — мартеновская сталь.

Внутренний резервуар. Температура исследования — 165° С.

Удельный вес СПГ при этой температуре 0,5.

Расчетное давление:

— тарировка клапана избыточного давления 300 мм вод. ст. или 350 мм вод. ст. с учетом 50 мм вод. ст. вакуума наружной оболочки;

— тарировка вакуумного клапана: 50 мм вод. ст. или 150 мм вод. ст. с учетом 100 мм вод. ст. избыточного давления внешней оболочки, к которому следует прибавить нагрузку от теплоизоляции между двумя оболочками.

Размеры: внутренний диаметр 24 384 мм, высота 24 440 мм.

Крыша — автономная, в форме сферического купола.

Используемый материал: листы алюминиевого сплава А—G4MC, соответствующего почти точно американскому сплаву 5086 и английскому D54S.

Изоляция. Между днищами внешнего и внутреннего резервуаров бруски из пеностекла, наложенные друг на друга, общей толщиной около 1 м.

Между днищами внутреннего и наружного резервуаров против рубашки внутреннего резервуара имеется упругая изоляция, остальное пространство заполнено перлитом. Общая толщина изоляции около 90 см. Упругая изоляция предназначена для сохранения практически постоянной толщины перлита при сокращении внутреннего резервуара, которое вызывается охлаждением.

Между крышками наружного и внутреннего резервуаров слой перлита толщиной около 0,75 м.

Вспомогательные принадлежности. Предусмотрены все вспомогательные устройства, необходимые для нормальной эксплуатации резервуаров: лестницы, люк для прохода человека, заземление и др.

Имеется 41 термометрический зонд, каждый из которых прочно заделан в различных местах и позволяет дистанционно наблюдать за распространением охлаждения. Кроме того, смонтировано 23 запасных зонда.

Для соединения штуцеров внутреннего резервуара с соответствующими штуцерами внешнего резервуара применяют гофрированный стык, обеспечивающий относительные перемещения двух резервуаров.

2. Резервуары с внутренней оболочкой из стали с 9%-ным содержанием никеля.

Основание резервуара идентично основанию резервуаров с внутренней оболочкой из алюминиевого сплава.

Наружный резервуар такой же, как и резервуар с внутренней оболочкой из алюминиевого сплава.

Термическая обработка: двойная нормализация (около 900 и 770° С) и выдержка между 565 и 607° С.

Механические характеристики:

предел прочности $R \geq 70,3 \text{ кг/мм}^2$,

предел пропорциональности $E \geq 52,7 \text{ кг/мм}^2$,

остаточное удлинение $A = 22\%$ на 50 мм.

Внутренний резервуар. Расчетные данные и размеры такие же, как и у внутренних резервуаров из алюминиевого сплава.

Используемый материал: листы из стали с 9%-ным содержанием никеля.

Термическая обработка: соответствует «пункту О» для ASTM — В — 209.

Механические характеристики: $R \geq 28,1 \text{ кг/мм}^2$, $E \geq 12,6 \text{ кг/мм}^2$, $A = 16\%$.

Изоляция такая же, как и у резервуаров с внутренней емкостью из алюминиевого сплава.

Вспомогательные принадлежности такие же, как и для резервуаров с внутренней емкостью из алюминиевого сплава.

Хранилища в котлованах

Основные элементы, относящиеся к почве.

В исследуемой зоне было осуществлено предварительное рекогносцировочное бурение с отбором керна. Его результаты подтверждаются опытом и являются следующими:

от 0 до 1,30 м — морской песок;

от 1,30 до 1,80 м — туф;

от 1,80 до 3,50 м — конгломерат ячеистого известковистого песчаника с многочисленными линзами песка;

от 3,50 до 6,50 м — мягкие мергели;

от 6,50 м — зеленые однородные плотные мергели.

Пробы этих материалов были исследованы для определения их характеристик при различных условиях проведения работ. Очень водопроницаемыми пластами были те, которые соответствовали песку и ячеистому известковистому песчанику. Зеленый мергель, наоборот, был водонепроницаем. Наконец, туф имел необходимую характеристику для создания фундамента.

Резервуар

Он образован в цилиндрическом котловане с вертикальной осью диаметром 37,185 м и с глубиной, практически равной диаметру. Верхняя часть этого котлована образована кольцевой стеной из армированного бетона толщиной 0,3 м и высотой 2,14 м, опирающейся на фундаментные бетонные опоры, которые в свою очередь опираются на пласт туфа. На верхней части кольцевой стены карнизы из армированного бетона служат опорами для каркаса крыши.

Вокруг резервуара расположены вертикальные и наклоненные под различными углами трубы, которые были установлены на место до

выемки котлована. По этим трубам циркулирует рассол, предназначенный для замораживания грунта в форме цилиндрической стены.

Аммиачная холодильная установка работает в течение проведения всех работ, вплоть до введения резервуара в эксплуатацию.

Вертикальная стенка резервуара расширяется до необходимого диаметра и должна остаться необработанной.

Днище резервуара с легким наклоном к центру футеровано слоем пеностекла, предназначенного для ограничения парообразования при поступлении первых порций жидкого метана в резервуар.

Крыша

Расчетные условия: избыточное давление 300 мм вод. ст.; депрессия 50 мм вод. ст.

Крыша навешивается на конструкцию, которая имеет вид сетки в форме купола. Она ограждена кольцевым брусом, опирающимся на бетонные карнизы, описанные выше. К этой конструкции подвешивается горизонтальная крыша в виде пространственной решетки из алюминиевого сплава, покрытой алюминиевыми листами толщиной около 2 мм. Верх крыши покрывается системой бетонных плит, опирающихся на обрешетку из профилей. Низ крыши резервуара покрыт слоем изоляции, удерживаемой сеткой из алюминия.

Уплотнение между крышей и резервуаром достигается благодаря вертикальной цилиндрической пяте свода, сконструированной таким образом, что она может сокращаться при охлаждении. Нижняя часть этой своеобразной юбки образует, собственно говоря, герметичный стык с верхней частью котлована.

В процессе строительства весь этот ансамбль находится под нагрузкой, создаваемой противовесами, и переходит в ненагруженное состояние, когда резервуар находится в эксплуатации под воздействием внутреннего давления.

Материалы

Применяемый алюминиевый сплав примерно соответствует по английской спецификации сплаву А-Г5.

Вспомогательные принадлежности

Кроме штуцеров для ввода и отвода жидкостей и газов, клапанов, указателей уровня, было предусмотрено оборудование в центре днища зумпфа из алюминиевого сплава для установки двух погружных насосов, необходимых для эксплуатации.

Наконец, предусмотрено оборудование для контроля за температурой в резервуаре и наблюдения за постепенным продвижением льда в окружающей почве. С этой целью на трех радиусах под углом 120° были размещены пять вертикальных скважин глубиной около 40 м и диаметром 50 мм, расположенных соответственно на расстоянии $R+0,6$ м; $R+3,30$ м; $R+6,30$ м; $2R$ и $3R$ (R — радиус резервуара). В каждую из этих скважин были спущены на различную глубину термомпары. Под днищем резервуара были также предусмотрены термомпары.

ПОГРУЗОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Портовые сооружения

Существующий порт Арзе был расширен на юге с целью возможности строительства так называемого «метанового» порта.

Основные работы по расширению порта состояли в следующем:

— расширение дамбы в открытом море (Восточная дамба) на 600 м;

— сооружение защитной дамбы на юге;

— создание метанового пирса, обеспечивающего одновременный причал для двух метановых танкеров;

— образование путем намыва земляной площадки для резервуаров.

Наиболее сложная часть этих работ заключалась в необходимости создания метанового пирса до завершения работ по строительству волнозащитных сооружений. Для решения проблем защиты пирса от волнения предварительно были изготовлены модели и проведены соответствующие экспериментальные работы.

Пирс состоит из:

— головной тумбы и причальной тумбы свайной конструкции:

— пристани свайной конструкции длиной 80 м и шириной 30 м;

— промежуточной свайной причальной тумбы.

Все эти сооружения связаны между собой переходами, образованными при помощи балок из предварительно напряженного железобетона. Эти переходы снабжены с каждой стороны консолями, предназначенными для укладки трубопроводов, необходимых для погрузочных работ.

Оборудование для погрузочных работ

Общая часть

Циркуляция жидкостей

Производительность насосной группы жидкого метана была установлена около 2200 м³/ч.

Для обеспечения принятой программы необходимо было определить число насосов и их производительность, учитывая, что в нашем распоряжении было три резервуара на первом этапе и четыре резервуара на втором этапе, отделенных друг от друга значительным расстоянием. Кроме того, необходимо было иметь в резерве некоторое количество оборудования.

В конце концов было принято решение установить у каждой наземной емкости по два насоса производительностью 550 м³/ч каждый и в подземной емкости два погружных насоса производительностью 1100 м³/ч. Наличие такого количества насосов позволяет иметь достаточно большой резерв.

Было принято решение, кроме того, предусмотреть возможность перекачки содержимого одной емкости в другую, используя насосы, предназначенные для погрузочных работ.

Наконец, 450-мм погрузочная линия обеспечивала сохранение низкой температуры (холода) между двумя последовательными погрузками. Для этого каждая группа погрузочных насосов была снабжена насосом незначительной производительности. Циркуляцией сжиженного газа при помощи этого насоса в погрузочной линии поддерживалась низкая температура.

Экономические расчеты показали, что в условиях Арзе предпочтительнее иметь оборудование во избежание такого нагрева погрузочной линии, который может привести к потерям СПГ и времени при каждой погрузке.

Циркуляция газов

Как хранение, так и погрузка в танкер СПГ сопровождается выделением паров метана.

Экономические расчеты показали, что целесообразно улавливать

пары метана посредством двух групп компрессоров — в зоне хранения СПГ и на пристани. После улавливания пары метана направляются на завод в цистерну с газообразным топливом.

Основное оборудование

Насосы

Каждая наземная емкость имеет два погрузочных центробежных четырехступенчатых насоса производительностью 550 м³/ч при напоре 80 м.

Два центробежных вертикальных, двухступенчатых погружных насоса, работающих в подземном резервуаре, имеют производительность 1100 м³/ч при напоре 120 м.

При конструировании этого оборудования широко используют высококачественные материалы, в частности нержавеющую сталь, алюминиевую бронзу и механическую уплотняющую арматуру специального типа.

Погрузочные рукава

С каждой стороны пристани установлены две идентичные группы шарнирных погрузочных рукавов. Каждая группа состоит из двух 250-мм рукавов для подачи СПГ и одного 300-мм рукава для возврата газа. Эти рукава образованы из алюминиевых патрубков, соединенных между собой шаровыми замками, дающими системе желаемое число степеней свободы.

Трубопроводы

В районе хранилища все трубопроводы изготовлены из алюминиевого сплава А — G4MC.

Значительные расстояния потребовали изыскать возможность сокращения длины элементов трубопроводов. Эта проблема была решена путем широкого применения гофрированных шарнирных соединений из нержавеющей стали и опор, позволяющих трубопроводам перемещаться в определенных направлениях. Герметичность соединений фланцев из алюминия и стали была достигнута путем помещения между фланцами кольцевой прокладки из «инвара» соответствующей толщины.

ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

Создание парка хранилищ

Наземные резервуары

Основания — никаких особых проблем не возникло.

Сварочные работы. Наружные резервуары контролируются по точкам классического процесса, определенного в стандарте АНИ 620¹.

Внутренние резервуары просвечиваются рентгеновскими лучами на 100% (стенки, крыша и периферийное кольцо днища). Все сварные швы днища контролируют с помощью вакуумной камеры.

Каждая проба сварного шва, представленная для исследования, должна быть подвергнута стандартным испытаниям.

В случае алюминиевых сплавов технические требования к методу сварки были более сложными по следующим основным причинам:

— необходима предельная чистота;

¹ АНИ — Американский нефтяной институт.

— предельная чувствительность качества сварки к напряжению и силе тока;

— необходим легкий предварительный подогрев.

Испытания. До установки теплоизоляции резервуары подвергали частичным гидравлическим испытаниям путем заполнения пресной водой до такой высоты, при которой давление, действующее на дно, составляло 125% от эксплуатационного давления.

Затем воздухом создавали давление, равное 125% расчетного давления, или 444,5 мм вод. ст.

Вслед за этим были проведены испытания на депрессию и испытания наружного резервуара. Были получены удовлетворительные результаты.

Планирование работ

Эта сторона проблемы представляет определенный интерес в рамках работ такого масштаба.

Можно полагать, что в среднем 18 месяцев будет достаточно для сооружения резервуара, считая с момента заказа до сдачи его в эксплуатацию.

Что касается подземного резервуара, первоначальное планирование представляется очень компромиссным, но еще слишком рано делать приемлемые прогнозы. Мы предполагаем, что со всеми резервами времени срок от 15 до 18 месяцев будет минимальным при создании подобных резервуаров.

Стоимость

Наземные резервуары. Цифры, которые приведены ниже, дают только порядок величин, и они не проверены еще анализом фактически сделанных затрат.

Во время выбора варианта в 1962 г. мы зарегистрировали разрыв порядка 7% между стоимостью резервуара с внутренним баком из алюминиевого сплава и стоимостью резервуара идентичной емкости (11 000 м³) с внутренним баком из стали с 9%-ным содержанием никеля — в пользу второго.

В настоящее время стоимость наземных хранилищ составляет 79 долларов за 1 м³.

В момент выбора добавочной емкости в 38 000 м³ было выявлено, что увеличение грузоподъемности хранилищ подобного типа может снизить стоимость, включая стоимость фундамента, до значений, близких к 66 долларам за 1 м³, если для резервуара будет использована сталь с 9%-ным содержанием никеля.

Подземный резервуар. При замораживании стены в почвенных условиях Арзе стоимость единицы объема должна быть около 46—53 долларам за 1 м³.

Рассмотрение стоимости при различных способах хранения показывает, что подземный тип хранилищ имеет определенное преимущество. Однако количество теряемого газа при парообразовании в течение первых лет эксплуатации достаточно сильно изменит эти цифры.

Одно из существенных различий между двумя способами хранения, принятыми в Арзе, заключается в размерах парообразования, очень отличающихся один от другого: легко обнаруживается, что тепловая инерция резервуара, погруженного в землю, значительно больше, чем у наземного резервуара; первый фактически не является теплоизолированным по сравнению со вторым. В подземном резервуаре непрерывно до наступления равновесия растет толщина замороженной ледяной стены. Это может продолжаться очень долго, и все это время

энергия, необходимая для образования этой стены из льда, передается на хранимый продукт, который испаряется.

В нормальных условиях, несмотря на ряд осложнений, стоимость единицы объема подземного резервуара должна быть близкой к 53 долларам за 1 м³.

Создание погрузочного оборудования

Оборудование для погрузочных работ

Серьезные трудности, которые необходимо было преодолеть, связаны со следующим.

Компрессоры на пристани. Применение благородных металлов в этом особом случае создало затруднения: картеры центробежных компрессоров, изготовленные из чугуна с 21% никеля, необходимо было заменять несколько раз.

Сварка трубопроводов из алюминиевого сплава на месте также была сопряжена с определенными трудностями.

Пуск в эксплуатацию

Во избежание возможных неприятностей при проведении охлаждения были предприняты определенные предосторожности. Следует особо обратить внимание на процесс пуска инертного газа в резервуары с помощью сжатого азота, а также на процессы введения природного газа и постепенного снижения температуры. Эти операции продолжались в среднем от 4 до 6 недель на резервуар и завершились удовлетворительно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение отметим, что некоторые принятые варианты были оригинальны, например, подземные резервуары для хранения или крупные наземные резервуары из стали с 9%-ным содержанием никеля.

С практической точки зрения необходимо отметить очень специфические стороны проекта в Арзе:

- отсутствие опыта, который можно было бы использовать;
- чрезвычайно сжатые сроки строительства. Строительство рассмотренных сооружений потребовало около 500 000 ч инженерного труда и 2 500 000 ч труда рабочих.

Все это не всегда позволяло проводить глубокий анализ возникающих перед нами задач. Однако мы надеемся, что этот опыт, каким бы он ни был несовершенным, сможет содействовать созданию новых предприятий по сжижению природного газа, по меньшей мере столь же значительных.

МЕТАНОВЫЕ ТАНКЕРЫ: НОВЫЕ ФРАНЦУЗСКИЕ РЕШЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

В последние десять лет как в США и Англии, так и во Франции были проведены многочисленные и серьезные исследовательские работы под строгим контролем экспертов указанных стран, имеющих большой опыт конструирования кораблей. Эти работы позволили накопить углубленные знания и найти новые надежные решения, необходимые при конструировании метановых танкеров.

Морские перевозки природного газа не дают выгоды, если они не являются массовыми. Потребляющие страны с высоким промышленным уровнем и ясно выраженным городским характером нуждаются каждый год в миллиардах кубических метров газа, и эти нужды, постоянно расширяясь, могут удвоиться по меньшей мере в течение десяти лет. Однако необходимо, чтобы природный газ поступал в потребляющие страны по цене, сравнимой с другими источниками энергии, с учетом специфического преимущества, которое он представляет для определенных применений.

СОСТАВНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Стоимость первых французских метановых танкеров относительно высока: порядка 2100 франков на 1 м³ емкости резервуаров (по данным 1962 г.). Для того чтобы не препятствовать развитию этого своеобразного морского транспорта, стоимость необходимо значительно снизить. В настоящее время французское судостроение предлагает три новых решения резервуаров для этой цели, называемых составными со структурой корабля.

Общим для них является то, что с целью рационального использования имеющегося в распоряжении объема резервуары имеют форму параллелепипеда.

Внутренняя стенка резервуара, который содержит сжиженный природный газ, слишком тонка, чтобы противостоять статическим и динамическим нагрузкам. Она должна только передавать нагрузку на стенки метанового танкера посредством специально разработанного термоизолятора, который может служить одновременно опорой и обеспечивать качественную термическую изоляцию.

Механические связи между внутренней оболочкой и двойными стенками корабля должны быть такими, чтобы исключалась возможность разрушения оболочки вследствие падения давления в резервуаре.

Наконец, внутренние стенки, контактирующие с СПГ, должны иметь эластичные элементы, обеспечивающие ее свободное сокращение или расширение вследствие термических колебаний.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Принципы конструирования

Устойчивая часть каждого корабельного резервуара образована двойными стенками корабля и перемычкой с боковым и в известных

¹ Технический советник при Управлении по исследованиям и новой технике «Газ Франции», Париж.

² Заместитель директора отделения «Мореходные конструкции» Атлантических верфей — Сен-Назер.

³ Инженер заводов и верфей Приморской Сены — Ле Трепор. № 301.

случаях с продольным разделением на отсеки и, наконец, главной палубой.

Оболочка, расположенная внутри объема, состоит из следующих частей (рис. 1):

- первичной оболочки, содержащей сжиженный природный газ;
- слоя теплоизоляционного материала, служащего опорой для первичной оболочки;
- вторичной оболочки, идентичной первой;

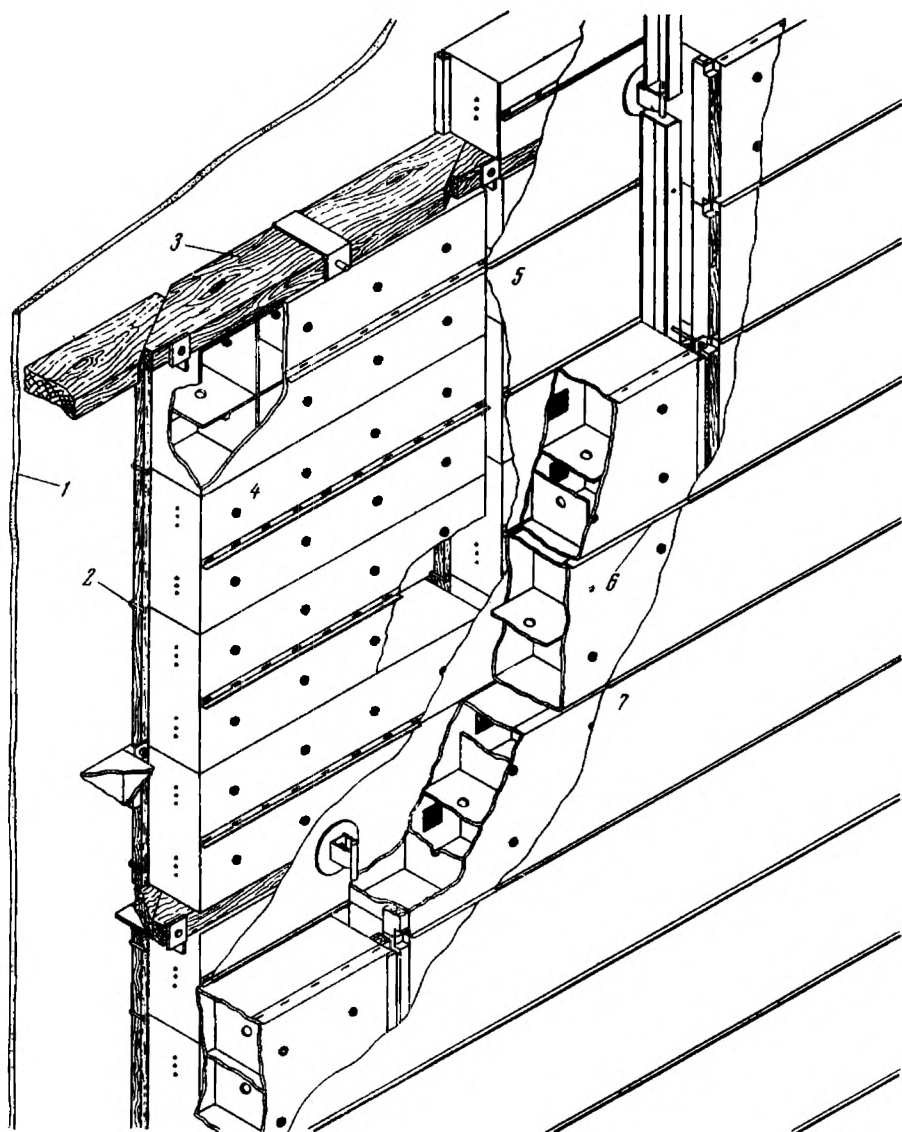


Рис. 1. Принципиальная схема стенки «составного» резервуара:
1 — несущая оболочка; 2 — болт для закрепления вторичных контейнеров на несущей оболочке; 3 — каркас из ели; 4 — стандартный короб; 5 — вторичная оболочка; 6 — первичный короб; 7 — первичная оболочка «М-63».

— слоя теплоизоляционного материала, служащего поддержкой для вторичной оболочки, связанной с устойчивой структурой корабля.

Первичная оболочка (рис. 2) образована металлической мембраной, состоящей из плоских профилей толщиной 0,5 мм из специального сплава с очень небольшим коэффициентом расширения. Эти спецпрофили сварены между собой по своим приподнятым бортам. Спецпрофили продольных внутренних стенок, пола и потолка параллельны продольной оси корабля; спецпрофили, составляющие поперечные стенки, перпендикулярны продольной плоскости корабля.

Специальный сплав с очень небольшим коэффициентом расширения поставляется в рулонах по 30 м при ширине 0,45 м. Таким образом, спецпрофили могут быть образованы из одного куска — каждый спец-

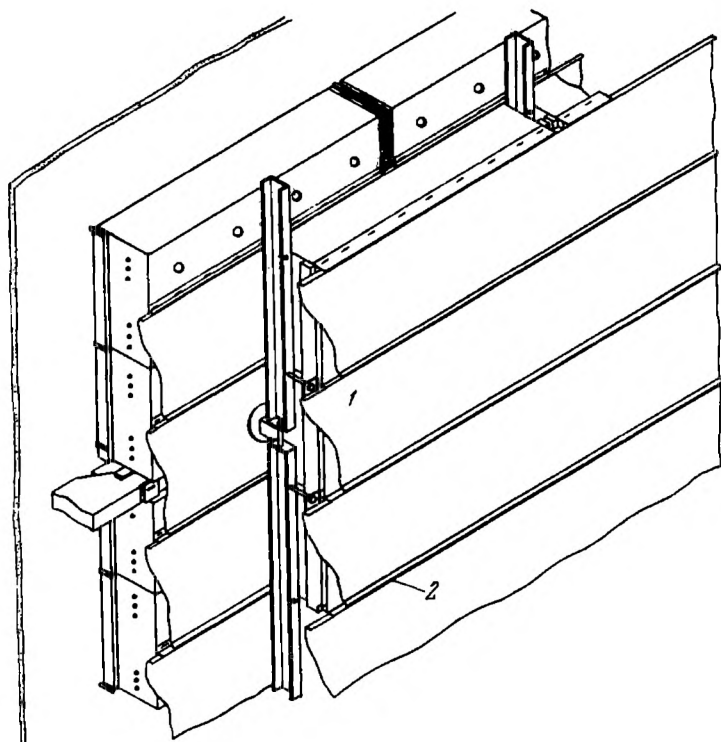


Рис. 2. Схема первичной оболочки:
1 — первичная оболочка «М-63»; пояс обшивки шириной 400 мм при максимальной длине 30 м; 2 — скользящий шов на первичной оболочке.

профиль имеет ширину 0,40 м между загнутыми краями. Качество, присущее этому сплаву, позволяет избежать коробления, которое встречается главным образом на оболочках метановых резервуаров.

Спецпрофили прилегают к сплошной плоской поверхности из многослойной фанеры, образующей часть изолирующей поддержки. Они прочно закреплены на этой изоляции посредством пластин (изготовленных из того же сплава, что и спецпрофили), одним краем закрепленных в изолирующей опоре при помощи скоб, а другим краем зажатых между загнутыми бортами двух смежных профилей и приваренных к ним при помощи автоматической электросварочной роликовой машины, что позволяет добиваться высокой степени герметичности. Устройство закрепления спецпрофилей

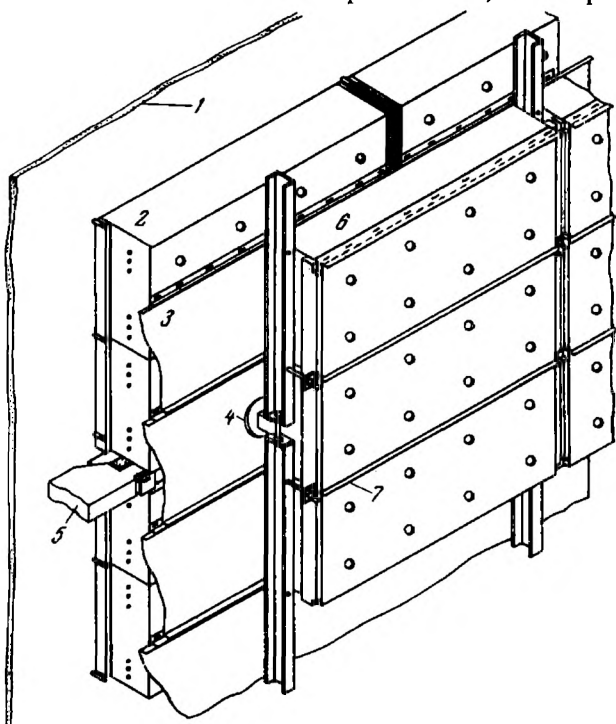


Рис. 3. Схема первичного пояса теплоизоляции:
1 — двойной борт; 2 — вторичный короб; 3 — вторичная оболочка; 4 — уплотненное отверстие; 5 — удерживающий брус; 6 — первичный короб; 7 — пластинка «М-63».

на несущей изоляции обеспечивает великолепное удержание первичной оболочки при падении давления в резервуаре.

Первичный теплоизолирующий слой (рис. 3) образован наложением друг на друга прямоугольных коробов, прилегающих к вторичной оболочке и связанных между собой в прочную структуру посредством профилей из стали с 9%-ным содержанием никеля, скрепленных в свою очередь между собой скобами на еловых брусках, объединенных с двойным корпусом судна. Эти профили, расположенные вертикально в внутренних боковых стенках, могут свободно сокращаться и связаны с приспособлением, пересекающим при соответствующем уплотнении вторичную оболочку. Каждый короб фиксируется при помощи установочных гаек, объединенных с профилями, и опирающихся на колодки, скрепленные скобами с каждым коробом.

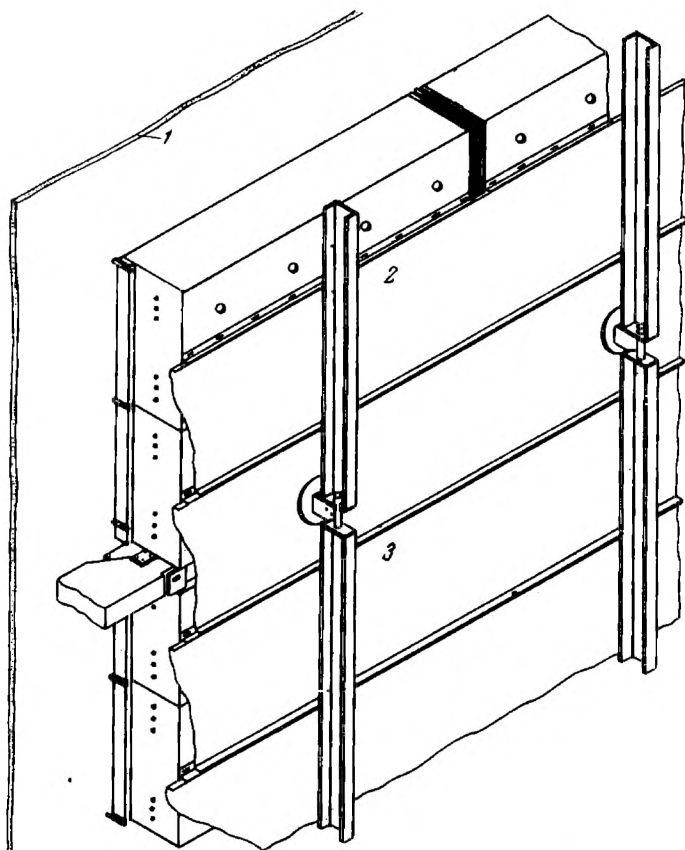


Рис. 4. Схема вторичной оболочки и деревянных конструкций для закрепления первичных коробов:

1 — двойной борт; 2 — вторичная оболочка; 3 — швеллер 80×45×68—СТ 9% Ni.

Коробы размером $1 \times 0,4 \times 0,2$ м выполнены из многослойной фанеры и включают восемь ячеек, заполненных порошкообразным изолирующим материалом — перлитом.

Боковые стенки каждого короба прорезаны несколькими отверстиями для диффузии.

Эта совокупность наложенных друг на друга коробов обеспечивает великолепную теплоизолирующую подпорную стенку; их крупносерийное производство позволяет добиться особенно низкой себестоимости; их малый единичный вес позволяет очень легко осуществить монтажные работы.

Вторичная оболочка (рис. 4) представляет собой, как и первичная, металлическую мембрану, образованную совокупностью спецпрофилей из плоских стальных листов толщиной 0,5 мм и шириной 0,4 м. Оболоч-

ка выполнена из специального сплава с очень низким коэффициентом расширения.

Вторичная теплоизоляция (рис. 5) представляет собой, как и первичная изоляция, наложенные друг на друга коробки, закрепленные у двойного корпуса судна болтовыми устройствами Нельсона, зажимающими колодки, скрепленные с каждым коробом. Коробы вторичной изоляции идентичны коробам первичной изоляции.

Подчеркнем, что эти уголки-профили, расположенные как продолжение двух граней резервуара и жестко связанные своими концами с устойчивой структурой корабля, занимают неизменное положение в пространстве, каковы бы ни были колебания температуры. Сплав, из которого они изготовлены, имеет достаточно малый коэффициент линейного расширения при достаточно высоком пределе пропорциональности для того, чтобы напряжения, возникающие при изменении температуры от $+20$ до -180°C , были решительно ниже предела пропорциональности металла.

Статические и динамические нагрузки, вызываемые грузом, передаются на двойной корпус корабля посредством образующих термическую изоляцию первичных и вторичных коробов, которые напластованы друг на друга и жестко связаны между собой.

Окончательные параметры коробов были выявлены в результате многочисленных опытных работ под нагрузкой. Коробы могут выдерживать давление в 8 кг/см^2 , тогда как максимальная нагрузка от груза для полый цистерны в 20 м^3 составляет порядка $1,5 \text{ кг/см}^2$.

Деформации стенок корабля под воздействием моря поглощаются эластичным кольцом, помещенным на каждой из мембран справа от поперечной переборки. Специальное расположение принято для того, чтобы как бы ни были слабы боковые перемещения для каждого элемента теплоизолирующего слоя, они не передавались бы на металлические оболочки.

Внутреннее оборудование резервуаров (насосы, системы труб и т. д.) зафиксировано на центральном стволе.

Конструкция этого ствола позволяет обеспечивать качественное закрепление вспомогательного оборудования и избегать любых тепловых утечек.

Основные результаты опытных работ в полупромышленном масштабе

Процесс теплоизоляции емкостей был окончательно отработан при многочисленных технологических испытаниях, производившихся на вер-

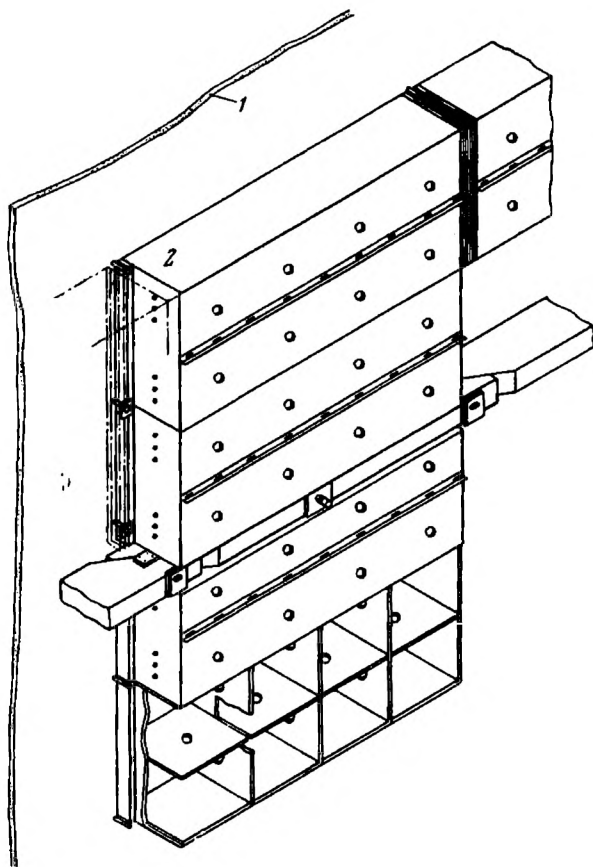


Рис. 5. Схема вторичного теплоизолирующего пояса и закрепляющих брусьев для первичного пояса:

1 — двойной борт; 2 — стандартный вторичный короб.

фях в ТРЭ, в лабораториях и на исследовательской станции «Газ Франции». Затем результаты исследования были перенесены вначале на элементы перемычек, а затем на первый экспериментальный резервуар.

Впоследствии с учетом уже полученных сведений был сконструирован новый резервуар емкостью 25 м³. После того как была подтверждена хорошая герметичность двух оболочек, резервуар был подвергнут жесткой программе исследовательских работ, осуществляемых с СПГ на станции сжиженного метана. Были получены следующие результаты.

Удаление атмосферного кислорода, содержащегося в теплоизолирующих коробах с перлитом

Установлено, что содержание кислорода становится меньше 1% после продувки азотом по определенному циклу продолжительностью менее 48 ч.

Напомним, что качество используемого перлита было аналогично разработанному для применения на судне «Жюль Верн». Перлит устойчив к вибрациям и мало способен к удержанию атмосферной влаги.

Первое охлаждение

Особые свойства первичной оболочки и главным образом ее слабая температурная инерция позволили производить прямую закачку СПГ на стенки без предварительного распыления. Вся операция продолжалась не более 1 ч 15 мин и ограничивалась только техническими характеристиками применяемых насосов. Не было зафиксировано никаких неполадок и аномальных напряжений. Вся операция контролировалась термоэлектрическими элементами и датчиками напряжений.

Распределение температур в слое теплоизолирующих стенок

Стабилизация температур достигается за 24 ч. В результате наблюдений за вторичной мембраной, расположенной на половине толщины теплоизолирующего слоя, установлено, что температура постоянна и близка к -80°C ; явлений конвекции не наблюдается. Температура упрочненного корпуса, представленного двойными стенками метанового танкера, близка к температуре окружающего воздуха; разница составляет всегда меньше 2°C .

Общий коэффициент распределения тепла

Он близок к $0,05 \text{ ккал/ч}\cdot\text{м}^2$ на 1 м толщины и на 1°C . Необходимо подчеркнуть, что единичные точки (пересечения трубопроводов, механический контакт концов уголкового железа по граням резервуара с двойным корпусом корабля и т. д.) имеют гораздо большее значение этого коэффициента у экспериментального резервуара, чем у резервуара для хранения метана.

Сопrotивление наполненного резервуара циклически меняющемуся давлению

Экспериментальный резервуар был соединен трубопроводом с прочным баллоном, установленным приблизительно на 1 м выше крыши резервуара. Давление природного газа циклически изменялось таким образом, что оно в глубине резервуара поднималось с 0,4 до $1,5 \text{ кг/см}^2$ и снижалось до $0,4 \text{ кг/см}^2$ за 2 ч 45 мин.

Таким образом было осуществлено 2 000 циклов. При этом не наблюдалось никаких изменений в регистрируемых напряжениях; во всех точках первичной оболочки они оставались ниже 10 кг/мм^2 . Подобный опыт вызывает усталостные напряжения гораздо большие, чем те, которые могут наблюдаться в резервуаре высотой 20 м во время жесткого шторма.

Резервуар был наполовину наполнен СПГ и охлажден; относительное избыточное давление в $0,03 \text{ кг/см}^2$ было приложено к первичной изоляции, чтобы моделировать относительное падение напряжения случайного характера. Экстензометрические измерения показали, что напряжения оставались на удовлетворительном уровне и не были обнаружены никакие неполадки. В течение предшествующих исследовательских работ было установлено, что металлические оболочки могут выдерживать без аварий падение давления до $0,15 \text{ кг/см}^2$.

Исследование утечек СПГ

Даже малозначительная утечка через первичную оболочку в составных резервуарах может привести к серьезным авариям вследствие возникающего парообразования и вероятной опасности значительного локального повышения давления.

Система составных резервуаров включает в первичную изоляцию вытяжные трубы для очистки. Для подтверждения эффективности этой системы было введено в изоляцию нижней части вертикальной перемычки 450 л жидкого метана с расходом 250 л/мин (что представляет собой приблизительно 230 м^3 газа).

В непосредственной близости к течи в изоляции были размещены 12 очень чувствительных датчиков давления с фоторегистрацией; только датчики давления, находившиеся вплотную к точке проникновения СПГ, зарегистрировали прохождение волны давления; максимальное повышение давления составило $0,044 \text{ кг/см}^2$.

Испытания стандартного короба на вибрацию

Испытания на вибрацию были проведены на изолированном коробе, подобном помещенным в экспериментальный резервуар (короб размерами $1 \times 0,4 \times 0,2 \text{ м}$ с восемью ячейками, наполненными перлитом). Его нижняя сторона была опущена в жидкий азот, а верхняя нагружена равномерно распределенной массой в 8 т (около 2 кг/см^2). Весь комплект был помещен на вибронный стол, возбуждающий колебания с амплитудой 2 мм при частоте 300 циклов в 1 мин.

Было установлено, что после 10 млн. циклов короб остался абсолютно неповрежденным и гранулометрический состав перлита не изменился.

Форма резервуаров для метановых танкеров

Проблема уменьшения устойчивости судна, возникающая вследствие изменения размеров надводной части, разрешается путем наклона к оси корабля верхней части боковых и продольных стенок резервуаров.

Ожидаемые преимущества

Металлические мембраны, образующие первичную и вторичную оболочки, имеют толщину только 0,5 мм, 1 м² весит 8 кг. Это обуславливает экономичность их применения, несмотря на относительно высокую стоимость металла.

Около 0,9 сварных швов могут быть выполнены с помощью автоматической машины со скоростью, близкой к 2 м/мин. Остальные сварные швы, особенно в углах, должны осуществляться ручным способом, что не вызывает особых трудностей.

Коробы для теплоизоляции изготавливаются в крупносерийном масштабе из распространенных материалов и на машинах, применяемых для производства «упаковки». Они легки и их установка на место связана только с новейшей техникой перемещения; их закрепление на месте максимально облегчено и не требует ни пригонки, ни рабочих специальностей квалификации. Вероятные ремонтные работы очень просты: их методика была разработана и с успехом проведена экспериментальным путем.

Наконец, применяемые материалы с течением времени не меняют свои свойства (это касается специального сплава, стали с 9%-ным содержанием никеля, многослойной фанеры, перлита, северной ели и др.).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЛУБОЛОЧКОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Принципы конструирования

Основной недостаток «автономных» резервуаров заключается в том, что при их изготовлении используется значительное количество дорогостоящих и трудносвариваемых материалов.

Вес автономных резервуаров складывается из веса оболочки первичного каркаса (ребра жесткости стальных листов, образующих оболочку) и вторичного каркаса, называемого «автономным» каркасом.

Наибольший вес имеет вторичный каркас. Поэтому в целях уменьшения веса резервуара следует рассмотреть возможность исключения «автономного» каркаса. При этих условиях очевидно, что резервуар должен поддерживаться другими средствами, например, термической изоляцией, помещенной между корпусом корабля и резервуаром.

Было принято решение применять теплоизолирующие порошкообразные материалы благодаря их преимуществам (незначительная стоимость, нечувствительность к старению, простота укладки на место и удаления при помощи пневматики, слабая гигроскопичность).

Проектирование резервуаров

В результате предварительных изысканий было принято следующее:

— резервуары с толщиной стенок 5—8 мм с горизонтальными связями жесткости на боковых стенках и крыше с гладким дном (для облегчения перекачки);

— система жестко закрепленных балок, расположенных через определенные промежутки на боковых стенках и крыше;

— порошкообразная тепловая изоляция в пространстве между резервуаром и корпусом судна; ширина этого пространства достаточна для того, чтобы обеспечить осмотр с внешней стороны стенки резервуара (см. рис. 1).

Поставленные задачи

Стенки резервуара, поддерживаемые балками, смонтированными между этими стенками и корпусом корабля, могут противостоять давлению, вызываемому грузом. Как показали исследовательские работы фирмы «Газ Франции», при некоторых условиях изоляция может создать давление на внутренний резервуар. В этих условиях следует иметь определенное количество связей между стенками резервуара и каркасом корабля, а также следует предусмотреть специальное устройство для компенсации тепловых деформаций (порядка 1,5 мм/м при изменении температуры от +20 до -160°C).

Главными проблемами, требующими для разрешения специальных работ, были следующие:

1) способ изготовления четвертей цилиндров, играющих роль шарнирного соединения для температурного сжатия и связывающих две стороны двугранника;

2) способ изготовления специальных деталей соединения сторон трехгранника;

3) изучение негибких стенок без связей жесткости (против опрокидывания).

Решение поставленных задач

Определение напряжений, возникающих в четвертях цилиндрической поверхности, связывающих две стороны двугранника, было предметом специальных исследований, поскольку это является основой процесса.

Нагрузки, которым подвергаются детали, следующие:

а) давление жидкости;

б) сдвиг кромок, возникающий от теплового сокращения сторон.

Задача может быть разрешена теоретически — путем привлечения методов теории упругости. Теоретические исследования показывают, что возникающие напряжения ниже допустимых для стали с 9%-ным содержанием никеля.

Экспериментальные исследования распределения напряжения, проведенные на модели из нержавеющей стали $18/8$, подтвердили с великолепной точностью наши теоретические расчеты.

В противоположность предыдущей проблеме, теоретический анализ определения напряжений в деталях закрепления трехгранника путем привлечения классической теории упругости оказался весьма сложным. Поэтому проблема исследовалась экспериментально, путем использования уменьшенного макета из нержавеющей стали. Опытные работы позволили проанализировать распределение напряжения по всей поверхности и подтвердили, что величина напряжений остается ниже допустимого предела. Полученные результаты дали возможность далее не продолжать экспериментальные работы в этой области.

Основные результаты исследовательских работ в полупромышленном масштабе

Результаты предварительных опытных работ позволили перейти к исследованиям в эксплуатационных условиях в представительных масштабах. Работы с СПГ проводились на Экспериментальной станции «Газ Франции» в Нанте. Так как упомянутые выше исследования соединительных деталей представлялись достаточно убедительными, то работы были главным образом направлены на проведение исследований плоских стенок с ребрами жесткости и соответствующих систем раскрепления.

На рис. 6 показан наружный вид кессона, содержащего резервуар объемом около 45 м^3 . Он плоский, стороны связаны полуцилиндрами и четвертями тора, однако он был создан только для изучения плоских сторон полуболочковых резервуаров, а не цилиндрических и псевдосферических поверхностей, связывающих эти стороны между собой.

Этот резервуар имеет форму плоского параллелепипеда из стали с 9%-ным содержанием никеля толщиной 5 мм для связанных поверхностей и 8 мм на жестких поверхностях, имеющего следующие размеры: длина $7,66 \text{ м}$, ширина $1,00 \text{ м}$, высота $5,66 \text{ м}$ (рис. 7).

Внутренние ребра жесткости одной поверхности тавр ($140 \times 45 \times 7$) размещены через $0,44 \text{ м}$ (рис. 8). Другая стенка через сплошной нас-

тил (многослойная фанера 35 мм) опирается на четыре вертикальных деревянных «стапель-блока», размещенных через 2,40 м и имеющих сечение 0,4×0,47 м. Толщина слоя перлита от 0,45 до 0,49 м.

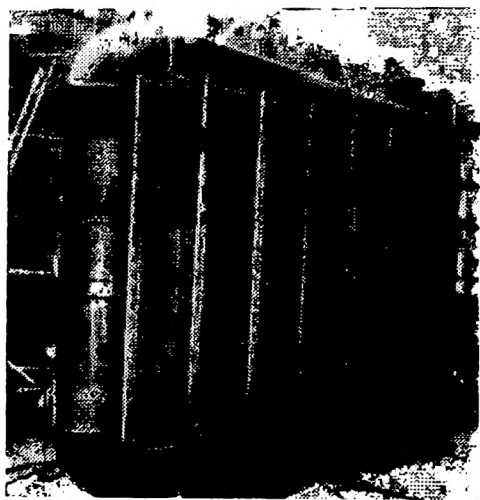


Рис. 6. Наружный вид экспериментального резервуара.

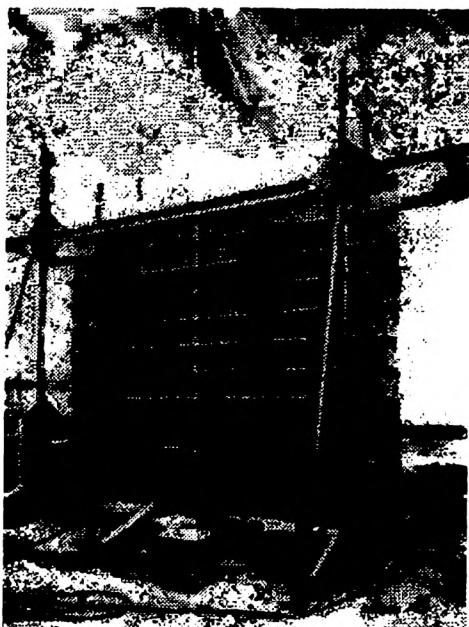


Рис. 7. Наружный вид жесткой стенки (внутренней).

Вторичная классическая оболочка толщиной 60 мм предохранена герметической мембраной.

Наконец, тяги, прикрепленные с одной стороны к четырем швеллерам, приваренным к внешней стенке резервуара, и с другой стороны к деревянному ограждению, поглощают усилия, вызываемые случайным падением давления между стенкой резервуара и теплоизолирующим ограждением.

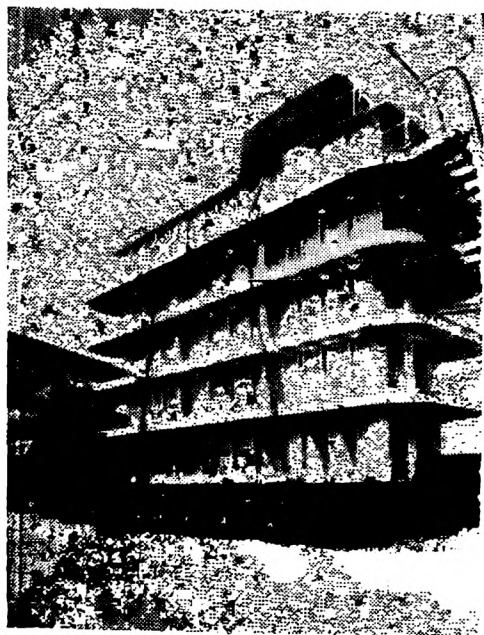


Рис. 8. Наружный вид кессона, замещающего двойной борт.

и деревянных еловых пластин, коэффициенты теплопередачи которых находятся в отношении 1 : 6 или 1 : 7. В результате очень тщательных наблюдений за температурой вдоль различных ограждений было уста-

Первое охлаждение

Оно осуществлялось распылением СПГ с понижением температуры по $90^\circ \text{C}/\text{ч}$; первое наполнение было произведено за 1,20 ч, причем не было обнаружено ни малейших неполадок.

Распределение температуры в недрах теплоизолирующего слоя

Этот теплоизолирующий слой достаточно смешанный по составу, так как он образован из перлита

новлено, что расхождение между наблюдаемой и подсчитанной температурой всегда ниже 2,3%, что представляет собой удовлетворительный результат.

Общий коэффициент теплопередачи

Как было найдено экспериментальным путем, он составляет $0,4 \text{ ккал/ч}\cdot\text{мм}^2\cdot\text{град}$, что хорошо согласуется с расчетами, однако весовое количество перлита, окружающего верхние и нижние цилиндрические части резервуара, так же как и наличие многочисленных экспериментальных трубопроводов, увеличивают это значение по отношению к действительному. Можно подсчитать, что на этой основе из резервуаров емкостью около 7000 м^3 ежедневно испаряется менее 0,2% объема СПГ.

Сопrotивляемость циклически изменяющемуся давлению резервуара, наполненного СПГ

Давление, действующее в резервуаре, менялось от 0,45 до $1,05 \text{ кг/см}^2$. Величины напряжений по экстензометру снимались после 500, 1000, 1500, 2000 циклов при давлении в 0,49, 0,65, 0,85 и $1,05 \text{ кг/см}^2$.

Наблюдаемые изменения хорошо совпадают с проведенными расчетами, особенно на ребрах жесткости в середине опор и посередине пространства между двумя опорами. Максимальные напряжения, наблюдаемые на плоской поверхности без ребер жесткости, были ниже 2 кг/мм^2 . Кроме того, в течение опыта не наблюдалось никаких колебаний давлений.

Исследование утечек СПГ

В толщу перлита в основании резервуара было введено 1 м^3 СПГ менее чем за 2 мин, что теоретически соответствует 500 м^3 газа в условиях опыта.

Датчики давления, помещенные по вертикали от точки нагнетания и с другой стороны резервуара, не зарегистрировали резкого увеличения давления; было установлено, что давление стремится к быстрому выравниванию во всем теплоизолирующем поясе.

Однако имелось разжижение перлита над местом утечки СПГ, и осязательный объем порошка был вынесен наружу через отверстие предохранительного клапана; это объясняет отсутствие опасных давлений.

В течение этого опыта не было констатировано никакого обледенения наружного кессона, воспроизводившего двойной корпус судна, хотя СПГ находился в контакте с вторичной оболочкой в продолжение нескольких дней.

Впоследствии перлит был удален разжижением и прямой проверкой была установлена сохранность вторичной оболочки.

Форма резервуаров

Фотография макета (рис. 9) резервуара характеризует хорошее использование объема прямоугольного резервуара, перекрытого цилиндрической емкостью с горизонтальной осью, где помещается свободная поверхность уровня СПГ.

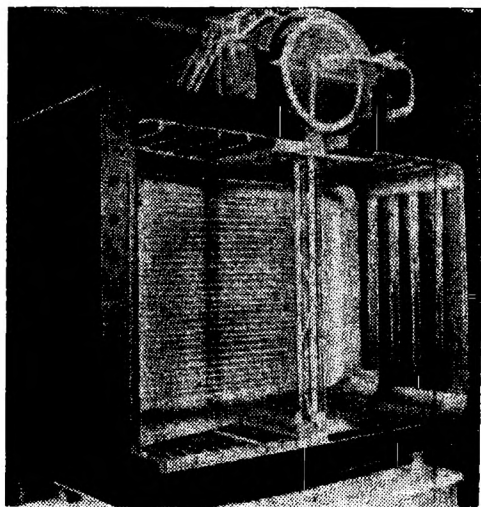


Рис. 9. Фотография макета резервуара емкостью 7585 м^3 .

Ожидаемые результаты

Использование значительного количества стали с 9%-ным содержанием никеля как для метанового танкера «Жюль Верн» (около 1350 т), так и для резервуара для хранения СПГ «Метанового Терминала» в Гавре, позволило исключить все трудности формовки и соединения стали, обладающей столь хорошими механическими характеристиками. Этот материал очень надежен для хранения охлажденных жидкостей. Необходимая толщина здесь по меньшей мере в 2 раза меньше, чем для «автономных» резервуаров.

Порошкообразная теплоизоляция позволяет устанавливать ее на место и удалять разжижением при помощи встроенных приспособлений, а также дает возможность доступа к наружной стороне резервуаров.

Это решение дает значительную экономию от применения традиционных и очень надежных материалов. Техника «свободной заливки» существенно упрощает грузовые трубопроводы, если только «Классификационные Общества» согласятся допустить отступление от современных правил.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Мы уже подчеркивали, что морская транспортировка СПГ может стать выгодной, только если она будет проводиться в значительных объемах.

Совершенно очевидно, что в условиях наиболее значительных транспортировок, как, например, между Арзе и Гавром или Канвейскими островами, в 7 или 9 тыс. км, стоимость эксплуатации метановых танкеров, включаемая в финансовые затраты, должна быть уменьшена.

При перевозке сахарского газа в Гавр без учета покупной цены природного газа для производителей распределение затрат представляется следующим:

- сжижение 48%;
- морская транспортировка 32,8%;
- склад хранения метана в Гавре 19,2%.

Стоимость морской перевозки составляет около 1/3 общих оперативных издержек, и представляется необходимым сохранить это отношение, несмотря на желательное увеличение радиуса действия танкеров для перевозки метана.

Новая французская техника представляет, быть может, наиболее значительные средства, позволяющие по меньшей мере приблизиться к этой цели.

Действительно, при этой технике возможно не только существенно, уменьшить стоимость высокоспециализированных танкеров, но также значительно упростить грузовое оборудование и снизить издержки по содержанию его в исправности.

Более того, теперь возможно конструировать танкеры с полезной транспортной емкостью, в 3 или 4 раза превышающей емкость «Жюль Верна». Исследования показали, что эксплуатация метанового танкера на 100 000 м³, имеющего скорость в среднем 35 км/ч на дистанции в 7000 км, приведет к тому, что общая стоимость морских перевозок с объемами такого порядка будет такая же, как существующая в настоящее время между Алжиром и Гавром. Подобные метановые танкеры смогут перевозить ежегодно на такое расстояние 830 млн. м³ природного газа.

МОРСКОЕ ТРАНСПОРТНОЕ СУДНО «ПИФАГОР» ДЛЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ) и ЭТИЛЕНА

ВВЕДЕНИЕ

Проекты межконтинентального транспорта СПГ, предложенные несколько лет назад, становятся реальностью. Подтверждением этого являются три метановых танкера, открывших путь между Африкой и Европой. Однако имеется достаточно задач, требующих как технического, так и экономического решений.

Метановые танкеры сами по себе являются значительным звеном в комплексе сооружений для межконтинентальной перевозки, так как на их сооружение затрачивается около 25—30% общей суммы капиталовложений и 12—15% эксплуатационных расходов. Именно поэтому в последние годы значительно увеличились усилия, направленные на снижение стоимости конструкции и эксплуатационных расходов.

Именно в результате этих усилий родилась, в частности, техника «составных резервуаров», применяемая на «Пифагоре». С вводом танкера «Пифагор» в эксплуатацию в мае 1964 г. был сделан первый шаг к снижению стоимости метановых кораблей и улучшению условий их эксплуатации.

ГРУЗОВЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Грузовые резервуары являются, так сказать, «составными» с внутренними стенками корабля, с которыми они образуют корпус; они опираются на всю их поверхность и тщательно к ним прикреплены с помощью промежуточного изолирующего слоя. Последний предохраняет стенки от переохлаждения (метан имеет температуру —160°С).

Резервуары-оболочки предназначены главным образом для создания герметической преграды, препятствующей непосредственному контакту между изолирующим материалом и жидкостью.

Эти резервуары имеют оболочку безопасности, называемую «вторичной оболочкой», которая обеспечивает герметичность в случае утечки газа из главного резервуара. Вторичная оболочка препятствует также охлаждению корпуса судна.

На рис. 1 приводится поперечный разрез резервуаров и изоляции.

Грузовые резервуары — собственно первичная оболочка и предохранительное ограждение (вторичная оболочка) — имеют идентичную конструкцию. Они оба состоят из гофрированных листов толщиной 1 мм из нержавеющей стали, сваренных между собой в обшивку.

Изоляционный материал, помещаемый между двойными стенками корабля (или двойным дном) и вторичной оболочкой, состоит из соединения твердых блоков, отлитых в формы из хлористого поливинилового пенопласта с закрытыми ячейками, смонтированными с уменьшенными швами.

Совокупность двух оболочек — первичной и вторичной — соединена также со стенками корабля посредством двух изолирующих прокладок, описанных выше. Эти оболочки должны сохранять свои размеры независимо от изменения температуры транспортируемой продукции. Именно поэтому они имеют гофрированную форму. Такие оболочки свободно могут поглотить значительные тепловые расширения или сокращения и таким образом исключить возникновение напряжений в корпусе судна.

¹ Технический директор «Газосеан», главный заместитель директора «Текнигаз» (Франция). № 311.

Связь листовых сегментов, образующих эти оболочки, дает возможность каждому из них расширяться и сжиматься независимо от соседнего. Эффект от этих изменений размеров под действием температуры не накладывается друг на друга, благодаря чему очертания этих листов и особенно форма их изогнутой поверхности пригодны в каких бы то ни было масштабах к размерам корабля.

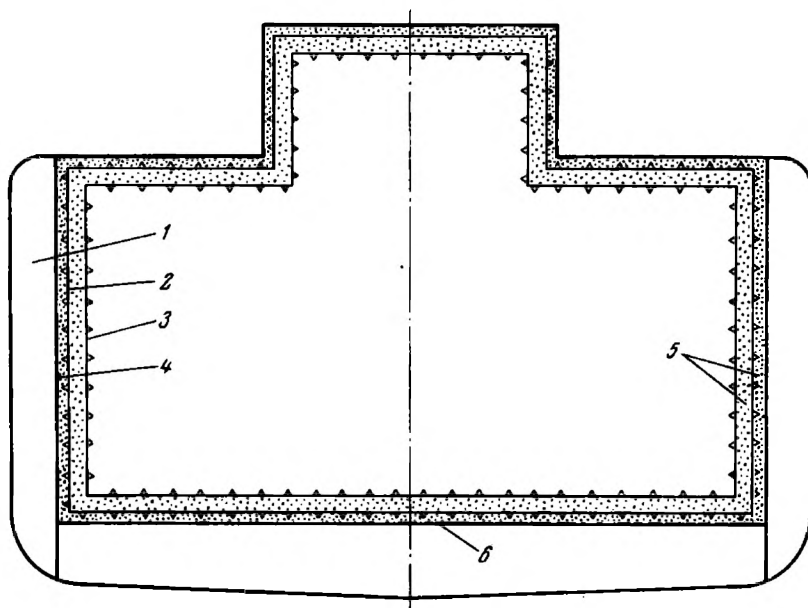


Рис. 1.

1 — балласт — морская вода; 2 — предохранительное ограждение («вторичная» оболочка); 3 — главный резервуар («первичная» оболочка); 4 — двойные стенки корабля; 5 — изоляция; 6 — двойное дно корабля.

Это последнее замечание важно, так как оно свидетельствует, в частности, о правомерности экспериментальных работ, проводимых на уменьшенных опытных емкостях, подвергаемых переохлаждению. Это позволяет, с другой стороны, утверждать, что характер работы этих листов при низкой температуре, а также и величина напряжений, развивающихся в них или передающихся на опоры, в этих условиях остаются неизменными в масштабе корабля. Расположение емкостей, принятое на «Пифагоре», остается также приемлемым для значительно более объемистых резервуаров метановых супертанкеров.

Прогрессивность принятой техники, совершенно необычной для современного котельного производства и в особенности для плавающих конструкций, заключается в использовании материала, обладающего не только хорошими теплоизолирующими свойствами, но также удовлетворительными механическими характеристиками. Благодаря этому такой материал со всей надежностью может в течение длительного времени служить несущей опорой для резервуаров независимо от воздействия окружающей низкой температуры.

Технологические разработки показали в большинстве случаев необходимость углубленного изучения свойств используемых материалов. Во многих случаях требовалось переходить к определенным фундаментальным исследованиям, так как необходимые исходные данные были неполными. Нужно было ставить эти исследования по отобранным разновидностям нержавеющей стали для создания полных диаграмм усталостных напряжений от деформаций изгиба при низкой температуре и создания полной картотеки механических свойств выбранной изоляции при охлаждении.

Вопросы гофрирования стальных листов исследовались с особой тщательностью. Имелась возможность разработки автоматической

машины для чистого сгибания без штамповки. Гофрирование, осуществленное при этих условиях, увеличивает в значительной степени сопротивляемость стальных листов к действующим усилиям, особенно усталостным напряжениям, возникающим при колебаниях давления вследствие перемещения корабля. Это свойство — основное для больших метановых танкеров, где разрушающие нагрузки этого типа наиболее опасны.

Предметом углубленных разработок явился также процесс сварки. Окончательно принят сварной шов внахлестку путем дуговой сварки вольфрамовым электродом в среде инертного газа.

ГОФРИРОВАННЫЕ СТАЛЬНЫЕ ЛИСТЫ

Одним из наиболее существенных оригинальных элементов танкера «Пифагор» является использование гофрированных стальных листов.

Стальные листы, образующие стенки резервуаров, имеют две серии взаимноперпендикулярных изгибов, расположенных на поверхности

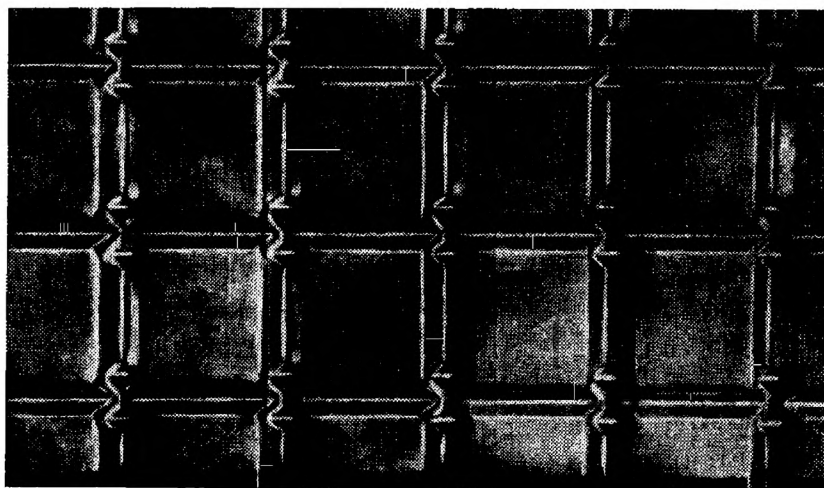


Рис. 2. Гофрированный стальной лист для первичной перемычки

с постоянным шагом в 320 мм, которые обеспечивают для листов гибкость во всех направлениях.

На рис. 2 представлен подобный стальной лист, используемый для создания первичной перемычки.

Существенное преимущество резервуаров типа «Пифагор» заключается в отсутствии масштабного эффекта при теплотехнических исследованиях. Поэтому беспрепятственно перешли от экспериментального резервуара емкостью 40 м³ к резервуару в 300 м³, установленному на «Пифагоре». Это также позволит в дальнейшем перейти с той же надежностью к резервуарам емкостных 5000 м³ для больших танкеров для СПГ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Танкер был введен в эксплуатацию в 1964 г. после полной серии испытаний, включающей, в частности, повторные переохлаждения грузовых резервуаров при помощи жидкого азота.

Первая экспериментальная загрузка метаном была осуществлена 26 мая 1964 г. в Канте. Танкер с грузом три дня находился в открытом море, после чего был разгружен.

Эта первая экспериментальная загрузка, как и предшествующее введение переохлаждения жидким азотом, подтвердила великолепное

состояние резервуаров и доказала, в частности, возможность очень сильного переохлаждения, не требующего принятия каких-либо особых мер предосторожности при загрузке с максимально возможной для наземных насосов производительностью.

Резервуары были проинспектированы после первой загрузки метана в присутствии представителей классификационных обществ. Был проведен частичный контроль сварных швов.

В июле 1964 г. танкером была осуществлена вторая транспортировка метана из Канта на Канвейские острова, которая также закончилась успешно, и танкер перешел на коммерческую перевозку этилена.

Ролан Отефейль¹

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТАНКЕРОВ ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ ПРОПАНА

Так называемые пропановые корабли предназначены для перевозок СПГ (бутан, пропан, бутadiен, изобутилен, безводный аммиак, пропилен). Эксплуатационные условия этих танкеров в основном такие же, как и у всего нефтяного транспорта вообще. Вместе с тем этим кораблям присущ ряд особенностей, которые определяют специфический характер их эксплуатации.

В настоящем сообщении делается попытка рассмотреть особенности эксплуатации указанных танкеров и сформулировать некоторые предложения по улучшению их эксплуатации.

СИСТЕМА ХРАНЕНИЯ

Выбор системы хранения сжиженных газов несколько сложен и обуславливается определенными требованиями. В частности, выбор системы хранения связан с размерами судна, объемом перевозок, системой хранения в портах погрузки и разгрузки и ограничивается характером транспортировки и хранения.

Очевидно, что выбор системы предreshает конструкцию корабля и береговых баз.

Например, танкеры высокого давления или полурефрижераторные не могут, с одной стороны, принимать безводный аммиак и пропан под атмосферным давлением без охлаждения продукта перед погрузкой, и, с другой стороны, не могут разгружать газ под давлением в хранилища с полным охлаждением. В этом случае требуется оборудовать корабль охлаждающими устройствами, если только хранилище на суше не располагает подобным оборудованием, достаточно мощным для того, чтобы осуществить разгрузку с необходимой скоростью. Однако полностью охлаждаемые хранилища в основном имеют простое оборудование для повторного сжижения паров и почти не снабжены более мощными установками.

Наоборот, танкеры с полным охлаждением не могут принимать пропан под давлением, без предварительного охлаждения, которое очень трудно осуществить на борту судна. Такие танкеры также не имеют возможность осуществить без подогрева разгрузку пропана под атмосферным давлением в хранилища высокого давления. Подогрев продукции влечет за собой значительное снижение скорости разгрузки.

¹ Заместитель директора Анонимного общества по управлению и оборудованию (Франция). № 313.

ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ

Климатические условия играют существенную роль при планировании эксплуатационных условий танкеров.

Удобство и простота использования сжиженного нефтяного газа (СНГ) как топлива значительно повлияли на рост его потребления за последние годы. В результате в настоящее время СНГ составляет совместно с нефтью основной источник промышленного газа в период зимних холодов.

Зимой спрос на топливо увеличивается примерно в 6—8 раз по сравнению с летним периодом. Потребление топлива в определенные дни также сильно колеблется.

К этому существенному фактору необходимо прибавить малую емкость почти всех хранилищ в Европе и последствия плохих атмосферных зимних условий (бури, туманы, общее увеличение нефтяных перевозок, удлинение срока ожидания в портах вследствие недостаточности портового оборудования). Плохие климатические условия в зимний период приводят к увеличению срока оборачиваемости танкеров примерно на 12 ч. Таким образом, увеличение времени рейса танкера на полсуток приводит к потере емкости транспорта в среднем на 12%, в то время как зимой спрос значительно увеличивается.

Нетрудно понять задачи, часто неразрешимые, которые ставятся в зимний период перед моряками. Для удовлетворения растущих потребностей зимой приходится перебазировать танкеры из одних районов мира в другие. Такое перебазирование, безусловно, создает благоприятные условия в деле удовлетворения нужд потребителей.

Перевозки газа в северном полушарии, главным образом в Европе и Японии, и в южном полушарии, в основном в Южной Америке, отличаются, с одной стороны, объемом перевозок, потреблением, объемом хранилищ и т. д. и, с другой стороны, расстоянием между поставщиками и потребителями (короткими для Европы, длинными для Южной Америки и очень длинными для Японии).

В Европе объем судовых газовых танков составляет от 400 до 1300 т, тогда как в Южной Америке он возрастает до 2000 (4000 т), исключая некоторые прибрежные перевозки, и достигает 12000 (16 000 т для Японии), за исключением судов смешанного типа — сырая нефть (газ).

Таким образом, корабли, предназначенные для европейских перевозок, слишком малы и использовать их трудно и неэкономично в Южной Америке и абсолютно невозможно на маршруте Персидский залив — Япония; и наоборот, суда, предназначенные для южно-американских перевозок (тем более для Японии) имеют слишком большую емкость и не могут эксплуатироваться в Европе вследствие малых размеров хранилищ и непригодности большинства пунктов погрузки и разгрузки. Только несколько судов промежуточных размеров в 1000—2000 т могут применяться в настоящее время в Южной Америке, в то время как в Европе танкеры от 3000 до 4000 т не могут быть использованы.

ЕМКОСТЬ ХРАНИЛИЩ И ПОГРУЗОЧНО-РАЗГРУЗОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Как в Европе, так и в Южной Америке емкость хранилищ соответствует, за редким исключением, размерам потребления, объему перевозок и характеристикам судов, вследствие этого они не могут обеспечить как слишком быстрого расширения рынка газа, так и увеличения числа и тоннажа танкеров для перевозки пропана.

Наоборот перевозки между Персидским заливом и Японией начали развиваться недавно, и поэтому хранилища в этих районах приспособлены к судам большого водоизмещения.

С другой стороны, многочисленное оборудование для погрузки и разгрузки обычно и не предназначается специально для перевозок газа; насущная важность и объем этих перевозок доказывают исключительное значение необезличенных пунктов. Можно привести как следствие такого положения случай, когда один пропановый танкер простоял среди зимы 6 дней в ожидании места разгрузки, что привело к истощению наличных запасов в других складах, а также к остановке агрегата на нефтеперерабатывающем заводе.

В настоящее время стали понимать важность этой проблемы, и в Европе начали сооружать хранилища средней или большой емкости, что, как нам кажется, существенно улучшит положение.

Кстати, несколько слов об оборудовании двух больших подземных хранилищ в Антверпене и Ливорно. Эти новые хранилища позволят получать добавочные нефтепродукты в летний период. Судовладельцы не противодействуют увеличению емкости хранилищ, так как они полагают, как и другие лица, заинтересованные в развитии газовой промышленности, что такое увеличение вызовет новое расширение потребления сжиженных газов; фактически в последние годы распределители во многих странах были вынуждены тормозить расширение своей деятельности, особенно по промышленному применению пропана, так как они не были уверены в своей обеспеченности на зимний период и не могли также гарантировать потребителям регулярных и точных поставок.

Теперь очевидно, что сдача в эксплуатацию новых хранилищ может повлечь за собой заметное увеличение потребления СНГ.

ОГРАНИЧЕННОСТЬ РЫНКА

Рынок для СНГ, транспортируемых танкерами, чрезвычайно ограничен, потому что он покрывает в настоящем только очень небольшую долю в процентном отношении мирового потребления газа.

Эта ограниченность рынка является другой причиной отсутствия гибкости у современного флота танкеров для перевозки пропана. К тому же этот флот очень небольшой — во всем мире не насчитывается и сотни обслуживающих кораблей, не считая кораблей, предназначенных для специального применения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные в настоящей статье вопросы показывают недостаточную гибкость торговых перевозок газа пропановыми танкерами. Вследствие этого наблюдаются чрезвычайно трудно преодолимые кризисы в период обострения зимы и недостаточная загруженность флота в течение лета. К тому же очень узкая специализация не позволяет перевозить в летний период в танкерах другую продукцию.

В результате эксплуатация этих кораблей чрезвычайно затрудняется, и многочисленные случайные факторы приводят к увеличению стоимости эксплуатации.

Любая задержка одного танкера вызывает нарушение выполнения программ нефтеперерабатывающих заводов, организаций, занятых транспортировкой и снабжением потребителей газом.

Как же преодолевать эти трудности, которые наблюдаются из года в год в течение сурового зимнего периода?

Мы думаем, что проведение следующих дополнительных мероприятий позволит улучшить положение:

— увеличение количества и объема хранилищ, что позволит лучше распределять в течение всего года наличную продукцию и транспортировку СНГ;

— планирование и подготовка всех судов и сооружений к зимнему сезону.

Можно надеяться, что подобные меры, принятые тесным сотрудничеством заинтересованных лиц, откроют возможности для некоторой разрядки напряженности в области транспорта и, следовательно, улучшения условий эксплуатации кораблей для сжиженного нефтяного газа. Это, как мы думаем, и разрешит главнейшую цель, заключающуюся в предоставлении в распоряжение потребителей непрерывно возрастающих количеств СНГ, необходимых для развития мировой экономики и повышения благосостояния населения.

Ж. Анжерран¹

ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ТАНКЕРОВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОЗОК СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

В рамках этого доклада мы рассмотрим только основные требования безопасности, предъявляемые к кораблям, предназначенным для перевозок сжиженных газов.

ГРУЗОВЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

В общем комплексе проблема грузовых резервуаров — одна из основных при конструировании кораблей, предназначенных для транспортировки сжиженных газов.

Мы здесь не рассматриваем варианты резервуаров для сжиженного газа под давлением или незначительно охлажденного. Однако небесполезно подчеркнуть, что конструирование подобных резервуаров выдвигает многочисленные сложные проблемы, связанные с определением их размеров и формы.

К резервуарам, предназначенным для транспортировки сжиженных газов при низких температурах, предъявляются особые требования:

— свойства материалов, из которых изготавливаются резервуары, должны соответствовать температуре транспортировки;

— резервуары должны обеспечить передачу на корпус судна реакций, возникающих как от их собственного веса, так и от качки танкера.

Для обеспечения выполнения указанных требований на практике изучены резервуары двух типов: 1) «автономные» и 2) «составные».

Известно, что первые исследования и первые практические работы были ориентированы на решение «автономных» резервуаров. Для резервуаров этого типа можно установить принципы расчета:

— с одной стороны, статических и динамических нагрузок, которые должны быть приняты во внимание для элементов судового набора и для их опор;

— с другой стороны, максимально допустимых напряжений для составных частей резервуаров, учитывая при этом действующие нагрузки и свойства применяемых материалов.

Эти расчеты не учитывают тепловое воздействие, соответствующее колебаниям температуры во времени и разницу температур в различных точках резервуара. Необходимо отметить, что влияние теплового воздействия очень трудно поддается расчету. Поэтому необходимо детали резервуаров расположить таким образом, чтобы избежать воз-

¹ Главный инженер Бюро Веритас (Французское классификационное общество). № 319.

никновения тепловых напряжений. В этом заключается, очевидно, серьезный ограничивающий фактор для «автономных» резервуаров.

Ввиду многочисленных предложений и методов испытаний «составных» резервуаров трудно сформулировать точные правила их расчета и конструирования. Для резервуаров этого типа признано необходимым проводить исследовательские работы на опытных резервуарах не для того, чтобы подтвердить основной простой принцип, заложенный в их основу, а для проверки принятой технологии и поведения отдельных узлов, которые с трудом поддаются расчету.

Однако можно установить несколько основных требований для подобных резервуаров:

— изменения температуры не должны влиять на их форму, и стороны резервуара при их сокращении должны оставаться в плоскости, практически неизменяемой по отношению к конструкции корабля;

— усилия, вызываемые весом груза, динамическими воздействиями и давлением газа, должны передаваться на каркас корабля через жесткую конструкцию с тем, чтобы ограничить изгибающие усилия в плоских частях резервуара;

— должны быть предусмотрены устройства, обеспечивающие устойчивость резервуаров к падению давления.

При сооружении резервуаров очень важно установить их длину. Длина резервуара должна быть выбрана наиболее оптимальной, обеспечивающей наименьшее количество резервуаров в танкере. Многочисленные теоретические и экспериментальные работы были проведены для изучения возможности увеличения длины резервуаров, не вызывающей при этом опасных динамических нагрузок. Результаты этих работ были использованы при конструировании нефтяных танкеров. Принятое минимальное расстояние между поперечными негерметичными переборками (переборки против килевой качки) порядка 10% от длины танкеров, перевозящих метан, позволит упростить их конструкцию. Однако длина «автономных» резервуаров ограничивается условиями, связанными с температурными изменениями, а для «составных» резервуаров трудность заключается в осуществлении поперечных переборок против килевой качки.

ИЗОЛЯЦИЯ И ВТОРИЧНАЯ ОБОЛОЧКА

Независимо от термических качеств изоляции резервуаров для сжиженного газа при низкой температуре требования, предъявляемые к изоляции, обуславливаются тем, является ли эта изоляция несущей или не несущей. Если речь идет о несущей изоляции, то основное внимание должно быть направлено на ее устойчивость, так как она подвержена одновременно влиянию термического градиента и колебаниям груза вследствие вибраций и движения корабля. Проверка устойчивости и выбор изоляции должны быть предметом исследовательских работ. Для не несущей изоляции и особенно для порошкообразной изоляции, применяемой насыпью, устойчивость к вибрациям также должна быть изучена.

Несмотря на тщательное исполнение работ при изготовлении резервуаров, до настоящего времени не представлялось возможным избежать аварии резервуаров вследствие проникновения низкотемпературной жидкости в изоляцию. Это обусловило введение в изоляцию вторичной оболочки, предотвращающей понижение температуры в прилегающем каркасе танкера.

Необходимо иметь в виду, что классификационные общества рассматривают вторичную оболочку только как резервуар, который должен временно принять из поврежденного резервуара газ, обычно сбрасываемый в море.

РАСПОЛОЖЕНИЕ ГРУЗОВОЙ СИСТЕМЫ (ТРУБ)

При создании первых танкеров для перевозки сжиженного газа под давлением принимались все меры, чтобы избежать скопления газа в закрытых пространствах, расположенных под палубой. Это привело к размещению над палубой всех элементов, которые могли явиться источником утечек: системы трубопроводов, стыка трубопроводов и резервуаров, арматуры трубопроводов и т. д. и даже частично самих резервуаров. Такое беспокойство было обосновано различными причинами, среди которых можно подчеркнуть следующие: повышенная плотность транспортируемого газа и отсутствие необходимых мер предосторожности в трюмах, где помещаются резервуары. Размещение судовой системы над палубой не приводит к серьезным трудностям при разгрузке резервуаров. Возможность восстанавливать давление в газовой фазе позволяет осуществлять надлежащую работу насосов, расположенных на палубе. Отметим, что для подобных танкеров не исключена возможность осуществления разгрузки без насосов, а лишь с помощью компрессоров. Этот метод эффективно применяется на многочисленных танкерах.

Танкеры, перевозящие сжиженный газ при низкой температуре, в настоящее время имеют такое же расположение судовой системы. Однако при перекачке газа возникают осложнения вследствие большой высоты грузовых резервуаров.

ПРОБЛЕМА ИСПАРЕНИЯ

Проблема испарения возникает при нормальной эксплуатации только для транспортов с постоянным давлением.

В целях сокращения потерь груза вследствие испарения и по экономическим соображениям предусматривалось оборудование для сжижения или, как для танкеров для перевозки метана, использование продуктов испарения на корабле. Рассмотрим вопрос сбрасывания в атмосферу испаряющегося газа. Будет ли приемлемо подобное решение с точки зрения безопасности? Мы ограничимся рассмотрением этого вопроса, принимая во внимание только опасность, которая может возникнуть для танкера, не затрагивая, например, возможных последствий образования газового облака для самолетов, пролетающих вблизи танкера. Нам кажется, что критерием безопасности танкера является удельный вес испаряющегося газа. Для метана можно предположить, что постепенное удаление газов возможно. Для газов с повышенным удельным весом, таких, как пропан или бутан, необходимо прежде всего исследовать опасность опускания тяжелого газа на танкер в наиболее неблагоприятных условиях (например, при его стоянке в безветренную погоду).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НА ТАНКЕРЕ ПРОДУКТОВ ИСПАРЕНИЯ

Наиболее простым решением проблемы является использование продуктов испарений СПГ в качестве топлива как для тяги танкера, так и для других нужд.

Решение о возможности применения природного газа на танкере было обусловлено удовлетворительными результатами, достигнутыми при использовании газа на суше (теплоцентрали, компрессорные газовые станции и т. д.). Мероприятия по технике безопасности были разработаны согласно «Общим техническим условиям» Бюро Веритас с учетом особых условий использования газа на борту танкера.

Вначале было признано целесообразным, по крайней мере на первой стадии, ограничиться использованием природного газа для одной

категории аппаратов (главные двигатели, главные паровые котлы или вспомогательные паровые котлы).

Все это даст возможность уменьшить количество точек применения газа и упростить оборудование.

Природный газ не вводится в машинное отделение для того, как он не будет приведен к давлению и температуре использования с помощью специального нагревательного и компрессорного оборудования, расположенного на палубе. Указанное оборудование должно быть смонтировано на палубе под открытым небом.

В машинном и котельном отделениях серьезную опасность представляет утечка газа. Наиболее простое решение, направленное на предотвращение утечки, заключается в помещении газовых трубопроводов в вентилируемых каналах.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ

Известно, что на первых танкерах, транспортирующих жидкий газ, в качестве привода насосов и компрессоров применяли электродвигатели, расположенные в специальном помещении, отделенном от насосной камеры герметичной переборкой.

Размещение электрических двигателей, насосов и компрессоров в двух смежных помещениях требует принятия мер безопасности для предотвращения проникновения газа в помещение с двигателями или ограничения последствий этого. Все эти меры безопасности осложняют условия эксплуатации и поэтому необходимо найти решение, позволяющее разместить двигатели, насосы и компрессоры в одном помещении.

Так, например, были предложены и разработаны вначале погруженные в воду электродвигатели, а затем двигатели с повышенной безопасностью и взрывобезопасной оболочкой, полностью соответствующие условиям эксплуатации, предусматривающие уменьшение опасности образования искр или аномального нагрева.

Именно такой тип двигателей может быть установлен в местах танкера, считающихся опасными, и особенно под палубой в зоне груза. Их пусковая аппаратура располагается в неопасных помещениях.

Мы должны также коснуться вопроса применения на борту металлических танкеров и подобных им судов грузовых насосов с погруженными электрическими двигателями. Этот тип двигателей, который представляет собой серьезное нововведение на борту танкеров, был признан Бюро Веритас удовлетворительным.

ПРОБЛЕМЫ КОНСТРУКЦИИ ТАНКЕРА

После того как были рассмотрены некоторые проблемы безопасности, связанные с самим судном, будет бесполезно сказать несколько слов об особенностях работы в море и, в частности, о столкновениях судов и посадке на мель.

Рассмотрим случай столкновения судов. В последнее время было выполнено значительное число теоретических и экспериментальных работ в этой области, особенно с точки зрения защитных приспособлений для торговых судов с атомными двигателями. Необходимо подчеркнуть, что столкновение танкера с атомным двигателем имеет свои особенности. Действительно, столкновение атомного корабля со стороны реактора приводит к разрушению сердца корабля, и распространение расщепляющихся продуктов является событием, которое может иметь последствия, очень растянутые в пространстве и времени. Без сомнения, трудно точно определить последствия столкновения корабля, перевозящего СПГ. Можно, тем не менее, думать, что при перевозках СПГ под атмосферным и под относительно невысоким давлением по-

следствия не будут более серьезными, чем в случае столкновения танкера, перевозящего нефть.

Необходимо заметить, с другой стороны, что у судов с атомным двигателем защищена от столкновений лишь незначительная часть корабля, соответствующая реактору. Для кораблей, транспортирующих СПГ, защита должна обеспечивать всю зону резервуаров.

Следует рассмотреть только случаи столкновения судов, которые могут произойти в портах, а также толчки о пристань; многократность таких событий достаточно значительна для того, чтобы было признано необходимым предусматривать меры, позволяющие ограничивать их последствия. Помимо этого, принято, что Классификационное Общество в своем законодательстве принимает во внимание только подобную опасность и предписывает, если это необходимо, соответствующие меры защиты.

Именно с этой точки зрения было определено минимальное расстояние между бортом и резервуарами для кораблей, транспортирующих сжиженный газ под давлением, и предусмотрен двойной борт для кораблей, перевозящих сжиженный газ при атмосферном давлении. Нужно помнить, что двойной борт таких кораблей необходим также и по другим причинам, например, для балласта.

Небесполезно подчеркнуть, что корабли, перевозящие сжиженный газ, находятся под гораздо лучшей защитой с точки зрения столкновения, чем нефтеналивные суда.

Случай посадки на мель может быть рассмотрен подобным же образом. Мероприятия сводятся к установлению минимального расстояния между дном корабля и резервуарами и к созданию двойного дна.

Ф. Ж. Кэйзэн¹

ПОДЗЕМНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ ГОРНЫЕ ВЫРАБОТКИ В ГЛИНИСТЫХ И МЕРГЕЛЕВЫХ ГРУНТАХ

На основе изучения подземных хранилищ жидких и сжиженных топлив в Антверпене можно установить условия применения механизированных и ручных способов строительства таких емкостей.

В Антверпене две подземные емкости, соединенные с одним и тем же стволом, были сооружены различными способами на глубине 76 м. Одна емкость, образованная горизонтальными выработками, соединенными с главным штреком, имеет прямоугольную форму.

Относительно короткие штреки, ограниченные территорией на поверхности, исключили возможность механизации их сооружения. Поэтому емкость была сооружена ручным способом.

Вторая емкость на глубине 45 м была прорыта длинными галереями при помощи проходческого механизма.

Применение последнего экономически выгодно только при длине выработки не менее 800 м. Проходческий механизм периодически необходимо осматривать, поэтому проходка в один заход ограничена 2500 или 3000 м.

Суточная проходка выработки диаметром 3,99 м достигает 30 м за три смены по 8 ч, но может быть ограничена пропускной способ-

¹ Профессор Университета в Лувене, Бельгия. № 314.

ностью ствола шахты и штреков, которая уменьшается с увеличением их длины.

Кроме того, в начале проходки соответственно природе грунта в стандартной проходческой машине должны быть сделаны изменения.

Проходческая машина, применявшаяся в Антверпене, состояла из цилиндра длиной 3 м, содержащего механизм вращательного бурения с шестью режущими бурами, домкрата и механизма для подъема породы после продвижения на каждые 61 см. Полуавтоматическое приспособление укладывает сводовые блоки в крепь выработки.

Вместе с вспомогательными устройствами: конвейерами, насосами, лебедкой, резервуарами для масла, трансформатором на 315 ква, такая машина весит около 95 т.

Область применения

Горная порода, в которой создавались резервуары в форме горизонтальных горных выработок, по нашим данным, состоит исключительно из глин (Антверпен) и мергелей (Ливорно). Калибрующая коронка проходческого щита и вращающиеся резцы не позволяют работать в очень крепких породах. Вместе с тем при значительной пластичности пород возможны завалы машины.

Компактные глины (Антверпен) олигоценного возраста, достаточно хорошо соответствовали освоению механизированного способа проходки, который ранее применялся только при строительстве метрополитена в Лондоне на глубине около 20 м.

При строительстве встретились затруднения, связанные со вспучиванием глин.

Вспучивание глин достигало 7%, что было предусмотрено при предварительных исследованиях. В результате вспучивания образовались трещины в блоках породы, которые обрушивались в процессе рытья шахты. На поверхности над горными выработками было замечено некоторое оседание почвы. В первые часы после рытья можно было измерить перемещение свода в 3 мм/ч. Однако эти явления были практически временными, так как при фронте работ с поверхностью в 20 м² через несколько недель поверхность выработки становилась совершенно неподвижной.

В начале рытья на глубине 75 м было установлено, что на всех участках выемочного поля с осадкой глины практически невозможно бороться. Затруднение было устранено путем рытья пилотного штрека, закрепленного металлическими и деревянными клетями, длиной в несколько метров. Так как расширение породы происходило в первые дни, то со временем приведение выработки к проектному диаметру и установка сводовых крепежных блоков могли проводиться без всяких помех.

При проходке смежных штреков («гребешка») на глубине 75 м обнаружилось, что если фронт работ находится на почти равном расстоянии, происходит значительная деформация крепежа в штреке меньшей длины. Если рытье в одном штреке происходит через несколько недель после рытья в соседнем, то никакой деформации не наблюдается.

Мы пришли к выводу, что напряжения в плотных глинах стабилизируются естественным путем, спустя некоторое время после того, как было нарушено их естественное равновесие вследствие образования выработки. При проходке в «гребешке» в сближенных горных выработках нельзя работать одновременно; их надо планировать с разрывом в несколько недель.

Вероятно, с трудом можно было бы допустить механизированную проходку для образования емкостей в глинах на глубине меньше 45 м,

учитывая давление, которое оказывают СНГ. Естественно, для продуктов более тяжелых, таких, как бензин, глубина заложения емкостей может быть значительно меньше. Образование трещин в глине происходит только вблизи зоны рытья, и перемычка от 10 до 15 м выше перегиба свода штрека будет достаточна.

Различные условия при работах в Лондоне и Антверпене на глубинах соответственно 20 и 45 м показывают, что без изменений применявшаяся машина не сможет работать на большей глубине.

К преимуществам машины относятся скорость проходки при наличии соответствующего квалифицированного персонала и при значительной вместимости резервуара, меньшая себестоимость строительства, чем при работе ручным способом. Однако при использовании проходческих машин необходимо располагать очень обширной территорией, позволяющей почти прямолинейное рытье на 2000—3000 м штреков, 10 м² полезного сечения, т. е. 20 000—30 000 м³ на штрек.

На ограниченной территории резервуара следует рыть вручную. При достаточной численности рабочих можно работать на значительном фронте и «по гребешку». Рытье следует начинать в штреках с нечетными порядковыми номерами, а затем в штреках с четными порядковыми номерами для того, чтобы обеспечить стабилизацию напряжения в горных породах. Расстояние в 10 м между выработками кажется слишком мало, а в 15 м будет достаточным. Однако мы не знаем, подойдут ли эти нормы, если глины будут отличаться от глин Антверпена. Кроме того, несомненно, что при ручном способе можно рыть на глубине больше 50 м, что дает возможность в очень мощных пластах глины создавать емкости в несколько этажей на относительно небольшой площади, чем обеспечивается большая вместимость резервуара.

Морские районы

В портовых районах, где в разрезах имеются глинистые или мергелистые пласты, подводная площадь ограничена только наклоном прибрежной платформы. Таким образом, будет возможно создавать там механическим способом резервуары с длинными выработками.

Если это залив, как в Антверпене, то можно будет располагать обширной подводной площадью. Число выработок в этом случае будет ограничено шириной залива.

Герметичность подземных емкостей является необходимым условием их создания. Можно задаться вопросом — будут ли другие горные породы, кроме глин, годными для создания в них подобных сооружений? Мергели — чересчур крепкие породы для проходки машинным способом. В этом случае можно сооружать выработки вручную.

Полости в толщах связанных пород

В породах достаточно устойчивых сооружение подземных резервуаров по системе камер и целиков очень экономично. Это подтверждается многочисленными работами в США. Но иногда происходят потери хранимого продукта через трещины (диаклазы), которые часто бывают в этих породах. Для устранения утечек и выхода СНГ на поверхность глубина заложения емкостей должна быть не менее 100 м. Конечно, для емкостей, вырытых под морем через шахтные стволы, расположенные на побережье, могут допускаться незначительные утечки, но это недопустимо при расположении их под жилым массивом.

Однако не следует преувеличивать опасность диаклазов, так как они часто прерываются, а мощная покрывающая толща пород обеспечивает герметичность.

Резервуары для нелетучих нефтяных продуктов: бензина, газойля, мазута — создаются в подземных толщах пород под морем в течение многих лет в Швеции. Тяжелые продукты сохраняются в этих емкостях с наличием воздуха. Над территорией емкостей проходят суда.

Легкие продукты должны все время контактировать со сводом. Это достигается путем изменения толщины слоя морской воды на дне резервуара, которая подается через уравнивающую скважину, расположенную в самой высокой точке резервуара.

Аналогичный принцип уравнивания может быть применен для СНГ на средних глубинах от 50 до 100 м. Удлиненный уравнивающий трубопровод позволяет их хранить под нужным давлением. Однако в этом случае противопоказано подкачивать воду, так как междуфазовая поверхность может повлечь за собой переход в водный раствор СНГ.

Следует напомнить о емкостях, вырытых в соляных пластах. Они всегда герметичны и их давно применяют.

Подземные охлаждаемые резервуары

Для хранения СНГ при атмосферном давлении существуют охлаждаемые резервуары. По нашим сведениям, подобная система не рассматривалась для подземных резервуаров.

Для жидкого метана применяются несколько способов хранения его под атмосферным давлением.

Существуют врытые в землю резервуары с металлической крышей, а также исследуется вопрос создания емкостей, вырытых в грунте на большой глубине. Пористые, обводненные пласты больше соответствуют этому варианту, так как при замерзании грунтовой воды они непроницаемы и обеспечивают хорошую герметизацию.

Когда термическое равновесие достигнуто, приток тепла компенсируется испарением СНГ. Таким образом устанавливается минимальный расход СНГ для поддержания нужной температуры. Теплопроводные характеристики почвы определяют как расстояние до изотермы 0° С, так и минимальную глубину, потому что почва над резервуаром не замерзает. Средняя температура местонахождения резервуара определяет минимальный дебит испарения при определенной теплопроводности.

Надо надеяться, что с развитием транспортирования метана на большие расстояния при помощи танкеров или по газопроводам техника их хранения для сезонного регулирования станет более совершенной.

Безопасность подземных резервуаров

Мы уже говорили о безопасности хранения различных углеводородов под землей. Сообщение между ними и поверхностью ограничивается трубами относительно небольшого диаметра, снабженными преенторами, которые могут быть дублированы автоматическими задвижками для безопасности. Таким образом исключается возможность возникновения пожара, могущего достигнуть размеров катастрофы. Если все-таки тяжелый газ выйдет наружу, вследствие неправильного маневрирования или же поломки труб, он немедленно поджигается и сгорает в виде факела.

Незначительные утечки газа могут возникать по цементному кольцу обсадных труб. Однако при этом не может возникнуть такая же опасность, как у резервуаров на поверхности, потому что масса углеводородов, содержащаяся в земле, не может взорваться или загореться.

Пожар, который возник по соседству с подземным резервуаром, никак не может на него распространиться. Если он вызовет разрушение трубопроводов, то углеводороды будут сгорать в виде факела.

С точки зрения безопасности в случае войны, подземные резервуары, расположенные на глубине более 50 м, а тем более на глубине около 100 м, более безопасны чем резервуары на поверхности.

*Фернандец-Вильянуэва*¹

РАЗЛИЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С МОРСКИМИ ПЕРЕВОЗКАМИ СЖИЖЕННЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

Динамика потребления СНГ в Испании приведена в табл. 1.

Т а б л и ц а 1

Годы	Потребление СНГ, т
1958	2 316,0
1959	8 302,8
1960	33 672,0
1961	73 492,3
1962	146 830,8
1963	249 724,2
1964	372 759,8

В табл. 2 показаны источники поступления СНГ (в %).

Т а б л и ц а 2

Поступление СНГ	Годы		
	1962	1963	1964
Национальное производство	—	60,93	67,22
Импорт	100	39,07	32,78
	100	100	100

По основным местам назначения СНГ распределяются за 1964 г. следующим образом (в тыс. т).

Восток (порты: Барселона, Валенсия, Алькудия, Эскомбрерас) . .	108,6
Юг (порты: Севилья, Малага)	61,0
Север (порты: Пасакес, Виго)	51,1
	220,7

В Барселоне осуществляется наибольшее количество разгрузочных работ (до 35,2%), поэтому изучение морских перевозок СНГ, осуществляемых через этот порт, представляет интерес для анализа.

Анализ показал, что зимний «пик» потребности СНГ, начиная с октября, достигает максимума в декабре и начинает снижаться с января, чтобы окончиться в феврале. Летний «спад» потребления СНГ начинается в мае и достигает своего минимума в июне.

¹ Начальник Отдела экономической службы «Бутано», Мадрид. № 315.

Очевидно, что сезонные колебания влияют на весь рынок СНГ, это усугубляется развитием его потребления как топлива. Сезонные колебания проявляются с максимальной интенсивностью на вновь образующихся рынках, каковым является испанский, где быстрый рост потребления вызван увеличением числа индивидуальных потребителей. Применение СНГ в промышленности происходит всегда с значительным замедлением. Но промышленное использование может служить стабилизирующим фактором кривой потребления СНГ, особенно импортной продукции.

Следующие эмпирические уравнения помогают рассчитать тенденцию потребления.

Уравнение, выражающее тенденцию потребления в зимнем «пике»

$$U_3 = A_3 + B_3 \cdot x = 7\,542,66 + 3\,252x.$$

Уравнение, выражающее тенденцию потребления при летнем «спаде»

$$U_л = A_л + B_л \cdot x = 3\,591 + 1\,346,5x,$$

где A_3 и $A_л$ — коэффициенты потребления СНГ в декабре и июне базисного 1963 года; B_3 и $B_л$ — коэффициенты ежегодного роста потребления в декабре и июне; x — коэффициент пропорциональности ежегодного роста потребления СНГ.

Придавая различные значения x , мы получим следующие результаты (табл. 3).

Таблица 3

Год	Месяцы	Максимальное ежегодное расчетное потребление (зимний «пик»), т	Минимальное ежегодное расчетное потребление (летний «спад»), т
1962	август декабрь	4 290,66	2145,5
1963	июнь декабрь	7 542,66	3591
1964	июнь декабрь	10 794,66	4937,5
1965	июнь декабрь	14 046,66	6284

Исходя из результатов табл. 3, мы можем получить данные табл. 4.

Таблица 4

Год	Расчетные потребности, т		Разница, т	Показатель разницы
	зимний «пик»	летний «спад»		
1962	4 290,66	2145,5	2145,16	1,9998
1963	7 542,66	3591	3951,66	2,1004
1964	10 794,66	4937,5	5857,16	2,1862
1965	14 046,66	6284	7762,66	2,2353

Сезонные колебания имеют тенденцию к увеличению разрыва между двумя «пиковыми» потребностями. Это явление в перспективе будет усугубляться.

Мерой борьбы с этим является своевременность оборудования хранилищ, достаточных не только для удовлетворения потребностей, но также и для полного поглощения сезонных колебаний.

Емкость хранилищ в Барселонском борту, предусмотренная в 3 380 т к октябрю 1964 г., не достигла такой величины.

В табл. 5 приведены данные по обеспеченности хранилищами для СНГ.

Т а б л и ц а 5

Год	Емкость оборудованных хранилищ, т	Максимум среднего ежедневного потребления, т	Гарантированная обеспеченность хранилищ, дни
1962/1963	880	176	5
1963/1964	880	220	4
1964/1965	1380	460	3

В связи с задержкой строительства хранилищ и трубопровода для разгрузки танкеров, доставляющих бутан, в порту до сентября 1964 г. осуществляли разгрузку непосредственно в автоцистерны.

Мы должны подчеркнуть, что несмотря на осложнения, при рациональной организации добились очень высокой производительности труда при обычных разгрузочных работах (13,5—17,02 т/ч).

После оборудования трубопровода стало возможным вести разгрузку со скоростью 60 т/ч, т. е. 1440 т/сутки при непрерывных разгрузочных работах в течение дня.

В табл. 6 приведены данные по разгрузке танкеров.

Т а б л и ц а 6

Год	Прибытие танкеров через	Продолжительность разгрузки, дни	Максимальный возможный груз, т
1962/1963	4 дня (96 ч)	4	1408
1963/1964	2 » (48 »)	5	1760
1964/1965	2 » (48 »)	1,5	1840

Время оборота каждого судна можно установить по следующей формуле

$$R = T_n + T_p + T_v,$$

где R — оборачиваемость; T_n — время погрузки; T_p — время рейса; T_v — время выгрузки.

Предполагая, например, что время погрузки T_n составляет всегда 48 ч и, что время рейса T_p (учитывая прямой и обратный путь) составит также 48 ч, мы получим:

1962—1963 гг.	48+48+ 95=191 ч
1963—1964 »	48+48+120=216 »
1964—1965 »	48+48+ 32=128 »

Для всех трех расчетных случаев теоретически будет достаточна работа двух танкеров.

В действительности картина была другая.

В 1962—1963 гг. акционерное общество «Бутано» не располагало собственными танкерами и должно было осуществлять морские перевозки зафрахтованными судами на отдельные рейсы. И даже когда это общество могло рассчитывать на сотрудничество, судовладельцы и поставщики вследствие других трудностей не могли регулировать ритм перевозок с необходимой гибкостью и точностью.

Флот бутаново-пропановых танкеров, осуществляющий навигацию в Европе, состоял в основном из танкеров водоизмещением 1000—1200 т.

Наконец, невозможно добиться регулярности погрузочных операций, а главное во времени рейса $T_p=48$ ч, так как для этого по причине обычной средней скорости в 10 узлов в час необходимо, чтобы нефтеперерабатывающие заводы были расположены на расстоянии максимум 370 км от Барселоны. Только один нефтеперерабатывающий завод расположен в этих пределах — в Этанж де Берре.

Для выправления создавшегося положения были спущены на воду в течение последнего квартала 1964 г. четыре бутановых танкера с погрузочной емкостью в 1000 т каждый. Этот первоначальный флот бутановых танкеров будет увеличен за счет строительства новых единиц гораздо большей емкости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для удовлетворения нужд в снабжении СНГ необходимо располагать собственным танкерным флотом для того, чтобы организовать рейсы и подвоз СНГ в зависимости от нужд текущего момента.

2. Во время депрессии возможно использование лишней части флота на другом рынке, который обнаруживает сезонные колебания с противоположным знаком.

3. Характеристика и размер танкеров должны учитывать их использование в разных условиях плавания.

4. Решение проблемы снабжения СНГ заключается в поисках максимальной стабилизации потребления путем интенсификации новых видов его применения во время спада потребления.

Г. Дешо¹

ВНУТРЕННЯЯ КОРРОЗИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

В своем выступлении Малькольмсон сообщил об измерении потери веса полос листового железа размером $6,4 \times 25,4 \times 152$ мм, имевших первоначальный вес около 180 г. Испытания проводились в течение 6 и 13 месяцев в двух группах резервуаров — одни были заполнены, другие нет, причем из первой группы в одних продукт содержался с ингибитором, в других его не было.

А. Б. Курц идентично испытывал контрольные образцы малых размеров. Кроме того, в каждой цистерне он определяет количество удаляемой после чистки ржавчины.

Ля Кю и Май в своем докладе также основываются на исследованиях маленьких образцов. Образцы были размещены в различных частях цистерны (дно, бока, верх). Испытаниями в 10 действующих нефтеналивных судах установлены следующие скорости коррозии (в $мк/год$).

в морской воде	152,4
в морской атмосфере	254

Мы считаем, что на основании испытания на маленьких образцах или определения скоростей коррозии по весу ржавчины нельзя составить точное представление о коррозии резервуаров по следующим причинам.

¹ Инженер ассоциации «Антикоррозия», Франция. № 205.

Толщина образца или толщина стального листа зависит от качества материала (стали). Контактная площадь с агрессивной средой не будет одинаковой для шероховатой, гладкой или полугладкой поверхности стали. Нельзя делать каких-либо выводов о коррозии для листов, отличающихся по толщине от образцов, которые исследовались.

Контрольные образцы монтируются так, что по обе стороны подвергаются действиям агрессивных агентов, но одна сторона (обращенная к центру) оmyвается морской водой (теплой в этот период). Асимметрия коррозии на обеих сторонах усиливается. Поэтому даже если образцы изготавливаются из одного листа стали, аналогично той, из которой изготовлен резервуар, коррозия образца и коррозия резервуара не будут одинаковыми при воздействии как морской воды, так и воздуха.

При установке контрольных образцов в цистерне можно изолировать его электрически от цистерны или смонтировать в контакте с цистерной. Следует учитывать, что установка образца нарушает процесс коррозии этой части цистерны, поэтому нет идентичности процесса электрохимической коррозии на образцах и самой цистерны.

Образцы не подвергаются таким же механическим нагрузкам, которые испытывают различные участки резервуара.

При определении коррозии, извлекая из резервуара ведра с ржавчиной, трудно, исходя из веса поднятой ржавчины, точно охарактеризовать в весовых частях, по каким причинам ржавчина образовалась. Считаем, что есть возможность иметь на нефтеналивных судах поверхность резервуаров без оцинковки. В этом случае определение скорости коррозии ведрами, наполненными ржавчиной, будет более правильным. Однако мы думаем, что коррозия является поверхностным явлением; самым логичным методом для ее определения было бы измерение толщины разъедания.

Мы предлагаем составить карту глубины коррозии резервуаров, обозначив разной штриховкой корродируемые места.

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ КОРРОЗИИ ЦИСТЕРН

1. Конденсация и стекание паров транспортируемых жидкостей (на верху цистерны, под палубой).

2. Контакт с самой жидкостью (морская вода, или сам груз).

3. Контакт металлических поверхностей с влажным воздухом, когда судно не нагружено.

Коррозия при влажной морской атмосфере в 2 раза больше, чем в морской воде.

Следует отметить на основании наблюдений, что при светлых нефтепродуктах происходит коррозия верха цистерн, а при транспортировке нефтей корродируются горизонтальные части цистерны, и особенно в глубине ее.

Какие можно наметить меры борьбы с коррозией?

Во-первых, воздействие на агрессивную окружающую среду:

а) регулировать влажность и содержание кислорода в цистернах, которые не содержат жидкости;

б) добавлять в жидкость (в груз или морскую воду) ингибиторы;

в) установить электрохимическую защиту.

Во-вторых, можно также изолировать металл от агрессивной среды.

Можно комбинировать эти два способа. Не следует забывать, что очистка цистерны осуществляется струей теплой или холодной воды (обычно морской).

Применение для пожарной безопасности сухого инертного газа уменьшает коррозию цистерн.

Практически в порожней цистерне всегда присутствует морской воздух. Это значит, что относительная влажность значительно выше критической, и кислород воздуха деполяризует локальные катоды, поддерживая действие микроэлементов, образующихся под каждой каплей конденсатной воды.

Поскольку большинство французских нефтяников транспортирует неочищенную нефть, отметим, что до настоящего времени растворимые (в воде, или грузе) ингибиторы не применяются.

Таким образом, остановимся на первом способе п. п. «а» и «в». При наполнении цистерны инертной и сухой атмосферой или обезвоживании воздуха погрузочных цистерн, когда судно недогружено, обеспечиваются антикоррозийные условия и пожаробезопасность.

Эти методы защиты представляют интерес. Однако отметим, что применение составов на базе силикатов с большим содержанием порошка цинка конкурируют со способом заполнения инертным газом.

Катодная защита с химической обработкой поверхности или без нее применяется для цистерн балластирования и для смешанных. Этот метод защиты эффективен при правильном выборе места установки анода.

В настоящее время для катодной защиты используются аноды, изготовленные из трех металлов: Mg, Al, Zn.

Правильно запроектированная катодная защита является эффективным методом борьбы против коррозии цистерн в местах, находящихся в контакте с электролитом. Поэтому же некоторые общества применяют окраску верхней части резервуаров (приблизительно на 1,2 м), имеющих катодную защиту. Эти краски должны отвечать ряду условий.

При изоляции металла от агрессивных агентов посредством покрытия некоторые судовладельцы наблюдали выборочную коррозию горизонтальных частей цистерн. Для предупреждения этой коррозии заливали цемент между двух железных прутков круглого сечения, приваренных по концам к горизонтальным железным поперечинам уголкового профиля. Слой слегка выпуклый, в центре толщиной около 15 мм. Полученные результаты полностью удовлетворили две компании, которые использовали этот прием.

Составы на базе силикатов с большим содержанием цинкового порошка применялись для покрытия целиком цистерн. Этот продукт, который можно назвать краской на силикате, обогащенной цинком, должен накладываться на чистую металлическую поверхность. Себестоимость примененного покрытия высока, однако некоторые компании использовали эту краску на нескольких резервуарах и очень удовлетворены полученными результатами.

Это покрытие используют при опасности засорения очищенных нефтепродуктов; в то же время некоторые нефтепродукты нельзя транспортировать в цистернах, окрашенных такими красками, вследствие повышенной щелочности этих продуктов.

Наконец, для флота США с успехом применили краски на органических связующих и минеральном пигменте для 21 нефтеналивного судна.

Конечно, такие лакокрасочные покрытия должны противостоять действию нефтепродуктов и морской воды, не засоряя груз нежелательными примесями. Вообще краски наносят в 4—5 слоев, а краску, обогащенную цинком на силикате, — в один или два слоя.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Вопрос доставки природного газа от источника до потребителя продолжает оставаться актуальной проблемой.

Опыт показал, что строительство новых линий передачи газа (трубопроводы, компрессорные станции, установки для сжижения, погрузки, хранения и парообразования и т. д.) находятся экономически целесообразно в пределах между 1800 и 2700 км (в зависимости от характера местности, местных условий, ежедневного расхода и перекачиваемой среды). В Соединенных Штатах, с их хорошо развитой системой трубопроводов, это расстояние значительно больше.

Если источник газа и потребитель расположены близко от водных путей целесообразнее транспортировать сжиженный продукт на судах. При необходимости доставки газа из одной страны в другую морская перевозка сжиженного природного газа (СПГ) может быть более экономичной.

В этом случае на берегу должны сооружаться специально сконструированные контейнеры для хранения СПГ, которые должны быть рассчитаны на низкую температуру. Метан при атмосферном давлении кипит при температуре -162°C , а большинство природных газов, в зависимости от их состава кипят при температуре в пределах от -23°C до -12°C .

Хранение жидкого природного газа связано с проблемой прочности материалов контейнеров.

Основные типы современных хранилищ следующие:

- 1) наземные металлические;
- 2) подземные криогенные;
- 3) подземные бетонные;
- 4) горные каверновые.

НАЗЕМНЫЕ МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ХРАНИЛИЩА

Резервуар имеет двойную стенку. Наружная стенка изготавливается из углеродистой стали. Внутренняя стенка делается из металла, обеспечивающего нормальную работу при низкой температуре: алюминия, нержавеющей стали, стали с 9%-ным содержанием никеля. Пространство между стенками изолируется и постоянно очищается азотом для предотвращения образования конденсата.

Применение наземных металлических резервуаров для хранения СПГ получило широкое распространение (см. таблицу).

Обычно эти резервуары конструируются с принятой скоростью испарения в пределах от 0,05 до 0,10%

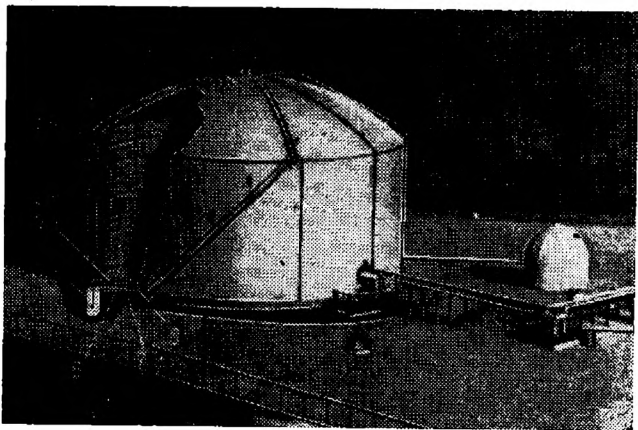


Рис. 1. Наземный металлический резервуар для хранения СПГ.

1 — изоляция из сыпучего перлита; 2 — внутренняя оболочка; 3 — наружная оболочка; 4 — изоляция, несущая нагрузку; 5 — анкерные болты; 6 — нагревающие элементы; 7 — наружное дно; 8 — внутреннее дно.

¹ Институт технологии газа, США. № 321.

в день, в зависимости от толщины используемой изоляции. Резервуары могут иметь емкость от 7950 до 47 700 м³.

На рис. 1 показан типовой наземный резервуар.

Строящиеся и эксплуатирующиеся наземные металлические резервуары для хранения СПГ

Районы	Год строительства	Число резервуаров	Диаметр резервуара, м	Высота резервуара, м	Материал	Емкость резервуара	
						жидкость, л	газ, млн. м ³
Озеро Чарлз, США	1958	1	20,4 (22,0)	17,0 (18,0)	Алюминий	5554,6	3,4
Остров Кэнви, Англия	1958	2	15,2 (17,0)	14,0 (15,8)	»	2543,8	1,6
Арзев, Алжир	1963	2	24,6 (26,0)	24,3 (26,6)	»	11229,1	6,8
Арзев, Алжир	1963	1	24,0 (26,0)	24,3 (26,6)	Сталь (9% никеля)	11229,1	6,8
Остров Кэнви, Англия	1963	5	28,9 (30,8)	14,0 (15,8)	Алюминий	9539,3	5,6
Гавр, Франция	1963	3	25,3 (27,1)	24,2 (26,6)	Сталь (9% никеля)	12162,6	7,4
Бирмингем, США	1965	1	35,9 (38,9)	27,7 (28,6)	То же	27822,9	17,0
Чула Виста, США	1965	1	33,5 (35,6)	29,8 (32,3)	»	27822,9	17,0
Оук Грик, США	1965	1	21,8 (24,8)	31,2 (32,0)	Алюминий	11447,1	7,0

Примечание. Внутренние размеры резервуаров даны без скобок, внешние — в скобках.

КРИОГЕННЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА

Хранилища этого типа основаны на использовании предварительно замороженного грунта в качестве стенки емкости.

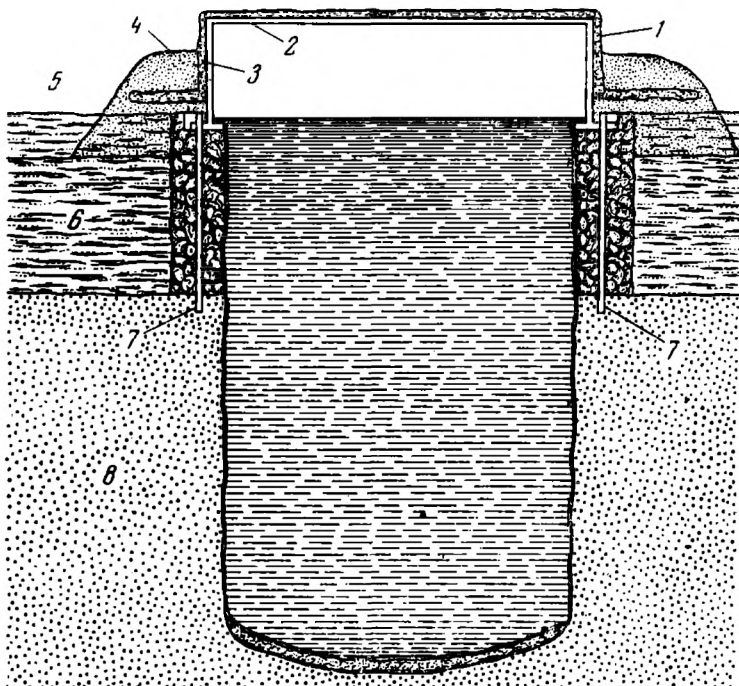


Рис. 2. Схема криогенного подземного хранилища:
1 — изоляция; 2 — крыша; 3 — обшивка; 4 — земля; 5 — дерн;
6 — песок, ил, глина; 7 — труба холодильной установки; 8 — красный сланец.

В настоящее время строятся два промышленных криогенных подземных хранилища: одно в Арзеве (Алжир), другое в Хакензэке газа в жидком виде. На рис. 2 показан поперечный разрез криогенного подземного хранилища.

Средняя скорость испарения к концу третьего года эксплуатации может составлять от 0,15% до 0,20% в сутки от общего объема в зависимости от термических свойств почвы.

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ИЗ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО НАПРЯЖЕННОГО ЖЕЛЕЗОБЕТОНА

Рассмотрим еще одну разновидность подземных хранилищ — резервуар из бетона.

Подземный железобетонный резервуар был создан как более экономичное и более надежное средство хранения СПГ, чем металлические резервуары.

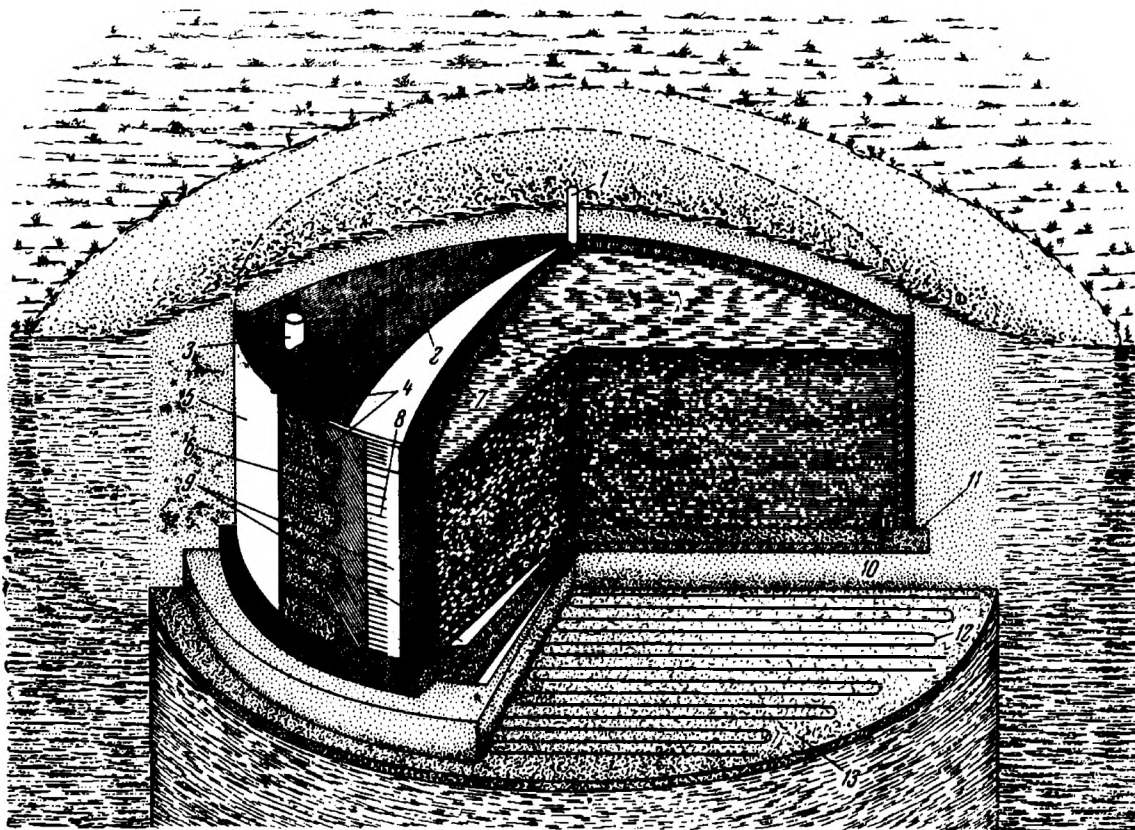


Рис. 3. Схема опытного подземного резервуара для хранения СПГ:

1 — заливочная горловина; 2 и 5 — полиэтиленовая пленка; 3 — вентиляция; 4 — изоляция из пенопласта; 6 — воздухопроницаемая прослойка; 7 — бетон; 8 — предварительно напряженная арматурная проволока; 9 — влагонепроницаемая оболочка из нержавеющей стали; 10 — песок; 11 — основание из предварительно напряженного бетона; 12 — нагревающие элементы; 13 — гравий.

Проект предусматривал следующие цели.

1. Получение данных о свойствах строительных материалов при низких температурах.
2. Разработка общей конструкции резервуара и детальный расчет стоимости его строительства.
3. Постройка и введение в эксплуатацию модели средних масштабов в качестве опытного резервуара.

Этот проект был завершен в 1962 г. успешным пуском в эксплуатацию резервуара емкостью 159 м³.

Схема опытного резервуара и его детали показаны на рис. 3 и 4.

Было исследовано влияние низких температур на свойства основных строительных компонентов. Результаты были хорошие. Так, прочность на сжатие бетона, 90% порового пространства которого было заполнено водой, при температуре от -100 до -156°C оказалось почти в 3 раза больше, чем при комнатной температуре. Теплопроводность этого бетона при температуре -156°C почти на 40% выше, чем при комнатной температуре. Прочность проволоки из высокоуглеродистой стали на растяжение при температуре -156°C на 20—30% выше, чем при комнатной температуре.

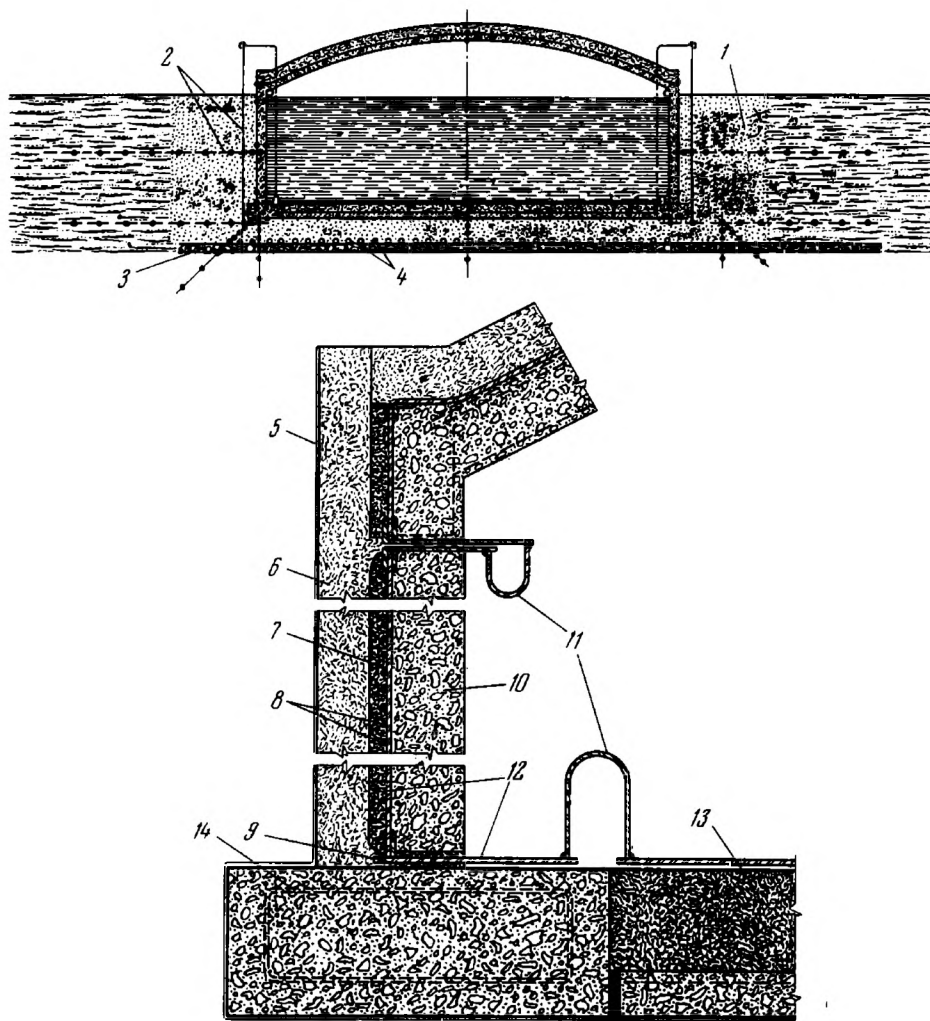


Рис. 4. Детали опытного резервуара:

1 — засыпка; 2 — канал терморпары; 3 — гравий; 4 — нагревающие элементы; 5 — полиэтиленовая влагонепроницаемая пленка; 6 — изоляция из пенопласта; 7 — воздухопроницаемая прослойка; 8 — предварительно напряженная арматурная проволока; 9 — низкотемпературная смазка; 10 — бетон; 11 — температурный шов-компенсатор; 12 — герметизирующая оболочка из нержавеющей стали; 13 — монолитный бетон; 14 — арматурные стержни.

При строительстве подземных резервуаров возникла новая проблема, связанная с замерзанием грунта. Некоторые грунты подвержены вспучиванию при замерзании. Замеры в лаборатории показали, что в таких грунтах может возникать громадная сила, создающая давление на резервуар и стремящаяся вытолкнуть его из земли, что может привести к разрушению резервуара. Вспучивающие силы не возникают в песке или гравии. Поэтому окончательная конструкция резервуара предусматривает наличие в слоях грунта, предрасположенных к вспучиванию, нагревательных элементов и отсутствие их в песчаной подушке.

Испытания экспериментального резервуара проводились в следующем режиме: 2 суток охлаждения, сутки заполнения, 18 суток работы и 14 суток нагревания до 0°C .

Результаты показали, что резервуар из предварительно напряженного железобетона может быть охлажден за короткий промежуток времени и нагрет до окружающей температуры без всякого ущерба для сооружения. Скорость притока тепла и распределение температуры в окружающей закладке очень хорошо согласуется с расчетными данными. На рис. 5 для сравнения приведены действительные и расчетные изотермы для опытной модели.

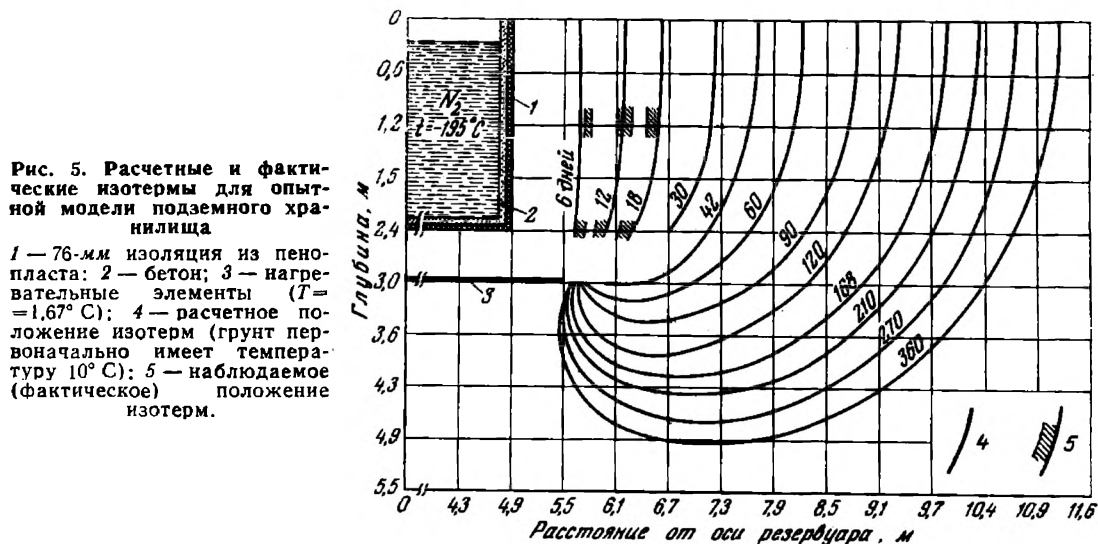


Рис. 5. Расчетные и фактические изотермы для опытной модели подземного хранилища

1 — 76-мм изоляция из пенопласта; 2 — бетон; 3 — нагревательные элементы ($T = 1,67^{\circ}\text{C}$); 4 — расчетное положение изотерм (грунт первоначально имеет температуру 10°C); 5 — наблюдаемое (фактическое) положение изотерм.

Результаты испытаний были использованы при конструировании промышленных подземных бетонных резервуаров.

После успешной постройки нескольких промышленных подземных резервуаров было решено продолжать технико-экономические исследования для дальнейшего снижения затрат на сооружение хранилищ такого типа. Анализ показал, что на непроницаемую стальную крышу подземного резервуара приходится около 40% общей стоимости хранилища. Стоимость изоляции составляет 16% от стоимости хранилища. Таким образом, стало ясно, что основная экономия может быть получена за счет снижения затрат по этим статьям.

В различных научно-исследовательских организациях были проведены работы по разработке новых систем крыша — изоляция. Результаты показали, что стоимость хранилищ с применением этих систем значительно снизится.

КАВЕРНЫ — ХРАНИЛИЩА

Проблема хранения СПГ в подземных кавернах первоначально решалась в двух направлениях:

- 1) общая стоимость строительства такого хранилища (особенно стоимость экскавации);
- 2) практическая возможность хранения СПГ в твердой породе.

Каверны обычно вскрываются на глубине от 61 до 183 м при помощи вертикальной шахтной выработки. Стоимость строительства составляет 30—35 долл. на 1 м^3 емкости.

Глубина и тип штрека зависят от давления паров пропана при температуре у поверхности земли.

Возможность хранения СПГ при атмосферном давлении позволяет упростить изоляцию штрека и увеличить его диаметр.

Исследования показали, что вскрывать каверны экономичнее путем проходки наклонных штолен высотой 4 м и шириной 5 м.

Ввиду того что использование этих видов горных работ может привести к снижению стоимости экскавации, изучалось распределение температуры и напряжений в окружающей породе как функция от времени и расстояния от стенки, контактирующей с холодной жидкостью.

Исследования проводились на моделях сферических каверн в однородной среде. Стенки одной модели были изолированы, стенки другой — нет.

По результатам исследований были составлены уравнения (см. приложение). Полученные уравнения позволяют определять температуру, радиальные и тангенциальные напряжения в любой точке породы, а также скорость притока тепла и притока кумулятивного тепла в функции от времени.

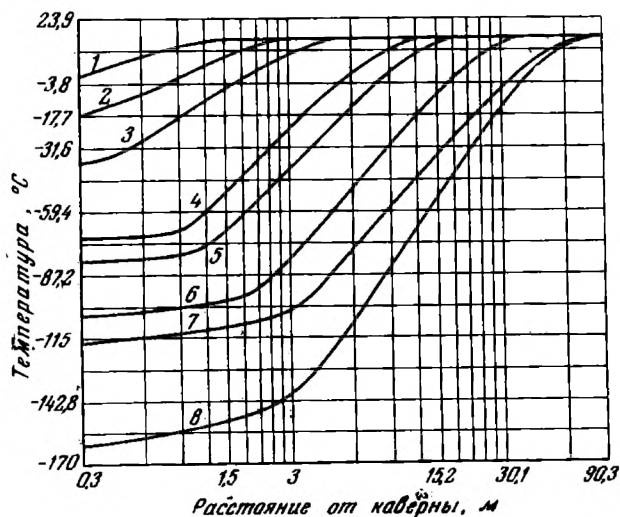


Рис. 6. Температурные профили в граните, окружающем сферическую каверну 45311,5 м³ с изоляцией, эквивалентной 76-мм слою пенопласта.

1 — два дня; 2 — десять дней; 3 — месяц; 4 — шесть месяцев; 5 — год; 6 — пять лет; 7 — двадцать лет; 8 — двадцать лет (без изоляции).

Скорости притока тепла для каверн, определенные на основе установленных величин термических характеристик пород при температуре окружающей среды, показали необходимость изоляции каверн. Изоляция должна снизить скорость проникновения СПГ в окружающую породу до минимума (0,1% общего объема в сутки).

На рис. 6 показано распределение температур в окружающей каверну породе, рассчитанное на основе его характеристик. Кривые напряжений, возникающих в породе вследствие охлаждения ее СПГ, приведены на рис. 7.

Максимальные растягивающие напряжения возникают у стенок каверны. Они превышают прочность породы на разрыв.

Аналогичный результат был получен для всех типов рассматриваемых пород, что свидетельствует об обязательном их разрушении в подобных условиях.

Лабораторные испытания небольших образцов различных пород, быстро погружаемых в жидкий азот, показали, что эти породы не разрушаются. Однако испытываемые образцы слишком малы, чтобы можно было ориентироваться на результаты их испытаний. Кроме того, охлаждение было направлено снаружи — во внутрь, а не наоборот. Поэтому пришлось провести повторные испытания в более крупных масштабах.

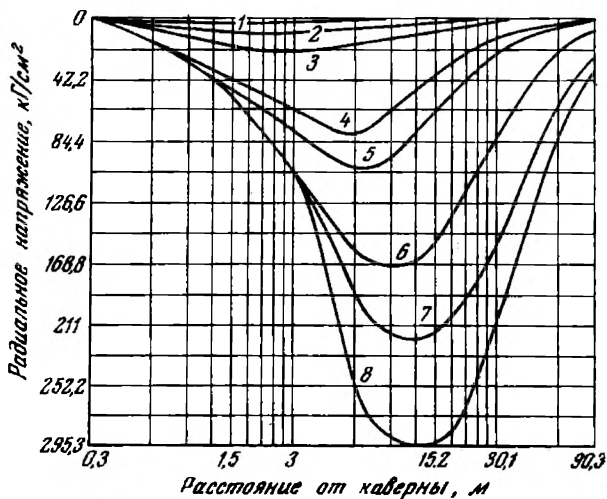


Рис. 7. Напряжения, которые возникают в граните, определяющем сферическую каверну, под действием холода
1—8 см. рис. 6

Был подготовлен блок известняка, в котором пробурили скважину. Скважину заполнили жидким азотом. Таким образом, порода, в которой она была пробурена, вновь подвергалась воздействию низких температур. Результаты испытаний были удовлетворительными.

Выявилась необходимость проведения подобных экспериментов на различных породах. Была срочно разработана программа новых исследований, включающая следующие этапы:

- 1) установление механических и физических свойств выбранных образцов породы при температуре окружающей среды — 162°C ;
- 2) разработка экономичной системы изоляции каверн при температуре — 162°C ;
- 3) проектирование, строительство и введение в эксплуатацию опытного кавернового хранилища.

Испытания проводились на наиболее характерных для США породах: салеомском известняке, песчанике кейахога, роквильском граните.

Известняк и песчаник испытывались в сухом виде и при 100%-ной насыщенности водой. Ввиду очень малой пористости гранита он испытывался только при условии природной насыщенности водой. В процессе изменения температуры от комнатной до -162°C замерялись следующие механические и физические свойства пород:

- 1) предел прочности на сжатие;
- 2) предел прочности на разрыв;
- 3) коэффициент Пуассона и модуль Юнга;
- 4) коэффициент термического сжатия;
- 5) удельная теплопроводность;
- 6) удельная теплоемкость;
- 7) плотность.

Кроме установления этих характеристик, фиксировались растягивающие напряжения, возникавшие в породах при их охлаждении.

Прочность пород возрастала с понижением температур, причем гранит был самым прочным. Образцы породы, насыщенные водой, имели более высокую прочность, чем образцы не насыщенные. Для известняка и гранита температура существенно не влияла на коэффициент Пуассона. Для песчаника коэффициент Пуассона изменялся в зависимости от растягивающего напряжения.

Испытания показали, что образцы известняка при охлаждении от $+21^{\circ}\text{C}$ до $-162,2^{\circ}\text{C}$ не изменяются по длине. Это свидетельствует о том, что известняк является наиболее подходящей породой для строительства кавернового хранилища СПГ.

Удельная теплопроводность всех испытывавшихся пород увеличилась с понижением температур, причем песчаник, насыщенный водой, имел наибольшее повышение теплопроводности и самые высокие значения ее. Сухой песчаник характеризовался минимальным изменением удельной теплопроводности в процессе охлаждения.

Теплоемкость песчаника и гранита уменьшались с понижением температур, в то время как теплоемкость известняка почти не изменялась.

Образцы всех испытывавшихся пород погружались в жидкий азот. В них не было отмечено никаких видимых разрушений.

Подсчитанные на основе опытов термические напряжения в породах находились в установленных пределах на разрыв. Отсюда следует, что однородные породы вокруг каверны не будут растрескиваться под действием термических напряжений.

Изучение изоляции каверн проводилось с точки зрения создания системы, которая была бы не только экономичной и легко доступной, а также и совместимой со сжиженным газом. Изоляция, которая была выбрана, обладает необходимой прочностью и механическими свойст-

вами, соответствующими условиям эксплуатации в криогенной среде; она испытывалась в широком диапазоне температур.

Однако вопрос крепления изоляции на стенки каверны все еще не решен с экономической стороны.

Логическим продолжением программы исследовательских работ является разработка, строительство и эксплуатация кавернового хранилища в США.

В настоящее время разрабатываются планы по бурению и лабораторным испытаниям образцов породы с выбранных мест. Геологические факторы, которые предопределили выбор места для кавернового хранилища, следующие:

- 1) мощность вскрыши;
- 2) наличие возможных крупных складок в породе;
- 3) однородность и мощность отдельных пластов;
- 4) присутствие грунтовых вод.

Окончательная конструкция каверны будет принята на основе результатов лабораторных испытаний образцов, взятых с выбранных мест.

Строительство кавернового хранилища позволит определить допустимое расстояние между стойками, размеры стоек, необходимость штанговой крепи, а также механические и термические свойства пород, окружающих каверну. Будут также проведены испытания изоляционной двойной перемычки, а также наклонных штреков.

Экономичность хранилищ такого типа особенно заметна при хранении больших объемов СПГ.

В заключение следует сказать, что каверновые хранилища весьма перспективны. В будущем они, видимо, будут применяться так же широко, как и известные уже средства хранения.

Приложение

Вывод уравнения для сферической каверны

Грунт принимается как неограниченная среда. В формулах используются следующие обозначения: радиус каверны a , толщина внутренней стенки h , удельная теплопроводность породы k , температуропроводность породы α , время t , перепад температур θ , $T_0 - T_a = \theta_0$, $T(r, t) - T_a = \theta(r, t)$, $T(a, t)$ — температура породы при a в любое время t .

Безразмерные группы: $\Delta = [\theta(r, t) - \theta_0] / \theta_0$; $x = r/a$; $\tau = \alpha t / a^2$; $B = ha/k$.

Распределение температуры в породе для случая, когда каверна немедленно заполняется (при времени $t=0$) жидкостью при T_a , выражается уравнением:

$$\Delta = [B/x(1+B)] \left\{ -\exp[(x-1)(1+B) + \tau(1+B)^2] \times \right. \\ \left. \times \operatorname{erfc}[(x-1)/2\sqrt{\tau} + \sqrt{\tau}(1+B)] + \operatorname{erfc}[(x-1)/2\sqrt{\tau}] \right\},$$

где $\operatorname{erfc} = (1 - \operatorname{erf})$.

Скорость притока тепла

$$q = [4\pi k a^3 \theta_0 B / (1+B)] B \exp[\tau(1+B)^2] \operatorname{erfc}[\sqrt{\tau}(1+B)] + 1.$$

Кумулятивный приток тепла за время t равен:

$$Q = [4\pi k a^3 \theta_0 B / \alpha (1+B)] \left\{ [B/(1+B)^2] (\exp[\tau(1+B)^2] \times \right. \\ \left. \times \operatorname{erfc}[\sqrt{\tau}(1+B)] - 1) + [2B\sqrt{\tau}/\sqrt{\pi}(1+B)] + \tau \right\}.$$

Для случая $h = \infty$ (отсутствие сопротивляемости оболочки и изоляции) $Q =$

и

$$q = 4\pi k a \theta_0 \left[(1/\sqrt{\pi}) + 1 \right].$$

Распределение радиального и тангенциального напряжения принято для сферических каверн с изоляцией и без нее. Для каверн без изоляции распределение температуры составляет:

$$\Delta = (1/x) \operatorname{erfc}[(x-1)/2\sqrt{\tau}].$$

Напряжения определяются:

$$\sigma_r = \frac{EQ_0\varepsilon}{1-\nu} \left\{ \frac{1}{x} \left(1 - \frac{1}{x^2} - \frac{2\tau}{x^2} \right) \operatorname{erf} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) + \right. \\ \left. + \frac{1}{x} \left(\frac{1}{x^2} - 1 - \frac{4\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \right) + \frac{2\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{1}{x} \right) \exp \left(-\frac{(x-1)^2}{4\tau} \right) \right\}, \\ \sigma_t = \frac{EQ_0\varepsilon}{2(1-\nu)} \left\{ \frac{1}{x} \left(1 - \frac{1}{x^2} - \frac{2\tau}{x^2} \right) \operatorname{erf} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) + \frac{1}{x} \left(\frac{1}{x^2} - 1 - \frac{4\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \right) + \right. \\ \left. + \frac{2\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{1}{x} \right) \exp \left(-\frac{(x-1)^2}{4\tau} \right) + \frac{2}{x} \operatorname{erfc} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) \right\}.$$

Для каверны с изоляцией уравнения гораздо сложнее:

$$\sigma_r = \left(\frac{1-\sqrt{\nu}}{E\Theta_0\varepsilon} \right) \left(\frac{B}{1+B} \right) \left\{ \left[\frac{1}{x} \left(1 - \frac{1}{x^2} - \frac{2\tau}{x^2} \right) \operatorname{erf} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{1}{x} \left(\frac{1}{x^2} - 1 - \frac{4\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \right) + \frac{2\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{1}{x} \right) \exp \left(-\frac{(x-1)^2}{4\tau} \right) \right] + \right. \\ \left. + \frac{2}{x^3(1+B)} \left[\left(x - \frac{1}{1+B} \right) \exp [(x-1)(1+B) + \tau(1+B)^2] \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \operatorname{erfc} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} + (1+B)\sqrt{\tau} \right) - \left(\frac{B}{1+B} \right) \left(\exp [\tau(1+B)^2] \times \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. \times \operatorname{erfc} \left[\sqrt{\tau}(1+B) - \operatorname{erf} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) \right] + \frac{2\sqrt{\tau}}{\sqrt{\pi}} \left(1 - \exp \left(-\frac{(x-1)^2}{4\tau} \right) \right) \right] \right\} \\ \sigma_t = - \left(\frac{E\Theta_0\varepsilon}{2(1-\nu)} \right) \left(\frac{B}{1+B} \right) \left\{ \left[\frac{1}{x} \left(1 - \frac{1}{x^2} - \frac{2\tau}{x^2} \right) \operatorname{erf} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{1}{x} \left(\frac{1}{x^2} - 1 - \frac{4\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \right) + \frac{2\sqrt{\tau}}{x^2\sqrt{\pi}} \left(1 + \frac{1}{x} \right) \exp \left(-\frac{(x-1)^2}{4\tau} \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{2}{x} \left(\operatorname{erfc} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) - \exp [(x-1)(1+B) + \tau(1+B)^2] \times \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. \times \operatorname{erfc} \left(\left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) + (1+B)\sqrt{\tau} \right) \right] + \frac{2}{x^3(1+B)} \left[\left(x - \frac{1}{1+B} \right) \times \right. \right. \\ \left. \left. \times \exp [(x-1)(1+B) + \tau(1+B)^2] \operatorname{erfc} \left[\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} + (1+B)\sqrt{\tau} \right] - \right. \right. \\ \left. \left. - \left(\frac{B}{1+B} \right) \left(\exp [\tau(1+B)^2] \operatorname{erfc} [\sqrt{\tau}(1+B)] - \operatorname{erf} \left(\frac{x-1}{2\sqrt{\tau}} \right) \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{2\sqrt{\tau}}{\sqrt{\pi}} \left(1 - \exp \left(-\frac{(x-1)^2}{4\tau} \right) \right) \right] \right\},$$

где E — модуль Юнга; ν — коэффициент Пуассона; ε — коэффициент термического расширения; σ_r — радиальное напряжение; σ_t — тангенциальное напряжение.

С. Т. Саттэн¹

СИСТЕМА ИНЕРТНОГО ГАЗА В ТАНКЕРАХ

ВВЕДЕНИЕ

При наполнении инертным газом пространства танкера над грузом для создания невоспламеняющейся атмосферы транспортировка нефтепродуктов становится более безопасной.

¹ Заместитель главного управляющего Британской танкерной компании. № 204.

Крупные перевозочные средства нефти были оснащены системами для заполнения инертным газом. В данной статье описаны эти системы и рассмотрено влияние инертного газа на коррозию и на воспламеняемость среды резервуара.

ВЛИЯНИЕ ИНЕРТНЫХ ГАЗОВ НА ВОСПЛАМЕНЯЕМОСТЬ

Наиболее широкое применение имеют инертные газы азот и углекислый газ. По мере увеличения содержания любого из них в смеси углеводородных газов и воздуха пределы воспламеняемости сужаются до тех пор, пока при введении источника воспламенения в смесь горение не поддерживается и пламя не распространяется. Эти пределы очень близки для всех газообразных углеводородов; в качестве примера приводятся данные для бутана (табл. 1).

Таблица 1

Влияние разбавителей N_2 или CO_2 на пределы воспламеняемости смеси бутан—воздух

Количество разбавителя, % об.	Содержание кислорода в смеси, % об.	Пределы воспламеняемости, % об.			
		при добавлении N_2		при добавлении CO_2	
		нижний	верхний	нижний	верхний
0	21	1,8	8,5	1,8	8,5
10	18,8	1,8	7,0	2,0	6,6
20	16,7	1,9	5,8	2,4	5,0
28	15,1	2,0	4,8	3,2	3,2
30	14,6	2,0	4,5	Не воспламеняемая	
40	12,5	2,4	2,8	То же	
40,5	12,4	2,6	2,6	»	
>40,5	<12,4	Не воспламеняемая		»	

Таким образом, для бутана углекислый газ является более эффективным инертным агентом, чем азот. Очень трудно точно установить дозировку разбавителей. Обычно ее выражают через предел содержания O_2 , ниже которого смесь не воспламеняется (табл. 2).

Таблица 2

Пределы содержания кислорода (% об.), при которых смесь не воспламеняется

Углеводород	Разбавитель	
	N_2	CO_2
Метан	12,1	14,6
Этан	11,0	13,4
Пропан	11,4	14,3
Бутан	12,1	14,5
Пентан	12,1	14,4
Гексан	11,9	14,5

Отсюда следует, что когда в воздух добавляется смесь азота и углекислого газа, то горение углеводородов не будет поддерживаться, если кислорода содержится меньше 11% об. Чем больше содержание инертного газа в смеси, тем меньше опасность воспламенения углеводородов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТОПОЧНЫХ ГАЗОВ ДЛЯ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ ГОРЮЧЕЙ СМЕСИ

Ввиду того что при транспортировке атмосфера резервуара часто меняется, использование азота для нейтрализации непрактично как из-за его высокой стоимости, так и из-за необходимости хранения. Отходящие газы, которые в большом количестве поступают из топок паровых котлов танкера, работающих на жидком топливе, содержат большой процент азота и углекислого газа и достаточно низкий процент кислорода, чтобы их использовать для нейтрализации. Сначала отходящие газы необходимо промыть морской водой для удаления коррозионно-агрессивных компонентов (SO_2 и SO_3), а также частиц углерода или сажи. Горение жидкого топлива со стехиометрическим количеством воздуха, после которого удаляются водяные пары, создает смесь, в которой содержится около 85% об. азота и 15% об. углекислого газа. Если бы объем E дополнительного воздуха на самом деле использовали бы на объем стехиометрического топочного газа, действительный состав сухого топочного газа (% об.) составлял бы:

$$V_{\text{N}_2} = \frac{85}{E+1}; \quad V_{\text{CO}_2} = \frac{15}{E+1}; \quad V_{\text{воздух}} = \frac{100E}{E+1}.$$

В воздухе 21% об. составляет кислород O_2 и 79% об. — азот. Таким образом, состав сухого газа (% об.) может быть также выражен:

$$V_{\text{N}_2} = \frac{85}{E+1} + \frac{79E}{E+1}; \quad V_{\text{CO}_2} = \frac{15}{E+1}; \quad V_{\text{O}_2} = \frac{21E}{E+1}.$$

В табл. 3 приведен типичный состав топочного газа.

Таблица 3

Состав топочного газа (% об.)

E, части	Избыток воздуха E	N ₂	CO ₂	O ₂
0	0	85	15	0
1/9	10	84,4	14,5	2,1
1/9	20	83,8	12,0	4,2
1/3	25	83,5	11,3	5,3

Допустим, что объем D такого топочного газа смешивается с атмосферой в резервуаре для ее нейтрализации, и эта атмосфера по объему содержит x % об. углеводорода и $(100-x)$ % об. воздуха. Тогда состав (% об.) полученной смеси будет можно выразить следующим образом:

Углеводороды

$$\frac{x}{D+1}.$$

Азот

$$\left[\frac{85}{E+1} + \frac{79E}{E+1} \right] \frac{D}{D+1} + \frac{79}{100} \frac{(100-x)}{D+1}.$$

Углекислый газ

$$\frac{15}{E+1} \frac{D}{D+1}.$$

Кислород

$$\frac{21E}{E+1} \frac{D}{D+1} + \frac{21}{100} \frac{(100-x)}{D+1}$$

Типичный состав сухой нейтрализованной атмосферы резервуара при отсутствии углеводородов ($x=0$) приведен в табл. 4.

Т а б л и ц а 4

Состав атмосферы резервуара

Содержание воздуха в сухом топочном газе, % об.	D	Состав атмосферы резервуара, % об.		
		N ₂	CO ₂	O ₂
20	1	81,4	6,0	12,6
25	1	81,2	5,6	13,2
25	5	82,7	9,4	7,9
25	10	83,0	10,4	6,7

Очевидно, что в разбавляющей инертной смеси газов доминирует азот, который теоретически занимает около 80% объема резервуара (при отсутствии углеводорода), а CO₂ практически занимает только 10—12%.

Существует определенная зависимость между содержанием кислорода и углекислого газа в выхлопных газах от сгорания обычного жидкого топлива, на которую не влияет количество воздуха при смешивании. Эта зависимость устанавливается сочетанием выражений для O₂ и CO₂ при условии отсутствия углеводорода ($x=0$).

Соотношение содержания кислорода и углекислого газа определяется выражением

$$\text{CO}_2 (\% \text{ об.}) = 15 \left[1 - \frac{(0,2\% \text{ об.})}{21} \right].$$

Однако большая часть топочного газа перемешивается с воздухом, поэтому его состав графически можно представить прямой линией, крайние точки которой соответствуют следующим условиям: 1) топочный газ стехиометричен, т. е. $V_{\text{O}_2} = 0$, $V_{\text{CO}_2} = 15\%$;

2) топочный газ разбавлен воздухом, т. е. $V_{\text{O}_2} = 21\% \text{ об.}$, $V_{\text{CO}_2} = 0$. Эта зависимость показывает, что если O₂ содержится 11% об., то CO₂ будет около 7% об.

Таким образом, критерием негорючести смеси является содержание O₂ менее 11% об. или CO₂ более 7% об.

РАЗЖИЖЕНИЕ НЕЙТРАЛЬНОЙ АТМОСФЕРЫ ВОЗДУХОМ

Когда воздух проникает в резервуар, заполненный инертным газом, через вентиляционные устройства или при выпуске газа, содержание кислорода повышается, а содержание паров углеводорода снижается.

В таких случаях содержание кислорода может возрасти настолько, что в среде, в определенном диапазоне концентрации, будет возможно горение. При этом станет ли сама смесь воспламеняемой, зависит от первоначальной концентрации паров углеводорода в резервуаре. Если эта концентрация низка, тогда при смешении с кислородом в количестве, достаточном для поддержания горения, концентрация паров углеводорода упадет ниже нижнего предела воспламеняемости. Таким образом, такая смесь не будет воспламеняемой. При высокой первоначальной концентрации паров углеводорода добавление воздуха даст смесь в пределах воспламеняемости; при дальнейшем смешивании с воздухом концентрация паров должна снизиться ниже нижнего предела, и смесь снова станет безопасной. На рисунке приведена зависимость содержания углеводородов от содержания CO₂.

Площадь A , ограниченная петлей, представляет воспламеняемые смеси. Точки за пределами петли соответствуют смесям, не опасным в отношении взрыва.

Если смесь за пределами, ограниченными петлей, смешивается с воздухом, то ее состав меняется линейно. Линия OL проходит через площадь воспламенения A . Смесь в точке M — взрывобезопасная в процессе всего разбавления, так как линия OM не проходит через площадь A . Таким образом, существует граничная линия OYZ , касательная к петле в точке Y .

СОСТАВ ИНЕРТНОЙ АТМОСФЕРЫ В РЕЗЕРВУАРЕ

По прибытии судна в порт погрузки содержание углеводородов в непромытых трюмах танкера, заполненных прежде нефтью, будет в пределах воспламеняемости, а возможно, и выше его. В трюмах, промытых и очищенных от газа обычным способом, содержание углеводородов будет меньше нижнего предела воспламеняемости; при тщательной очистке содержание

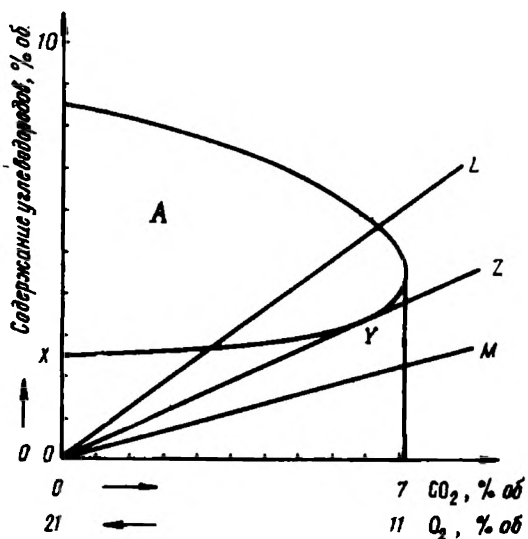


График зависимости содержания углеводорода от CO_2 .

углеводородов должно быть равно нулю. Когда атмосфера резервуаров нейтрализована соответствующим образом, горение в ней не будет поддерживаться. По мере заполнения резервуара нефтью нейтрализованная смесь вытесняется в атмосферу, а углеводородный газ из нефти постепенно поднимается и рассеивается в незаполненном жидкостью пространстве. Содержание газа над уровнем жидкости увеличивается по мере того, как уровень ее достигает максимума. Это видно из табл. 5, где приведены составы смеси газов во время погрузки иракской нефти в незаполненном пространстве резервуара с предварительно нейтрализованной атмосферой.

Таблица 5

Состав смеси газов

Высота расположения образца над поверхностью, м	Высота незаполненной емкости, м	Содержание, %				Примечание
		O_2	CO_2	N_2	Углеводороды	
3,75	15	5,5	12,0	82,5	—	Перед погрузкой
1,42	13,3	6,0	11,0	82,5	0,5	Во время погрузки
0,66	12,54	6,5	10,0	78,5	5,0	То же
1,41	1,72	3,8	8,8	75,6	11,8	»
0,71	1,01	4,9	6,5	69,0	19,6	Погрузка закончена
0,71	1,01	5,7	4,6	65,7	24,0	Через 5 ч после погрузки

После погрузки и в течение рейса содержание углеводорода в незаполненном пространстве резервуара приблизительно устойчиво. Примерно через сутки концентрация становится довольно постоянной. Она зависит от температуры и меняется в зависимости от сорта нефти.

В процессе разгрузки содержание углеводорода в атмосфере резервуара падает по мере того, как снижается уровень жидкости и поступает инертный газ или воздух. Это содержание меняется в широком диапазоне и зависит от скорости разгрузки танкера, которая определяет степень турбулентности в незаполненном объеме. Концентрация

углеводородов в воздухе, возможно, находится в пределах воспламеняемости в значительной части резервуара, но если атмосфера нейтрализована, горение не будет поддерживаться. Испытания, проведенные во время промывки резервуара, показали, что состав атмосферы резервуара меняется незначительно.

В табл. 6 даются примеры концентрации газов в смеси, находящейся в незаполненном пространстве трюмов танкеров с нейтрализованной и ненейтрализованной атмосферой во время разгрузки.

Таблица 6

Концентрация газов в смеси

Высота расположения образца над поверхностью, м	Высота незаполненной емкости, м	Содержание, %				Примечание
		O ₂	CO ₂	N ₂	углеводороды	
Нейтрализованная атмосфера танкера при разгрузке персидской нефти						
0,61	1,1	0,7	2,7	33,0	63,6	Перед разгрузкой
0,61	2,13	4,9	8,0	75,0	12,1	
0,61	4,03	5,0	8,8	79,7	6,5	} Во время разгрузки
1,43	—	5,5	9,4	82,7	2,4	
5,49	—	5,5	9,4	82,7	2,2	
	11,89	4,8	8,8	77,7	8,7	
7,31	13,71	4,9	8,6	77,5	9,0	
Нейтрализованная атмосфера танкера при разгрузке иракской нефти						
0,61	7,84	5,9	—	55,6	38,5	Перед разгрузкой
0,15	7,31	18,4	—	61,3	10,3	
0,15	10,98	19,8	—	74,2	6,0*	} Во время разгрузки
0,304	14,32	20,2	—	74,6	5,2*	
0,025	16,48	9,5	—	72,4	8,1*	

* Воспламеняемые смеси.

ВЛИЯНИЕ ИНЕРТНОГО ГАЗА НА КОРРОЗИЮ

На скорость коррозии стали в атмосфере, помимо других факторов, большое влияние оказывает содержание кислорода. Действительно, лабораторные испытания показали, что при нормальных атмосферных условиях скорость коррозии образца из малоуглеродистой стали, смоченной морской водой, почти в 2 раза превышает скорость коррозии в очищенном топочном газе, содержащем всего около 9% кислорода. Однако не всегда правильно определяются условия коррозии в трюмах танкера.

Точечная коррозия также имеет свои особенности. Наиболее активизируется она, когда резервуар свободен от груза. Разница в размерах величины коррозии в любом случае очень мала, однако было установлено, что во время нахождения инертной среды в трюме танкера улучшения противокоррозийных условий не наблюдалось. Замечено, что нейтрализованная среда улучшает противокоррозийные условия, но для сколько-нибудь определенных выводов не имеется достаточных оснований. Однако установлено, что коррозийный налет (ржавчина) на поверхности металла в нейтрализованной среде становится очень плотным и прочным, поэтому облегчаются промывка и очистка трюма, а также уменьшается число осложнений с клапанами и трубами откачивающего оборудования.

Способ нейтрализации топочным газом впервые был введен «Стандарт Ойл Компани» в Калифорнии в 1925 г. и применялся на судах,

перевозящих спирт. Однако спустя несколько лет было установлено, что атмосфера в резервуаре часто становится пожароопасной. В 1948 г. компания отказалась от этого способа, частично основываясь на том, что он не надежен.

Вплоть до последнего времени инертные газы на танкерах применяла только компания «Сан Ойл оф Филадельфия». В 1932 г. после взрыва на одном из судов эта компания решила использовать способ нейтрализации топочным газом в качестве предохранительной меры на всех морских судах.

Морской флот США, начиная с 1948 г., проводит эксперименты по изучению методов применения инертных газов. Первые опыты были неудовлетворительными, но в дальнейшем (1957 г.) методы, основанные на системе «Сан Ойл Ко», дали положительные результаты. Позднее многие компании стали использовать систему инертного газа в танкерах. Начиная с 1963 г., все новые суда снабжаются устройствами для применения инертного газа.

ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ИНЕРТНОГО ГАЗА В ТАНКЕРЕ

Газ из топки парового котла попадает в газоочиститель, откуда центробежный газонагреватель подает очищенный и охлажденный инертный газ по трубопроводам в резервуары, где он хранится под небольшим давлением. Помимо распределения инертного газа, наружные трубопроводы могут быть переключены для транспортировки углеводородных газов, выделяемых грузом в выкиды на мачтах или вышках.

Обычный рабочий цикл заключается в продувании всех резервуаров инертным газом до тех пор, пока содержание кислорода в них не уменьшится до 3—5% (нижний предел). После того как все объемы заполнятся инертным газом, при помощи воздуходувки во всей системе поддерживается давление около $0,0703 \text{ кг/см}^2$. Клапан на выкидной линии воздуходувки поддерживает в коллекторе инертного газа давление на любом уровне. Во время очистки резервуара, например, создается давление максимум в 250 мм вод. ст. , так как чрезмерное давление может вызвать трудности с открытием люков для промывочных машин. Избыточное давление газа снижают при помощи предохранительного клапана, который работает при давлении $0,14 \text{ кг/см}^2$. Этот клапан используется также для поступления воздуха в резервуар при вакууме свыше $0,035 \text{ кг/см}^2$. Газы из резервуара могут также свободно выходить через выкид на верхней части мачты, минуя предохранительный клапан. При загрузке танкера система инертного газа перекрыта, и газы из резервуара (инертный газ плюс углеводороды) выходят через испарительные линии. По окончании погрузки система инертного газа включается, и в течение всего периода транспортировки в резервуарах поддерживается избыточное давление. При разгрузке нефти или балласта при помощи газодувки подкачивается инертный газ (чтоб не создавался вакуум) и исключается подсос воздуха. Во время промывки резервуара при помощи газодувки также подкачивают инертный газ, так как происходят небольшие утечки газа через неплотности в промывочной системе. После окончания промывки давление инертного газа вновь увеличивают до первоначальной величины.

При необходимости ремонта резервуара в пути его отключают от системы и при помощи портативных вентиляторов, установленных в отверстиях промывочной машины, газ удаляется. Перед отправкой судна в сухой док можно использовать нагнетатель инертного газа для вентиляции трюмов. Для этого на газоочистителе обеспечивается подсос свежего воздуха. Перед вентилированием трюмов воздухом содержание в них углеводородов снижается продувкой инертным газом.

Атмосфера в загруженном резервуаре исследуется при помощи

портативных анализаторов, которые определяют процентное содержание кислорода и углекислого газа на выходе из очистительной трубы.

Время, необходимое для превращения атмосферы резервуаров в инертное состояние, зависит главным образом от качества топочного газа. Несмотря на то что содержание кислорода в большинстве случаев может поддерживаться в количестве 5% или ниже, непостоянство условий воспламенения иногда вызывает увеличение процентного содержания кислорода. В этом случае необходимо немедленно произвести повторную подачу инертного газа в трюмы танкера при полной нагрузке топков котлов. Из двух центробежных газодувок с радиальным расположением лопаток с электроприводом постоянной скорости каждую можно немедленно включить в работу в случае повреждения другой. Газодувки способны, без регулирования производительности, поддерживать давление 0,0703 кг/см² над верхним уровнем жидкого груза при максимальной утечке через выкиды.

Могут применяться различные газоочистители, но наша практика ограничена применением барботажных газоочистителей (с прохождением пузырьков газа через объем морской воды) или душирующих.

Трехступенчатый барботажный очиститель способен удалять до 90% SO₂, содержащегося в топочном газе при его расходе 127,43 м³/мин с температурой 160°С и расходе морской воды 100 т/ч с температурой +15°С, и предназначен для судов с дедвейтом 50 000 т.

Душирующий очиститель, состоящий из башни с внутренними горизонтальными перегородками, смачиваемыми водой из распылителей, расположенных в верхней части, устанавливался на двух судах дедвейтом 70 000 т и мог пропускать 184 м³/мин газа.

В системе предусмотрено наличие различных сигнализационных и предохранительных устройств. Они сигнализируют о прекращении подачи воды в газоочистители, повреждении воздуходувки, низком давлении газа в основном коллекторе и о низком содержании СО₂ в газах, поступающих из топков паровых котлов.

До сих пор инертным газом снабжались только паровые суда, но теперь им будут обеспечиваться строящиеся в настоящее время танкеры-теплоходы. Инертный газ на этих судах будет подаваться от небольшого парового котла силовой установки насосов.

Дж. Бенгтссон¹

ВОПРОСЫ НАДЕЖНОСТИ КОНСТРУКЦИИ СРЕДСТВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ГАЗОВ Самоподдерживаемые рабочие емкости

Суда для перевозки сжиженного природного газа (СПГ) строят с расчетом на различную величину рабочих давлений: 17,5 кг/см²; 9,6 кг/см² и атмосферное. От этого зависит и размер судов.

Конструкция рабочей емкости на заданное давление выбирается с учетом расчетной величины рабочего давления для всего судна в целом. При этом часто возникают трудности, связанные со способом установки рабочих емкостей, рассчитанных на низкое давление перевозимого груза. В этом случае напряжения, обусловленные весом жидкого нефтепродукта, могут превысить напряжения, создаваемые внутренним давлением газа.

Для случая установки горизонтальных цилиндрических емкостей на двух опорных рамах обычно определяют по статическим нагрузкам

¹ Фирма Дет норске веритас. № 320.

поддерживающие устройства. При использовании сложных поддерживающих несущих устройств с несколькими упорными рамами фундамента расчеты ведут с учетом взаимодействия корпуса судна и рабочих емкостей.

Существуют специально разработанные программы для счетно-решающих машин, при помощи которых можно определить величину напряжений, возникающих из-за овальности емкости в зоне опор. Эти напряжения особенно опасны для крупногабаритных емкостей, рассчитанных на низкое давление перевозимого продукта, особенно когда вес самой емкости и находящегося в ней груза значителен, а толщина стенки рабочей емкости относительно мала.

В самоподдерживаемых рабочих емкостях (длиной более 10% от длины судна), работающих под давлением, обязательно монтируются центральные перегородки. Однако они испытывают очень высокие местные напряжения. Поэтому в емкости устанавливают дополнительно различные временные специальные плоские перегородки и переборки. Они очень удобны для очистки и осмотра.

Термические карманы (в виде компенсаторов) могут оказаться полезными в том случае, если трубы, предназначенные для заполнения емкостей жидкостью, проложены через весь корпус судна. Для снижения очень высоких термических напряжений применяются компенсаторы, аналогичные приспособлениям, применяемым в соединительных узлах водопровода, по которому к паровому котлу высокого давления подается вода.

Трубопровод для распыления жидкости рекомендуется использовать не только для охлаждения рабочих емкостей, но и как вспомогательное средство при загрузке емкости СПГ.

При проектировании средств крепления рабочих емкостей, рассчитанных на низкое давление, к опорному фундаменту несущей конструкции необходимо проявлять большую осторожность. Необходимо обеспечить должное сопротивление усталостным напряжениям.

При упругой эластичной подвеске рабочих емкостей эквивалент содержания в стали углерода и марганца $C + \frac{Mn}{b}$ должен быть не более 0,4.

Испытание на герметичность сдаваемой в эксплуатацию рабочей емкости, рассчитанной на работу под давлением, должно проводиться в более жестких по сравнению с реальными условиях.

Рекомендуется термическая обработка некоторых напряженных узлов конструкции. Частичный отпуск и отжиг, например, опорной поверхности, сделает ее более стойкой к нагрузкам, вызываемым весом загруженной рабочей емкости.

Полный отпуск металла можно, однако, рекомендовать, когда предполагаются эпизодические перевозки корродирующих грузов.

С целью сокращения строительных затрат и улучшения устойчивости судна конструкторы стараются использовать при сооружении емкостей для хранения сжиженных газов под давлением стали с высоким пределом текучести.

Фирма Дет норске веритас считает, что номинальное допустимое рабочее напряжение должно составлять 45,5% от прочности на разрыв данного металла и в крайних случаях не превышать 68,5%.

Допускаемые величины этих дополнительных напряжений должны быть уточнены в каждом отдельном случае в зависимости от места возникновения этих напряжений, области их распространения и характера.

Для сооружения емкостей, работающих под давлением в пределах 3—6 кг/см², по-видимому, целесообразно применять стали с нормальными параметрами.

Рабочие емкости, предназначенные для перевозки СПГ и СНГ при атмосферном давлении, дают возможность конструктору и проектировщику быть относительно свободными при выборе их конструкции. Однако, как мы уже говорили, именно эти емкости требуют особого внимания при конструировании.

Самоподдерживаемая рабочая емкость, рассчитанная на работу при атмосферном давлении, имеет непроницаемую для жидкости центральную перегородку и одну временную специальную перегородку.

На первом французском танкере для перевозки СПГ были использованы вертикальные рабочие емкости цилиндрической формы. Однако вряд ли такое конструктивное решение в будущем получит широкое распространение.

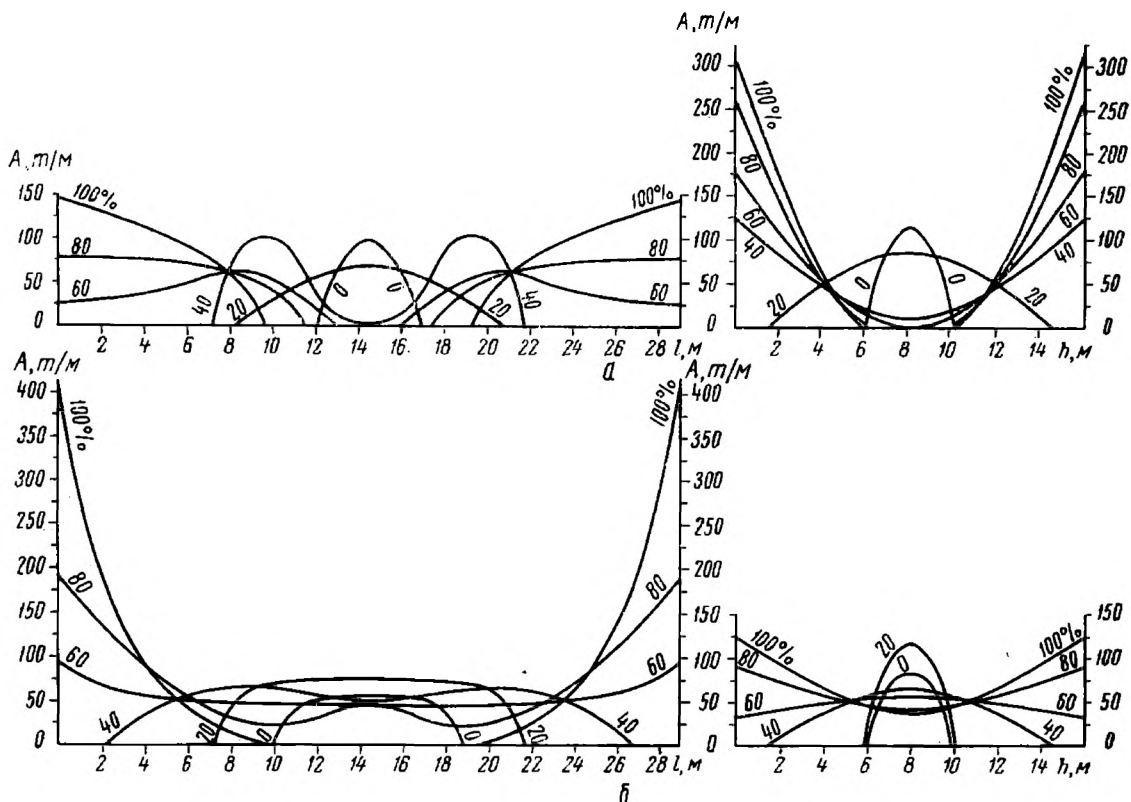


Рис. 1. Распределение сил реакции опоры днища в зависимости от степени загрузки рабочей емкости СПГ.
 а — прогиб; б — осадка; А — сила реакции опоры днища рабочей емкости; l — длина рабочей емкости; h — ширина рабочей емкости

Обычные конструкции танкеров ориентированы на максимально допустимую длину рабочих емкостей; при этом подразумевается, что максимальная длина одной рабочей емкости должна составлять 20% общей длины танкера, а сама емкость должна быть разделена перегородкой на две части.

Качка, крен, проседание судна и слишком быстрое заполнение рабочих емкостей вызывают весьма резкие перераспределения действующих сил в донной части контакта корпуса корабля и рабочих емкостей. Рабочие емкости с центральной и поперечной перегородками являются жесткими по сравнению с конструкцией двойного дна. На рис. 1 графически выражены силы, действующие в данной части контакта танкер — рабочая емкость во время заливки СПГ в одну из рабочих емкостей. При этом условно принято, что осадка судна остается неизменной.

Величина опорной реакции в донной части заполненной рабочей емкости может в 3 раза увеличиваться при нормальном заполнении рабочей емкости (см. рис. 1).

При качке танкера происходит дальнейшее увеличение реактивной силы опоры днища. Поэтому необходимо обеспечить перераспределение этой нагрузки на несколько опорных участков.

Во многих конструкциях опорная часть корпуса рабочей емкости у днища скошена, что высвобождает пространство для установки опорных несущих балок. Это делает основание рабочей емкости эластичным в вертикальном направлении.

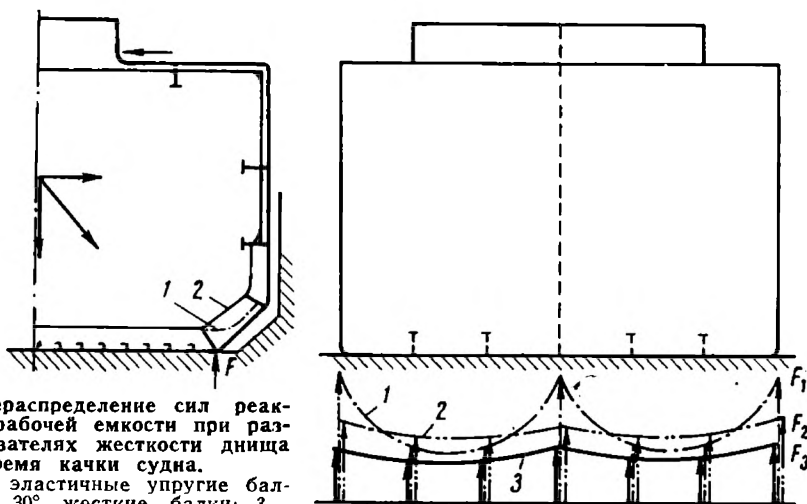


Рис. 2. Перераспределение сил реакции днища рабочей емкости при различных показателях жесткости днища во время качки судна.

1 — крен 30° , эластичные упругие балки; 2 — крен 30° , жесткие балки; 3 — крен 0° ; F — вертикальная сила реакции, возникающая между слоем изоляции днища рабочей емкости и балками фермы опоры.

Силы реакции опоры днища емкости вследствие этого при качке судна будут перераспределяться. Это перераспределение можно рассчитать с учетом эластичности донной перегородки (рис. 2).

Опоры под средней и крайней перегородками примут на себя основную нагрузку, так как при такой конструкции опоры рабочей емкости рамы вертикальной перегородки установлены выше участка срезанного края в нижней части днища.

Другой возможный путь амортизации емкости заключается в установке гидравлической полости для глушения колебаний и разбрызгивания жидкости. Эта полость обеспечивает очень высокий коэффициент амортизации. Она должна быть расположена между рабочей емкостью и корпусом танкера.

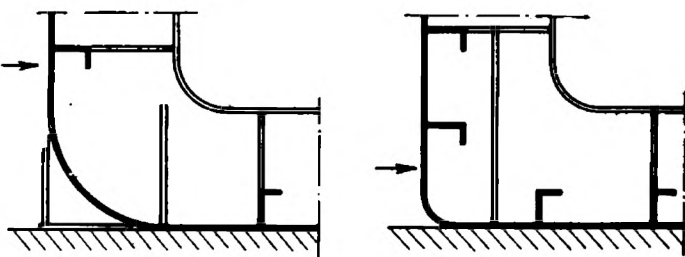


Рис. 3. Типы закруглений и опор под них.

Гидравлическая амортизационная полость не должна препятствовать тепловому расширению корпуса рабочей емкости. Она должна поглощать все поперечные нагрузки, возникающие при качке судна.

Многие конструкции рабочих емкостей, предназначенные для перевозки СПГ и СНГ под атмосферным давлением, имеют очень большой радиус закругления всех углов. Это является положительным обстоятельством в том смысле, что позволяет производить стыковую сварку всех участков сооружаемой рабочей емкости.

При однородной опоре донной изоляции и при чрезмерно большом радиусе закругления углов днища стенка рабочей емкости должна иметь опору снаружи под закругление во избежание влияния веса

рабочей емкости и давления жидкости на закругленную область перегородки (рис. 3).

Фирма Дет норске веритас рекомендует определять размеры рабочих емкостей, предназначенных для перевозки СПГ и СНГ при атмосферном давлении, так же, как и резервуаров для перевозки нефти.

Мембранные (составные) рабочие емкости

Английские и французские специалисты, занимающиеся строительством танкеров для перевозки метана, много работают в области совершенствования конструкции рабочих емкостей. Основным направлением в их работе является конструирование мембранных рабочих емкостей.

В емкостях этого типа стенками резервуара является слой изоляции, на который крепится упругая тонкая мембрана из металла или пластика. При такой конструкции расход дорогостоящих материалов, необходимых для сооружения рабочей емкости, значительно сокращается.

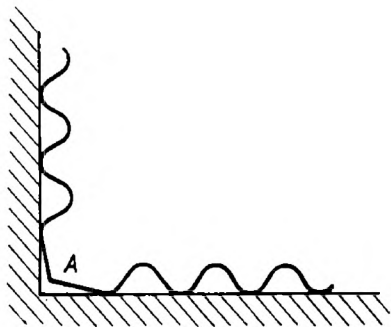


Рис. 4. Снятие мембранной оболочки при слабом ее креплении в углу рабочей емкости.

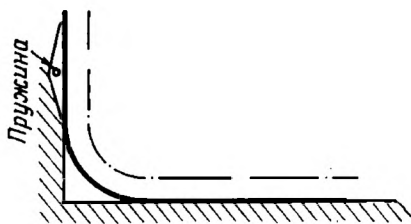


Рис. 5. Конструкция составной рабочей емкости с сильфонными пружинами.

Разработка конструкций составных рабочих емкостей проводится также в США, Западной Германии, Нидерландах, Норвегии.

Большинство Классификационных обществ в настоящее время приняли тип составной емкости, подобный установленной на танкере «Пифагор». Однако один и тот же тип емкости может иметь совершенно различные конструктивные решения. Поэтому невозможно составить подробный перечень специальных программ испытаний в правилах классификационного общества. Можно рассмотреть каждый план и предложение в отдельности для выявления его достоинств и преимуществ и попытаться представить себе все эксплуатационные факторы.

Успех создания мембранных емкостей во многом определяется качеством сварочных работ. Необходимо разработать наиболее рациональную технику и технологию сварочных работ и испытать ее.

Фирма Дет норске веритас проводила испытания при 5000 циклов нагружений, которые соответствуют по характеру нагрузкам от термических изменений при эксплуатации и превышают их на 30%. Модель имела большие размеры и обязательно включала один узел угла емкости.

Фирма Дет норске веритас придает большое значение креплению металлических листов в углах составных рабочих емкостей. Часто емкости выходят из строя вследствие того, что в мембране возникают чрезмерно высокие напряжения, обусловленные слабым креплением металлических листов в углах резервуара. В этом случае гидравлическое давление жидкого груза сминает мембранную оболочку, предохраняющую слой изоляции.

В результате в зоне А возникают значительные разрывные усилия (рис. 4).

Разработана конструкция составной емкости, основанная на применении эластичных сильфонных пружин, способных поглощать возникающие в мембране напряжения (рис. 5).

ВТОРИЧНЫЙ ИЗОЛЯЦИОННЫЙ БАРЬЕР

Правила техники безопасности требуют применять вторичный изоляционный барьер во всех случаях при перевозке СПГ и СНГ, которые транспортируются в рабочих емкостях, рассчитанных на атмосферное давление.

Разработка средств вторичной изоляционной защиты ведется в различных направлениях. Назовем некоторые основные виды вторичного изоляционного барьера.

1. Слой пенопласта, покрытый тонкой металлической или пластмассовой мембраной; этот барьер непроницаем для жидкости независимо от срока его эксплуатации.

2. Слой мягкой деревянной обшивки с пенопластовым покрытием. В этом случае не всегда удастся добиться герметичности. При малейшей ошибке в процессе нанесения этого слоя изоляции на вторичный барьер непроницаемость может быть нарушена.

Иногда те участки корпуса танкера, которые контактируют с рабочими емкостями, облицовываются материалом, непроницаемым для СПГ в случае утечек последнего.

Изучение современных конструкций танкера показывает, что если вычисленные температурные напряжения достигают 50% от величины предела текучести стали, из которой изготовлена внутренняя часть корпуса танкера, то в этом случае возникает опасность разрывов и трещин в рабочей емкости. Поэтому во внутренней части корпуса танкера ни в коем случае не должны возникать резкие изменения температурных напряжений. С целью уменьшения влияния температурных напряжений целесообразно проектировать двойной корпус танкера одинаковым по высоте.

Не рекомендуется использование улучшенных сталей для строительства внутренней части корпуса танкера для перевозки СПГ.

Основными требованиями ко вторичному барьеру являются: непроницаемость для жидкости и герметичность без каких бы то ни было ограничений во времени. Практика показала, что конструкцию можно считать годной к эксплуатации, если она успешно выдержала испытания при охлаждении в течение 96 ч.

КОНСТРУКЦИЯ СУДНА

Поперечные перегородки судна должны быть изолированными, и их температура должна быть выше температуры окружающей среды. Ранее устанавливали нагреваемые непроницаемые перегородки и перемычки между каждыми двумя охлаждаемыми отсеками. Однако в современной практике строительства танкеров допускается известное определенное снижение температуры переборок, учитывая качества применяемой для них стали. Поэтому при строительстве танкера можно использовать обычные простые водонепроницаемые перегородки и переборки между емкостями с СПГ.

Практика перевозок сухих охлажденных грузов позволяет сделать некоторые выводы в отношении конструкции танкеров.

В современной практике строительства танкеров используются следующие марки стали в зависимости от предполагаемой температуры переборок в процессе эксплуатации.

Температура нижней переборки, °С

—5
—20
—35
—50

Марка стали

NV—A;
NV—W
NV—C „ D
NV—E

Переборки, испытывающие температурные напряжения, не должны подвергаться воздействию каких бы то ни было дополнительных значительных сил. Опоры рабочих емкостей, например, не должны опираться на такие переборки.

Сами же переборки необходимо сооружать с минимальными конструктивными перерывами. На переборки необходимо нанести изоляцию толщиной 800—1000 мм, чтобы предотвратить охлаждение непосредственно примыкающих к ним деталей и узлов основного корпуса судна.

ОБРАБОТКА ИНЕРТНЫМ ГАЗОМ РАБОЧИХ ЕМКОВ

Рабочие емкости обрабатываются инертным газом в различных целях.

1. Инертный газ применяют с целью удаления взрывчатых газовых смесей во время первой загрузки рабочей емкости и появления свободного газа.

Требования, которые предъявляются к инертному газу, используемому для этих целей, не очень жесткие. В частности, требуется, чтобы инертный газ содержал максимум 2—4% кислорода и минимум взрывной смеси.

Инертный газ должен быть полностью удален вместе с газообразными продуктами испарения остатков СПГ из рабочей емкости перед тем, как в нее начнут заливать новую порцию транспортируемой жидкости.

Инертный газ может подаваться в емкости при помощи форсунки для дизельного топлива с очистительной и осушающей секцией.

2. Обработка рабочих емкостей инертным газом необходима в связи с присутствием в них самоокисляющихся продуктов или продуктов, предрасположенных к полимеризации (например, окись этилена, бутadiен и др.). В этих случаях требуется особая чистота инертного газа; содержание в нем кислорода при контактировании с грузом СПГ допускается не более 0,2%.

Если перевозимый СПГ имеет невысокую упругость паров, то в этом случае инертный газ используется в виде изоляционного слоя над уровнем СПГ. При этом содержание кислорода также не должно быть более 0,2%.

При перевозке жидких продуктов с более высокой упругостью паров не требуется подача инертного газа в рабочие емкости в течение всего рейса. Поэтому во многих случаях систему трубопроводов танкера заполняют инертным газом от береговой установки или берут азот в баллонах.

Высококачественный инертный газ можно, конечно, вырабатывать и непосредственно на танкере. Керосиновый топочный газ можно осушать и пропускать через молекулярное сито, аммиачный газ можно сжигать или осушать; жидкий воздух можно также вырабатывать и дистиллировать непосредственно на танкере. Эти методы, однако, включают также технологические операции, которые выполняются в присутствии чистого кислорода или чистого водорода. Каждый из этих газов требует при обращении с ним дополнительных мер предосторожности.

3. Получила широкое распространение обработка инертным газом пространства вокруг рабочих емкостей на танкерах, перевозящих СПГ, а также на танкерах, перевозящих СНГ при атмосферном давлении.

При такой обработке предотвращается образование взрывчатых смесей в межрезервуарных пространствах. Кроме того, осушение атмосферы в этой зоне сводит к минимуму возможность образования опасного ледяного покрытия на рабочих емкостях и на слое изоляции.

Для обработки танкеров, перевозящих СПГ и этилен, единственно подходящим газом является азот, так как другие инертные газы конденсируются на стенках рабочих емкостей. Французские и английские танкеры для перевозки СПГ имеют специальные резервуары для жидкого азота. Они расположены в передней части отсека с рабочими емкостями.

Если на танкере имеется установка для выработки инертного газа, ее питающий трубопровод должен быть оборудован двойными обратными предохранительными клапанами. Эта система может быть соединена с погрузочным трубопроводом при помощи гибких загрузочных шлангов, что позволяет обрабатывать инертным газом помещение насосных станций.

БОРЬБА С ОГНЕМ

Практика тушения огня на нефтеперегонных заводах и экспериментальные данные показали, что сухой химический реагент в виде пудры в необходимом количестве является наиболее надежным средством для борьбы с огнем при горении газа. Этот метод рекомендуется фирмой Дет норске веритас для защиты от огня дополнительно к обычным требованиям противопожарной безопасности.

Рассмотрим наиболее вероятный случай возникновения небольшого очага пожара на палубе. Таковыми является воспламенение газа, прорывающегося из фланцевого соединения, гибкого шланга, сальника насоса, а также испаряющегося из пролитого на палубе СПГ. В этом случае прежде всего необходимо перекрыть соответствующие задвижки и вентили, чтобы прекратить дальнейшее поступление газа к очагу пожара. Затем следует немедленно начать охлаждать нагретые элементы корпуса танкера, чтобы предотвратить опасность взрыва. После ликвидации пожара необходимо продолжать дальнейшее охлаждение нагретых участков водой до полного их остывания.

Рекомендуется устанавливать около каждого борта танкера емкости с запасом (не менее 50 кг) противопожарной пудры на колесных тележках.

Р. Дж. Джэксон, Р. К. Фукс¹

ПЕРСПЕКТИВЫ МОРСКИХ ПЕРЕВОЗОК СЖИЖЕННЫХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ

КОНСТРУКЦИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТАНКЕРОВ

В современных танкерах СПГ находится в девяти прямоугольных рабочих емкостях, объем каждой из которых 3021 м³. Габариты рабочих емкостей следующие: длина 11 м, ширина 22 м и высота 15,2 м. Каждая рабочая емкость разделена водонепроницаемой перегородкой, расположенной вдоль центральной линии емкости.

Танкер имеет три изолированных отсека длиной по 33,5 м. В каждый отсек устанавливается по три емкости. Они крепятся к отсекам в верхней и нижней своих частях.

¹ Фирма Конч метейн сервисис. № 302.

Отсеки разделены водонепроницаемыми переборками, которые являются вместе с корпусом емкости вторым препятствием для утечек СПГ в течение рейса танкера. Рассмотрим изоляцию внутренней поверхности корпуса танкера (рис. 1).

Внутренний корпус обшит вдоль стенки деревянными брусьями. Пространство между рядами деревянных брусьев заполнено стекло-

волокном или асбестом. На ряды деревянных брусьев наклеены панели из древесины бальза, облицованные специальной фанерой. Эти панели представляют собой вторичный изоляционный барьер. В стыки между панелями вставлены клинья из пенопласта.

После предварительной сборки рабочие емкости опускаются в свои гнезда внутри отсеков через специальные люки в палубе. Емкости, используемые на наших танкерах, относительно невелики по объему, но достаточно прочны и надежны. Система изоляции оказалась высококачественной: не только специальная фанера может держать жидкий метан в течение продолжительного времени; панели из древесины бальза и соединительные узлы этой изоляционной обшивки также способны задерживать жидкий газ в течение нескольких суток.

НОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ РАБОЧИХ ЕМКостей

Представляют интерес научно-исследовательские работы в области создания новых более рациональных систем рабочих емкостей танкера. Благодаря им удалось увеличить общую вместимость танкера при одновременном снижении затрат на его строительство.

Рассмотрим два основных пути, по которым направлены изыскания новых более совершенных резервуаров для морских перевозок СПГ:

а) создание самоподдерживаемых рабочих емкостей;

б) разработка и монтаж мембранных, или составных рабочих емкостей.

САМОПОДДЕРЖИВАЕМЫЕ РАБОЧИЕ ЕМКости

Фирма Конч метэйн сервисис спроектировала и построила три танкера для перевозки метана с так называемыми самоподдерживаемыми рабочими емкостями.

Опыт постройки и эксплуатации первого танкера «Метановый пионер» позволил снизить затраты на строительство двух других танкеров «Метановая принцесса» и «Метановый прогресс». Результаты эксплуатации этих танкеров показали, что дальнейшая модернизация системы самоподдерживаемых рабочих емкостей безусловно целесообразна (особенно для крупногабаритных танкеров).

Дальнейшее совершенствование конструкции системы рабочих емко-

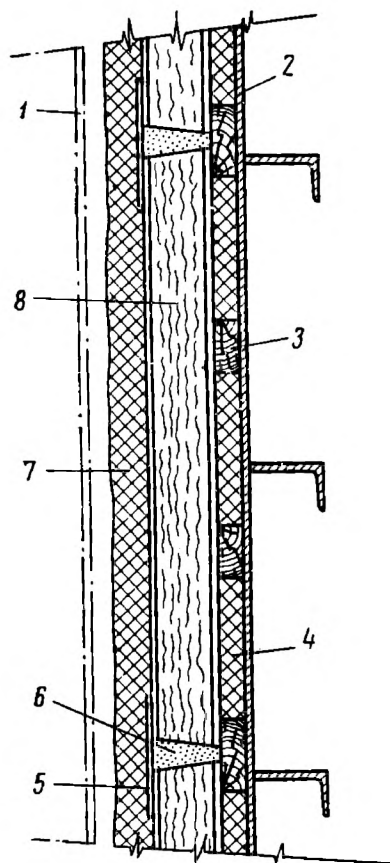


Рис. 1. Схема изоляции между рабочей емкостью и внутренней поверхностью корпуса танкера.

1 — рабочая емкость; 2 — корпус танкера; 3 — деревянные брусья обшивки; 4 — стекловолокно или асбест; 5 — фанерная накладка; 6 — пенопластовый клин; 7 — стекловолокно; 8 — панель из древесины бальзы, облицованная спецфанерой.

стей должно, видимо, идти по пути уменьшения их числа при одновременном увеличении объема. Это позволит сократить количество насосов и упростить систему трубопроводов.

При решении вопроса об удлинении рабочих емкостей необходимо учитывать динамические нагрузки, вызванные образованием синхронных волн.

Предполагается, что надежность самоподдерживаемых рабочих емкостей позволит упростить систему изоляции внутренней поверхности корпуса танкера. Можно будет, видимо, даже отказаться от вторичного изоляционного барьера. Это сразу снизит стоимость специальных сооружений и конструктивных узлов при постройке танкера почти на 25%.

Возможно, что при отказе от вторичного изоляционного барьера, комбинировании дешевой изоляции, увеличении габаритов рабочих емкостей и упрощении систем трубопроводов можно вдвое сократить расходы, связанные со специальным оборудованием танкера. А суммарная стоимость специального оборудования танкера составляет около половины общих капитальных затрат.

МЕМБРАННЫЕ РАБОЧИЕ ЕМКОСТИ

Вторым направлением исследовательской работы в области разработки конструкции более совершенных рабочих емкостей танкера для перевозки СПГ является разработка конструкции мембранного или составного резервуара. В этом случае стенками рабочей емкости служит непроницаемая оболочка, состоящая из изоляционного слоя, облицованного листами металла или пластика с рифленой поверхностью.

Рабочие емкости такого типа были установлены на танкере «Пифагор». Кроме того, они испытывались на небольшом судне в условиях перевозки СПГ по морю.

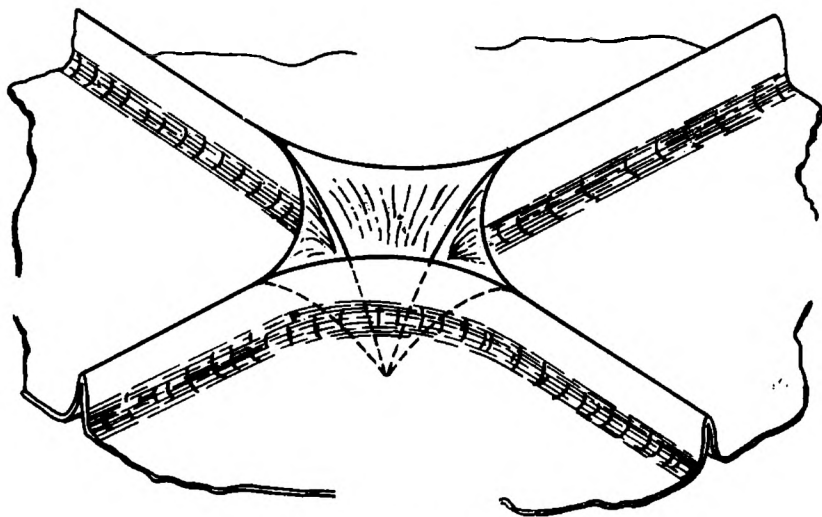


Рис. 2. Конструкция гибкого пересечения ребер.

В мембранных емкостях система изоляции, помимо своего основного назначения, является основной частью конструкции танкера, определяющей способность судна в зависимости от своей прочности вмещать то или иное количество груза. Во многом это зависит также и от прочности арматуры изоляционного слоя.

Существует два варианта металлической облицовки внутренней поверхности системы изоляции:

а) листы металла, имеющие ребристую поверхность: последняя снижает до минимума напряжения, вызываемые термической деформацией;

б) листы металла, на поверхности которых наварены бугорки правильной или неправильной формы.

При более подробном изучении этого вопроса выяснилось, что все системы облицовки реагируют по-разному на тепловое расширение. Однако во всех случаях наличие избыточного металла на облицовочной поверхности обеспечивает жесткость листа и предотвращает возникновение больших местных перенапряжений (рис. 2).

При выборе второго варианта металлической облицовки бугорки на поверхности листа должны располагаться таким образом, чтобы любая прямая линия, проведенная через лист, всегда проходила попеременно через бугорок и плоскость (рис. 3).

При обсуждении различных видов облицовки пришли к выводу, что наилучшим вариантом является ребристый металлический лист без прямого пересечения ребристых участков.

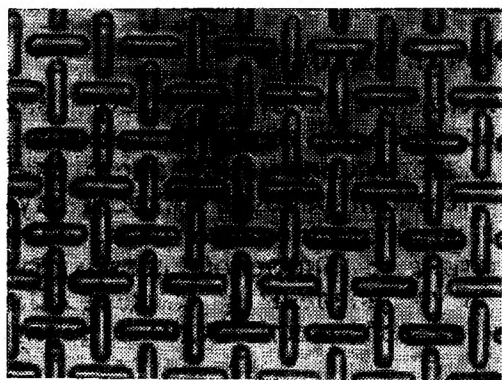


Рис. 3. Металлический лист с бугорками.

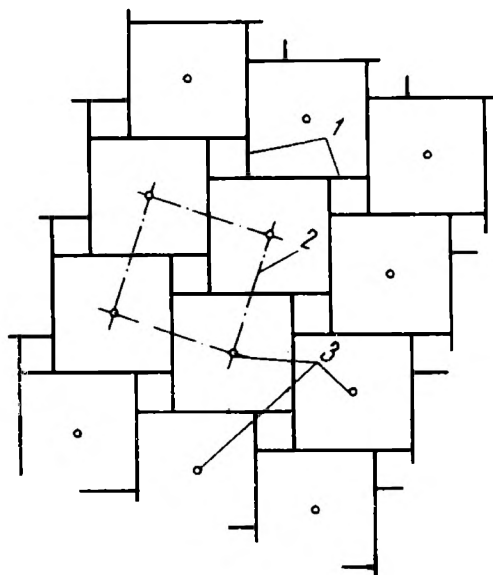


Рис. 4. Мембранная система фирмы Конч
1 — ребра; 2 — основной базисный модуль; 3 — точки крепления листов.

Таким образом, расширение листа вдоль одного ребра можно было достигнуть путем изгиба пересекающего ребра. Это может быть осуществлено только в том случае, если само пересекающее ребро может получить расширение от следующего ребра. Это в свою очередь может быть достигнуто, если участки пересечения могут поворачиваться один вокруг другого.

Эта задача была конструктивно решена в форме, представленной на рис. 4.

Система ребер в этой конструкции образует большие и малые квадратные участки, имеющие форму лотка (см. рис. 4). При этом большие участки от изменения температуры как бы вращаются в одном направлении, а малые участки — в противоположном направлении. Отношение величин больших и малых участков может колебаться в пределах от 0,2 до 0,5. Жесткость изменяется в соответствии с этими величинами и, конечно, в зависимости от толщины листов.

Мембранная система выполнена в виде множества периодически повторяющихся модулей (см. пунктир на рис. 4).

Испытание мембранной системы

Испытание начали с изготовления экспериментальных модулей с различной толщиной и высотой стенок, а также с разным соотношением прямоугольных участков. Все опытные образцы подвергались растягиванию на специальном столе (рис. 5).

Результаты одного из экспериментов на этом столе показаны на рис. 6. На нем сделано сравнение работоспособности системы смещенных ребер и несмещенных (прямопересекающихся). После определения наилучших соотношений размеров элементов облицовки (мембраны) целый ряд образцов подверглись циклическим растягивающим нагрузкам (10 000 циклов и более), вплоть до полного разрушения образца. При этом система была растянута более чем вдвое против допустимой для условий температуры жидкого азота величины. Величина циклов нагружения во много раз превысила число циклов, которое ожидается при эксплуатации танкера.

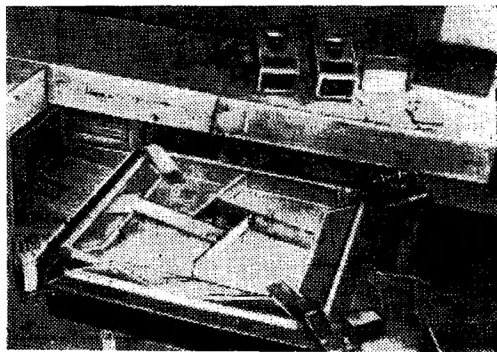


Рис. 5. Общий вид экспериментальной установки для испытаний на растяжение.

Однако следует учесть, что система, кроме растягивающей нагрузки, будет испытывать большое число циклов изменения давления. Поэтому действие давления на растянутый модуль было исследовано на ряде экспериментальных установок.

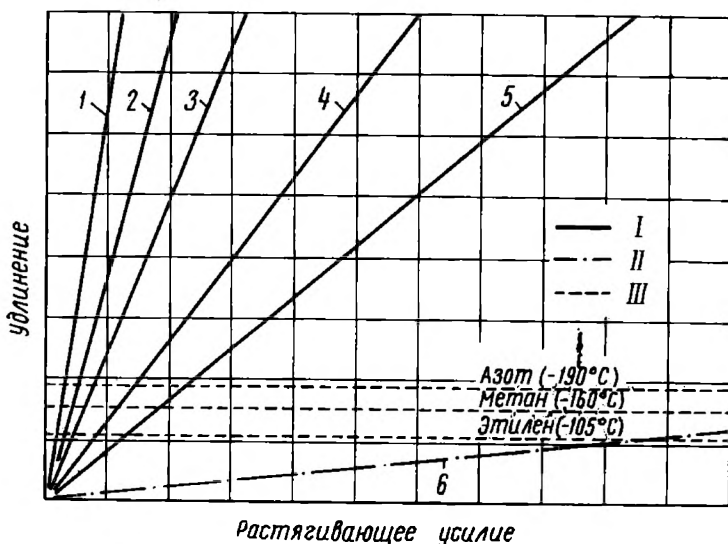


Рис. 6. Результаты испытаний экспериментального модуля. I — система смещенных ребер; II — система пересекающихся ребер; III — зоны допустимого удлинения металла при перевозке различных продуктов. Толщина металлических листов (в мм): 1 — 0,25; 2 — 0,35; 3 — 0,5; 4 — 0,71; 5 и 6 — 1.

По мнению специалистов фирмы Ллойд реджистер оф шиппинг, при различных погодных условиях в северной части Атлантического океана возникают и различные циклические нагрузки в рабочих емкостях танкера. Вычисления показали, что для судов длиной около 150 м, проводящих две трети эксплуатационного периода в море, эта нагрузка (за 20 лет) будет неодинакова (табл. 1).

В зависимости от числа циклов нагружения пределы давления на стенки емкости также будут меняться (табл. 2).

Считаются приемлемыми условия эксплуатации, когда при числе циклов $3,6 \cdot 10^6$ давление в емкостях находится в пределах $0,21$ — $1,47$ кг/см².

В соответствии с этими требованиями был составлен план испытаний. Экспериментальный модуль растягивался с силой, которая

Т а б л и ц а 1

Состояние моря, баллы	Продольное ускорение	Число циклов $\times 10^6$
0—3	0,030	15,28
4—5	0,195	28,26
6—7	0,375	14,64
8—9	0,600	3,24
10—11	0,756	0,34

Примечание. Средний крен равен 15° , высота рабочей емкости 18,3 м, ширина 24,4 м; емкость расположена в центральной части судна.

Т а б л и ц а 2

Число циклов $\times 10^6$	Пределы изменения давления, $кг/см^2$
0,34	0,245—1,470
3,24	0,35—1,530
14,64	0,49—1,155

равнялась силе сжатия, возникающей при охлаждении емкости под действием температуры жидкого азота. Испытания проводились на трех установках, работающих под давлением в указанных пределах, и на установке, работающей под давлением в пределах 2,8—14 $кг/см^2$.

Хотя первый образец испытывался при числе циклов нагружения меньше $2 \cdot 10^6$, он получил большое число повреждений в начальный период в пределах от $0,15 \cdot 10^6$ до $0,25 \cdot 10^6$. Однако после принятия соответствующих мер очередные образцы не получили повреждений даже при $4,13 \cdot 10^6$; $9,81 \cdot 10^6$; $0,325 \cdot 10^6$; $3,74 \cdot 10^6$ и $6,25 \cdot 10^6$ циклах нагружения.

Опытная рабочая емкость

Когда экспериментальные работы продвинулись достаточно далеко, было решено построить маленькую опытную рабочую емкость. При ее изготовлении металлические листы сваривались вручную.

Опытная рабочая емкость была подвергнута циклической нагрузке под действием температуры и давления. При этом в качестве опытной жидкости использовали жидкий азот.

При помощи распылительной установки, установленной в верхней части рабочей емкости, облицовка была охлаждена за несколько минут до температуры жидкого азота. Затем в рабочую емкость закачали горячий газообразный азот с таким расчетом, чтобы она нагрелась по возможности скорей до температуры немного ниже $0^\circ C$. Этот термический цикл был повторен более 100 раз, и никаких повреждений мембраны не было.

После этого рабочую емкость подвергли воздействию 500 циклов нагрузки под давлением 0,14—0,84 $кг/см^2$. Никаких нарушений рабочей емкости отмечено не было. Затем диапазон изменения давления увеличили до 0,14—1,26 $кг/см^2$. После этого герметичность рабочей емкости нарушилась; после 150 циклов нагрузки жидкий азот начал просачиваться.

Осмотр показал, что узлы, предназначенные для придания сборке необходимой жесткости, были недостаточно прочными, а это привело к образованию отверстий в углах рабочей емкости под нагрузкой. Так

эксперимент позволил установить наиболее опасные участки при ненадежном креплении тонкого листа.

Не прошедшие испытания узлы были модернизированы. Никаких повреждений в углах емкости после этого больше не наблюдалось.

В целом испытания составных частей и узлов опытной рабочей емкости прошли удовлетворительно.

Методы исследовательских и опытных работ, которые применялись для обследования и проверки состояния отдельных узлов конструкции на разных стадиях строительства, тщательно изучались. Это позволило разработать программу надлежащего контроля за качеством строительно-монтажных работ.

Д. Е. Рук¹ и К. Дж. Филстед²

ТАНКЕРЫ ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ СЖИЖЕННОГО МЕТАНА

ВВЕДЕНИЕ

МОРСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ТАНКЕРОВ

В статье рассматривается опыт эксплуатации танкеров «Метановый прогресс» и «Метановая принцесса», накопленный за время их пробных рейсов.

В программу нормальных морских испытаний входило установление расхода топлива, показателя максимального испарения сжиженного метана, а также изучение режима работы двигателей.

При испытаниях, связанных с оценкой эффективности сгорания топлива, возникли некоторые затруднения в обеспечении удовлетворительного фронта пламени в камерах сгорания двигателей. В связи с этим потребовалось приспособить горелки для работы на топливе двух видов. Была проведена также серия испытаний для оценки мореходных качеств танкеров.

Испытания на скорость хода проводились на эталонной миле при нагрузках двигателя 85, 70 и 50% от его максимальной мощности.

При этих испытаниях скорость хода оказалась немногим более 18,5 узлов (34,3 км/ч) при нормальной мощности на валу гребного винта 12 500 л.с., что соответствует допускаемой скорости 17,5 узлов (31,43 км/ч), при нагрузке на двигатели до 80% от их нормальной мощности. Балласт танкеров соответствовал нормальной рабочей нагрузке. Оба танкера весьма успешно прошли все стадии ходовых и эксплуатационных испытаний во время этих рейсов.

Первая разгрузка и обследование танкера «Метановая принцесса»

По прибытии на о. Кэнви танкер «Метановая принцесса» пришлось разгружать при малой скорости слива СПГ с тем, чтобы трубопроводы, емкости и прочее складское оборудование хранилища охлаждалось до требуемой температуры. Скорость разгрузки танкера колебалась от 5 до 900 т/ч; при этом осуществлялась строгая и точная координация всех процессов и операций на танкере и на берегу, а скорость разгрузки танкера регулировали непрерывно. Разгрузка продолжалась с 12

¹ Рук Д. Е., бакалавр технических наук, член общества инженеров-механиков, инженеров-химиков и инженеров-газовиков, работник газового совета.

² Филстед К. Дж., бакалавр наук, управляющий и технический руководитель фирмы Конх метан сервисиз лимитейд.

по 17 октября 1964 г., и в течение этого периода сливные насосы работали хорошо.

После разгрузки танкера начался подогрев его корпуса, продолжавшийся в течение двух с половиной суток. После этого внутренний рабочий объем нейтрализовали путем закачивания азота, затем судно было доставлено в док, где его продули воздухом для внутреннего обследования.

Во время пятидневного обследования тщательно проверялось состояние конструктивных элементов рабочих емкостей, основных узлов и изоляции.

Детальная проверка и обследование показали, что все элементы специальных узлов и оборудования находятся в хорошем состоянии.

Было удалено относительно небольшое количество пыли, состоящей из очень мелкого песка, занесенного на танкер с берега.

После всех мероприятий внутренний объем рабочих емкостей вновь нейтрализовали продувкой азотом, после чего танкер снова был сдан в эксплуатацию.

Первая разгрузка и обследование танкера «Метановый прогресс»

Первая разгрузка танкера происходила 26 октября 1964 г. За 22 ч 30 мин было выгружено 22 850 м³ СПГ без каких бы то ни было задержек и осложнений. После разгрузки СПГ танкер продули воздухом и обследовали по запланированной программе, в результате состояние всех узлов и оборудования было признано хорошим.

Как уже отмечалось, был проведен необходимый ремонт изоляционного слоя, а кроме того, разобраны рабочие насосы, которые также подвергли обследованию. В результате выяснилось, что подшипниковые узлы механической части насосов несут следы износа, обусловленного попаданием в подшипники пропана. Два подшипниковых узла заменили.

КОНСТРУКЦИЯ АНГЛИЙСКИХ ТАНКЕРОВ ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ МЕТАНА

Общее описание

Конструктивные особенности танкеров были широко освещены в технической литературе, и поэтому нет необходимости описывать их подробно.

Груз СПГ заливается в девять алюминиевых емкостей с плоскими стенками. В каждый из трех отсеков, оборудованных изолирующими слоями, помещены три емкости, которые соприкасаются друг с другом или имеют небольшой зазор (рис. 1). Эти отсеки образованы двумя разделяющими водонепроницаемыми перемычками. Пространство между тремя отсеками предназначено для балласта. Слой изоляции создает «вторичный барьер», который предохраняет корпус танкера, изготовленного из малоуглеродистой стали, от воздействия низкой температуры.

Все соединения трубопроводов и вся арматура крепятся к рабочим емкостям в их верхней части. Кроме того, для контроля за состоянием изолирующего слоя в обычных условиях и в процессе охлаждения рабочих емкостей во время загрузки СПГ смонтированы терморпары, а для установления наличия газа — система контрольно-измерительной аппаратуры.

Контрольно-измерительная аппаратура, необходимая для контроля за состоянием груза, смонтирована на пульте управления.

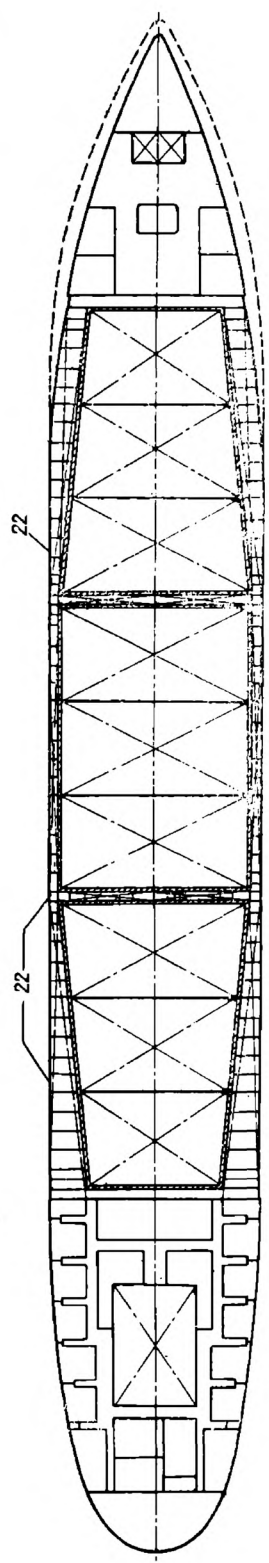
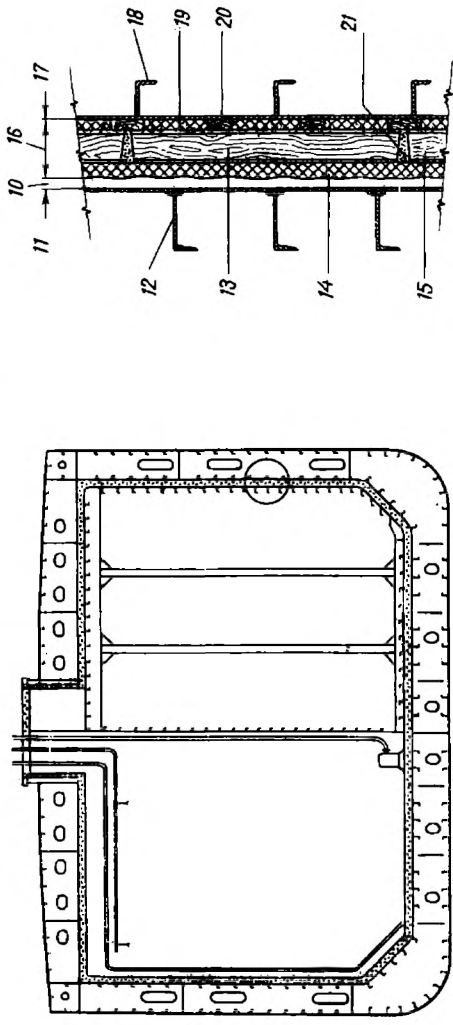
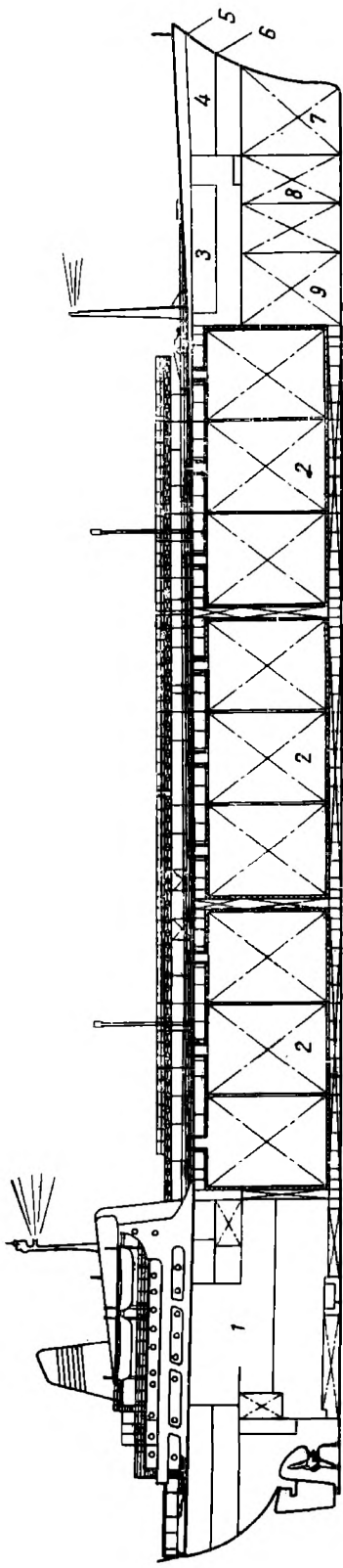


Рис. 1. Английский танкер для перевозки метана.

1 — машинное отделение; 2 — рабочие емкости танкера; 3 — емкости для хранения азота; 4 — склады; 5 — верхняя палуба; 6 — вторая палуба; 7 — передняя носовая емкость; 8 — задняя носовая емкость; 9 — балластная емкость; 10 — инертное пространство; 11 — алюминиевая рабочая емкость; 12 — алюминиевые секции арматуры; 13 — облицованные фанерой панели из древесины бальзы; 14 — стекловолокно; 15 — фанерная прокладка; 16 — изоляционный слой; 17 — стальной внутренний корпус; 18 — стальные секции арматуры; 19 — стекловолокно; 20 — деревянный облицовочный брус; 21 — уплотняющий изоляционный слой прокладок из пенопластового материала, проложенный между панелями из древесины бальзы; 22 — балластные емкости; 23 — вторая палуба (план).

Регистрирующая и записывающая аппаратура и приборы смонтированы в специальном помещении, расположенном в передней части помещения для персонала.

Основные технические данные танкера

Перевозимый груз	$\left\{ \begin{array}{l} \text{СПГ при } t = \\ = -155,1 \text{ } ^\circ\text{C} \\ \text{Пропан при } t = \\ = -42,8 \text{ } ^\circ\text{C} \end{array} \right.$
Длина общая, м	
Длина рабочая, м	175
Ширина (по бортам), м	24,8
Высота, м	17,8
Осадка, м	7,92
Рабочая скорость, км/ч (узлы)	32 (17,25)
Мощность на валу гребных винтов, л. с.	12 500
Число рабочих емкостей, шт.	9
Суммарная емкость рабочих емкостей, м ³	27 500

Алюминиевые рабочие емкости

Рабочие емкости, установленные на танкерах (по 9 штук на каждом), имеют объем от 3400 до 2340 м³. А самая большая из установленных на танкере «Метановый пионер» имеет объем 1034 м³. При проектировании емкостей была разработана совершенно новая методика расчета конструкции. Работа была выполнена совместно с докторами Бергманном и Слипкевичем из Оклахомского университета. Эти расчеты обусловлены следующими конструктивными особенностями:

- а) перегораживающая переборка проходит по центральной линии;
- б) форма передних и задних отсеков, предназначенных для монтажа рабочих емкостей внутри них, конусная.

Последнее позволило более эффективно использовать внутреннее пространство корпуса танкера и на 3% увеличить полезный товарный объем для СПГ.

Как и при строительстве танкера «Метановый пионер», при строительстве этих двух танкеров было обеспечено высокое качество сварочных работ с последующей полной проверкой всех сварных швов рентгеновским дефектоскопом. Суммарная длина швов составила 7315 м.

Эксперименты показали, что алюминий хорошо сваривается, сварные конструкции имеют необходимые механические и прочностные свойства. При сварке алюминия количество некачественных швов незначительно.

По окончании строительства танкеры были испытаны в соответствии с общими требованиями.

Монтаж рабочих емкостей в соответствующих отсеках был тщательно запланирован и успешно осуществлен без каких бы то ни было затруднений.

Изоляция

Изоляция рабочих емкостей на танкерах состоит из слоя клееной фанеры, облицованной слоем древесины в виде панелей.

Но на двух танкерах изоляция отличается следующими особенностями: во-первых, панели из древесины бальзы тоньше, за счет чего добавлен слой стекловолокна, во-вторых, метод создания водонепроницаемых соединений между панелями значительно упрощен.

При изоляционных работах потребовалось специальное оборудование для кондиционирования воздуха внутри отсеков и контроля влажности его.

С большой точностью были установлены облицовочные деревянные брусья наружной обшивки рабочих емкостей.

На рис. 2 изображен внутренний вид одного из отсеков.

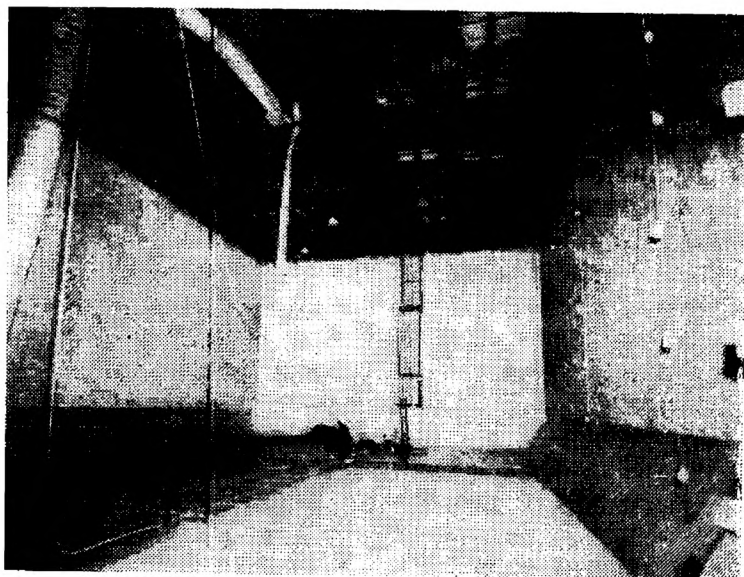


Рис. 2. Внутренний вид отсека, покрытого изоляционной облицовкой.

Хранение груза и контроль за его состоянием

Система хранения груза и контроля за его состоянием была запроектирована максимально простой, надежной и прочной, при условии использования (насколько возможно) имеющегося на рынке и апробированного оборудования.

Было решено в каждую рабочую емкость вмонтировать насос, использовав систему, отводящую газообразные продукты испарения, в качестве резервной.

Два газоотводящих сборника-коллектора в виде насадки обычно монтируются во всех рабочих емкостях с двумя клапанами-разрядниками для снижения давления и один контрольный клапан на определенное давление устанавливаются у основания каждого из двух газоотводящих трубопроводов.

Груз жидкости или СПГ заливается в рабочую емкость через два 10" трубопровода, соединенных с трубопроводом первой палубы, который связан с 6" загрузочными или разгрузочными трубопроводами, установленными на каждой рабочей емкости; линии трубопроводов для охлаждения каждой рабочей емкости проложены от тех же переднего и заднего сборников-коллекторов.

Трубопровод третьей палубы служит для отсасывания газообразных продуктов испарения и оборудован отводами к рабочим емкостям.

Все трубопроводы, работающие при низкой температуре, выполнены из нержавеющей стали и покрыты изолирующей облицовкой из стеклопены.

Во внутренней части корпуса танкера, в рабочих емкостях и изоляционном слое между ними расположены терморпары (300 комплектов), что дает возможность постоянно контролировать и регистрировать температуру всех узлов оборудования.

Пробы газа постоянно отбираются и регистрируются в 12 отдельных точках корпуса танкера, включая отсеки, в которых находится груз СПГ, компрессорную установку, станцию наблюдения и пульт

управления, котельную установку и помещение для дизелей, а также газопроводную магистраль, идущую к помещению.

Аварийная сигнализация установлена соответственно во всех этих точках и предназначена для оповещения о ненормальностях режима.

Газообразные продукты испарения подаются в котельную установку при помощи двух турбокомпрессоров с паровым приводом, установленных в средней части палубы танкера.

Компрессоры предназначены также для работы в системе удаления газообразных продуктов испарения из рабочих емкостей, а также для вспомогательных операций при перекачке СПГ. Эту систему можно также использовать для аварийного удаления просочившегося в отсеки жидкого СПГ.

Решение установить для перекачки СПГ погружные насосы с приводом от электродвигателей было принято после многочисленных опытов с использованием аналогичной американской установки.

Но применять эти насосы можно лишь при условии, что во время работы их в рабочих емкостях танкера нет кислорода.

Насосы оборудованы индивидуальными контрольными устройствами, расположенными в верхней части каждой рабочей емкости, а также устройствами для немедленной аварийной остановки насоса, смонтированными на станции наблюдения и на пульте управления в контрольном помещении.

Прерыватели и выключатели основной электрической системы управления соединены с приборами визуального контроля, которые могут быть приведены в действие только главным инженером.

Станция наблюдения, расположенная над помещением компрессорной установки, включает:

- 1) приборы для контроля за уровнем СПГ;
- 2) индикаторные лампы, регистрирующие высший, низший и рабочий уровни СПГ;
- 3) звуковая аварийная сигнализация высшего или низшего уровня СПГ;
- 4) индикаторы для отключения рабочих насосов при низшем уровне СПГ;
- 5) лампы световой сигнализации во время работы насосов;
- 6) аварийный выключатель подачи энергии к насосам во время откачки СПГ при разгрузке танкера;
- 7) аварийный выключатель для остановки насосов на случай интенсивного испарения СПГ;
- 8) лампы-индикаторы на системе, отводящей газообразные продукты испарения СПГ;
- 9) сигнальные лампы для контроля давления внутри рабочих емкостей;
- 10) различные манометры.

За работой компрессоров можно следить по приборам, установленным в компрессорной, и по соответствующим приборам, установленным на пульте управления, расположенном в передней части служебного помещения на корме танкера. В этом же помещении расположены следующие приборы и инструменты:

- 1) прибор для регистрации работоспособности компрессоров;
- 2) газоанализатор;
- 3) манометры давления СПГ в рабочих емкостях;
- 4) аварийный выключатель насосов в рабочих емкостях;
- 5) сигнальные лампы для контроля давления внутри рабочих емкостей;
- 6) лампы аварийной световой сигнализации, установленные на газоанализаторе и на приборе для регистрации параметров;
- 7) манометры, регистрирующие давление в системе инертного

газа, в сборнике-коллекторе для газообразных продуктов испарения и в воздушной системе;

8) лампы-индикаторы световой сигнализации, предупреждающие о наличии инертного газа, низком давлении и высокой температуре.

Стоимость сооружения танкеров

Общее время строительства двух танкеров составило примерно два года и три месяца с момента заключения контрактов до сдачи их в эксплуатацию.

Затраты на их строительство соответствовали предусмотренным в контрактах, за исключением немногих специальных статей расходов.

Несмотря на некоторые изменения в процессе строительства, главным образом в составе оборудования, конечная стоимость сооружения 4,75 млн. фунтов стерлингов соответствует ориентировочно предварительно определенной с точностью до 1%.

В эту сумму вошли затраты на:

- 1) строительство в судовой верфи;
- 2) проектирование, рассмотрение и утверждение плана работ и наблюдение за строительством;
- 3) пробные рейсы с грузом метана;
- 4) уплату процентов на капитал во время строительства.

Жесткий контроль за финансовыми операциями в начальной стадии строительства обеспечил установленный объем затрат.

Р. В. Корбетт, К. Б. Девис¹

ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ДЛЯ СЖИЖЕННЫХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Большая стоимость наземных сооружений для хранения сжиженных природных газов (СПГ) обусловила поиски более дешевых природных резервуаров, пригодных для этих целей. Естественные каверны и пустоты в верхней части земной коры могут служить хранилищами СПГ.

Заслуживает внимания также и сооружение шахтным способом подземных хранилищ. Такую идею высказал докт. К. М. Слипсевич из Оклахомского университета.

При благоприятных условиях и характеристике грунта строительство подземных хранилищ СПГ на 30—40% дешевле по сравнению с сооружением наземных емкостей.

Наиболее благоприятны для сооружения подземных хранилищ участки, характеризующиеся большим содержанием воды в грунте (например, прибрежная зона). Это объясняется тем, что низкая температура СПГ обуславливает образование прочного и непроницаемого слоя замороженного грунта вокруг подземного резервуара.

Технология искусственного охлаждения грунта для создания замороженного кольца, из внутренней части которого можно извлечь незамерзший грунт, известна уже давно. Эта технология считается наиболее дешевой и безопасной для выемки грунта до глубины не более 30 м.

Болотистая местность является идеальным местом для сооружения подземного хранилища, в то время как для металлических наземных хранилищ здесь необходимо было бы ставить дорогие основания.

¹ Фирма Конч метэйн сервисис лимитед. № 308.

ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО СООРУЖЕНИЮ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ

В научно-исследовательском центре в Торнтоне были проведены экспериментальные работы по сооружению подземного хранилища СПГ.

Сначала был вырыт колодец диаметром 1,5 м и глубиной 1,5 м. Поверхность вокруг этой выработки покрыли слоем изоляции толщиной 76,2 мм (пенообразные полиуретановые плиты, облицованные фанерой). Диаметр изоляционного круга 3,35 м.

Съемной крышкой колодца служила обыкновенная круглая плита из полиуретановой пены диаметром 1,83 м.

На рис. 1 показан разрез колодца со схемой расположения термодпар, а на рис. 2 — его общий вид.

Грунт, извлеченный при сооружении колодца, представлял собой мягкий песчаник с глиной. Содержание воды в грунте приведено в табл. 1.

Таблица 1

Глубина, м	Содержание воды, % вес.
0,152	11,8
0,457	12,3
0,762	11,5
1,067	10,6
1,382	7,3
1,524	6,7

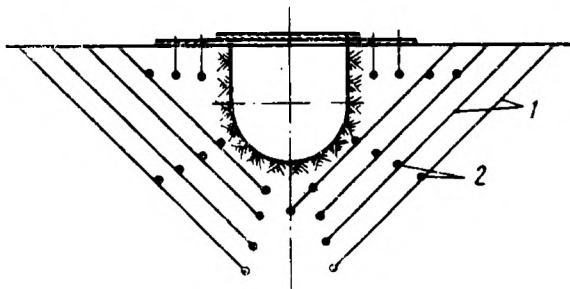


Рис. 1. Схема колодца первого опытного хранилища. 1 — шурфы для термодпар; 2 — точки замера температуры грунта вокруг колодца.

Перед началом замораживания стенки колодца насыщали водой. Затем в колодец постепенно вводили двуокись углерода в твердом виде. После замораживания нижней части стенки начинали более интенсивное охлаждение колодца. Для этого в него заливали (на высоту около

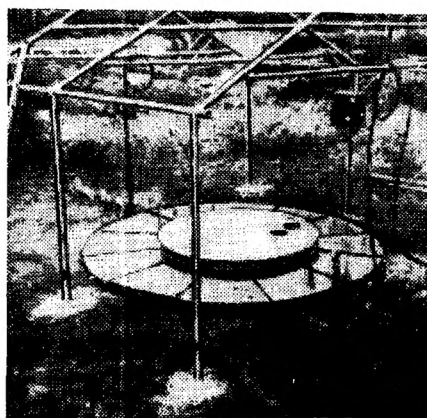


Рис. 2. Общий вид устья колодца.

1 м) предварительно охлажденный бензин. Температуру поддерживали в пределах от -40°C до -70°C путем систематического добавления твердой двуокиси углерода в течение всего эксперимента.

В процессе замораживания время от времени замерялась температура окружающего колодец грунта при помощи термодпар, которые были установлены в специально пробуренных шурфах. Замораживание продолжали до тех пор, пока приборы не перестали фиксировать изменение температуры грунта.

Температурный режим грунта, установившийся через 50 суток после начала введения бензина в колодец, графически показан на рис. 3.

Потерь бензина не наблюдалось, а замороженный грунт не имел трещин и нарушений.

После удаления бензина в колодец в течение 2 ч заливали 1,3 т сжиженного этилена. Для отвода газообразного этилена к отверстию в крышке из полиуретановой пены присоединили изолированную трубку.

В течение последующих пяти суток уровень жидкого этилена в колодце изменялся в пределах 0,6 м. Один раз в сутки этилен доливали до устья колодца для компенсации потерь при испарении.

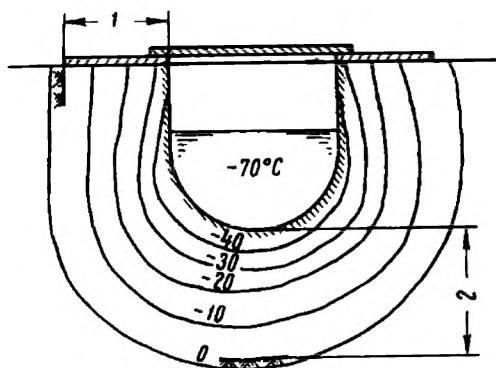


Рис. 3. Расположение изотерм в грунте в конце опыта с использованием бензина. 1 — слой замороженного грунта толщиной 0,9 м; 2 — слой замороженного грунта толщиной 1,2 м.

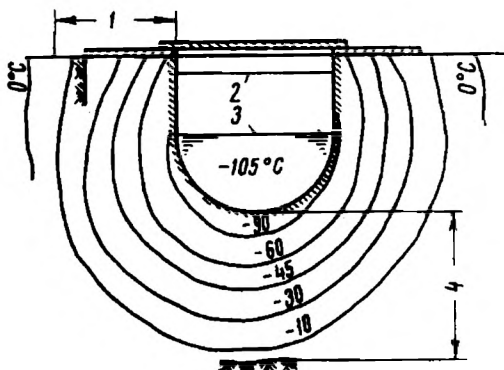


Рис. 4. Расположение изотерм в грунте в конце опыта с использованием этилена. 1 — слой замороженного грунта толщиной 1,2 м; 2 — верхний уровень жидкости в колодце; 3 — нижний уровень жидкости в колодце; 4 — слой замороженного грунта толщиной 1,5 м.

За пять суток в колодец было влито около 6 т жидкого этилена. К этому моменту температура грунта вокруг колодца стабилизировалась (рис. 4).

Величины термического градиента и теплового потока, полученные в результате расчетов, хорошо согласовывались с результатами эксперимента.

Опыты с охлажденным бензином и жидким этиленом подтвердили, что замороженные стенки колодца данного типа вполне устойчивы и непроницаемы для охлажденных жидкостей.

Заметное движение грунта (до 20 мм) наблюдалось только в начальной стадии замораживания. Некоторое перемещение грунта отмечалось по периметру колодца, однако диаметр последнего оставался практически неизменным.

Для определения механических свойств грунтов была проведена серия опытов на изготовленных для этих целей образцах. Испытания последних проводились на специальных машинах.

Результаты исследований показали, что прочность на срез зависит от содержания воды, но на ее величину мало влияет изменение температуры образца от -25°C до -50°C . Прочность на разрыв во многом зависела от содержания воды, а при уменьшенном содержании воды — и от изменения температуры (табл. 2).

Таблица 2

Температура, $^{\circ}\text{C}$	Содержание воды, %	Прочность на срез, кг/см^2	Прочность на разрыв, кг/см^2
-25	10	32,2	43,8
	20	54,5	69,5
-50	10	38,8	67,8
	20	69,3	88,7

Представляет интерес сооружение и испытание подземного хранилища глубиной 6,1 м и диаметром 6,1 м недалеко от оз. Чарльз в шт. Луизиана.

Местность, выбранная для постройки подземного хранилища, заболоченная. Грунтовые воды залегают на глубине 0,762 м. При выемке грунта в таких условиях большой эффект дает предварительное его замораживание. С этой целью в грунте были пробурены шурфы глубиной более 10 м.

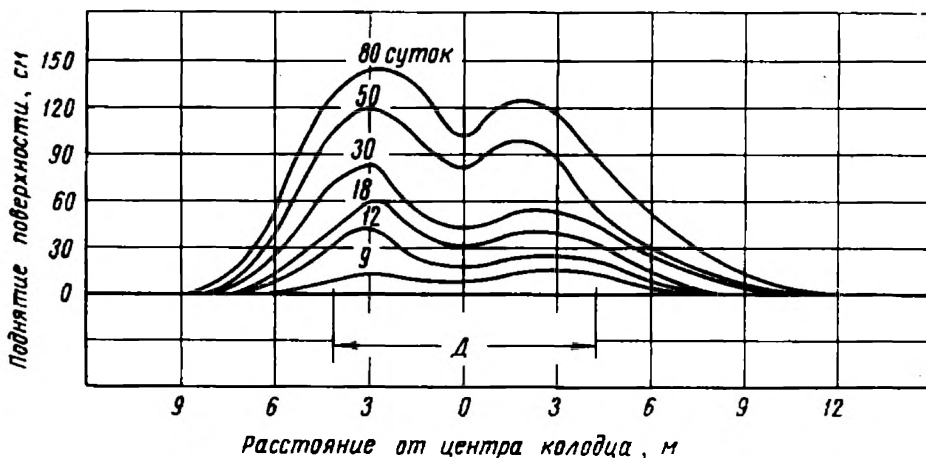


Рис. 5. Движение грунта в процессе предварительного замораживания колодца. D — диаметр, по которому расположены замораживающие трубы, равен 8,5 м.

Образцы керна из шурфов были исследованы в лаборатории для определения теплопроводности, коэффициента термического изменения объема, а также прочности на разрыв и срез. Выяснилось, что наличие очень мелких частиц породы в грунте может привести к перемещению последнего во время замораживания. Технология сооружения данного подземного хранилища была разработана с учетом опыта постройки только что описанного колодца.



Рис. 6. Общий вид подземного хранилища.

В грунт до глубины 8,5 м на расстоянии 1,2 м от предполагаемого устья колодца были спущены трубы холодильной установки. По ним должен был циркулировать жидкий пропан при температуре -40°C .

Термопары устанавливались вокруг будущего колодца по той же схеме, что и в предыдущем случае. Верхняя часть грунта в радиусе замораживания была защищена изоляционным слоем от атмосферного влияния. Когда линия замораживания достигла запланированного пери-

метра, приступили к выемке грунта. Объем подземного резервуара после выемки составлял 135 м³.

Перемещение грунта, вызванное замораживанием, и максимальная величина поднятия поверхности земли были отмечены между трубами холодильной установки (рис. 5). Сооружение колодца и установка изолированной алюминиевой крышки были завершены через шесть суток после начала выемки грунта. Общий вид колодца показан на рис. 6, а его разрез — на рис. 7.

Крышка колодца была герметически соединена с поверхностью земли покрытием из рифленых алюминиевых листов, края которых были заглублены в траншею. Траншею в дальнейшем заполнили водой, которая замерзла и образовала круговой непроницаемый ледяной барьер.

В хранилище сначала закачивали СПГ из пульверизатора с вращающейся разбрызгивающей распылительной головкой типа форсунки, расположенной в верхней части хранилища. Температура охлаждающихся стенок хранилища все время замерялась, а интенсивность распыления СПГ поддерживалась в таких пределах, чтобы была обеспечена необходимая скорость охлаждения.

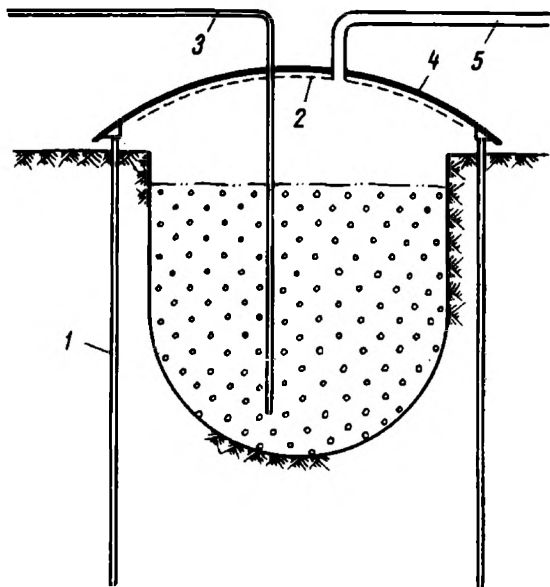


Рис. 7. Вертикальный разрез подземного хранилища.

1 — трубы холодильной установки; 2 — изоляция; 3 — нагнетательная линия для подачи жидкости в колодец; 4 — изолированная алюминиевая крышка колодца; 5 — трубопровод, по которому газообразные продукты испарения сжиженного газа отводятся из колодца.

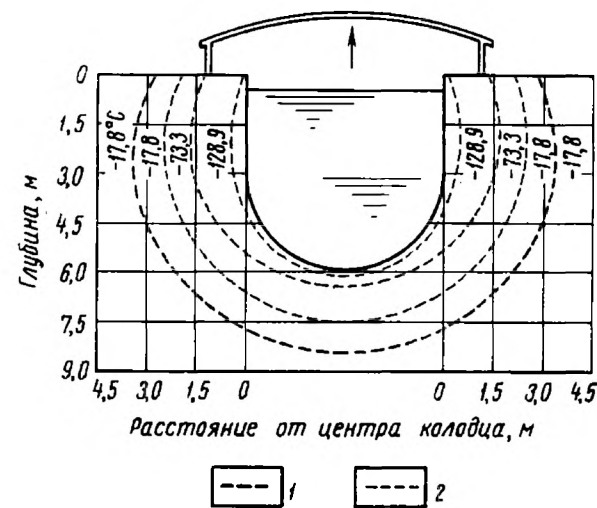


Рис. 8. Распределение температуры в грунте вокруг подземного хранилища. 1 — через десять недель; 2 — через три недели.

В течение первого дня в хранилище ввели через распылитель около 18,6 м³ СПГ, и только после испарения этой порции сжиженный газ начал задерживаться внутри хранилища. Когда уровень жидкости на дне хранилища составил 1 м, распыление прекратили, и СПГ стали подавать через нагнетательную линию.

Распределение температуры в окружающем колодец грунте приведено на рис. 8.

Тщательный контроль показал, что утечки и просачивания СПГ из хранилища нет.

СООРУЖЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ В ПРОМЫШЛЕННЫХ МАСШТАБАХ

Опыт экспериментальных работ по сооружению первых подземных хранилищ СПГ облегчил проектирование и строительство в замороженном грунте подземных хранилищ СПГ в промышленных масштабах. В то время как опытное подземное хранилище в районе оз. Чарльз имело емкость 135 м³, первые два промышленных хранилища были запроектированы емкостью соответственно 47 700 м³ и 38 160 м³.

Подземное хранилище емкостью 47 700 м³ в США

Местом строительства подземного хранилища была выбрана болотистая равнина в штате Нью-Джерси.

Исследование геологического разреза местности включало разведочное бурение структурно-картировочных скважин глубиной до 76 м.

На основании результатов этих исследований были окончательно выбраны размеры подземного хранилища: глубина 50 м и диаметр 35 м (рис. 9).

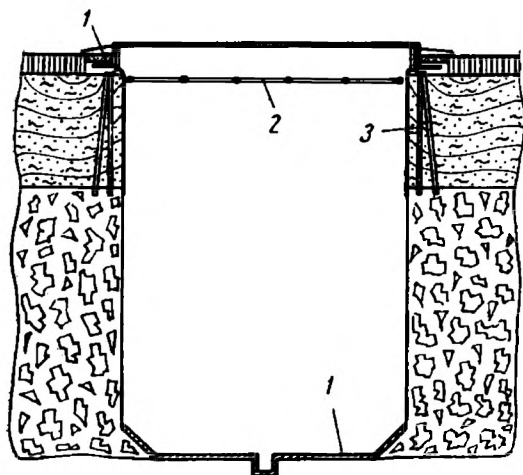


Рис. 9. Схема разреза подземного хранилища СПГ в шт. Нью-Джерси.
1 — изоляция; 2 — насыпной коллектор;
3 — трубы холодильной установки.

Верхний слой грунта мощностью 2,4—2,7 м, представленный торфом, на строительной площадке был снят, так как в нем было установлено высокое содержание органических веществ, которые отрицательно влияют на прочность стенок шахты, даже если они заморожены.

Следующая часть разреза мощностью 12 м была представлена песком, илом и глиной. Трубы холодильной установки были спущены через весь этот пласт и закреплены в скальных породах. Последние

были встречены на глубине около 15 м и продолжались до максимальной глубины вскрытия разреза замораживающими скважинами.

Эти скважины были расположены за чертой периметра профиля будущей шахты. Размер и количество скважин и труб были выбраны с таким расчетом, чтобы заморозить грунт до требуемой величины прочности на сжатие, необходимой для успешной выемки грунта из шахты. Половина замораживающих скважин были наклонными. Это позволило увеличить ширину замороженного участка на больших глубинах и обеспечить тем самым стойкость стенок хранилища.

Грунт замораживался в результате циркуляции жидкого пропана при температуре около -40°C через трубы холодильной установки.

Вокруг периметра будущей шахты были расположены термпары для контроля за процессом замораживания грунта.

Через три месяца на место снятого слоя почвы было поставлено кольцо из предварительно напряженного бетона. Верхняя часть бетонного кольца служит опорой для крыши, изготовленной из никелевой стали.

Снаружи крыша подземного хранилища изолирована пенообразным стеклом. Наружная поверхность бетонного кольца и верхняя часть поверхности грунта вокруг устья шахты подземного хранилища также защищены изоляцией от атмосферных влияний.

Следующим этапом сооружения подземного хранилища было удаление незамороженного грунта из кольца замороженного грунта на глубину 12 м.

По мере выемки грунта для обеспечения водонепроницаемости стенки шахты изолировали стекловолокном, покрытым облицовкой из пластика в виде тонких соединенных друг с другом листов (рис. 10).

Часть шахтного ствола, пролежавшая в скальных породах, предварительного замораживания грунта не требовала.

Дно и нижнюю часть шахты изолировали слоем пенообразного стекла. Кроме того, на дне шахты был пробурен зумпф для установки отсасывающего приемного патрубка насоса. Насос был предназначен для откачки СПГ в процессе эксплуатации хранилища.

После установки крыши на место шахту испытали на герметичность путем нагнетания в ее полость сжатого воздуха. Затем в шахту залили 100 т сжиженного азота. После того как азот перешел в газообразное состояние и нагрелся до температуры -4°C , в хранилище постепенно закачали 50 т СПГ.

После того как эта порция СПГ испарилась, в хранилище ввели следующие 100 т СПГ. Эта порция также должна была испариться.

После обработки хранилища инертным газом и удаления его установка была сдана в эксплуатацию.

Подземное хранилище емкостью 38 160 м³ в Алжире

Завод по производству СПГ в Арзю (Алжир) располагает хранилищами, суммарный объем которых равен 69 960 м³. Из этого объема 31 800 м³ приходится на три наземные емкости, а 38 160 м³ составляют объем подземного хранилища диаметром 37,2 м и глубиной 34,75 м. Геологический разрез нижней части шахты хранилища представлен непроницаемым крепким мергелем, который простирается вглубь еще на 18,3 м. Над указанным слоем залегает более мягкий мергель, а у поверхности земли — песок.

Содержание грунтовой воды составляет 20—25% (относительно веса сухого грунта).

Два ряда труб холодильной установки были спущены в скважины, пробуренные вокруг устья шахты. Трубы предназначены для замораживания зоны шириной 3 м в верхней части примыкающего к шахте грунта и зоны шириной 6 м — в нижней части шахты. Глубина спуска труб составляла 38,1 м, т. е. на 3 м ниже максимальной глубины выемки грунта.

Схема подземного хранилища представлена на рис. 11.

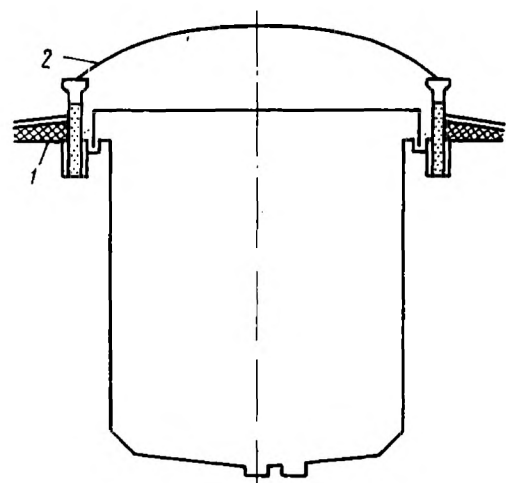


Рис. 11. Схема разреза подземного хранилища СПГ в Алжире
1 — изоляция; 2 — крыша.

Предварительное замораживание грунта производилось до самого дна будущей шахты. Для замораживания использовался химический раствор, содержащий хлористый кальций при температуре -25°C . После выемки грунта стенки шахты изолировали путем нанесения на них при помощи распылителя слоя полиуретана толщиной 76,0 мм.

Как и при строительстве подземного хранилища в Нью-Джерси, верхняя часть шахты была оборудована бетонным ободом. Однако в данном случае верхний край этого обода выступал всего лишь на 1,8 м над абсолютной отметкой уровня моря. На пьедесталах, оборудованных на бетонном обode, установлена кольцевая балка из углеродистой стали. Она служит опорой для куполообразных ребер из углеродистой стали. На эти ребра подвешена изолированная горизон-

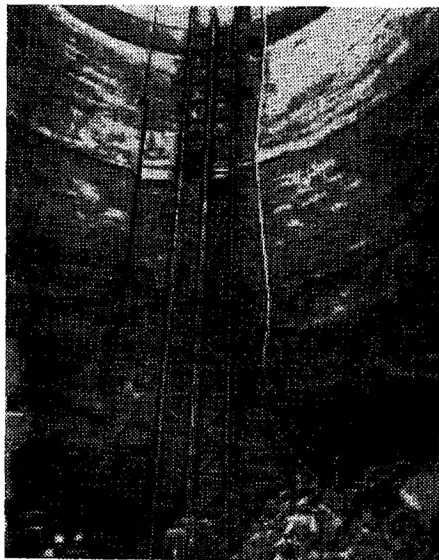


Рис. 10. Ствол шахты подземного хранилища.

тальная мембрана из алюминиевого сплава. Она образует крышу подземного хранилища. Мембрана составлялась из сваренных между собой панелей из алюминиевого сплава.

Уплотняющая и герметизирующая мембрана из алюминиевого сплава в свою очередь опирается на вертикальные ребра, упирающиеся в траншею, которая была заполнена влажным песком и заморожена.

На горизонтальной поверхности кольцевой площади вокруг устья шахты были уложены плиты из пенообразного стекла. Таким образом образовался изолирующий слой, примыкающий к бетонному ободу. Толщина этого слоя изоляции у обода составляет 300 мм. По мере удаления от обода толщина изоляции уменьшается. Так, на расстоянии 9 м от стенки она составляет около 51 мм. Слой пенообразного стекла покрыт песком и гравием, пропитанным битумом.

Хранилище оборудовано распылительным манифольдом для разбрызгивания подаваемого для охлаждения внутренней полости резервуара СПГ. В двух алюминиевых зумпфах в днище резервуара установлены два погружных насоса для откачки СПГ при разгрузке хранилища. Оставшаяся (нерабочая) часть поверхности дна шахты изолирована пластинами из пенообразного стекла толщиной 152,4 мм. Этот непроницаемый для СПГ слой прижат к днищу шахты бетонными блоками.

Испытания полости хранилища на герметичность проводились так же, как и в США.

Одним из преимуществ подземных хранилищ является безопасность и надежность их эксплуатации. Они очень ценны в областях, подверженных землетрясениям. При подземных толчках подземные хранилища повреждаются несравненно меньше, чем наземные. Так, например, при возникновении маленькой трещины в подземном резервуаре она быстро замораживается вследствие наличия грунтовых вод в окружающих горных породах.

В случае пожара на подземном хранилище СПГ бороться с огнем гораздо легче в наземных сооружениях, так как пожарникам приходится работать непосредственно на земле.

Б. А. Узбб¹

СПЕЦИАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ И ЗАГРУЗКИ СНГ В КУВЕЙТЕ

СЫРЬЕ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СНГ

Фирма Кувейт ойл компани производит сжиженный нефтяной газ (СНГ) на экспорт в довольно крупном масштабе. Пропан и бутан с относительно высокой степенью очистки получают путем отстаивания и стабилизации сырой нефти на промыслах, а также в результате перегонки нефти на нефтеперерабатывающем заводе. Из этого СНГ удаляется сера, после чего он проходит дегидратацию для последующего хранения в охлаждающихся хранилищах.

Хранилище имеет четыре емкости: две сферические для хранения газа под давлением и две цилиндрические с двойными стенками, где обеспечивается атмосферное давление. Материал, из которого изготовлены емкости и трубопроводы, рассчитан на эксплуатацию при тем-

¹ Фирма Кувейт ойл компани. № 317.

пературе — 45,6° С. При конструировании хранилища была принята во внимание высокая температура окружающего воздуха в летнее время.

Газообразный продукт охлаждается в холодильной установке, работающей на фреоне, до температуры, поддерживаемой внутри хранилища.

Фирма Кувейт ойл компани имеет в Кувейте установки и технические средства для производства, хранения и транспортировки СНГ, который выпускается в виде пропана и бутана.

Сырьем для получения СНГ являются:

1) газ, получаемый при стабилизации и отстое сырой нефти в сборных пунктах месторождений в Бургане;

2) газ, улавливаемый на нефтеперерабатывающем заводе.

На нефтяных месторождениях последняя ступень понижения давления в процессе стабилизации нефти дает выход газа, содержащего определенное количество бутана и пропана. Этот газ сжимается, и сконденсированная жидкость перекачивается на нефтеперерабатывающий завод, где расположена установка для отделения фракций СНГ.

Конденсированная жидкость содержит 33% пропана и 25% бутана. Пропан и бутан, получаемые на нефтеперегонном заводе, выделяются из газов, образующихся при перегонке нефти. Основным источником пропана и бутана является отходящий газ из стабилизаторов бензина.

Из бензиновой фракции, получаемой в процессе перегонки нефти под атмосферным давлением, отделяется бутан, а отходящий при этом газообразный продукт, содержащий 25% пропана и 70% бутана, целиком конденсируется. Этот продукт и является исходным сырьем для получения СНГ.

Вторым источником получения СНГ на нефтеперерабатывающем заводе является газ, образующийся в дистилляционных башнях, предназначенных для перегонки нефти.

Третьим источником для получения исходного газообразного продукта на нефтеперерабатывающем заводе является стабилизатор каталитического преобразователя бензина.

Эти три вида исходных продуктов совместно с описанными ранее продуктами, получаемыми на нефтяных промыслах, направляются на установку для фракционного отделения СНГ. Здесь в специальных камерах окончательно получают пропан и бутан. Более легкие газы сжигаются на месте, а пентан и более тяжелые продукты в жидком виде направляются в хранилище.

ХРАНИЕНИЕ СНГ

Комплекс хранилищ СНГ в Мина аль Ахмади расположен на территории, непосредственно примыкающей к пирсу. Общий вид территории складского хозяйства с хранилищами показан на рис. 1.

Хранилище состоит из четырех емкостей, суммарный объем которых составляет 55 646 м³. Бутан содержится в двух сферических металлических емкостях, температура внутри которых составляет —6,64° С. Пропан хранится в двух вертикальных металлических цилиндрических емкостях; продукт в них хранится при температуре —45,6° С. Сферические емкости рассчитаны на хранение бутана под давлением 4 кг/см².

Все складское хозяйство обеспечено искусственным охлаждением. Поступающий в хранилище продукт предварительно охлаждается до необходимой температуры и хранится под давлением, близким к атмосферному. Рабочее давление в процессе перекачивания СНГ обычно поддерживается в пределах 254—508 мм вод. ст., т. е. выше атмосферного.

Сферические емкости, предназначенные для хранения бутана, в отдельных случаях используются также и для хранения пропана. Эти

емкости изготовлены из стали марки Т1, которая рассчитана на температуру $-45,6^{\circ}\text{C}$. Каждая сферическая емкость изолирована слоем пенообразного стекла толщиной 76 мм. Изоляционное покрытие крепится бандажами из нержавеющей стали. Оно покрыто слоем краски, предназначенной для защиты изоляционного слоя от атмосферных влияний.



Рис. 1. Общий вид территории хранилища в Мина аль Ахмади.

Пропан хранится в двух цилиндрических емкостях, имеющих двойные стенки. Необычность конструкции объясняется тем, что при полной загрузке емкости в верхней ее части возникает избыточное давление $0,07 \text{ кг/см}^2$.

Пространство между внутренним и внешним корпусами емкости заполнено размолотым перлитом, который служит в качестве изоляционного материала. Здесь постоянно поддерживается давление $50,8 \text{ мм вод. ст.}$ за счет подачи специально осушенного для этой цели сжатого воздуха. Эта мера предосторожности служит для предотвращения проникновения сырости внутрь перлитового слоя.

При эксплуатации более крупногабаритных емкостей применяется гибкая амортизирующая крышка, прикрепленная к внутреннему корпусу. Она предотвращает механическое разрушение перлита при колебаниях температуры внутри емкости.

В случае, если емкости хранилища, эксплуатируемого при температурах ниже -18°C , находятся в непосредственном контакте с грунтом, во избежание нарушения фундаментов необходимо принимать специальные меры для предотвращения промерзания грунта под емкостью. Для этого непосредственно под днищем внутреннего корпуса емкости должен быть поставлен изоляционный слой. Кроме того, под изоляционный слой должен быть насыпан песок толщиной 200 мм. Песчаная подушка должна прогреваться электрическим током. Температуру песка следует постоянно регистрировать самопишущим прибором.

Наружная стенка емкости служит только в качестве опоры для слоя изоляции из порошкообразного материала. Она изготавливается из тонких пластин обычной малоуглеродистой мягкой стали.

Давление в емкости можно регулировать при помощи предохранительного контрольного клапана-разрядника, вмонтированного в противопожарный трубопровод. Через этот контрольный клапан-разрядник выпускаются газообразные продукты испарения СНГ при повышении

температуры и давления в емкости. Контрольные клапаны-разрядники установлены на каждой емкости и отрегулированы с таким расчетом, чтобы срабатывать при повышении давления до 686 мм вод. ст.

Контрольные клапаны-разрядники, устанавливаемые на сферических емкостях, по конструкции не отличаются от описанных клапанов. Однако они рассчитаны на срабатывание при более высоком давлении газообразных продуктов испарения СНГ. Приборы, фиксирующие вакуум, установлены на каждой емкости. Они отрегулированы с таким расчетом, чтобы включаться, когда давление внутри емкости упадет на 152,4 мм вод. ст. ниже атмосферного.

Резервуары оборудованы приборами, фиксирующими уровни жидкости в них.

СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ

Система охлаждения состоит из шести холодильных установок с охлаждаемыми морской водой трубчатыми конденсаторами и трубчатыми теплообменниками, которые предназначены для охлаждения продукта, поступающего в холодильную установку.

Для охлаждения пропана перед введением его в резервуары хранилища используются: холодильная установка, работающая на фреоне 11, с приводом от двигателя мощностью 350 л. с., и две холодильные установки, работающие на фреоне 12, каждая с приводом от мотора мощностью 650 л. с. Бутан перед введением его в резервуары хранилища охлаждается в установке, работающей на фреоне 11, с приводом от мотора мощностью 500 л. с.

Для циркуляции продукции с целью охлаждения емкости хранилища применяется установка, работающая на фреоне 12, с приводом от мотора мощностью 650 л. с.

Для охлаждения продукции, идущей на экспорт, и для охлаждения трубопровода, по которому продукт перекачивается в танкеры, используется установка, работающая на фреоне 12, с приводом от мотора мощностью 750 л. с.

После окончательного осушения пропан и бутан в жидком виде перекачиваются насосами из установки, предназначенной для фракционного разделения СНГ, в хранилища СНГ.

Поток пропана охлаждается до температуры $+1,7^{\circ}\text{C}$ в установке, работающей на фреоне 11, а затем разделяется на два параллельных потока между двумя машинами, работающими на фреоне 12. Здесь температура пропана падает до $-45,6^{\circ}\text{C}$, и продукт поступает в хранилище.

Во всех хранилищах жидкий продукт входит в емкости через верхнюю часть резервуара. Затем СНГ распределяется по всей поверхности резервуара путем распыления. Это позволяет поддерживать равномерную температуру при заполнении резервуаров.

На рис. 2 приводится схема циркуляции и охлаждения пропана и бутана.

Повышение температуры внутри хранилища приводит к потере продукта в результате более интенсивного испарения и удаления газообразных продуктов через отводящее отверстие и через систему контрольных клапанов-разрядников. С этой целью необходимо устанавливать охлаждающую систему на емкости.

Эта машина охлаждает сразу три потока: два из пропановых емкостей хранилища, а третий — либо из одной, либо из двух сферических емкостей для хранения бутана. Потoki циркулирующей жидкости выходят из донных частей резервуаров и возвращаются обратно в резервуар через описанные выше заполняющие распределители. Циркуляция всех потоков обеспечивается тремя работающими раздельно центробежными насосами с производительностью 22,4 л/сек.

Описанная система рассчитана на полное предотвращение утечек пропана и бутана, даже при температурных неблагоприятных условиях, которые характерны для Кувейта в летнее время. При температуре на солнце летом до $+76,7^{\circ}\text{C}$ перепад температур между окружающей средой и внутренней полостью резервуара составляет $104,4^{\circ}\text{C}$. При толщине изоляционного слоя из дробленого вспученного перлита $76,2\text{ мм}$ тепловая утечка продукта даже при кратковременной остановке холодильных установок составила $23,8\text{ м}^3/\text{сутки}$.

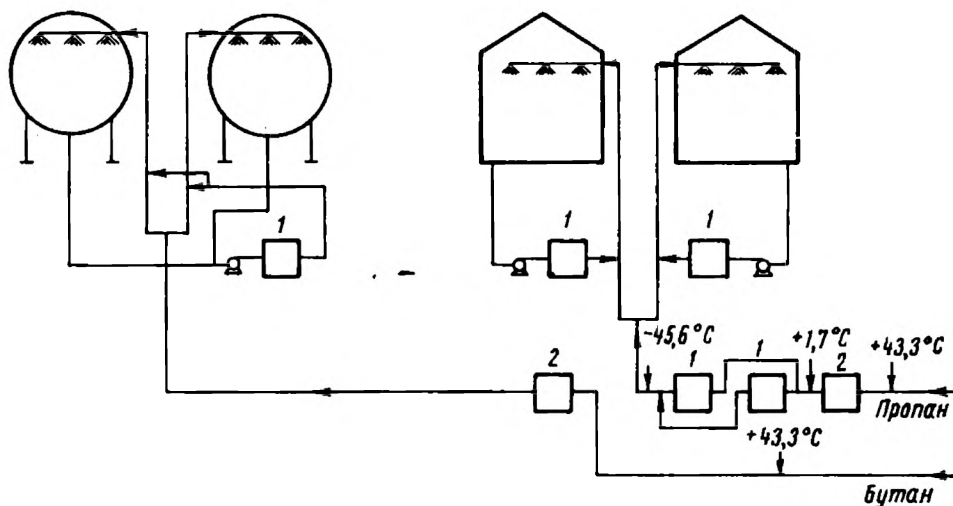


Рис. 2. Схема циркуляции и охлаждения пропана и бутана.

1 — холодильные установки, работающие на фреоне 12; 2 — холодильные установки, работающие на фреоне 11.

Во избежание подобных явлений, а также для увеличения скоростей заполнения резервуаров СНГ к существующей системе улавливания и сохранения перекачиваемого и хранимого продукта добавлена дополнительная система сохранения. Она состоит из компрессора и конденсирующей установки. Всасывающий патрубок этого компрессора вмонтирован в трубопровод, предназначенный для отвода и удаления газообразных продуктов испарения из емкостей для хранения пропана. Когда компрессорная установка не работает, система клапанов-разрядников, контролирующая давление в емкостях, позволяет направлять испаряющийся СНГ по отводящей линии к факелам.

Эта система оборудована специальными предохранительными устройствами, не позволяющими компрессору понизить давление в хранилищах ниже атмосферного, так как в противном случае в емкости образуется вакуум, и воздух будет проникать в систему, отводящую газообразные продукты испарения СНГ.

Размеры холодильных установок и охладительных устройств для этой системы увеличены из-за высокой температуры конденсации в процессе охлаждения. Это определяется температурой морской воды, которая используется в качестве охлаждающей среды на всех установках нефтеперерабатывающего завода в Кувейте. Летом температура морской воды может достигать $+35^{\circ}\text{C}$, а зимой она падает примерно до $+12,8^{\circ}\text{C}$.

ПОГРУЗКА СНГ

Танкеры, перевозящие охлажденный СНГ, причаливают к пирсу, который непосредственно примыкает к территории хранилища.

Главная погрузочная магистраль представляет собой трубопровод диаметром $16''$, изолированный слоем пенообразного стекла толщиной

102 мм. Для того чтобы обеспечить циркуляцию охлажденного продукта через погрузочный трубопровод, смонтирована параллельная возвратная линия диаметром 6", также полностью изолированная.

Перекачиваемый продукт (расход 6,25 л/сек) проходит через холодильную установку, работающую на фреоне 12. Затем он попадает в главный погрузочный трубопровод и, доходя до закрытых погрузочных задвижек у причала танкеров, попадает в циркуляционный трубопровод и возвращается обратно.

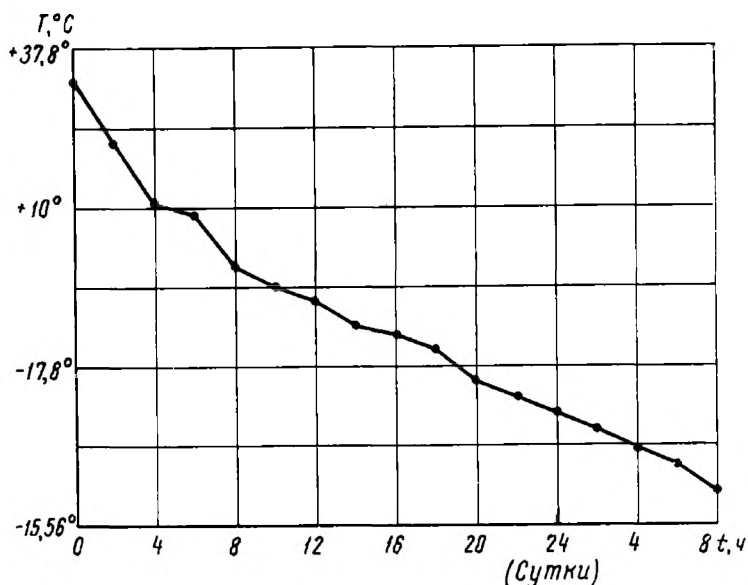


Рис. 3. График процесса охлаждения погрузочного трубопровода. (Перерыв на замену продукта не указан; трубопровод заполнен бутаном).

Подготовка к погрузке начинается с того, что главный погрузочный трубопровод длиной 2745 м заполняется бутаном. Этот трубопровод присоединен к сферической емкости, чтобы можно было снижать давление, поднимающееся в результате нагревания продукта воздушной средой. Находящиеся в трубопроводе газообразные продукты испарения обычно направляются в специальную камеру внутри сферической емкости.

Примерно за двое суток перед началом погрузки СНГ в танкеры холодильная установка, обслуживающая погрузочный трубопровод, начинает охлаждать систему. Бутан начинает циркулировать. Его объем дополнительно увеличивают для компенсации потерь, обусловленных охлаждением продукта.

Когда температура возвратного трубопровода достигает -29°C бутан в трубопроводе заменяется пропаном, а бутан возвращается обратно в сферическую емкость. После полной замены бутана пропаном продолжается дальнейшее охлаждение линии погрузочного трубопровода путем циркуляции пропана. Это происходит до тех пор, пока температура потока пропана, возвращающегося по обратной циркуляционной линии, снизится до $-41,7^{\circ}\text{C}$.

Примерно за 1 ч до начала погрузки танкера в емкости, из которой должен откачиваться продукт, замеряется уровень последнего. График процесса охлаждения погрузочного трубопровода приведен на рис. 3, а схема системы погрузочного трубопровода — на рис. 4.

Параллельно с главным погрузочным трубопроводом и трубопроводом для обратной циркуляции продукта проложена третья линия, предназначенная для возвращения газообразных продуктов испарения СНГ, образующихся в процессе погрузки танкера в его рабочих емко-

стях. Эти продукты испарения СНГ могут быть направлены обратно в емкости хранилища и сжижены там. Если количество возвращающихся газообразных продуктов испарения слишком велико, а также температура продукта очень высока и продукция загрязнена, их сжигают.

После того как танкер причалит к пирсу, его загрузочный манифольд присоединяют к трем линиям берегового трубопровода. Для

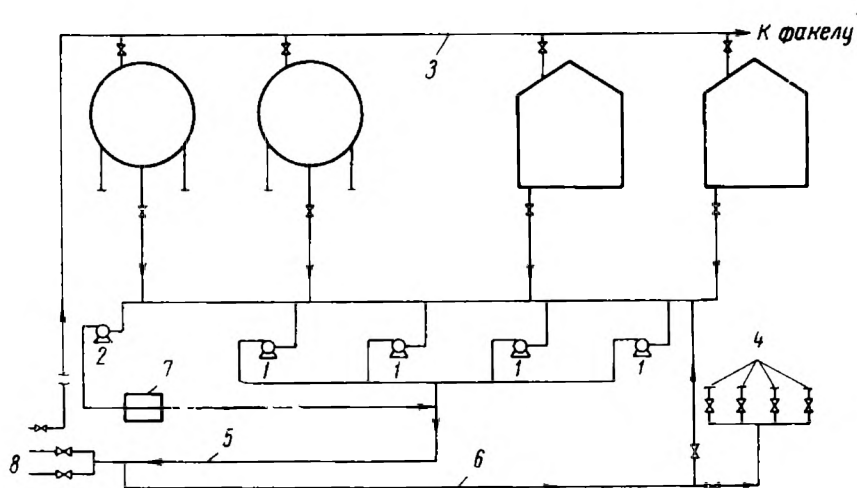


Рис. 4. Схема системы погрузочного и возвратного трубопроводов. 1 — погрузочные рабочие насосы; 2 — циркуляционный насос; 3 — трубопровод для возвращения газообразных продуктов испарения СНГ; 4 — раздаточный коллектор для заполнения емкостей хранилища; 5 — главный погрузочный трубопровод; 6 — трубопровод для возврата продукта при циркуляции во время охлаждения; 7 — холодильная установка главного трубопровода, работающая на фреоне 12; 8 — раздаточный коллектор на пирсе для загрузки танкеров.

этого используются 8" шланги из специальной синтетической резины, предназначенные для перекачки СНГ под давлением 21 кг/см^2 при температуре $-45,6^\circ \text{C}$.

Прежде чем приступить к загрузке рабочих емкостей танкера, их некоторое время охлаждают. Хотя на дне рабочих емкостей всегда остается некоторое количество СНГ, их стенки имеют более высокую температуру по сравнению с СНГ. Пока охлаждается главный береговой погрузочный трубопровод, небольшое количество циркулирующего в нем СНГ вводится в рабочие емкости танкера через распылительный коллектор для охлаждения. Затем эта часть продукта удаляется из рабочих емкостей через всасывающий патрубок.

Как только рабочие емкости охладятся до требуемой температуры, начинается загрузка рабочих емкостей танкера пропаном. Сначала работает один насос, обеспечивающий до этого циркуляцию СНГ в трубопроводе. Производительность его составляет 100 т/ч . После этого включаются один за другим еще четыре насоса. Максимальная суммарная производительность их составляет около 1000 т/ч .

После заполнения рабочих емкостей эти четыре насоса останавливают и возобновляют перекачивание пропана по циркуляционной линии трубопровода одним насосом. В процессе циркуляции пропан заменяется бутаном и начинается его погрузка по той же технологической схеме.

ТАНКЕРЫ И БЕРЕГОВЫЕ ХРАНИЛИЩА СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ФИРМЫ БРИДЖСТОУН

В статье описываются в общем виде танкеры, применяемые в Японии для морских перевозок сжиженного нефтяного газа (СНГ), а также береговые базы для хранения СНГ.

ТАНКЕРЫ ДЛЯ МОРСКИХ ПЕРЕВОЗОК СНГ

Первый танкер, построенный по патентам фирмы Конч, получил название «Бриджстоун Мару» (рис. 1). Это был очень дорогой танкер, так как при его сооружении пришлось выполнить очень жесткие требования Классификационного общества. Кроме того, строительство танкера потребовало создания новых материалов и оборудования.

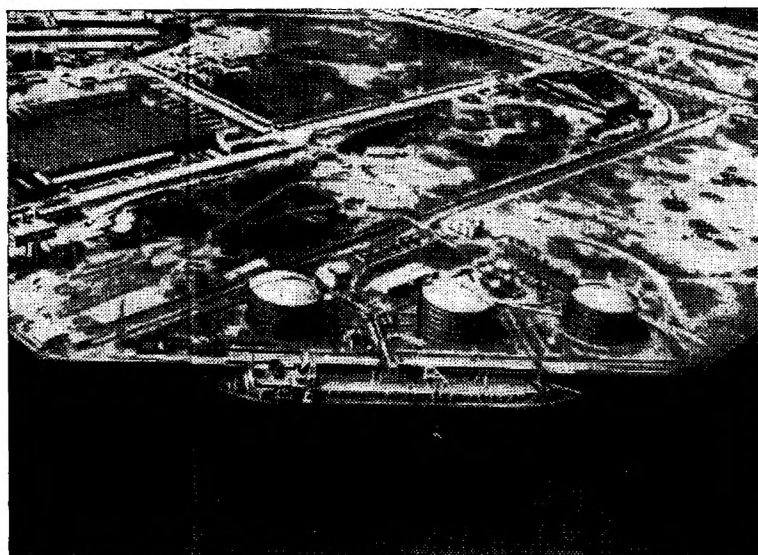


Рис. 1. Береговая база для хранения СНГ в г. Кавасаки и танкер «Бриджстоун Мару».

В дальнейшем технический прогресс позволил облегчить и упростить конструкцию первого танкера. При сооружении второго танкера, получившего название «Бриджстоун Мару II» (рис. 2), удалось значительно сократить строительные затраты за счет новых методов проектирования и конструирования, а также упрощения требований техники безопасности. Новые удачные конструктивные решения части оборудования, применяемого на танкере, позволили поставщикам снизить его стоимость. Это также способствовало уменьшению общих строительных затрат.

Сейчас строится уже новый (третий) танкер, предназначенный для морских перевозок СНГ. Его конструкция во многом основана на наших собственных идеях и соображениях²; особенно это относится к рабочим емкостям для перевозки бутана. Кроме того, фирма Бриджстоун ведет научно-исследовательскую работу в области использования тех же новых методов при сооружении рабочих емкостей танкера, предназначенных для хранения и перевозки пропана в жидком виде.

¹ Директор фирмы Бриджстоун ликвифайт. № 318.

² Имеется в виду фирма Бриджстоун. — Прим. ред.

При сооружении третьего танкера нам удалось значительно снизить строительные затраты (табл. 1 и 2).

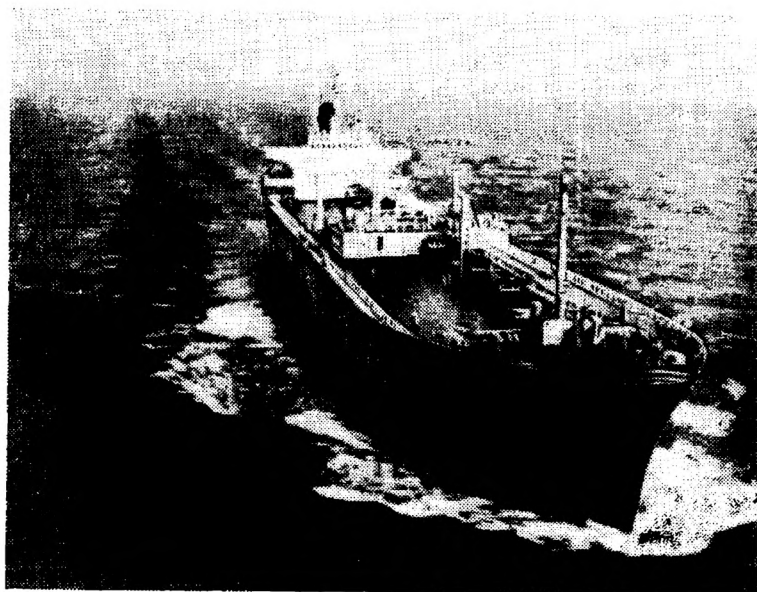


Рис. 2. Танкер «Бриджстоун Мару II» в открытом море.

Таблица 1

Основные технические данные танкеров

Показатели	Танкер «Бриджстоун Мару»	Танкер «Бриджстоун Мару II»	III танкер
Длина, м	175	178	180
Ширина, м	25,0	27,5	29,0
Осадка, м	16,7	18,3	18,0
Осадка с полным грузом, расчетная, м	9,3	9,7	9,6
Водоизмещение, т	20 516	23 785,85	Около 27 500
Общий вес с грузом, т	25 626,6	29 470	Около 33 800
Классификационное общество	ABS	NK	NK
Мощность главного привода, л. с.	13 000	11 600	11 200
Скорость хода с грузом, км/ч	29,4	27,4	27,4
Число рабочих емкостей	4 (пропан)	4 (пропан)	1 (пропан) и 3 (бутан)
Суммарный объем рабочих емкостей, м ³	28 875 (пропан)	36 008 (пропан)	36 580 (бутан) 10 140 (пропан)

Таблица 2

Строительные затраты на сооружение танкеров

Танкер	Ввод в эксплуатацию	Суммарный объем груза, т	Строительные затраты	
			общие затраты, долл.	удельная стоимость, долл/т
I	Январь 1962 г.	16 400	9 500 000	580
II	Ноябрь 1964 г.	20 700	7 100 000	343
III	Март 1966 г. (по плану)	27 400	5 300 000	193

Танкер «Бриджстоун Мару»

Танкер имеет двойной корпус. Три рабочие емкости установлены независимо друг от друга на двойное днище с опорной тепловой изоляцией. Рабочие емкости для устойчивости (особенно при качке)

укреплены в верхней и нижней частях шпоночными клиньями. Наружная поверхность рабочих емкостей покрыта слоем тепловой изоляции.

В случае испарения находящегося в рабочих емкостях танкера жидкого пропана или бутана, газообразные продукты по специальному трубопроводу направляются в установку для повторного сжижения, смонтированную на палубе. Сжиженные и охлажденные продукты испарения возвращаются обратно в рабочие емкости через специальные клапаны.

Инертный газ циркулирует во внутренней полости корпуса в пространстве между покрытыми тепловой изоляцией рабочими емкостями и вторичным барьером изоляции с целью предотвращения какого бы то ни было испарения газа из рабочих емкостей и образования в результате этого взрывчатой смеси.

За время эксплуатации танкера в течение примерно трех лет оборудование из строя не выходило, за исключением рабочего насоса. Место поломки удалось установить не сразу. Только после третьего осмотра танкера обнаружили повреждение подшипникового узла насоса. По единодушному мнению многих специалистов, причиной поломки явилось чрезмерно большое содержание воды и различных примесей в СНГ, а также увеличение зазора между элементами подшипникового узла в насосе. Однако основной причиной выхода насоса из строя все же, видимо, следует признать неудачный выбор материала для подшипникового узла.

Танкер «Бриджстоун Мару II»

Конструкция танкера «Бриджстоун Мару II» в принципе аналогична первой. Основные причины уменьшения затрат на сооружения второго танкера заключались в следующем.

1. Опыт эксплуатации первого танкера позволил внести в проект постройки второго танкера соответствующие коррективы экономического порядка.

2. Благодаря техническому прогрессу появилась возможность использовать для строительства танкера «Бриджстоун Мару II» более экономичные строительные материалы; кроме того, подавляющее большинство оборудования танкера было отечественного производства.

3. Объем каждой рабочей емкости был увеличен, так как танкер «Бриджстоун Мару II» имел одинарный корпус; в боковых верхних частях корпуса были установлены необходимые балластные емкости.

4. Требования и правила корабельных Классификационных обществ стали более мягкими.

5. Сборка и монтаж рабочих емкостей были осуществлены непосредственно внутри корпуса танкера, благодаря чему сократилось время стоянки строящегося танкера на верфи; соответственно снизились затраты, связанные с оплатой труда строителей.

6. Система трубопроводов и часть оборудования были значительно упрощены; некоторое оборудование было вообще исключено.

Третий танкер

Накопленный опыт позволил спроектировать третий танкер для перевозки СНГ с учетом всех особенностей предыдущих конструкций.

Первый и второй танкеры для перевозки СНГ проектировались с расчетом на перевозку пропана. Однако, как известно, СНГ состоит не только из пропана (точка кипения составляет $-41,07^{\circ}\text{C}$), но также из изобутана (точка кипения равна $-11,73^{\circ}\text{C}$), нормального бутана (точка кипения составляет $0,5^{\circ}\text{C}$) и их смеси. Кроме того, может возникнуть необходимость в перевозке и более тяжелых углеводородных

соединений, чем бутан. Поэтому при проектировании третьего танкера ориентировались на менее жесткий эксплуатационный температурный режим рабочих емкостей, который не отличается от температурного режима танкеров, перевозящих бензин в бассейне Северного Ледовитого океана в зимнее время.

Таким образом, при строительстве третьего танкера отпала необходимость в приспособлениях и средствах для борьбы с тепловым расширением и усадкой корпусов рабочих емкостей.

Некоторые конструктивные элементы и детали корпуса танкера (продольные и поперечные перегородки, перемычки и т. д.) были расположены внутри рабочей емкости и находились в непосредственном соприкосновении с жидким грузом. Правда, при этом может возникнуть дополнительное испарение жидкого охлажденного продукта и образование газообразных продуктов, вызванное проникновением тепла через подвергающиеся нагреванию элементы и детали конструкции корпуса танкера. Но это явление можно довольно легко предотвратить.

В случае надобности рабочие емкости строящегося танкера можно использовать также и для балластной воды.

На третьем танкере установлены составные рабочие емкости. Суммарный объем емкостей для бутана составляет 36 580 м³, а для пропана 10 140 м³.

По конструкции третий танкер очень похож на обычные нефтеналивные танкеры (система перекачки и т. д.). Кроме того, затраты на сооружение их и стоимость фрахта примерно одинаковы.

БЕРЕГОВЫЕ БАЗЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СНГ

В целях экономичности при сооружении береговых баз для хранения СНГ необходимо обращать особое внимание на следующие факторы: аренду земельного участка, средства причаливания и швартовки танкеров, железнодорожные подъездные пути, грунтовые и шоссейные дороги, состояние грунта данного участка, а также на специальное оборудование для приема, перекачки и хранения СНГ.

В табл. 3 приведены затраты на сооружение различных береговых баз для хранения СНГ.

Таблица 3

Город	Объем емкости, т	СНГ	Строительные затраты, долл.					удельная стоимость, долл/т
			емкость		оборудование	причал, ж/д путь, здание конторы	всего	
			фундамент	корпус емкости				
Кавасаки	12 000	П	200 000	1 200 000	1 200 000	900 000	3 500 000	97
	12 000	П						
	12 000	П						
Осака	10 800	П	450 000	550 000	400 000	500 000	1 900 000	79
	10 800	Б						
	2 400	П						

Примечание. П — пропан, Б — бутан.

Как видно из табл. 3, строительные затраты при сооружении хранилища СНГ в г. Осака оказались значительно ниже, чем при постройке береговых баз в г. Кавасаки.

Береговая база для хранения СНГ в г. Кавасаки

Схема трубопроводов и коммуникаций приводится на рис. 3. В табл. 4 дается перечень основного оборудования берегового хранилища СНГ в г. Кавасаки.

Основное оборудование хранилища СНГ в г. Kawasaki

Обозначение на рис. 4	Оборудование	Характеристика
TK-1	Емкость для хранения пропана при низкой температуре	12 000 т
TK-2	То же	12 000 т
TK-3	» »	12 000 т
TK-4	Емкость для хранения пропана под высоким давлением	100 т
TK-5	Емкость для хранения бутана под высоким давлением	200 т
TK-6	Емкость для хранения смеси СНГ под высоким давлением	100 т
TK-7	То же	100 т
TK-8	» »	100 т
P-1	Насос для нагнетания пропана	40 т/ч
P-2	То же	20 т/ч
P-3	» »	20 т/ч
P-4	Насос для нагнетания бутана	20 т/ч
P-5	То же	20 т/ч
P-6	» »	20 т/ч
P-7	Насос для смешивания пропана	30 т/ч
P-8	Насос для смешивания бутана	30 т/ч
P-9	Насос для подачи смеси бутана и пропана	30 т/ч
P-10	То же	30 т/ч
P-11	» »	30 т/ч
P-11	» »	30 т/ч
P-13	Насос для перекачивания морской воды	30 квт
P-14	Насос для перекачивания морской воды	15 квт
P-15	Насос для перекачивания этиленгликоля	30 квт
P-16	То же	30 квт
H-1	Прямоточный подогреватель пропана	—
H-2	Промежуточный подогреватель пропана	—
H-3	Промежуточный подогреватель бутана	—
H-4	Подогреватель этиленгликоля	—
C-1	Компрессор для сжатия газообразного пропана	230 квт
C-2	То же	55 квт
C-3	» »	55 квт
C-4	Компрессор для сжатия газообразного бутана	110 квт
C-5	То же	15 квт
C-6	» »	15 квт
S-1	Конденсатор пропана	—
S-2	Конденсатор бутана	—
M	Установка для смешивания пропана с бутаном	—
B-1	Нагнетатель для подачи пропана	22 квт
B-2	Нагнетатель для подачи бутана	44 квт
A	Танкер у причала	—
D	Механические мастерские	—
C	Воздухоочистительная (дезодораторная) установка	—
P	Пропан	—
B	Бутан	—

Для погрузки и приема СНГ на береговом хранилище сооружены основная и вспомогательная системы трубопроводов.

Погрузка СНГ ведется следующим образом. Пропан и бутан, предварительно подогретые, подаются в жидком виде под давлением рабочими насосами из емкостей хранилища в промежуточные емкости, находящиеся под высоким давлением. После этого их перемешивают в определенном соотношении в зависимости от времени года, пропуская смесь через специальную установку. Затем смесь перекачивают в рабочие емкости танкера.

В период пик для ускорения погрузки СНГ производят как по основной линии при помощи нагнетательных высоконапорных насосов, так и по вспомогательной линии.

Установка берегового хранилища для подогрева также имеет основную и вспомогательную системы. Основная система представляет собой работающую на морской воде установку открытого типа; вспо-

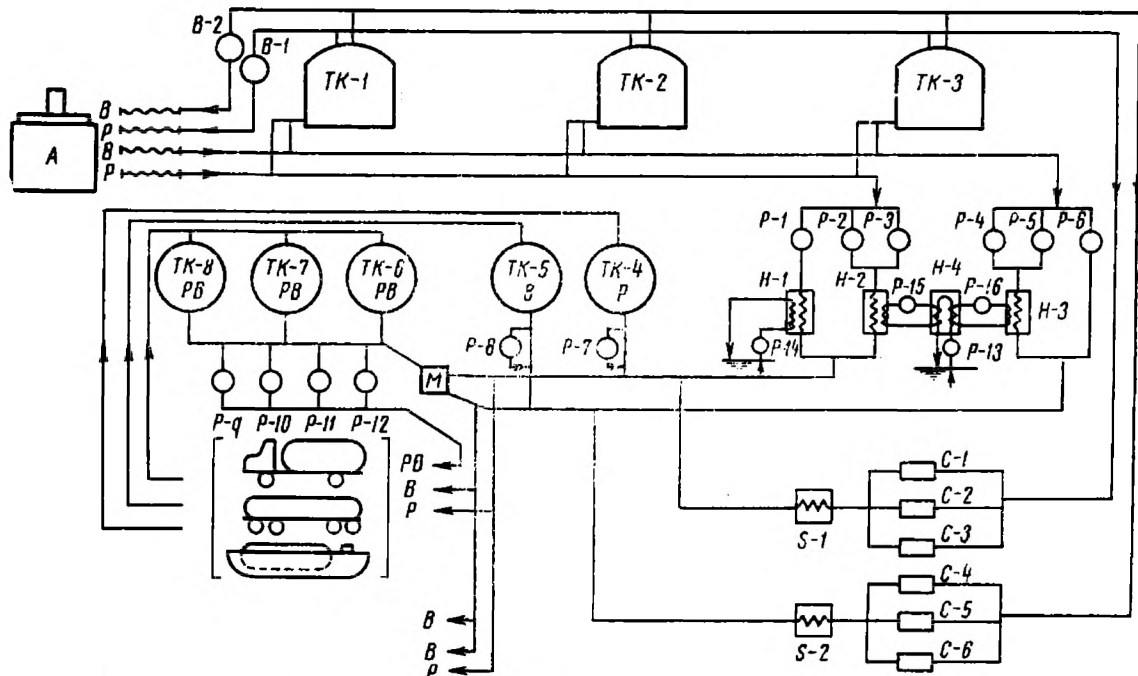


Рис. 3. Схема трубопроводов и коммуникаций берегового хранилища СНГ в г. Kawasaki.

мощная система работает как на морской воде, так и на этиленгликоле.

При работе обогревателя открытого типа опасались образования ледяного покрова на обогревательной трубе. Однако результаты работы этого агрегата оказались вполне удовлетворительными (рис. 4).

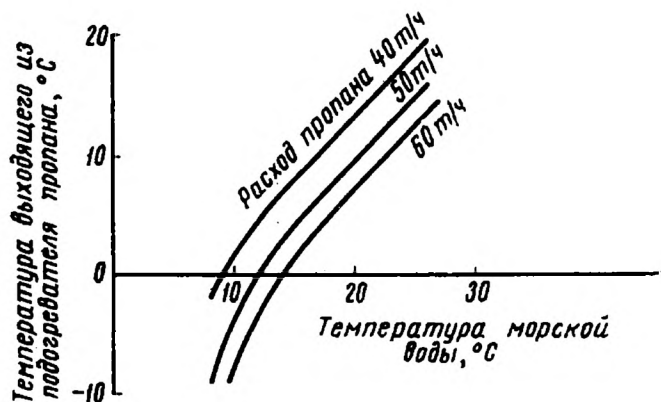


Рис. 4. Эксплуатационная характеристика работы обогревателя открытого типа для пропана. Общие данные работы обогревателя: минимальная температура морской воды $+7^{\circ}\text{C}$; расход морской воды через подогреватель $360 \text{ м}^3/\text{ч}$; площадь поверхности теплообмена 120 м^2 .

Образовавшиеся в процессе испарения СНГ газообразные пропан и бутан отбираются из охлажденных емкостей хранилища и отдельно повторно сжижаются компрессорами. После этого их доводят до нормальной температуры и под высоким давлением направляют в промежуточные емкости в виде СНГ.

Береговая база для хранения СНГ в г. Осака

Береговое хранилище в г. Осака (рис. 5) было сооружено фирмой Ишикавайима харима хэви индастриз с учетом опыта эксплуатации хранилища в г. Kawasaki. Принципиальная схема трубопроводов и коммуникаций приведена на рис. 6, а перечень оборудования берегового хранилища — в табл. 5.

Основное оборудование хранилища СНГ в г. Осака

Обозначение на рис. 6	Оборудование	Характеристика
ТК-1	Емкость для хранения пропана при низкой температуре	10 800 т
ТК-2	То же	2 400 т
ТК-3	Емкость для хранения бутана при низкой температуре	10 800 т
ТК-4	Емкость для хранения пропана под высоким давлением	20 т
Р-1	Насос для нагнетания пропана	30 т/ч
Р-2	То же	30 т/ч
Р-3	» »	30 т/ч
Р-4	Насос для нагнетания бутана	30 т/ч
Р-5	То же	30 т/ч
Р-6	» »	30 т/ч
Р-7	Насос для откачивания конденсатора	0,5 т/ч
Р-8	Насос для перекачивания морской воды	75 квт
Р-9	То же	75 квт
С-1	Компрессор для повторного сжижения	65 квт
С-2	То же	65 квт
Е-1	Установка для охлаждения бутана	—
Н-1	Установка для подогрева пропана	—
Н-2	Установка для подогрева бутана	—
С-1	Конденсатор для повторно сжиженного газа	—
С-2	Уравновешивающий баланс-конденсатор газа	—
М	Установка для смешивания бутана с пропаном	—
А	Танкер у причала	—
В	Бутан	—
Р	Пропан	—

Основные особенности берегового хранилища в г. Осака следующие.

1. Фундаменты оснований хранилища установлены на бетонных брусках, что объясняется состоянием грунта на данном участке.

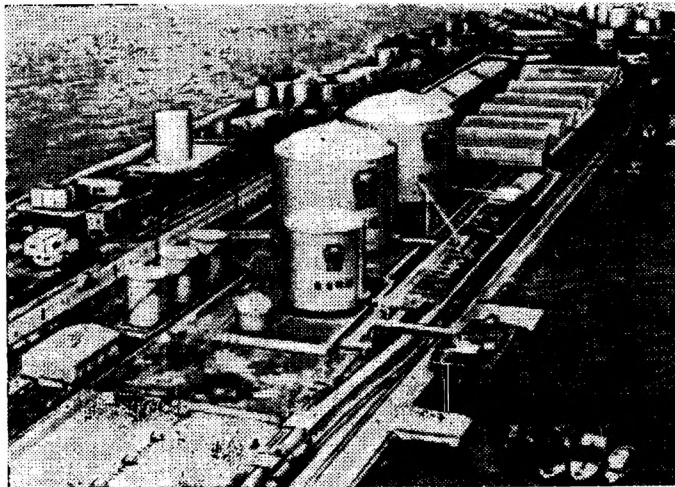


Рис. 5. Общий вид берегового хранилища СНГ в г. Осака.

2. Погрузка СНГ осуществляется по схеме прямого потока: СНГ под большим давлением пропускается через смесительную установку, а затем непосредственно в рабочие емкости танкера. Таким образом, необходимость в каких-либо промежуточных емкостях отпадает.

3. Для подогрева пропана и бутана применяется специальная обогревательная установка, работающая на морской воде.

4. Наружное изоляционное покрытие установки для повторного сжижения испарившегося продукта и система трубопроводов упрощены за счет использования системы сверхохлаждения. Система сверхохлаж-

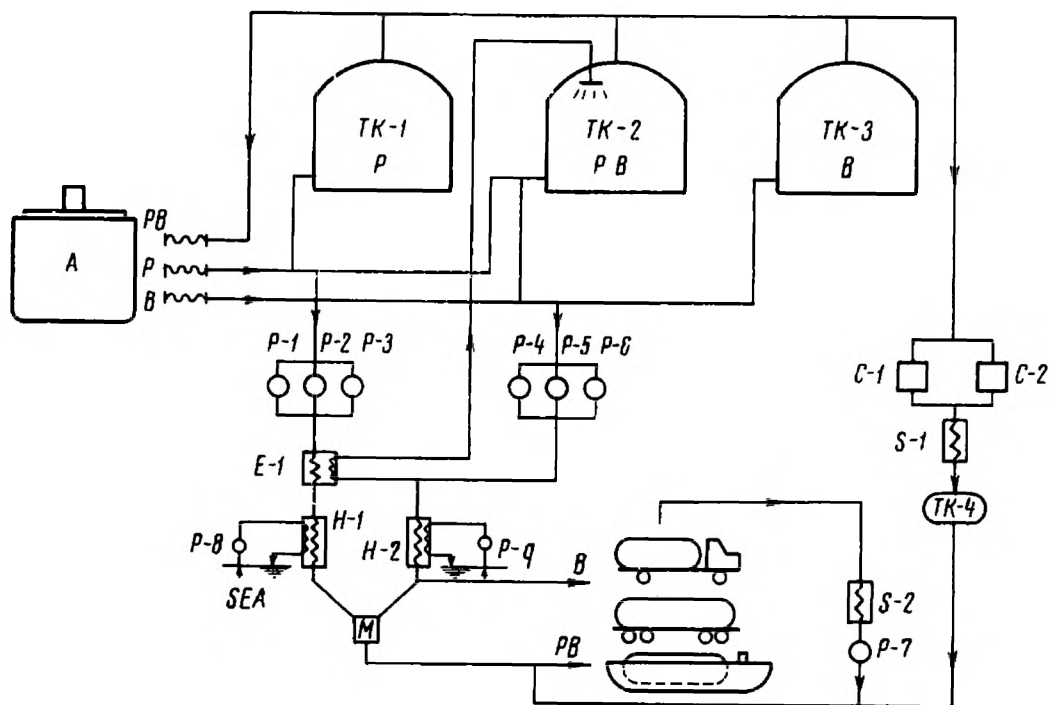


Рис. 6. Принципиальная схема трубопроводов и коммуникаций берегового хранилища СНГ в г. Осака.

дения бутана весьма эффективна, так как она позволяет уменьшить расход энергии, необходимой для повторного сжижения газообразных продуктов испарения СНГ (рис. 7).

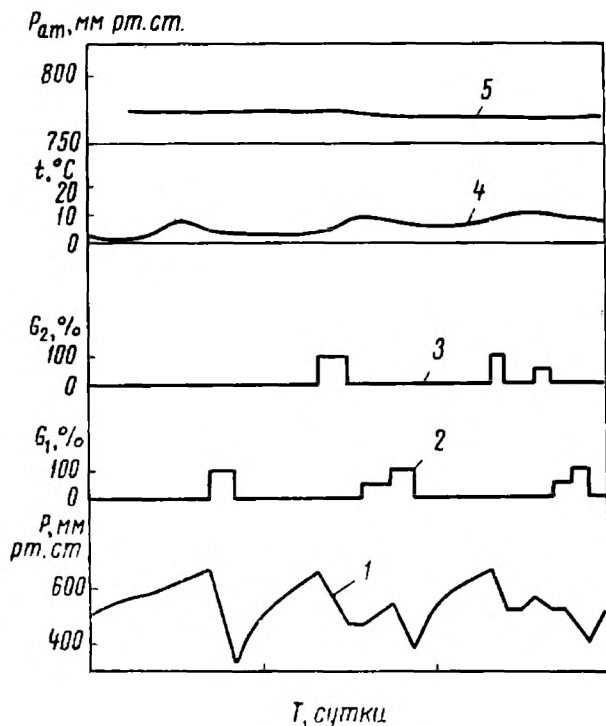


Рис. 7. Рабочий график эксплуатации емкостей берегового хранилища СНГ (суммарный объем жидкого продукта 18 000 м³; суммарный объем газообразного продукта 22 000 м³; общий суммарный объем 40 000 м³):
1 — давление p в емкости; 2 — загрузка G_1 компрессора; 3 — загрузка G_2 установки для сверхохлаждения газа; 4 — атмосферная температура, t ; 5 — атмосферное давление, p .

5. Для поддержания давления газообразных продуктов испарения на должном уровне во время заполнения различного рода цистерн и

танкеров малого каботажа применяется уравнивающий компенсатор газа, который также позволяет ускорить процесс погрузки СНГ.

Конструкции береговых хранилищ продолжают совершенствоваться. Изучается возможность применения емкостей с одинарным корпусом, покрытых снаружи или изнутри тепловой изоляцией. Такие емкости по конструкции приближаются к обычным емкостям, устанавливаемым на любых нефтехранилищах. Ведутся также исследования в области создания подземных бетонных емкостей. Разработан плавающий шланг, который позволит осуществлять погрузочно-разгрузочные операции на танкере, не подходя к причалу.

Д. Галлус и С. Х. Хэншелл

ЧЕТЫРЕХТАКТНЫЕ ДИЗЕЛИ, РАБОТАЮЩИЕ НА ТОПЛИВЕ ДВУХ ВИДОВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ СИЛОВЫХ УСТАНОВОК ТАНКЕРОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ МЕТАН¹

ВВЕДЕНИЕ

В целях эффективного использования испаряющийся при перевозке сжиженный газ целесообразно использовать как топливо в силовой установке судна. Так как четырехтактные дизели со средним числом оборотов начинают все шире применяться в силовых установках морских судов, интересно рассмотреть способы приспособления их для работы на природном газе.

Природный газ можно сжигать в двигателе внутреннего сгорания, в газомоторе с использованием искрового зажигания и в дизелях, работающих на двух видах топлива.

Второй способ имеет ряд преимуществ и представляет определенный интерес для использования на танкерах, перевозящих метан.

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

Двигатели внутреннего сгорания, работающие на природном газе, применяются давно. Сначала они не имели наддува, и в струю всасываемого воздуха через патрубок с регулируемым клапаном для изменения степени насыщения смеси просто добавлялся газ. Для того чтобы избежать детонации при сжатии, уменьшали степень сжатия до минимума.

Установить приспособление для введения газа во всасывающий коллектор, применяемое в двигателях без наддува, в двигателях с наддувом было нельзя, так как терялось бы большое количество газа в период, когда одновременно открыты впускной и выпускной клапаны.

При работе двигателей на природном газе очень важно поддерживать степень насыщения смеси топливом в определенных пределах. Для достижения большей мощности при применении турбокомпрессора многое зависит от эффективности продувки.

Более того, при работе на смешанном топливе с переменной нагрузкой очень важно установить дроссели, регулирующие количество подводимого воздуха, в такое положение, чтобы обеспечить соответствующую степень насыщения смеси.

И, наконец, чтобы двигатель приспособить для работы либо на газе, либо на жидком топливе, либо на их смеси в различных пропорциях, нужно усовершенствовать регулятор числа оборотов.

¹ N 309 бис.

КОНСТРУКЦИЯ

Устройство и управление газовым клапаном.

Газовые клапаны могут быть различной конструкции. Он может открываться либо во впускной канал, либо непосредственно в камеру сгорания. Во втором случае его необходимо устанавливать в крышке цилиндра.

Выбор схемы установки зависит от конструкции двигателя и системы управления газовым клапаном. Если отверстие в клапане имеет постоянное сечение, то для регулирования количества впускаемого газа нужно специальное устройство; сечение отверстия в клапане можно изменять в зависимости от нагрузки при помощи, например, гидропривода.

Как в двигателях компании «Кроссли», так и в двигателях компании С.Е.М.Т. установлены газовые клапаны с постоянным сечением отверстия. Количество газа, впускаемого за каждый цикл, регулируется изменением давления газа перед клапаном в зависимости от нагрузки, переменной положения дополнительного клапана, называемого клапаном управления впуском газа, механизм управления которого связан с регулятором числа оборотов.

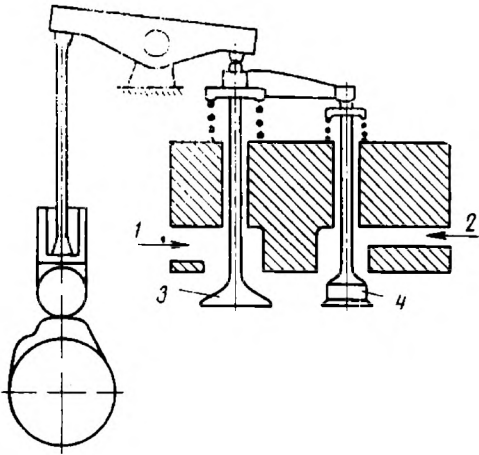


Рис. 1. Схема привода газового клапана.
1 — воздух; 2 — газ; 3 — впускной клапан;
4 — газовый клапан.

Поскольку эти двигатели имеют много цилиндров, клапан управления впуском газа устанавливают на каждый, для того чтобы двигатели без опоздания реагировали на переменные нагрузки.

Газовый клапан приводится в действие либо при помощи дополнительного кулачка и коромысла, либо, если он расположен относительно близко от впускного клапана, при помощи клапанного коромысла самого впускного клапана, но с использованием кулачка особой формы. В двигателе «Кроссли», работающем на топливе двух видов, газовый клапан приводится в действие отдельным кулачком и коромыслом. Этот двигатель имеет по одному впускному и одному выпускному клапану на каждый цилиндр.

В крышке цилиндра двигателя С.Е.М.Т. модели РС2 расположены клапаны: два выпускных, два впускных, предохранительный и пусковой. Для этого двигателя принята схема, при которой газовый клапан приводится в действие коромыслом впускного клапана (рис. 1). Для того чтобы избежать потерь газа во время продувки при такой схеме, необходимо несколько уменьшить проходное сечение клапана и использовать экранированный газовый клапан, который предотвращает вход газа в цилиндр до закрытия выпускного клапана при частично открытом впускном клапане.

Так как в крышке цилиндра имелось много клапанов, было решено применить пусковой клапан, приводимый в действие коромыслом впускного клапана и осуществляющий впуск газа при работе двигателя. Этого удалось добиться при помощи схемы со скользящими плунжерами. Газ вводится через впускной патрубок и проходит через отсечный газовый клапан и регулировочное окно в камеру. Расход газа регулируется открытием окна. Для этого вращают валик посредством рычага, связанного с регулятором числа оборотов. Для того чтобы попасть в камеру, газ должен поднять пластинчатый клапан, имеющий слабую пружину. Если в результате какой-либо неисправности в каме-

ре создается избыточное давление, пластинчатый клапан перекрывает регулировочное окно и передвигает весь регулировочный узел вправо, преодолевая давление пружины и прекращая подачу газа при помощи клапана. Подачу газа можно восстановить установкой выключающего механизма в первоначальное положение вручную. В схеме имеется также предохранительный клапан.

Воздух для впуска двигателя по патрубку входит в камеру, создавая в ней определенное давление. Из этой камеры он проходит к распределительному клапану и возвращается в цилиндр, проходя через камеру. Как только приводится в действие распределительный клапан, под давлением в камере плунжер двигается влево, перекрывая отверстие для газа, через которое он выходит из камеры в цилиндры, когда двигатель работает. Уплотнение между газовой и воздушной камерами запуска обеспечивается благодаря прижатию плунжера к уплотнительному кольцу, когда в цилиндр подается воздух при пуске двигателя или к уплотнительному кольцу, когда воздух для пуска в цилиндры не подается.

В двигателе модели РА4 газовый клапан размещен в крышке цилиндра. Он открывается во впускной канал непосредственно перед клапанами. Кулачок впускного клапана, который посредством дополнительного рычага открывает и газовый клапан, имеет несколько иную форму по сравнению с показанным на рис. 1, для того чтобы обеспечить вход газа в цилиндр.

Б. Впускной коллектор.

Регулирование количества воздуха, поступающего в цилиндры, в зависимости от нагрузки возможно по трем схемам:

- а) дроссель на входе турбокомпрессора;
- б) дроссель на выходе турбокомпрессора;
- в) отдельные дроссели на каждом цилиндре, установленные непосредственно перед впускными клапанами.

В первой схеме не нарушается пульсационная характеристика турбокомпрессора. Однако поскольку большой дроссель приходится устанавливать на некотором расстоянии от регулятора числа оборотов, то управлять им трудно. Кроме того, увеличивается время, необходимое для того, чтобы двигатель прореагировал на резкое изменение нагрузки. Это время зависит от емкости всасывающей трубы за дросселем. Вторая схема не имеет преимуществ первой, но имеет тот же недостаток, хотя при ней несколько сокращается время, необходимое для реакции двигателя на внезапное изменение нагрузки благодаря уменьшению объема коллектора между дросселем и крышкой цилиндра.

Третья схема, конечно, самая дорогостоящая. Как и во второй, в ней возможны нарушения пульсационной характеристики турбокомпрессора. К преимуществам ее относится мгновенная реакция двигателя на изменение нагрузки.

В то время, когда впускные клапаны закрыты, давление воздуха, находящегося в пространстве между заслонкой и впускным клапаном, может возрасти до давления нагнетания турбокомпрессора, которое выше нуля. Когда клапаны открываются в первый раз, воздух, находящийся в этом пространстве, под давлением входит в камеру сгорания и вытесняет отработанные газы, которые все еще находятся там. Затем, когда поршень начинает опускаться, перепад давления на дросселе позволяет получить разрежение, необходимое для устойчивой работы двигателя при пониженной нагрузке.

Как в двигателе модели РА, так и в двигателе модели РС2 приняты именно эти схемы.

Управление дросселями осуществляется либо непосредственно регулятором числа оборотов, либо дистанционно при помощи серводвигателя.

Если двигатель входит в дизель-генераторную установку переменного тока (т. е. работает при постоянных числе оборотов и отношении впрыскиваемого топлива к объему газо-воздушной смеси), применяется первая схема. Однако если двигатель используется в силовой установке танкера, транспортирующего метан, определить заранее зависимость между нагрузкой и положением механизма регулирования рабочей смеси невозможно, поскольку неизбежны изменения давления подаваемого газа. Тогда подходит только вторая схема. Именно она и применена в двигателях модели РС2.

Впрыск.

Для сгорания газо-воздушной смеси необходимо впрыснуть в цилиндр очень небольшое количество жидкого топлива, которое при сжатии и вызывает воспламенение (вспомогательный впрыск). На практике вспомогательный впрыск жидкого топлива вызывает определенные трудности:

- а) необходимо регулярное отмеривание и подача при каждом ходе поршня очень малого количества жидкого топлива,
- б) форсунка должна достаточно охлаждаться, чтобы игла клапана нормально работала.

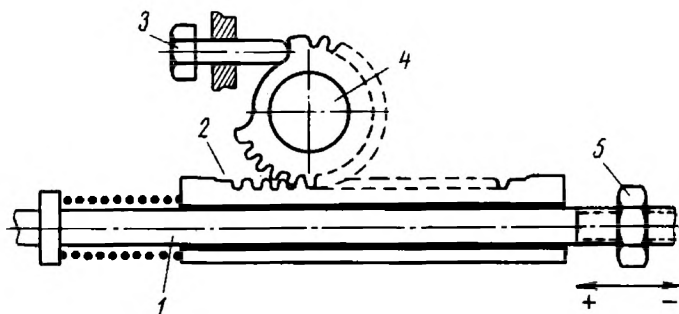


Рис. 2. Схемы системы регулирования топливного насоса двигателя модели РС (вспомогательного впрыска и максимальной производительности).

1 — механизм регулирования насоса; 2 — зубчатая рейка насоса; 3 — регулирование вспомогательного впрыска; 4 — плунжер насоса; 5 — гайка регулирования максимальной производительности.

Первая трудность обусловлена тем, что количество впрыскиваемого жидкого топлива составляет примерно 5% от обычно впрыскиваемого при полной нагрузке и работе двигателя на дизельном топливе, а поэтому ход плунжера должен составлять всего 5% от хода при полной нагрузке. В зависимости от размера двигателя это составляет 0,2—0,4 мм. В этом случае рекомендуется постоянно поддерживать на очень низком уровне отношение впрыскиваемого топлива к объему газо-воздушной смеси за счет установки дополнительного топливного насоса с плунжерами меньшего диаметра, чем в главном топливном насосе, или применения плунжеров малого диаметра в самом главном топливном насосе.

Однако схема стоит дорого, и на двигателях С.Е.М.Т. оставлен обычный насос. С изменением конструкции нагнетательных клапанов и форсунок получили отношение впрыскиваемого жидкого топлива к объему газо-воздушной смеси, равное 3% при устойчивом режиме работы двигателя и без всякого ущерба для него при работе на дизельном топливе. Поскольку двигатели должны работать и на одном жидком топливе, размер отверстий в форсунке менять нельзя. Регулировкой зубчатых реек главного топливного насоса при помощи специального стопорного устройства, установленного в насос, обеспечивается впрыск одинаковых количеств жидкого топлива во все цилиндры.

Такая регулировка двигателей модели РС осуществляется независимо от регулировки производительности насоса при полной нагрузке двигателя, когда он работает на жидком топливе, и ничем не отличается от обычной (рис. 2).

Во время работы двигателя на жидком топливе они охлаждаются самим топливом, а при работе его на природном газе небольшая подача при вспомогательном впрыске уже недостаточна для того, чтобы поддерживать температуру иглы клапана и всего узла форсунки на уровне, обеспечивающем нормальный срок службы этих деталей. Поэтому форсунка должна охлаждаться внешней средой, т. е. маслом или водой.

На рис. 3 показана форсунка двигателя РС2 с системой охлаждения, которая позволяла работать на тяжелом дизельном топливе.

РАБОЧАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

А. Максимальная мощность

Максимальная мощность газовых двигателей ограничивается не тепловыми или механическими нагрузками двигателя, а возникновением детонации. Это явление, обнаруживаемое по ненормальному шуму, возникает вследствие мгновенного повышения давления в камере сгорания. Однако максимальное давление, возникающее в камере сгорания, всего на 20—30% выше нормального при несистематической детонации. Как только детонация становится систематической, максимальное давление может легко превысить нормальное более чем в 2 раза.

Детонация возможна почти при любой нагрузке. Она частично обусловлена степенью насыщения смеси топливом, а частично удельным весом и температурой смеси в конце такта сжатия, и возникает, когда смесь становится слишком богатой, т. е. когда отношение воздуха к топливу в ней падает ниже определенного значения. Это предельное значение отношения воздуха к топливу в смеси возрастает с увеличением нагрузки. Усовершенствуя турбонаддув, можно, конечно, довести количество избыточного воздуха до такой величины, что детонации не возникает, если два других фактора не будут способствовать ее возникновению.

Однако плотность и температуру смеси в конце такта сжатия надо поддерживать на минимальном возможном уровне, но нельзя неограниченно снижать, так как они неизбежно возрастут при увеличении мощности.

Плотность смеси можно уменьшить при снижении давления наддува, если этого нельзя сделать из-за следующего уменьшения количества избыточного воздуха. Можно добиться того же эффекта за счет изменения степени сжатия. Однако нельзя изменять ее беспредельно. Вообще говоря, именно по этой причине газовые двигатели имеют минимальную возможную степень сжатия, обычно порядка 11 или 12, которая обеспечивает нормальный запуск двигателя.

Уменьшения температуры смеси в конце такта сжатия можно добиться, снижая температуру охлаждающей воды, подаваемой в воздухоохладители. Со снижением температуры воды заметно увеличивается мощность (на 6% при снижении температуры воды на 20°С), однако снижать температуру безгранично нельзя.

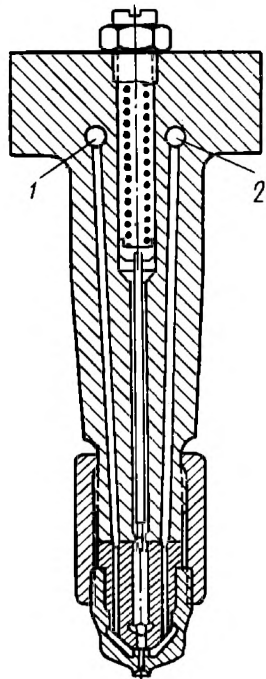


Рис. 3. Форсунка с водяным охлаждением двигателя РС2.
1 — впуск воды; 2 — выпуск воды.

Наконец, следует отметить, что возникновение детонации в значительной степени зависит от качества газа, в особенности от содержания в нем тяжелых углеводородов, а также, в меньшей степени, от формы камеры сгорания.

При использовании в двигателях РС2 (средняя скорость поршня порядка 8 м/сек) в качестве топлива природного газа (с месторождения Лак) при температуре воздуха на входе порядка 35°С детонация возникает, как только среднее давление превышает 12,5 кг/см². В двигателях РА (средняя скорость поршня 10,5 м/сек) этот предел равен примерно 11,5 кг/см².

Б. Работа при неполной нагрузке

При работе двигателя с неполной нагрузкой количество избыточного воздуха в камере сгорания также должно быть больше того, при котором возникает детонация. В то же время, если оно слишком большое, то период воспламенения удлиняется, и двигатель начинает работать неустойчиво. Поэтому оптимальная подача воздуха достигается регулировкой при помощи дросселей. Авторы рекомендуют при неполных нагрузках повышать температуру воздуха, подаваемого в цилиндр.

РАБОТА ПРИ БОЛЬШОМ ОТНОШЕНИИ ВПРЫСКИВАЕМОГО ТОПЛИВА К ОБЪЕМУ ГАЗО-ВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Работа газовых двигателей, установленных на танкерах для транспортирования метана, отличается от работы обычных силовых установок тем, что первые двигатели при нормальном режиме работы, не-

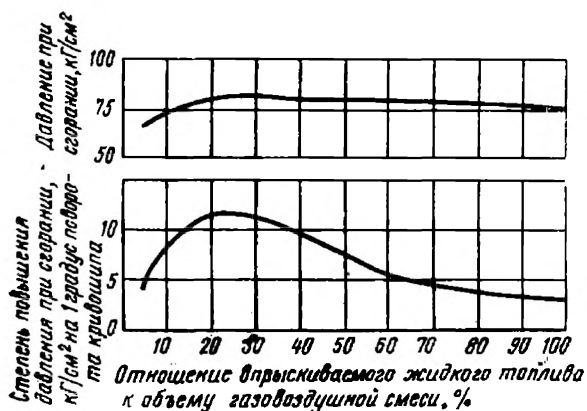


Рис. 4. Зависимость степени повышения давления при сгорании и давления при сгорании от отношения количества впрыскиваемого жидкого топлива к объему газозо-воздушной смеси (среднее давление 11,8 кг/см²). Двигатель 7РС.

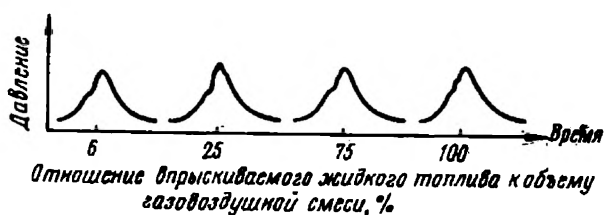


Рис. 5. График изменения давления в цилиндре во времени при различных отношениях впрыскиваемого жидкого топлива к объему газозо-воздушной смеси. Двигатель РС. Среднее давление 11,8 кг/см².

смотря на изменения подаваемого количества газа, должны обеспечивать, по существу, постоянную мощность. Обычно газа не хватает для того чтобы двигатель мог работать на полной мощности при минимальном вспомогательном впрыске. Выход газа, испаряемого для поддержания температуры сжиженного груза, несомненно ниже того, который необходим двигателю при условии, что впрыск жидкого топлива сведен к минимуму. Более того, подача испаряемого газа в значительной степени зависит от погоды, что приводит, несмотря на наличие промежуточных буферных танков, к изменению мгновенной подачи газа к двигателю.

Изменение условий работы при повышении отношения впрыскиваемого жидкого топлива к объему газозо-воздушной смеси от 5 до 100% иллюстрируется кривыми рис. 4—7.

В то время как давление сгорания изменяется в весьма малых пределах (75—85 кг/см²), степень повышения давления при количестве жидкого топлива 6% и 100% составляет около 5 кг/см² на каждый

градус угла поворота кривошипа (рис. 5), но при количестве жидкого топлива 25—30% наблюдается заметное повышение степени повышения давления до 12 кг/см^2 на каждый градус угла поворота кривошипа (это можно довольно легко объяснить различным ходом процесса сгорания).

При 6%-ном отношении жидкого топлива в газо-воздушной смеси его количество невелико и давление впрыска мало. Поэтому жидкое топливо остается в середине камеры сгорания, и воспламенение газа также происходит в этом месте.

С увеличением процентного отношения количества впрыскиваемого жидкого топлива повышается и давление впрыска, а жидкое топливо дальше проникает в камеру. В момент воспламенения соответственно большее количество газа находится в контакте с капельками жидкого топлива, и сгорание поэтому ускоряется.

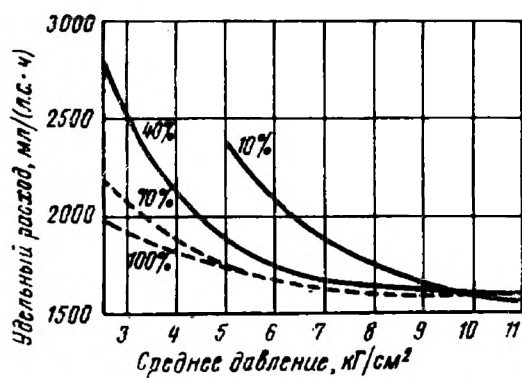


Рис. 6. Зависимость удельного расхода от нагрузки и отношения количества впрыскиваемого жидкого топлива к объему газо-воздушной смеси (без воздушных дросселей). Цифры у кривых характеризуют в процентах отношение количества калорий, выделяющихся при сжигании жидкого топлива к общему количеству калорий, выделяющихся при сжигании смеси при заданной мощности.

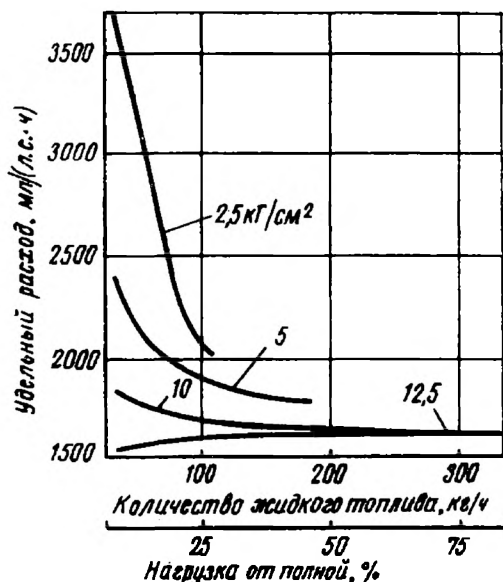


Рис. 7. Зависимость удельного расхода от количества жидкого топлива. Семичлиндровый двигатель РС, 430 об/мин (без воздушных дросселей). Цифрами указано среднее давление.

После того как процентное отношение жидкого топлива превысит определенную величину, его капельки начинают распыляться по всей камере сгорания, как бы ни была велика его подача. Степень повышения давления впрыска при сгорании после этого постепенно уменьшается, так как превалирующее значение приобретает сгорание жидкого топлива, а не газа.

РАБОТА НА ТЯЖЕЛОМ ТОПЛИВЕ

Все испытания проводились на дизельном топливе. Можно в качестве жидкого топлива использовать и тяжелое топливо. Двигатели РС2 обычно работают на тяжелом топливе, однако необходимо проверить, не возникнет ли при работе на тяжелом топливе опасность преждевременного воспламенения природного газа вследствие образования нагара.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ

В системе управления, приспособленной для двигателей, которые используются в силовых установках танкеров, транспортирующих метан, любые изменения в подаче газа автоматически уравниваются изменением подачи жидкого топлива только при помощи регулятора

числа оборотов. Благодаря этому скорость вращения вала двигателя поддерживается на одном уровне с точностью до 1%.

Так как нужно сжигать весь испарившийся газ, давление, необходимое для открытия клапанов впуска газа, должно быть сначала установлено в расчете на его максимальное количество. Это нужно еще и потому, что в начале плавания при полных танках в испарившемся газе содержится азот. Тепло, выделяющееся при сгорании газа, содержащего азот, несколько меньше, но зато количество газа, сжигаемого в двигателях, больше.

Для того чтобы избежать резких колебаний подачи сжатого газа, вероятно, в сети испарившегося газа необходимо устанавливать буферный танк, в который газ будет поступать после сжатия и нагрева.

Управление воздушными дросселями производится с помощью гидравлического сервомотора в соответствии с заранее установленным давлением наддува, т. е. с учетом нагрузки двигателя. Обычные дроссели, механически связанные с регулятором числа оборотов, применять нельзя, так как из-за неизбежных колебаний давления подаваемого газа регулятор чисел оборотов не может быть зафиксирован в одном положении, соответствующем заданной нагрузке. Наконец, ясно, что при данной схеме ничто не мешает получить на выходе двигателя значительно большую мощность, чем номинальная, так как перемещение зубчатых реек прекращается только после того, как полностью откроется клапан управления выпуском газа, и топливные насосы будут работать на полном ходу. Поэтому необходимо применять ограничители, которые при увеличении нагрузки, а следовательно, мощности, будут реагировать либо на увеличение температуры выхлопных газов, либо на давление наддува. Эти параметры возрастают достаточно быстро с ростом нагрузки и поэтому по ним можно заранее определить положение ограничителей.

ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

К числу предохранительных устройств относятся следующие.

— Обратный и предохранительный клапаны, установленные на клапане управления впуском газа, которые предотвращают попадание отработанного газа обратно в коллектор, если завис газовый клапан цилиндра.

— Индикатор метана в картере, прекращающий подачу газа в двигатель, если содержание метана в картере возрастает до 5—6%. Нормальное содержание метана в картере около 4%. Для уменьшения содержания метана необходимо продувать картер воздухом, подаваемым турбокомпрессором.

— Индикатор подачи жидкого топлива в какой-либо цилиндр. Для этой цели термопару сопротивления можно установить в выпускной коллектор на выходе из цилиндров таким образом, чтобы можно было обнаружить разницу в температуре выхлопных газов.

— Предохранительное устройство на линии подачи жидкого топлива, прекращающее подачу газа, если давление жидкого топлива падает ниже определенной величины (это может произойти, если например, кончилось топливо).

— Предохранительное устройство на насосе охлаждающей воды, привод которого осуществляется от двигателя. Это устройство предназначено для прекращения подачи газа, если давление воды, т. е. число оборотов двигателя, падает ниже определенного значения. Это предохранительное устройство имеет реверс и позволяет сохранить подачу газа при остановленном двигателе.

— Термостат в системе водяного охлаждения двигателя, допускающий подачу газа только при определенной температуре воды.

Все эти предохранительные устройства, разумеется, дополнительные к тем, которые обычно устанавливают на всех двигателях силовых установок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Двигатели, работающие на топливе двух видов, предназначенном для силовых установок танкеров, транспортирующих метан, имеют определенные преимущества. Семицилиндровый двигатель РС, испытания которого описаны в настоящем докладе, проработал около 1500 ч на газе, а испытания двигателей РА, предназначенных для работы на топливе двух видов, ведутся уже 1500 ч.

Срок эксплуатации опытных двигателей пока еще слишком мал, для того чтобы определить их износ, но при полной нагрузке двигателей не было обнаружено ненормального износа, коррозии или нагара. Механические и тепловые нагрузки на детали двигателя намного меньше, чем при работе на одном жидком топливе.

Поэтому авторы считают, что приспособить четырехтактные двигатели с турбонаддувом для работы на газе можно без особых трудностей.

*Леонард Д. Калвер*¹

ПРИМЕНЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СУДОВЫХ КОТЛАХ

РЕЗЮМЕ

В докладе содержится описание судовых котлов, работающих в настоящее время на топливе двух видов, а также конструктивные особенности и характеристики этих котлов.

Описываются и иллюстрируются установленные в этих котлах форсунки и топочные устройства. Анализируются требования, предъявляемые к ним стандартами, и условия работы. Показаны типичные системы подачи топлива в котельных отделениях и устройства для предотвращения утечек природного газа в машинное отделение.

Обобщаются методы регулирования горения топлива и разбираются схемы систем управления. Кратко описаны также предохранительные устройства, сигнальные устройства и системы блокировки.

Описан опыт эксплуатации судовых котлов, работающих на топливе двух видов.

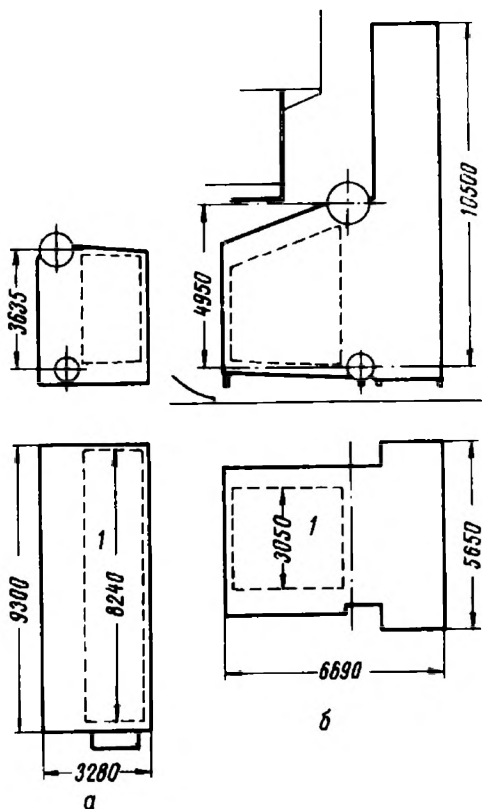


Рис. 1. Наземная и судовая котельные установки.
а — котельная установка нефтеперерабатывающего завода; *б* — котельная установка танкера для перевозки метана; 1 — топка.

¹ Главный инженер отдела торгового мореплавания Министерства торговли, Англия. № 309а.

Поскольку опыта сжигания метана¹ в судовых котлах не было, с самого начала возникла необходимость в решении технических проблем, связанных с ограниченностью пространства для размещения на судне оборудования и правилами техники безопасности для установок, работающих на метане. Конструкция котла, топки и система управления были разработаны группами специалистов, хорошо знакомых с работой как наземных, так и судовых котельных установок. Поэтому для начала интересно сравнить установки этих двух видов (рис. 1). Форму и габариты установки нефтеперерабатывающего завода определяют такие факторы, как экономичность, технология ее изготовления и транспортировки. Вторая установка приспособлена к размерам корабля. Следует также отметить, что наземная установка имеет только один кожух и к. п. д. ее на 8% ниже, чем у судовой установки. В табл. 1 приведены сравнительные данные по каждой конструкции.

Таблица 1

Показатели	Наземная котельная установка нефтеперерабатывающего завода	Судовая котельная установка танкера, транспортирующего метан
Паропроизводительность нормальная, <i>т/ч</i>	34	22
Паропроизводительность максимальная, <i>т/ч</i>	35,4	33,3
Коэффициент полезного действия, нормальный, %	80	88
Объем топки, <i>м³</i>	50	34
Теплоотдача нормальная, <i>ккал/м³·ч</i>	507 000	471 000
Теплоотдача максимальная, <i>ккал/м³·ч</i>	527 000	712 000

Котлы судовых установок предназначены для работы в условиях обычных изменений нагрузки, включая холостой режим работы, а также для работы при небольшой и полной нагрузках. Кроме того, они должны работать при различных скоростях испарения жидкого метана, которые зависят от температуры окружающего воздуха, состояния моря, погоды и количества сжиженного в топках газа. Жидкий метан содержит сжиженный азот, а поэтому во всем испаряющемся газе содержится определенное количество азота, особенно в начале рейса с грузом.

КОТЛЫ

Для работы на метане можно использовать обычные котлы, рассчитанные на жидкое топливо, однако при этом необходимо принять во внимание ряд характерных особенностей газа.

В частности, пламя горящего метана имеет значительно более низкий коэффициент излучения, чем пламя жидкого топлива при одинаковом режиме работы котла. Для полного сгорания газа топка должна иметь необходимый объем. В судовых установках применены пароперегреватели конвекционного типа.

Конструкция котла, установленного на танкере (рис. 2), исключает образование каких-либо карманов, в которых может скопиться несгоревший метан. Заслонки пароперегревателя и заслонки обводных трубопроводов не могут быть закрыты одновременно. Коллекторы водяных труб, расположенных у стенок топки, изготовлены заодно с газовым кожухом.

Для упрощения системы регулирования котлы снабжены вентилями. Данные о котле и рабочие характеристики его приведены в табл. 2 и на рис. 3.

¹ В докладе природный газ и другое газообразное топливо для краткости названы «метаном».

Показатели	Значения	
	нормальные	максимальные
Паропроизводительность, <i>т/ч</i>	26	35
Температура пара, °С	480	480
Давление пара, <i>кг/см²</i>	43	43
Температура подаваемого воздуха, °С	120	120
Отношение количеств воздуха и топлива	15,7	15,7
Температура газов на выходе из форсунки, °С	165	188
Расход жидкого топлива, <i>кг/ч</i>	1 908	2 600
Теплоотдача топки, <i>ккал/м³·ч</i>	575 000	785 000
Поверхности нагрева, <i>м²</i> :		
парового котла	84,3	
водяных труб в топке	81	
экономайзера	820	
регулирующего узла	38	
общая	1023,3	
пароперегревателя	229	
Объем топки, <i>м³</i>	34	

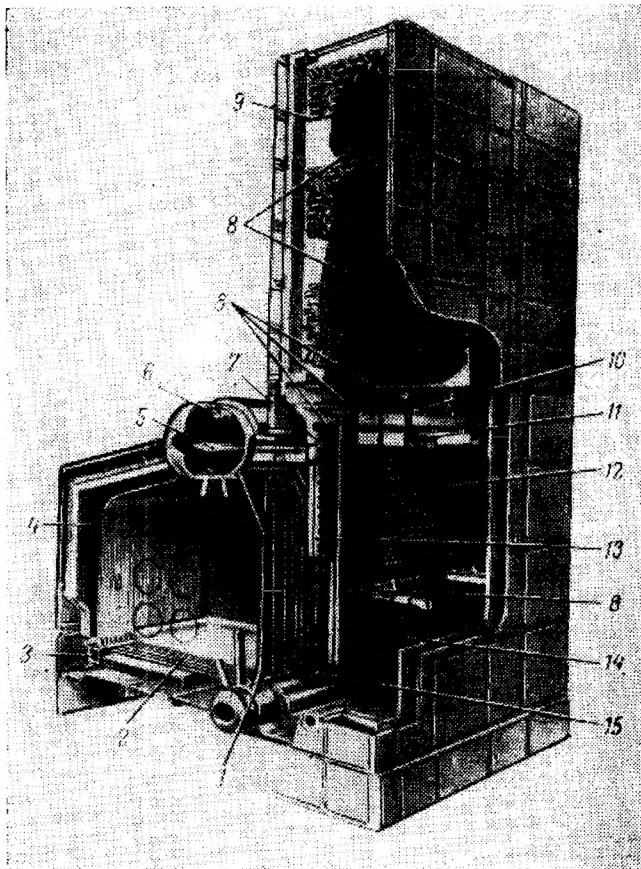


Рис. 2. Котельная установка модели Д с воздушным кожухом и наружным пароперегревателем.

1 — циркуляционные трубы; 2 — кипящие трубы у пола; 3 — коллектор кипящих стеновых труб; 4 — кипящие трубы у стен и свода; 5 — горизонтальная отражательная перегородка; 6 — паропровод сухого пара; 7 — регулировочный узел; 8 — всасывающие линии вытяжных вентиляторов для удаления копоти; 9 — подогреватель; 10 — заслонки регулировочного узла; 11 — заслонки; 12 — пароперегреватель; 13 — отражательная перегородка регулировочного узла; 14 — отражательная перегородка пароперегревателя; 15 — опорная труба пароперегревателя.

СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА

Условия сгорания топлива можно проиллюстрировать следующим образом (табл. 3).

Таблица 3

Показатели	Жидкое топливо	Метан
Теплота сгорания, кг·кал/кг	10 280	13 250
Содержание CO ₂ , %	14,0	10,5
Отношение избыточного воздуха, %	10,0	10,0
Отношение воздуха к топливу	15,7	19,0

При работе на метане с общим к. п. д., равным 84%, отношение воздуха к топливу составит

$$19,0 \left[\frac{0,88 \times \text{теплота сгорания жидкого топлива}}{0,84 \times \text{теплота сгорания метана}} \right] = 15,5.$$

В этом случае количество получаемого тепла эквивалентно количеству тепла, получаемого при сжигании жидкого топлива.

Общее количество потребного воздуха, таким образом, зависит от количества тепла, отдаваемого котлу, и не зависит от соотношения жидкого топлива и метана.

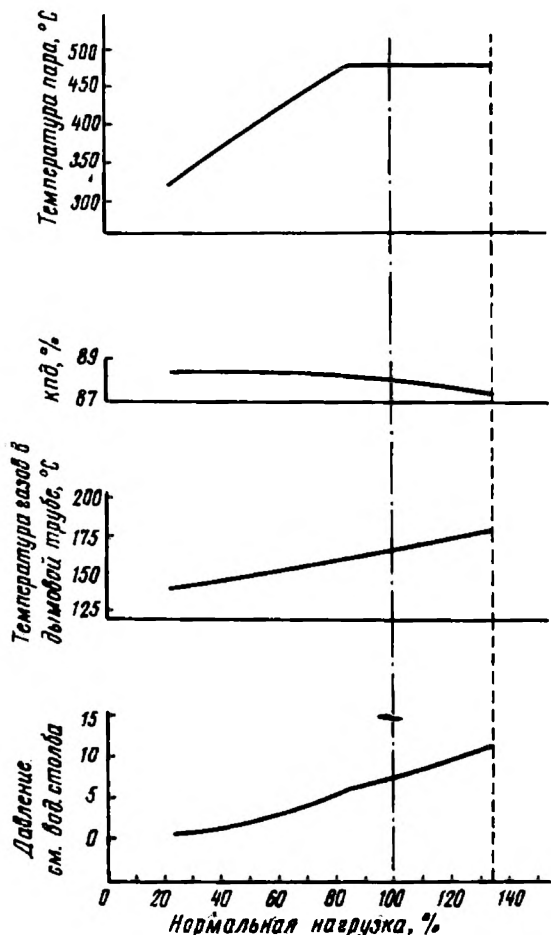


Рис. 3. Рабочие характеристики котельной установки.

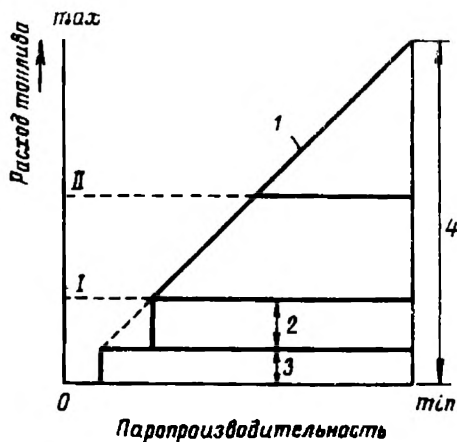


Рис. 4. Зависимость расхода топлива от производительности котла при включении всех форсунок, отрегулированных на минимальную подачу жидкого топлива, составляющую 0,1 от максимальной, и минимальную подачу метана, составляющую 1/3 от максимальной.

1 — минимальная нагрузка, допускаемая при работе на метане и жидком топливе, обеспечивающем факел; II — максимальная нагрузка при максимальной подаче метана и факеле, обеспечиваемом жидким топливом; I — общий расход топлива: жидкое топливо или жидкое топливо и метан; 2 — минимальная подача метана; 3 — подача жидкого топлива, обеспечивающего факел; 4 — максимальная подача метана.

В котельных применяются форсунки самых различных конструкций, причем в судовых установках при малых нагрузках чаще всего для распыления используют пар, что позволяет обеспечить дистанционное автоматическое регулирование подачи жидкого топлива к форсун-

кам, а также легко изменять подачу жидкого топлива в зависимости от поступления метана.

Если испарившийся в резервуарах газ содержит, помимо метана, азот, подачу воздуха, используемого для горения, нужно отрегулировать таким образом, чтобы она соответствовала количеству метана в испарившемся газе и жидкого топлива.

На рис. 4 графически показан диапазон изменения расхода топлива в зависимости от паропроизводительности. Характер изменения расхода топлива не зависит от числа установленных форсунок (см. рис. 4). При подаче жидкого топлива в количестве 0,1 от количества метана все форсунки можно запустить при нагрузке, составляющей 10% от максимальной. После этого их можно отрегулировать на режим максимальной нагрузки. Минимальная подача метана составляет примерно одну треть от максимальной, если максимальное давление метана составляет $0,7 \text{ кг/см}^2$, а минимальное допустимое для форсунок давление метана равно $0,07 \text{ кг/см}^2$ при минимальной подаче его.

ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗА, ИСПАРЯЮЩЕГОСЯ В ГРУЗОВЫХ ЕМКОСТЯХ

Газ, испаряющийся в грузовых емкостях и подаваемый к котельной установке, может содержать небольшие количества этана, пропана, изобутана и бутана. В основном он состоит из метана (свыше 80% вес.) и азота (10% вес.). Количество азота может составлять до 40% вес. в начале рейса и снизиться до 4—5% вес. на пятые сутки.

Для сравнения приведем количество жидкого топлива, расходуемого при работе одного котла в час при нормальной паропроизводительности.

Нормальный расход жидкого топлива, кг/ч	1908
Количество испаряющегося сжиженного газа, кг/ч:	
лето, значительное волнение ¹	676
зима, значительное волнение	563
лето, волнения нет ¹	375
зима, волнения нет	313

Испарившийся сжиженный газ после сжатия либо выпускается в атмосферу, либо подается в котельную установку. На танкерах установлены также подогреватели, при помощи которых температуру испаряющегося метана можно повысить, по крайней мере, до 5°C .

ТОПЛИВНЫЕ СИСТЕМЫ И ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Топливная система для подачи жидкого топлива и метана должна соответствовать требованиям котлонадзора и определенным эксплуатационным требованиям. Топливная система (рис. 5) характерна только для установок танкеров.

Топливный насос для жидкого топлива снабжен рециркуляционным клапаном, который заблокирован со вспомогательным регулировочным клапаном, установленным после подогревателей. Установка этих клапанов облегчает работу с главным регулировочным устройством и позволяет получить широкий диапазон подач жидкого топлива без излишнего износа главного регулировочного устройства при самых малых подачах. Для морских котельных установок характерно наличие быстродействующего клапана и отсечных клапанов в коллекторе жидкого топлива и в топочных устройствах.

Трубопровод для подачи метана в котельное отделение заключен в специальную вентиляционную трубу, воздух из которой непрерывно удаляется вентилятором. Благодаря этому любые утечки метана можно

¹ Значительному волнению моря соответствует высота волн 1,25—2 м.

легко обнаружить. При необходимости газ можно вывести за пределы танкера. Вентиляционная труба проходит перед котлами под настилом, где к ней подсоединяются трубы, подводящие метан к топочным устройствам. Эти трубы находятся в среде азота, находящегося под давлением, благодаря чему устраняется опасность пожара при утечках метана.

Применение главного отсечного клапана на линии подачи метана обеспечивает дополнительную защиту на случай, если главный регулировочный клапан неисправен.

Когда отсечный клапан закрыт, участок трубы между этими двумя клапанами вентилируется при помощи клапана, подсоединенного к трубе, вынесенной за борт корабля.

Подача метана к каждому котлу регулируется автоматическими клапанами и клапанами, управляемыми вручную.

Форсунка предназначена для судовых котельных установок, работающих на жидком топливе, а топочное устройство — для наземных котельных установок, работающих на топливе двух видов.

Топочное устройство, приведенное на рис. 6, позволяет получить взвешенный факел. Форсунка для жидкого топлива находится в центре и окружена концентричной трубой, по которой идет метан к насадкам. Насадки для метана расположены до главного

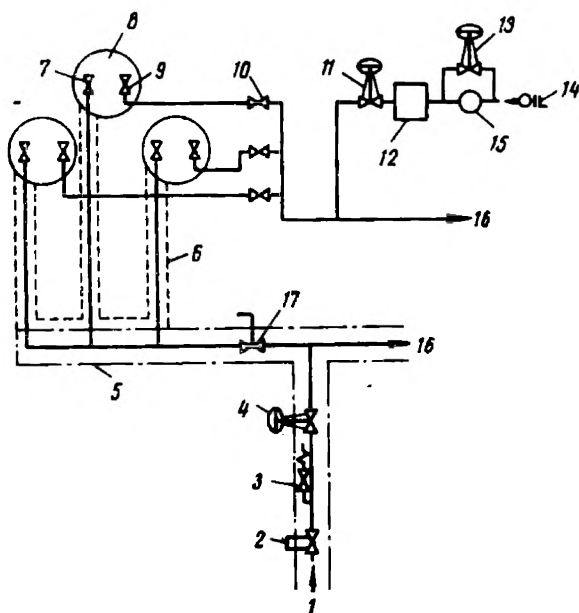


Рис. 5. Топливная система.

1 — метан; 2 — отсечный клапан; 3 — вентиляционный клапан; 4 — предохранительный клапан; 5 — магистраль вытяжной вентиляции; 6 — кожухи, наполненные азотом; 7 — клапаны подачи метана; 8 — топочное устройство; 9 — клапаны подачи жидкого топлива; 10 — коллектор жидкого топлива; 11 — предохранительный клапан; 12 — подогреватели; 13 — рециркуляционный клапан; 14 — жидкое топливо; 15 — насос; 16 — к другому котлу; 17 — ручной быстродействующий клапан прекращения подачи метана.

вихревого устройства и предназначены для смешивания метана с воздухом до зоны горения. Трубопровод, подводящий воздух к топочному устройству, закрывается воздушной заслонкой, которая в открытом положении располагается концентрично с воздушным патрубком. Небольшое количество воздуха поступает через центральное пространство вокруг трубы форсунки, но основная его масса проходит через воздушный патрубок, главное и вспомогательное вихревые устройства. Вспомогательное вихревое устройство полностью исключает попадание факела на футеровку.

Широкий диапазон подачи жидкого топлива достигается благодаря пару, который поступает по главной трубе форсунки и выходит из распылителя через небольшие отверстия, окружающие отверстие для выхода жидкого топлива. Струи пара ударяют по струе жидкого топлива и усиливают степень распыления, особенно при небольшом его расходе. Эта система позволяет постоянно использовать пар не только при холостом режиме работы, но и во время рейса, когда необходимо варьировать подачу жидкого топлива в зависимости от подачи метана.

Второе топочное устройство (рис. 7) позволяет получить турбулентную струю топлива с широким диапазоном регулирования расхода. Жидкое топливо подается через центральную трубу со смесительной камерой, установленной до наконечника форсунки, благодаря чему распыляющий пар смешивается с жидким топливом до того, как обе жидкости выйдут из форсунки. Подача зависит от давления жидкого

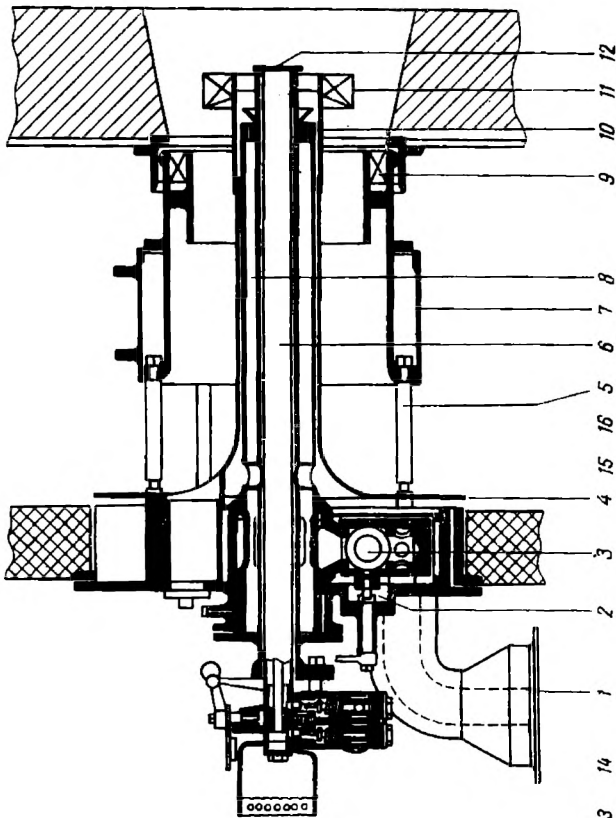


Рис. 6. Топочное устройство со взвешенным факелом.

1 — впуск метана; 2 — кожух с инертным газом; 3 — клапан подачи метана; 4 — впуск воздуха для охлаждения; 5 — впуск воздуха для сжигания топлива; 6 — трубы для подачи жидкого топлива и распыляющего пара; 7 — воздушная заслонка; 8 — труба для подачи метана; 9 — вспомогательное вихревое устройство для воздуха; 10 — насадка для впрыска метана; 11 — главное вихревое устройство для воздуха; 12 — распылитель жидкого топлива; 13 — рукоятка управления воздушной заслонкой; 14 — клапан впуска пара; 15 — блокировка подачи воздуха и топлива; 16 — клапан подачи жидкого топлива.

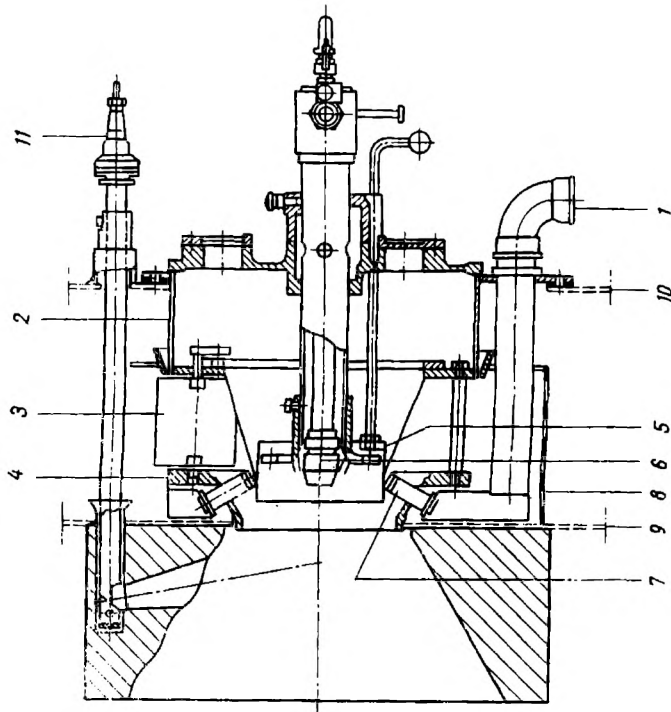
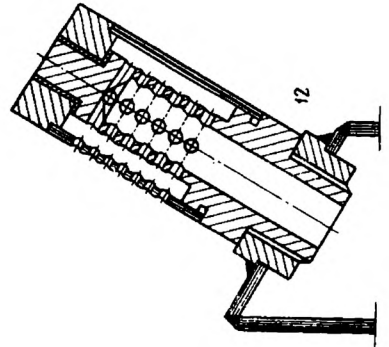


Рис. 7. Топочное устройство с турбулентным потоком топлива.

1 — впуск метана; 2 — кожух; 3 — воздушные лопатки; 4 — направляющий аппарат для воздуха; 5 — кожух форсунки; 6 — форсунка для жидкого топлива; 7 — насадка для впрыска метана; 8 — пластина с отверстиями; 9 — газовый кожух котла; 10 — воздушный кожух котла; 11 — фотоэлектрический элемент; 12 — деталь насадки для впрыска метана.



топлива и давления пара. Изменяя эти параметры, можно добиться постоянной нормальной работы форсунки во всем рабочем диапазоне.

Воздух к такому устройству проходит через плиту с отверстиями, обеспечивающую его равномерное распределение. Регулирование подачи воздуха осуществляется при помощи регулировочных лопаток, установленных вокруг наружного кожуха. Часть воздуха проходит в центральную часть устройства, но основная масса его — между направляющим устройством и кожухом форсунки, который выполняет функцию стабилизатора факела и размещается вокруг наконечника. Метан подается в поток воздуха через сопла, присоединенные к полуму кольцу, установленному между направляющим аппаратом для воздуха и газовым кожухом котла. Эти сопла имеют особую конструкцию, позволяющую выравнять давление и расход метана. В каждом устройстве установлены эмиссионные фотоэлементы с приспособлением для наблюдения за пламенем через отверстие в огнеупорном кирпиче, аналогичным перескопу.

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

Для регулирования температуры жидкого топлива и метана, поддержания конечной температуры перегретого пара и регулирования давления установлены автоматические системы. Схемы управления процессом горения двух видов топлива представляют большой интерес. Конструктивные решения этих схем основаны на использовании жидкого топлива в качестве основного, но в схему включены дополнительные устройства, позволяющие одновременно сжигать и метан.

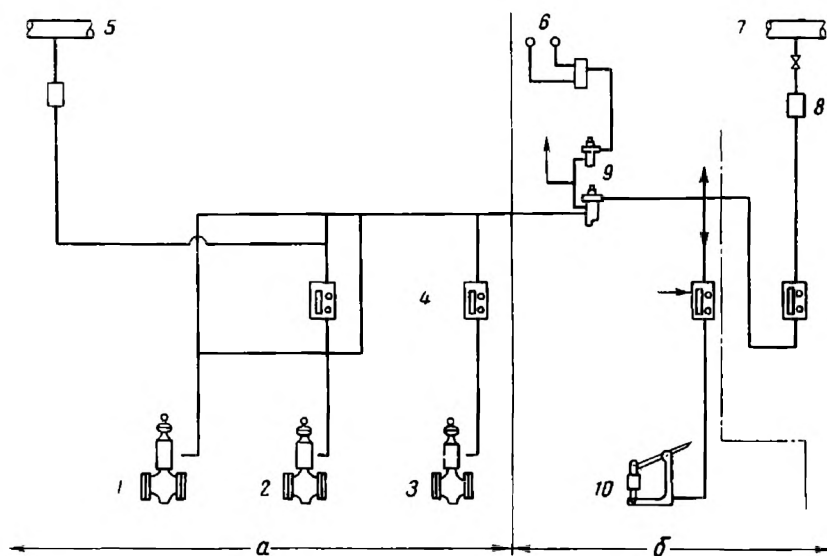


Рис. 8. Схема пневматической системы управления.

а — общие для обоих котлов органы управления; *б* — органы управления одним котлом; 1 — топливный насос; 2 — клапан подачи жидкого топлива; 3 — клапан подачи метана; 4 — реле и пульты ручного и автоматического управления; 5 — метановый трубопровод (замер давления); 6 — воздухопровод (замер давления); 7 — паропровод (замер давления); 8 — датчик давления; 9 — реле; 10 — регулятор поворота лопаток дутьевого вентилятора.

На рис. 8 приведена основная схема пневматического управления для регулирования подачи жидкого топлива и метана. Паропроизводительность регулируется в зависимости от давления пара на выходе из котла, причем сигнал от датчика давления передается через реле регулировочного клапана, установленного на общей линии подачи жидкого топлива к обоим котлам. Принудительная подача к котлам регулируется таким образом, чтобы расход воздуха соответствовал расходу пара. Для этого используется сигнал датчика давления пара и пере-

пад давления воздуха в регулировочных устройствах форсунок. Устройство системы управления обеспечивает ускорение сжигания топлива при помощи подачи воздуха; с уменьшением подачи топлива снижается подача воздуха.

При работе на метане замеряется давление обоих видов топлива. При необходимости система сокращает подачу жидкого топлива до минимума и увеличивает подачу метана, обеспечивая максимальное использование имеющегося метана. Однако если комбинированная подача топлива недостаточна для обеспечения необходимой паропроизводительности, подача жидкого топлива автоматически увеличивается.

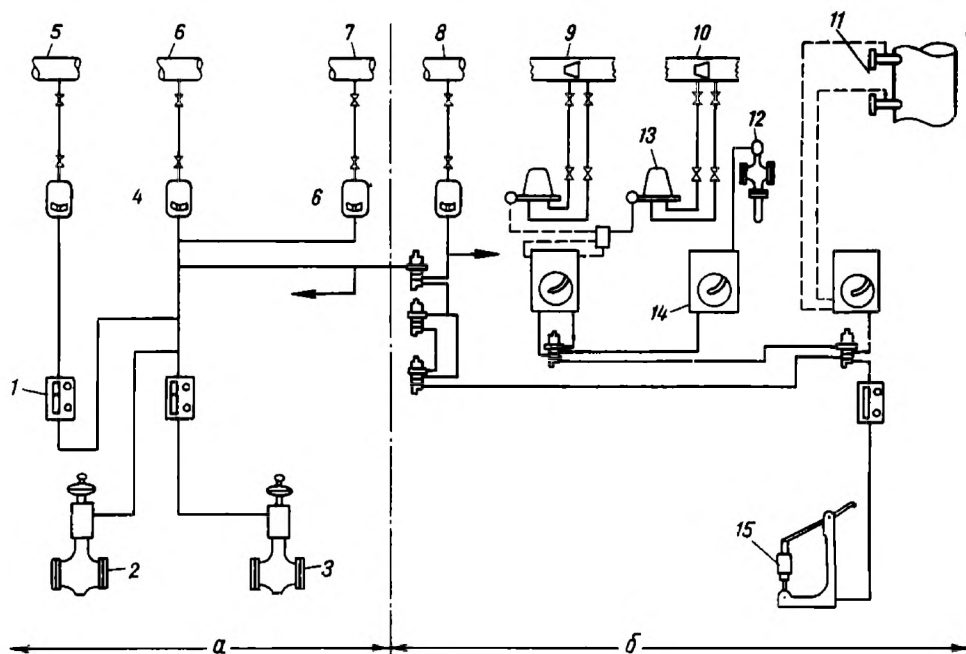


Рис. 9. Схема управления котельной установкой.

а — общие для обоих котлов органы управления; *б* — органы управления одним котлом; 1 — реле, ручное управление и станции автоматического управления; 2 — клапан подачи жидкого топлива; 3 — клапан подачи пара; 4 — датчики давления; 5 — трубопровод перегретого пара; 6 — трубопровод жидкого топлива (замер давления); 7 — паропровод (замер давления); 8 — метановый трубопровод (замер давления); 9 — трубопровод перегретого пара (замер расхода); 10 — трубопровод охлажденного пара (замер расхода); 11 — расходомерное сопло в дымовой трубе; 12 — расход жидкого топлива; 13 — датчики давления; 14 — приборы регистрации расхода; 15 — регулятор положения лопаток вентилятора.

При нормальных условиях система обеспечивает равномерное нагружение обоих котлов.

Подача воздуха в каждый котел регулируется также по перепаду давления в топочных устройствах.

Другая система (рис. 9) контролирует большое число параметров, но осуществляет автоматическое регулирование подачи только жидкого топлива.

ВОПРОСЫ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

На испытываемых судах было решено использовать жидкое топливо только во время пребывания в порту и при холостом ходе двигателей, а во время рейса — жидкое топливо или метан с жидким топливом. Подача метана в машинное отделение допускается только при нормальном режиме работы котлов. Для подачи жидкого топлива в котельное отделение не требуется никаких дополнительных устройств; насосные установки, подогреватели и форсунки работают в обычных условиях и не имеют каких-либо конструктивных или эксплуатационных особенностей.

Трубопроводы для метана изолированы от машинного отделения. Кроме того, к метану добавляют газ с характерным запахом, для того чтобы немедленно обнаружить утечки. На палубе или непосредственно перед каждым топочным устройством в трубы для метана установлены пламягасители.

Блокировка в регулировочных устройствах предусматривает следующее.

Сжигание жидкого топлива невозможно, если корпус форсунки установлен неправильно или не закреплен зажимами.

Жидкое топливо не будет загораться, если воздушная заслонка не открыта, хотя бы частично.

Метан не будет гореть до тех пор, пока не начнется горение жидкого топлива.

Подача жидкого топлива в регулировочное устройство не может быть прекращена, пока горит метан; регулировочное устройство нельзя закрыть до тех пор, пока не будет закрыт клапан жидкого топлива.

Давление жидкого топлива не должно упасть ниже установленно-го минимума, что гарантирует сохранение факела.

Автоматическое выключение форсунок жидкого топлива и метана в одном из котлов в случае падения ниже допустимого уровня воды в котле или выхода из строя дутьевого вентилятора; в обоих случаях прекращается подача в другой котел не метана, а жидкого топлива.

Автоматическое прекращение подачи метана в оба котла в случае полного прекращения горения в одном из котлов.

Автоматическое прекращение подачи метана к отдельной форсунке в случае прекращения горения в ней жидкого топлива.

Автоматическое прекращение подачи метана, если давление метана, подаваемого в котельное отделение, падает ниже заранее определенного уровня или превышает максимальную допустимую величину.

Если любой быстродействующий клапан подачи жидкого топлива закрыт, открыть главные клапаны подачи метана нельзя. Если быстродействующий клапан подачи метана к одному из котлов закрыт, открыть его можно только после отключения вручную механической блокировки.

Перед вводом котлов на метане в действие запускается вытяжной вентилятор, создается давление в защитных трубопроводах с инертным газом, а трубопроводы к форсункам и остальные трубопроводы, подающие метан с палубы, продуваются азотом.

На случай аварии, помимо автоматических устройств, имеются кнопочные пульты для быстрого закрытия клапанов подачи метана, а также прекращения подачи жидкого топлива.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Испытания и подготовительные работы осуществлялись параллельно с конструированием и включали также обучение персонала, готовящего танкер к плаванию.

Испытания системы сжигания топлива пришлось проводить при помощи отдельных опытных регулировочных устройств, так как нецелесообразно расходовать большие количества метана для испытаний этой системы в судовых котельных установках, имевшихся на берегу. Испытания проводились на открытых испытательных стендах и стендах с водяным охлаждением.

В программу испытаний входило сжигание жидкого топлива, метана и обоих видов топлива одновременно. Было исследовано влияние на сжигание количества азота, содержащегося в метане. Установлены минимальные подачи обоих видов топлива и проверена устойчивость пламени при изменяющемся соотношении подаваемого воздуха и топ-

лива. Обнаружилось различие в лучеиспускающей способности пламени метана и жидкого топлива.

Два топлива сжигали в различных пропорциях. Доля метана достигала 50—60%. Причем с увеличением подачи жидкого топлива уменьшалось отрицательное влияние метана на работу топки и регулирование перегрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Возможность применения метана в качестве топлива в судовых котельных установках была доказана на практике. При конструировании системы управления и вспомогательного оборудования для первых котельных установок была проявлена максимальная осторожность. Дальнейшая эксплуатация покажет, какие узлы этого оборудования можно упростить без ущерба для работы установки и безопасности ее эксплуатации. Опыт, накопленный при эксплуатации, поможет создать новую конструкцию, более экономичную по капиталовложениям, эксплуатационным расходам и расходам на ремонт.

Х. Дж. Джонс¹ и В. Дж. Уолтерс²

СРЕДСТВА ПРИЕМА И ХРАНЕНИЯ СПГ В ВЕЛИКОБРИТАНИИ

В статье рассматриваются не только вопросы техники приема и хранения СПГ на о. Кэнви в устье р. Темзы, но и вопросы организации работ и эксплуатации хранилища.

Сжиженный природный газ (12 000 т) будет поступать в хранилище на о. Кэнви примерно через каждые 6 суток, когда его эксплуатация начнется на полную производственную мощность. Потребная суммарная емкость хранилища определяется, таким образом, этой величиной. Однако необходимо обеспечить небольшой запас для компенсации различных остановок, простоев танкеров, а также прочих возможных перерывов в снабжении. Помимо этого должна быть предусмотрена дополнительная емкость для хранения СПГ с изменением спроса. При оценке всех этих факторов с учетом капиталовложений и затрат средств было установлено, что хранилище должно вмещать СПГ в пределах 22 000 т. Технические средства и оборудование для перекачки СПГ насосами и утилизации продуктов испарения СПГ в пределах берегового хранилища в основном определяются и обуславливаются требованиями перекачки продукта по трубопроводам. Максимальное рабочее давление для трубопровода установлено в пределах 70 кг/см².

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Рассматриваемые методы использования и хранения природного газа предусматривают сжижение его, которое осуществляется при давлении, по существу близком к атмосферному, и температуре около —160°С.

При такой температуре многие металлы, включая мягкие малоуглеродистые стали и большинство неметаллических материалов, становятся чрезвычайно хрупкими. Поэтому выбор материалов для сооружения систем является важным техническим вопросом. В Англии счи-

¹ Старший технический служащий отдела разработки и планирования Газового Совета, Лондон.

² Инженер-конструктор, Лондон. № 306.

тается, что алюминий и его сплавы (в частности, с содержанием от 3 до 5% магния) наиболее экономически целесообразно применять для сооружения крупных резервуаров и систем трубопроводов.

Для других частей оборудования (например, задвижки, клапаны и насосы) использовали бронзу, нержавеющей сталь и литой алюминий, а там, где требовалось обеспечить высокую прочность, — сталь, содержащую 9% никеля.

Конструкция оборудования и монтажные схемы должны разрабатываться с учетом температурных изменений.

Все узлы и детали оборудования, эксплуатируемого при низкой температуре, должны быть надежно изолированы. Изоляционная защита должна иметь низкий показатель теплопроводности и обладать необходимой сопротивляемостью проникновению паров воды. Кроме того, изоляционное покрытие должно обладать высокой сопротивляемостью огню и иметь достаточную механическую прочность при низких температурах.

Все узлы оборудования и особенно подвижные части должны поддерживаться в сухом состоянии и не подвергаться осаждению на их поверхности влаги, смазки и нефтепродуктов, которые при низкой температуре могут замерзнуть.

При установке технических средств и приспособлений для перекачки жидкого газа необходимо учитывать интервал изменения температуры его кипения. Кроме того, они должны обеспечивать возможность отвода выделяющегося газа. Поэтому особую важность имеет разработка монтажно-эксплуатационной схемы расположения узлов оборудования. Если определенные технические требования выполнены в соответствии с действующими правилами, хранение и обращение с жидким метаном будет менее опасно, чем с другими нефтепродуктами. Охлажденный природный газ быстро нагревается до той температуры, при которой он становится легче воздуха, и, следовательно, быстро испаряется и растворяется в окружающем воздухе. Было доказано, что при атмосферных условиях над поверхностью жидкости образуется хорошо заметное облако газообразных продуктов испарения, внутри которого возможно воспламенение. Поэтому такое облако является указателем опасной площади.

Поскольку превращение СПГ в газообразное состояние происходит интенсивно, то и возникшее пламя будет очень интенсивным. Поэтому необходимо обеспечить соответствующую надежную изоляцию оборудования в специальных кожухах или помещениях.

Общие требования, предъявляемые к приемному хранилищу

Береговая база, предназначенная для приема сжиженного метана, должна иметь, в частности, средства и приспособления для причаливания, швартовки и разгрузки танкеров, а также специальные емкости для хранения жидкого метана, насосы для перекачки жидкого продукта и оборудование для повторного превращения продукта в газообразное состояние, а кроме того соответствующие трубопроводы для перекачки сжиженного и охлажденного газа. На территории хранилища должны быть расположены вспомогательные и административно-бытовые здания и сооружения. Все трубопроводы и емкости хранилища необходимо изолировать.

ОБОРУДОВАНИЕ ХРАНИЛИЩА НА о. КЭНВИ

Участок площадью около 34,4 км² на о. Кэнви, расположенный в устье р. Темзы, удобен и безопасен для подхода и причаливания танкеров. Для обеспечения максимальной безопасности, а также для об-

разования двух главных потоков к востоку и к западу от центральной ветки железной дороги, идущей в направлении с севера на юг, вся установка была разделена на две части.

Этот принцип был выдержан на всей территории берегового хранилища.

ПРИЧАЛЬНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ДЛЯ ТАНКЕРОВ

Танкеры причаливают к эстакаде длиной около 230 м, построенной из заполненных бетоном стальных свай, на которых расположена верхняя часть причальной эстакады, изготовленная из литой стали и железобетона. К этой эстакаде могут причаливать суда водоизмещением до 60 000 т. На эстакаде смонтированы два шарнирных разгрузочных рукава диаметром 325 мм (12") со специальными соединениями, предназначенными для эксплуатации при низких температурах. Через эти рукава жидкий метан принимается из емкостей танкеров и направляется в разгрузочные приемные трубопроводы.

К шарнирному рукаву или гибким шлангам подсоединены также два алюминиевых трубопровода диаметром 168 мм (6"), по которым сжатый газ с берега направляется для вытеснения жидкого продукта по мере откачки его насосами, а также для предотвращения проникновения воздуха в рабочие емкости танкера. Для подачи воды в две главные магистрали трубопровода диаметром 30" на конце причальной эстакады смонтированы четыре вертикальных центробежных насоса производительностью по 2840 м³/ч каждый. По трубопроводам вода направляется для питания испарителей жидкого метана и возвращается по двум следующим магистралям диаметром 30" каждая и сбрасывается в устье Темзы.

ЕМКОСТИ ХРАНИЛИЩА

Парк для хранения жидкого метана состоит из пяти емкостей объемом 4000 т каждая. Кроме того, установлено еще две емкости объемом 100 т каждая. Все эти емкости (суммарный объем 22 000 т) построены по одной конструктивной схеме и состоят из двух концентрически расположенных резервуаров, пространство между которыми заполнено теплоизоляционным материалом. Внутренняя емкость изготовлена из сплава алюминия и магния (марки NP 5/6) и имеет диаметр около 29 м и высоту цилиндрической части 14,3 м. Эти резервуары представляют собой сварные конструкции, причем в процессе их сооружения был обеспечен строгий контроль за качеством сварных швов посредством рентгенографии.

Основание емкости, изолированное при помощи блоков из пенообразного стекла толщиной 7,5 м, сверху покрыто специальным бетоном. Для изоляции боковой и верхней частей резервуара пространство между корпусами внутренней и внешней емкостей заполнено вспученным перлитом в виде порошка.

Внешняя емкость служит в качестве конвейера для находящегося внутри него и вокруг стенки внутренней емкости теплоизоляционного слоя. Комбинация стального корпуса наружной емкости и вспученного перлита, представляющего собой минерал очень тонкого помола, представляет собой весьма надежную противопожарную защиту емкости.

Все коммуникации трубопроводов соединены с емкостью в верхней ее части и проходят через центральный стояк резервуара, в который смонтированы трубопроводы, предназначенные для подачи в емкость жидкостей отвода газообразных продуктов испарения, крепления предохранительных клапанов-разрядников, а также для ввода продукта в

распылители, предназначенные для предварительного охлаждения внутреннего объема хранилища перед введением туда жидкого СПГ при низкой температуре. Охлаждение осуществляется при помощи полностью распыленного жидкого метана и продолжается (около 24 ч) до снижения температуры внутри емкости до требуемой величины. Жидкий метан, скопившийся на днище резервуара, выводится наружу через специальный патрубок, соединенный с днищем емкости, и под действием силы тяжести поступает к перекачивающим насосам.

Емкости установлены на свайных фундаментах основания, верхний край которых находится на высоте около 0,5 м от уровня земли. Такая высота необходима для свободного прохода воздуха под днищем с целью предотвращения промерзания грунта. Каждый резервуар окружен глиняной защитной обваловкой высотой 2,1 м, рассчитанной на удержание в случае аварии всего объема содержимого резервуара.

НАСОСЫ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКОГО МЕТАНА

Насосы для перекачки жидкого метана установлены, как и другое оборудование, по двухпоточной схеме. Насосы первой ступени смонтированы непосредственно около емкостей и установлены ниже уровня земли для работы их под залив. Жидкий продукт под давлением до 23 кг/см^2 подается к дожимным насосам второй ступени, установленным на некотором расстоянии от емкостей. Дожимные насосы повышают давление нагнетания перекачиваемого продукта до $46,9 \text{ кг/см}^2$, а при необходимости это давление можно повысить до 70 кг/см^2 дополнительным пропуском перекачиваемого продукта через насосы третьей ступени. Все насосы вертикальные осевые многоступенчатые центробежные изготовлены из бронзы или из алюминиевого литья.

Насосы первой ступени имеют в общем обычную конструкцию.

Насосы второй и третьей ступени погружные и совместно с приводным электродвигателем работают под уровнем жидкости.

Преимуществом этих дожимных насосов является отсутствие механического уплотнительного узла.

ИСПАРИТЕЛИ ЖИДКОГО МЕТАНА

Установка для испарения жидкого метана разделена на три потока, пропускная способность каждого из которых определяется производительностью 50 т/ч жидкого метана.

Эта установка (применяются два конструктивных вида) предназначена для повышения температуры газа выше 0°C . В первом узле происходит теплообмен между водой, забираемой из р. Темзы, и жидким метаном, который проходит вверх через вертикальные трубы малого диаметра, смонтированные в панелях. По наружной поверхности труб вода течет вниз в виде тонкой пленки. Ледяной покров, образующийся на трубках, не нарушает распределения воды. Однако необходимо строго следить за площадью поверхности теплообмена, если толщину слоя льда требуется поддерживать в определенных допустимых пределах.

В двух других узлах установки в качестве промежуточной жидкости между водой и жидким метаном используется пропан.

Пропан испаряется при температуре около 0°C под давлением $5,5 \text{ кг/см}^2$ при протекании воды через горизонтальные тонкие алюминиевые трубы. В результате лед не образуется, а жидкий метан испаряется вследствие теплообмена с испарившимся газообразным пропаном, который затем конденсируется и возвращается в первый резервуар.

Путем пропускания определенной части пропана в газообразном состоянии через турбину и понижения его давления почти до атмо-

сферного можно получить значительное количество энергии. Газообразный пропан конденсируется в третьем теплообменнике при контакте с жидким природным газом, который нагревается до температуры 50°С перед тем, как он частично нагреется нерасширившимися газообразными продуктами испарения пропана и окончательно путем прямого теплообмена с водой.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Все изложенное представляет собой попытку не только перечислить и охарактеризовать основное оборудование и техническое вооружение, необходимое для оснащения береговой базы хранилища, принимающего СПГ, но также показать взаимозависимость этих технических средств с предшествующими и заключительными стадиями эксплуатации.

Во время написания данной статьи опыт эксплуатации был еще недостаточным, чтобы с уверенностью утверждать о точности и правильности всех выводов, приведенных здесь. На основании обобщенного и проанализированного предшествующего опыта было установлено, что можно ожидать повышения гибкости и эксплуатационных возможностей, обусловленных техническими и технологическими особенностями береговой базы хранилища по сравнению с первоначально запроектированными.

Жиль¹

ТАНКЕР «ЖЮЛЬ ВЕРН» ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ МЕТАНА

Открытием в Арзью (Алжир) 27 сентября 1964 г. газового завода фирмы Кемел завершилось создание системы снабжения Англии и Франции метаном, добываемым на промыслах Сахары.

В систему входят: месторождение газа, газопровод, проложенный от месторождения до побережья, завод для сжижения газа, танкеры для перевозки сжиженного метана и базы для приемки транспортируемого продукта в порту.

Для перевозки сжиженного метана, вырабатываемого газовым заводом в Арзью, используются английские танкеры «Метан Принцесс» и «Метан Прогресс» и французский танкер «Жюль Верн».

В отличие от первых двух судов танкер «Жюль Верн» построен по оригинальному проекту французских инженеров. Судно «Жюль Верн» транспортирует из Арзью в Гавр треть всего сжиженного метана, вырабатываемого газовым заводом, т. е. 825 000 т в год сжиженного метана, что соответствует приблизительно 480 млн. м³ природного метана. Для этого он ежегодно делает 33 рейса.

Характеристика танкера «Жюль Верн»

Общая длина	201 м
Ширина	24,70 м
Высота верхней палубы	16,50 м
Осадка	7,30 м
Внутренний объем резервуаров при —161 °С	25 500 м ³
Максимальная мощность судовых двигателей	15 000 л. с.
Рабочая нормальная мощность судовых двигателей	13 000 л. с.
Средняя коммерческая скорость	17 узлов
Водоизмещение порожнего судна	10 950 т
Водоизмещение судна при осадке 7,30 м	24 350 т
Максимальный объем балласта	18 500 м ³

¹ Главный инженер Морского технического управления, инженер-консультант фирмы Вормс и К° и фирмы «Заводы и верфи департамента Сен Маритим», Франция. № 303.

Судно было спущено на воду в сентябре 1964 г. и сдано в эксплуатацию в феврале 1965 г. После опробования ходовых механизмов судно отправилось в Арзью. Испытания холодильных установок и опытные погрузки были выполнены в период между 8 и 22 марта 1965 г.

Ввод в эксплуатацию не вызвал никаких значительных затруднений, хотя «Жюль Верн» был одним из первых судов данного типа. Его удалось построить в относительно короткий срок только благодаря соответствующим исследовательским и экспериментальным работам, выполненным во Франции до получения заказа на строительство. Рассмотрим эти исследовательские и экспериментальные работы.

Еще до возникновения проблемы транспортирования газа с промыслов Сахары фирма «Газ де Франс» интересовалась вопросами морских перевозок СПГ. Однако французские судостроительные заводы развернули систематические исследовательские работы в области строительства танкеров для перевозки метана только в 1957 г. после открытия газовых месторождений в Сахаре. Эти работы включали исследования специальных металлов при температуре жидкого метана, изучение свойств изоляционных материалов, разработку конструкции цистерн, а также технологии соединения их с корпусом судна и т. д.

На верфях были построены несколько моделей судов небольшого водоизмещения для перевозки жидкого азота. Затем на двух верфях были построены и испытаны модели судов большой вместимости (20—30 м³).

Испытания этих моделей показали, что перед тем как приступить к строительству танкеров для перевозок метана в промышленных масштабах, необходимо испытать в условиях открытого моря цистерны большой вместимости. С этой целью было создано научно-исследовательское общество Метан-Транспор. Для экспериментов было соответствующим образом оборудовано судно «Ле Бове».

На судне «Ле Бове» были размещены три резервуара. Первый резервуар имел форму параллелепипеда. Он был изготовлен из алюминиевого сплава Ag-4. Второй резервуар состоял из нескольких секций из стали с 9%-ным содержанием никеля. Третий резервуар имел цилиндрическую форму. Он был изготовлен из алюминиевого сплава и покрыт наружной оболочкой из стали с 9%-ным содержанием никеля.

Все резервуары были смонтированы по новой системе автосборки, позволяющей в определенных условиях демонтировать резервуары и контролировать состояние всех наружных стенок.

Экспериментальное оборудование на судне «Ле Бове», кроме резервуаров для метана, включало погрузо-разгрузочную систему, предохранительные устройства и контрольные приборы.

Установка этого оборудования на судно продолжалась около года.

За это время удалось достаточно полно разработать технологию сварки деталей из вышеупомянутых металлов, а также и технологию укладки изоляционных материалов.

Испытания в море начались в начале 1962 г. и продолжались около пяти месяцев.

Жидкий метан для этих испытаний был предоставлен экспериментальной станцией в Рош Морис, введенной в эксплуатацию фирмой «Газ де Франс» в конце 1960 г.

Необходимо отметить, что фирма «Газ де Франс» уже в течение нескольких лет систематически вела научно-исследовательские работы в области хранения и погрузки жидкого метана. Результаты их были использованы при установке аппаратуры на судне «Ле Бове» и при строительстве танкера «Жюль Верн».

На основании испытаний, проведенных на судне «Ле Бове», и консультаций с администрацией главных верфей Франции фирма «Газ-Маринь» передала заказ на строительство танкера «Жюль Верн»

фирме «Ателье э Шантье де ля Сен Маритим». На верфях этой фирмы проводилась часть указанных выше научно-исследовательских работ. Поэтому они оказались хорошо подготовленными для строительства танкера «Жюль Верн».

Для резервуаров была выбрана сталь с 9%-ным содержанием никеля, так как при сварке сплава Ag-4 возникали значительные затруднения. Сварка стали с 9%-ным содержанием никеля хотя и требовала дополнительных мер предосторожности, все же оказалась более легкой. С другой стороны, исследовательские работы, выполненные фирмой «Газ де Франс», показали, что резервуары, изготовленные из этой стали, можно использовать для хранения низкотемпературных жидкостей без термической обработки после сварки.

Корпус резервуара имеет цилиндрическую форму, дно конической формы соединяется с цилиндрическим корпусом эллиптическим сердечником. Верхняя крышка резервуара имеет форму эллипсоида.

Резервуары установлены на фундаменте, также изготовленном из стали с 9%-ным содержанием никеля.

На танкере «Жюль Верн» установлено шесть резервуаров емкостью 4000 м³ каждый. Внутренний диаметр резервуаров равен 18,35 м, а высота 18,17 м. В носовой части судна также установлен небольшой резервуар емкостью 1500 м³.

Для того чтобы облегчить доступ к наружным стенкам резервуаров, для них специально была разработана система изоляции. Она состоит из первичного и вторичного слоев изоляции. Вторичное ограждение представляет собой пластмассовый каркас, заполненный слоем перлита толщиной 54 см. Часть этого слоя в случае необходимости можно удалить пневматическим способом. В результате во вторичном слое изоляции образуется окно, которое позволит проводить все необходимые работы, связанные с осмотром и ремонтом наружных стенок резервуара и первичного слоя изоляции.

Резервуары установлены на изоляционном фундаменте из материала клегеселл толщиной около 40 см.

Вторичное ограждение дна образуется стальным конусом из нержавеющей стали, соединяющимся по окружности с вторичным ограждением из пластмассы. Специальное оборудование позволяет приподнять резервуары приблизительно на 1 м без демонтажа, благодаря чему можно проверять состояние наружной части дна резервуаров.

Для строительства резервуаров и покрытия их изоляцией необходимо было разработать специальную технологию.

Придать стальным листам, образующим эллиптический сердечник и эллипсоиды, необходимую форму обычным методом штамповки не удалось. С другой стороны, было строго запрещено подогревать стальные листы.

Выбор электродов для сварки потребовал проведения специальных исследовательских работ. Наилучшие результаты были получены при использовании электродов из материала инконел.

Очень трудно было решить проблему обвязки рабочих емкостей и погрузо-разгрузочного оборудования. Согласно требованиям техники безопасности установка под главной палубой судна любой системы труб для перекачки метана как в жидком, так и в газообразном состоянии запрещена.

В каждом резервуаре установлено по два погружных электронасоса. Они обеспечивают полную разгрузку резервуара за 10 ч.

Все предохранительные клапаны погрузо-разгрузочной системы включаются и выключаются с центрального распорядительного поста.

Все трубы изготовлены из нержавеющей стали.

Специальное устройство позволяет во время обратного рейса сохранять температуру порожних резервуаров на уровне —161°С. Это

позволяет приступать к загрузке танкера немедленно после прибытия его в порт. Удалить газы из резервуаров и подогреть их до температуры $+5^{\circ}\text{C}$ можно за 72 ч. Для охлаждения резервуаров с температуры $+5^{\circ}\text{C}$ до -161°C требуется также 72 ч.

В резервуарах поддерживается постоянное давление. На случай повышения и понижения давления предусмотрены предохранительные клапаны. Выкидные трубы от предохранительных клапанов выходят через мачту в атмосферу. Предохранительные клапаны рассчитаны на давление, несколько превышающее абсолютное постоянное давление.

Газовые испарения подаются к котлам. На трубопроводе для газовых испарений установлены параллельно два клапана, регулирующие давление и функционирующие независимо один от другого.

Изоляционная оболочка, содержащая азот, защищена предохранительными клапанами, положение которых регулируется таким образом, чтобы полностью устранить опасность пересжатия в случае возникновения утечки жидкого метана.

Детекторы для обнаружения утечки метана устанавливаются в определенных местах изоляции и в различных отсеках корабля.

Температура стенок резервуаров контролируется посредством термомпар.

Пост централизованного управления расположен в рубке корабля, под ходовым мостиком. С рубки просматриваются все купола резервуаров. С этого поста управления по шкафуту можно пройти непосредственно к куполу резервуара.

На посту сосредоточены приборы, позволяющие осуществлять следующие операции:

- 1) телеуправление клапанами;
- 2) замеры уровней и давления в резервуарах;
- 3) замеры давления в изоляционном пространстве;
- 4) включение насосов для перекачки метана;
- 5) контроль температуры;
- 6) обнаружение утечки метана.

Затруднение представлял выбор судовой тяги. Газ, испаряющийся в течение рейсов танкера, мог быть использован в качестве горючего. Это позволило применить в качестве двигателя газовую турбину.

Вариант газовой турбины, несомненно, был весьма привлекательным, однако он был отклонен вследствие отсутствия опыта в области применения этого вида тяги на торговых судах. Поэтому после детального изучения вопроса было решено использовать для судовой тяги танкера «Жюль Верн» паровые турбины.

М. Пиллуа¹

ГАВАНЬ ДЛЯ ПРИЧАЛА ТАНКЕРОВ С ГРУЗОМ ЖИДКОГО МЕТАНА В ГАВРЕ

Перспективы увеличения потребления газа в будущем заставили фирму «Газ де Франс» уже в 1954 г. заинтересоваться проблемами транспортирования сжиженного природного газа (СПГ).

Технико-экономические исследования, выполненные в этой области, позволили определить условия рентабельности морских перевозок СПГ.

Открытие в 1956 г. мощного газового месторождения в Хассир Мель обострило интерес к этому вопросу. В 1959 г. в Нанте была создана экспериментальная станция, специализировавшаяся в вопро-

¹ Начальник отдела «Сжиженный метан» в Управлении информации и новой техники фирмы «Газ де Франс», Франция. № 305.

сах, связанных с технологией сжижения природного газа, его транспортом и хранением.

Создание такой станции было необходимым, несмотря на то что метод сжижения газов при температурах от -150 до -200°C уже был хорошо известен.

Предстояло оперировать очень большими объемами сжиженного метана и это выдвигало ряд новых проблем в области использования криогенной техники. Кроме того, возникла необходимость в разработке резервуаров объемом в несколько десятков тысяч кубических метров.

В марте 1962 г. фирма «Газ де Франс» заключила договоры на ввод в действие первой системы транспортирования СПГ в Гавр из порта Арзью (Алжир). В эту систему входила постройка танкера «Жюль Верн» с общим объемом рабочих емкостей $25\,550\text{ м}^3$. Танкер «Жюль Верн» был построен по проектам французских инженеров и сдан в эксплуатацию в феврале 1965 г.

Для разгрузки танкеров с СПГ во Франции был выбран порт Гавр.

Благодаря научно-исследовательским и экспериментальным работам на станции в Нанте и в лаборатории Управления научно-исследовательских работ и новой техники фирмы «Газ де Франс» удалось осуществить строительство перевалочной базы в Гавре и решить многие научно-технические вопросы, связанные с постройкой танкера «Жюль Верн».

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРЕВАЛОЧНОЙ БАЗЫ В ГАВРЕ

Перевалочная база предназначена для выполнения следующих работ:

- 1) для разгрузки танкеров и приемки $770\,000\text{ м}^3$ сжиженного метана, что эквивалентно 440 млн. м^3 газа;
- 2) для хранения поступающего через определенные интервалы СПГ;
- 3) для перевода в газообразное состояние сжиженного метана и для перекачки его по трубопроводу в районы Парижа.

Для строительства перевалочной базы была отведена территория площадью 6 га . Эта территория захватывала часть бассейна Теофиль Дюкрот и часть внешней гавани.

Строительство базы началось с возведения пояса отвалов с каменными отсыпками. Затем приступили к намыву земснарядами грунта со дна бассейна Теофиль Дюкрот, который необходимо было углубить для входа танкеров; для заканчивания земляной площадки использовали песок, доставленный со дна моря.

Для строительства отвалов потребовалось $80\,000\text{ м}^3$ силикатного кирпича и 8300 т твердых пород, а для намыва строительной площадки потребовалось $342\,000\text{ м}^3$ грунта и $200\,000\text{ м}^3$ песка с раковинами, который намывался специальными передвигающимися земснарядами на рейде Гаврского порта.

Перевалочная база в Гавре включает в себя следующие сооружения и оборудование:

- 1) пристань;
- 2) резервуары для хранения СПГ;
- 3) система перевода в газообразное состояние сжиженного метана;
- 4) система рекуперации газовых испарений;
- 5) система устройств факельного типа;
- 6) вспомогательные системы;
- 7) вспомогательное оборудование.

Пристань предназначена для приема груженых СПГ танкеров водоизмещением $40\,000\text{ т}$.

На ней установлено специальное оборудование для швартовки и разгрузки судов.

Оборудование для швартовки судов состоит из двух полых набивных свай из специальной стали длиной 33 м и наружным диаметром 1,30 м. Сваи вбивают в дно на расстоянии 80 м друг от друга. Они рассчитаны на удерживание судна водоизмещением 40 000 т, подвергающегося поперечному сносу со скоростью 0,18 м/сек.

Пристань из легких сооружений расположена на расстоянии 3 м от свай для причала судов и связана с земляной площадкой мостиком. На пристани смонтированы три коленчатых шарнирных поперечных плеча из труб диаметром 300 и 500 мм.

Два плеча предназначены для разгрузки жидких продуктов, а третье — для газа.

Разгрузочные устройства коленчатого типа соединяются со складскими резервуарами перевалочной базы трубопроводами из нержавеющей стали.

Трубопроводы для перекачки жидких продуктов имеют диаметр 500 мм, а газопроводы 300 мм.

Резервуарный парк состоит из трех резервуаров емкостью 12 000 м³ каждый. Общая емкость в 1,5 раза превышает емкость цистерн танкера «Жюль Верн». Резервуары предназначены только для хранения СПГ (рис. 1).

Каждый резервуар включает:

1) внутреннюю цистерну диаметром 25 м и высотой 30 м из стали с 9%-ным содержанием никеля; выпуклая крыша резервуара не имеет внутренней арматуры; плоское дно резервуара опирается на фундамент по всему периметру;

2) стальной наружный кожух диаметром 27 м и высотой 32 м.

Между двумя цилиндрическими резервуарами находится изоляция. Дно изолируется слоем ячеистого стекла толщиной 1 м. Стены и крыша покрыты слоем минеральной изоляции и разбухшим порошком из силикатного кирпича. В промежуточной части резервуара, содержащей изоляцию, находится азот под небольшим давлением.

Каждый резервуар опирается на круглую бетонную плиту, поддерживаемую 44 сваями, заглубленными в землю на глубину 20 м. Протяженность баков для слива составляет 70 м, а их относительный объем на 5% превышает объем резервуара, т. е. достигает 12 600 м³.

Резервуары оборудованы предохранительными и контрольными устройствами: измерителем уровня, термомпарами, шаблонами для проверки напряжения, аварийной сигнализацией и т. д. Кроме того, предусмотрены системы труб для наполнения резервуаров, отбора продукта, полного опорожнения резервуаров и газопроводов (в том числе для удаления продуктов испарений).

Внутренние стенки внутреннего резервуара непрерывно орошаются СПГ из расположенных ступенями пульверизаторов для поддержания температуры на уровне —160°С.

Система повторного испарения СПГ. Выходные отверстия резервуара соединяются изолированными трубами из нержавеющей стали диаметром 500 мм с нагнетательным насосом производительностью 125 м³/ч. Предусмотрен также и вспомогательный нагнетательный насос.

Этот нагнетательный насос питает два главных насоса высокого давления (имеется еще третий запасной насос), с максимальной производительностью 62,5 м³/час каждый с давлением на нагнетании 75 кг/см². Насосы имеют переменную режимную скорость для регулирования в ходе эксплуатации темпов повторного испарения сжиженных газов по всей перевалочной базе.

Насосы высокого давления питают батарею теплообменников, рабо-

тающих на морской воде. В теплообменниках, по наружной поверхности которых стекает морская вода, СПГ переходит в газообразное состояние под давлением $\approx 75 \text{ кг/см}^2$.

Водопроводная система, служащая в основном для питания теплообменника повторного испарения СПГ, включает основной и запасной насосы. Работающий насос забирает морскую воду непосредственно

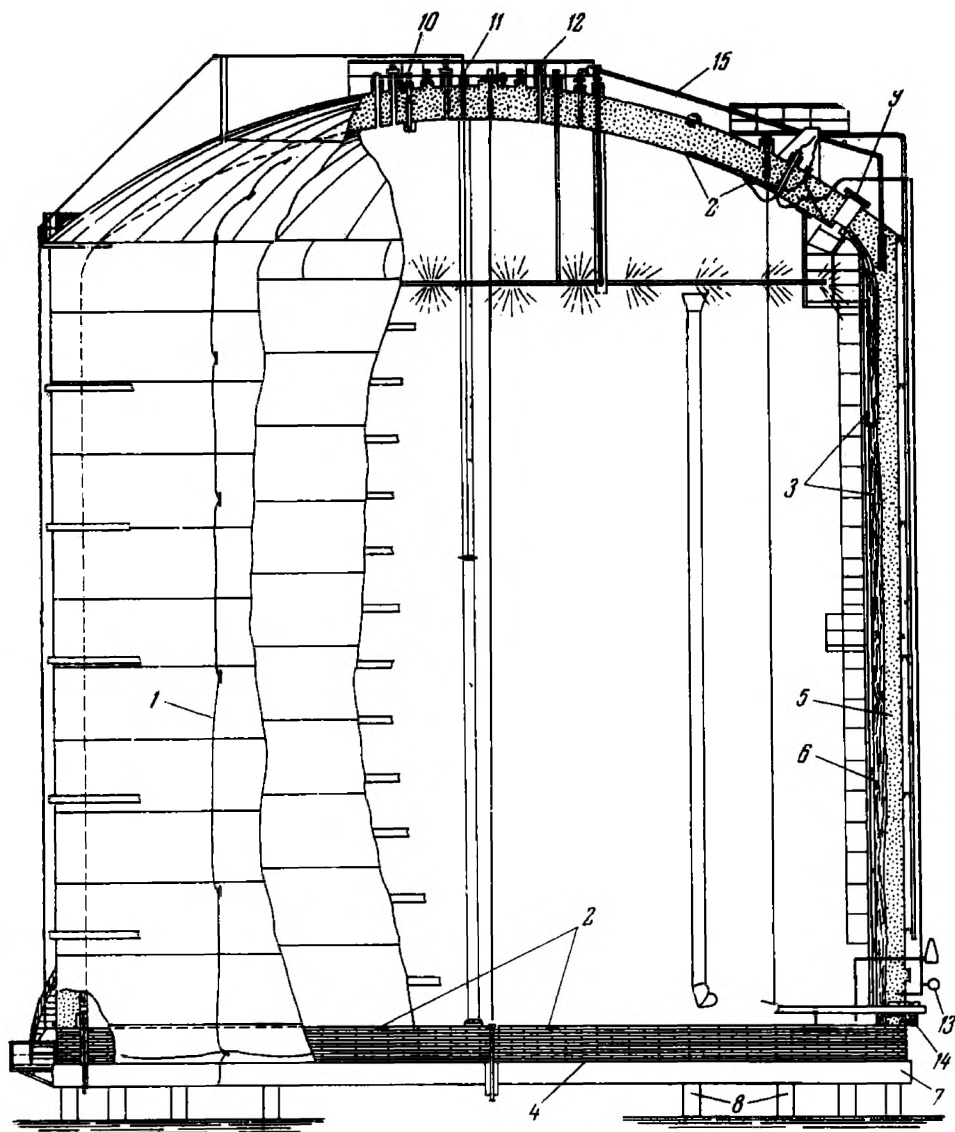


Рис. 1. Схема резервуара для хранения СПГ.
 1 — заземление; 2 — термопары для измерения температуры; 3 — устройство для измерения напряжения; 4 — пенопласт; 5 — изоляция; 6 — стеклянная вата; 7 — бетонная плита; 8 — свай; 9 — люк; 10 — предварительное охлаждение; 11 — указатель уровня; 12 — выход пара; 13 — вход и выход жидкости; 14 — вход и выход азота; 15 — система снижения давления.

из гавани и подает ее в два бассейна объемом приблизительно 800 м^3 каждый. При выходе из этих бассейнов вода фильтруется, хлорируется и по трубопроводу подается в устройство для повторного испарения СПГ.

Система рекуперации газовых испарений. В резервуарах СПГ постоянно находится в состоянии бурного вскипания. Предусмотренный расход газовых испарений в резервуарах составляет $0,15\%$ всего объема в течение 24 ч.

По системе трубопроводов газовые испарения непрерывно удаляются воздушодувкой. Воздушодувка имеет автоматический регулятор

отбора, который позволяет поддерживать в резервуаре постоянное давление. Газ, подаваемый этой воздуходувкой после подогрева до температуры -30°C в теплообменнике, поступает в компрессор, где сжимается до давления газопровода.

Система факельного устройства. Излишки газа автоматически подаются по газопроводу к факельному устройству и сжигаются.

Вспомогательные системы служат для перекачки СПГ из одного резервуара в другой, для сбора донных остатков из резервуаров и различных систем в цистерну, а также для охлаждения и опрыскивания внутренних стенок резервуаров.

Вспомогательное оборудование включает в себя электрическую аппаратуру, генератор инертного газа для очистки воздуха при вводе помещений в эксплуатацию, резервуары для хранения жидкого азота, необходимого для работы перевалочной базы, а также стационарное противопожарное оборудование.

На перевалочной базе имеется центральный пункт управления, где установлены все контрольные и автоматические устройства.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НОВШЕСТВА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ НА ПЕРЕВАЛОЧНОЙ БАЗЕ В ГАВРЕ

На перевалочной базе в Гавре использован ряд новых технологических решений в области строительства и эксплуатации наземных рабочих емкостей для хранения СПГ. Перечислим основные из этих технологических новинок:

- 1) поддержание постоянного давления в резервуарах;
- 2) применение стали с 9%-ным содержанием никеля для строительства внутренних корпусов резервуаров;
- 3) использование полиуретана для изоляции трубопроводов;
- 4) тушения в случае пожара горящих СПГ в сливных колодцах.

Поддержание постоянного давления в резервуарах

Как известно, температура кипения любой жидкости зависит от давления. Таким образом, увеличивая давление, под которым находится жидкость, можно повышать точку ее кипения. Поэтому для обеспечения нормального режима испарения складские резервуары и танкер «Жюль Верн» были оборудованы устройствами, обеспечивающими сохранение постоянного давления СПГ на необходимом уровне.

Применение стали с 9%-ным содержанием никеля для внутренних резервуаров

Эксплуатация оборудования, предназначенного для циркуляции и хранения СПГ, требует использования материалов, которые не становятся хрупкими при очень низких температурах. Обыкновенная мало легированная сталь в значительной степени теряет свои качества при температурах ниже -50°C , а при температуре -160°C ее применять вообще нельзя.

Емкости, предназначенные для хранения СПГ, можно изготавливать из следующих материалов:

- 1) аустенитных сталей (тип 18-8);
- 2) алюминиевых сплавов (тип Ag-4),
- 3) сталей с 9%-ным содержанием никеля.

Никелевая сталь была дополнительно исследована фирмами «Форж э Ателье де Крезе» и «Газ де Франс» с целью использования ее при

строительстве резервуаров для хранения СПГ. Впервые из этой стали был построен резервуар в Нанте. Он имел емкость 500 м³.

Сварка листов криогенных резервуаров из никелевой стали вызвала некоторые затруднения, связанные с термической обработкой листов после сварки. Эту проблему разрешили применением в качестве сварочного материала сплава инконел, который имеет почти такую же прочность и коэффициент линейного расширения, как и никелевая сталь.

После экспериментальных работ перешли к сооружению промышленных резервуаров для хранения СПГ из никелевой стали. Так, на заводской установке для сжижения газов в Арзью один из трех складских резервуаров также был изготовлен из этой стали.

Применение полиуретана для изоляции трубопроводов

Изоляция криогенных систем труб должна отвечать следующим требованиям:

- 1) иметь небольшой коэффициент теплопроводности;
- 2) быть водо- и газонепроницаемой;
- 3) обладать малым весом;
- 4) позволять ремонтировать трубопровод в процессе эксплуатации;
- 5) быть безопасным в пожарном отношении;
- 6) иметь низкую себестоимость.

В результате экспериментальных работ для изоляции труб был выбран вспенивающийся в месте наложения полиуретан, который соответствовал заданным техническим условиям. На перевалочной базе Гаврского порта этот тип изоляции впервые был применен в больших масштабах в области очень низких температур. Схема изоляции трубопроводов полиуретаном приведена на рис. 2.

Тушение горящего СПГ в сливных колодцах

Близость перевалочной базы в Гаврском порту к нефтяным резервуарам фирмы «Компани эндюстриель маритиш» обусловила необходимость всестороннего изучения методов борьбы с пожарами.

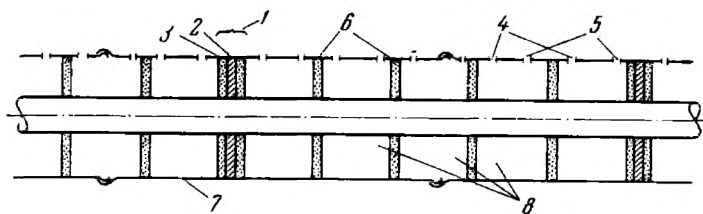


Рис. 2. Изоляция трубопровода полиуретаном.
1 — раздвижная муфта; 2 — мягкий полистирол; 3 — полиуретан;
4 — отверстия для заправки вспенивающегося продукта; 5 — отдушины для удаления газа; 6 — фланцы из полиуретана; 7 — наружное покрытие из стальных листов; 8 — полые пространства, заполняемые расширяющимся полиуретаном.

Поэтому на экспериментальной станции в Нанте был проведен ряд теоретических исследований с последующей практической проверкой полученных результатов. В результате были разработаны следующие мероприятия для борьбы с пожарами на перевалочной базе в Гавре.

В случае возгорания СПГ последний немедленно автоматически сливается в специальный колодец, и там пламя тушится пеной. Это делается следующим образом.

Детектор низкой температуры, расположенный на дне сливного бака, или детектор высокой температуры, расположенный вблизи резер-

вуара, автоматически включают пеногенные устройства, число которых достигает 1000 (по 5 устройств на каждый бак). Каждый пеногенератор имеет производительностью 1100 м³/мин пены.

Затем включаются поливальные устройства других резервуаров для предупреждения повреждения последних языками пламени. Насосная станция, в которой находятся насосы для перекачки СПГ, и помещение для электрооборудования поливаются таким же способом.

ДАЛЬНЕЙШЕЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ФРАНЦУЗСКОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ

Используемая в настоящее время французская система транспортирования СПГ должна неуклонно совершенствоваться для повышения рентабельности. Уже намечены основные пути в этом направлении.

Разрабатывается новый метод сжижения природного газа по так называемой циклической каскадной схеме. Этот метод наиболее простой из технологических процессов такого рода и требует значительно меньше капиталовложений.

Конструируются новые встроенные резервуары для перевозки СПГ, которые позволяют полнее использовать площадь судна. Применение таких резервуаров позволит перевозить в танкерах такого же водоизмещения, что и «Жюль Верн», около 34 000 м³ СПГ вместо 25 500 м³.

На экспериментальной станции в Нанте разрабатывается конструкция нового наземного резервуара из предварительно напряженного железобетона.

Кроме того, будет сконструирован опытный резервуар с плавающей крышей, который предполагается закопать в землю на небольшую глубину.

Ведутся также работы по созданию глубоких подземных резервуаров.

Перечисленные работы позволят создать в ближайшее время новые более рентабельные транспортные системы.

*К. Шибата*¹

ПОЛНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОГРУЗКИ И РАЗГРУЗКИ ТАНКЕРА

ВВЕДЕНИЕ

Японские фирмы «Ишикавийяма-Харима Хэви Индастриз» и «Токио Шибатура-Электрик» провели совместно исследовательские работы по автоматизации погрузки и разгрузки танкера.

В качестве опытного судна при разработке системы автоматизации был использован специально построенный нефтеналивной танкер. Погрузка и разгрузка этого танкера были полностью автоматизированы.

Техническая характеристика полностью автоматизированного танкера

Габариты судна, м:	
длина	213,0
ширина	32,0
высота	16,9
Проектная осадка судна при полной загрузке, м	12,5
Водоизмещение брутто, т	33 700

¹ Глава 6-го отдела фирмы «Ишикавийяма-Харима Хэви Индастриз», Япония № 206.

Грузоподъемность, <i>т</i>	57 000
Полный объем танков, <i>м³</i>	71 500
Мощность основного двигателя IHI SULZER8RD90, <i>л. с.</i>	17 600
Максимальная скорость при полной загрузке, <i>км/ч</i>	30,5
Крейсерская скорость, <i>км/ч</i>	28
Количество центробежных насосов для перекачки нефти, шт.	3
Производительность центробежного насоса, <i>м³/ч</i>	1 500
Высота подъема нефти насосом, <i>м</i>	100

Операции

Оборудование предназначено для осуществления следующих работ: погрузка, разгрузка, балластировка и дебалластировка.

Одновременно можно загружать в разные емкости два или три продукта.

Автоматическое регулирование осадки танкера

При погрузке задвижка центрального резервуара управляется четырьмя измерителями осадки танкера, расположенными в носовой части, у миделя с двух сторон и на корме. В результате такого контроля осуществляется автоматическая установка танкера на заданную осадку и наклон.

Автоматизация пуска, остановки и управления приводом нефтеперекачивающего насоса

Пуск, остановка и число оборотов вала нефтеперекачивающего насоса регулируются автоматически в требуемой последовательности. Применение самосливной системы позволяет не останавливать насос до тех пор, пока нефть полностью не будет перекачана.

Дистанционное управление

В течение автоматического цикла задвижки танков дистанционно открываются и закрываются.

Полная автоматизация позволяет дистанционно управлять всеми работами по загрузке и выгрузке танкера. В зависимости от необходимости насосы автоматически включаются и выключаются.

Эксплуатационное оборудование и аппаратура

Основные элементы оборудования: пульт управления, релейная панель, пульт управления перекачивающими насосами, панель энерго-снабжения, четырехходовые электромагнитные клапаны, манометры, измерительные приборы, система управления перекачивающими насосами.

Кнопки

Их можно подразделить на кнопки для дистанционного управления и кнопки для других операций.

Освещенные кнопки применяются для указания о проводимых операциях.

Индикаторные лампы

Индикаторные лампы указывают на осуществляемые погрузочно-разгрузочные операции.

Индикаторные лампы облегчают также проверку цепи при выявлении места разрыва провода.

Аварийная сигнализация

В зависимости от характера аварии предусмотрена следующая сигнализация:

1) предупреждающий звонок подает сигнал с перерывом через 10 сек;

2) завершающий звонок подает сигнал непрерывно, пока не будет выключен;

3) аварийный звонок подает сигнал, когда положение становится крайне опасным и продолжает звонить до тех пор, пока не будет выключен или пока не будет ликвидирована опасность.

Эти сигналы указывают обслуживающему персоналу точное место аварии.

Прибор для определения уровня в резервуаре

Уровнемер каждого резервуара состоит из прибора, передающего сигналы (расположен на верху резервуара), и приемника (расположен в помещении управления). В каждом резервуаре установлены независимо друг от друга на каком-то заданном уровне два контакта, а третий фиксирующий контакт расположен на 60 см ниже палубы и способствует передаче сигнала на пульт управления при переливе (см. таблицу).

Контакты уровнемеров резервуаров

Наименование	Назначение
Ступенчатый контакт	Для передачи сигналов ступеням (не зависит от операции)
Контакт для открывания и закрывания задвижки	Для передачи сигналов об открывании и закрывании резервуарной задвижки
Контакт перелива	Предупреждение перелива. Когда этот контакт замкнут, задвижка впускного трубопровода закрывается

Каждый уровнемер дает непрерывные показания уровня жидкости в резервуаре.

Штыревая панель

Штыревая панель, служащая для программирования последовательности погрузки или разгрузки имеет шесть ступеней. Когда уровень жидкости достигает ступенчатого контакта, открываются задвижки, заданные программой, и следующая ступень вступает в работу. Следовательно, погрузка или разгрузка выполняются автоматически в необходимой последовательности, если штыри вставлены в соответствующие ячейки щита согласно программе по загрузке и разгрузке нефти.

Прибор для определения осадки

Всего на танкере имеются четыре измерителя осадки — один на носу, два с обеих сторон миделя и один на корме. Указательные приборы расположены в командном помещении.

Самосливная система

При разработке полностью автоматизированной системы погрузки и разгрузки танкера очень важно обеспечить как снижение стоимости всей системы, так и простоту обслуживания.

Когда нефть выкачивается, по окончании операции резервуарная задвижка должна автоматически закрываться.

С учетом изложенного разработана новая самосливающая система, позволяющая отключать насосы. Были созданы специальные приспособления, которые позволили заканчивать разгрузку только главным перекачивающим насосом и по окончании ее сигнализировали об этом. Самосливающая система в основном состоит из двух частей.

Вакуумно-резервуарная система (рис. 1)

Со стороны выкидной линии главного перекачивающего насоса имеется трубопровод, соединенный с вакуумным резервуаром, для закачки части нефти обратно в вакуумный резервуар.

На верху вакуумного резервуара установлен паровой эжектор для выкачивания воздуха и газа из верхней части резервуара, который затем вместе с паром выпускается в атмосферу. С пуском перекачивающего насоса уровень нефти понижается, и в вакуумном резервуаре образуется вакуум. С открытием задвижки нефть попадает из нефтяного резервуара в вакуумный, в результате чего осуществляется разгрузка.

К концу разгрузки уровень в нефтяном резервуаре понижается, и через раструб поступает воздух. Но перекачивающий насос продолжает подавать только нефть, так как из вакуумного резервуара воздух отсасывается эжектором.

Поскольку давление в вакуумном резервуаре повышается, то уровень в нем понизится, и в него поступит воздух. Поэтому уровень в вакуумном резервуаре необходимо точно знать и поддерживать на определенной высоте, не только отсасывая воздух эжектором, но также, если в этом есть необходимость, спуская часть перекачиваемой нефти обратно в вакуумный резервуар. Давление вакуумного резервуара на эксплуатационном судне принято около 3 м вод. ст.

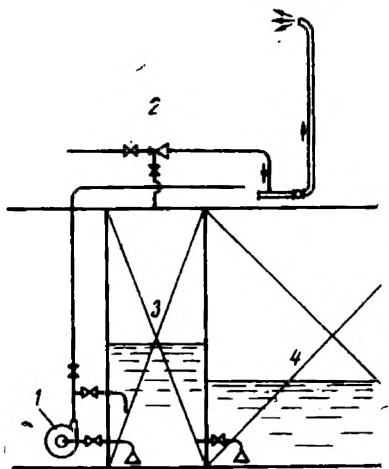


Рис. 1. Схема вакуумно-резервуарной системы:

1 — основной насос; 2 — паровой эжектор; 3 — вакуумный резервуар; 4 — грузовой танк.

Сливной клапан

На каждой линии нефтепроводов установлен сливной клапан (рис. 2).

При понижении уровня нефти в резервуаре поплавков сливного клапана оказывается выше поверхности нефти, и ось шарнира, которая удерживается подъемной силой поплавка, расстопоривается.

В результате этого тарелка клапана поворачивается и перекрывает поток нефти. Однако в клапанной тарелке имеется отверстие, и поток полностью не перекрывается.

Когда через раструб всасывается только воздух, клапанная тарелка под действием противовеса возвращается в первоначальное положение.

Когда поплавок находится в нижнем положении, а клапанная тарелка в первоначальном, эти клапаны открыты; по давлению приборы на верхней палубе сигнализируют о конце разгрузки.

Порядок работ и действие автоматической системы управления

Операции при балластировке и дебалластировке почти такие же, как и при погрузке и разгрузке.

Когда перед началом работы необходимо одновременно установить все клапаны в первоначальное положение, используется возвратная кнопка.

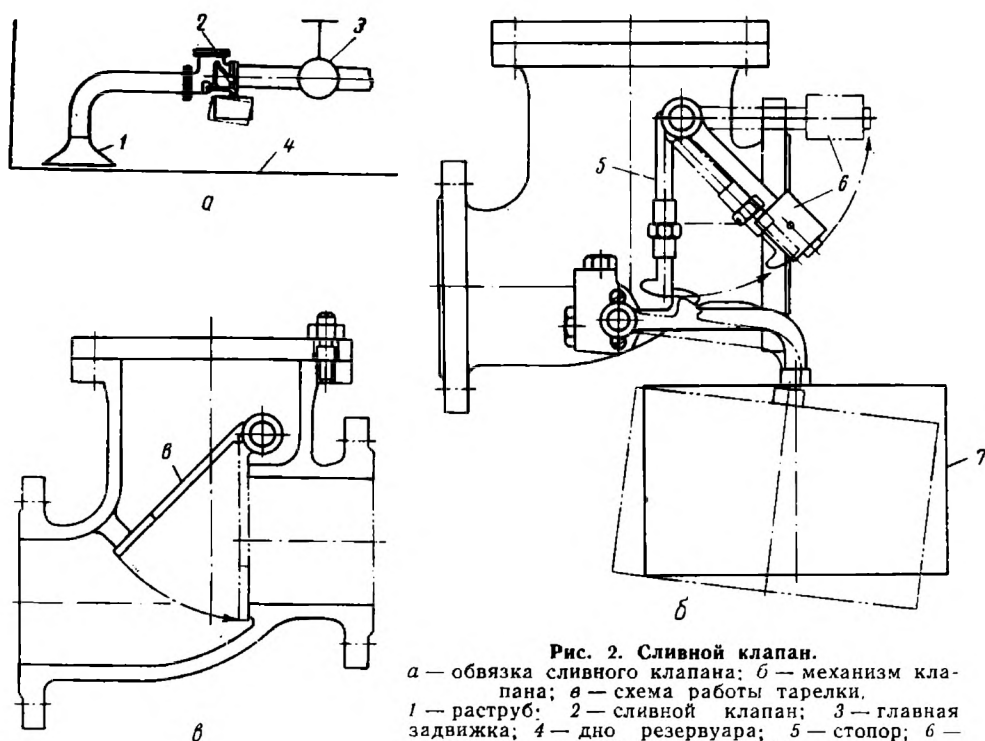


Рис. 2. Сливной клапан.
а — обвязка сливного клапана; *б* — механизм клапана; *в* — схема работы тарелки.
 1 — раструб; 2 — сливной клапан; 3 — главная задвижка; 4 — дно резервуара; 5 — стопор; 6 — противовес; 7 — поплавок; 8 — тарелка.

Погрузка

Погрузка программируется заранее, и штыри устанавливаются на щите согласно каждому этапу работы. Указатели уровня резервуаров и приборы осадки устанавливаются в требуемых положениях.

При помощи кнопки гидропривода пускается насос.

Включают табло основного энергоснабжения и убеждаются, что зажигается табло «авто» автодистанционных переключательных кнопок. Затем включают кнопку для подсоединения выбранных трубопроводов и, наконец, включают погрузочные кнопки. Когда затем включаются индикаторные лампы на графической панели, кнопки освещаются молочно-белым светом, показывая, что предварительная настройка закончена.

Когда пусковая кнопка включена, предварительно настроенные задвижки одновременно открываются. Смена света индикаторных ламп клапанов с молочно-белого на красный указывает на то, что задвижка работала. Когда же задвижка полностью открыта, горит и молочно-белый, и красный свет. Когда предварительно настроенные по заданной программе задвижки полностью открыты, индикаторные лампы, которые показывают открытие или закрытие задвижек, освещаются точно так же, как указывалось выше.

При загрузке нефти уровень жидкости в резервуаре поднимается. При погрузке переход от выполнения операций 1-й ступени программы ко 2-й ступени происходит автоматически в соответствии с сигналами, посылаемыми резервуарными уровнемерами. Когда резервуар загружен до предварительно установленного уровня, задвижка начинает автоматически закрываться. В то же время, если задвижка, соединенная с паровым эжектором вакуумного резервуара и впускной задвижкой вакуумного резервуара, открыта, то последний будет загружаться так же, как и основной, не оказывая влияния на его загрузку.

После заканчивания действия 6-й ступени (последняя ступень — автоматическое регулирование осадки и балластировки), когда остается только один последний резервуар, подается сигнал для снижения скорости налива. При этом начинают действовать индикаторные лампы-мигалки, показывающие, что операции закончены. По сигналу звонка береговая станция снижает скорость загрузки.

Когда сработает сигнал, указывающий об окончании загрузки (осадка судна у миделя на 2 см ниже назначенной осадки), береговой бригаде рабочих посылается сигнал о прекращении подачи нефти. После этого выключают кнопку, закрывающую задвижку последнего резервуара и кнопки остальных задвижек, которые были открыты. Затем выключаются кнопка сигнализации погрузки, кнопка сигнализации работ на берегу, главный источник энергопитания и гидропривод.

Разгрузка

В соответствии с разгрузочной схемой программа на щите управления установлена заранее. Затем устанавливаются в требуемом положении контакты указателей уровня в резервуарах и включают кнопки гидропривода для пуска силового насоса.

Включают табло основного энергоснабжения и убеждаются, что освещается табло автодистанционных переключательных кнопок. Затем подсоединяют выбранные нефтепроводы, и уже после этого включаются кнопки разгрузки.

Выбираются перекачивающие насосы и соответствующие задвижки на линиях, которые должны быть использованы при разгрузке. Индикаторные лампы предварительно настроенных задвижек освещаются молочно-белым светом.

Когда нажимается пусковая кнопка, открываются все предварительно настроенные задвижки, кроме сливной задвижки перекачивающего насоса. Далее, когда открывается одна из резервуарных задвижек, выбранная для работы по 1-й ступени программы и связанная с перекачивающим насосом, на панель управления перекачивающими насосами подается сигнал включения насоса, и таким образом осуществляется автоматический пуск насосов. Когда перекачивающий насос достигает определенной производительности, открываются сливные задвижки, и разгрузочные операции выполняются автоматически.

В стадии окончания разгрузки перекачивающий насос начинает всасывать воздух через раструб на конце нефтепровода. Затем в вакуумном резервуаре падает уровень, автоматически в соответствии с давлением в резервуаре включается паровой эжектор, а часть нефти возвращается в вакуумный резервуар через перепускной трубопровод.

Как только с завершением сливных операций через раструб начинает поступать воздух без нефти, сливной клапан подает сигнал на управляющее устройство, и задвижка в загрузочном резервуаре автоматически закрывается.

По мере разгрузки резервуаров (за исключением последнего) предупредительный звонок подает сигнал, начинает мигать индикаторная лампа, указывающая на завершение работ соответствующей группы резервуаров.

Когда задвижка последнего резервуара на каждой группе перекачивающих насосов закрыта, впускная задвижка вакуумного резервуара этой насосной группы автоматически закрывается, и в то же время лампа, показывающая окончание операции, постоянно горит и завершающий звонок подает сигнал.

После этого впускная задвижка вакуумного резервуара полностью закрывается, автоматически открывается задвижка, которая связана с паровым эжектором вакуумного резервуара, и следовательно, давление

в вакуумном резервуаре становится равным атмосферному. Перекачивающий насос быстро откачивает нефть из вакуумного резервуара.

Когда в перекачивающий насос начинает поступать воздух из вакуумного резервуара, он автоматически выключается, начинает мигать соответствующая красная индикаторная лампа перекачивающего насоса и сигнализирует звонок.

Выключают пусковую кнопку, все задвижки, находящиеся в положении «открыто», одновременно автоматически закрываются.

Выключают кнопку сигнализации разгрузки, кнопку сигнализации работ на берегу и главный источник энергопитания.

Дистанционное управление

Дистанционное управление применяется в следующих случаях:

1) специальные погрузка, разгрузка, балластировка и дебалластировка, при которых невозможно применять автоматическую линию сигнализации, или в том случае, если любые две указанные операции должны осуществляться одновременно, например, когда должна быть проведена одновременная балластировка и дебалластировка;

2) когда задвижки, не имеющие блокирующего механизма, необходимо открывать или закрывать в течение автоматического цикла или когда определенный этап работ или отдельная операция должны быть переключены с автоматического на дистанционное управление.

Д. Тебо¹

МОРСКОЙ ТРАНСПОРТ БУТАДИЕНА

ВВЕДЕНИЕ

Научно-исследовательские работы по транспорту сжиженных газов под давлением, близким к атмосферному, уже велись, когда возникла проблема транспорта бутадиена, необходимого для снабжения завода искусственного каучука в Берре.

Транспорт бутадиена должен был осуществляться морем из портов Мексиканского залива.

Вопросы хранения бутадиена в Техасе и Берре и его транспорта морским путем необходимо было разрешить на основе экономических соображений.

Предстояло изучить проблемы, связанные с хранением и транспортом бутадиена:

- а) под давлением при температуре окружающей атмосферы;
- б) под давлением ниже атмосферного;
- в) под давлением, близким к атмосферному.

Целесообразность хранения и транспорта бутадиена под давлением, близким к атмосферному, казалась несомненной, если учесть, с одной стороны, большой объем бутадиена, предназначенного для транспорта, и, с другой стороны, химические особенности бутадиена, обуславливающие наименьший риск порчи продукта. Поэтому нефтеналивной танкер «Иридиана» грузоподъемностью 18 000 т был оборудован под перевозку в его резервуарах 6500 т бутадиена при температуре порядка -3°C .

На Нефтяном мировом конгрессе во Франкфурте на Майне (ФРГ) в 1963 г. был представлен доклад «Система охлаждения бутадиена», в котором излагались основные принципы транспорта бутадиена. Поэтому рассмотрим только проблемы морского транспорта.

¹ Шелл интернэйшнэл Мэрин Лимитед, Англия. № 322.

Перестройка танкера

Резервуары для бутадиена

Временный характер транспорта бутадиена обусловил возможность не строить суда нового типа, а перестроить существующие танкеры.

Резервуары необходимо было оснастить таким образом, чтобы предупредить интенсивный теплообмен через стенки и защитить некоторые части резервуаров от непосредственного контакта с бутадиеном.

Проблема целостности стали резервуаров и поддержания постоянной температуры -5°C не вызвала больших опасений, однако было решено предупредить воздействие бутадиена на элементы, обуславливающие остойчивость судна. Поэтому была принята внутренняя изоляция для центрального ряда резервуаров.

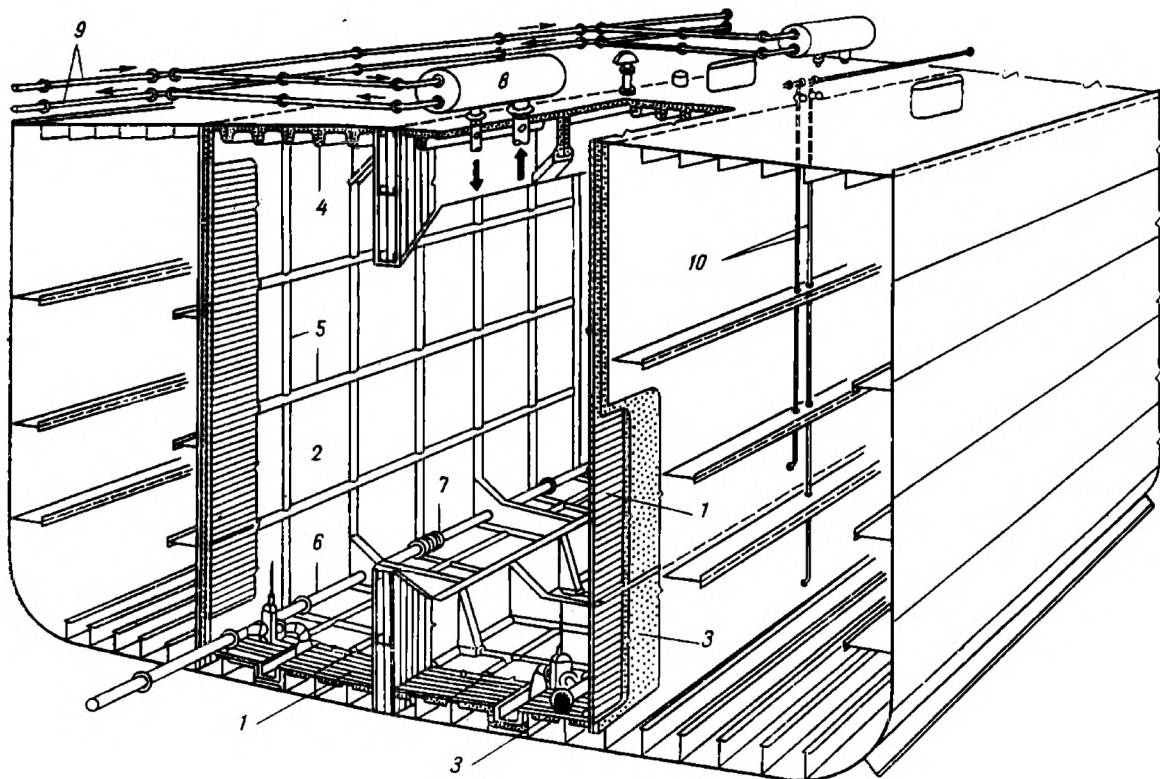


Рис. 1. Принципиальная схема изоляции.

1 — настил; 2 — обшивка; 3 — стекловата; 4 — тонкая прокладка из стекловаты; 5 — 12,7-мм труба; 6 — линия загрузки продукта; 7 — змеевик охлаждения; 8 — конденсатор бутадиена на палубе; 9 — линия для циркуляции раствора; 10 — трубы для прокачки инертного газа.

Резервуары танкера «Иридина» относятся к классу встроенных цистерн или цистерн с перегородками. Такие резервуары целесообразно применять на судах, перестроенных для перевозки СПГ.

В ходе научно-исследовательских работ были изучены различные материалы. Наиболее подходящим материалом казались пластмассы. Однако поскольку проблемы старения их не были достаточно изучены, было решено применить сталь и дерево.

Для разработки методов производства изоляционных панелей было решено в наиболее сжатые сроки перестроить одну цистерну судна для каботажного плавания. Такой переделке подверглось судно «Шелл-фалт», на котором были испытаны также некоторые методы погрузочно-разгрузочных работ и охлаждения бутадиена.

Нельзя недооценить всю важность этого эксперимента. Полученные результаты позволили приступить к перестройке танкера «Ири-

дына» и подтвердили правильность намеченных путей разрешения технологических проблем.

Принципиальная схема изоляции, осуществляемая на танкере, приводится на рис. 1.

Охлаждение

Лабораторными опытами установлено, что потери холода при наиболее неблагоприятных условиях достигают 600 000 фреоний/ч.

Мощность холодильников, которые необходимо было установить на борту, должна быть не только достаточной для повторного сжижения испарившегося во время рейса газа, но и для загрузки бутадиена со скоростью 300 т/ч при температуре, превышающей на 8°С температуру газа во время его транспорта. Для выполнения этого условия требова-

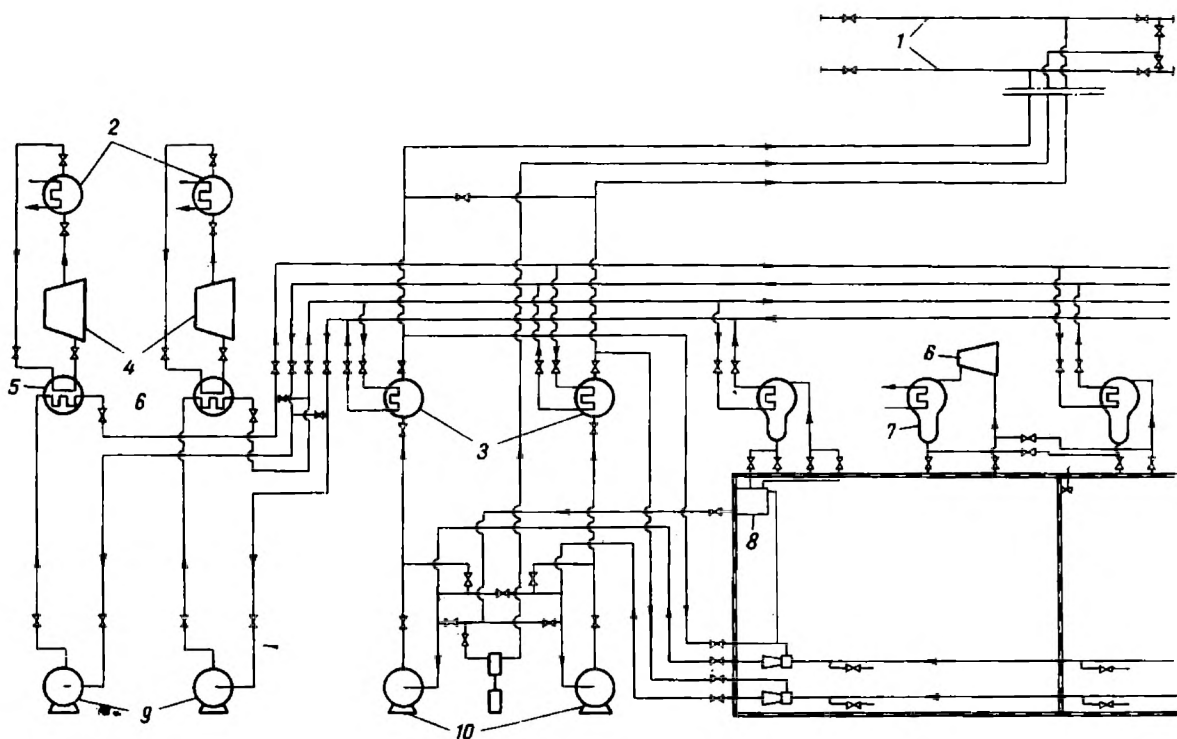


Рис. 2. Схема охлаждения и перекачки.

1 — поперечные трубы для разгрузки бутана; 2 — конденсаторы хладагента фреона; 3 — холодильные устройства; 4 — турбокомпрессоры; 5 — теплообменники; 6 — ротационный компрессор; 7 — конденсаторы; 8 — напорный ящик; 9 — насосы для подачи раствора хлористого кальция; 10 — насосы для подачи бутадиена.

лась установка холодильника, мощность которого примерно в 2 раза превышала бы необходимую.

Учитывая высокую стоимость бутадиена, важно исключить потери продукта в случае аварии компрессора. Было принято решение установить на борту две холодильные установки: одну нормальной производительностью 750 000 фреоний/ч и другую с максимальной производительностью 1 000 000 фреоний/ч. Одна из этих установок обеспечивала сохранение необходимой низкой температуры, другая установка являлась вспомогательной. При погрузке бутадиена в зависимости от его температуры можно использовать обе установки (рис. 2).

Для предупреждения ухудшения качества бутадиена был избран метод косвенного охлаждения с применением в качестве промежуточной охлаждающей жидкости раствора хлористого кальция, циркулирующего по двум отдельным трубам в сдвоенных одноступенчатых конденсаторах резервуаров.

Теоретическая производительность каждого конденсатора составляет около 136 000 *фригорий/ч*, что позволяет получить в общем 1 500 000 *фригорий/ч*.

Все конденсаторы в верхней части соединены с одной стороны с устройством для удаления неконденсируемых паров, а с другой — с общим коллектором для выделения газа.

В насосном отделении на нагнетательных линиях насосов расположены две холодильные установки производительностью 300 000 *фригорий/ч*. Они предназначены для охлаждения жидкого бутадиена при разгрузке и погрузке, но их можно также использовать для поддержания надлежащей температуры груза.

Такое размещение холодильных установок позволяет сохранить низкую температуру при помощи:

- 1) одного конденсатора из двух находящихся в эксплуатации;
- 2) двух холодильников с одним насосом, перекачивающим подлежащий охлаждению бутадиев в замкнутой цепи.

Обе установки можно использовать с одним из двух турбокомпрессоров или с одним из двух коллекторов раствора хлористого кальция.

В случае неисправности одного из резервуарных конденсаторов или линии для подачи раствора клапаны, находящиеся в верхней части поперечных перегородок, позволяют осуществить сжижение бутадиена конденсатором смежной цистерны.

Техника безопасности

Особенно большое внимание уделялось предохранительным клапанам.

В каждой цистерне были установлены два предохранительных клапана с пропускной способностью от 3000 до 9000 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Кофердамы (перегородки), разделяющие цистерны, также оборудованы предохранительными клапанами, предназначенными для пропуска в центральные цистерны газа, не испарившегося вследствие контакта с неизолированными стенками.

Благодаря направляемым мембранным заслонкам клапаны полностью открываются при незначительном повышении давления.

Для того чтобы воспрепятствовать образованию перекисей, кофердамы (перегородки) наполняются газом, не содержащим кислород.

Из батареи газовых баллонов по распределительной сети углекислый газ поступает в кофердамы и цистерны для бутадиена.

Другая распределительная сеть обеспечивает подачу антиокислителя в кофердамы и цистерны.

Для сохранения концентрации к бутадиеву добавляют паратертибутилкатахоль (рТВС) на необходимом уровне — приблизительно 100 мг/л .

Устройства для отбора проб бутадиена расположены на палубе, на приеме насосов. Для отбора проб на палубе требуется специальная аппаратура, позволяющая проверять в течение рейса содержание перекиси и рТВС в бутадиене.

Манометры, расположенные на щите, размещенном под центральной надстройкой судна, позволяют вести наблюдения за давлением во всех цистернах и кофердамах.

Специальная судовая система защитных устройств на концах поперечных трубопроводов позволяет изолировать линии для перекачки бутадиена как в насосном отделении, так и на палубе.

Судовая предохранительная система соединяется с аналогичной портовой системой и позволяет приводить в действие наземные защитные устройства.

Эксплуатация судна

Погрузка

Резервуарный парк в Хьюстоне для хранения бутадиена состоит из двух резервуаров емкостью 4000 т, в которых низкая температура сохраняется при помощи двух холодильных установок, производительностью около 300 000 фреон/ч.

Работы по загрузке танкера бутадиеном всегда выполняются с высокой эффективностью. Из резервуаров продукт поступает при температуре приблизительно 2° С, загрузка танкера осуществляется в среднем со скоростью 200 т/ч.

В том случае, когда в цистернах «Иридины» бутан находится под атмосферным давлением, а операции по загрузке включают подачу газообразного бутадиена для полной загрузки судна, необходимо работать в течение 26 ч с включенными конденсаторами одной группы. В начале работ по погрузке смесь бутана с бутадиеном направляют через специальное устройство факельного типа. Когда в цистернах судна остается незначительное количество бутана, доступ в факельное устройство прекращается, и работы по погрузке выполняются в нормальных условиях с включением холодильных устройств.

Обычно холодильные устройства в системе погрузки включаются одновременно с конденсаторами цистерн.

Разгрузочные работы

Работы по разгрузке цистерн выполнялись со средней скоростью 270 т/ч, включая их сушку. Холодильная установка резервуара включается для сжижения газообразной фазы по мере ее поступления в емкость и для компенсации теплообмена с наружной средой. В качестве хладагента применяют пропан, циркулирующий по змеевикам в верхней части резервуаров, в которых происходит конденсация бутадиена.

Режим перевозки груза

Во время рейса в цистернах с бутадиеном давление сохраняется в пределах 0,100—0,300 кг/см².

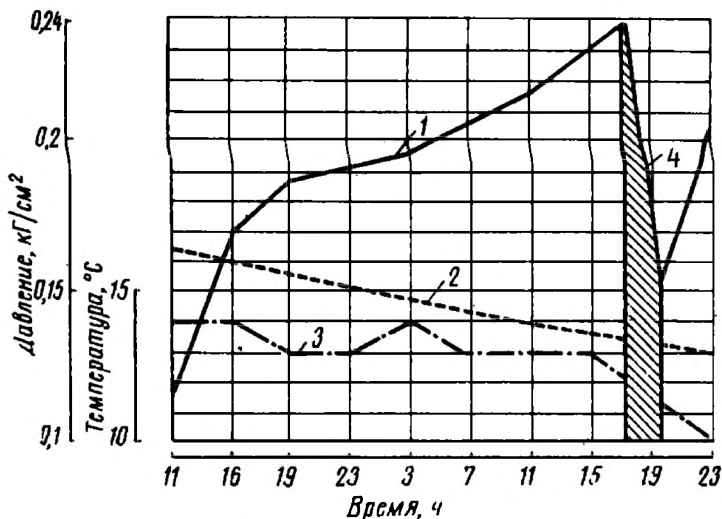


Рис. 3. Изменение давления в цистерне после остановки холодильных устройств.

1 — давление в цистернах; 2 — температура морской воды; 3 — температура воздуха; 4 — продолжительность работы холодильной установки в часах.

Разница между температурами дна цистерны и ее середины составляет порядка $0,6^{\circ}\text{C}$, когда охлаждение осуществляется при помощи конденсаторов; при этом у поверхности температура продукта на $2'$ ниже температуры у дна цистерны.

С прекращением охлаждения начинается первая фаза повышения давления до $0,015 \text{ кг/см}^2/\text{ч}$. Во второй фазе осуществляется меньшее повышение давления ($0,002$ или $0,006 \text{ кг/см}^2/\text{ч}$) в зависимости от температуры внешней среды (рис. 3).

На танкере «Иридина» имеется небольшая лаборатория для ежедневных контрольных анализов бутадиена.

Потери продукта были небольшими и нормальными для этого вида транспорта.

Состояние оборудования

Изоляция цистерн как из дерева, так и из стеклянной ваты через 16 месяцев и через 3 года находилась в превосходном состоянии. Стеклянная вата под палубой находилась в удовлетворительном состоянии. Однако после трехлетней эксплуатации изоляция частично оказалась сильно поврежденной. Эти повреждения были вызваны главным образом недостаточными механическими качествами материала. Тем не менее, изоляция в целом находилась еще в приемлемом состоянии. На некоторых участках внутри цистерн для борьбы с местными тепловыми потерями применяли полиуретан, но были получены очень плохие результаты. Изоляция почти всюду отклеилась, бутадиен просачивался. Следов коррозии не замечалось.

Что касается вспомогательного оборудования, то затруднения возникли в двух местах.

В турбокомпрессоре хладагента затруднения возникли в связи с нарушением режима в испарителе фреона 12.

2. В насосах для перекачки бутадиена затруднения возникли в связи с выбором материалов для подшипников и определением соответствующих зазоров.

Техника безопасности

Необходимо следить, чтобы в течение транспортировки бутадиена не образовывались перекиси. С этой целью из газовой фазы удаляется кислород, а в жидкий бутадиен вводят антиокислитель. Кроме того, в наиболее критических местах через определенные интервалы времени проверяют содержание перекисных соединений в бутадиене. Для анализа бутадиена используют точный йодометрический метод.

Кроме очень жестких правил внутреннего распорядка, существующих на нефтеналивных танкерах, были разработаны дополнительные мероприятия, которые в основном сводились к систематическому контролю:

- 1) за работой дистанционных задвижек;
- 2) за содержанием кислорода в цистернах и кофердаме;
- 3) за содержанием антиокислителя в бутадиене;
- 4) за работой вентиляции насосного отделения.

ТРАНСПОРТИРОВКА БУТАДИЕНА ПО МОРЮ

Основные характеристики бутадиена

Удельный вес жидкости, $Г/см^3$	0,627 при 15,5 °С
Плотность жидкости, $г/см^3$	0,63 при 15,5 °С
Точка кипения, °С	11,61
Упругость пара, $кГ/см^2$	2,5 при 21,11 °С
	4,5 » 40,5 °С
	6,5 » 54,4 °С
Температура вспышки, °С	75,6
Точка замерзания, °С	108,4
Диапазон воспламеняемости смеси с воздухом, %	2,0—11,5

Бутадиен является весьма неустойчивым продуктом. При увеличении температуры образуются полимеры. Кроме того, под действием кислорода образуются перекисные соединения, которые тоже очень неустойчивы. Таким образом, важно, чтобы при хранении и транспортировке бутадиена воздух был удален из парового пространства резервуаров и из трубопроводов и насосов, используемых для перекачки. Полное удаление воздуха довольно сложно. В практике системы перекачки и хранения бутадиена освобождаются от кислорода при помощи одного из двух методов.

В тех случаях, когда газ находится под давлением, при течи он вырывается наружу, и подсос воздуха исключается. В системах, при которых газ находится при давлении, близком к атмосферному, подсос воздуха в случае нарушения герметичности можно исключить путем создания подушки или слоя инертного газа, такого, как азот, и сохранением небольшого принудительного давления на систему хранения бутадиена.

При подготовке транспортных средств для перевозки бутадиена необходимо обращать особое внимание на их очистку от кислорода и от остатков другого груза перед загрузкой бутадиена.

Кроме проблем, связанных с изоляцией бутадиена в резервуарах, трубопроводах и насосах от кислорода, необходимо следить за тем, чтобы температура бутадиена не поднималась выше обычной температуры окружающей среды. Полимеризация может протекать при обычных температурах. Но несмотря на то, что реакция медленная, она экзотермическая, т. е. она протекает с выделением тепла. При температурах до 15,5°С скорость полимеризации очень мала. Установлено, что ингибиторы эффективно снижают скорость полимеризации.

Из сказанного видно, что с бутадиеном можно обращаться так же, как с любым сжиженным нефтяным газом, например, с пропаном или бутаном, но он требует дополнительного внимания при хранении и транспортировке. В настоящее время бутадиен в больших количествах перевозится танкерами, обычно используемыми для транспортировки пропана и бутана.

Для перевозок бутадиена применяются танкеры двух видов: в одних груз находится под некоторым избыточным давлением, другие оборудованы установками для его охлаждения.

Помимо проблем, связанных с необходимостью хранения бутадиена под давлением в прибрежных резервуарах, имеются трудности при погрузке его в танкер, которые очень похожи на затруднения, связанные с погрузкой любых других сжиженных нефтепродуктов. Для замера жидкого груза используются аппаратура и приборы, установленные на судне, и специальное оборудование для этой цели не требуется. Потери бутадиена вычисляются так же, как и у СНГ.

¹ Филипс петролеум Компани, США. № 323.

При окончании погрузки танкера под давлением нельзя, конечно, опорожнить шланг в резервуар судна для предотвращения утечки при разъединении его с трубопроводами судна. Если на судне имеются компрессоры, то при помощи их забирается газ из парового пространства резервуаров судна и им отжимается сжиженный бутadiен из шланга в трубопровод на берегу. После этого можно отсоединить шланг без потерь продукта.

Можно использовать шланг, у конца которого установлен клапан. По окончании разгрузки между клапаном на трубопроводе судна и клапаном на конце шланга остается очень небольшое количество жидкости. Эту жидкость легко можно удалить, после чего шланг отключается, и судно может продолжать рейс, не ожидая, когда опорожнят шланг.

Во время рейса все системы регулировки танкера под давлением, загруженного бутadiеном, должны работать по существу так же, как и при загрузке СНГ. Однако, несмотря на наличие ингибиторов, следует поддерживать температуру бутadiена ниже $+15,5^{\circ}\text{C}$, так как при температуре выше указанной образование полимеров ускоряется. Соответственно необходимо следить за температурой груза. При использовании «танкеров давления» нет необходимости беспокоиться о попадании воздуха в резервуары.

Разгрузка танкеров с бутadiеном происходит по тем же правилам, что и разгрузка других СНГ. Однако для предотвращения попадания воздуха необходимо следить за тем, чтобы поддерживалось избыточное давление. При перевозке в танкерах под давлением пропана или бутана попадание воздуха в резервуары не представляет опасности ввиду относительно узкого диапазона воспламеняемости смеси воздуха с газом. Однако при перевозке бутadiена наличие воздуха в резервуаре не только опасно, но и связано с увеличением образования перекисных соединений. Поэтому при разгрузке танкера с бутadiеном все время необходимо поддерживать избыточное давление в резервуарах.

Танкеры под давлением следует разгружать в хранилища с избыточным давлением. Даже при погрузке бутadiена из охлаждаемого хранилища температура груза в резервуарах возрастает во время рейса. Увеличение температуры зависит от длительности рейса и изоляции резервуаров. В большей части хранилищ обеспечивается достаточная степень охлаждения продукта. Разгрузка танкера обычно происходит со скоростью гораздо выше той, на которую рассчитано охладительное оборудование. Поэтому если танкер под нормальным давлением может получать бутadiен из любого типа хранилища, то разгружаться он может только в хранилища с повышенным давлением или в хранилища, в которых обеспечивается поддержание температуры, равной или выше температуры при разгрузке. При разгрузке следует использовать отводящий паропровод. Использование паропровода является одним из способов поддержания избыточного давления в резервуарах судна.

Большинство танкеров рассматриваемого типа снабжены насосами для перекачки нефтепродуктов, хотя для некоторых, особенно небольших, судов достаточно компрессоров. В этом случае между паровым пространством резервуаров судна и прибрежными резервуарами необходим паропровод.

Компрессор, обычно устанавливаемый на берегу, отсасывает газ из парового пространства прибрежного резервуара и закачивает его в паровое пространство резервуаров судна. При определенном перепаде давления продукт начинает поступать с судна в резервуары на берегу, и это продолжается до тех пор, пока уровень жидкости перекрывает выходное отверстие резервуаров на судне.

Этот метод разгрузки приемлем, когда повышение температуры газа при компримировании не влечет за собой нежелательных послед-

ствий, хотя и не экономичен в связи с большими энергетическими затратами. Большая часть нефтеналивных судов, используемых в настоящее время, оборудована центробежными насосами. Это могут быть погружные вертикальные насосы, опускаемые в резервуар, или обычные горизонтальные, располагаемые в специальном насосном отсеке, с приводом от дизелей. Погружные насосы могут иметь гидро- или электропривод.

Разгрузка насосами не имеет особых отличий в зависимости от груза, будет ли это бутадием или СНГ, за исключением контроля за температурой груза.

Вообще при транспортировке бутадием в танкерах под давлением изоляция на резервуарах для предотвращения увеличения температуры должна обеспечивать безопасность. Образование перекисных соединений предотвращается поддержанием избыточного давления в резервуарах, исключающего попадание в них воздуха.

В полуохлаждающих или охлаждающих танкерах можно регулировать условия хранения перевозимого груза. Термин «полуохлаждающие танкеры» устарел и применим только к тем судам, которые могут принимать груз при температурах ниже температуры окружающей среды, но при давлении выше атмосферного. При транспортировке бутадием любой танкер, обычно называемый «полуохлаждающим», способен сохранять груз при атмосферном давлении. И поэтому устраняется необходимость в наблюдении за температурой и ее влиянием на полимеризацию. В зависимости от степени охлаждения температура груза может быть немного ниже окружающей среды и соответствовать температуре кипения жидкости при атмосферном давлении. Могут применяться два типа охлаждения. В одном случае сам груз является охлаждающей средой и таким образом обеспечивается обычный цикл охлаждения, в котором отсасываемые из парового пространства пары сжимаются компрессорами и конденсат возвращается в резервуар. В другом случае груз охлаждается благодаря циркуляции холодного азота или другого инертного газа в пространстве между двойными стенками резервуара. Для охлаждения азота используется специальная теплообменная установка. К преимуществам последней системы относится то, что сам бутадием не используется в качестве охлаждающей среды и не подвергается действию высокой температуры, которая возникает при его сжатии в компрессоре. Вообще использование компрессоров для перекачки паров бутадием допустимо только при низких степенях сжатия.

Даже используемый ингибитор не действует во время парообразования, поэтому при сжатии, которое сопровождается повышением температуры, могут образоваться полимеры. В другом варианте охлаждения пары бутадием циркулируют при помощи вентилятора или компрессора низкого давления через фреоновый теплообменник. Независимо от способа охлаждения, основной целью является поддержание температуры бутадием ниже температуры полимеризации.

Погрузка и выгрузка нефтепродуктов не зависит от наличия охлаждения. Однако когда груз находится при давлении, близком к атмосферному, необходимо следить, чтобы при выгрузке в резервуарах все время сохранялось избыточное давление, чтобы исключить попадание воздуха. На судах, где нефтепродукт используется в качестве охладителя, присутствие воздуха в резервуарах всегда вызывает осложнение, независимо от характера груза, так как при наличии воздуха в парах увеличивается давление в системе хранения и перекачки и требуется очистка. Суда охлаждающего или полуохлаждающего типа всегда снабжены насосами и никогда не разгружаются при помощи компрессоров.

Суда с охлаждением и полуохлаждением все больше использу-

ются для транспортировки бутадиина благодаря удобству погрузки и выгрузки.

Степень охлаждения на танкерах определяется, во-первых, минимальной температурой, при которой можно транспортировать груз, и, во-вторых, условием поддержания температуры транспортировки ниже той, при которой осуществлялась его погрузка.

Одним из наилучших способов охлаждения бутадиина является циркуляция груза в жидком или парообразном состоянии через охлаждающий фреоновый теплообменник, в котором он охлаждается и из которого возвращается непосредственно в резервуар. Однако такие системы устанавливают очень редко, так как они не требуются при транспортировке обычных СНГ, таких, как пропан и бутан. Танкер, построенный специально для транспортировки только бутадиина, может быть, следует снабдить такой системой.

Все сказанное относилось в основном к океанской транспортировке бутадиина на дальние расстояния, но имеет отношение и к каботажным перевозкам.

В США значительные объемы этого продукта перевозят по внутренним водным путям, в основном из мест их производства на побережье к заводам, производящим искусственный каучук. Для перевозки бутадиина были построены специальные баржи. На них бутадиин обычно находится в изолированных резервуарах типа баллонов под давлением и без охлаждения.

Транспортировка бутадиина водными путями в значительных объемах производится в Западной Европе как внутри стран, так и между ними, не по какому-то строгому плану, а в зависимости от потребности.

Несмотря на важность экспорта бутадиина, морские транспортировки этого продукта относительно невелики по сравнению с основными нефтепродуктами. Так, например, за 1964 г. общее количество перевозок по морю не превысило 80 000 т.

III.

Предупреждение загрязнения морей нефтью и нефтепродуктами

Жан Рулье¹

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ МОРЕЙ НЕФТЬЮ

ВВЕДЕНИЕ

Общественное мнение серьезно озабочено загрязнением атмосферы и пресных вод. Эта проблема — объект пристального изучения и разработок и особенно касается промышленно развитых районов. Воды морей также страдают от загрязнения. Так, например, недавно сообщалось о том, что загрязнение, вызванное органическими инсектицидами, которые применяются для нужд сельского хозяйства, распространено на широких площадях и затронуло морские воды.

ЗАГРЯЗНЕНИЕ НЕФТЬЮ

В настоящее время наиболее сильно море загрязняется нефтью. Такому загрязнению подвергаются берега и прибрежные воды многих стран. В результате наносится ущерб берегам и пляжам, соответственно создаются помехи здоровому отдыху, гибнут и изгоняются с мест своего обитания птицы и другие животные, испытывают неблагоприятное воздействие рыба и те морские организмы, которые ею питаются. Во многих странах широкая общественность озабочена возникшей проблемой. Вопросы пагубного воздействия загрязнения нефтью также весьма широко освещены в печати.

Загрязнение вызывается стойкими нефтепродуктами, т. е. нефтью, нефтяным топливом, тяжелым дизельным маслом и смазочными маслами. Ясно, что эти нефтепродукты могут долго оставаться на поверхности моря и способны переноситься ветрами и течениями, особенно первыми, на значительные расстояния, образуя в конце концов отложения на морских берегах.

Источниками загрязнения морей могут быть суда, которые применяют нефтепродукты в качестве топлива или перевозят их, кораблекрушения, реки, в которые попадают нефтепродукты, естественные выходы нефти.

Однако общеизвестно, что основной источник загрязнения — суда. Заметно увеличилась загрязненность за послевоенные годы, что несомненно тесно связано с ростом объема морских перевозок нефти от районов месторождений до нефтеперерабатывающих предприятий.

Большие количества нефти постоянно попадают в море из танкеров в результате промывки их емкостей и выпуска балластных вод,

¹ Генеральный секретарь Межправительственного морского консультативного совета. № 201.

загрязненных нефтью. Сухогрузные суда, в которых обыкновенно топливные баки используются для балластной воды, также сливают свой балласт, загрязненный нефтью, в море.

Как указывалось, берега и береговые воды могут загрязняться и действительно загрязняются нефтью, выпущенной в море судами других стран за пределами территориальных вод. В открытом море эти суда находятся под юрисдикцией только той страны, под чьим флагом они ходят. Таким образом, для того чтобы запретить судам выпуск нефтей в море, необходимо заключить международное соглашение.

КОНВЕНЦИЯ ПО ПРОБЛЕМЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЬЮ 1954 г.

С этой целью по приглашению Правительства Соединенного Королевства весной 1954 г. в Лондоне была созвана международная конференция. В ее работе принимали участие делегации 32 стран и наблюдатели от 10 стран. В качестве основы для дискуссии конференция использовала отчет Комитета Соединенного Королевства по предотвращению загрязнения моря нефтью. Конференция приняла Международную конвенцию от 1954 г. по предотвращению загрязнения моря нефтью.

Эта конвенция вступила в силу 26 июля 1954 г., когда число стран, подписавших ее, составляло 11. С тех пор это число почти утроилось и на 31 декабря 1964 г. достигло 28.

Конвенцию подписали следующие страны: Алжир, Австралия, Бельгия, Канада, Дания, Доминиканская республика, ФРГ, Финляндия, Франция, Гана, Филиппины, Польша, Испания, Швеция, Исландия, Ирландия, Италия, Иордания, Кувейт, Либерия, Мексика, Нидерланды, Норвегия, Панама, Объединенная Арабская Республика, Соединенное Королевство, Соединенные Штаты Америки, Венесуэла.

Таким образом, конвенцию подписали страны, имеющие суда водоизмещением примерно три четверти мирового тоннажа.

С риском излишнего упрощения можно коротко охарактеризовать сущность конвенции как запрет на выпуск в море нефти или нефтяной смеси в пределах обозначенных прибрежных зон с судов, зарегистрированных в странах, подписавших конвенцию. Понятие «нефть» в соответствии с конвенцией включает нефть, нефтяное топливо, тяжелое дизельное масло и смазочные масла. «Нефтяная смесь» представляет смесь нефти и воды в соотношении 1:10 000. Прибрежная зона, в пределах которой запрещено выпускать нефть или нефтяную смесь, во всем мире распространяется не менее чем на 90 км от берега. В некоторых местах граница зоны находится от берега на 180 км. Особенно широкая зона (относится только к танкерам) установлена для северо-восточной части Атлантического океана. Она протягивается на запад от Британских островов на расстояние примерно 1260 км до 30° западной долготы. Австралия также защищена от слива нефти из танкеров прибрежной зоной шириной 270 км. Страны, подписавшие конвенцию, обязаны обеспечить в своих крупных портах прием нефтяных остатков с сухогрузных и пассажирских судов.

КОНВЕНЦИЯ 1962 г.

Одна из резолюций, принятых конференцией 1954 г., предусматривает созыв другой конференции не позднее, чем через 3 года для обмена опытом, накопленным в результате действия положений конвенции. Между тем сама конвенция вошла в силу через 4 года и понадобилось еще 3 года для осуществления некоторых из ее постановлений. Например, в крупных портах было установлено оборудование по приему нефти с сухогрузных и пассажирских судов. В 1959 г. был образован

Межправительственный морской консультативный совет (ММКС), а после международной конференции 1960 г. по другому важному вопросу, а именно по вопросу о сохранении жизни в море, весной 1962 г. была созвана вторая конференция по предотвращению загрязнения моря нефтью. 41 страна послала на конференцию своих полномочных представителей, 14 стран — наблюдателей.

Работа конференции 1962 г. могла пойти по следующим двум направлениям: 1) принятие совершенно новой конвенции, которая заменила бы и отменила конвенцию 1954 г.; 2) сохранение конвенции 1954 г. и внесение в нее поправок в соответствии с процедурой, предусмотренной конвенцией 1954 г. Конференция решила пойти по второму пути и одобрила поправки к 13 из 21 статьи и к обоим приложениям к конвенции 1954 г.

Основные поправки следующие:

а) действие конвенции распространяется на мелкие танкеры валовой вместимостью 500—150 т включительно;

б) запрещается выпуск нефти из новых судов валовой вместимостью 20 000 т и более независимо от местоположения судов в море;

в) установка нефтеприемного оборудования для сухогрузных и пассажирских судов не только в крупных портах, но и на пристанях для налива танкеров и на судоремонтных заводах должна осуществляться в соответствии с повышенными требованиями;

г) расширяются запретные зоны в некоторых районах и распространяется запрет на плавание в этих зонах не только на танкеры, но и на другие суда.

Поправки к статье о запретных зонах обладают той интересной особенностью, что защита в зоне 180 км предоставляется некоторым странам только после присоединения их к конвенции.

Однако до сих пор указанные поправки не вступили в силу. Это произойдет спустя год после того, как они будут приняты двумя третями стран, подписавших конвенцию 1954 г. На 31 декабря 1964 г. таких стран, как упоминалось, 28. Две трети от этого числа составляет 19, но только 13 стран приняли поправки. Это значит, что для получения большинства в две трети необходимо, чтобы поправки 1962 г. приняли еще шесть стран.

К сожалению, упомянутое решение конференции 1962 г. внести поправки к конвенции 1954 г. привело к ряду недоразумений вследствие непонимания, что принятию подлежит конвенция 1954 г. с поправками конференции 1962 г., тогда как вновь вступающие страны могут принять только первоначальную конвенцию 1954 г., и лишь после того, как они станут «договаривающимися сторонами», — поправки 1962 г. Как ожидалось, ввод в действие пересмотренных положений конвенции не ускорился, а затянулся. Тем не менее в соответствии с пожеланиями, выраженными конференцией 1962 г. и ассамблеей ММКС, автор сделал все возможное для скорейшей реализации усилий, затраченных конференцией 1962 г. Автор имеет основания быть уверенным в том, что большинство в две трети, которое больше ожидавшегося конференцией 1962 г., будет получено в относительно недалеком будущем. Таким образом, через год поправки 1962 г. станут обязательными для всех стран, подписавших конвенцию.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАГРЯЗНЕНИИ МОРЕЙ НЕФТЬЮ

Конференция 1954 г. направила просьбу ООН, поскольку ММКС тогда не существовала, собрать, проанализировать и распространить информацию о загрязнении нефтью в различных странах, в частности техническую информацию по нефтеприемному оборудованию в портах и результаты исследований общих проблем загрязнения нефтью, а так-

же постоянно быть в курсе дела. В соответствии с этим в 1955 г. ООН разослала детальную анкету всем своим членам и другим странам, которые граничат с морями или были представлены на конференции 1954 г. Результаты были включены в отчет, опубликованный в 1956 г. В 1959 г. функции международного органа по технической информации о загрязнении нефтью морей перешли к ММКС (после учреждения этой организации в начале того же года).

В 1960 г. ММКС разослала вторую анкету, близкую по форме к анкете ООН. Результаты, полученные от правительств различных стран, составили основу материалов, представленных на конференцию 1962 г.

Конференция 1962 г. не только приняла упомянутые поправки, но и одобрила ряд резолюций, которые призывают правительства и ММКС собирать и распространять информацию по различным специфическим особенностям проблемы загрязнения морей нефтью. Наконец, в начале 1963 г. ММКС разослала третью анкету. В настоящее время ответы правительств ряда стран включены в отчет. Отчет содержит информацию по различным странам относительно создания национальных комитетов, нефтеприемного оборудования в портах, опубликованных инструкций и методики обучения и снабжения информацией мореплавателей и береговых работников, связанных с погрузкой на суда и выгрузкой нефти, нефтеводяными сепараторами, другими очищающими устройствами на судах, по удалению нефти с поверхности воды и пляжей и т. д. В отчет также включены сведения по разработке превентивных и контрольных мер, а также о влиянии загрязненности нефтью на морскую флору и фауну.

Для того чтобы обеспечить международный форум, где различные страны могли бы обмениваться опытом и знаниями и использовать их, а также для совместных действий по возникшей проблеме при Комитете по безопасности на море создан подкомитет по вопросам загрязнения нефтью, который является постоянным техническим органом ММКС. Под руководством Комитета по безопасности на море подкомитет уделит особое внимание практическим мерам по предотвращению загрязнения нефтью.

ДОБРОВОЛЬНЫЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ МЕРЫ, ПРИНЯТЫЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИМИ КОМПАНИЯМИ

Как указывалось, после каждого рейса танкеров промывные воды сливали в море, что было основной причиной загрязнения его нефтью. Некоторые из крупных нефтяных компаний недавно объявили о мерах, которые помогут уменьшить загрязнение моря при промывке резервуаров танкеров. Согласно сообщениям, эти компании внедряют у себя систему, при которой промывные воды собираются в один резервуар, где и отстаиваются. Та вода, которая не содержит следов нефти, спускается в море, а нефть и нефтяная смесь остаются на борту. Когда судно приходит в порт погрузки, нефть наливается сверху оставшейся нефти. Весь груз транспортируется к нефтеперерабатывающему заводу, где и потребляется. Если же танкер транспортирует темные нефтепродукты, то промывные воды перед новым наливом подаются на нефтеочистительный завод, который отгружает продукцию.

Несомненно, что благодаря национальному законодательству, дополняющему конвенцию по загрязнению нефтью, и мерам предосторожности, принятым заинтересованными организациями, а также, вероятно, вследствие меньшего числа аварий на танкерах за последнее время, степень загрязненности морей нефтью уменьшится, несмотря на постоянное увеличение возможных источников загрязнения, т. е. числа судов, работающих на нефтяном топливе, и количества нефти, пере-

возимой на судах. В этой связи следует иметь в виду, что случаи загрязнения нефтью не всегда поддаются обобщению. Зачастую загрязнение «пристрастно», поскольку одна часть берега может быть сильно загрязненной, а другая может оставаться нетронутой. Так, например, Соединенное Королевство — это одна из стран, берега которых больше всех пострадали от загрязнения. Однако в своем отчете за год, который закончился 30 сентября 1964 г., Служба охраны природы Соединенного Королевства констатировала, что в предыдущих годовых отчетах подчеркивался вред, нанесенный живой природе загрязнением нефтью. Однако в настоящее время можно с удовлетворением сообщить, что в течение года в британских водах не отмечалось крупных загрязнений нефтью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Само собой разумеется, что ММКС будет упорно добиваться решения тяжелой задачи предотвращения слива нефти в море морскими судами. Подкомитет по загрязнению нефтью явится соответствующим техническим органом для рассмотрения практических мер по достижению указанных конечных результатов. Автор убежден, что, действуя в указанном направлении, правительства и промышленность могут преуспеть в деле сохранения чистоты морей.

С. Т. Саттон¹

ЗАГРЯЗНЕНИЕ МОРЕЙ НЕФТЬЮ

ВВЕДЕНИЕ

Загрязнение нефтью — проблема не новая. Она возникла с появлением теплоходов, но становилась все более серьезной с ростом использования нефти на море и на берегу, в частности по мере постоянного увеличения объема перевозок нефти из нефтедобывающих стран через моря к нефтеперерабатывающим предприятиям. Результат хорошо известен.

Попытки решить проблему, разработав международные правила, запретив спуск нефти в море за исключением определенных районов, весьма далеких от берегов, и одновременно ограничив количество нефти, которое можно выбрасывать на берег, не давали результатов. Единственно действенной мерой будет полное прекращение спуска в море нефти и нефтепродуктов.

Принимая во внимание задержки и трудности в деле законодательного решения проблемы, крупные нефтяные компании предприняли совместные шаги с целью выдвижения добровольного плана, реализация которого даст немедленный эффект, сведя к минимуму количество спускаемой в море нефти танкерами, являющимися собственностью этих компаний и контролируемые ими. Вероятно, такой план будет принят и другими владельцами танкеров за сравнительно короткий промежуток времени.

Настоящий доклад посвящен описанию метода, который назван системой загрузки на остатки нефти, и оценке его возможных выгод и вклада в дело предотвращения загрязнения морей нефтью.

¹ Помощник генерального управляющего фирмы «Бритиш петролеум танкер компани». № 203.

ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

Случайное вытекание нефти из кораблей в портах и гаванях всегда возможно, но обычно за этим внимательно следят, поскольку за утечки полагается строгое наказание. Точно также столкновения, кораблекрушения и разрушение затонувших судов могут привести в общем к ограниченному загрязнению, хотя в локальном масштабе оно может быть серьезным. Спуск нефтяных вод из трюмов и топливных цистерн может причинить беспокойство, если это производится вблизи берега, но серьезность вреда от этого еще недостаточно ясна.

В основном загрязнение берегов является следствием практики спуска танкерами вод после очистки емкостей, в которых перевозились нефть и темные нефтепродукты. Поскольку за год перевозятся сотни миллионов тонн нефти, то даже весьма малая часть от этого количества — большая величина. Однако танкеры нефтяных компаний и тех стран, которые подписали международную конвенцию и придерживаются ее положений, до сих пор выпускали свои промывные воды в разрешенных районах вдали от берегов. Для рейсов между Европой и Средним Востоком разрешенные области располагаются главным образом в Средиземном море, в 92,6 км от берега. Меньше их у берегов Португалии и Испании, но и здесь они располагаются на таком же расстоянии от берега.

Установлено, что нефть, выпущенная в море на таком расстоянии, к берегу не поступает, потому что разлагается бактериями и, кроме того, в этих районах нет сильных течений, направленных к берегу. Однако нефть, выпущенная в Средиземном море, не может, конечно, попасть на западные и северозападные берега Европы. Наиболее вероятно, что загрязнение этих берегов является следствием слива нефти судами в запретных зонах. После того как можно будет контролировать все выбросы из танкеров, станет более ясно, до какой степени ответственны за загрязнение обычные суда. Последние в свою очередь смогут принять соответствующие меры предупреждения. Интересно, что в ходе изучения загрязненности пляжей Южного Уэльса 7 из 20 изученных проб оказались ненефтяного происхождения. Это были, например, угольный деготь, пальмовое масло, жир и гниющая растительность, причем пробы представляли материалы, отложившиеся на обширных площадях. Семь проб можно отнести к танкерным промывным водам, а шесть представляли нефтепродукты, например консистентные масла, парафин и битум.

ПРОМЫВКА ЕМКостей

Прежде чем приступить к описанию системы загрузки на остатки нефти, необходимо объяснить, почему промывают емкости танкеров, и охарактеризовать операции этого процесса.

После разгрузки для остойчивости во время порожнего рейса от одной трети до половины грузовых емкостей танкера должны быть вновь заполнены. Для этого используется морская вода. Поскольку в емкостях находятся остатки груза, балласт называют загрязненным. В порту погрузки возникает необходимость в сливе балластных вод, чтобы освободить место для нового груза. Поэтому во время порожнего рейса примерно одну треть грузовых цистерн и заполняют морской водой. Поскольку большой грузовой резервуар имеет большую высоту, все остатки груза всплывают. Таким образом, основная масса воды становится чистой и может быть слита в море в запретных зонах. Загрязненная часть, однако, вместе со всеми промывными водами танкеров остается на борту и до введения системы «загрузки на остатки нефти» сливалась в море в разрешенных зонах.

Некоторые из наиболее новых крупных танкеров имеют постоянные балластные резервуары, которые, судя по их названию, никогда не заполняются грузом и никогда, таким образом, не промываются. Тем не менее, для полной остойчивости их емкости не хватает, и приходится заполнять балластом некоторые из грузовых резервуаров.

Промывка танков всегда проводится после выхода в порожний рейс. В портах разгрузки всегда будут создаваться затруднения, если танкеры будут оставаться там для промывки, поскольку эта операция может длиться несколько дней.

Техника промывки танков разнообразна. Резервуары для чистого балласта всегда тщательно очищаются. Иногда при проходе Суэцкого канала остальные емкости промывают и вентилируют с целью дегазации. Однако поскольку при промывке усиливается коррозия, зачастую промывают как можно меньше емкостей. Но необходимость в промывке может возникнуть в целях профилактики или вследствие накопления осадка, не поддающегося перекачке насосами. Если танкер транспортирует темные нефтепродукты, то необходимо промывать все емкости, ибо остатки предыдущего груза могут явиться нежелательными примесями для следующего продукта. Остатки разной нефти можно смешивать лишь в исключительных случаях.

Кроме того, необходимо промывать все резервуары танкера перед постановкой в сухой док, когда для ремонта судно необходимо дегазировать. При этом не только промывают, но и удаляют вручную осадок, скопившийся на дне танка и не поддающийся перекачке насосом. При промывке эти осадки не удаляются. Хотя количество их обычно мало по сравнению с объемом промывных вод, удаление их связано со значительными трудностями.

ОСАДОК, НЕ ПОДДАЮЩИЙСЯ ПЕРЕКАЧКЕ НАСОСОМ

Состав осадка, не поддающегося перекачке, очень изменчив. Он представлен главным образом твердым парафином, который осаждается во время рейса из транспортируемой нефти. Парафин осаждается на коррозионную корку емкостей и нефтепроводов судна и зачастую смешивается с песком, который содержится в транспортируемой нефти. Если нефть парафинистая, отложения, очевидно, усиливаются при низких температурах моря, во время продолжительных рейсов и на судах, где сильно развита коррозия стали и в конструкции резервуаров не предусмотрен донный сток наливного груза.

При постановке судна в сухой док осадок, не поддающийся перекачке насосами, для обеспечения дегазации должен быть полностью удален. Если в емкости судна попадает осадок со дна берегового резервуара, осадок, не поддающийся перекачке насосами, может составлять много сотен тонн. Это бывает вязкий липкий или каучукоподобный осадок и удалять его можно только вручную, зачастую при помощи лопаты. Операция может длиться несколько дней, и за год ее стоимость для всего флота фирмы Бритиш петролеум, включая стоимость простоя даже при низкой рыночной стоимости перевозок, составила почти 250 000 фунтов. В портах, где суда ремонтируются, осадок из резервуаров может быть погружен на баржи и свезен на берег. Однако иногда от него нужно избавиться в море, либо из-за затруднений при перекачке и стоке, либо при необходимости проведения профилактического осмотра и ремонта резервуаров. В этом случае осадок нужно выбросить за борт, поскольку хранить его на судне нельзя по разным причинам, одной из которых является пожароопасность.

При внесении поправок в 1962 г. к конвенции 1954 г. уменьшены зоны, в пределах которых можно выкидывать осадок. Например, на пути из Северо-Западной Европы в восточную часть Средиземного моря

будет всего две небольшие зоны и расположатся они в восточной части моря.

Шелушение коррозионной корки, на которой прочно откладывается парафин, уменьшилось благодаря окраске внутренних поверхностей грузовых резервуаров. Техника очистки изучается для того, чтобы изыскать возможность поддержания в движении осаждающегося материала. При этом особое внимание уделяется стоку на дне емкости, который должен быть свободным от воды. Это необходимо, чтобы моющие струи свободно ударяли в него. Все чаще перед постановкой судна в сухой док в промывные воды добавляют химические реагенты. Последние оказались эффективными при удалении парафина из осадка. Парафинизированный остаток приходится убирать вручную, но при применении химических реагентов его удаление значительно облегчается. Более того, поскольку в нем мало нефти, море незначительно загрязняется при выбрасывании его за борт. Опытные работы по обработке осадка, который нельзя откачивать насосом, будут продолжены, так как решены еще не все проблемы.

ПРИЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Многие порты, где ремонтируют суда, уже имеют оборудование для приема промывных вод. Компании при этом утверждают, что установка такого оборудования отвечает интересам портов. Когда поправки 1962 г. к конвенции 1954 г. войдут в силу, то по поручительству стран в их портах будет установлено оборудование по приему нефтяных вод. Это касается и перевалочных баз. Установка нефтеприемного оборудования невыгодна в большинстве портов погрузки нефти, хотя и необходима в портах погрузки темных нефтепродуктов. Темные нефтепродукты, т. е. мазут, тяжелое дизельное топливо и смазочные масла, грузят на суда в местах, где имеются нефтеочистительные предприятия, которые обычно оборудованы емкостями для приема нефтяных вод. Поэтому промывные воды и загрязненный балласт во время погрузочных работ можно перекачать на берег. Нефтеочистительные заводы имеют емкости и сепараторы для обработки или ликвидации некондиционных нефтепродуктов. Однако порты погрузки нефти не имеют оборудования для приема нефтяных вод и средств ликвидации нефтяных остатков. Обеспечение необходимыми емкостями связано с большими расходами. На тех же перевалочных базах, где погрузка ведется далеко в море по трубопроводам, находящимся под водой, строительство дополнительных трубопроводов будет стоить очень дорого. В холодную погоду, вероятно, возникнут трудности в перекачке вследствие осаждения парафина в подводных магистральных. Во всяком случае, при наличии длинных трубопроводов (иногда до 46 км) и необходимости большого напора насосы судна не смогут прокачать промывную воду.

Следует отметить, что при загрузке на остатки нефти нет необходимости в приемном оборудовании в портах погрузки.

ЗАГРУЗКА НА ОСТАТКИ НЕФТИ

После разгрузки на дне и стенках танков и в трубопроводах судна остается примерно до полупроцента от веса груза танкера. Количество это обусловлено типом нефти, ее температурой во время налива, падением температуры во время рейса и работоспособностью насосов и сточной системы судна. Остатки груза представляют собой хорошую нефть, несмотря на потерю некоторых летучих компонентов даже после вымывания из емкостей. По указанной системе промывные воды собираются в одну емкость, в которой происходит возможно полное отстаивание. Воду сливают, а на извлеченную нефть наливается новый груз.

Как и раньше, проблема загрязнения при погрузке свежей нефти в непромытые емкости не возникает и при смешивании извлеченной из промывных вод нефти и свежего груза. Главная трудность состоит в том, чтобы перед погрузкой из резервуаров с извлеченной нефтью удалить как можно больше воды. Отчасти это необходимо сделать потому, что вода является мертвым грузом. При этом следует учитывать то, чтобы переливаемое в резервуары нефтеперерабатывающего предприятия количество обводненной нефти оставалось на разумно низком уровне.

Достигается это следующим путем. Во время промывки танков вся жидкость перекачивается насосами в сборный танк для некондиционных нефтепродуктов. Здесь большая часть воды отстаивается. После ее выкачивания оставшуюся нефть также переводят в танк для некондиционных нефтепродуктов для отстоя. Отделившуюся воду можно слить в море, не загрязнив его. Над водой располагается слой нефтеводяной эмульсии, а выше находится слой нефти с некоторым количеством воды в виде эмульсии. Если при откачке придонной воды граница раздела с нефтеводяной эмульсией будет расположена достаточно высоко, то предел содержания нефти к воде в отношении 1 : 10 000, установленный конвенцией, превышен не будет. Этому способствует откачка воды насосом с низкой производительностью или при помощи эжектора.

Граница раздела обычно довольно резкая, исключая случаи качки при плохой погоде. Ее можно установить различными способами, например, при помощи прибора, который фиксирует ток, возникающий, когда конец датчика достигает зоны свободной воды. Однако в течение коротких промежутков времени, когда приближается граница раздела, для того чтобы оставалось минимальное количество свободной воды, из танка откачивается немного нефти. При этом верхний допустимый предел, предусматривающий отношение нефти к воде 1 : 10 000, превышает и избежать этого трудно. Тем не менее, исходя из результатов многократных опытов и расчетов, установлено, что нет нужды сливать более 1 т воды, обогащенной нефтью, тем более что это количество распределяется на расстоянии сотен миль по ходу судна, дробясь в кильватерной струе.

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Поскольку перерабатывающие заводы вынуждены принимать промывные воды, следует иметь в виду, что вода может проникнуть на перерабатывающую установку и, будучи внезапно нагретой, превратиться в пар, т. е. возможна авария. Кроме того, будут подвергаться коррозии металлические конструкции установки.

Эту часть общей проблемы крупные компании стремились решить двумя взаимодополняющими способами. Первый заключался в смелой программе, согласно которой нефтеперерабатывающие предприятия широко принимают в экспериментальном порядке промывные воды. После того, как значительное количество обводненной нефти прошло через различные перерабатывающие заводы, оказалось, что дополнительные меры предосторожности принимались только тогда, когда прибывало судно с неизвестным количеством воды после плохой погоды, но и в этом случае только при условии, что невозможно обычное по длительности отстаивание, или если технологией переработки предусматривалось перемешивание нефтепродуктов в резервуарах.

Второй способ заключался в посылке беспристрастного специалиста по переработке нефти и руководящего лица, опытного в этом деле, в несколько рейсов. На протяжении всего рейса брались пробы загружаемой нефти и содержимого емкостей для некондиционных нефтепродуктов (при наливке и без наливки груза на оставшуюся нефть). Далее

было проведено детальное опробование первого из береговых резервуаров, куда сначала поступала нефть с судна, а затем резервуаров перерабатывающего предприятия и самой нефтеперерабатывающей установки. Некондиционные нефтепродукты и новый груз в емкости для некондиционной нефти перемешивались в одном береговом резервуаре с обычной нефтью. Оставшийся же груз помещали в другие резервуары для сравнения. Редко удавалось установить, какая же часть нефти, достигшая перерабатывающей установки, содержит некондиционную нефть, а какая не содержит. Случайно результаты опробования были подтверждены итогами некоторых ранее проводившихся экспериментов на перерабатывающих заводах, которые проводились задолго до разработки современной методики и обнаружены лишь в ходе исследований.

Нефтеперерабатывающие заводы всегда имеют дело с тем или иным количеством соленой воды и при существующей системе ее отвода дополнительное количество, которое поступает вместе с некондиционными нефтепродуктами, не имеет существенного значения, если только это количество не превышает некоторого разумного предела.

Именно во время этих опытов было установлено, что извлеченная нефть представляет собой не отстой, как всегда предполагалось, а не что иное, как хорошую нефть, если не потеряны некоторые легкие фракции.

Сначала нефтеперерабатывающие предприятия, расположенные в различных частях света, возражали против принятия остатков промывных вод. Все же разъяснения, основанные на обширном опыте, приобретенном крупными компаниями, убедили их принять положительное решение.

МЕТОДИКА СЕПАРАЦИИ НА ТАНКЕРАХ

Для выделения воды из промывных вод существуют разнообразные способы, причем для одних не требуется какая-либо модификация оборудования, а для других требуются незначительные изменения в системе трубопроводов и установка дополнительного оборудования.

Методика в основном та же, которая применялась при промывке емкостей в запретных зонах. Все промывные воды собирают в резервуар для некондиционных нефтепродуктов. Обычно это последняя емкость, откуда придонная вода периодически или непрерывно сливается в море благодаря соответствующему положению впускного клапана и клапанов для забора морской воды.

При использовании на некоторых судах двух емкостей одну из них промывают первой и воду из нее перекачивают во вторую. Затем обе емкости заполняют чистой водой до уровня чуть выше ватерлинии и по мере промывки других резервуаров вода из них поступает в загрязненную емкость для некондиционных нефтепродуктов, т. е. в непромытую емкость. В переборке между цистернами открывают регулировочный клапан, и из чистого резервуара для некондиционных нефтепродуктов в море непрерывно вытекает лишь чистая вода. При этом вода в промытой емкости для некондиционных нефтепродуктов является буфером между резервуаром, который получает некондиционные нефтепродукты, и морем. Любое маслянистое вещество, попадающее в буферную емкость, всплывает и в конце концов перемещается в загрязненный резервуар.

Конечный слив свободной придонной воды из собранных вместе промывных вод нужно проводить медленно, поэтому рекомендуется установка низкопроизводительного насоса. Как только появится тонкая взвесь нефти, слив в море прекращается. Воду, оставшуюся в некондиционных нефтепродуктах, в виде эмульсии выделить нелегко, однако

в настоящее время изучается возможность применения для этого демульгаторов и тепловой обработки.

Если вследствие плохой погоды или других обстоятельств судно не имеет возможности провести эффективную сепарацию и в порт разгрузки прибывает с большим количеством свободной придонной воды в емкостях для некондиционных нефтепродуктов, то оно может сначала опорожнить резервуар с обезвоженной нефтью, затем переместить в опорожненную емкость свободную воду, а остатки смешать вместе с другими остатками от груза.

Дж. Н. Кирби¹

БОРЬБА С ЗАГРЯЗНЕНИЕМ МОРЯ МЕТОДОМ «ЗАГРУЗКА ТАНКЕРОВ НА ОСТАТКИ»

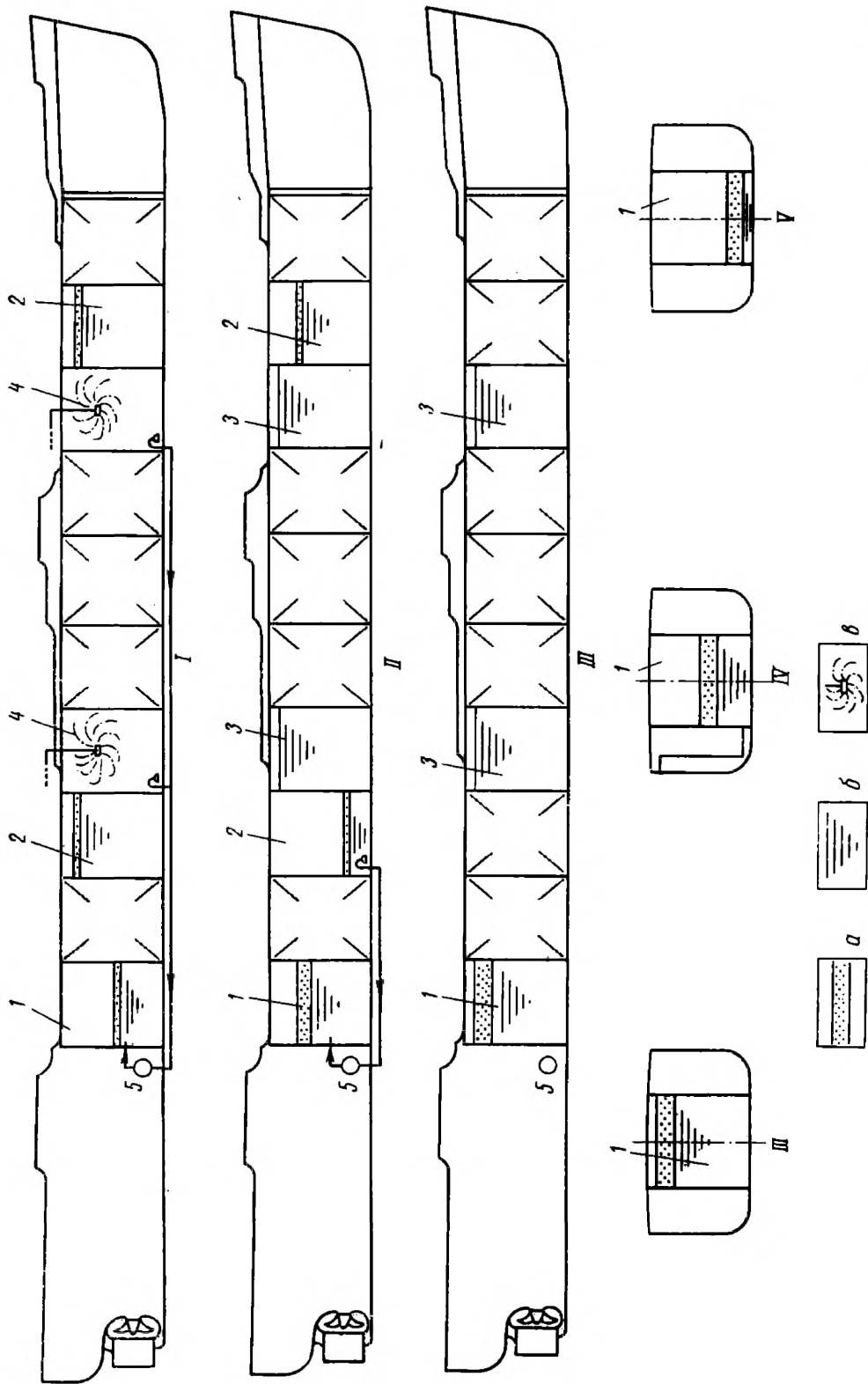
Основным источником загрязнения моря являются танкеры, которые транспортируют нефть и темные нефтепродукты. Загрязнение обусловлено тем, что по прибытии в порты погрузки танкеры должны иметь на борту достаточно балласта для придания остойчивости с тем, чтобы можно было безопасно причалить. Прежде чем начать погрузку, балластные воды должны быть откачаны из судна, уже поставленного к причалу. Поэтому важно, чтобы откачиваемые за борт балластные воды были чистыми. Следовательно, при порожнем рейсе до прибытия в порт погрузки емкости должны быть промыты и наполнены чистой водой с тем, чтобы можно было безопасно стать к погрузочному причалу. Согласно оценкам, за год в море выпускалось около 1 млн. т нефти, причем значительная часть этого количества сливалась в Средиземное море.

Система, разработанная и принятая в настоящее время большинством крупных нефтяных компаний с целью ограничения загрязненности моря, известна под названием «загрузка на остатки нефти».

По этой системе промывные воды собирают в одной или нескольких емкостях для некондиционного нефтепродукта, т. е. в одном из обычных грузовых резервуаров на борту судна и оставляют там на возможно долгий период (рисунок). В результате большая часть воды освобождается от нефти. Эта вода медленно откачивается в море. Декантация воды продолжается до тех пор, пока ко дну резервуара не приблизится слой нефти. Как только на выходе появится нефть, откачивание прекращают. Нефтяную часть грязного балласта также собирают в одну или несколько емкостей для некондиционных нефтепродуктов и обрабатывают также, как и промывные воды. В конце декантационного процесса на дне резервуара останется небольшое количество свободной воды, выше которой будет находиться слой нефтяных остатков, содержащих некоторое количество воды в виде эмульсии в нефти. По прибытии в порт погрузки загружаемая нефть подается сверху на нефтяные остатки. Груз вместе с остатками откачивается обычным способом. Естественно, наблюдаются отклонения от описанного метода, но общие принципы остаются теми же.

Количество нефтяных остатков, сохраняемых при этом, в среднем составляет приблизительно 0,4% от полной грузоподъемности судна (120 т на судне грузоподъемностью 30 000 т). Таким образом, если на судне промыты все резервуары, то в емкостях для некондиционных нефтепродуктов соберется 120 т нефтяных остатков. Хотя такая величина может показаться неожиданно большой, следует учесть, что в это

¹ Коммерческий директор фирмы «Белл интернэйшнэл мэри». № 202.



Танкер грузоподъемностью 30 000 т. перевозит нефть и применяющей систему загрузки на остатки нефти для предотвращения загрязнения моря (на схеме рассмотрены только четыре танка, два — для загрязненного балласта и два — для чистого).
 а — слой нефти; б — морская вода; в — моечная машина; г — емкость для некондиционных нефтепродуктов; 2 — загрязненный балласт; 3 — чистый балласт; 4 — зачищаемая емкость; 5 — насос. I — балласт загрязненный, емкости промываются. II — промывка закончена, балласт чистый, вся загрязненная вода собрана в емкости для некондиционных нефтепродуктов; IV — удаление в море одной воды; V — конечная стадия: 120 т нефти с 20 т воды в виде суспензии располагаются над 10 т чистой воды, нефть в порту будет погружена на остаток в емкости для некондиционных нефтепродуктов.

количество входит нефть, прилипшая к стенкам, оставшаяся на дне и т. д., поскольку на танкере грузоподъемностью 30 000 т площадь стальных поверхностей в трюмах равна примерно 3,6 га. После окончания процесса декантации количество оставшейся воды (свободной и в эмульсии) по самым грубым подсчетам составит в среднем 0,10—0,15% от общей грузоподъемности судна (30—45 т на судне грузоподъемностью 30 000 т). Следует подчеркнуть, что эти величины меняются в зависимости от типа танкера, груза и т. д.

Во время декантации воды из танка для некондиционных нефтепродуктов количество нефти, попадающей в море, будет весьма небольшим. Все же какое-то время содержание ее в воде будет превышать норму, принятую на конференциях 1954 и 1962 гг. Эту норму трудно выдержать. Она может быть подходящей для жидкостей, сбрасываемых нефтеперерабатывающими заводами в береговые или речные воды, но не подходит для танкеров в открытом море. Таким образом, хотя во время декантации на танкерах этот уровень превышает, суммарное количество нефти, выливаемой в море, составляет всего около 1 т на судно. Это свидетельствует об определенных достижениях по сравнению с предыдущей практикой, когда танкер грузоподъемностью 30 000 т сливал в море 120 т нефти, танкер грузоподъемностью 60 000 т — 240 т нефти и т. д. Следовательно, появляется надежда на изменение определения загрязненности, сделанного в конвенции 1954 г. с поправками 1962 г.

Система загрузки на остатки может применяться почти для всех нефтей. Единственным исключением является нефть одного или двух особых видов, которую нельзя смешивать ни с оставшейся нефтью, ни с водой. Предлагаемая система не годится на судах, перевозящих темные нефтепродукты, например, нефтяное топливо, так как примеси к ним исключаются. Но темные нефтепродукты обычно грузятся с нефтеочистительных заводов и установок, большинство которых имеет береговые резервуары для некондиционной нефти, промывных и балластных вод. Упомянутая система также не применима на судах, перевозящих чистые нефтепродукты, поскольку их нельзя смешивать, например, бензин.

Систему загрузки на остатки нефти можно применять практически на всех танкерах без каких-либо модификаций и применения дополнительного оборудования.

Относительно новых судов можно сказать, что вместо использования грузового резервуара под некондиционные нефтепродукты лучше в процессе строительства корабля устанавливать специальный резервуар для отстоя и декантации.

Первое время возникало беспокойство по поводу того, что смесь остатков нефти и воды с новой порцией нефти может вызвать серьезные трудности при переработке. Однако на практике эти опасения не подтвердились, и фирма «Шелл», например, на протяжении последних трех лет, поставляет груз, применяя указанную систему загрузки на остатки более чем на 50 перерабатывающих заводах.

IV.

Юридические проблемы, связанные с разработкой нефтяных и газовых месторождений

Д. Гуарино, Д. Дожанек

ЮРИДИЧЕСКИЕ ЗАКОНЫ, КАСАЮЩИЕСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ БОГАТСТВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА¹

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

«Континентальный шельф» в географическом, геологическом, техническом и юридическом определении — понятие различное.

С точки зрения географии и геологии континентальный шельф является подводным продолжением материковых зон до той черты, где морское дно достигает абиссальных глубин; в геологии обычно принято считать, что его границы распространяются до глубины 200 м. В техническом аспекте под континентальным шельфом подразумевают ту область морского дна, в пределах которой возможна разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Наконец, с юридической точки зрения это понятие включает в себя область открытого моря, которая, хотя и не входит в границы данного государства и принадлежит, следовательно, к свободным водам, может все же служить предметом некоторых территориальных притязаний последнего.

Географический континентальный шельф в некоторых районах простирается на 1500 км, покрывая огромные пространства (например, между Австралией и Новой Гвинеей). Однако существует немало и таких зон, где географический континентальный шельф отсутствует даже при минимальной глубине моря (например, в Персидском заливе и Адриатическом море). Таким образом, совершенно ясно, что использование подобного определения в юриспруденции совершенно не приемлемо.

Понятие «континентальный шельф» в техническом аспекте само по себе очень относительно, так как связано с научно-техническим прогрессом, который с течением времени может предоставить в наше распоряжение такие технические средства, которые позволят выполнять буровые и эксплуатационные работы на любой глубине. Очевидно, что неправомерно пользоваться столь неустойчивыми и неопределенными понятиями для того, чтобы утвердить государственную власть над областями, которые по неоспоримому традиционному положению общего международного права могут быть использованы всеми государствами без исключения.

Таким образом, юридическая проблема заключается в том, чтобы определить, может ли существовать исключение из этого правила, т. е. можно ли распространить исключительные полномочия государств на области, лежащие за пределами территориальных вод.

¹ № 507.

Действительно, существуют определенные ограничения полномочий отдельных государств, диктуемые общими интересами международного сообщества. Открытое море не является, следовательно, «бесхозной вещью», которая может быть кем-то присвоена. Оно представляет собой общее достояние, которым могут пользоваться все государства и на которое полномочия каждого из них могут распространяться лишь в той мере, в какой это предусмотрено общими положениями международного права.

Эти положения не устанавливаются в учредительном порядке, так как организационные функции международного сообщества обычно предоставляются самим государствам. Таким образом, встает вопрос: должно ли развитие морского права в связи с использованием природных богатств континентального шельфа быть результатом односторонних действий государств? Не следует ли рассматривать эту эволюцию права, исходя из современных экономических и технических требований, в рамках нового учреждения, которое могло быть создано по принципу авторитетных международных организаций?

Можно, видимо, создать международную организацию, которая действовала бы в интересах всего сообщества для эксплуатации богатств, принадлежащих самому сообществу. В таком случае можно было бы рассмотреть возможности действий вошедших в сообщество нефтяных компаний на основании международной концессии.

ОГРАНИЧЕНИЯ ОБЫЧНОГО ПРАВА, КАСАЮЩИЕСЯ ПОЛНОМОЧИЙ ГОСУДАРСТВ

На основании Женевского соглашения было решено утвердить распространение суверенного права государства в отношении разведки и эксплуатации природных богатств, таящихся в недрах подводной части материков, на расстояние, доступное (по глубине) для проведения промысловых работ.

Очевидно, что подобное положение предполагает отказ от геолого-географического определения континентального шельфа и в некоторой степени учитывает влияние технического фактора. Что же из этого следует?

Статья 3 Соглашения гласит, что права прибрежного государства в отношении определенного таким образом континентального шельфа существуют независимо от действительной или фиктивной оккупации, а также от любого категорического провозглашения. Эти принципы требуют некоторых пояснений.

Прежде всего, необходимо исключить всякое «суверенное право» государства в отношении какой-либо части открытого моря. Но речь идет не о верховной власти: это скорее упорядочение эксплуатации подводных месторождений, при котором сохраняется возможность свободного использования моря во всех прочих отношениях.

Это новое положение, конечно, не предполагает распространение полномочий государств за пределами, определяемыми уровнем современной техники подводного бурения. Вне этих пределов уже невозможно было бы представить себе монопольное право суверенного государства на подводные богатства. По существу, каждое прибрежное государство получило бы право на зону, протяженность которой соответствовала бы протяженности всех морей, так как в настоящее время трудно было бы точно установить какой-либо предел развития эксплуатационных технических средств. Потому-то и нельзя было бы полностью исключить принцип, провозглашающий, что открытое море с его богатствами является всеобщим достоянием.

Международному сообществу пришлось бы решить вопрос о том, признать монопольное право государства на разработку прибрежной

зоны в пределах глубин до 200 м или разрешить эксплуатацию природных богатств этой зоны другим заинтересованным государствам.

В последнем случае государство должно принять законодательство, разрешающее эксплуатацию богатств континентального шельфа своими или иностранными компаниями. Оно также должно уважать права тех предпринимателей, которые приступили к разработке континентального шельфа до принятия этого законодательства, так как их положение следует рассматривать как гарантируемое общим международным правом, которое утверждает прежде всего общественный характер этих богатств.

Международное сообщество, видимо, могло бы доверять прибрежному государству регламентирование разработки континентального шельфа иностранными компаниями с условием удовлетворения справедливых требований последних.

ПОЛОЖЕНИЕ, ВОЗНИКАЮЩЕЕ В СЛУЧАЕ ОТСУТСТВИЯ РАЗРАБОТАННОГО ГОСУДАРСТВОМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА

Как же поступать с зонами, для которых государства не приняли соответствующего законодательства, разрешающего деятельность своих или иностранных частных предприятий?

Если государство само непосредственно или через какую-либо общественную организацию не приступает к эксплуатации богатств своего континентального шельфа, то в соответствии с общим международным правом оно не должно препятствовать деятельности своих или иностранных частных предпринимателей, так как в противном случае оно нарушит принцип общего использования богатств. Следовательно, государство не может лишить частного предпринимателя прав, которые он получил в результате добровольно развернутой им деятельности. Этот предприниматель должен быть поставлен в равные условия со всеми предпринимателями, приступившими к разработке месторождений на континентальном шельфе в соответствии с позднее принятым законодательством.

Для того чтобы сделанная государством в одностороннем порядке оговорка относительно сохранения в своем пользовании континентального шельфа имела силу с точки зрения принципов международного права, она должна сопровождаться разработкой соответствующего законодательства.

В том случае, если государство само собирается приступить к эксплуатации своего континентального шельфа, развиваемая им в связи с этим деятельность должна быть эффективной.

ЮРИДИЧЕСКИЕ ЗАКОНЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МОРСКИХ ЗОН, НА КОТОРЫЕ НЕ РАСПРОСТРАНЯЮТСЯ ПОЛНОМОЧИЯ ГОСУДАРСТВ

Мы уже говорили о том, что с точки зрения общего международного права нельзя признать справедливым распространение монопольного права государства на зону, глубина которой превышает 200 м, в определении Женевского соглашения. С другой стороны, нельзя не учитывать тот факт, что с развитием техники станет возможной эксплуатация на более значительных глубинах. Следовательно, уже сейчас необходимо предусмотреть разрешение возникающей при этом юридической проблемы в целях защиты интересов предпринимателей и интересов международного сообщества в целом.

Очевидно, что обычные юридические решения в этом случае не приемлемы, так как интересы Международного сообщества не могут быть гарантированы от претензий отдельных государств.

Существует немало областей международной жизни, где в резуль-

тате подобного положения вещей были созданы авторитетные международные организации. Эти организации являются эффективным средством регламентирования межгосударственных отношений.

В большинстве случаев деятельность таких организаций направлена на развитие и укрепление связей между государствами в самых различных областях: здравоохранении, воспитании, авиации, труде, международной политике. Однако существуют и такие международные учреждения, функцией которых является распоряжение ценностями, представляющими общественный интерес. Это, например, организация, созданная в 1959 г. на основании Вашингтонского договора для организации и координации научных исследований в Атлантическом океане.

Гораздо более развитая сеть экономических международных организаций функционирует в рамках европейских сообществ.

Таким образом, нет причин, в силу которых подводные богатства не могли бы подлежать юрисдикции международной организации.

Эта организация могла бы установить единый порядок эксплуатации континентального шельфа, а также материальные обязательства государств, которые послужили бы финансовой основой для большей части других существующих международных организаций. Благодаря тому что она стояла бы выше частных интересов государств, эта организация являлась бы лучшей гарантией тех огромных капиталовложений, которых требует промышленность для осуществления эксплуатации еще не открытых богатств.

Потребность же в эксплуатации этих богатств, особенно нефти, все более возрастает, если учесть, что при предполагаемых мировых запасах нефти около 60 млрд. т потребление ее постоянно увеличивается и достигает в настоящее время 1,4 млрд. т в год.

Общие интересы требуют увеличения запасов нефти, подлежащих эксплуатации; эти же интересы оправдывают систему международного распоряжения общественными богатствами.

Рене Родьер¹, Жан Варо²

ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ, С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ КЛАССИЧЕСКОГО МОРСКОГО ПРАВА

Морское право включает в себя следующие крупные разделы:

1. Международное публичное морское право, определяющее международный статут моря: внутренние, национальные и территориальные воды, прилегающую зону, открытое море, а также обязанности путешественников по морю.

2. Административное морское право, устанавливающее полномочия полиции, которые верховная власть каждой страны осуществляет на море в отношении моряков, навигации и торговли.

3. Коммерческое морское право, определяющее отношения, сложившиеся между частными лицами в связи с эксплуатацией судов.

4. Международное частное морское право, рассматривающее положения частного права в международном плане.

Возникает вопрос: в какой связи находятся морское право и разведка нефти на море?

¹ Профессор юридического факультета в Париже, директор Парижского института сравнительного права.

² Адвокат апелляционного суда в Париже. № 505.

Мы не собираемся говорить здесь о новом праве, определяющем суверенные права государств в отношении морского дна и его недр. Тем не менее предприниматель, собирающийся эксплуатировать природные богатства подводных недр, не может игнорировать определенные ограничительные условия, налагаемые на него морским правом.

Владельцу буровых платформ придется столкнуться с проблемами различного характера: одни из них, общие для всех, не связаны с навигацией, другие (юридическое разрешение их, безусловно, будет различным), напротив, имеют к ней непосредственное отношение.

ОБЩИЕ ПРОБЛЕМЫ

Эти проблемы касаются размещения буровых установок на море и вытекающей отсюда ответственности, если расположение буровой установки или ее эксплуатация наносит ущерб интересам третьего лица, будь то рыбак, житель побережья, мореплаватель или сосед-предприниматель.

Изложение узко специфических проблем, связанных с выдачей разрешений на производство буровых работ (лицензии, концессии, свидетельства и пр.), не является нашей задачей. Мы должны определить юридические условия, которым обязан подчиняться предприниматель, уже имеющий такое разрешение.

Предприниматель обычно находится в сфере действия различных юридических законов в зависимости от того, в каких водах установлена буровая платформа.

Морские пространства в настоящее время имеют следующее деление.

Внутренние воды. Во Франции граница внутренних вод Атлантического океана на суше определяется всей поверхностью, покрываемой морем и обнажаемой во время новолуний и полнолуний, до той черты, которой может достигать на песчаном берегу наиболее высокий мартовский прилив. Для Средиземного моря такой границей принято считать участки суши, обычно покрываемые наибольшим зимним приливом. Частью внутренних вод являются: рейды, порты соленые озера, и т. д.

Территориальные воды. Различные документы по-разному определяют протяженность территориальных вод Франции. Существуют лишь частные положения, устанавливающие протяженность специальных прибрежных зон: для рыболовства — около 5 км, в отношении нейтралитета — около 10 км. Тем не менее, по традиции принято считать, что протяженность французских территориальных вод составляет 5 км.

Прилегающая зона. Эта зона представляет собой морское пространство за пределами территориальных вод в направлении открытого моря. Во Франции лишь зона таможенного надзора выходит за пределы территориальных вод: ее протяженность составляет 20 км.

Открытое море находится за пределами внешней границы территориальных вод.

На внутренние и территориальные воды распространяются суверенные права той территории, частью которой они являются. При работе в этих водах буровая платформа и обслуживающие ее суда будут, следовательно, подчиняться законодательству государства, которому эти воды принадлежат. Так, французский закон и полномочия французского суда распространяются, независимо от национальной принадлежности сторон, на все споры или даже преступления, совершаемые в этой зоне.

Однако сфера международного действия территориального закона ограничена. Так, служебные конфликты между иностранными поддан-

ными не подчиняются французскому закону и не входят в компетенцию французского суда.

Эти принципы недействительны для прилегающей зоны и открытого моря. Тем не менее, нарушения таможенных законов, совершенные в пределах 20-км зоны, т. е. в прилегающей зоне и в открытом море, подлежат наказанию и французской компетентной репрессивной юрисдикции.

Важное значение имеет особое постановление, касающееся загрязнения моря нефтью и нефтепродуктами.

Международный договор, подписанный 12 мая 1954 г. в Лондоне, запрещает спуск в море нефти и нефтепродуктов. Этот договор был опубликован во Франции в форме постановления от 7 октября 1958 г. Закон от 26 декабря 1964 г., запрещающий загрязнение морской воды, определяет меры наказания, которым будут подвергаться нарушители — подданные Франции и иностранных государств.

Специальное постановление дает береговым властям право требовать возмещения ущерба, причиненного общественному достоянию в случае нарушения этого закона.

Несмотря на то что этот закон был принят совсем недавно, он не распространяется на морское бурение. В случае какого-либо инцидента предприниматель, эксплуатирующий буровую платформу, не несет ответственности: «преступления нет, раз нет закона». Однако надо думать, что в ближайшем будущем этот закон будет дополнен специальным постановлением, и буровые платформы и предприниматели будут поставлены в такое же положение, в каком находятся капитаны, а также владельцы французских и иностранных судов, совершающие нарушения во внутренних или территориальных водах Франции.

Ответственность за нанесенный буровой установкой ущерб, если к данному случаю применимо французское право, несет предприниматель, так как только он является ее хозяином.

Если, например, происходит выброс нефти из скважины и разлившаяся по поверхности моря нефть уничтожает устричное поле, расположенное в этом районе, владелец поля может предъявить иск хозяину буровой платформы. Предприниматель может, конечно, оправдаться если он докажет, что причиной аварии послужило геологическое явление, которое он не мог предвидеть. Однако сделать это очень трудно, так как кассационный суд толкует понятие причины аварии, не зависящей от хозяина буровой платформы, настолько узко, что под это определение подходят лишь очень немногие случаи.

Предприниматель не может также переложить вину на своих подчиненных, так как они зависят от него и не являются хозяевами буровой платформы.

ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С НАВИГАЦИЕЙ

Рассмотрим случай, когда материальный ущерб нанесен в результате столкновения обычных судов с судами, обслуживающими буровую установку или непосредственно с буровой платформой.

Рассмотрим порядок ответственности и возмещения убытков в том и другом случае.

При столкновении судов, обслуживающих буровую установку, с другими судами вступают в силу положения Брюссельского международного договора, если, конечно, столкнувшиеся суда принадлежат странам, которые ратифицировали этот договор.

Договор, положения которого нашли отражение во Французском законодательстве в статье 407 Торгового кодекса, предусматривает принципиально различный подход к подобному инциденту в зависи-

мости от того, произошло ли столкновение случайно или по чьей-либо вине.

Если столкновение имеет случайный или сомнительный характер, никто никому не должен возмещать нанесенный ущерб. В случае столкновения в результате совершенной одной из сторон ошибки виновник возместит все убытки потерпевшему. Если столкновение происходит по вине обеих сторон, то возмещение убытков производится в соответствии с размерами вины каждой.

В том случае, если ущерб нанесен самоходным буровым платформам, работающим во внутренних или территориальных французских водах, будут применены те же самые положения, даже если одно из судов принадлежит стране, не ратифицировавшей договор 1910 г. В качестве территориального закона в этом случае будет действовать французский закон (статья 407 Торгового кодекса).

Итак, как мы уже отмечали, во всех этих случаях столкновения судов, если на них распространяется действие французского закона, причиненный ущерб полностью должен быть возмещен виновной стороной.

Однако существует очень важное отступление от этого положения (об ограничении ответственности владельцев судов), предусмотренное Брюссельской конвенцией 1924 г. и статьей 216 французского Торгового кодекса.

В соответствии с этим положением владелец судна, совершившего ошибку, при условии отсутствия своей личной вины может либо прибегнуть к полному или частичному отказу от имущества, либо возместить убытки за счет гарантийного фонда, предусмотренного конвенцией 1957 г.

При столкновении судов со стационарными буровыми платформами положения о столкновении будут недействительными. Они имеют силу лишь в случае столкновения двух навигационных судов; возможность же столкновения морского судна с неподвижным телом не рассматривается ни в конвенции 1910 г., ни в статье 407 Торгового кодекса.

Если буровая платформа будет работать во внутренних или территориальных французских водах, можно будет применить статью 1384, том I. Виновником нанесенного ущерба будет считаться судно, столкнувшееся с буровой платформой. Таким образом, презумпция ответственности в соответствии со статьей 1384, том I будет направлена против владельца судов.

На этом основании судовладелец вынужден будет возместить ущерб, причиненный буровой платформе. Оправдаться он сможет лишь в том случае, если ему удастся доказать, что несчастный случай произошел в результате стечения чрезвычайных обстоятельств или по вине жертвы. В частности, эта вина может заключаться в неисправности системы сигнализации, которая должна отвечать соответствующему положению.

Если же буровая платформа работает за пределами внутренних и территориальных французских вод, то необходимо применить закон страны, под флагом которой плавает столкнувшееся с ней судно. Таково мнение авторов настоящей статьи. Однако это положение может вызвать возражения. Очевидно, не будет недостатка в лицах, настаивающих на том, что платформа, опирающаяся на дно или связанная с дном, имеет непосредственное отношение к прилегающей зоне, в которой, предположим, она работает. Если при столкновении с буровой платформой судна под британским флагом применить английские законы, то, поскольку общее право не содержит положения, подобного статье 1384, том I, пришлось бы доказывать ошибку, совер-

шенную судом. В этом случае действовала бы обычная казуистика общего права в вопросах, касающихся установления виновности.

Если инцидент, в результате которого буровой установкой причинен ущерб, входит в компетенцию французского закона и ответственность судовладельца определяется на основании статьи 1384, том I, то положение судовладельца будет чрезвычайно серьезным. Действительно, как судовладелец, он должен возместить все убытки, нанесенные буровой платформе.

Таким образом становится очевидной заинтересованность в отказе от квалификации буровых платформ в качестве судов.

Таковы решения проблем, которые могут возникнуть перед предпринимателями, эксплуатирующими буровые платформы, с точки зрения французского классического морского права.

Однако желание любого юриста, независимо от его национальности, заключается в создании единого закона.

Практика свидетельствует о том, что очень часто, несмотря на все несовершенство текста, международная конвенция помогает успешно решать самые острые вопросы.

Задача юристов заключается в том, чтобы убедить государства, предпринимателей, занимающихся разработкой подводных недр, и судовладельцев выработать единое международное законодательство, которое полностью соответствовало бы задачам разведки нефти на море.

*Инго фон Мунх*¹

ЮРИДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ БУРЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ НЕФТИ И ГАЗА В СЕВЕРНОМ И БАЛТИЙСКОМ МОРЯХ

РАЗВЕДКА И РАЗРАБОТКА

Разведка и разработка подводных нефтяных и газовых месторождений становятся объектами, относящимися к компетенции международного права, если они осуществляются за пределами территориальных вод, т. е. в областях континентального шельфа.

Некоторые проблемы, относящиеся к этой области, можно считать решенными. Решения эти зафиксированы в Женевской конвенции 29 апреля 1958 г. Женевская конвенция, как и все международные договоры, имеет силу не только для тех стран-участниц, которые ее ратифицировали.

Некоторые страны бассейна Балтийского и Северного морей, а именно СССР, Польша, Великобритания и Дания уже ратифицировали эту конвенцию. Федеративная Республика Германии и Нидерланды предприняли определенные шаги к ратификации. Эти государства, подобно Финляндии, уже подписали конвенцию. Бельгия, Норвегия и Швеция эту конвенцию не подписали и не ратифицировали. То же самое относится и к Франции, которая, однако, признала себя страной бассейна Северного моря с тех пор как стала участницей Конвенции о рыбной ловле в Северном море от 1882 г.

И тем не менее эти страны связаны Конвенцией постольку, поскольку некоторые из ее статей являются уже обычными законами.

Обращаясь к международному общепринятому законодательству и к двусторонним соглашениям, следует обратить внимание на воз-

¹ Доцент, университет во Франкфурте на Майне, ФРГ. № 502.

возможность дальнейшего развития регионального международного законодательства. Бурение на нефть и газ в бассейнах Северного и Балтийского морей лишь в последнее время получило определенное развитие. Поэтому до сих пор не разработано никаких международных юридических документов в этой области.

Первыми признаками начала развития международных соглашений в этом направлении могут служить односторонние акции, ставшие сейчас обычной практикой (воззвания, уставы, статуты и т. д.) в деятельности отдельных государств. Примерами могут служить следующие документы.

1. Устав Дании, касающийся развития и выполнения датского суверенитета на область континентального шельфа от 7 июня 1963 г.

2. Официальное обращение ФРГ на разведку континентального шельфа от 22 января 1964 г.

3. Устав ФРГ от 24 июля 1964 г., касающийся временного определения и установления прав на континентальный шельф.

4. Официальное обращение ГДР от 26 мая 1964 г.

5. Устав Дании, касающийся установок на подпочвенный слой Северного моря от 3 декабря 1964 г.

6. Резолюции Норвегии от 31 мая 1963 г., от 21 сентября 1963 г., от 15 мая 1964 г., а также Устав от 21 июня 1963 г.

7. Документы Великобритании: Устав континентального шельфа (назначение площадей) от 12 мая 1964 г., Устав континентального шельфа (юрисдикция) от 23 июня 1964 г., Акт относительно континентального шельфа от 15 апреля 1964 г., Правила добычи нефти (касающиеся континентального шельфа и территориальных вод Великобритании) от 12 мая 1964 г.

8. Подготовленные проекты Уставов в Финляндии, в Нидерландах и в Швеции.

Об акциях СССР и Польши сведений пока не получено.

Односторонние акты и документы отдельных стран не могут конечно, означать собой новых норм и правил в международном законодательстве. Эти акты могут, однако, иметь международное юридическое значение и влияние, если другие страны или международные организации одобряют и утверждают односторонние акты или примут их без протеста.

В этом отношении интересны документы США, относящиеся к разработке континентального шельфа: обращение Трумена от 28 сентября 1945 г., Акт о подводных землях от 22 мая 1953 г., Акт о внешних областях континентального шельфа от 7 августа 1953 г.

Обращение как документ само по себе больше направлено в сторону международных интересов, чем в сторону национальных интересов данной страны. В качестве акта органа исполнительной власти оно может быть обнародовано гораздо быстрее, чем Устав, который должен предварительно пройти через более сложную процедуру утверждений в органах законодательной власти.

Обращения, касающиеся континентальных шельфов бассейна Северного и Балтийского морей, взаимно сходны, так как все они касаются вопросов разведки и разработки ресурсов природных богатств континентального шельфа, как исключительных суверенных прав выступившего с Обращением данного государства этого бассейна.

Более важными, чем Обращения, являются обнародованные Уставы стран бассейна Северного и Балтийского морей. Уставы разных стран также имеют как сходство, так и различие между собой. Общим для всех Уставов этих стран в отношении континентального шельфа является провозглашение исключительных прав на полезные ископаемые в континентальном шельфе.

Вся деятельность в области бурения должна быть, следовательно,

согласованной между странами бассейна этих морей. Более того, эти документы касаются также и существующих Уставов, например, для горнорудной и шахтной деятельности, так как в настоящее время они могут быть применены и к деятельности в областях континентального шельфа.

Наиболее подробными и детализированными являются Устав ФРГ, Устав Великобритании, а также проект Устава Дании о производстве горных работ в пределах континентальных равнин. Акт ФРГ содержит предписания и обязательные пункты относительно допускаемых патентами и лицензиями обязанностей и принудительных мер, направленных против недозволенных патентами и лицензиями различных установок и работ. В высшей степени подробный и детализированный проект Устава Дании содержит также некоторые правила и предписания относительно получения права на лицензии и патенты.

Вопрос получения прав на лицензии и патенты имеет огромную важность.

Основные дискуссии в международном законодательстве относительно правомерности и справедливости обоснованных претензий и требований стран бассейна данного моря на получение суверенных прав пользования континентальным шельфом достигли, по-видимому, такого уровня, на котором ни новые аспекты и перспективы, ни сложные и спорные переговоры и диспуты не могут больше возникать. Разногласия между странами могут быть порождены только в отношении пограничных линий в районах, примыкающих к континентальному шельфу. Однако в этом случае путь двусторонних соглашений, по-видимому, может оказаться удовлетворительным средством решения этих спорных вопросов.

Остается открытым вопрос с точки зрения как международного законодательства, так и законодательства какого-либо данного государства о том, какими правами та или иная фирма, намеренная проводить буровые работы в пределах континентального шельфа, может пользоваться для получения лицензий и допусков к производству работы.

Порядок и правомерность получения лицензий определяются внутренним законодательством данной страны в том случае, если речь идет о фирмах и компаниях только данной страны.

Право получения и пользования лицензией зависит от выполнения условий, заложенных в правительственных ограничениях и разрешениях каждой данной страны. Если лицензия должна быть выдана только одному или малому числу претендентов, власти данной страны должны сделать выбор среди них в соответствии с основными принципами действующего административного законодательства. Такое правило должно быть основной позицией, положенной в основу действий на усмотрение властей.

Власти должны обосновать свое решение с учетом целей претендента: исследовательская деятельность на данной площади, морское разведочное бурение на других площадях и т. д. Кроме того, должны учитываться технические и финансовые возможности претендента на получение лицензии. Во всяком случае, власти не обязаны выдавать право на лицензии всем без исключения претендентам, особенно если их много, а область, на которую поданы заявки, невелика по размерам.

Юридическая ситуация еще более осложняется, если право получения лицензии хотят получить иностранные фирмы и компании. Само собой разумеется, что иностранные фирмы также должны выполнять упомянутые выше условия. Но основной вопрос заключается в следующем (и этот пункт затрагивает международное право): могут ли иностранные претенденты на получение лицензии вообще быть исклю-

чены. Предписания на этот счет в соответствующих актах о континентальном шельфе довольно разнообразны. Акт Норвегии о континентальном шельфе от 21 июня 1963 г. совершенно ясно допускает право иностранных фирм и компаний на получение лицензии (первое предложение второй части § 2). Акт ФРГ о континентальном шельфе от 24 июля 1964 г. не говорит о том, что иностранцам можно получать право на лицензии, но, с другой стороны, и не исключает такой возможности.

Предписания фирмы «Бритиш петролеум продакшн компани», касающиеся областей континентального шельфа и территориальных вод омывающих Англию морей, от 5 мая 1964 г., однако, гласят (часть 4), что только те лица, которые имеют гражданство Великобритании или ее колоний и имеют постоянное жительство там, а также зарегистрированные местные фирмы и компании могут получать лицензии на право разведки и разработки месторождений нефти в пределах областей континентального шельфа Великобритании.

До настоящего времени международное законодательство имело дело главным образом с охраной и защитой уже полученных лицензий (на концессии) а также с компенсацией и возмещением убытков при аннулировании лицензий. Но едва ли вообще когда-либо рассматривался вопрос о том, какими правами обладают иностранцы для получения лицензий.

Согласно современным положениям международного права на этот вопрос следует отвечать отрицательно. В том случае, если никаких специальных мотивов и обстоятельств не приводится (обстоятельств в соответствии с торговым договором или соглашением; обещаний, обязывающих данное правительство выполнять определенные условия претендента, а также затрат, вызванных значительными финансовыми убытками, понесенными данной фирмой), государство не обязано перед лицом международного права выдавать лицензии иностранным фирмам и компаниям.

Как гласит резолюция Организации Объединенных Наций, «Право народов свободно пользоваться и добывать их природные богатства — источники сырья и энергии является их неотъемлемым и суверенным правом». Однако нерассмотренный принцип неограничения может дать привилегии дискриминированному государству. Весьма родственным и близким по содержанию является вопрос о запрещении злоупотреблений определенными правами. Однако подобный случай, даже если он и возникает, является трудно доказуемым.

Правило международного права: «ни одно государство не обязано выдавать лицензии иностранцам» — распространилось и на зарубежные экономические взаимоотношения на чужих территориях. Может быть, следует делать разграничение между лицензиями на право производства буровых работ в пределах зарубежных территорий и лицензиями на право буровых работ в пределах континентального шельфа?

Область континентального шельфа в строгом смысле слова не является территорией какого-либо государства. Однако государство, входящее в бассейн данной акватории, имеет монопольное право на разведку и разработку природных богатств, залегающих в пределах прибрежного континентального шельфа. Такое положение было принято и утверждено на Женевской конференции в 1958 г.

Таким образом, идея свободного доступа к разработке богатств континентального шельфа оказалась отвергнутой большинством стран. Это, конечно, невыгодно изолированным от моря странам (например, Швейцарии) и особенно тем из них, которые густо заселены. Такие страны имеют большую потребность в энергии, но никогда не смогут претендовать даже на маленькие участки континентального шельфа.

По мере того как увеличивается доля нефти и газа в общем ассортименте перевозимых морем товаров, строятся танкеры все больших и больших размеров. На 31 декабря 1963 г. более 2 млн. т суммарного водоизмещения приходилось на танкеры водоизмещением от 75 000 до 99 999 т, более 460 тыс. т суммарного водоизмещения — на танкеры водоизмещением даже более чем 100 000 т.

Трудности захода в обычные порты супертанкеров (танкеров очень большого водоизмещения) могут привести к необходимости создания новых разгрузочных установок и средств прямо в открытом море. Эти установки смогут служить в качестве перевалочных портов для более мелких судов. Кроме того, их можно будет соединить с сушей посредством нефтепроводов.

Можно ожидать, что в скором времени начнется строительство нефтепроводов в областях континентального шельфа бассейна Северного и Балтийского морей. Согласно сообщениям печати, власти Великобритании и Дании рассматривают вопрос о прокладке газопровода для транспортировки газа под поверхностью Северного моря от газовых месторождений, расположенных около Гронингена на Европейском континенте, до Британских островов.

Право на прокладку трубопроводов предусмотрено в Женевской конвенции о континентальном шельфе в § 4. Оно гласит «...что касается права принимать необходимые меры для разведки недр континентального шельфа и разработки его природных богатств и ресурсов, расположенное у побережья государство не может препятствовать прокладке или обслуживанию подводных кабелей или трубопроводов в пределах континентального шельфа».

Право государств прокладывать трубопроводы по дну Северного и Балтийского морей весьма четко выражено в § 26.

Конвенция вошла в силу 30 сентября 1962 г.

Следует отметить, что предписания и руководящие правила, касающиеся прокладки подводных кабелей, не всегда могут быть применены для прокладки подводных нефтепроводов, так как в случае повреждения последних может произойти заражение нефтью воды в районе аварии. Видимо, здесь уместно обратиться к «Конвенции о защите подводных кабелей», действующей с 1884 г. Это тем более справедливо, что акты о континентальном шельфе стран, входящих в бассейн Северного и Балтийского морей, вообще не затрагивают вопроса о нефтепроводах. Правда, Акт Британии о континентальном шельфе в 5 части предусматривает вопрос о возможности истечения нефти из подводного нефтепровода в какую-либо часть моря, а 8 часть упомянутого Акта включает предписания относительно подводных кабелей.

Даже прокладка сухопутных нефтепроводов вызывает определенные юридические затруднения, в частности в ФРГ, где вообще не существует устава о нефтепроводах. Эти затруднения, разумеется, еще больше осложняются в случае прокладки подводного нефтепровода в пределах континентального шельфа.

Существующих предписаний и ограничений в отношении предотвращения загрязнения морей из-за попадания в них нефти из поврежденных нефтепроводов явно недостаточно. Женевская конвенция о континентальном шельфе в 3 части § 5 гласит:

«Прибрежное государство обязано принимать в безопасных зонах все необходимые меры для защиты живых существ, имеющих промысловое значение и обитающих в море, от вредных и губительных веществ».

Лондонская конвенция защиты моря от загрязнения нефтью от 12 мая 1954 г. (вступившая в силу с 16 июля 1958 г.) так же, как и ее

пересмотренный и переработанный вариант от 13 апреля 1962 г., предусматривает вопрос о загрязнении моря нефтью из нефтеналивных судов.

Однако существует опасность загрязнения моря нефтью непосредственно из скважин в результате нефтепроявлений. Подобный случай произошел однажды во время бурения скважины в Северном море, когда в море попала, правда, не нефть, а азотная смесь. Поступление ее в море удалось прекратить лишь через несколько недель.

Из всех существующих актов о континентальном шельфе только «Акт о континентальном шельфе» Великобритании (5 часть) и «Акт о континентальном шельфе» ФРГ (часть 2 § 7) предусматривают наказание виновных в загрязнении моря нефтью, попавшей не из нефтеналивных судов, а в результате любых операций и работ, связанных с разведкой и разработкой природных ресурсов в пределах континентального шельфа.

Однако подобные документы все же не могут привести к радикальному решению вопроса о международной ответственности других стран, в частности, соседних государств, которые могут оказаться вне сферы взаимосвязи вопросов о рыболовном промысле и загрязнении заливов.

Усиливающееся загрязнение моря нефтью говорит о необходимости установить строгий международный контроль против подобного нарушения, подобно тем ограничениям, которые предусмотрены Брюссельской конвенцией об ответственности владельцев, эксплуатирующих корабли с атомными установками.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Юридическая сторона вопроса об исследовательских и буровых работах на нефть и газ в бассейне Северного и Балтийского морей предусмотрена и регулируется «Конвенцией о континентальном шельфе» от 1958 г., а также обычным международным правом и процессуальным законодательством и двусторонними соглашениями.

2. Поскольку существует связь между обычным правом и двусторонними соглашениями, необходимо уделить внимание разработке и совершенствованию специальных региональных правил.

3. Сопоставление обращений, воззваний, приказов, уставов и актов, сделанных прибрежными государствами, показывает, что в этих документах существуют как общие, так и противоречивые положения.

4. Морские перевозки нефти и газа в нефтеналивных судах не вызывают никаких новых юридических и правовых проблем, в то время как прокладка морских нефтепроводов и связанные с этой областью вопросы до настоящего времени не нашли соответствующего решения.

5. Существующие правила и ограничения, касающиеся загрязнения морей нефтью, попавшей в воду тем или иным путем, являются недостаточными и не гарантируют чистоту водных акваторий.

Е. А. Мабрук

СОГЛАШЕНИЯ О МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ КОНЦЕССИЯХ, ЗАКЛЮЧЕННЫЕ МЕЖДУ ЧЛЕНАМИ ОСЭН¹

В юридическом аспекте морские пространства делятся на четыре основные зоны: внутренние воды, территориальные воды, сопредельные воды и открытые воды.

Остановимся вкратце на территориальных водах и на открытых водах — с целью показать условия работы ОСЭН в этих зонах.

¹ Организация стран, экспортирующих нефть. 508.

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ВОДЫ

Территориальными водами является часть морской акватории, опоясывающая данное прибрежное государство вдоль его побережья, на которую в соответствии с международным правом распространяются все законы этого государства. Ширина полосы этих вод продолжает оставаться весьма спорным вопросом. Все попытки, направленные на достижение согласия между государствами в этом вопросе, оказались тщетными.

В значительной мере этим объясняется неудача Конференции консолидации и закрепления международного права, состоявшейся в Гааге в 1930 г., а также Женевской конвенции о территориальных водах морей, состоявшейся в 1958 г. Рассматриваемый пункт явился основным предметом спора на Второй международной конференции в Женеве в начале 1960 г., которая также закончилась неудачно и не дала ожидаемых результатов.

В соответствии с классическим положением международного права предельная минимальная ширина полосы территориальных вод допускается в 3 морских мили, т. е. 5560 м, как предел. Максимальную же ширину этой полосы различные государства определяют по-разному: от 3 до 12 морских миль, т. е. от 5560 м до 22 236 м.

Все страны — члены ОСЭН являются прибрежными государствами и все они по-разному определяют величину своих территориальных вод.

В статье I Иранского Закона от июля 1934 г., дополненного и исправленного в апреле 1960 г., ширина полосы территориальных вод Ирана устанавливается в 12 морских миль.

Декретом от 4 ноября 1958 г. Ирак установил для своих территориальных вод полосу моря с минимальной шириной в 6 морских миль, т. е. 11 118 м.

Кувейт никогда еще официально не сообщал величины своей полосы территориальных вод, но Консолидирующее дополнительное соглашение, заключенное и подписанное 11 октября 1955 г. между правительством Кувейта и фирмой Кувейт ойл компани, определяет минимальные размеры кувейтских территориальных вод в 6 миль. Однако в оригинале соглашения между американской фирмой Америкен индипендент ойл компани и правительством Кувейта от 22 сентября 1949 г. на концессию величина территориальных вод установлена только в 3 морских мили, считая от самой низкой отметки во время отлива.

Декретом Королевства Саудовской Аравии от февраля 1958 г. установлена предельная минимальная ширина полосы территориальных вод в 12 морских миль от берега.

Статья I Закона Венесуэлы от 23 июля 1956 г., касающаяся территориальных вод, охраны рыболовного промысла и воздушного пространства данного государства, устанавливает, что ширина полосы территориальных вод равняется 12 морским милям.

ОТКРЫТЫЕ ВОДЫ

Открытые воды лежат за пределами трех уже упомянутых категорий водных пространств. Классическое международное право гласит, что все государства могут использовать их для навигации, рыболовного промысла, прокладки линий подводных морских кабелей и трубопроводов. Разрешены также полеты в воздушном пространстве над этими водами.

В настоящее время благодаря техническому и научному прогрессу и снижению стоимости бурения глубоких нефтяных скважин прибрежные государства сконцентрировали свое внимание на разработке и эксплуатации подводных месторождений.

Классическое международное право разрешает разработку и эксплуатацию подводных месторождений в зоне открытых вод всем государствам. Однако прибрежные государства заявили о своих суверенных правах на области морского дна и скрытые под ним месторождения, как на области континентального шельфа. В результате другим государствам стало невозможно осуществлять какую-либо деятельность в этих районах моря без специального разрешения данного прибрежного государства.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ

Проблема определения понятия «континентальный шельф» является для юриста весьма сложной, поскольку сами ученые не могут прийти к согласованному и единому мнению о том, что именно представляет собой и включает в себя континентальный шельф.

Хотя обсуждение мнений специалистов по международному праву — мероприятие важное и интересное, мы позволим себе напомнить определение, содержащееся и принятое статьей I Женевской конвенции о континентальном шельфе, которое гласит: «Для этих статей термин «континентальный шельф» применяется как относящийся:

а) к поверхности морского дна и залегающих под ним горных пород подводных площадей, прилегающих к побережью, но расположенных за пределами территориальных вод данного государства, на глубине 200 м или более того предела, при котором глубина нетерриториальных вод позволяет осуществлять эксплуатацию природных богатств данного района моря;

б) к поверхности морского дна и залегающих под ним горных пород на аналогичных подводных площадях, непосредственно прилегающих к побережью островов».

Два различных критерия находят применение в этом определении: глубина в 200 м и эксплуатация природных богатств за пределом этой глубины.

Начало края континентального шельфа в юридическом смысле, что очень важно для решения пограничных вопросов, обычно соотносится с глубиной примерно 200 м. Однако фактически линия континентального шельфа может располагаться на глубине в пределах 35—550 м.

В этом определении континентальный шельф может и вообще отсутствовать (например, в Персидском заливе, где подводные месторождения приурочены к глубине не более 200 м, или в Северном море, которое внезапно становится очень глубоким на относительно коротком расстоянии от берегов Норвегии).

Поэтому для установления постоянства в определении этого понятия принято, что критерий возможности эксплуатации богатств континентального шельфа при глубине воды более 200 м необходимо считать добавочным в определении понятия «континентальный шельф». Несомненно, что если в результате технического прогресса станет возможным производить разведочные работы в глубоководных морях и океанах, весь Атлантический океан в соответствии с этим определением окажется континентальным шельфом.

В Женевской конвенции применяется то же самое определение и для естественных природных островов, где сказано, что естественные природные острова в морях имеют свои собственные шельфы, поскольку они имеют свои собственные территориальные воды. На них распространяются те же самые условия, касающиеся континентального шельфа, которые принимаются во внимание при рассмотрении этого вопроса относительно материковой части суши.

РАЗГРАНИЧЕНИЕ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ПЛОЩАДЕЙ

Очень часто возникает спорный вопрос: как проходит граница нескольких прибрежных государств в пределах континентального шельфа. Такая проблема возникла, например, в бассейнах Северного и Балтийского морей и в бассейне Персидского залива.

Как было отмечено выше, Женевская конвенция о континентальном шельфе разрешает прибрежным государствам производить разведку и разработку недр континентального шельфа в пределах глубины 200 м, или сверх этой глубины там, где глубина воды в море или океане позволяет эксплуатировать природные богатства, залегающие под морским дном. Это положение означает, что права одного прибрежного государства на одном из побережий Северного моря или Персидского залива, например, могут распространяться на всю поверхность воды, омывающей его берега. В этом случае расположенное на противоположной стороне моря или залива государство лишается таких прав в отношении своей зоны континентального шельфа. Следовательно, эта акватория должна быть каким-то образом разграничена между двумя противоположными по своему географическому положению государствами.

Женевская конвенция рекомендует разграничивать область континентального шельфа двух или более государств, расположенных на противоположных побережьях данной акватории, прежде всего путем соглашения между этими двумя государствами. В случае недоговоренности сторон и установления двух пограничных линий следует устанавливать среднюю линию, каждая точка на которой должна быть равно удалена от ближайших пунктов основных исходных линий. Тот же самый критерий следует применять для разграничения областей континентального шельфа, примыкающих к территориям двух соседних пограничных государств.

Следует отметить также, что такой метод разграничения континентального шельфа был принят в качестве руководящего в Конвенции о территориальных водах и сопредельных пограничных зонах при определении пограничных линий в территориальных водах и сопредельных пограничных зонах между государствами, расположенными на противоположных побережьях или между соседними государствами на одном и том же побережье.

РАЗГРАНИЧЕНИЕ МОРСКИХ ПОДВОДНЫХ ПЛОЩАДЕЙ В ПЕРСИДСКОМ ЗАЛИВЕ

Персидский залив представляет собой погруженную под воду на небольшую глубину часть суши, первоначально имевшую форму дельтового типа. Поэтому многие специалисты высказывали мысль о том, что в пределах Персидского залива вообще не существует зоны континентального шельфа. Действительно, большинство прибрежных государств выдвинули различные теории, основанные на концепции о смежности морского дна и залегающих под ним горных пород с их береговыми участками в своих претензиях на определенные площади. Термин же «континентальный шельф» как таковой нигде не упоминался.

Большинство соглашений и контрактов о нефтяных концессиях было заключено между прибрежными государствами и подрядными фирмами и компаниями с целью разведки и разработки морских подводных месторождений в пределах акватории залива. На основании некоторых из этих соглашений уже развернулись разведочные и промысловые работы. Часть последних уже перешла по своим масштабам договорные границы. Поэтому сейчас особенно важно произвести

разграничение площадей персидского залива и устранить противоречия, возникшие между заинтересованными государствами.

Заключение соглашений между государствами, имеющими выход в бассейн Персидского залива, все же является наилучшим практическим решением этой проблемы. Большинство таких государств в официальных документах подтвердили желательность составления обоюдновыгодных двусторонних соглашений по вопросу разграничения пограничных площадей в пределах акватории Персидского залива. Однако ни одно соглашение до сих пор пока еще не составлено, за исключением пограничной линии между государствами Бахрейн и Саудовская Аравия.

СОГЛАШЕНИЯ О МОРСКИХ ПЛОЩАДЯХ МЕЖДУ СТРАНАМИ — ЧЛЕНАМИ ОСЭН

Использование природных богатств континентального шельфа является одной из актуальных проблем нефтяной промышленности. Для добычи нефти из продуктивных горизонтов, залегающих под морским дном, необходимо сооружать морские буровые установки и устанавливать эксплуатационное оборудование, которые являются препятствиями для судоходства. При разработке подводных месторождений постоянно существует опасность загрязнений воды нефтью. Сейсмическая разведка в море также может причинить вред рыболовному промыслу. Поэтому разработка богатств континентального шельфа должна, конечно, осуществляться под постоянным контролем прибрежного государства.

Специфика нефтедобычи в море: столкновение интересов подрядчиков, занимающихся нефтеразработкой, законы навигации и рыболовного промысла и т. д. — вызывают необходимость регламентирования и контролирования этих работ. Некоторые страны — члены ОСЭН уже предприняли необходимые специальные меры в этой области, другие страны еще не сделали этого.

Представляются разумными следующие меры и средства, направленные на упорядочение юридических отношений между концессионерами и прибрежными государствами:

1. Концессионеры должны соблюдать устав о водах площади концессии, а также не мешать навигации, воздушному сообщению, рыболовному промыслу и добыче жемчуга в данном районе.

В частности, до начала строительства любого сооружения или установки в пределах площади концессии необходимо получить на то разрешение местных властей. В выдаче такого разрешения может быть отказано в том случае, если власти уверены в том, что строительство этих сооружений и установок может послужить серьезной помехой для судоходства.

Построенные сооружения и установки должны быть оборудованы буйами и световой сигнализацией, чтобы не создавать ни малейшей опасности судоходству.

Любая установка, которая полностью вышла из строя и не эксплуатируется, должна быть полностью демонтирована.

Концессионер должен принять все меры (опираясь на современную технику) для предотвращения загрязнения морской воды нефтью, буровым раствором.

Концессионер обязан выполнять требования всех международных конвенций или договоров, которые ратифицированы правительством государством, предоставившим ему концессию.

2. Местные власти могут применять любые средства насильственного удаления любых установок и сооружений, если они построены без специального разрешения.

3. Концессионер должен принять на себя материальную ответственность в случае любых потерь ($\frac{1}{3}$ от общей суммы), происшедших в результате каких-либо нарушений технологии или технических повреждений оборудования по его вине. Кроме того, он должен постоянно обеспечивать полную гарантию и застрахованность местных властей в отношении штрафов, направленных против них. При этом его материальное участие должно составлять $\frac{1}{3}$ от общей суммы участков или штрафа.

А. Даненивар, Ш. Пэрре

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ВОДАХ ИРАНА В ПЕРСИДСКОМ ЗАЛИВЕ¹

В настоящем докладе рассматриваются методы интерпретации юридического определения границ какой-либо зоны, которое содержится в документе, имеющем силу закона, а также некоторые сведения относительно построения морских границ этой зоны.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ЮРИДИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Во избежание оспаривания границы необходимо, чтобы она имела только одно очертание. Кроме того, необходимо уяснить и уточнить некоторые выражения, слова и понятия, содержащиеся в юридическом определении, для того чтобы эти границы можно было установить в любой момент.

Прежде всего следует уточнить следующие понятия:

- 1) географические координаты
- 2) прямая линия;
- 3) прямо на восток (или на запад);
- 4) наибольший отлив;
- 5) зона на расстоянии трех миль от берега (около 5 км).

Географические координаты. Для успешного применения в области геодезии и картографии географические координаты должны быть максимально приспособлены к математической форме Земли, т. е. к эллипсоиду вращения. Этому условию не отвечают понятия астрономических долгот и широт, так как они в значительной мере (иногда до 20° и более) могут отличаться от значений эллипсности. Эти различия влекут за собой ошибки в определении линии границы (до 1 км и более).

Между эллипсоидными координатами и пограничными линиями, напротив, отмечается хорошее совпадение. Поэтому географические координаты следует интерпретировать как эллипсоидные координаты.

Система, принятая для геодезических и картографических работ в зоне операций Иранского общества для разведки и добычи нефти, основана на эллипсоиде Кларка и начале координат Манюира. Поэтому эта система была принята и для установления морских границ. Естественно, пришлось внести в эту систему необходимые коррективы в соответствии с новыми задачами.

Прямая линия между двумя точками поверхности эллипсоида проходит внутри эллипсоида. Для уточнения границ прямую внутри эллипсоида целесообразно заменить простой кривой поверхности.

Кривая, которую обыкновенно используют в геодезии как кривую поверхности, представляет собой геодезическую линию. Эта линия из кривых поверхностей в наибольшей степени приближается к прямой линии, проведенной между двумя точками, и имеет следующие преимущества:

¹ № 504.

- 1) вычислить и построить ее относительно легко;
- 2) в графических представлениях на плоскости она лишь незначительно отклоняется от прямой линии между двумя ее концами;
- 3) разметка ее вехами на грунте достаточна легка.

Кроме того, необходимо отметить, что прямая линия, взятая между двумя точками карты, на поверхности обычно представляет собой сложную кривую, форма которой зависит от системы топографической проекции.

Выражение «Прямо на запад (или на восток)» необходимо интерпретировать: «Следуя по параллели».

Наибольший отлив. Величину наибольшего отлива нельзя определить математически. Ее можно считать эквивалентной тому уровню воды, который принимается как основной уровень при составлении морских карт. Нанесенные на картах точки указывают минимальные глубины для данного района.

Этот уровень был определен Международным Гидрографическим Бюро как эталонный. Считается, что уровень отлива может понизиться (по отношению к эталонному) лишь в очень редких случаях и в очень незначительных размерах.

В отличие от среднего уровня моря эталонный уровень, нанесенный на морских картах, изменяется в зависимости от колебаний амплитуды отлива в различных районах.

В Персидском заливе амплитуда отлива изменяется в пределах 0,9—3,9 м и даже больше.

Для Персидского залива характерны такие отливы, при которых наиболее низкие уровни практически совпадают с эталонным уровнем «Индиэн Спринг Ло Уотер», который принят для составления морских навигационных карт.

Математическое определение эталонного уровня относительно просто, а уточнение его по отдельным точкам не является затруднительным.

Трехмильная зона. Линия, показывающая предел трехмильной зоны, образуется центрами последовательных кругов (с радиусом в 3 мили) являющихся касательными к линии отлива. Эта линия будет иметь форму последовательного ряда дуговых отрезков окружности.

Так как почва прибрежной полосы подвергается непрерывным изменениям, то эта линия будет со временем изменяться. Поэтому рекомендуется определять ее раз и навсегда и объявлять окончательной.

Исходя из неподвижных точек геодезической сети, разбитой на почве, можно в любое время определить или восстановить линию:

МЕТОД, ПРИНЯТЫЙ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГРАНИЦЫ ТРЕХМИЛЬНОЙ ЗОНЫ

Понятие о границе должно быть сформулировано таким образом, чтобы устранить какой бы то ни было двоякий смысл. Поэтому было решено определять полосу земли, сохраняющую следы самого низкого отлива, на основании аэрофотосъемки, выполняемой в следующих условиях.

Каждый участок прибрежной полосы фотографируется по 3 раза при различных уровнях отлива. Поэтому черта раздела море—почва каждого из этих уровней распознается на фотографиях, и ее положение на аэрофотоснимках развертывается в плоскости по отношению к принятой эталонной системе. Полученные таким образом три линии раздела наносятся временно на карту с масштабом 1 : 50 000, содержащую только съемку с движения и контрольные точки, земные и фотограмметрические. Затем для нескольких точек побережья, выбранных

при аэрофотосъемке, рассчитывается высота моря над эталонным уровнем. Полученные данные интерполируют между двумя прилегающими точками. Затем экстраполируют след, образующий на почве эталонный уровень, допуская при этом равномерный уклон морского дна на рассматриваемом участке.

Согласно принятой интерпретации, этот след считается полосой земли, не покрываемой самым низким отливом.

После определения этой полосы земли достаточно распознать на ней выдающиеся точки, характеризующие линию на таком расстоянии, которое в любой точке этой полосы никогда бы не снижалось менее 3 миль.

Следует отметить, что официальная идентификация границы и ее случайное восстановление основываются на значениях координат выдающихся точек.

Границы изображаются на карте в масштабе 1:50 000 рядом последовательных дуг окружности радиусом 3 мили с центром в выдающихся точках.

НЕКОТОРЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

В заключение приведем некоторые рекомендации, которые могут быть полезны лицам, решающим подобные проблемы.

Прежде всего необходимо рекомендовать всем лицам, на которых падает хотя бы часть ответственности за определение границ, обратить максимум внимания на то, чтобы описание границ было точным и не имело двойного смысла. Граница должна быть хорошо очерчена, так чтобы ее можно было установить в любой момент.

В составлении описания должен принять участие опытный геодезист.

Наиболее существенными являются следующие пункты.

1. Описание границы должно включить описание соответствующих основных систем.

2. В качестве основной системы измерения необходимо взять систему, принятую во всех государствах; это условие не является обязательным, но облегчает отношения между соседними государствами.

Рекомендуется взять за основание международный эллипсоид для геодезических работ и проекцию И. Т. М. для картографических. Эта система была принята Международной ассоциацией геодезистов, которая ее рекомендует. В тех районах, где приняты другие системы, переходить к новой системе, видимо, не имеет смысла, особенно если по старой системе было выполнено много работ.

3. Система измерения высоты также должна быть определена точно, без двойного смысла. Такие неясные выражения, как: «полоса земли, не покрываемая приливом», которое нельзя определить ни математически ни экспериментально, должны быть заменены общепринятым эталоном «средний уровень моря».

Из всех технических методов определения полосы земли, не покрываемой приливом, от которой зависит положение границы, наилучшим является фотограмметрический метод. Он имеет следующие преимущества:

- 1) прямое сопоставление положения полосы, не затопляемой приливом, с геодезическими и асимметрическими элементами контроля;
- 2) быстрота выполнения работ;
- 3) экономичность (достаточен один авиаполет).

Однако этот метод имеет один большой недостаток: для успеха его применения абсолютно необходимы совершенно чистые прозрачные воды, неглубокие и очень спокойные в момент аэрофотосъемки. Если

бы этот недостаток можно было устранить, то фотограмметрический метод, вероятно, вытеснил бы все остальные. Можно было бы установить линию среднего уровня контакта воды с землей, т. е. «сравнительную береговую линию». Эта линия оказалась бы свободной от воды в течение 50% всего времени и понадобилась бы только одна фотография, снятая в момент, когда вода будет ниже своего обычного уровня, чтобы выполнить фотограмметрическое развертывание аэрофотоснимка в план.

Следовало бы все же наконец четко определить: что такое побережье? В словаре Ларусс говорится, что побережье — морской берег. Энциклопедия Кийэ дает более развернутое определение: побережье — линия контакта между выступающей землей и морем. В словаре Узбстера понятие побережье толкуется как «полоса земли около моря».

В английском адмиралтейском справочнике гидрографического надзора нет уточненного определения понятия берег. Слово «coast» (берег) относится к земле, а слово «spou» (тоже берег) относится к морю. Однако одна фраза из параграфа «методы определения береговой полосы» указывает, что линия побережья совпадает с линией прилива. Действительно, параграф начинается следующими словами: «Основной обязанностью специалиста по определению береговой полосы является определение линии прилива». Однако это ничего не решает, потому что для инженера-гидрографа, безусловно, интересна крайняя линия моря, а для инженера-топографа — крайняя черта суши.

Четкое и исчерпывающее объяснение этого понятия несомненно дало бы большую практическую пользу.

Во всем мире для определения высоты какой-либо точки земной поверхности используют средний уровень моря. Это достаточно устойчивый эталон.

Полоса земли, не затопляемая при среднем уровне моря, также может быть определена при помощи одного из методов, описанных в этом докладе.

Желательно, чтобы эта линия была признана как эталон, на основании которого можно было бы определить любую границу на соответствующем расстоянии от берега.

М. Делатур¹. М. Шодуар²

ЮРИДИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С УКЛАДКОЙ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ ЖИДКИХ ИЛИ ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Непрерывно растущие потребности энергии во всем мире и развитие экономических взаимосвязей между различными государствами дают основание предполагать, что в недалеком будущем строительство трубопроводов для перекачки жидких или газообразных углеводородов развернется еще шире, чем в первой половине 20-го столетия.

Хотя крупнейшие трубопроводы, по которым транспортируются нефть и газ, обычно проходят по территории нескольких государств, следует признать, что международного законоположения относительно строительства и эксплуатации международных наземных транспортных систем все еще не существует.

¹ Генеральный секретарь коммерческого общества по добыче метана в Сахаре.

² Зам. директора фирмы «Газ де Франс». № 506.

Что же касается строительства подводных трубопроводов, то хотя проекта международной магистрали такого типа еще нет, тем не менее, Конференция по вопросам морского права, созванная в Женеве в 1958 г., рассмотрела юридические проблемы, связанные с прокладкой таких трубопроводов.

Два договора из четырех, заключенных и допущенных для апробации государствами, зафиксировали общий статут подводных трубопроводов и кабелей. Таким образом, в этой области принятие правовых принципов предшествует техническим достижениям.

Правовые договоры, подписанные в Женеве и относящиеся к подводным трубопроводам, конечно, обязательны только для тех государств, которые их ратифицировали. При этом принятые постановления, безусловно, должны отразиться на соответствующих внутренних законах этих государств.

Конференция по вопросам морского права достигла положительных результатов в целом ряде вопросов, но особенно ценно, что она впервые привлекла внимание всего международного сообщества к проблемам строительства подводных трубопроводов.

Однако остался нерешенным еще целый ряд вопросов, обмен мнениями по которым позволит подготовить почву для будущих соглашений.

УКЛАДКА ТРУБОПРОВОДОВ В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ВОДАХ И В ПРИЛЕГАЮЩИХ РАЙОНАХ ОТКРЫТОГО МОРЯ

Юридический режим

В законоположениях Женевского договора, относящихся к территориальным водам, и особенно в разделе, посвященном границам территориального моря, отсутствует статья, определяющая протяженность этих вод.

По этому вопросу нет международного регламента, и ширина территориальных вод устанавливается каждым прибрежным государством самостоятельно. Прибрежное государство сохраняет суверенную власть над этими участками, хотя последняя и не была предоставлена ему международным сообществом.

Государство пользуется этими суверенными правами особенно в области рыбной ловли, навигации, а также в вопросах таможенного и финансового обложения.

Однако государство обязано предоставить иностранным судам, находящимся в частном владении или принадлежащим компании, право безопасного прохода через эти воды. Это право является предметом статута, детально изложенного в III разделе Женевского договора по вопросам территориальных вод и защищающего интересы всех государств — прибрежных и не прибрежных. Но следует отметить, что ни в одной из статей этого договора не упоминаются вопросы, связанные с укладкой подводных кабелей или трубопроводов. Таким образом, прибрежное государство может устанавливать свои юридические права на строительство подводных трубопроводов, сохраняя при этом право свободного прохода иностранных судов через территориальные воды.

Обязательства предприятия, строящего трубопровод

Предприятие, строящее трубопровод, обязано соблюдать законы и постановления, действующие на данной территории, за исключением особых случаев, когда вступает в силу специальный юридический режим. В этом случае отдельно уточняются юридические нормы, кото-

рых необходимо придерживаться на всех этапах строительства трубопровода. Кроме того, устанавливаются и обязанности предприятия, строящего трубопровод. Так, предприятие, рассматриваемое как судовладелец (исходя из факта владения судами, необходимыми для работ), подчиняется законам навигации, а также контролю за техникой безопасности работы персонала на данных кораблях и различным налоговым обязательствам.

Права предприятия, строящего трубопровод

Какие права получит предприятие, строящее трубопровод, как эквивалент этих обязательств? Оно получит право защиты, которое будет выражаться в определении запретных зон для стоянки посторонних судов в районе строящейся магистрали.

Естественно, при этом предприниматели-строители должны сообщать данные о трассе трубопроводов (особенно об ее изменениях) в соответствующие государственные учреждения. Эти учреждения дают необходимые указания лоцманской службе.

Укладка в море подводных трубопроводов требует привлечения в район работ многочисленных судов, буксиров, барок, гидрографических судов, понтонов, судов для стыковки секций трубопровода, буйев и бакенов. Кроме того, часто приходится производить продолжительные и опасные маневры с кабелями и трубопроводами в условиях штормовой качки. Все это может создать затруднения для навигации всех кораблей в данном районе.

Однако ввиду того, что суверенные права прибрежных государств на территориальные воды предусматривает право безопасного прохода кораблей в этих водах, необходимо в целях безопасности предлагать изменить свой маршрут. Такая мера будет находиться в полном соответствии с Женевским договором относительно территориальных вод, согласно которому прибрежное государство обязано сделать сообщение об известных ему опасностях, угрожающих судам, плавающим в его территориальных водах.

Юридический статут работ и строящихся сооружений

Работы по строительству сооружений наземного транспорта жидких или газообразных углеводородов носят характер общественных работ, а построенные сооружения — характер общественных сооружений. Это объясняется тем, что данные работы выполняются в целях достижения общей пользы.

Поэтому эти общественные сооружения получают особый привилегированный режим, который выражается в ряде прерогатив или запретов относительно третьих лиц. Эти мероприятия будут направлены на сохранение целостности сооружения и устранения препятствий к его функционированию, которые могут быть привнесены извне.

Мы считаем, что к строительству трубопроводов для перекачки углеводородов на затопленных водой трассах мог бы быть применен юридический режим, которым французское право пользуется в отношении наземных трубопроводов.

Международный характер работ

Изложенные выше соображения относятся главным образом к определению юридического статута, относящегося к исключительной компетенции прибрежного государства, в прибрежных водах которого прокладывается трубопровод.

Единственными факторами, которые могли бы придать междуна-

родный характер предполагаемым работам и которые необходимо учитывать, — это участие в работах иностранных предприятий или заказы иностранных государств. Кроме того, трубопроводы могут быть уложены в прибрежных водах ряда государств или же после укладки в открытом море могут иметь выход на берег в одном месте. Наконец, можно допустить, что трубопроводная сеть выгодна для ряда государств, решивших признать за собой права ее использования.

В этих различных ситуациях, которые обуславливают интересы государств, добывающих нефть, государств-потребителей и промежуточных государств, на территории которых будет уложен трубопровод, юридический статус трубопроводов может быть определен только посредством договоров или соглашений между государствами.

Смежная зона

Часть моря за пределами территориальных вод известна под названием смежной зоны. Она разграничивается с территориальными водами согласно Женевскому договору 1958 г. Эта зона, хотя и входит в открытое море, является продолжением территориальных вод прибрежного государства. В этой зоне прибрежное государство имеет право на определенный контроль в области полицейских, таможенных, финансовых и санитарных законов, а также законов, относящихся к эмиграции или защите государства. Конечно, прибрежное государство должно соотносить свои компетенции с общепризнанными нормами международного права.

В смежной зоне прокладка морских трубопроводов для перекачки углеводородов обычно не вызывает каких-либо сложных юридических проблем.

УКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА В ОТКРЫТОМ МОРЕ И НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ

Юридический режим

Статья 2 Женевского договора относительно открытого моря содержит следующее уточнение: «так как открытое море доступно для всех наций, то ни одно государство не имеет законного основания для того, чтобы подчинить какую-либо часть открытого моря своей суверенной власти».

Свобода плавания в открытом море осуществляется данными статьями и другими законами морского права.

Принципы, провозглашенные Женевским совещанием, не являются догматическими понятиями. Они предусматривают использование свободы открытого моря также и в целях, взаимовыгодных для ряда государств.

В той же самой 2 статье Женевского договора дается перечисление наиболее достойных внимания аспектов свободного использования морского пространства: навигация, рыбная ловля, воздушные перелеты, укладка подводных кабелей и трубопроводов. Кроме этого, в Женевском договоре (в разделе о континентальном шельфе) имеется статья, обязывающая прибрежные государства в определенной, точно ограниченной зоне не препятствовать укладке подводных трубопроводов и кабелей. Однако в договоре уточнено, что право укладки этих сооружений и ухода за ними не может явиться препятствием для использования прибрежным государством права «принимать соответствующие меры для разведки континентального шельфа и эксплуатации его природных ресурсов». Под «природными ресурсами» понимают минеральные продукты и рыбную продукцию некоторых постоянных рыбных промыслов.

Чем характеризуется суверенное право прибрежного государства, которое нельзя оспаривать?

Комиссия по Международному праву приняла в 1951 г. выражение «осуществление контроля и отправления правосудия». В 1953 г. комиссия отвергла другие выражения, которые ей были предложены: «суверенные права контроля и правосудия» и «суверенитет». Она заменила это выражение выражением «суверенные права», которое Женевское совещание ввело в статью 2 Договора как более предпочтительное по сравнению с выражением «исключительные права».

Однако исключительный характер суверенного права оказался утвержденным в § 2 статьи 2: «... если прибрежное государство не будет выполнять работы по разведке в пределах континентального шельфа или не будет эксплуатировать его природных ресурсов, то никто не может предпринять работы подобного рода или требовать для себя использования каких-либо прав на континентальном шельфе без формального согласия прибрежного государства».

Таким образом, в этом тексте проблемы кабелей и трубопроводов оказались тесно связанными.

Учрежденный юридический режим является общим как для кабелей, так и для трубопроводов.

Этим режимом пользуются все государства: прибрежные и не прибрежные. Однако он относится только к кабелям и трубопроводам, уложенным вне территориальных вод.

Проблемы, связанные с укладкой подводных трубопроводов, уже были рассмотрены на международной конференции в Париже в 1884 г. Тогда речь шла только о кабелях, уложенных вне территориальных вод. Таким образом, международный статут для подводных кабелей включает законы, которые вытекают из постановлений, принятых на Парижской и Женевской конференциях, тогда как международный статут для подводных трубопроводов образовался только на основании правил, сформулированных в Женевском договоре относительно открытого моря и континентального шельфа.

Парижская конференция была всецело посвящена подводным кабелям. Текст ее решений предусматривал меры безопасности, которые надлежит принимать для сохранения установленных телеграфных линий, а также меры по устранению допущенных нарушений.

В отличие от этого, в материалах Женевской конференции специальные постановления, относящиеся к кабелям и трубопроводам, являются лишь частью целого комплекса законов, утверждающих принцип свободы открытого моря и преобладающих в подробном анализе суверенных прав на континентальный шельф. Речь идет о постановлениях, находящихся в различных текстах двух Женевских договоров, определяющих юридический режим прокладки подводных кабелей и трубопроводов.

Эти положения в основном подразделяются на две группы:

- 1) законы, которые относятся к строительству сооружений;
- 2) законы о принятии мер для защиты существующих сооружений.

Свобода строительства сооружений

Женевский договор предоставил всем государствам (прибрежным и не прибрежным) право прокладки трубопроводов по дну открытого моря. Любое предприятие, собирающееся строить такой трубопровод, пользуется этим правом, и прибрежное государство не может препятствовать строительству трубопроводов на континентальном шельфе (вне пределов территориальных вод) и уходу за ними.

В Женевском договоре упоминается в точности вопрос о строительстве трубопроводов на континентальном шельфе, тогда как комис-

сия по международному праву не осмелилась утвердить это право, опасаясь, чтобы перекачечные станции, которые также окажется необходимым установить в море, не стеснили бы в еще большей мере, чем трубопроводы, эксплуатацию ресурсов континентального плато.

Ограничения свободы установки сооружений

Право строительства сооружений не распространяется на территориальные воды. Таким образом, прибрежное государство может запретить вытягивание в случае необходимости на берег подводного трубопровода или изменение трассы трубопровода, затрагивающее его территориальные воды. Поэтому разумнее всего в таких случаях учитывать возможный интерес прибрежных государств в постройке подобных магистралей и разведке природных ресурсов континентального шельфа. Можно было обсудить пределы возможных компромиссов в аналогичных ситуациях. Однако здесь существует много препятствий. В частности, одним из них является положение, которое вытекает из суверенных прав разведки и эксплуатации, предоставляемых прибрежному государству. По этому положению государство может пользоваться преимущественным правом или приоритетом для строительства трубопровода в данной зоне собственными силами.

Несомненно, что государство, желающее проложить трубопроводы или другие сооружения по континентальному шельфу, обязано после изучения предполагаемой трассы трубопровода принять в соображение возможность разведочных и эксплуатационных работ.

Если сооружения и механизмы уже работают, то государство, желающее проложить трубопровод, обязано соблюдать зоны безопасности (500 м), которые прибрежное государство установит вокруг своих сооружений, и все свои действия согласовать с прибрежным государством.

Государство, желающее проложить трубопровод, обязано следить за тем, чтобы не повреждались уже установленные кабели и трубопроводы и предусмотреть в случае необходимости выполнение ремонтных работ. Кроме того, оно также обязано не стеснять судовую навигацию.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПОВРЕЖДЕНИЙ И ВОЗМЕЩЕНИЕ УБЫТКОВ

Существует целый комплекс защитных мероприятий, целью которых является предупреждение повреждений сооружений. Убытки за причиненные повреждения возмещаются виновниками в соответствии с установленными законами.

Предупреждение повреждений

На Женевской конференции и еще раньше на Парижской конференции по защите подводных кабелей были выработаны меры для пресечения нарушений законов, а также определен порядок возмещения убытков. Однако лучше все же попытаться избежать нанесения повреждений сооружениям путем принятия соответствующих мер. Участники обеих конференций многое сделали в этом направлении.

Договор относительно строительства сооружений в открытом море обязывает прибрежное государство, когда оно приступает к строительству кабелей и трубопроводов, учитывать наличие на дне моря выстроенных ранее сооружений. Кроме того, необходимо предусматривать также ремонтные работы уже проложенных магистралей.

Если капитан судна приносит в жертву якорь, сеть или другое рыболовецкое оборудование для того, чтобы не повредить кабель или трубопровод в открытом море, если эта вынужденная потеря может быть доказана, и если все разумные меры предосторожности были

предварительно приняты, то владелец трубопровода или кабеля должен возместить убытки хозяину корабля.

В Договоре относительно континентального шельфа предусмотрено установление 500-метровой зоны безопасности около сооружений и механизмов, расположенных на этом плато. Это расстояние отмеряется от каждой точки наружного края этих сооружений. Кроме того, предусмотрено право принимать в этих зонах необходимые меры для защиты сооружений.

Капитаны судов всех государств обязаны соблюдать правила относительно зоны безопасности. Однако владельцам трубопроводов и кабелей следует заранее сделать сообщение о строительстве этих сооружений и обеспечить постоянные средства сигнализации.

Во всех случаях ни требующие защиты установки, ни зоны, установленные вокруг них, не должны затруднять использование регулярных морских путей, совершенно необходимых для международной навигации.

Комиссия, которой было поручена подготовка проектов договоров для Женевской конференции 1958 г., выработала положение, согласно которому государства обязаны таким образом модифицировать оборудование рыбных траулеров, чтобы снизить до минимума опасность зацепления кабелей или трубопроводов. Однако проект этого положения не был принят из боязни возникновения дискуссий относительно норм оборудования в зависимости от типа траулера.

Возмещение убытков

Процедура возмещения понесенных убытков регламентируется двумя статьями договора относительно открытого моря.

1. Каждое государство обязано принять в законодательном порядке необходимые меры для того, чтобы владельцы подводных магистралей, подчиненные его юрисдикции, явившиеся виновниками повреждений других кабелей или трубопроводов, возмещали нанесенный ущерб.

2. Каждое государство обязано принять в законодательном порядке необходимые меры для того, чтобы разрывы или повреждения кабеля или трубопровода в открытом море, которые будут совершены преднамеренно или вследствие недостаточного внимания судами под его флагом или лицами, подчиняющимися его юрисдикции, являлись нарушениями закона. Однако это положение не распространяется на случаи, когда виновники повреждений преследовали цель защиты своей жизни или безопасности своего корабля и сделали все для того, чтобы предотвратить повреждения.

Ответственность за случайные повреждения

Повреждения подводных трубопроводов или кабелей, которые были нанесены в процессе ремонта или при сооружении подобных магистралей, классифицируются как непредумышленные (случайные). Виновники этих повреждений несут только материальную ответственность (в соответствии со статьей 28).

Оценка нанесенного повреждения, по-видимому, не представляет значительных трудностей. Потерпевшая сторона составляет смету затрат, необходимых для ремонтных работ. Эти работы должны быть выполнены в максимально сжатые сроки.

Уголовная ответственность

Уголовная ответственность является мерой пресечения злонамеренных посягательств, совершенных преднамеренно или вследствие преступной небрежности. Эти посягательства являются нарушениями

уголовных законов, которые должны быть опубликованы государствами, примкнувшими к международному договору. Однако уголовный кодекс неприменим в тех случаях, если повреждение не было преднамеренным.

Значение этого слова уточняется в статье 27, относящейся к спасению человеческих жизней и безопасности корабля.

Значение выражения «по собственному желанию» можно было бы оспаривать, однако в пояснениях, сделанных 1 декабря 1886 г. и 23 марта 1887 г., указано, что уголовная ответственность, вытекающая из 2 статьи договора 1884 г., в котором было использовано это выражение, не будет применена в том случае, если разрыв или повреждение кабеля были случайными или оказались необходимыми в ходе ремонтных работ.

Исключение, вызванное необходимостью спасения человеческих жизней или обеспечения безопасности корабля, предусмотрено статьей 2 Договора 1884 г. и уточняется в Женевском договоре.

Договор 1884 г. включает общее положение, согласно которому любое лицо, причинившее повреждение подводному кабелю, обязано в течение 24 ч после прибытия в порт сообщить о происшедшем местным властям первого порта, в который войдет судно.

Такое положение было предусмотрено как одно из средств возмещения убытков за якоря или рыболовецкое оборудование, брошенное в море для того, чтобы не повреждать кабель.

Непреодолимое препятствие (форс-мажор)

Согласно указанным статьям, не подлежат наказанию виновники повреждений, совершенных с «законной целью», т. е. с целью защиты своей жизни или безопасности своего корабля, при условии, что были приняты все меры для предупреждения разрыва или порчи подводной магистрали. В этом случае обстоятельства, повлекшие за собой повреждение кабеля или трубопровода, оказываются сильнее виновника повреждения. Французский кодекс почт и связи содержит выражения «принуждение» и «действительная необходимость защитить свою жизнь и обеспечить безопасность корабля». В этих словах и выражено понятие непреодолимого препятствия (форс-мажор).

УРЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗНОГЛАСИЙ, ОТНОСЯЩИХСЯ К ЖЕНЕВСКИМ ДОГОВОРАМ

Ни один из Женевских договоров, относящихся к подводным кабелям и трубопроводам, не включает положений об урегулировании спорных вопросов. В документе, составленном в Женеве в 1958 г. и названном «Протокол относительно обязательного регулирования спорных вопросов государствами, изъявившими согласие подписать протокол», содержится утверждение относительно правомочий международного суда. Однако ценность этого положения незначительна, так как методы, которые согласно этому протоколу предлагаются государствам с целью урегулирования спорных вопросов, неконкретны и недействительны: например, «с общего согласия и в разумный срок» и т. д.

Кроме того, этот документ только в том случае может оказаться эффективным, если принявшее его государство подписало также тот из договоров, в рамках которого возник спорный вопрос, или примкнуло к нему. Протокол был подписан только 20 государствами. Следовательно, положения данного документа могут действовать только в отношениях между этими государствами.

Выводы

Приведенные мнения по различным юридическим проблемам, связанным с укладкой подводных трубопроводов, позволяют сделать некоторые выводы.

Не следует использовать все решения проблем, относящихся к подводным кабелям, в области подводных трубопроводов.

Перечень подводных трубопроводных сетей, по-видимому, необходим в такой же мере, что и перечень кабелей, с которыми они будут образовывать пересечения, составляемый Бюро международного союза связи.

Система защиты подводных трубопроводов от повреждений должна включать: психологическое воздействие, информацию, надзор и в случае необходимости — репрессивные меры.

Существует ряд проблем, которых мы вообще еще не касались, но которые тем не менее ожидают практического разрешения. Речь идет о таких проблемах, как право собственности сооружений, загрязнение вод, соблюдение финансовых или фискальных предписаний, использование привилегий в различных морских зонах.

Нерешенными проблемами по-прежнему остаются свобода установки сооружений в открытом море и понятие «континентальный шельф». Эти проблемы возникли после предоставления прибрежным государствам прав на большие пространства открытого моря с учетом возможной разработки недр континентального шельфа. Настоящие права относятся ко дну моря, включенному в термины «континентальный шельф». В этих частях моря государство может в определенной мере проявлять свое исключительное суверенное право: разрешать разведочные, поисковые и буровые работы, запрещать эксплуатацию недр иностранцам и т. д.

В разграниченной зоне прибрежное государство использует свой суверенитет, и строительство подводных трубопроводов зависит от его исключительной правомочности, которое вытекает из правил, установленных международным правом. Однако степень интереса, который прибрежное государство проявит к проекту строительства подводного трубопровода, вероятно, будет зависеть от той прибыли, которую это государство предполагает извлечь из прокладки трубопровода на его территории или в его территориальных водах и от размеров использования перекачиваемых углеводородов для нужд своей экономики.

Таким образом, ряд вопросов, входящих в компетенцию прибрежных государств, можно разрешить более или менее легко.

Принадлежность к иностранному государству предприятия, намеревающегося строить или эксплуатировать трубопровод, или наличие ассоциации государств, желающих построить, финансировать и эксплуатировать международные транспортные системы, приведет к необходимости заключения многосторонних соглашений или договоров и главным образом — коммерческих контрактов.

Поэтому желательно сформулировать общие правила, применение которых гарантировало бы взаимовыгоду работ. Государства, проявляющие интерес к международному трубопроводному транспорту, могут согласовать общие интересы с частными, обусловливаемыми какими-либо специфическими условиями.

В деле укладки подводных трубопроводов существует еще много нерешенных юридических проблем. Хочется надеяться, что все государства воспримут дело транспортирования жидких и газообразных углеводородов как общественную и очень важную задачу и будут продолжать совместно изыскивать пути ее дальнейшего совершенствования.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

I. Добыча нефти на морских месторождениях

Кнут Хорн. Методы заканчивания и эксплуатации морских скважин (Переводчик М. И. Ворожбитов)	3
Дж. В. Кларк. Дистанционное управление работами на дне океана (Переводчик Л. И. Константинова)	16
К. Бедуэлл. Дистанционная связь и телеметрия при разведке и разработке морских нефтяных месторождений (Переводчик В. А. Сегаль)	24
Л. Е. Вильямс, М. Дюпон. Устье скважины на дне океана (Переводчик М. И. Полжанов)	29
Бернар Каллям. Влияние морского обрастания на подводные работы (Переводчик Л. Б. Шевченко)	39
Р. Леси и Дж. К. Эстес. Подводные морские хранилища нефти (Переводчик М. И. Ворожбитов)	43
Дж. Мануччи. Стальные платформы для загрузки и разгрузки нефтеналивных судов в море (Переводчик С. М. Железняк)	53
Бернар Хойце. Рационализация катодной подводной защиты (при бурении) (Переводчик Л. Б. Шевченко)	59
А. Амир-Еганех, Д. М. Клари. Разработка нефтяных месторождений в морской части Ирана (Переводчик А. З. Романов)	64
К. Дж. Лоумен. Месторождение Сафания в Саудовской Аравии (Переводчик А. З. Романов)	67
Дж. Пальюджи. Морское нефтяное месторождение Джела (Переводчик А. З. Романов)	76

II. Строительство подводных трубопроводов, морской транспорт сжиженных нефтяных газов

Л. Константин. Упрощение метода прокладки глубоководного трубопровода на средних и малых глубинах (Перевод Л. Б. Шевченко)	81
Л. Е. Майнор. Техника и технология прокладки морских трубопроводов в глубоководных участках акватории (Перевод В. А. Сегалья)	88
Дж. Шарифи и К. А. Стайерман. Методы прокладки в Персидском заливе морских подводных трубопроводов (Перевод М. И. Ворожбитова)	96
Ж. Бродо. Метод прокладки подводных трубопроводов на больших глубинах (Перевод Л. Б. Шевченко)	103
А. Демень, Ф. Шлехт. Перестройка разгрузочных нефтеналивных гаваней согласно новым условиям навигации танкеров (Перевод И. М. Шехтера)	110
П. Верре, Р. Вене, И. Рош, А. Шюн. Сравнительная оценка транспортировки природного газа по газопроводу и танкерами для сжиженного метана (Перевод Л. Б. Шевченко)	112
К. Бендер. Оригинальный метод прокладки подводных трубопроводов (Перевод Л. Б. Шевченко)	116
Д. Ф. Линч. Подводные трубопроводы для Северного моря (Перевод М. И. Ворожбитова)	120
Ив. Кэйето. Совершенствование кораблей, перевозящих сжиженные нефтяные газы (СНГ) (Перевод Л. Б. Шевченко)	126
И. М. Петель. Портовые сооружения для сжиженного природного газа (СПГ) в Арзе (Перевод Л. Б. Шевченко)	132
Л. Л. Ришар, Ж. Кун, Ж. Гюилем. Метановые танкеры: новые французские решения (Перевод Л. Б. Шевченко)	141

Аллоуэй. Морское транспортное судно «Пифагор» для сжиженного природного газа (СПГ) и этилена (Перевод Л. Б. Шевченко)	153
Ролан Отефейль. Эксплуатация танкеров для перевозки пропана (Перевод Л. Б. Шевченко)	156
Ж. Анжерран. Проблемы безопасности танкеров, предназначенных для перевозок сжиженных газов (Перевод Л. Б. Шевченко)	159
Ф. Ж. Кэйзэн. Подземные резервуары для сжиженных нефтяных газов (Перевод Л. Б. Шевченко)	163
Фернандес-Вильянуэва. Различные проблемы, связанные с морскими перевозками сжиженных нефтяных газов (Перевод Л. Б. Шевченко)	167
Г. Дешо. Внутренняя коррозия резервуаров. (Перевод Л. Б. Шевченко)	170
А. Р. Кхэн, В. И. Икин. Совершенствование систем хранения сжиженных природных газов (Перевод Л. И. Константиновой)	173
С. Т. Саттэн. Система инертного газа в танкерах (Перевод Л. И. Константиновой)	181
Дж. Бенгтссон. Вопросы надежности конструкции средств транспортирования газов (Перевод М. И. Ворожбитова)	188
Р. Дж. Джэксон, Р. К. Фукс. Перспективы морских перевозок сжиженных природных газов в Великобритании (Перевод М. И. Ворожбитова)	195
Д. Е. Рук и К. Дж. Филстед. Танкеры для перевозки сжиженного метана (Перевод М. И. Ворожбитова)	201
Р. В. Корбетт, К. Б. Девис. Подземные хранилища для сжиженных природных газов (Перевод М. И. Ворожбитова)	207
Б. А. Уэбб. Специальные средства для хранения и загрузки СНГ в Кувейте (Перевод М. И. Ворожбитова)	214
Кацура Ямомото. Танкеры и береговые хранилища сжиженного нефтяного газа фирмы Бриджстоун (Перевод М. И. Ворожбитова)	221
Д. Галус и С. Х. Хэншелл. Четырехтактные дизели, работающие на топливе двух видов, предназначенные для силовых установок танкеров, транспортирующих метан (Перевод Д. Е. Лифшица)	229
Леонард Д. Калвер. Применение природного газа в судовых котлах (Перевод Д. Е. Лифшица)	237
Х. Дж. Джонс и В. Дж. Уолтерс. Средства приема и хранения СПГ в Великобритании (Перевод М. И. Ворожбитова)	247
Жиль Танкер «Жюль Верн» для перевозки метана (Перевод И. М. Шехтера)	251
М. Пиллуа. Гавань для причала танкеров с грузом жидкого метана в Гавре (Перевод И. М. Шехтера)	254
К. Шибата. Полная автоматизация погрузки и разгрузки танкера (Перевод В. А. Сегалья)	260
Д. Тебо. Морской транспорт бутадиена (Перевод И. М. Шехтера)	266
Р. И. Уиллер. Транспортировка бутадиена по морю (Перевод Л. И. Константиновой)	272

III. Предупреждение загрязнения морей нефтью и нефтепродуктами

Жан Рулье. Предотвращение загрязнения морей нефтью (Перевод Д. Е. Лифшица)	276
С. Т. Саттон. Загрязнение морей нефтью (Перевод Д. Е. Лифшица)	280
Дж. Н. Кирби. Борьба с загрязнением моря методом «загрузка танкеров на остатки» (Перевод Д. Е. Лифшица)	286

IV. Юридические проблемы, связанные с разработкой нефтяных и газовых месторождений

Д. Гуарино, Д. Кожанек. Юридические законы, касающиеся использования природных богатств континентального шельфа (Перевод С. И. Леоновой)	289
Рене Родьер, Жан Варо. Проблемы, связанные с использованием буровых платформ, с точки зрения классического морского права (Перевод С. И. Леоновой)	292
Инго фон Мунх. Юридические вопросы бурения и транспортирования нефти и газа в Северном и Балтийском морях (Перевод М. И. Ворожбитова)	296
Е. А. Мабрук. Соглашения о морских нефтяных концессиях, заключенные между членами ОСЭН (Перевод М. И. Ворожбитова)	301
А. Даненивар, Ш. Пэрре. Определение границ в территориальных водах Ирана в Персидском заливе (Перевод И. М. Шехтера)	306
М. Делатур, М. Шодуар. Юридические проблемы, связанные с укладкой подводных трубопроводов для перекачки жидких или газообразных углеводородов (Перевод И. М. Шехтера)	309

ТРУДЫ МЕЖДУНАРОДНОГО КОНГРЕССА

Нефть и море, том II

Редакторы: *Тимофеев Н. С., Кулиев И. П.*
Редакторы издательства: *Лавров Н. И., Латухина Е. И., Савина З. А.*
Художественный редактор *Тихунов В. Н.*
Художник *Петров Г. А.*
Технический редактор *Л. Д. Агапонова*
Корректор *А. В. Сергеева*

Сдано в производ-во 28/VII 1967 г. Подписано к печати 27/X 1967 г. Физ. печ. л. 20,0. Усл. л. 28,0.
Уч.-изд. л. 26,7. Бумага № 1. Зак. 498/731-6. Цена 2 р. 12 к. Тираж 1800 экз. Индекс 2-4-1.

Изд-во «Недра», Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.
Московская типография № 6 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР
Москва, Ж-88, 1-й Южно-портовый пр., 17.