

С.Г. Скрытник

ТЕХНИКА
для бурения нефтяных
и газовых скважин
НА МОРЕ



МОСКВА "НЕДРА" 1989

ББК 33.131
С 42
УДК 622.242.4

Рецензент *Д. А. Бабаев*

Скрыпник С. Г.

С 42 Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море. М.: Недра, 1989.— 310 с.: ил.

ISBN 5—247—01061—2

Изложены особенности разработки морских нефтяных и газовых месторождений. Основное внимание уделено отечественным и зарубежным техническим средствам для глубокого разведочного бурения. Описаны стационарные платформы для глубокого эксплуатационного бурения.

Рассмотрены строительство и монтаж платформ в море, монтаж блок-модулей на платформе, их эксплуатация и защита от коррозии. Кратко освещена вспомогательная техника для обслуживания буровых работ на море.

Для инженерно-технических работников предприятий нефтяной и газовой промышленности

С $\frac{2503010300-225}{043(01)-89}$ 275—89

ББК 33.131

ISBN 5—247—01061—2

© Издательство «Недра», 1989

ПРЕДИСЛОВИЕ

Рост промышленного производства в большинстве стран мира обуславливает непрерывно возрастающую потребность человечества в топливе и в особенности в нефти и газе.

По зарубежным прогнозам, мировая добыча нефти к 2000 г. может составить 3139 млн. т/год. В 1986 г. добыто в море 665 млн. т нефти, или 24% от общей мировой добычи нефти. Морское поисково-разведочное бурение ведется в 64 странах и охватывает шельфы всех континентов. К 1986 г. было открыто 2400 морских нефтяных и газовых месторождений и в разработке находилось 1200 месторождений. Особенно большой скачок в освоении морских нефтяных и газовых месторождений произошел в области решения ряда технологических и технических задач в Северном море. Весьма ускоренными темпами развиваются техника и технология глубоководного бурения и добычи нефти и газа. Если в 1965 г. рекордная глубина вод, на которой велось бурение, составляла 193 м, то в 1979 г. — 1487 м, а в последующие 10 лет — 2086 м и более. Имеются суда, с которых можно бурить скважины в водах глубиной 1830 м и более (до 2440 м).

Проведены модельные и натурные полномасштабные испытания технических средств для эксплуатационного бурения и добычи нефти и газа на глубинах 915 м и более. Почти все морские месторождения, эксплуатируемые в настоящее время, разрабатываются со стационарных платформ. Рекордная глубина установки платформы составляет 313 м. Имеется ряд проектов платформ на глубины до 500 м и более [4]. В 1970—1980 гг. в Северном море установлены железобетонные платформы гравитационного типа, удерживаемые на дне моря за счет большой собственной массы.

По мнению зарубежных специалистов, перспективным направлением являются проектирование и конст-

руирование стационарных платформ упругого типа, платформ, закрепляемых оттяжками, и платформ с натяжными опорами [4, 10, 13, 16].

Другое решение проблемы освоения глубоководных месторождений — размещение устьевого оборудования непосредственно на дне моря. В различных районах мира на 01.01.86 г. находится в эксплуатации 145 скважин с подводным расположением устья и пробурено 324 скважины. За это время метод подводной эксплуатации скважин зарекомендовал себя положительно, и за 16 лет эксплуатации подводных скважин не было случаев аварии.

В последнее время возрос интерес к разработке месторождений в северных и арктических условиях шельфовых зон, которые слабо изучены, и требуются точные данные об окружающей среде. Самые большие проблемы в морских акваториях Северного Ледовитого океана связаны с ледовыми условиями и глубинами вод. Эти районы характеризуются многообразием условий работы, ледовой обстановкой, глубиной, морскими течениями, рельефом местности и др. Специалисты считают, что в будущем каждый район должен рассматриваться отдельно, детально будут изучаться существующие условия месторождений в конкретном районе, для которого должны разрабатываться соответствующая техника и технология их освоения.

**ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА И ОСОБЕННОСТИ
РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**§ 1. Особенности разработки морских нефтяных
и газовых месторождений**

Освоение морских нефтяных и газовых месторождений коренным образом отличается от разведки и разработки их на суше. Большая сложность и специфические особенности проведения этих работ в море обуславливаются окружающей средой, инженерно-геологическими изысканиями, высокой стоимостью и уникальностью технических средств, медико-биологическими проблемами, вызванными необходимостью производства работ под водой, технологией и организацией строительства и эксплуатации объектов в море, обслуживанием работ и т. п.

Особенностью континентального шельфа нашей страны является то, что 75% акваторий расположено в северных и арктических районах, которые продолжительное время покрыты льдами, а это создает дополнительные трудности в промышленном освоении. Окружающая среда характеризуется гидрометеорологическими факторами, определяющими условия проведения работ в море, возможность строительства и эксплуатации нефтепромысловых объектов и технических средств. Основные из них: температурные условия, ветер, волнения, течения, уровень воды, ледовый покров морей, химический состав воды и др. Учет этих факторов дает возможность оценить их влияние на экономические показатели поисково-разведочных работ и морской добычи нефти и газа. Строительство морских нефтепромысловых сооружений требует проведения инженерно-геологических изысканий морского дна. При проектировании фундаментов нефтепромысловых сооружений особое внимание уделяют полноте и качеству инженерно-геологических изысканий грунтов на месте и в лабораториях. Достоверность и полнота данных в значительной мере определяют безопасность эксплуатации сооружения и экономичность проекта.

Самые большие проблемы в морских акваториях Арктики связаны со льдами и глубинами моря. В зависимости от направления и силы ветра, глубины моря и морских течений, рельефа местности и свойств льда ледовая обстановка непрерывно изменяется и ее трудно прогнозировать.

С увеличением глубин моря резко возрастает стоимость разработки месторождений. На глубине 30 м стоимость разработки в 3 раза выше, чем на суше, на глубине 60 м — в 6 раз и на глубине 300 м — в 12 раз.

В последние годы проводятся большие научно-исследовательские работы и опытно-промышленная эксплуатация как отдельных узлов, так и целых комплексов оборудования подводной эксплуатации скважин. Особого внимания заслуживает подводная эксплуатация морских месторождений в ледовых условиях. Это обусловлено устранением возможных действий льдов на технические средства, уменьшаются навигационная опасность, пожароопасность и обеспечивается экономичность разработки месторождения. Наибольшее препятствие проведения работ в глубоких водах — увеличивающийся разрыв между глубинами вод, на которых возможно бурение скважин, и глубинами вод, на которых на данном этапе экономически целесообразна добыча нефти или газа.

Проблемой пока являются прокладка и особенно обследование и ремонт подводных трубопроводов в межледовый период. Эксплуатация морских технических средств, и в основном техники для подводных методов разработки, требует обеспечения безопасного ведения подводно-технических работ при ремонте и осмотре подводной части плавучих средств и гидротехнических сооружений. Наряду с решением технических вопросов необходимо решать ряд задач по медико-биологическому обеспечению жизнедеятельности человека, в том числе в экстремальных условиях, а также задач медико-технических аспектов тепловой защиты жизнедеятельности человека при проведении работ под водой.

Разведка и разработка морских нефтяных и газовых месторождений — сложные в техническом отношении операции, весьма дорогостоящие и связанные со значительным риском. Основные проблемы при освоении этих месторождений — проблемы техники и технологии производства этих работ.

Работы по разведке и разработке морских месторождений обычно ведутся в два этапа. На первом этапе производятся геологоразведочные работы в межледовый период, и в этом случае возможно применять технику, которая работает в умеренных зонах. На втором этапе, при разработке месторождений, т. е. добыче, подготовке и транспорте нефти и газа, вследствие непрерывного производственного цикла, при котором процесс должен вестись круглый год, в том числе зимой, когда море покрыто льдом, требуется уникальная и надежная техника, технические и технологические параметры и конструктивные решения которой обуславливаются требованиями высокой надежности, долговечности, обеспечивающими безопасность работ в каждом конкретном районе.

§ 2. Окружающая среда и ее влияние на производство работ

В последние годы проблема исследования океана и использования его ресурсов превратилась в одну из важнейших задач современного развития большинства государств мира.

Одно из основных условий успешного решения указанной проблемы — наличие достаточной по объему и качеству информации об окружающей среде. Темпы роста количества данных наблюдений в Мировом океане весьма высоки, что обеспечивает удвоение объема накапливаемой информации каждые 7—8 лет. Благодаря быстрому развитию космических средств наблюдений ожидается, что в ближайшем будущем продолжительность удвоения информации, возможно, несколько уменьшится [8].

Тщательное изучение гидрометеорологических условий наиболее необходимо при освоении нефтяных и газовых месторождений. Это обусловлено тем, что гидротехнические сооружения строятся и эксплуатируются в незащищенных акваториях в тяжелых гидрометеорологических условиях. В экстремальных условиях окружающей среды эти сооружения должны «выстоять» и не разрушиться от стихийных воздействий и обеспечить надежность в работе на весь период эксплуатации месторождения (25—30 лет).

На разных этапах проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений требуются различные объемы гидрометеорологической информации. При разработке технико-экономических обоснований необходимы гидрометеорологические данные в достаточно крупных градациях и отнесенные к сравнительно большим акваториям. На этапе проектирования морских нефтепромысловых сооружений требуются более детальные и в больших объемах данные по определению мест и схемы размещения на площади месторождения гидротехнических нефтепромысловых сооружений и степени воздействия среды на эти сооружения. Сюда входят следующие исходные данные:

- максимальная высота волн и соответствующий ей период;
- максимальное значение скоростей ветра и течений;
- экстремальные изменения уровня воды с учетом приливов и штормовых нагонов;
- ледовые условия;
- режимные распределения высот и периодов волн, совместные распределения параметров волн и распределения волн по румбам, распределение скоростей и направлений ветра и течений;
- профили течений, спектры ветра и волн и групповые свойства волн;
- ход скорости ветра и параметров волн в типовых и наиболее жестких штормах.

Основные исходные данные параметров приводятся с указанием периода их повторяемости (1 раз в году, в 5, 10, 20, 50, 100 лет). При строительстве и эксплуатации гидротехнических

сооружений, буксировке технических плавучих средств и установке их на место в рабочее состояние и демонтаже, кроме режимной, требуется и оперативная диагностическая и прогнозная гидрометеорологическая информация:

скорость и направление ветра, скорость и направление течений на поверхности, высоты волн требуемой обеспеченности, средние периоды волн и зыби, направление распространения волн, ледовые условия, видимость, осадки, облачность, температура воздуха, обледенение.

Основными способами определения требуемых гидрометеорологических параметров могут быть следующие.

Для определения экспериментальных значений:

выбор экспериментальных величин из имеющихся наблюдений (например, температура, влажность и т. д.);

расчет параметров по синоптическим данным, наблюдавшимся в самых суровых условиях (штормовой нагон течения и т. п.);

расчет параметров по гипотетическому «проектному» шторму с периодом 50 или 100 лет (высота волн);

экстраполяция значений, рассчитанных по математической модели;

экстраполяция замеренных или наблюдаемых значений путем их аппроксимации соответствующими функциями распределения вероятностей.

Для определения параметров, близких к норме, могут быть применимы следующие данные:

литературные источники (атласы, ежегодники, отчеты и др.);

обобщение прибрежных и судовых наблюдений, наблюдений в заданных (фиксируемых) точках;

рассчитанные значения для типовых условий, например, расчет течений для преобладающих ветровых условий;

расчеты по срочным синоптическим картам (расчет волнения);

спутниковые и другие данные, полученные неконтактными методами наблюдений.

Следует отметить, что все расчеты выполняют по соответствующим методикам, которые систематически совершенствуются за счет экспериментальных исследований, в том числе в ряде случаев и целенаправленных, в результате которых могут быть созданы новые методы расчета.

Существует комплекс технических средств для сбора информации, включающий научно-исследовательские суда (НИС), корабли погоды, плавмаяки, заякоренные и дрейфующие буи, дрейфующие станции «Северный полюс», морские береговые и устьевые гидрометеорологические станции, поисковые суда, гидрографические суда, воздушные и космические наблюдательные платформы, подводные аппараты, носители подводных аппаратов, необитаемые спутники и космические лаборатории, самолеты, вертолеты, шары-зонды, стационарные морские платформы (нефтепромысловые и буровые), оборудованные комплексы приборов

для замера гидрометеорологических данных, нагрузок на элементы конструкций и др.

В настоящее время 70 стран являются членами Международной Океанографической Компании (МОК), осуществляющей международный обмен данными. Для этих целей функционируют два мировых центра данных — А и Б. Один (МЦД-А) в США и второй (МЦД-Б) в СССР.

Исследования окружающей среды ведутся по специальным методикам и рекомендациям, разработанным специальными организациями, обществами и ведомствами с учетом требований отраслей.

Фундаментальными исследованиями занимаются государственные организации, ассоциации и т. п.

Окружающая среда оказывает большое влияние на стоимость работ, и от полноты и качества данных о гидрометеорологических условиях среды в значительной степени зависит определение параметров, технических характеристик и конструктивных особенностей уникальной и сложной морской техники нефтегазовых промыслов. В особенности для северных и арктических условий влияние окружающей среды является главенствующим фактором стоимости работ по добыче нефти и газа.

§ 3. Понятия об элементах гидрологического режима

Уровень моря. Для морского гидротехнического строительства необходимо знать основные характеристики уровня, отражающие средний или преобладающий режим, а также распределение величин колебания уровня во времени. Наибольшее значение имеет определение суммарных уровенных колебаний в конкретных физико-географических условиях.

Под средним уровнем в данном пункте обычно понимается среднеарифметическое значение высот уровней в рассматриваемом пункте над принятым нулем поста, зафиксированных за определенный период времени. В зависимости от периода осреднения различают среднесуточные, среднемесячные, среднегодовые, средние за навигационный период и средние многолетние уровни. Исходные материалы для вычисления средних уровней — ежечасные или срочные наблюдения высот уровня над нулем поста, которые оформляются в виде хронологических таблиц, помещаемых в ежемесячники или хранящихся в фондах. По наблюдаемым значениям уровней вычисляются среднесуточные уровни, среднемесячные — по среднесуточным, среднегодовые — по среднемесячным, средние навигационные — из среднемесячных и среднесуточных за период отсутствия льда.

За многолетний период осредняются среднегодовые и средние навигационные уровни. Методики вычисления уровней приведены в Руководстве по расчету элементов гидрологического

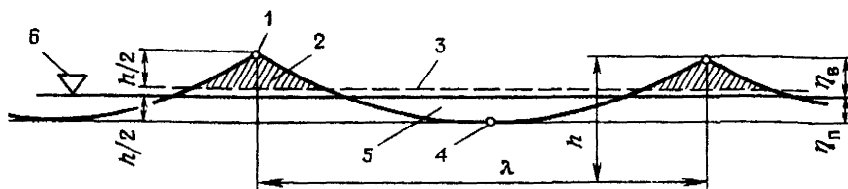


Рис. 1. Профиль и элементы волны:

1 — вершина волны, 2 — гребень волны; 3 — средняя волновая линия, 4 — подошва волны; 5 — ложбина волны, 6 — расчетный уровень h — высота волны; λ — длина волны; $\eta_{в}$ — превышение вершины волны над расчетным уровнем, $\eta_{п}$ — понижение подошвы волны от расчетного уровня

режима в прибрежной зоне морей и в устье рек при инженерных изысканиях.

Волнение. В соответствии с нормативным документом принята следующая терминология (СНиП II-57—75).

Гравитационные волны ветровые — вызванные ветром волны, в формировании которых основную роль играет сила тяжести. Элементы волны (основные) — высота, длина и период. Нерегулярные волны — волны, элементы которых изменяются случайным образом. Регулярные волны — волны, элементы которых не изменяются.

Поступательные (бегущие) волны — волны, видимая форма которых перемещается в пространстве.

Стоячие волны — волны, видимая форма которых в пространстве не перемещается.

Система волн — последовательные волны, имеющие одно происхождение.

Профиль волны (главный) — линия пересечения взволнованной поверхности с вертикальной плоскостью в направлении луча волн (рис. 1).

Средняя волновая линия — линия, пересекающая запись волновых колебаний так, что суммарные площади выше и ниже этой линии одинаковы.

Для регулярной волны — горизонтальная линия, проведенная на уровне полусуммы отметок ее вершины и подошвы.

Гребень волны — часть волны, расположенная выше средней волновой линии.

Вершина волны — наивысшая точка гребня волны.

Ложбина волны — часть волны, расположенная ниже средней волновой линии.

Подошва волны — наинизшая точка ложбины волны.

Длина волны — горизонтальное расстояние между вершинами двух смежных гребней на волновом профиле.

Высота волны — превышение вершины волны над соседней подошвой на волновом профиле.

Период волны — интервал времени между прохождением двух смежных вершин волн через фиксированную вертикаль.

Фронт волны — линия на плане взволнованной поверхности гребня данной волны.

Луч волны — линия, перпендикулярная к фронту волны.

Скорость волны — скорость перемещения гребня волны в направлении ее распространения.

Расчетный шторм — шторм, наблюдающийся 1 раз в течение заданного ряда лет (25, 50 и 100 лет), со скоростью, направлением, разгоном и продолжительностью действия ветра, при которых в расчетной точке формируются волны с максимальными за этот ряд ее элементами.

Расчетная скорость ветра (при определении элементов волн) — скорость ветра при высоте 10 м над уровнем воды.

Расчетный уровень воды — уровень, назначаемый с учетом сезонных и годовых колебаний, ветрового нагона воды, приливов, отливов.

Разгон волн — протяженность охваченной ветром акватории, измеренная по направлению ветра до расчетной точки.

Акватории, в пределах которых дно не влияет на развитие волн, называются глубоководными.

Акватории, в пределах которых дно влияет на развитие волн, именуется мелководными.

Глубоководные акватории — с глубинами $H > 0,65 \lambda_0$, где λ_0 — средняя длина волн, которая могла бы наблюдаться на бесконечной глубине. При этом условии дно бассейна не влияет на средние высоты и длины волн.

Мелководные акватории — с глубинами $H \leq 0,65 \lambda_0$ и уклонами $i \leq 0,001$ (практически горизонтальное дно) или же с произвольными уклонами дна, если глубина воды в направлении распространения волн увеличивается.

Прибрежная полоса воды мелководных и глубоководных акваторий делится на четыре зоны. Первая зона — глубоководная (если акватория глубоководная) или мелководная (если акватория мелководная). Вторая зона — зона трансформации волн, распространяющихся от первой зоны в сторону уменьшающихся глубин (трансформация волн структуры и статистических характеристик волн с уменьшением глубины). Третья зона — (зона прибоя) с глубиной $H_{обр} < H \leq H_{кр}$, где $H_{обр} = 0,65 H_{кр}$. В этой зоне происходит обрушение наиболее крупных, а затем, по мере уменьшения глубин, — все более мелких волн. Четвертая зона — зона наката с глубинами $H < 0,65 H_{кр}$; в этой зоне образуется накат — возвратно-поступательный поток воды, набегающей на береговой откос.

Если статистические характеристики волнения не изменяются во времени, что бывает, когда скорость направления ветра постоянна во времени и продолжительность действия ветра велика, то волнение называется установившимся, в противном случае — развивающимся или затухающим, когда средние высоты волн увеличиваются или уменьшаются. При расчете волн исходными данными служат: относительный разгон $\frac{x}{j^2} 10^3$ и про-

должительность (относительная) действия ветра t/v , где x — разгон, км; t — время действия, ч; v — скорость ветра, м/с (принята постоянной для разгона).

Причины возникновения волн разнообразны. Наиболее распространены ветровые волны, которые после прекращения ветра переходят в так называемые волны зыби.

Приливные волны возникают под действием сил взаимодействия масс воды, луны и солнца. Барические волны образуются в результате колебания атмосферного давления. Сейсмические волны связаны с тектоническими явлениями. Волны корабельные возникают при движении судна. Крупные океанские ветровые волны движутся с большой скоростью (15—20 м/с и более). Для изучения волн необходимы знания гидростатики и гидродинамики.

В табл. 1 приведена шкала степени волнения.

ТАБЛИЦА 1
ШКАЛА СТЕПЕНИ ВОЛНЕНИЯ

| Баллы | Высота волны h , м | Словесная характеристика волнения |
|-------|----------------------|-----------------------------------|
| 0 | — | Волнение отсутствует |
| 1 | 0—0,25 | Слабое |
| 2 | 0,25—0,75 | Умеренное |
| 3 | 0,75—1,25 | |
| 4 | 1,25—2,0 | Значительное |
| 5 | 2,0—3,5 | |
| 6 | 3,5—6,0 | Сильное |
| 7 | 6,0—8,5 | |
| 8 | 8,5—11,0 | Очень сильное |
| 9 | 11,0 и более | Исключительное |

Течения. При морском гидротехническом строительстве возникает ряд специфических вопросов, касающихся исследований течений. Если для мореплавания основной интерес представляют данные о течении на определенный день и час, то для проектирования гидротехнических сооружений в первую очередь требуется знание режима течений, т. е. какие течения и как часто наблюдаются (скорость, направление). Расчеты приведены в Руководстве по расчету элементов гидрологического режима в прибрежной зоне морей и в устье рек при инженерных изысканиях.

Температура воды. При проектировании гидротехнических сооружений необходимо знать температуру воды, пределы ее измерений, а также вероятность появления температуры той или иной величины. Температуру рассчитывают по статистическим данным за определенный период с применением методов математической статистики.

Приливы. Приливы классифицируются следующим образом: лунные (астрономические), ветровые нагоны и приливы, вызываемые разностью давлений. Сумму всех этих приливов назы-

вают штормовым нагоном. При проектировании стационарных платформ высота штормового нагона воды является точкой отсчета, на которую накладываются штормовые волны.

Течения также имеют важное значение при проектировании платформы. Воздействие гидродинамических сил, вызываемых течениями, учитывают при расчете платформ, а также при проектировании причалов. Учитывают также и другую информацию о воздействии окружающей среды (осадки, туман, ветровые охлаждения, температура окружающей среды и др.).

Ледовые условия. Большое влияние на гидротехнические сооружения оказывает воздействие ледовых нагрузок. Поэтому необходимо иметь достоверную информацию о ледовых условиях (виды льдов, их характеристики, подвижность и другие данные).

По структуре льды бывают:

игольчатые (прочные, прозрачные);

губчатые (на дне много примесей, грязи, кристаллы не ориентированы);

зернистые (снежного происхождения):

а) *начальные виды льдов.* К ним относятся: ледовые иглы, ледовое сало (серо-свинцового цвета), снежура — комообразующая вязкая масса от выпавшего снега, шуга — пористые белесоватые куски, блинчатые льды серого цвета диаметром от 30 см до 3 м и толщиной 10—15 см и нилас — толщиной до 10 см, склянка — хрупкая ледяная корка;

б) *молодые льды.* Серый лед толщиной до 15 см, серо-белый толщиной 15—30 см;

в) *однолетние льды.* Тонкие льды толщиной 30—70 см, средние — толщиной 70—120 см и толстые — толщиной более 120 см;

г) *старые льды.* Остаточный однолетний лед толщиной 60—180 см и многолетние толщиной до 3 м и более.

Припай — сплошной, распространенный на сотни километров, могучий лед, спаянный с берегом или дном. Толщина 2—3 м. В бухтах и высоких широтах бывает и многолетний припай. Иногда мощность его такая, что он лежит на грунте. Если толщина более 2 м, то его называют шельфовым льдом. Образование льда начинается с узкой полосы 100—200 м.

Стамухи — севшие на мель большие торосистые образования, одинокие или «цепочки» (Северный Каспий). В сибирских морях припай распространяется до глубин моря 25 м. За припаем образуется дрейфующий лед.

Дрейфующий лед бывает: блинчатый (из припая), ледяное поле — плоский кусок льда, образующийся из припая более 20 м в поперечнике. Ледяное поле размером более 20 км в поперечнике называют гигантским, 2—10 км — обширным, 0,5—2 км — большим, 20—100 м — обломками, менее 20 м — мелкобитым льдом и менее 2 м — тертым льдом.

Несяки — большие торосы, смерзшиеся вместе и одинокие. Выступают иногда над уровнем моря до 5 м.

Сморозь — смерзшиеся в ледяные различные по возрасту

куски льда. Обратный процесс (оттаивание) называют ледяной кашей.

Сплоченность — отношение площади льдин в зоне, где они распределены более равномерно, к общей площади этой зоны, выраженное в десятых долях (баллах). 10 баллов — сплошной смерзшийся лед, 9—10 баллов — очень сплоченный лед, 7—8 баллов — сплоченный, 4—6 баллов — разреженный, 1—3 балла — редкий.

В море можно увидеть все виды дрейфующего льда в постоянном движении. Они скапливаются и рассеиваются. Скопления могут быть большие, если поперечник их более 20 км, средние, если поперечник 10—15 км, и пятна льда, если поперечник менее 10 км. Ледяные массивы составляют несколько сот квадратных километров. Пояса льда — скопления льда, где длина больше ширины и составляет 1—100 км и более. Ледовитость выражается в процентах и представляет отношение площади, занятой льдом любой сплоченности, к общей площади моря или какого-либо географического района. Снег очень влияет на образование льда. В большинстве случаев он замедляет образование льда, но в определенных условиях ускоряет. На формирование льда влияет течение, тепловой поток воды и др.

Льды создают огромные нагрузки на платформы и другие гидротехнические сооружения. Поэтому достоверная и полная информация о льдах в значительной степени позволяет определить оптимальные параметры и характеристики, а также конструктивные решения гидротехнических сооружений и другой морской нефтепромысловой техники.

§ 4. Инженерные изыскания

Строительство морских гидротехнических сооружений требует проведения целого комплекса инженерных (инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические) изысканий на месте строительства и в лабораторных условиях, которые определяют в соответствии со СНиП II-9—78.

Объем и состав инженерных изысканий определяются по программам, разработанным изыскательскими организациями в соответствии с техническими заданиями заказчика. Состав, объем и технические требования к производству инженерных изысканий регламентируются соответствующими инструкциями, утвержденными или согласованными с Госстроем СССР и другими заинтересованными ведомствами и организациями.

Программа инженерных изысканий включает наименование и местоположение объекта с указанием административной принадлежности района (участка) изысканий; краткую физико-географическую характеристику района и местных условий (особенности рельефа, климата, неблагоприятных природных процессов и явлений), влияющих на производство изыскательских работ;

сведения об изученности района; результаты анализа имеющихся материалов и рекомендаций по их использованию, обоснования категории сложности природных условий, состава, объемов, методов и последовательности выполнения изысканий; обоснование площадей и мест проведения отдельных видов изысканий; требования, связанные с охраной окружающей среды при проведении изысканий; особые требования к организации и технологии производства и безопасности ведения изыскательских работ.

Материалы инженерно-геологических изысканий должны обеспечить составление прогноза возможных изменений при строительстве и эксплуатации сооружения, гидрогеологических условий, состояния и свойств грунтов, развитие физико-геологических процессов.

Данные исследований морского дна необходимы на следующих этапах проектирования сооружения:

- определения места строительства и типа сооружения;
- проектирования сооружения;
- разработки технических требований для производства строительных работ;
- монтажа;
- контроля за сооружением во время эксплуатации.

На первом этапе информация о грунтах может быть предварительной, а на последующих требуются детальные данные исследований. Предварительные исследования включают: неглубокое сейсмическое профилирование по широкой сетке с использованием отражательных систем; батиметрические изыскания и топографию морского дна; отбор проб грунта на участках, выбранных на основании акустического профилирования; бурение одной-двух скважин с отбором кернов для корреляции с данными акустических исследований. Сюда могут входить также измерения течений и волн.

Детальные инженерно-геологические исследования зависят от типа гидротехнического сооружения (объекта). Эти исследования включают бурение большого числа шурфов разной глубины, испытание пород конусным пенетрометром (10—15 испытаний, из которых четыре-пять выполняются с прониканием на большую глубину, остальные — на глубину 10 м).

Исследование пород грунтов проводят на глубинах их залегания ниже, чем пород, воздействие на которые окажут элементы платформы (сваи и др.) после ее установки. Грунтовые исследования включают взятие проб в придонной зоне до глубины 12 м ниже уровня дна и путем отбора образцов напластования через интервал 3 м до глубины 60 м и через 7,5 м ниже 60 м. У морского дна пробы отбирают через 1 м.

При детальных исследованиях соблюдают два условия: расположение шурфов мест различных изысканий по отношению к будущему сооружению должно быть точно известно путем установки на морском дне приемопередатчиков, исследуемая пло-

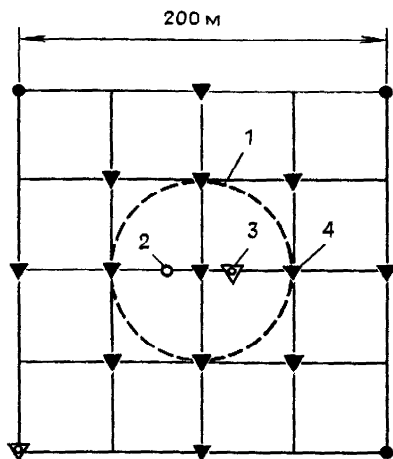


Рис. 2. Типовая схема исследования грунта:

1 — основание платформы; 2 — шурфы, пробуренные с отбором образцов; 3 — шурфы для исследований по вдавливанию конуса; 4 — исследования по вдавливанию конуса на морском дне (13 операций)

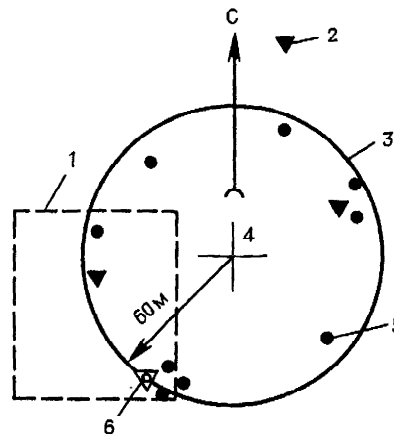


Рис. 3. Схема установки платформы в Северном море:

1 — положение установленной платформы; 2 — исследования по вдавливанию конуса (14,5 м от центра); 3 — граница исследований площади; 4 — центр расположения платформы по проекту; 5 — пробуренные шурфы с отбором образцов; 6 — бурение шурфов и исследования по вдавливанию конуса

щадь должна быть достаточно большой, чтобы на ней разместить основание сооружения с учетом возможной погрешности в размещении.

По проекту сооружение должно быть точно установлено на место. Например, отклонение от выбранного места может достигать лишь 15—45 м (рис. 2, 3).

В зарубежной практике для гравитационных платформ детальную информацию об изменении верхних слоев грунта получают с помощью исследования по вдавливанию конуса (ИВК). Для свайных платформ большое значение имеет изменчивость более глубокозалегаемых слоев грунта. ИВК дает четкую картину изменчивости свойств грунта. Бурение шурфов и исследования по испытанию пород осуществляют с буровых судов, удерживаемых на якорях (до 200 м глубины воды), или судов с динамической стабилизацией при глубине воды более 200 м.

Время сбора и обработки информации зависит от конкретных условий и составляет с начала проектирования детальных исследований до получения нужной информации от 3 мес до 1—2 лет.

Существуют значительные различия между изысканиями на море и суше. Бурение под направление и промежуточные колонны (кондукторы) может привести к неблагоприятным изменениям фундамента, что встречается в практике строительства и эксплуатации стационарных сооружений.

§ 5. Основные виды технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений

Комплекс технических средств для освоения нефтяных и газовых месторождений состоит из большого количества типов и видов уникальных и дорогостоящих гидротехнических сооружений, геологоразведочного, бурового и нефтепромыслового оборудования, систем связи, навигации, охраны окружающей среды и другой техники (табл. 2), включающей:

технику, предназначенную для изучения условий окружающей среды в районе производства работ. Для этих целей существует ряд научно-исследовательских служб, центров, организаций, занимающихся комплексным изучением окружающей среды, разработкой программ и методик и оснащенных техническими средствами, включающими научно-исследовательские гидрометеорологические станции, автоматические станции на свайных сооружениях, технику по изучению батиметрических условий, химического состава воды, волнения, течений и т. п.;

технические средства связи и навигации, состоящие из комплекса аппаратуры, позволяющей использовать через геостационарные спутники связи большое количество телефонных и телеграфных каналов связи с большой степенью надежности (99,9%), широко применять спутниковые навигационные системы, работающие в автоматическом режиме и т. п.;

технические средства для производства геофизических работ, состоящие из геофизических судов, аппаратуры и оборудования для автоматической обработки информации, многоканальных цифровых сейсмических станций, обеспечивающих обработку данных на борту судна и подготовку материала для ввода данных в ЭВМ. Координаты производства работ определяют через спутники связи;

технические средства для глубокого разведочного бурения нефтяных и газовых скважин (СПБУ, ППБУ, БС), подводный устьевый комплекс;

технические средства для геолого-инженерных изысканий, включающие средства колонкового бурения, специальные суда детальных исследований с обработкой данных на ЭВМ;

технику эксплуатационного бурения и добычи нефти и газа, состоящую из морских стационарных платформ различных типов и конструкций, оборудования для добычи нефти и газа, технических средств для подводной добычи нефти и газа, системы управления и контроля, технических средств для освоения и добычи нефти и газа в северных и арктических акваториях;

технические средства для подготовки и транспорта нефти и газа, включающие морские гидротехнические сооружения, береговые базы хранения нефти и газа, нефтегазопроводы, системы управления и контроля за транспортировкой нефти и газа и пр.;

Таблица 2

| Технические средства для освоения морских, нефтяных и газовых месторождений | |
|--|--|
| Научно-исследовательские суда, техника по изучению гидрометеорологических условий и др. | Техника по изучению окружающей среды |
| Комплекс аппаратуры, включая геостационарные спутники связи, навигационные спутниковые системы и др. | Средства связи и навигации |
| Геофизические суда, аппаратура и оборудование автоматической обработки информации, радионавигационная автоматическая связь | Техника для геофизических работ |
| Плавучие буровые средства (СПБУ, ПЛБУ, БС), подводный устьевой комплекс и др. | Технические средства для глубокого разведочного бурения |
| Средства колонкового бурения специальные суда детальных исследований с обработкой данных на ЭВМ | Техника инженерно-геологических исследований |
| Морские стационарные платформы различных конструкций, оборудование добычи, техника подводной добычи | Техника эксплуатационного бурения и добычи нефти |
| Плавучие краны, сваебойная техника, средства строительства подводных трубопроводов и других объектов | Технические средства производств строительного-монтажных работ |
| Гидротехнические сооружения в море и береговые базы, нефте- и газопроводы и др. | Технические средства подготовки и транспорта нефти и газа |
| Обитаемые (нормобарические, гипербарические), необитаемые аппараты (плавучие, донные) суда-носители подводной аппаратуры | Подводная и водолазная техника |
| Технические средства по предотвращению загрязнения моря и др. | Техника охраны окружающей среды |
| Многоцелевые суда, буксиры, пожарные суда, баржи, специальные суда, пассажирские суда и вертолеты и др. | Техника обслуживания работ в море |

технические средства для строительных и монтажных работ на гидротехнических сооружениях, МСП, различных типов и других строительных объектов, средства строительства трубопроводов (подводных и наземных), краново-монтажные суда, спускные и транспортные баржи, подъемно-монтажные средства береговых баз, сваебойное оборудование, трубоукладочные баржи и др.;

подводную и водолазную технику, состоящую из обитаемых (нормобарических и гипербарических) и необитаемых аппаратов (плавучих и донных), судов-носителей, систем жизнеобеспечения, снаряжения водолазов и акванавтов и пр.;

технические средства для обслуживания работ в море, состоящие из многоцелевых судов, буксиров, буксиров—раскладчиков якорей, пожарных судов, оборудования береговых баз обслуживания, специальных судов, судов по ликвидации открытых фонтанов, пассажирских судов, вертолетов и другой техники;

технические средства по предотвращению загрязнения окружающей среды: судов — сборщиков разлитой нефти, боновых заграждений химических реагентов по нейтрализации загрязняющих и токсичных продуктов и пр.

Глава II

ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ СРЕДСТВА (ПБС)

§ 1. Классы и типы ПБС и условия их применения

Морское бурение нефтяных и газовых скважин производят в весьма различных условиях морей и континентального шельфа Мирового океана. Создание плавучей буровой установки, пригодной для работы во всех районах, привело бы к ее чрезмерному усложнению и неоправданному удорожанию. Поэтому в мировой практике производства буровых работ в море определились направления в области создания ПБС, при которых при выборе типа ПБС учитываются конкретные условия (глубина моря, состояние грунта, волнение, ледовая обстановка, цель бурения и т. п.). В практике строительства нефтяных и газовых скважин в море геологоразведочное бурение производят с плавучих буровых средств: буровых судов, барж, плавучих установок самоподъемного, полупогружного и погружного типов.

Один из основных факторов, влияющих на выбор типа буровых плавсредств, — глубина моря на месте бурения. Вместе с тем по мере накопления опыта, развития техники и технологии бурения и расширения районов буровых работ менялись рекомендации по применению ПБС в зависимости от глубин. Если до

1970 г. самоподъемными буровыми установками (СПБУ) рекомендовалось бурить на глубинах 15—75 м, то в настоящее время установки этого типа применяются на глубинах акваторий до 120 м и более. Плавающие установки полупогружного типа используют для геологоразведочных работ на глубинах акваторий до 200—300 м с якорной системой удержания над устьем бурящейся скважины и свыше 200—300 м с динамической системой позиционирования (стабилизации).

Буровые суда (БС) благодаря их более высокой маневренности и скорости перемещения, большей автономности по сравнению с плавающими установками полупогружного типа (ППБУ) в основном применяют для бурения поисковых и разведочных скважин в отдаленных районах при глубинах моря до 1500 м и более. Большие запасы (до 100 дней работы) обеспечивают бурение нескольких скважин, а большая скорость передвижения (до 24 км/ч) — быструю их перебазировку с законченной бурением скважины на новую точку. Недостатком БС, по сравнению с ППБУ, является их относительно большее ограничение в работе в зависимости от волнения моря. Так, вертикальная качка буровых судов при бурении допускается до 3,6 м, а ППБУ — до 5 м. Так как ППБУ обладает большей остойчивостью (за счет погружения нижних понтонов до 30 м и более) по сравнению с буровыми судами, то вертикальная качка ППБУ составляет 20—30% высоты волны. Таким образом, бурение скважин ППБУ практически осуществляют при значительно большем волнении моря, чем бурение с БС. Недостаток ППБУ — малая скорость передвижения с законченной бурением скважины на новую точку.

В мировой практике опыт проектирования, строительства и эксплуатации ПБС был обобщен в соответствующих руководящих и рекомендуемых документах государственных ведомств, классификационных обществ и других компетентных органов. Проектирование, строительство и эксплуатация ПБС ведутся под их наблюдением. Большое значение придается вопросам классификации ПБС. Плавающие буровые средства прежде всего классифицируют по способу их установки над скважиной в процессе бурения, выделяя их в две основные группы (классы): опирающиеся при бурении на морское дно и производящие бурение в плавающем состоянии.

К первой группе относят плавающие буровые установки самоподъемного и погружного типов, а ко второй — полупогружные буровые установки (ППБУ) и буровые суда (БС).

СПБУ имеют большие корпуса, запас плавучести которых обеспечивает буксировку установки к месту работы с необходимым технологическим оборудованием, инструментом и материалами. Опоры при буксировке подняты, а на точке бурения опоры опускаются на дно и задавливаются в грунт, а корпус поднимается по этим опорам на требуемую расчетную высоту над уровнем моря.

Погружные установки применяют в работе на мелководье. В результате заполнения водой нижних водоизмещаемых корпусов либо стабилизирующих колонн они устанавливаются на морское дно. Рабочая платформа как в процессе бурения, так и при транспортировке находится над поверхностью воды. СПБУ и БС в рабочем состоянии находятся на плаву и удерживаются с помощью якорных систем или системы динамической стабилизации.

А. САМОПОДЪЕМНЫЕ ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ (СПБУ)

§ 2. Назначение и типы СПБУ

Самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ) применяют преимущественно в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых месторождениях в акваториях с глубинами вод 30—120 м. Эти установки состоят из плавучего понтона, служащего корпусом установки, и трех и более выдвижных опорных колонн, установленных по углам корпуса при числе колонн три-пять и на длинных сторонах корпуса при шести и более опорах.

На корпусе размещают технологическое, энергетическое и вспомогательное оборудование, технологические запасы материалов, топливо, питьевую и технологическую воду, инструмент, трубы, жилые и служебные помещения, склады, вертолетную площадку и др.

При транспортировке на точку бурения установка передвигается с поднятыми вверх и закрепленными в этом положении опорами. На точке бурения колонны с помощью подъемных устройств опускают вниз, и корпус с установленным оборудованием, инструментом, трубами, материалами поднимается подъемными устройствами вверх по опорным колоннам на высоту, исключая удар волны в днище корпуса. Возвышение днища H_0 над уровнем спокойной воды регламентируется Правилами Регистра СССР и определяется (в м) с учетом астрономических и штормовых приливов не менее чем на клиренс:

$$H = 0,6h_{50} + 1,5, \quad (1)$$

где h_{50} — экстремальная высота волны 50-летнего шторма для данного района моря, м.

Существует ряд конструкций и типов СПБУ. Их различают по конструкции корпуса, числу и конструкции опорных колонн и подъемных устройств. На определение числа опорных колонн влияет ряд факторов: глубина моря, гидрометеорологические условия, способ задавливания опорных колонн в грунт и извлечение их из грунта, морское дно, общая масса поднимаемого корпуса, технологичность и трудоемкость изготовления и др.

На больших глубинах возрастают волновые нагрузки на каждую колонну.

В целях обеспечения прочности на изгиб большой длины колонн требуется увеличение ее поперечного сечения. Поэтому на глубинах более 60 м в установках применяют не более четырех опор со значительным преобладанием установок с тремя опорами и начиная с глубины 90 м используют установки только с тремя опорами.

Установки с цилиндрическими опорами применяют на глубинах до 45 м (примерно 65—70%) и в диапазоне глубин 45—75 м — установки с цилиндрическими и ферменными опорами, а на глубинах свыше 75 м используют установки только с ферменными опорами. Конструкции ферменных опор проектируют прямоугольной, квадратной и треугольной формы. Наиболее удачная конструкция — опора треугольного сечения. Последняя удачно вписывается в треугольную форму корпуса и имеет относительно меньшее число элементов, подверженных воздействию волн. Нижние концы опор заканчиваются башмаками или общей опорной плитой, связывающей опорные колонны между собой.

Механизмы подъемных устройств применяют механические или гидравлические. В мировой практике предпочтение отдается механическим механизмам подъема. Обуславливается это простотой конструкции (они менее сложны в эксплуатации) и другими факторами. Механические устройства подъема, состоящие из зубчатой рейки, встроенной в конструкцию опор, установлены на корпусе шестеренчатого механизма, шестерня которого находится постоянно в зацеплении с рейкой. Привод механизма осуществляется от электродвигателя с редуктором или гидродвигателя. Имеются подъемные устройства, состоящие из пары ведущих колес, находящихся в зацеплении с двойной зубчатой рейкой. Число пар ведущих колес может быть от двух до шести и более в зависимости от грузоподъемности подъемной системы СПБУ.

Отличительная особенность этих устройств — непрерывный подъем корпуса, при этом исключаются паузы в процессе подъема платформы СПБУ. Подъем и спуск опор могут осуществляться одновременно и раздельно. Привод зубчатой шестерни имеет надежный дисковый тормоз со встроенным редуктором и поворотным механизмом, обеспечивающим подъем и спуск платформы со скоростью 0,4—0,9 м/мин. Имеются спускоподъемные устройства, позволяющие осуществлять спуск и подъем опор со скоростью 0,46—1,37 м/мин (СПБУ «Летурно»).

Гидравлические подъемные устройства применяют двух систем: де Лонга и ле Турно. Систему де Лонга используют в основном для цилиндрических опор. Она состоит из обоймы с гнездами, размещенными на опоре, и штыря, входящего в гнезда и имеющего привод от гидроцилиндров. Система ле Турно применяется в опорах ферменной конструкции и состоит из рейки с пазами, прикрепленной к опорной колонне, и захватов, входящих в пазы этой рейки.

§ 3. Технологическое оборудование СПБУ

Опыт производства буровых работ в морских акваториях определил требования, предъявляемые к плавучим буровым установкам, и в частности к СПБУ, которые в основном, в связи со спецификой работ в море, заключаются в:

высокой производительности буровой установки при строительстве скважины;

быстром перемещении СПБУ с оконченной бурением скважины на новую точку;

обеспечении ее мореходности при переходе на незначительные и большие расстояния;

повышенной опасности работ и, следовательно, обеспечении безопасности производства этих работ;

автономности, т. е. обеспечении достаточными запасами материалов для нормального бурения, а также продуктами, нормальными жилищными условиями обслуживающего персонала и др.

В мировой практике на основании многолетнего опыта классификационными обществами и организациями разработан ряд правил и других руководящих и нормативных документов, регламентирующих применение общесудового и технологического оборудования и систем, обеспечивающих их безопасность и надежность в работе.

Комплекс технологического оборудования включает:

буровое оборудование для бурения скважины;

оборудование по приготовлению, подаче, утяжелению, регенерации и хранению бурового раствора и очистке раствора от выбуренной породы;

оборудование для приема и хранения порошкообразных материалов для приготовления бурового и цементного растворов;

оборудование приготовления и нагнетания в скважину цементного раствора при креплении скважины;

оборудование для производства электрометрических и каротажных работ в скважине;

подводное устьевое (противовыбросовое) оборудование;

оборудование для освоения скважины;

вспомогательное оборудование (грузоподъемные краны, тельферы, оборудование малой механизации и др.);

оборудование по предотвращению загрязнения моря;

системы управления и контроля технологическим процессом строительства скважины.

В соответствии со степенью ответственности и опасности участка производства буровых работ классифицируются по зонам, составляющим в целом район буровой скважины: устье скважины, резервуары с буровым раствором, циркуляционную систему буровых растворов, включая буровые насосы, вибросита, песко- и илоотделители, дегазаторы и другие механизмы.

В зависимости от класса и зоны предъявляются требования к размещению и исполнению того или иного механизма или типа

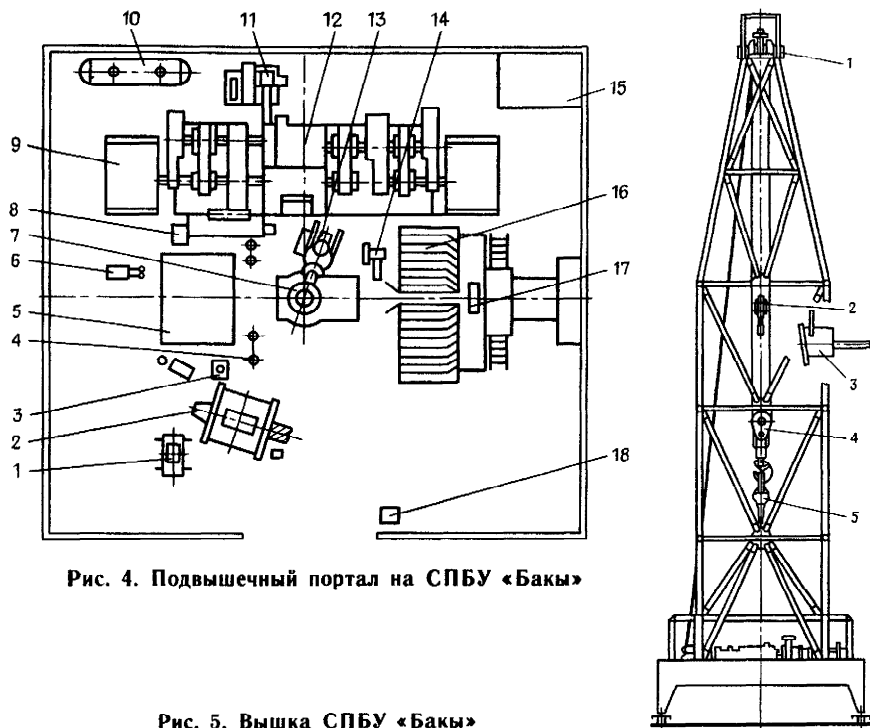


Рис. 4. Подвышечный портал на СПБУ «Бакы»

Рис. 5. Вышка СПБУ «Бакы»

оборудования. Ниже в качестве примера приведено описание размещения технологического оборудования на СПБУ «Бакы».

На подвышечном портале (рис. 4) установлены: буровая вышка (рис. 5), механизм крепления неподвижного конца талсового каната 1, вспомогательная лебедка 2, стойка для крепления машинных ключей 3, кассеты для установки УБТ 4, подсвечник 5 для ручной расстановки свечей бурильной колонны, ограничитель подъема талевого блока 6, ротор 7, главный пульт бурильщика 8, электропривод буровой лебедки 9, воздухоотборник 10, регулятор подачи долота 11, буровая лебедка ЛБУ-1700 12, ключ АКБ-3М2 13, пневмораскрепитель 14, кабина с КИП 15, магазин автоматической расстановки свечей 16, пульт управления 17 СПО и пульт управления вспомогательной лебедкой 18. На буровой вышке (см. рис. 5) установлены: кронблок 1, балкон механизма переноса свечей 3, механизм захвата и механизм подъема свечей, талевый блок, подвешенный на талевом канате 4, автоматический элеватор и вертлюг 5. При ручной расстановке свечей вместо талевого блока и автоматического элеватора применяют крюкблок. Кроме этого, на вышке расположены монтажный блок, подвижный центратор 2, нижний блок, укрытие, подвески машинных ключей и др.

На главной палубе (рис. 6) размещена циркуляционная система, включающая блок рабочих емкостей 1 общей вместимостью

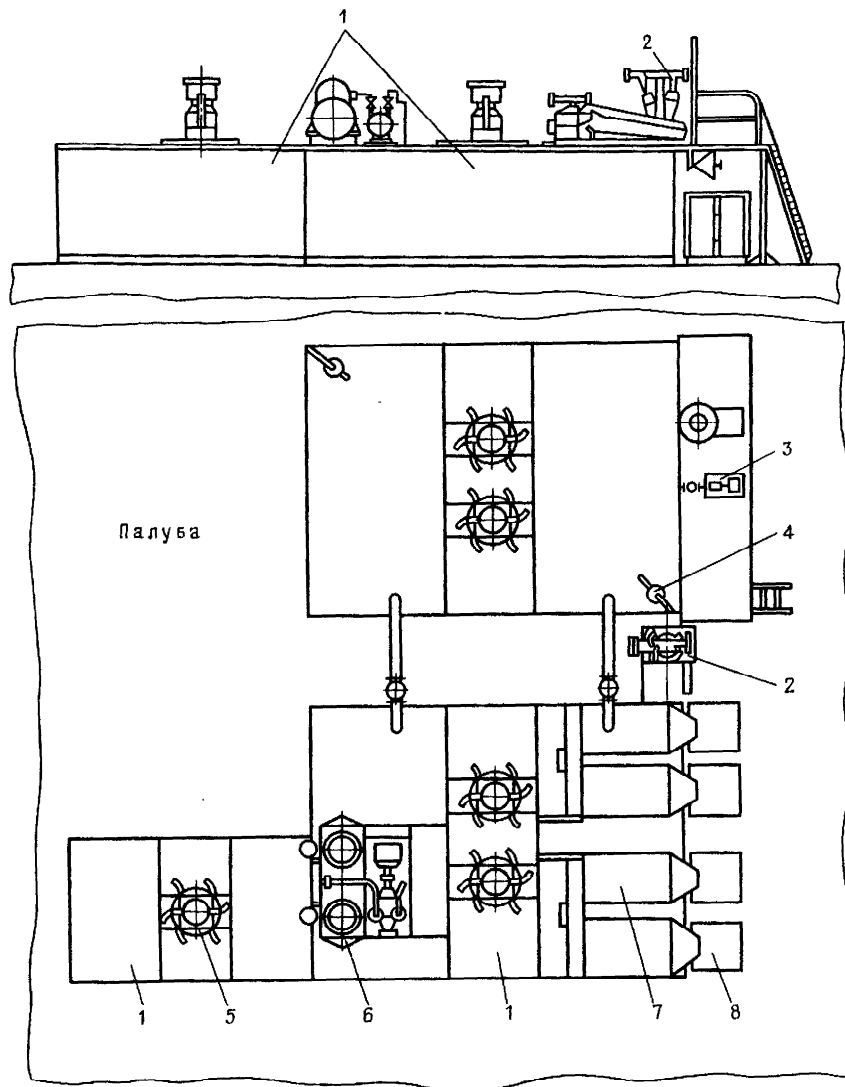


Рис. 6. Оборудование для приготовления и циркуляции бурового раствора

120 м³. На блоках смонтированы: сдвоенное виброрито 7 для очистки бурового раствора производительностью 50—60 л/с, вакуумный дегазатор 6 для дегазации бурового раствора, пескоотделитель 2, шламонасосы 3 для подачи воды или раствора в гидросмесители, механические перемешиватели 5, гидравлические перемешиватели 4. В зоне обслуживания крана, у виброрито, установлены специальные контейнеры для сбора шлама 8 выбуренной породы и отправки ее на берег.

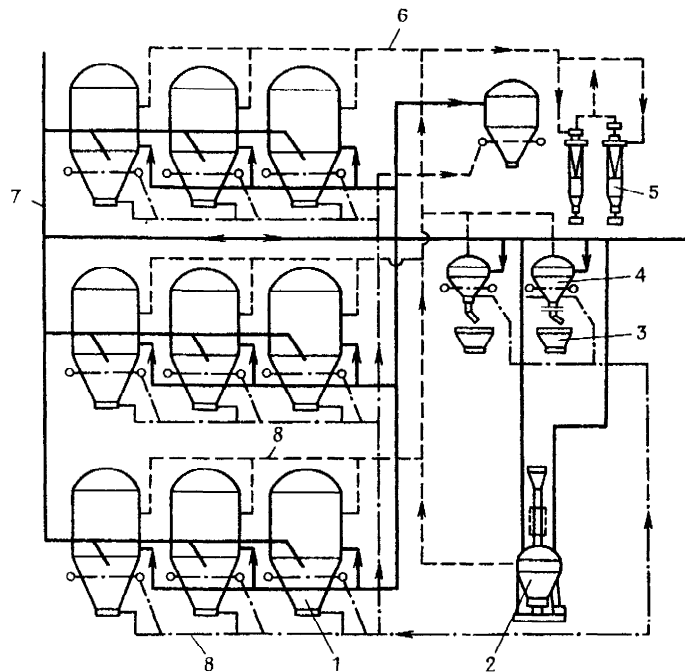


Рис. 7. Система приема, хранения и транспортирования порошкообразных материалов

Под порталом на площадке установлены: противовыбросовое оборудование, включающее два плашечных превентора; универсальный превентор, гидроуправление превенторами и задвижками, манифольд; аварийный (ручной) привод закрытия и открытия плашек превенторов и трубопроводы гидравлического управления. Управление превенторами и задвижками манифольда осуществляется дистанционно с двух пультов: основного, размещенного вне буровой площадки, и вспомогательного, установленного у поста бурильщика. В трюмах размещены: в отсеке запасных емкостей запасные емкости бурового раствора, в насосном отделении — три буровых насоса У87-М2 с электроприводами, два шламовых насоса и насос 9МГР.

В помещении для хранения порошкообразных материалов установлено оборудование для хранения и транспортировки бентонита, барита и цемента (рис. 7), состоящее из бункеров для хранения 1, бункеров-весов 2, гидросмесителей 3, разгрузочного бункера 4, циклонов 5 и КИП, трубопроводов сжатого воздуха 8 и трубопроводов вентиляции 6. Весь комплекс этого оборудования обвязан трубопроводами 7 с запорной арматурой в единую технологическую схему, обеспечивающую транспортировку сыпучих материалов для приготовления буровых и цементных растворов.

Порошкообразные материалы подают в бункеры с помощью сжатого воздуха. Бункеры снабжены резиновыми грибками для аэрации порошка, который поступает по трубопроводу в разгрузочный бункер, где воздух отделяется от порошка. Наиболее легкие частицы порошка вместе с воздухом поступают в циклоны, где воздух очищается от пыли и выпускается в атмосферу, а порошок, накопившийся в циклонах, периодически выгружается в мешок и подается на склад сыпучих материалов. Поступление и расход порошка контролируются с помощью бункеров-весов. Трубопроводная система пневмотранспорта выполнена так, что обеспечивает подачу сыпучих материалов из любого бункера к оборудованию по приготовлению буровых растворов, а также перемещение их между бункерами.

| | |
|--|-----|
| Максимальная производительность системы, т/мин: | |
| при транспортировке барита | 2 |
| при транспортировке бентонита | 1 |
| при транспортировке цемента | 3 |
| Избыточное давление воздуха, мПа | 0,3 |
| Максимальный расход воздуха, м ³ /мин | 24 |
| Влажность порошкообразных материалов, %: | |
| барита и цемента | 3 |
| бентонита | 5—8 |

При приготовлении бурового раствора бентонит или барит подают из разгрузочного бункера в гидросмесители, и приготовленный в гидросмесителях раствор поступает в запасные или рабочие емкости.

В помещении установлено цементирующее оборудование, состоящее из насосных агрегатов, установки для приготовления раствора, манифольда и пульта управления процессом цементирования скважины.

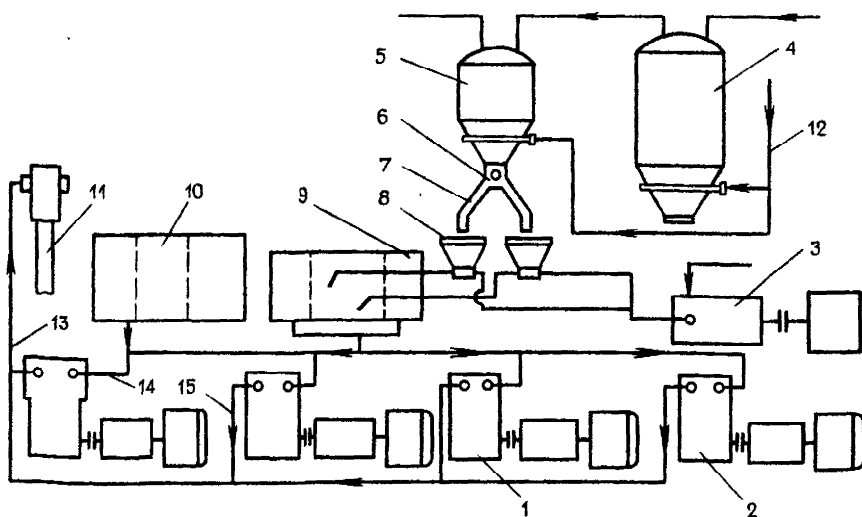


Рис. 8. Цементирующее оборудование СПБУ «Баку»

Цементировочное оборудование (рис. 8) размещено в трюме среднего понтона и состоит из: цементировочного агрегата с насосом 11-Т 1, продавочного насоса 2, водоподающего блока 3, бункера хранения цемента 4, бункера разгрузки 5, шиберной заслонки 6, распределителя цемента 7, цементно-смесительной воронки 8, приемной емкости цементного раствора 9, мерной емкости для продавочного раствора 10, устройства устья скважины 11, воздухопровода 12, цементопровода 13, всасывающего трубопровода 14 и нагнетательного трубопровода 15.

Цементный раствор готовится на специальной установке, состоящей из двух цементомешалок, приемного бака, водоподающего блока и разгрузочного бункера.

§ 4. Энергетическое оборудование СПБУ

Специфика производства буровых работ в морских акваториях обусловила применение автономных энергетических установок, состоящих из дизель-генераторов, объединенных в единую энергетическую систему и устанавливаемых обычно в трюме, в машинном помещении с возможно большим удалением от устья скважины.

Непосредственно у исполнительных агрегатов и механизмов, размещаемых на открытых площадках и в помещениях, устанавливают индивидуальные электроприводы. Питание энергией этих приводов осуществляется с помощью электромашинной передачи, которая в условиях морского бурения приобретает решающее значение и имеет по сравнению с механическими передачами следующие преимущества:

электромашинная передача, обладая нежесткой кинематической связью, упрощает компоновку энергетического и технологического оборудования и позволяет его компоновать по схеме, обеспечивающей, наряду с технологическими требованиями, также и мореходные качества СПБУ;

позволяет эксплуатировать СПБУ в сложных условиях морского бурения, обеспечивая оптимальные режимы, широкий диапазон регулирования механических характеристик, требуемых технологией бурения, и дает возможность повысить производительность буровой установки за счет лучшего использования ее мощности;

обеспечивает высокую маневренность за счет питания различных энергоприемников от единой автономной энергетической системы;

исключает громоздкие механические трансмиссии, обладающие жесткой кинематической связью и относительно меньшей долговечностью узлов по сравнению с узлами электромашинных передач;

обеспечивает удобство управления и улучшает пускорегулировочные и динамические характеристики.

В последние годы преимущественное распространение по-

лучила система электропривода переменного-постоянного тока на базе силовых тиристорных преобразователей по схеме синхронный генератор — тиристорный преобразователь — электродвигатель постоянного тока.

Обычно энергетическая установка состоит из основных и вспомогательных дизель-генераторов. Основные дизель-генераторы переменного тока через тиристоры питают электроприводы постоянного тока головных механизмов буровой установки и системе подъема и опускания корпуса и опорных колонн СПБУ. Вспомогательные дизель-генераторы переменного тока, минуя тиристорные преобразователи, снабжают энергией электроприводы переменного тока вспомогательных механизмов.

Главный пост управления (ГПУ) СПБУ располагается вне машинных помещений на максимально возможном удалении от взрывоопасных пространств и оборудуется:

- органами управления главных механизмов и механизмами подъема и спуска корпуса СПБУ;

- приборами для контроля работы подъемных устройств;

- сигнализацией о готовности к работе подъемных устройств и системы дистанционного управления;

- приборами для контроля положения корпуса СПБУ;

- устройствами для отключения любого из подъемных механизмов в случае его неисправности;

- устройствами для включения аварийных стопорных устройств, разгружающих гидравлическую систему;

- средствами связи и сигнализацией, о неисправности в устройствах подъема и спуска корпуса СПБУ.

Каждый механизм подъемного устройства СПБУ дополнительно оборудуется местным постом управления, включающим органы управления, приборы контроля работы подъемного механизма и средства двусторонней связи с ГПУ СПБУ.

Мощность энергетической установки определяется в зависимости от параметров СПБУ, глубины бурения, глубины моря, режима работы и других факторов.

Мощность привода главных механизмов для бурения (лебедка, ротор, буровой насос) обычно принимают более высокой, чем при бурении на суше. Это обусловлено тем, что при высокой стоимости ПБУ и больших амортизационных отчислениях сокращение машинного времени дает большой экономический эффект.

Основанием для определения мощности и числа дизель-генераторов служат величины суммарных нагрузок по режимам работы. Единичную мощность генератора принимают такой, чтобы при выходе из строя одного агрегата оставшиеся дизель-генераторы обеспечивали работу главных механизмов буровой установки с номинальной производительностью. В настоящее время величину номинального напряжения генераторов трехфазного тока принимают 400 В. Однако при большой мощности параллельно работающих генераторов (3000 кВт и выше) напряжение 400 В создает ряд трудностей, связанных с ростом

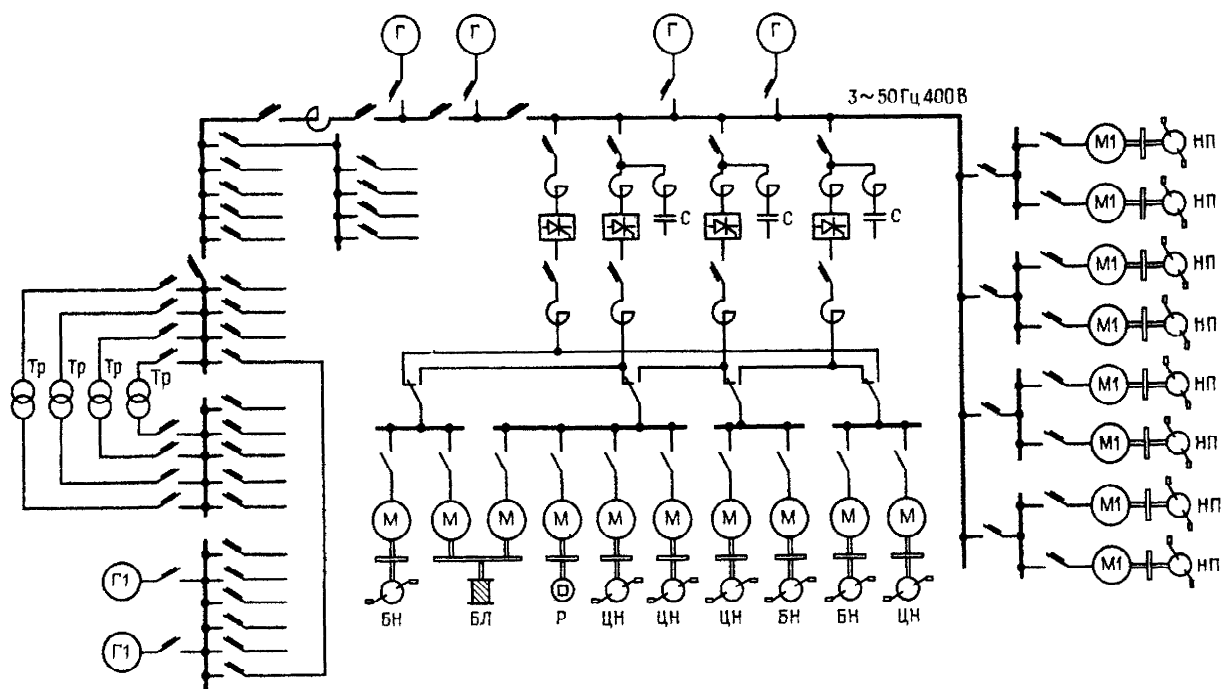


Рис. 9. Упрощенная схема электроснабжения СПБУ «Бакы»:

Г — основные генераторы переменного тока (1250 кВ·А, 400 В), *Г1* — вспомогательные генераторы переменного тока (200 кВ·А, 400 В), *М* — электродвигатели постоянного тока, *М1* — электродвигатели переменного тока, *Тр* — понижающие трансформаторы 400/230 В, *С* — конденсаторная батарея, *БЛ* — буровая лебедка, *Р* — ротор, *БН* — буровой насос, *ЦН* — цементировочный насос, *НП* — насос системы гидроподъема

ударных токов короткого замыкания. Эти трудности полностью или частично устраняются путем использования различных способов ограничения токов короткого замыкания (применения реакторов, быстродействующих предохранителей и др.), а также повышением величины генерируемого напряжения.

Исследования ЦНИИ судовой техники и технологии показали, что повышением напряжения до 660 В можно снизить габариты и массу электрооборудования и кабеля. В этом случае мощность параллельно работающих генераторов может быть доведена до 5300—6500 кВт. При мощности электростанции более 6000—8000 кВт целесообразно применение высокого напряжения. На рис. 9 приведена упрощенная схема электроснабжения на СПБУ «Баку».

Приводная мощность буровых лебедок в зависимости от класса буровой установки колеблется в пределах 735—2200 кВт. Имеются случаи применения буровых лебедок приводной мощностью 3676 кВт (СПБУ «Диксилен-3-70») и насосной группы — 4853 кВт (СПБУ «Пенрод 61»).

В зарубежной практике также внедряются повышенные (600 В) и высоковольтные (3—6 кВ) системы энергоснабжения переменного тока, производится унификация приводных электродвигателей, силовых тиристорных преобразователей в комплекте установки, несколько дизель-генераторов объединяют в силовой блок. Особое внимание уделяют конструкции рамы дизель-генераторов, которую рассчитывают на удвоенную нагрузку. Повышенная жесткость обеспечивает минимальную вибрацию и повышает срок службы подшипников.

В качестве первичных двигателей применяют дизели, газовые двигатели и реже — газовые турбины. Имеются случаи компоновки агрегатов из двух дизелей и размещенного между ними генератора (фирма «Дженерал электрик», США). Синхронные генераторы поставляются со статической системой возбуждения, начато внедрение бесщеточных генераторов и генераторов большой единичной мощности (до 1850 кВт, фирма «Катерпиллер», США). В большинстве энергетических установок применяют однотипные электродвигатели. Мощность лебедочных двигателей указывается для повторно-кратковременного, а насосов и ротора — для длительного режима.

В электродвигателях используют электромагнитный тормоз, момент которого в 2—2,5 раза больше момента двигателя. Все виды электрических машин, аппаратов, устройств, арматуры, установочных изделий, кабелей, применяемых в механизмах и устройствах, предназначенных для спуска спасательных средств и эвакуации персонала, подъема и спуска корпуса СПБУ, погружных насосов и их забортных трубопроводов, систем затопления и осушения СПБУ, вентиляторов, взрывоопасных помещений и пространств, а также помещений, где установлено оборудование ответственного назначения, электрические системы сигнализации подлежат надзору Регистра СССР.

Ниже в качестве примера приведено основное и вспомогательное оборудование энергетической установки СПБУ «Бакы».

| Оборудование | Основное | Вспомогательное |
|--|--|-----------------------|
| Дизель-генераторы: | | |
| тип | ДГР 1000/750 | ДГР 150/750 |
| число | 4 | 2 |
| мощность, кВт | 1000 | 150 |
| частота вращения, с ⁻¹ | | 750 |
| Дизель | | |
| тип | 6ЧН 30/38 | 6ЧН 18/22 |
| мощность, кВт | 1103 | 225 |
| Генератор | | |
| тип | МСК 1250/750 | ГСС 1148-м |
| напряжение, В | | 400 |
| род тока | | Трехфазный переменный |
| коэффициент мощности | | 0,8 |
| частота тока, Гц | | 50 |
| Трансформаторы: | | |
| число | | 5 |
| тип | ТСЗ—50/0,5 | ТСЗ—7,5/0,4 |
| мощность, кВт | 50 | 7,5 |
| напряжение, В | 400 | 133 |
| Выпрямительный агрегат | | |
| тип | | ВАКС-4,5—30 |
| Тиристорные преобразователи | | |
| число | | 4 |
| Котлы: | | |
| вспомогательные | | 1 |
| утилизационные | | 1 |
| Системы: | | |
| судового отопления | Паровая служебных помещений | |
| общесудовой вентиляции | Искусственная и естественная (в бытовых помещениях) | |
| кондиционирования воздуха | В жилых и служебных помещениях (круглогодичная, центральная, двухканальная с непосредственным испарением фреона) | |
| борьбы с пожаром | Противопожарная защита по Правилам Регистра СССР. Противопожарные средства | |

§ 5. Перегон СПБУ на новую точку

Перегон СПБУ на новую точку бурения — весьма ответственная операция. Большинство СПБУ являются несамоходными, и для их буксировки применяют специальные буксирные суда. Различают два вида буксировки СПБУ: короткий перегон (переход) с точки на точку в пределах разведываемой структуры и длительный перегон — буксировка СПБУ на дальние расстояния из одного разведанного района в другой, намечаемый к разведке, или на базу профилактического ремонта и осмотра. Коротким обычно считают такой переход, для которого требуется время не более времени гарантированного прогноза погоды (продолжительность примерно до 12 ч). Перегон СПБУ более 12 ч производят при благоприятном прогнозе погодных условий (ветер, волнение и пр.). Допустимые величины ветра и волнения определяются проектом СПБУ. На СПБУ при движении действуют следующие внешние силы (сопротивления): буксировочное сопротивление, т. е. сопротивление находящейся в покое жидкости;

сопротивление встречного ветра: сопротивление, вызванное взаимодействием волн с СПБУ.

Экспериментальными исследованиями установлено, что буксировочное сопротивление составляет 80% общего сопротивления воды и 20% приходится на волновое сопротивление. Незначительную величину составляет сопротивление трения. Буксировочное сопротивление также зависит от скорости буксировки. Воздействие на конструкцию буксировочных и волновых сопротивлений исследуют на моделях в специальных бассейнах, а сопротивления ветра — обдувкой моделей в аэродинамической трубе. Буксировочное сопротивление СПБУ вследствие малой обтекаемости ее корпуса и большой парусности велико. Опасны случаи, когда СПБУ идет против ветра. Поэтому для буксировки применяют мощные буксирные суда.

Перед буксировкой выполняют ряд мероприятий по обеспечению надежности и безопасности перегона установки, в частности подвижный портал и все грузы закрепляются, все палубные отверстия и отверстия, ведущие в подпалубные помещения, должны быть задраены. На СПБУ оставляют минимальный состав команды, который выполняет работы по буксировке и установке на точку СПБУ.

До начала буксировки разрабатывают проект перегона, в котором в зависимости от расстояния, района плавания, достоверности и долгосрочности метеопрогноза указываются скорость буксировки, число и мощность буксиров, схема их расположения и другие мероприятия по осуществлению безопасного перехода. Производятся расчеты на прочность и остойчивость установки с целью определения надежности буксировки. Особое внимание обращают на длину опорных ног. При необходимости, в целях снижения парусности, верхние секции ног снимают.

В соответствии с Правилами Регистра СССР разрывное усилие буксирного троса определяют (в кН) по формуле

$$F_{\text{раз}} = 0,716 S_n v_6^2, \quad (2)$$

где S_n — площадь лобового сопротивления погруженной части СПБУ, м^2 ; v_6 — скорость буксировки, указанная в свидетельстве, узлы.

Длину буксирного троса для несамоходной СПБУ определяют по формуле

$$l = 350 + 0,045 N_c. \quad (3)$$

Здесь N_c — характеристика для выбора якорного снабжения:

$$N_c = K_1 K_2 \Delta^{2/3} + K_3 A. \quad (4)$$

где $\Delta^{2/3}$ — объемное водоизмещение, принятое при осадке до центра знака грузовой марки, м^3 ; A — суммарная площадь проекции конструкций, возвышающихся над ватерлинией, проходящей через центр знака грузовой марки на плоскость, нормальную к горизонтальной проекции якорной линии, м^2 ; K_1 —

коэффициент, учитывающий форму корпуса ($K_1=1,5$ для ПБУ с понтоном прямоугольной формы, $K_1=1,75$ для ПБУ с понтоном катамаранного типа и других подобных типов); K_2 — коэффициент, учитывающий волновое воздействие; K_3 — коэффициент, учитывающий ветровые условия якорной стоянки, принимают в соответствии с Правилами Регистра СССР.

| | | |
|----------------------------|-------|-------|
| Коэффициенты | K_2 | K_3 |
| ПБУ, работающие: | | |
| в открытом море | 1,2 | 2,1 |
| в закрытых морях | 1,1 | 1,8 |

В мировой практике для транспортирования СПБУ применяют специальные транспортные суда. Например, СПБУ «Горилла 11» массой 18 тыс. т и высотой опорных колонн 154 м транспортировали из Сингапура до Роттердама на судне «Майнги сервант 3» грузоподъемностью 25 тыс. т. с размером палубы 180×140 м [14].

§ 6. Установка СПБУ на точке бурения

До установки СПБУ на точке бурения проводят инженерные изыскания грунта морского дна. Порядок и объем инженерных изысканий определяются в соответствии с программами изыскательских организаций и регламентируются действующими инструкциями, методиками и другой нормативно-технической документацией проектных организаций и органов надзора. Определяются глубины воды, течения, лунные и штормовые приливы, величины 10—50 и 100-летних штормовых волн в данном месте установки. Одновременно определяют глубины воды с помощью батиметрической съемки мелкой координатной сетки на площади 1 км^2 с центром в точке установки СПБУ. Промерные линии располагают на расстоянии друг от друга не более чем 100 м.

Рекомендуется проведение съемки района с использованием гидролокатора, охватывающего местоположение СПБУ, или инспекции с помощью водолазов в целях определения отсутствия водных преград.

Керн отбирают на глубинах, превышающих глубину предполагаемого проникновения опор в грунт, а мелководную сейсмическую съемку проводят на 50% глубже предполагаемого заглубления опор. Если предполагается, что в месте установки опор могут быть заглубленные трубопроводы или другие предметы, то рекомендуется проведение магнитометрического обзора или другого метода с целью обнаружения металла. Если обнаружатся упомянутые преграды, то фактическое место установки корректируется с целью обеспечения достаточной защиты и соответствия расстояния от опасного предмета или преграды. После положительных результатов обследования на точке, признанной пригодной для установки СПБУ, устанавливают заякоренный буй.

До подхода СПБУ к точке установки подготавливают якоря, якорные цепи и рейдовые бочки в соответствии с комплектом «А» (два комплекта). Крановое судно с подготовленными комплектами подходит к месту, обозначенному буями, после чего якоря устанавливаются так, чтобы СПБУ расположилась в определенном направлении по отношению к преобладающему в данном районе направлению ветра. Во избежание сноса вертолета на препятствия (при вертолетном обслуживании) диаметральной плоскости СПБУ устанавливается под углом 45° к преобладающему направлению ветра.

После установки рейдовых бочек СПБУ подводят на возможно близкое к ним расстояние и удерживают двумя буксирами. Затем разматывают с лебедок СПБУ с помощью вспомогательного судна швартовые тросы и закрепляют их на рейдовых бочках. После этого буксирным судном, соединенным с носовой частью СПБУ, дают натяжение тросам и наматывают на лебедки СПБУ швартовые тросы, фиксируя СПБУ в заданном месте. Затем приступают к спуску опорных колонн. Чтобы сократить время при подходе СПБУ к месту установки, опорные колонны предварительно опускают на глубину, исключая касание колонн о морское дно при волнении. Во время спуска опорных колонн при достижении морского дна и вдавлении их в грунт осадка СПБУ начинает уменьшаться за счет действия веса СПБУ на опорные колонны. При этом крен (или дифферент) платформы, возникающий за счет неровностей и прочности грунта морского дна, допускается не более $1-1,5^\circ$. При заглублении опорных колонн в грунт и нахождении СПБУ в воде на колонны передается горизонтальная нагрузка от волн, действующих на корпус.

В положении, когда вес опорных колонн полностью воспринимается грунтом, а корпус СПБУ находится на плаву, к этим нагрузкам добавляется нагрузка от ударов захватов о нижние и верхние кромки окон опорных колонн, возникающая от вертикальной качки СПБУ, которая возрастает при увеличении волнения. Поэтому это положение СПБУ необходимо пройти по возможности быстро.

Корпус установки поднимают одновременно всеми подъемниками, устраняя при этом возникающие крен или дифферент. При подъеме корпуса задавливание колонн в грунт ведут в несколько этапов. Первый этап — когда давление в цилиндрах достигнет 25% от давления, соответствующего номинальной нагрузке на колонну, $g_{вн}$. Затем два диагонально расположенных подъемника колонн останавливают, а двумя подъемниками корпуса поднимают корпус до тех пор, пока давление в остановленных подъемниках не упадет до нуля, а в работающих поднимется до 45% от $g_{вн}$. После этого аналогично задавливают вторую пару опор. Давление в опорных колоннах выравнивают и подъем корпуса продолжают до тех пор, пока давление в рабочих полостях гидроцилиндров не достигнет 40% от $g_{вн}$. После

этого производят второй раз задавливание колонн, пока в гидроцилиндрах задавливаемых колонн давление не достигнет 75% от $g_{вн}$. Затем давление опять выравнивают и подъем корпуса продолжают. Следующее задавливание осуществляют при достижении давления 70% от $g_{вн}$ и т. д.

Подъем производят до тех пор, пока корпус не выйдет из воды и не прекратятся удары волн о днище корпуса. После достижения максимального давления в цилиндрах подъемники останавливают и выдерживают 20—30 мин. Если же при этом давление в подъемниках не изменится, то задавливание опор считают законченным. Затем выравнивают давление в цилиндрах подъемников, поднимают корпус на заданную высоту над уровнем моря, окончательно выравнивают его и закрепляют стопорящими устройствами, разгружая этим гидросистему подъема. Подъем закончен, и СПБУ установлена в рабочее положение.

§ 7. Снятие СПБУ с оконченной бурением скважины

Перед снятием СПБУ со скважины производят подготовку ее к перегону на новую точку бурения. Снимают лишние грузы, а оставшиеся закрепляют, передвигают портал и закрепляют, производят удифферентовку. Затем с помощью гидроподъемников приподнимают корпус и снимают механические стопоры колонн, после чего начинают спускать корпус. При спуске следят за креном и дифферентом корпуса и при их наличии производят выравнивание, а также следят за распределением нагрузки от корпуса между колоннами.

Увеличение давления в нижней, неработающей, полости свидетельствует о снижении нагрузки на колонну.

После опускания и вхождения корпуса в воду приступают к выдергиванию опор из грунта. При выдергивании опоры могут легко выходить из грунта или вследствие присоса прочно держаться в грунте, корпус СПБУ в этом случае «затягивается» в воду. При этом может быть большой крен (или дифферент). В этом случае колонны выдергиваются попарно по диагонали корпуса, сначала по одной, потом по другой. После выдергивания колонн СПБУ поднимают в транспортное положение и закрепляют механическими стопорами.

§ 8. Особенности эксплуатации СПБУ

В процессе всего срока эксплуатации СПБУ должна обеспечивать безопасность производства работ при строительстве нефтяных и газовых скважин. Эта безопасность обеспечивается живучестью установки, т. е. ее способностью противостоять аварийным повреждениям, возникновению и распространению пожаров, взрывов, сохраняя при этом в достаточной мере мореходные качества установки на плаву и эксплуатационные качества ее в

рабочем положении при строительстве скважин. Живучесть СПБУ в положении на плаву обеспечивается выполнением Наставления по борьбе за живучесть судов морского флота Союза ССР, а в рабочем положении — по судовой части — выполнением Правил Регистра СССР, соответствующих инструкций и нормативно-технических документов.

Опасными явлениями при бурении могут быть: образование грифона вблизи работы СПБУ, нефтегазопроявления из бурящейся скважины, просадка опорных колонн в грунт, ледоход.

Образование грифона представляет большую опасность для СПБУ. При появлении грифона за ним организовывается круглосуточное наблюдение, и в случае продвижения грифона к опорным колоннам работу на СПБУ прекращают и вызывают спасательные суда и подготавливают установку к снятию с точки бурения. Корпус приспускают и оставляют над водой на высоте 0,5—2 м (в зависимости от погодных условий). При необходимости корпус переводят в положение «на плаву». Колонны поднимают, и установка дрейфует до подхода судов. Решение о снятии СПБУ принимает начальник установки. При угрожающем положении начальник принимает решение о срочной эвакуации людей с установки спасательными судами или вертолетами. При неуправляемом нефтегазоводопроявлении, если все принятые меры не дали положительных результатов, начальник принимает решение об эвакуации людей с СПБУ.

При появлении крена или дифферента СПБУ бурение прекращают и подъемниками производят выравнивание корпуса с последующим задавливанием колонн в грунт. Весьма опасен момент, когда при просадке одной из опорных колонн СПБУ продолжает стоять на трех колоннах. В этом случае при шторме вся нагрузка будет восприниматься тремя колоннами, что может привести к аварии. Поэтому надо систематически контролировать положение СПБУ (не реже одного раза в неделю и после шторма несущую способность грунта под колоннами). Для этого корпус СПБУ приподнимается на 10—20 мм так, чтобы нагрузка передавалась на цилиндры гидроподъемника, а не через разгрузочные стопорные винты. При равномерной нагрузке давление во всех четырех рабочих полостях цилиндров одинаковое. Если это условие не соблюдается, то колонны задавливают повторно.

При наличии льда нагрузки на СПБУ от его воздействия устраняют систематическим обкалыванием льда ледоколами вокруг СПБУ. Опасно также обледенение опорных колонн вследствие резкого возрастания на них волновых нагрузок.

Для эвакуации людей на СПБУ имеется расписание тревог, устанавливается оповещение по системе авральной сигнализации и радиотрансляции, назначаются ответственные лица по проведению каждой операции по эвакуации.

Существует определенный порядок обучения личного состава СПБУ действиям при эвакуации, периодически проводятся тре-

нирочные занятия. Как указывалось ранее, весьма опасными операциями являются снятие СПБУ с оконченной бурением скважины, перегон и монтаж на новую точку установки. По статистическим данным, значительная часть аварий происходит в упомянутых случаях. В остальном технология и техника строительства скважин существенно не отличаются от строительства скважин на суше.

Б. ПОЛУПОГРУЖНЫЕ ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ (ППБУ)

§ 9. Назначение и типы ППБУ

ППБУ применяют в разведочном бурении на морских нефтяных и газовых структурах и месторождениях в акваториях с глубин 90—100 м, когда использование СПБУ становится экономически не оправданным, до глубин 200—300 м и более.

ППБУ состоят из верхнего корпуса, стабилизирующих колонн и нижних понтонов. Колонны в верхней части присоединены к корпусу, а в нижней — к понтонам. Понтоны и корпус соединены между собой и с колоннами прочными трубчатыми связями.

Особенность конструкции установки при ее погружении в воду — резкое сокращение площади действия ватерлинии, что приводит к уменьшению волновых нагрузок на установку. В соответствии с Правилами Регистра СССР ППБУ должна иметь клиренс не менее:

$$H_1 = 0,6h_{50} + 0,5 \text{ м} \quad (5)$$

в состоянии штормового отстоя и

$$H_1 = 0,5h_{50} + 0,5 \text{ м} \quad (6)$$

в рабочем состоянии.

Здесь h_{50} — высота волны 50-летнего шторма для данного района моря, м.

Рабочая (верхняя) палуба обычно представляет собой конструкцию трех-, четырех-, пяти- и более угольной формы, на которой размещены двух- и трехъярусные водонепроницаемые надстройки для размещения экипажа, а также энергетические и технологические блоки, складские помещения и другое оборудование.

Стабилизирующие колонны ППБУ разделены на водонепроницаемые отсеки, в которых размещены склады материалов, насосные отделения, цепные ящики и другое оборудование. Отсеки стабилизирующих колонн размещаются в районе ватерлинии, иногда заполняются полиуретановой пеной или пенопластом. В нижних понтонах и стабилизирующих колоннах размещены цистерны балластной и технической воды, топлива, масла и др.

В мировой практике в течение ряда лет работы конструкторов и проектантов были направлены на поиски оптималь-

ного решения конструкции ППБУ. Об этом свидетельствует большое разнообразие форм конструкций ППБУ, находящихся в эксплуатации. Однако в последние годы вследствие накопленного опыта конструирования и проектирования, а также эксплуатации ППБУ определилось направление в их создании, характеризующееся разработкой и изготовлением ППБУ двухпонтонной конструкции преимущественно с шестью-восемью стабилизирующими колоннами и прямоугольным корпусом.

Существует три способа транспортировки ППБУ: с помощью буксиров, самоходный, комбинированный (буксировка в сочетании с самоходным). По способу фиксации ППБУ над устьем бурящейся скважины установки различают: с глубинами вод до 200—300 м — установки с якорным креплением, в более глубоких водах — установки с динамическим позиционированием.

Основными требованиями при разработке конструкции ППБУ являются;

- обеспечение наибольшей безопасности и остойчивости ППБУ;
- минимальное перемещение ППБУ при бурении;
- обеспечение мобильности и маневренности при передвижении;
- быстрая установка на точку бурения;
- достаточное количество технологических и других запасов;
- удобное расположение оборудования, наличие достаточного количества помещений для хранения указанных запасов и механизация погрузочно-разгрузочных работ;
- простота и технологичность при строительстве и удобство при эксплуатации;
- минимальный расход материалов и снижение трудоемкости;
- учет конкретных районов применения ППБУ.

Естественно, в перечисленных требованиях есть противоречивость, и осуществить их в одной конструкции невозможно. Поэтому при проектировании учитывают конкретные условия предполагаемого района применения ППБУ (глубина бурения, глубина воды, волнение, ветер, ледовая обстановка и т. п.).

ТАБЛИЦА 3

| Показатели | «Седко-703» | «Седко-704» | «Седко-706» | «Седко-707» | «Седко-709» | «Седко-710» |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Год постройки | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1976 | 1983 |
| Глубина воды, м | 244 | 244 | 244 | 244 | 1830 | 1520 |
| Глубина бурения, м | — | — | 7600 | — | — | 7620 |
| Габариты корпуса, м: | | | | | | |
| длина | 40 | 40 | 40 | 35 | 35 | 90 |
| ширина | — | — | 75 | — | — | 76 |
| высота | 40 | 40 | 40 | 35 | 35 | — |
| Запасы: | | | | | | |
| глины и цемента, м ³ | 490 | 240 | 270 | 270 | 270 | 620 |
| готового бурового раствора, т | 178 | 178 | 178 | 178 | 178 | 360 |
| топлива, т | 600 | 600 | 178 | 178 | 178 | — |
| технической воды, т | 1040 | 1040 | 1060 | 1060 | 1060 | 1000 |
| питьевой воды, т | 106 | 106 | 89 | 89 | 89 | 100 |

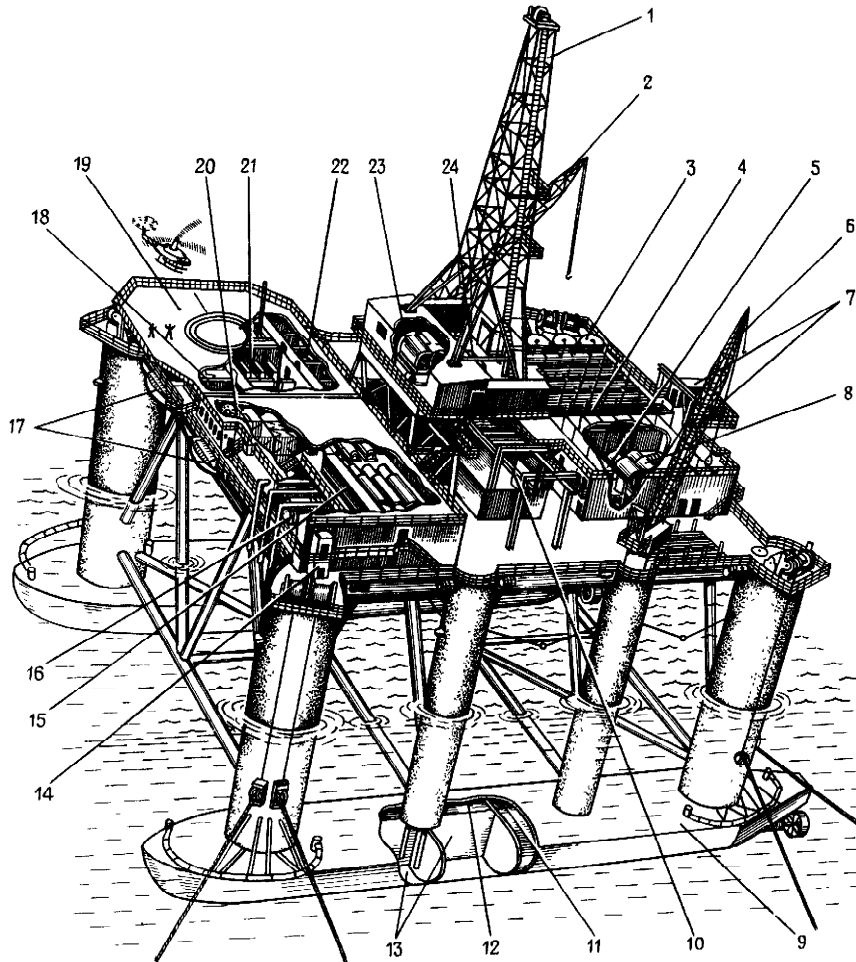


Рис. 10. Схема расположения оборудования на ППБУ «Седко-703»:

1 — вышка, 2 — кран поворотный, 3 — бункера для цемента, барита и бентонита, 4 — стеллажи для труб; 5 — склад бурильного инструмента, 6 — кран поворотный, 7 — установка каротажа, 8 — буровые насосы, 9 — нижний корпус установки, 10 — крановый путь для подъемного крана противовыбросового оборудования, 11 — емкость технической воды, 12 — емкость топлива, 13 — емкость балластной воды, 14 — лифт, 15 — распределительное устройство, приборы управления и защиты; 16 — генераторы, 17 — спасательные шлюпки; 18 — кабина капитана; 19 — вертолетная площадка, 20 — помещение управления, 21 — столовая, 22 — служебные помещения (офисы), 23 — буровая лебедка, 24 — ротор

В табл. 3 приведены показатели наиболее распространенных ППБУ фирмы «Седко» (США), а ниже — технические данные их. На рис. 10 показана схема расположения технологического и общесудового оборудования на ППБУ «Седко-730».

| | | | |
|---------------------------|--------|---------------------------|-----------|
| Буровая лебедка | Е 3000 | Якорная система: | |
| Буровые насосы | 2 | якоря | 8 |
| Краны грузоподъемно- | | масса якоря, т | 13,6 |
| стью, т: | | калибр цепи, мм | 76 |
| 50 | 2 | Длина цепи, м | 1000—1220 |
| 72 | 1 | | |

Мощность подруливающих устройств системы динамической стабилизации составляет от 4706 до 18 382 кВт, допускаемая высота волны в рабочем положении 12,2—27,5 м, а на стоянке 30,5 м.

§ 10. Плавающая полупогружная буровая установка типа «Шельф»

Плавающая полупогружная буровая установка (ППБУ) 6500/200 типа «Шельф» предназначена для бурения разведочных нефтяных и газовых скважин глубиной до 6000 м при глубине моря до 200 м, а в Балтийском море — от 90 до 200 м. Конструкция установки выполнена в соответствии с Правилами Регистра СССР на класс К ⊗ I - ПБУ полупогружная и включает шесть цилиндрических стабилизирующих колонн, два понтона прямоугольной формы и верхний корпус. Понтоны увязаны горизонтальными раскосами диаметром 2,35 м и наклонными подкосами диаметром 1,55 м. По наружному контуру под продольными и поперечными переборками установлены опорные балки прямоугольного сечения 1,8 × 1,2 м, которые опираются на стабилизирующие колонны и раскосы.

Водонепроницаемость понтонов, стабилизирующих колонн, верхнего корпуса и рубок обеспечивается в соответствии с требованиями норм «Суда металлические морские. Методы и нормы испытания корпусов на непроницаемость».

Основные размеры установки (в м) приведены ниже.

| | | | |
|------------------------------|-------|---|------|
| Верхний корпус: | | Габариты: | |
| длина | 62,4 | длина (с вертолетной площадкой) | ~ 98 |
| ширина | 49,2 | Ширина: | |
| высота | 6,0 | без кронштейнов для якорей | 64,2 |
| Нижние понтоны: | | с кронштейнами для якорей | 71,6 |
| длина (наибольшая) | 91,96 | Высота с буровой вышкой (от основной плоскости) | ~ 94 |
| ширина | 15,0 | | |
| высота | 6,0 | | |
| Стабилизирующие колонны: | | | |
| диаметр | 9,8 | | |
| высота | 18,5 | | |
| число колонн | 6 | | |

Водоизмещение и осадка ППБУ приведены в табл. 4.

ТАБЛИЦА 4

| Состояние ППБУ | Водоизмещение, т | Осадка, м |
|--|------------------|---|
| Порожнее | 11 600 | $d_{cp} = 4,75, \quad d_n = 4,36, \quad d_k = 5,13$ |
| Порожнее (с жидким балластом для удифферентовки) | 1800 | 4,83 |
| Эксплуатационное | 19 770 | 14,3 |
| Отстой при «жестком» шторме | 18 610 | 12,0 |

ППБУ в рабочем состоянии (при строительстве скважины) обеспечивает работу при волнении до 6 баллов и ветре до 17 м/с. Якорная система обеспечивает перемещение:

в режиме эксплуатации не более 4% глубины моря (в Балтийском море начиная с 90 м и в Баренцевом — от 120 до 200 м);
 в режиме шторма (ежегодного) — не более 8% глубины моря;
 в режиме штормового отстоя (выживания) — не более 15% от глубины моря.

Эксплуатация ППБУ в Баренцевом и Балтийском морях на глубине 60—90 м обеспечивается при ограничениях:

в режиме бурения — волнение моря не более 5 баллов и скорость ветра не более 12 м/с;

в режиме штормового отстоя — волнение моря не более 10 баллов и скорость ветра не более 25 м/с.

Морские переходы ППБУ осуществляются при волнении не более 6 баллов. В табл. 5 приведены судовые и технологические запасы, обеспечивающие автономность эксплуатации установки в течение 30 сут.

ТАБЛИЦА 5
СУДОВЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ ППБУ

| Запасы | Количество запасов, т | | |
|-----------------------------|-----------------------|----------------|----------------------|
| | при переходе | в эксплуатации | при штормовом отстое |
| Судовые: | | | |
| топливо | 400 | 800 | 800 |
| масло | 54 | 54 | 54 |
| питательная вода | 35 | 70 | 70 |
| техническая вода | 70 | 140 | 140 |
| пресная вода | 126 | 239 | 239 |
| Технологические: | | | |
| бурильный инструмент | 50 | 50 | 50 |
| бурильные и обсадные трубы | 300 | 480 | 480 |
| порошкообразные материалы | 200 | 600 | 600 |
| УЩР | 50 | 50 | 50 |
| буровой раствор в цистернах | 60 | 550 | 550 |
| Итого | 1345 | 3033 | 3033 |

Для сбора отходов бурения на ППБУ установлены шесть контейнеров вместимостью 3,625 м³ каждый.

Требуемая осадка ППБУ при переходе и в эксплуатации осуществляется заполнением или осушением цистерн жидкого балласта в понтонах.

Общая численность обслуживающего персонала составляет 73 чел. Персонал размещается в одно- и двухместных каютах, а начальник — в блок-каюте.

§ 11. Технологическое оборудование ППБУ

Комплекс технологического оборудования предназначен для обеспечения всего цикла строительства скважины и включает:

комплектную буровую установку в блочном исполнении Уралмаш 6000/200 ППЭМ;

компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны на талевом блоке;

комплект цементировочного оборудования, состоящий из цементировочной насосной станции и системы приготовления тампонажных растворов;

установку для транспортировки и хранения порошкообразных материалов;

компрессорные станции высокого и низкого давлений;

лабораторию буровых растворов и грунтов с фотолабораторией;

помещение для хранения источников нейтронов;

кладовую ЗИП технологического комплекса;

комплект палубного технологического оборудования «Поиск» КПТО-1600-ОМ1;

комплект подводного устьевого оборудования;

комплект каротажного оборудования;

глубоководный водолазный комплекс.

Техническая характеристика буровой установки Уралмаш 6000/200 ППЭМ

| | |
|---|---|
| Допускаемая нагрузка на крюке, кН | 3200 |
| Максимальный вес бурильной колонны, кН | 2000 |
| Мощность, кВт: | |
| привода спускоподъемного механизма | 1420 |
| привода буровых насосов | 2400 |
| ротора при напряжении 440 В | 400 |
| Скорость подъема крюка, м/с: | |
| минимальная | 0,2 |
| максимальная | 1,7 |
| Частота вращения ротора, с ⁻¹ : | |
| минимальная | 0,17--0,33 |
| максимальная | 3,33 (200) |
| Номинальная длина свечи, м | 24--29 |
| Тип буровой лебедки | ЛБУ-2000П |
| Номинальная мощность двигателя, кВт | 2710 |
| Ротор: | |
| тип | Р-1260 |
| диаметр проходного отверстия в столе, мм | 4000 |
| Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН | 5000 |
| Буровые насосы | |
| тип | УНБТ-950 |
| количество | 3 |
| Максимальная подача, л/с | 46 |
| Максимально развиваемое давление, мПа | 32 |
| Средства механизации | Комплекс механизмов с дистанционным управлением подъема, переноса и установки свечей (КМСП-6500), пневмоклинья, бурильный |

| | |
|---------------------------------------|---------------------------|
| | ключ АКБ-3М2-300, пневмо- |
| | раскрепитель, вспомога- |
| | тельная лебедка грузо- |
| | подъемностью 5 т |
| Подача инструмента на забой | Регулятор подачи долота |
| | РПД-III |

Комплект цементировочного оборудования состоит из трех насосных агрегатов 11-Т и одного агрегата 4Р-700 и обеспечивает наибольшее давление 70 МПа при подаче 5,82 л/с и 40 МПа при подаче 35,5 л/с.

Оборудование расположено в помещении цементировочных насосов. Циркуляционная система состоит из пяти резервуаров для бурового раствора вместимостью 360 м³. Производительность системы по грубой очистке 76 л/с, по тонкой очистке — по песку 0,09 м³/с и по илу 0,045 м³/с. Имеется пять резервуаров вместимостью 36 м³ для жидких химических реагентов. Рабочие резервуары для бурового раствора снабжены 11-ю механическими перемешивателями.

Оборудование для очистки и приготовления бурового раствора расположено на верхней палубе на платформе по правому борту. Емкости бурового раствора установлены на главной палубе по правому борту.

Оборудование для транспортирования и хранения порошкообразных материалов состоит из девяти бункеров хранения, двух разгрузочных (для барита и бентонита), двух циклонов СК-ЦН, системы трубопроводов запорных и соединительных элементов. Общая полезная вместимость всех бункеров хранения 328,5 м³. Производительность пневмотранспорта при транспортировании: барита — 33,2 кг/с, бентонита — 33,3 кг/с, цемента — 50 кг/с.

Компрессорная станция состоит из: установки низкого давления, обеспечивающей сжатым воздухом пневмотранспорт, управление буровым комплексом и систему управления подводным устьевым оборудованием; установки высокого давления для обеспечения сжатым воздухом буровой установки, систем натяжения направляющих канатов, морского стояка, систем водолазного комплекса и процесса опробования скважин. В комплект входят три компрессора ВШВ-2,3/230, два блока осушки. Максимальное давление воздуха в системе 23 МПа, подача одного компрессора 0,038 м³/с (2,3 м³/мин). Станция размещена на главной палубе по правому борту.

Подводно-устьевое оборудование (ПУО) состоит из одного комплекта противовыбросового оборудования 540×210, одного комплекта противовыбросового оборудования 350×700, морского стояка СМ 610 и морского стояка СМ 406, системы натяжения направляющих канатов, системы управления подводным противовыбросовым оборудованием, дивертором, устьевыми соединениями аварийной акустической системы манифольда и системы управления ПУО.

Стационарно устанавливаемое оборудование размещают

на спайдерной и верхней палубах и подвышечном портале, а нестационарно устанавливаемое — на спайдерной и верхней палубах (секции морского стояка, блоки превенторов, телескопический компенсатор, приспособления и инструмент).

Комплекс палубного технологического оборудования «Поиск» состоит из блока устьевого нагревателя, блока сепарации и замора, мерной емкости, насосного блока, блока приема продукции, блока сжигания, установки утилизации пластовых вод, комплекта трубопроводной обвязки и системы контроля и управления.

Для обслуживания технологического оборудования на ППБУ установлены мостовые электрические краны, подвесные ручные краны и тали.

§ 12. Энергетическое оборудование ППБУ

Комплекс энергетического оборудования ППБУ включает: автономные энергетические установки, состоящие из дизель-генераторов, объединенных в единую энергетическую систему, в которую входят: основные дизель-генераторы переменного тока, тиристорные преобразователи и электропривод постоянного тока, соединенные по схеме синхронный генератор — тиристорный преобразователь — электродвигатель постоянного тока (аналогично системе, примененной на СПБУ);

вспомогательные дизель-генераторы переменного тока, питающие энергией электроприводы вспомогательных механизмов;

котельная установка, состоящая из двух котлоагрегатов КАВ 2,5/7 производительностью по 0,694 кг/с (2500 кг/ч), трех утилизационных котлов производительностью по 0,111—0,14 кг/с (400—500 кг/ч);

две опреснительные установки Д4У производительностью 0,16—0,135 кг/с (10—12,5 т/сут) каждая.

На ППБУ имеется 15 щелочных аккумуляторных батарей, объединенных в три параллельно соединенные группы напряжением 27,6 В для питания сигнальных огней «Не могу управлять», автоматики дизель-генераторов, прибора автоматической коммутации проблесковым огнем, предупредительного проблескового огня, пожарной системы жидкостного (химического) тушения и авральной сигнализации при выходе из строя основного питания или его отключении. ППБУ также снабжена пятью щелочными аккумуляторными батареями типа 5НК-125-Т, объединенными в пять параллельно соединенных групп с использованием в каждой группе в одной из батарей трех аккумуляторов напряжением 27,6 В для питания светильников малого аварийного освещения при выходе из строя основного питания или его отключении.

Для питания станции пожарной сигнализации ТОЛ-10/500 при выходе из строя основного питания на ППБУ установлены восемь щелочных аккумуляторных батарей типа 5НК-55К, объединенных в две группы, напряжением 24 В. Одна группа батарей работает на разряд, а другая находится в резерве.

При выходе из строя основного питания на ППБУ установлены: 10 щелочных аккумуляторных батарей 5НК-55 для питания системы контроля и управления положением ППБУ и 20 батарей 5НК-125Т, объединенных в две параллельно соединенные группы.

Для питания потребителей, имеющих напряжение, отличное от напряжения судовой сети, на ППБУ установлены соответствующие трансформаторы и преобразователи. Распределение электроэнергии по потребителям осуществляется от главного распределительного щита (ГРЩ), установленного в специальном помещении, и от щита вспомогательных дизель-генераторов. Ответственные электроприемники получают питание от шин ГРЩ и ВРЩ по отдельным фидерам, а остальные — от групповых щитов. На ППБУ предусмотрен прием электроэнергии от береговой сети трехфазного тока напряжением 380 В, частотой 50 Гц через щит питания с берега (ШПБ).

Энергетическая установка размещена в кормовой части верхнего корпуса по левому борту и обслуживается комплексом вспомогательных механизмов и систем, обеспечивающих нормальную работу установки (топливо- и маслоподкачивающие насосы, пусковые компрессоры, вентиляторы, краны, трубопроводы, арматура и другое оборудование).

§ 13. Управление и контроль работы ППБУ

Управление и контроль работы ППБУ, уровень и объем средств автоматизации выполняются с учетом обеспечения высоких технико-экономических показателей, удобства эксплуатации и в соответствии с требованиями, предъявляемыми к судам со знаком автоматизации А2 Правил Регистра СССР. Управление всем комплексом ППБУ осуществляют с главного поста управления (ГПУ), центрального поста управления (ЦПУ), центрального пожарного поста (ЦПП), постов управления буровым и технологическим комплексами и местных постов управления.

ГПУ размещается на палубе рубки 1-го яруса, в помещении которого расположены: пост управления положением ППБУ, в том числе погружением и всплытием, и судовой вертолетный командный пункт (СВКП). Пост управления положением ППБУ включает: пульт информационно-измерительной и управляющей системы стабилизации положения ППБУ системы «Якорь», средства внутрисудовой связи, пульт управления погружением и всплытием ППБУ с органами дистанционного управления балластными насосами, арматурой и приборами контроля балластной системы, а также щитом сигнализации системы газоанализа.

СВКП предназначен для управления средствами обеспечения полетов вертолетов и оборудован выносным постом связи с вертолетом, приборами коммутации огней вертолетной площадки и средствами внутрисудовой связи.

ЦПУ расположен в выгородке машинного отделения, имеющего шумопоглощающую изоляцию и кондиционирование воздуха. За механизмами машинного отделения оператор наблюдает через иллюминаторы. Из ЦПУ осуществляют контроль и управление электроэнергетической установкой, вспомогательными механизмами, общесудовыми системами и тиристорными преобразователями с периодическим обслуживанием механизмов с местных постов. На пульте ЦПУ в приборных щитах установлены органы управления и приборы контроля.

В помещении ЦПУ расположены: центральный пожарный пост, органы управления пожарными и охлаждающими насосами, приборы контроля параметров пожарной системы, сигнализация о предельно допустимых концентрациях (ПДК) сероводорода, взрывоопасных концентрациях паров нефти и нефтяных газов, о падении давления продува электрооборудования и уменьшении перепада давления между технологическими помещениями. ЦПУ — основное место несения вахты машинной команды, оборудованное средствами внутрисудовой связи.

Пост управления буровыми и технологическими комплексами состоит из постов: бурильщика, бурового мастера, управления буровыми насосами, управления цементировочной системой, управления компрессорной станцией низкого давления.

С поста бурильщика управляют главными электроприводами, компенсатором вертикальных перемещений, ключом АКБ и вспомогательной лебедкой. Пост оборудован органами управления перечисленными механизмами, приборами, средствами внутрисудовой связи, пультом телевизионного контроля подводного устьевого оборудования. С поста бурового мастера осуществляют контроль работы бурового и технологического оборудования, газовый контроль воздушной среды в помещениях и пространствах технологического комплекса и контроль давления продува электрооборудования. Пост снабжен пультом показывающих приборов бурового мастера, приборами системы газового контроля, регистраторами, панелью технологической сигнализации, щитом автоматики газоанализа и продува электрооборудования технологического комплекса, средствами внутрисудовой связи, видеоконтрольным устройством ТВ ПУО, пультом аварийного закрытия превенторов, аппаратурой гидроакустического срабатывания типа «Охта».

Пост управления буровыми насосами установлен в помещении буровых насосов и включает пульты управления буровыми насосами и насосом глиноприготовления, пульт показывающих приборов циркуляционной системы и средства внутрисудовой связи. С поста производят управление буровыми насосами и насосами глиноприготовления при бурении скважины.

Пульт управления цементировочной системой состоит из поста управления цементировочными насосами, пульты показывающих приборов цементирования, средств внутрисудовой связи. С поста осуществляют контроль и управление цементи-

ровочной системой при цементировании скважин. Пост установлен в помещении цементировочных насосов.

Пост управления компрессорной станцией размещен в помещении компрессорной станции и состоит из щита управления компрессорами воздуха низкого давления и средств внутрисудовой связи. С поста осуществляют контроль и управление компрессорами воздуха низкого давления для технологических нужд.

Местные посты управления расположены непосредственно у механизмов и предназначены для управления ими.

ППБУ также снабжена системами контроля и управления, включая дистанционное автоматическое управление работой основных и вспомогательных механизмов, основных и вспомогательных технологических и общесудовых установок и устройств.

Система контроля и управления механической установкой

Основные дизель-генераторы оборудованы системой дистанционного автоматического управления ДАУ СДГ-Т, которая обеспечивает: дистанционный пуск и остановку дизель-генераторов, автоматическую их защиту от разноса, перегрева масла, воды, поддержания неработающего дизель-генератора в горячем резерве. Контроль работы дизель-генераторов осуществляют дистанционно с ЦПУ и с местного поста управления.

Вспомогательные дизель-генераторы автоматизированы по второй степени согласно ГОСТ 10032—80. Система автоматики обеспечивает: дистанционный запуск и остановку дизель-генераторов, автоматический запуск и работу вспомогательного дизель-генератора при аварийной остановке работающего вспомогательного дизель-генератора, аварийный запуск одного из дизель-генераторов при исчезновении напряжения на шинах ВРЩ, автоматическую защиту для генераторов по разносу, перегреву воды и масла при падении давления масла и дистанционное из ЦПУ и его вспомогательного щита (распределительного) ВРЩ регулирование оборотов дизеля.

В ЦПУ выведена обобщенная сигнализация о неисправности и аварии дизель-генераторов с расшифровкой сигналов на местном посту управления.

Система автоматики вспомогательной котельной установки обеспечивает: запуск котлоагрегатов с местного поста управления, остановку котлоагрегатов с местного поста управления и дистанционно с ЦПУ, автоматический запуск и остановку котлоагрегатов при изменении давления в раздаточном коллекторе, автоматическое поддержание заданного уровня воды в барабане котла, защиту котельной установки от повышения давления пара в барабане котла, по срыву факела, обобщенную сигнализацию в ЦПУ о состоянии котельной установки с расшифровкой этих сигналов на местном посту управления.

Утилизационные котлы обеспечены системой автоматики, включающей: автоматическое поддержание заданного уровня

воды в сепараторе пара; автоматическое регулирование давления пара на выходе из котла; дистанционный с ЦПУ контроль работы утилизационных котлов. Конденсационно-питательная система включает: автоматическую подкачку питательной воды в теплый ящик с блокировкой работы насоса при отсутствии котельной воды в цистерне, сигнализацию в ЦПУ о нижних уровнях воды в цистерне, котельной воды в теплом ящике, контроль с ЦПУ солесодержания питательной воды и автоматическое управление насосом питательной воды в насосно-аккумуляторную станцию.

Опреснительная установка снабжена системой автоматика, обеспечивающей поддержание заданной температуры греющей воды на входе в опреснительную установку, автоматическую защиту установки по повышению солесодержания дистиллята выше предельного значения. Контроль за содержанием опреснительной установки проводят с местного поста управления и дистанционно с ЦПУ.

Системы контроля и управления вспомогательными механизмами и системами

ППБУ имеет системы контроля и управления вспомогательными механизмами и системами обслуживания механической установки, которые состоят из системы смазки, топливной системы, компрессоров сжатого воздуха и системы охлаждения.

Системы контроля и управления судовыми системами

На ППБУ также имеются: системы контроля и управления судовыми системами пресной и забортной воды, сточно-фановая система, система охлаждения провизионных кладовых, противопожарная водяная система, система сбора загрязненной нефтепродуктами трюмной воды и балластная система.

Система контроля и управления судовой электростанцией

Контроль и управление судовой электростанцией осуществляют с ГРЩ и с пульта ЦПУ.

С ЦПУ проводят: дистанционное управление генераторными и секционными автоматами, автоматами переключателей, тиристорных преобразователей и фидера питания с берега, дистанционное гашение поля генераторов, дистанционный выбор базового генератора для распределения активной мощности между параллельно работающими генераторами, дистанционное управление оборотами основных и вспомогательных дизель-генераторов, автоматическую синхронизацию вводимых в параллельную работу основных и вспомогательных генераторов.

На ЦПУ имеются приборы постоянного контроля тока, напряжения и мощности основных и вспомогательных генераторов, коэффициентов мощности основных генераторов, тока, напряжения и частоты фидера питания с берега, тока в переключках

ВП1, ВП4, ВП5 ГРЩ. На пульт ЦПУ также выведены исполнительная световая, аварийно-предупредительная световая и звуковая сигнализация и др.

Система контроля и управления охлаждением тиристорных преобразователей

На ППБУ имеется система контроля и управления охлаждением тиристорных преобразователей, которая включает управление электронасосами, прокачивающими дистиллят. Управление проводят со шкафа управления системы охлаждения тиристорных преобразователей и с местного поста управления. Обобщенная сигнализация о неисправности в контурах охлаждения до и после тиристорных преобразователей выведена на ЦПУ.

Система контроля и управления положением ППБУ

На ППБУ установлена информационно-измерительная система стабилизации положения ППБУ (система «Якорь»), измеряющая горизонтальное смещение установки.

Система включает: гидроакустическое и инклинометрическое устройства позиционирования, установленные в помещении информационно-вычислительного комплекса: пульт управления, размещенный в главном посту управления; устройство регистрации, установленное в ГПУ; шкаф питания, расположенный в помещении информационно-вычислительного комплекса. Применение двух устройств позиционирования обусловлено обеспечением высокой надежности работы системы «Якорь». Гидроакустическое устройство состоит из передающего гидроакустического устройства, установленного в районе устья скважины; приемной антенны из трех гидрофонов, размещенных в шахтах гидрофонов; электронного шкафа, расположенного в помещении информационно-вычислительного комплекса.

Инклинометрическое устройство включает инклинометр, закрепленный на тросе подвесного устройства и бортового шкафа, размещенного в помещении информационно-вычислительного комплекса.

Для опытной проверки при эксплуатации ППБУ на установке установлено динамометрическое устройство.

Пульт управления системой «Якорь» состоит из устройств индикации на экране электронно-лучевой трубки положения установки, органов управления системы «Якорь» и аварийно-предупредительной сигнализации.

Система контроля крена, дифферента и осадки

В помещении главного поста управления имеется индикация крена и дифферента на пульте управления балластной системой и индикация осадки на отдельном щите.

Система централизованного контроля

Система предназначена для контроля параметров, характеризующих работу и состояние электроэнергетической установки, вспомогательных механизмов и общесудовых систем. Система обеспечивает световую и звуковую сигнализацию параметров в пределах нормы, разделение световых и звуковых сигналов на предупредительные и аварийные.

Все оборудование системы установлено в стойке в помещении ЦПУ. Средства отображения информации системы централизованного контроля расположены на пульте ЦПУ.

Система контроля технологических процессов строительства скважин

Система включает комплекс приборов, предназначенных для контроля процессов бурения, установленных на пультах поста бурильщика, на посту управления буровыми насосами и на посту бурового мастера. В помещении цементировочных насосов установлен пульт контроля с приборами контроля процессами цементирования скважины. Приборы контроля процессов транспортировки и хранения сыпучих материалов размещены на пультах, установленных в помещении бункеров хранения и разгрузочных бункеров.

Система газового контроля технологических помещений

Система обеспечивает обнаружение взрывоопасных концентраций паров нефти, нефтяного газа и ПДК сероводорода в технологических помещениях, а также паров авиатоплива в помещениях дозаправки вертолетов.

Система контроля давления продува электрооборудования и перепада давления в технологических помещениях

Система обеспечивает нормальную эксплуатацию продуваемого под избыточным давлением электрооборудования и возможность безопасного прохода обслуживающего персонала во взрывоопасные помещения.

Система контроля и управления комплексом оборудования опробования и освоения скважин «Поиск»

Система включает: блок сжигания, установку утилизации пластовых вод УПВ-10, блок устьевого подогревателя, блок мерной емкости и блок замера сепарации.

Весь комплекс приборов размещен на щитах контроля, установленных в помещении лаборатории геохимического анализа и на местных постах управления.

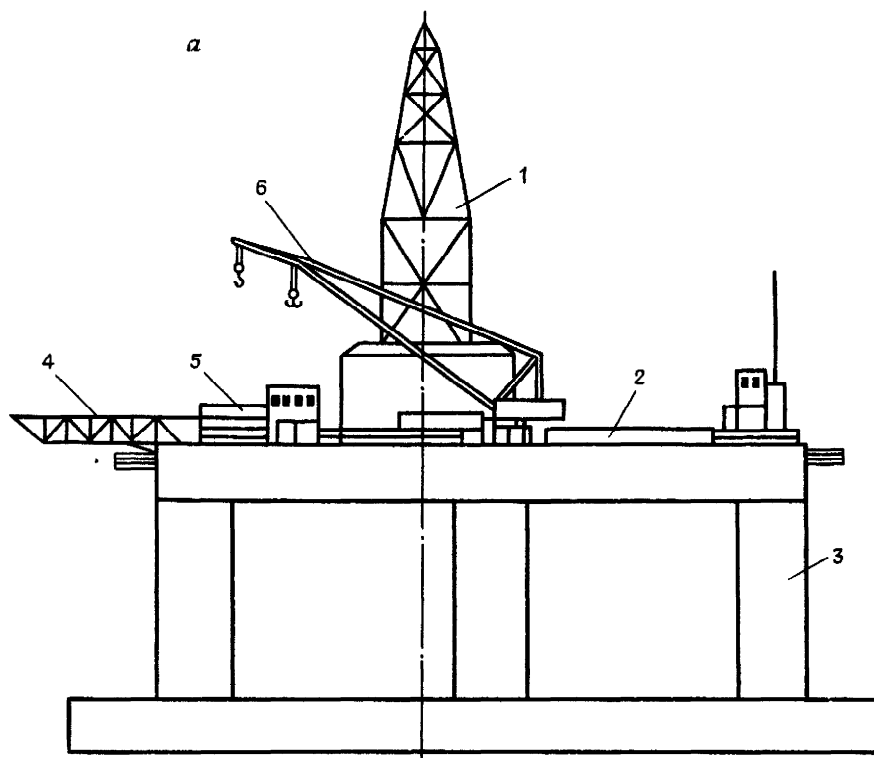
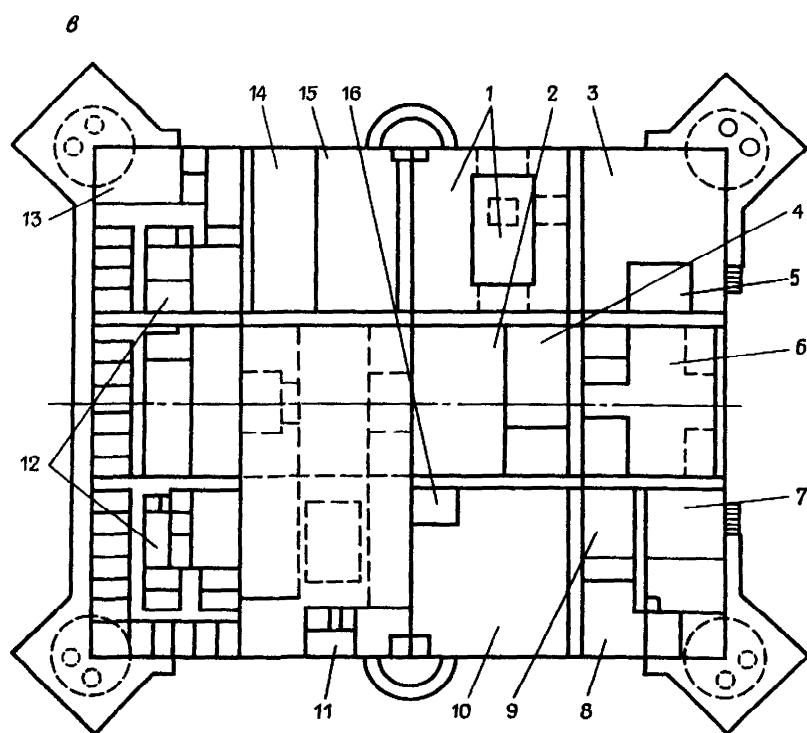
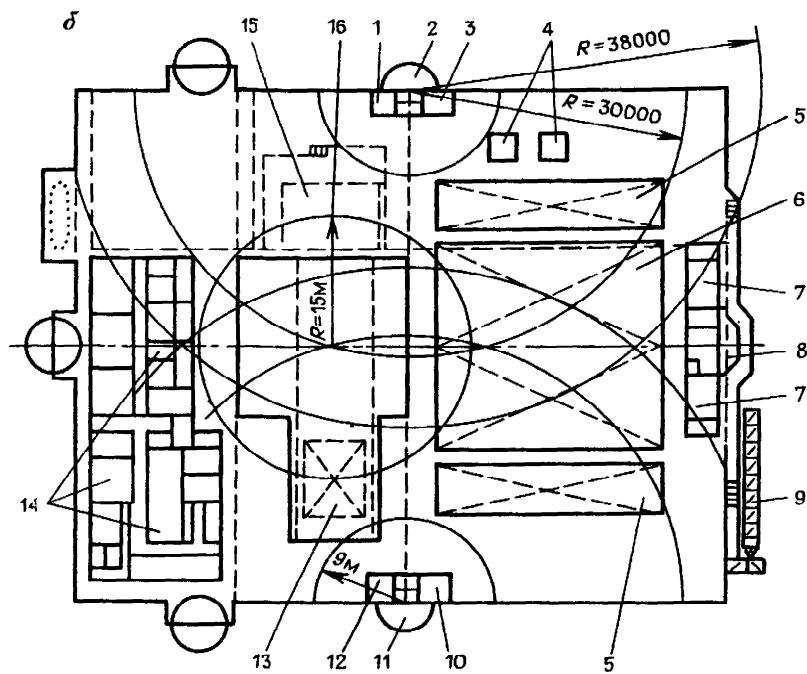


Рис. 11. Схема расположения оборудования на ППБУ типа «Шельф»:

a — вид сбоку, 1 — вышка, 2 — трубы, 3 — ППБУ; 4 — вертолетная площадка; 5 — жилые и культурно-бытовые помещения; 6 — поворотный кран грузоподъемностью 63 т, 6 — верхняя палуба; 1, 12 — шахты пассажирского лифта; 2 — установка поворотного крана; 3 — шахта грузового лифта; 4 — помещение буровых насосов и склада сыпучих материалов, 5 — стеллаж для секций морского стояка, 6 — стеллаж для буровых и обсадных труб, 7 — шахта, 8 — пост наблюдения, 9 — откидная консольная балка; 10 — шахта грузового лифта; 11 — установка 2-го поворотного крана грузоподъемностью 63 т; 13 — помещение подводного устьевого оборудования; 14 — жилые и культурно-бытовые помещения, 15 — место рабочих емкостей бурового раствора; 16 — взрывоопасная зона; *a* — нижняя палуба; 1 — склад сыпучих материалов, 2 — помещение цементировочных насосов; 3 — помещение ГРЩ; 4 — пост управления технологическим оборудованием, 5 — ЦПУ; 6 — машинное отделение, 7 — котельная, 8 — кладовая, 9 — кладовая механическая ЗИП, 10 — помещение бункеров цемента, бентонита и барита, 11 — аппаратная подводного телевидения, 12 — жилые и культурно-бытовые помещения; 13 — кают-компания; 14 — помещение для оборудования утилизации буровых отходов; 15 — помещение цистерн бурового раствора; 16 — помеще-ние ЗИП технологического оборудования

Система обеспечивает: местный и дистанционный контроль давления и температуры в технологических линиях и аппаратах, дистанционный контроль и регистрацию расхода продукции скважин до и после сепарации, автоматическое управление блоком искрового розжига, уровнем в отстойнике установки утилизации пластовых вод, температурой газа на выходе блока устьевого нагревателя, а также аварийную сигнализацию в помещении лаборатории геохимического анализа.

В качестве примера на рис. 11 показана схема расположения мест установки оборудования на ППБУ типа «Шельф», а на рис. 12 — общий вид ППБУ типа «Шельф».



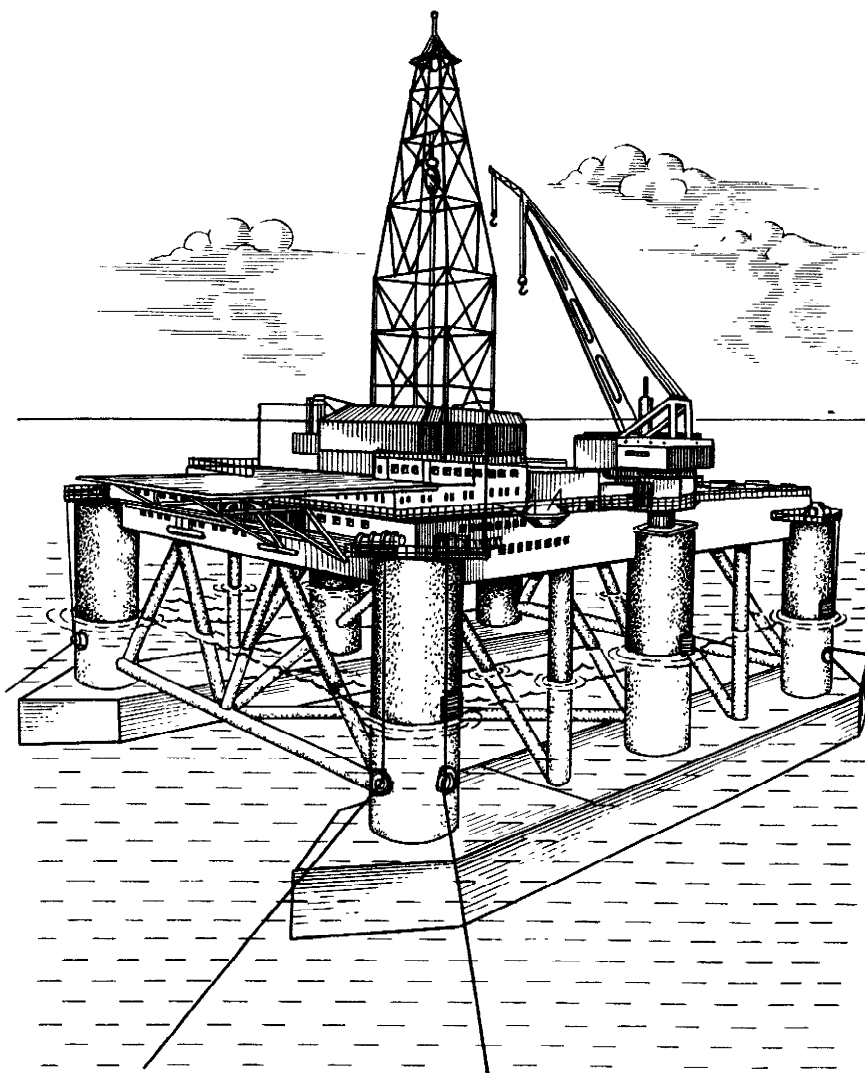


Рис. 12. Общий вид ППБУ типа «Шельф»

§ 14. Перегон ППБУ на новую точку

Перед транспортировкой проводят: подготовку установки, заключающуюся в проверке оставшихся технологических и судовых запасов, которые можно оставить на установке, исходя из обеспечения требуемой осадки и остойчивости при перегоне, убирают якорные цепи в цепные ящики, а якоря укладывают на специальные кронштейны.

Если буксировка производится в пределах площади бурения и при благоприятной погоде, то переход допускается осуществлять при осадке бурения, т. е. без всплытия установки.

Остойчивость ППБУ проверяют по формуле

$$K = M_c / M_v \geq 1,3, \quad (7)$$

где M_c — опрокидывающий момент; M_v — кренящий момент.

До начала транспортировки разрабатывают проект перегона, в котором в зависимости от района плавания, расстояния, достоверности и долгосрочности метеопрогноза указывают скорость буксировки, мощность и схему расположения буксиров и другие мероприятия, обеспечивающие безопасную транспортировку.

Буксировку ППБУ производят с ограничением по погодным условиям. Обычно волнение ограничивается 5—6 баллами и ветер — 7—8 баллами. В практике расчеты прочности узлов и системы буксировки выполняют в соответствии с требованиями контролирующих органов, классификационных обществ с учетом накопленного опыта. Основа определения расчетных нагрузок — скорость буксировки и нагрузки в наихудшем их сочетании. Если имеются две точки крепления буксиров, то буксировочные узлы рассчитывают каждый в отдельности на прочность, исходя из приложения к каждому полной буксировочной нагрузки на ППБУ.

Буксирное оборудование обычно включает лебедку, буксирный трос, амортизационные узлы, устройства и снаряжения.

Лебедка должна быть надежно закреплена и иметь достаточное тяговое усилие для выбирания троса на барабан лебедки. Буксир должен иметь резервный буксирный трос на своем барабане с целью быстрой замены случайно разорвавшегося троса. Трос должен выдерживать, кроме статического тягового усилия, и динамические нагрузки, вызываемые движением буксира и буксируемой установки. Коэффициент запаса буксируемого троса рекомендуется 2,5. Так как около 30% повреждения троса происходит на кормовой палубе, то рекомендуется хорошо подготовить палубу в местах трения троса, обеспечивая его защиту различными защитными средствами.

По окончании транспортировки ППБУ наводят на точку бурения, по имеющейся схеме развозят якоря и якорные цепи. При наводке установку располагают таким образом, чтобы направление максимальной удерживающей силы системы удержания совпадало с направлением максимальных внешних воздействий окружающей среды. После раскладки всех якорей производят подтягивание якорных цепей, создавая предварительно их натяжение.

Натяжение определяется исходя из условия, при котором смещение ППБУ от первоначального положения при действии максимальных внешних сил было в допустимых пределах. Эти пределы для различных районов разные. По окончании раскладки якорей ППБУ переводят в рабочее положение путем запол-

нения балластом нижних понтонов до величины расчетной осадки для рабочего положения ППБУ.

В мировой практике применяют способ транспортирования плавучих буровых платформ на транспортном судне большой грузоподъемности [9].

§ 15. Особенности эксплуатации ППБУ

При определении типа ППБУ для данного района работ проводят большую работу по изучению окружающей среды и, располагая достоверными данными о скорости ветра, высоте волн, скорости течения, ледовой обстановке и другими признаками, приступают к рассмотрению характеристики ППБУ, ее возможности по обеспечению безопасности ведения буровых работ в данном районе с наибольшей экономической отдачей.

Особенностью эксплуатации ППБУ в рабочем положении, т. е. при бурении скважин, является то, что установка, в отличие от СПБУ, находится на плаву и жестко не связана с морским дном. Связь ППБУ с морским дном осуществляется через водоотделяющую колонну (морской стояк). Ее верхний подвижный конец присоединен к ППБУ, а нижний с помощью телескопического соединения — к верхнему концу нижней секции, нижний конец которой шарнирно прикреплен к подводному устьевому оборудованию (ПУО), установленному на морском дне.

Морской стояк обеспечивает замкнутую циркуляцию бурового раствора и изоляцию ствола бурящейся скважины от морской воды. Находящаяся в морском стояке буровая колонна подвешена через компенсатор вертикального перемещения на талевом блоке или кронблоке. Телескопическое соединение морского стояка и компенсатора вертикального перемещения обеспечивают ограниченное перемещение ППБУ по вертикали по отношению к ПУО, жестко закрепленному на морском дне. Горизонтальное

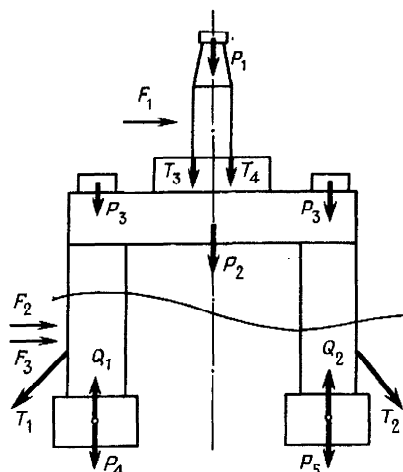


Рис. 13. Схема сил, действующих на ППБУ

перемещение ППБУ по отношению к устью скважины ограничивается допускаемой гибкостью бурильной колонны, обсадной колонны и конструкции шарнира морского стояка. Обычно величина горизонтального перемещения находится в пределах 3—5% глубины моря. Вертикальное перемещение ограничивается величиной хода компенсатора.

На рис. 13 показана схема сил, действующих на ППБУ. Эти силы подразделяют на три группы. К первой группе относятся: F_1, F_2, F_3 — силы внешних воздействий ветра, волн, течений; ко второй — P_2 — постоянные силы тяжести ППБУ; Q_1, Q_2 — силы поддержания ППБУ; P_3 — силы тяжести технологических и судовых запасов, относящихся к медленно изменяющимся нагрузкам. Сюда относятся также силы тяжести P_4, P_5 балласта в нижних понтонах; и, наконец, к третьей группе P_1 — допускаемая максимальная нагрузка на кронблок буровой вышки, создаваемая бурильной или обсадной колонной; T_1, T_2 — функциональные нагрузки от натяжения якорных цепей; T_3, T_4 — функциональные нагрузки от сил натяжения морского стояка.

В процессе спускоподъемных операций нагрузка на кронблок меняется в широких пределах от 0 до максимального значения. Изменяются также нагрузки от натяжения морского стояка, якорных цепей, технологических и судовых запасов, сил тяжести балласта. Воздействие нагрузок от этих сил вызывает вертикальные и горизонтальные перемещения ППБУ. Величины этих перемещений ограничиваются конструкцией узлов и материала бурильной и обсадной колонн, а также конструкцией узлов морского стояка.

Современные ППБУ в режиме бурения могут выдерживать воздействие волн высотой 10—12 м, скорости ветра 18—24 м/с, скорость течения до 1,5 м/с и более. Например, ППБУ нового поколения «Зейн барнес», рассчитанная на работу в водах до 1520 м, может бурить при ветре 38 м/с и высоте волн 20 м [20].

С увеличением скорости ветра и высоты волн выше допускаемых для данного типа установки бурение прекращают и ППБУ переводят в другой эксплуатационный режим — штормовой отстой. Для этого бурильную колонну поднимают из скважины, ослабляют натяжение якорных цепей и тросов натяжения морского стояка с целью уменьшения усилий на них от ветра и волн. При этом горизонтальные перемещения допускаются 7—10% от глубины моря. Подход судов и посадка вертолета запрещаются.

В случае жесткого шторма бурильные свечи из-за пальца убирают и укладывают их в горизонтальное положение на палубные стеллажи. Морской стояк разбирают и секции укладывают на палубу. Якорные цепи ослабляют больше, чем в первом случае. Во избежание ударов волн в конструкцию верхнего корпуса ППБУ увеличивают клиренс установки путем откачки балласта из нижних понтонов и уменьшения осадки. Указанные

операции производят в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов, правил, предписаний и т. п.

Расположение подводного устьевого комплекса на морском дне внесло специфику не только в технологию бурения, но и в технологию крепления скважин. В частности, спуск, цементирование и герметизация обсадных колонн с плавсредств требуют: определения допустимой скорости спуска обсадной колонны с учетом вертикального перемещения ППБУ для предотвращения гидравлического разрыва пласта; надежности ее подвески с помощью специальных подводных колонных устройств, заменяющих традиционную колонную головку, применяемую на суше.

В. БУРОВЫЕ СУДА (БС)

§ 16. Назначение и особенности конструкции

Удаление районов буровых работ от береговых баз, сложность и малая скорость буксировки, а также небольшая автономность снижают эффективность использования полупогружных буровых установок. Поэтому для поискового и разведочного бурения в отдаленных районах применяют буровые суда.

Конструктивная особенность бурового судна — расположение на палубе оснащенной буровой вышки с подвыщечным основанием, а внутри судна и на палубе — комплекса бурового и другого технологического оборудования и систем, обеспечивающих бурение нефтяных и газовых скважин в морских акваториях.

Обычно буровая вышка устанавливается в центральной части судна и скважину бурят через шахту, встроенную в судне. Шахта обычно прямоугольного или квадратного сечения. На некоторых судах буровые вышки после окончания бурения скважины опускаются с помощью специальных устройств и укладываются в горизонтальном положении, снижая этим парусность и понижая центр тяжести судна на переходах и перегонах.

Основным режимом эксплуатации буровых судов является бурение скважины (85—90% от всего времени эксплуатации судна). Поэтому форма корпуса и соотношение главных размеров определяются требованиями остойчивости и обеспечения стоянки с возможно малыми перемещениями. Вместе с тем форма корпуса должна соответствовать скорости передвижения судна 10—14 узлов и более. Характерная особенность для буровых судов — малое отношение ширины к осадке, равное 3—4. Причем наблюдается тенденция уменьшения этого отношения (у судов «Пеликан», «Сайнем II» и др.), что можно объяснить расширением районов работы и требованиями повышения мореходности. Выбор главных размеров судна зависит от требуемой грузоподъемности, которая определяется расчетной глубиной бурения скважин и автономностью судна.

Дедвейт современных буровых судов достигает до 5000—

7000 т и включает: жидкое топливо, жидкий буровой раствор, порошкообразные материалы, химические реагенты для приготовления бурового раствора, цемент, питьевую и техническую пресную воду, обсадные и бурильные трубы и другие материалы и оборудование. Например, дедвейт бурового судна «Валентин Шашин» составляет 6990 т.

В табл. 6 приведены основные параметры буровых судов.

§ 17. Буровое судно «Валентин Шашин»

Дизель-электрическое буровое судно «Валентин Шашин» относится к буровым судам типа «ИНС» и предназначено для бурения поисковых и разведочных нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м на глубинах акваторий морей и шельфа до 300 м.

Корпус судна, оборудование, трубопроводы, кабели, расположенные на верхней палубе судна, изготовлены из материалов, обеспечивающих устойчивость длительному воздействию низких температур (до -40°C). Запасы расходных материалов, продовольствия, пресной воды и другие должны обеспечивать работу судна в течение 100 сут.

Производство буровых работ обеспечивается судном при перемещениях судна и метеорологических условиях, указанных в табл. 7.

Максимально допустимое отклонение судна от центра скважины при бурении скважины 0—5% от глубины воды, а при находящейся в скважине бурильной колонне (без ведения бурения) — 5—16% от глубины воды. Минимальная температура воздуха, при которой судно может эксплуатироваться для ограниченного района эксплуатации, составляет -25°C . Максимальная температура воды $+32^{\circ}\text{C}$ и минимальная -3°C .

Безопасность судна улучшена за счет двойных бортов средней части корпуса. Спасательные средства рассчитаны на 100 чел. Фекально-сточные воды обрабатываются в двух биологических очистных установках. Твердые осадки обработки складировются в контейнерах и периодически удаляются на берег. Нефть, извлеченная из бурового раствора, сжигается в специальной форсунке на факеле. Буровое судно состоит из трех отделений (рис. 14).

1. *Носовое отделение* разделено тремя твиндеками. В твиндеке № 3 (4100 мм от килевой линии) имеется помещение подруливающих устройств 29 и вспомогательных двигателей. В твиндеке № 2 (7155 мм над килевой линией) 28 размещены: рефрижераторные помещения для сухой провизии, установка для очистки сточных вод, две емкости для питьевой и две для бытовой воды. В твиндеке № 1 (10055 мм над килевой линией) 23 размещены кладовые для сухой провизии, вещевые кладовые, туалеты, баня, каюты для экипажа. В носовом отделении под главной палубой расположен форпик с цепными ящиками. В носовой части, в

ТАБЛИЦА 6
ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ НЕКОТОРЫХ БУРОВЫХ СУДОВ

| Судно | Глубина, м | | Главные размерения, м | | | | Полное водоизмещение, т | Скорость, узл | Мощность, кВт | Запасы, м ³ | | | | | | Экипаж, чел. |
|---------------------|------------|---------|-----------------------|--------|--------------|--------|-------------------------|---------------|---------------|--------------------------|-----------------|---------|---------|------------------|----------|--------------|
| | моря | бурения | длина | ширина | высота борта | осадка | | | | порошкообразный материал | буровой раствор | цемент | топливо | вода | | |
| | | | | | | | | | | | | | | техническая | питьевая | |
| «Гломар II-V» | 180 | 6000 | 81,7 | 17,7 | — | 4,6 | 5800 | — | 956 | 140 | 82 | 775 | 330 | 1640 | 200 | 60 |
| «Гломар Челленджер» | 6000 | 7600 | 116 | 19,8 | 82 | 6,1 | 10500 | 12,5 | 7353 | 175 | 500 | 175 | 1800 | 2500 | 85 | 68 |
| «Навигатор» | 180 | 6000 | 102 | 19,8 | 88 | 5,2 | 7000 | — | 6250 | 113 | 245 | 113 | 164 | 2450 | — | 80 |
| «Циклон» | 180 | 7600 | 116 | 21,4 | 88 | 6,4 | — | — | — | 150 | 330 | 140 | 900 | 2850 | 330 | 70 |
| «Седко-445» | 600 | 7600 | 135 | 21,4 | — | 7,0 | 14000 | 14 | 10294 | — | 450 | — | 2000 | 1900 | — | 86 |
| «Дискаверер I» | 360 | 6000 | 97,5 | 21,4 | 76 | — | — | — | — | 125 | 265 | 42 | 515 | 1220 | 82 | 72 |
| «Дискаверер III» | 300 | 7600 | 114 | 21,4 | 79 | 6,1 | 11330 | 12 | — | 200 | — | — | 845 | 1140 | 157 | 71 |
| «Сайлем II» | 300 | 7600 | 137 | 22,0 | 122 | 6,9 | 13000 | 13 | 9706 | 283 | 590 | 140 | 1800 | 2050 | 250 | 88 |
| «Пеликан» | 300 | 6000 | 137 | 21,4 | 125 | 7,0 | 16450 | 14 | 11764 | 510 | 250 | — | 3500 | 250 | 190 | 79 |
| «Валентин Шашин» | 300 | 6500 | 1494 | 24,0 | 125 | 7,3 | — | 13 | 12840 * | — | — | 1116 ** | 2200 | 410 555 92 | 100 | — |

* По мощности главных дизелей
** Барит, бентонит, цемент

ТАБЛИЦА 7

| Операции | Вертикальная качка (максимальная), м | Бортовая качка, градус | Метеорологические условия | |
|--|--------------------------------------|------------------------|---------------------------|-----------|
| | | | высота волны, м | период, с |
| Бурение, спуск и подъем труб | 2,5—3,0 | 2—3 | 5 | 8,5 |
| Спуск обсадной колонны | 1,5 | 2—3 | 4 | 7,4 |
| Спуск противовыбросового оборудования, водоотделяющей колонны, водолазные работы | 1,0 | 1—2 | 2,6 | 7,5 |
| Каротажные работы, цементирование | 1,5 | 2—3 | 4 | 7,4 |
| Отсоединение и уход с точки бурения | > 4,5 | > 8,0 | 9 | 8,5 |

районе главной палубы 18, расположены: камбуз, прачечная, туалеты, помещения для хранения белья, столовые, каюты, палуба полубака 13 с якорной лебедкой и люком над помещением подруливающих устройств. В палубной надстройке размещены: служебные помещения, лазарет, каюты и туалеты, шлюпочная палуба 11 с двумя спасательными шлюпками 4, каютами с туалетами. В носовом отделении имеются также палуба ходового мостика 14 с рулевой и штурманской рубкой 5, радиорубкой, помещением для системы автоматического позиционирования и помещением для кондиционирования воздуха, верхняя палуба 12 с мачтой. Под твиндеком № 2 (6000 мм над килевой линией) 27 размещен трюм для хранения бурильных труб и установлены восемь емкостей для топлива, два креновых и два дифференциальных танка и один балластный.

На высоте 3600 мм над килевой линией расположены кладовая с люком в твиндеке. У правого и левого бортов имеются цистерны для хранения сточных вод по 20 м³ каждая. На твиндеке размещены два трюма для складирования обсадных труб. Погрузочно-разгрузочные операции с трубами производят краном через длинные люки на главной палубе. На этой же палубе установлены стеллажи для обсадных труб и секций водоотделяющей колонны. У правого борта находится кран 3 грузоподъемностью 40 т для погрузочно-разгрузочных операций.

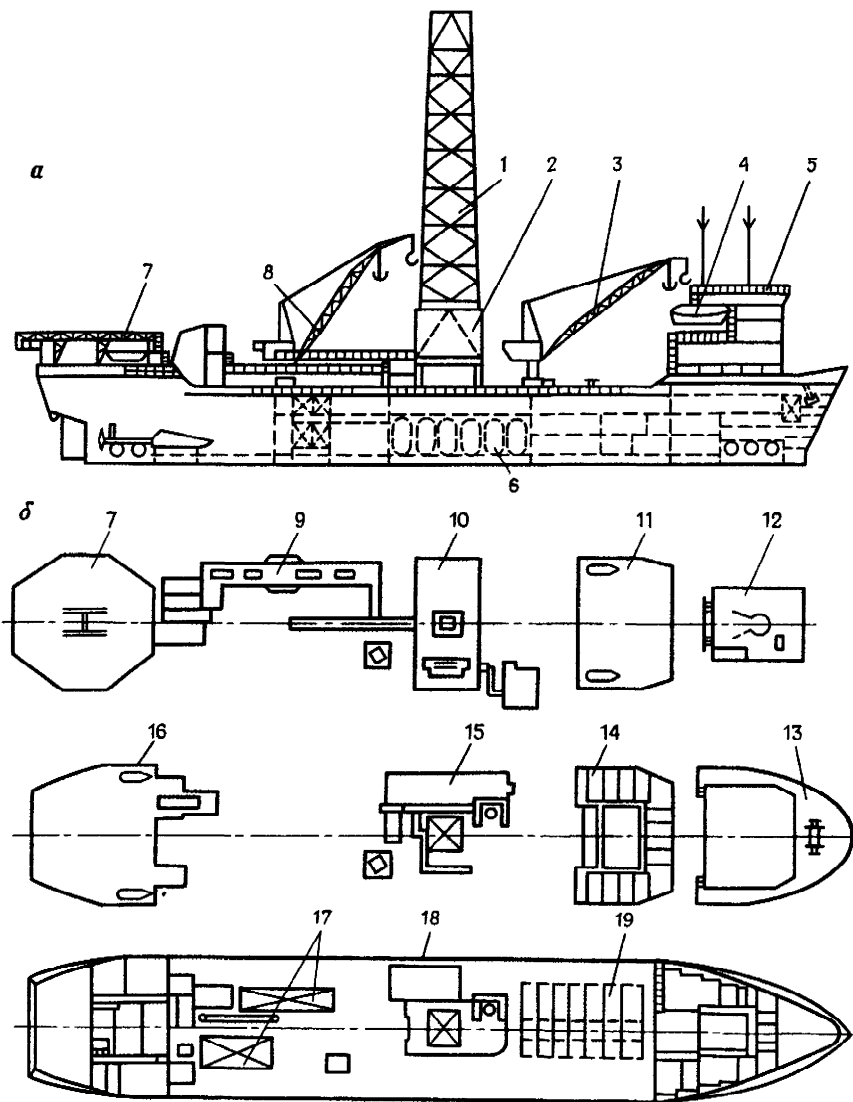
2. *Средняя часть судна.* В этой части расположены: палуба обработки бурового раствора 15, буровая шахта 26 для пропуска бурового инструмента, подводного противовыбросового оборудования и других механизмов для производства буровых работ и колодец для водолазного колокола. Слева и справа от буровой шахты на палубе танков установлены бункеры 6 для цемента, барита и бентонита.

Спереди буровой шахты, со стороны носовой части, смонтированы узлы гидравлической системы натяжного устройства. В этой части имеется также танк для пресной буровой балластной воды. На твиндеке № 2 (6800 мм над килевой линией) 25 за водолазным колодцем расположены лаборатория бурового раствора, кладовые для рекуператоров и компрессорная.

Твиндек № 1 (9300 мм над килевой линией) является помещением для хранения превенторного оборудования с поворотными платформами под буровой шахтой. По левому и правому бортам находятся: мастерская превенторного оборудования, склады, компрессорное отделение, склад баллонов сжатого воздуха, декомпрессорные камеры, лаборатория, аппаратная подводного телевидения для водолазного оборудования.

По левому борту размещены три цистерны циркуляционной системы бурового раствора, на которых установлены вибросита, дегазаторы, пескоотделители и другое оборудование для приготовления бурового раствора и его очистки.

На верхней палубе расположены вентиляторы и кабина бурового мастера. На буровой площадке 10 размещена оснащен-



ная буровая вышка 1, портал 2, ротор, лебедка и другое оборудование. На палубе бортовых цистерн 22 установлены цистерны бурового раствора, одна цистерна для химикатов, насосы для бурового раствора, цемента и т. д. (9300 мм над килевой линией).

Склад для мешков сыпучих материалов размещен на твиндеке № 2 (6800 мм над килевой линией) 24.

На главной палубе 18 установлены стеллажи для хранения труб 19, секции водоотделяющей колонны 17 и платформа с

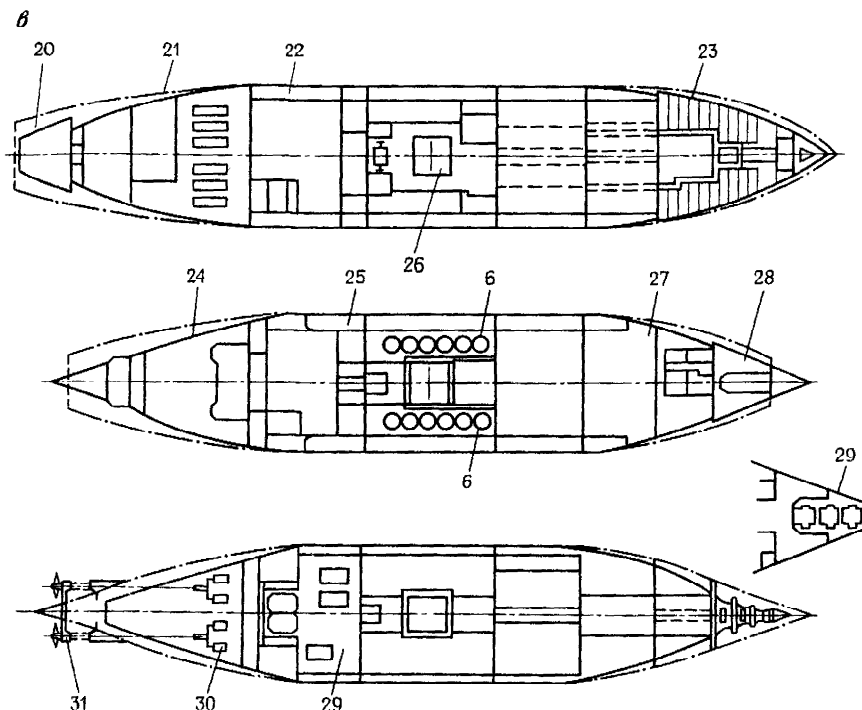


Рис. 14. Буровое судно «Валентин Шашин».

a — вид сбоку, *б* — планы главной палубы, буровой площадки, палубы бурового раствора, верхней палубы, палубы шлюпок, вертолетной площадки, полюта, капитанского мостика, палубы обработки бурового раствора, палубы мостика, палубы полубака и др., *в* — планы ахтерника, палубы бортовых цистерн, твиндеков и др.

тележкой для подачи этих секций к центру скважины. У левого борта размещена платформа с оборудованием для опробования скважины и кран 8.

3. *Кормовая часть судна.* В этой части судна расположены полуют 16, отделение движителей 31 с приводами 30 и помещение буровых и вспомогательных насосов 29. Под твиндеком № 3 (4100 мм над килевой линией) 24 находится помещение для распределительных щитов, трансформаторов и др. Главное машинное отделение, пост управления, отделение вспомогательных механизмов и емкости для жидкого топлива и масла размещены на твиндеке № 2 (7600 мм над килевой линией) 21. На верхней палубе (9300 мм выше килевой линии) в ахтернике 20 размещены рулевая машина и кладовая. В этой части также расположены: на главной палубе вентиляционное отделение, мастерские, помещение аварийного генератора, котельное отделение, установка для сжигания отходов, одна рабочая шлюпка и кладовые, палуба юта со швартовым оборудованием и двумя спасательными шлюпками. В надстройке размещены вентиляционная, помещение для ацетилена, углекислоты, кислорода,

фонарная кладовая. Над надстройкой с удлиненной платформой расположены: каротажная установка, вертолетная площадка 7 с предохранительной сеткой, две стрелы для сжигания продуктов опробования скважины и разные площадки 9.

Буровое судно построено в соответствии с правилами и под надзором Регистра СССР на класс КМ~~В~~УЛР А2 «Буровое судно».

Взлетно-посадочная площадка (ВПП) 7 служит для посадки и взлета вертолетов. ВПП ограждена брусом (комингсом). На ВПП предусмотрены устройства для швартовки и закрепления вертолета.

§ 18. Технологическое оборудование

Технология бурения морских нефтяных и газовых скважин в основном не отличается от бурения скважин на суше. Однако бурение скважин с буровых установок, находящихся на плаву (БС, ППБУ) во время проводки скважин, имеет некоторые особенности.

Буровое судно во время бурения перемещается относительно подводного противовыбросового устьевого оборудования, размещенного над устьем бурящейся скважины и закрепленного на морском дне. Для компенсации вертикальных перемещений бурильной колонны между талевым блоком и крюком монтируется специальное устройство — компенсатор вертикальных перемещений. Горизонтальные перемещения судна компенсируются специальным устройством — водоотделяющей колонной (стояком), устанавливаемым между подводным противовыбросовым оборудованием и палубой установки.

Буровая вышка испытывает дополнительные динамические нагрузки, возникающие во время качки, как при бурении, так и при переходе с оконченной бурением скважины на новую точку.

Циркуляционная система промывки скважины, очистки и приготовления бурового раствора выполняется закрытой и замкнутой, так как применение открытой желобной системы из-за качки судна затруднено.

Монтажная схема размещения технологического оборудования также отличается от схем на суше. Технологическое оборудование расположено на буровом судне с таким расчетом, чтобы при обеспечении технологических требований проводки скважины не нарушить общесудовых требований к проектированию буровых судов (мореходные качества, прочность, безопасность плавания и работы в морских открытых акваториях, а также другие требования соответствующих компетентных органов надзора за производством работ в морях). Остальные узлы бурового оборудования аналогичны узлам, применяемым на

ТАБЛИЦА 8
СОЧЕТАНИЕ НАГРУЗОК

| Показатели | Максимальные условия бурения | Предельные условия | | Предельные условия плавания (выживания) |
|---|--|--------------------|-----------|---|
| | | I случай | II случай | |
| | Совместная нагрузка от груза на крюке, ветра, вертикальной, бортовой и килевой качек, крена и рабочих нагрузок | | | Совместное воздействие нагрузок на крюке, ветра, килевой и бортовой качек |
| Ветер, м/с | 51,8 | 34 | 51,8 | 51,8 |
| Постоянный крен, градус | 3 | 2 | 3 | |
| Бортовая качка (полуамплитуда), градус | 10/10 | 5/10 | 10/10 | 30/10 |
| Килевая качка (полуамплитуда), градус | 4/10 | 2/12 | 14/10 | 3/10 |
| Вертикальная качка, м | 3,6/8 | 3,6/8 | 6,6/8 | — |
| Нагрузка (груз) на крюке, кН | 33,8 | 22,5 | Нет | — |
| Нагрузка от собственного веса подсвечника, кН | — | 18 | 18 | 9 |

Примечание. 1 Для всех видов качки в знаменателе указаны периоды в с 2 Центр бортовой качки (ниже основания буровой вышки) равен 13,2 м

суше. Рассмотрим технологическое оборудование, используемое на судне «Валентин Шашин».

Буровая вышка башенного типа. Вышка в соответствии с принятой методикой расчетов в мировой практике рассчитана на четыре случая сочетания нагрузок, приведенных в табл. 8. Вышка оснащена механизмами спускоподъемных операций типа «V» фирмы «Байрон Джексон», компенсатором для компенсации вертикальных колебаний NL Шаффер XS, талевым блоком, крюком, вертлюгом с допускаемыми нагрузками соответственно 4900, 4080, 4080 кН, гибкими буровыми шлангами на рабочее давление 34,0 МПа.

Сварная конструкция подвышечного основания служит рабочей площадкой и базой для установки буровой вышки, шести натяжных устройств водоотделяющей колонны и направляющих шкивов натяжных устройств. В центральной части пола основания имеется проем 4100-4100 мм для пропуска блока ПУО. Двери в носовой части приводятся в движение пневмодвигателями мощностью 3,3 кВт. В кормовой части размещена площадка с тележкой для затаскивания секций водоотделяющей колонны в буровую. Под полом основания расположены три рабочие откидные площадки. В центре пола основания установлен ротор с проходным отверстием стола 1257 мм.

Буровая лебедка имеет гидротормоз диаметром 163 мм и тормоз «Ельмаго» модели 7838.

Кабина бурового мастера включает:

пульт управления буровой лебедкой;

пульт управления устройством натяжения водоотделяющей колонны;

пульт управления подводными превенторами;
дисплей автоматической системы удержания судна в заданной точке;

мнемосхему управления потоком бурового раствора и др.;
переговорное устройство и другое оборудование (указатели нагрузки на крюке, частоты вращения и вращающего момента ротора, расхода бурового раствора на входе и выходе из скважины, давления бурового раствора, содержания газа в буровом растворе, объема раствора в рабочих емкостях, плотности и температуры бурового раствора на входе и выходе из скважины, числа ходов бурового насоса, разности расхода бурового раствора на входе и выходе).

На полу буровой размещены три и две пневматические лебедки с допускаемыми нагрузками соответственно по 18 и 32 кН.

Система натяжения стояка состоит из трех пар натяжных устройств, и с помощью ее регулируют натяжение каждого поддерживающего каната, прикрепленного к верхней части водоотделяющей колонны. Канат проходит через два двойных шкива на каждом конце натяжной системы и прикреплен к фиксатору на натяжном устройстве. Два натяжных устройства соединены со стальными тросами по противоположным сторонам стояка и, работая в паре, обеспечивают одинаковое натяжение каждой линии.

| | |
|---|-------|
| Максимальное натяжение каната, кН . . . | 360 |
| Максимальный ход, м: | |
| каната | 15,25 |
| поршня | 3,81 |
| Минимальная рабочая температура, °С . . | 25 |

Натяжное устройство поддерживает требуемое натяжение канатов путем подтягивания или разматывания каната в зависимости от перемещения судна, вызванного волнением. Натяжной канат пропущен через шкивы подвижного и неподвижного концов натяжного устройства и представляет собой полиспадную систему.

Рядом с натяжным устройством установлены гидравлические сосуды высокого давления, которые соединены с цилиндром, заполненным маслом для создания буферного эффекта. Объем аккумулятора давления определяет изменение натяжения в зависимости от движения плунжера. Натяжение в канате обеспечивается за счет постоянства давления воздуха в аккумуляторе, которое поддерживается компрессорной установкой. Для аварийного случая имеются три воздушных баллона (1700 л и давлением 21 МПа каждый), с помощью которых обеспечивается быстрая подача воздуха в натяжное устройство. Каждое из шести натяжных устройств состоит из цилиндра, поршня диаметром 400 мм, ходом 3810 мм; двух воздушных масляных аккумуляторов вместимостью 125,4 л; двух блоков верхних и нижних шкивов; двух или трех направляющих шкивов

(под полом вышки) и двух для каждой пары воздушных сосудов вместимостью 1500 л. Максимальное рабочее давление в системе 12,5 МПа.

Для питания сжатым воздухом имеются две компрессорные установки подачи $0,00833 \text{ м}^3/\text{с}$ и давлением нагнетания 30 МПа. Производительность воздухоосушителя $0,01 \text{ м}^3/\text{с}$. Система обвязки этих компрессоров соединена с системой обвязки компрессорных установок компенсатора вертикальных перемещений, что обеспечивает в случае необходимости использование компрессорных установок, исходя из конкретной обстановки. Число натяжных устройств, устанавливаемых на буровом судне или ППБУ, определяется в зависимости от глубины моря. Например, при глубине моря до 914 м рекомендуется применять восемь натяжных устройств, для глубин моря 914—1829 м — 12—14.

§ 19. Система приготовления и очистки бурового раствора

Современная технология бурения скважин предъявляет особые требования к приготовлению буровых растворов и их качеству:

оборудование по очистке должно обеспечивать качественную очистку раствора от твердой фазы, смешивать и охлаждать его, а также обеспечивать удаление газа из раствора;

оборудование по приготовлению, порошкообразные материалы, химические реагенты должны обеспечивать качество буровых растворов, механизацию их приготовления, а также систематический контроль параметров раствора.

Комплект оборудования по очистке бурового раствора включает: два вибрационных сита, три рабочие цистерны вместимостью 62, 62 и 66 м^3 для бурового раствора. На второй и третьей цистернах установлены по два перемешивателя, дегазатор производительностью 63 л/с, пескоотделители из шести циклонов, илоотделитель из 16 циклонов со сменными полиуретановыми вставками.

В отделении, где установлены буровые насосы, размещены две цистерны для хранения бурового раствора вместимостью по 82 м^3 две цистерны вместимостью по 55 м^3 , емкость вместимостью 20 м^3 для приготовления бурового раствора и емкость вместимостью 20 м^3 для приготовления химических реагентов. На четырех емкостях для хранения бурового раствора установлены: восемь перемешивателей, два перемешивателя на емкости для приготовления бурового и два — на емкости приготовления химических реагентов. В складе, где хранятся мешки с сыпучими материалами, установлены два смесительных бункера для барита и бентонита. Два смесительных бункера с химическими реагентами размещены в складе мешков над емкостью для приготовления химических реагентов. Один бункер с баритом,

один бункер с химическими реагентами и два бункера с буровым раствором установлены на цистернах.

Все электрооборудование, смонтированное в установке, выполнено во взрывоопасном исполнении.

Порошкообразные материалы (глинопорошок, цемент и химические реагенты) хранятся в 12 бункерах объемом примерно по 45—46 м³, расположенных по правому и левому борту в складах хранения сыпучих материалов. В системе предусмотрены также два двухкубовых уравнильных бака для бентонита и цемента в контейнерном отделении, один бак для барита — на рабочей цистерне с буровым раствором и один бак в отделении буровых насосов. Все четыре бака снабжены измерителями массы.

Все трубопроводы для транспортировки сухого цемента, барита и бентонита выполнены в соответствии с требованиями к судовым трубопроводам (из бесшовных труб в соответствии с требованиями ASAB 36710, раздел 40, качество соответствует AP15L класса В).

Для осушки бентонита, барита и цемента на судне установлены воздухоосушители (один воздушный баллон вместимостью 2500 л для транспортировки порошкообразных материалов под давлением 0,5 МПа расположен в отделении буровых насосов).

В складе хранения мешков установлен мостовой кран.

§ 20. Вспомогательное оборудование

На буровом судне установлена каротажная станция модели 23 фирмы «Дрессер» для производства каротажных работ, оснащенная лебедкой с кабелем длиной 7000 м и диаметром 11 мм, каверномером, наклономером, скважинным манометром, перфоратором, скважинным прихватоопределителем и другой аппаратурой для выполнения полного комплекса каротажных работ.

На судне также размещено оборудование для опробования скважин фирмы «ОТИС», включающее наземный и скважинный комплекты, обеспечивающие производство полного комплекса работ по освоению скважины после бурения.

§ 21. Компенсатор вертикальных перемещений

Компенсатор вертикальных перемещений предназначен для устранения влияния вертикальных перемещений судна на бурильную колонну и другие устройства, подвешенные на талевом блоке. Кроме этого, компенсатор поддерживает постоянную нагрузку на долото и обеспечивает постоянное положение бурильной колонны относительно забоя скважины. Компенсатор также способствует надежности операций по защите от выбросов, так как при закрытии плашек превентора бурильная колонна непод-

вижна, благодаря чему не происходит повреждения резиновых уплотнений плашек.

Существуют различные конструкции компенсаторов с расположением их на кронблоке или между талевым блоком и крюком. К преимуществам компенсаторов, размещенных на кронблоке, можно отнести отсутствие гибких шлангов высокого давления и возможность использования стандартных вышек. Однако существенный недостаток их — увеличение массы и повышение центра тяжести буровой вышки, увеличение износа канатов, наличие рычажного механизма, большая масса подвижных частей, трудность обслуживания узлов. Вследствие этих причин компенсаторы с верхним расположением менее распространены. Компенсаторы,

подвешенные на талевом блоке, широко применяются из-за их меньшей массы, возможности быстрой установки на стандартном талевом блоке. Во избежание увеличения высоты вышки компенсаторы выполняются с двумя силовыми цилиндрами, размещенными по боковым сторонам талевого блока.

Большинство компенсаторов применяется пассивного типа из-за простоты их эксплуатации. В этих конструкциях используется естественный процесс расширения и сжатия газа в баллонах аккумулятора и изменение параметров газа происходит от воздействия нагрузки на крюке, без внесения другой дополнительной энергии.

В активных системах компенсации на параметры газа или жидкости воздействуют дополнительно, например с помощью принудительного перемещения поршня аккумулятора от гидравлической следящей системы. Такая система применена в компенсаторах, установленных на научно-исследовательском судне «Гломар Челенджер». Использование активных систем компенсации увеличивает точность поддержания нагрузки на долото в пределах ± 7 кН, что является важным в научно-исследовательских работах (при отборе керна и т. п.).

На судне «Валентин Шашин» установлен компенсатор вертикальных перемещений фирмы «NL Ракер Шаффер» (рис. 15).

Компенсатор состоит из верхней траверсы 14, шарнирно соединенной с талевым блоком 13, и нижней траверсы 15, на ко-

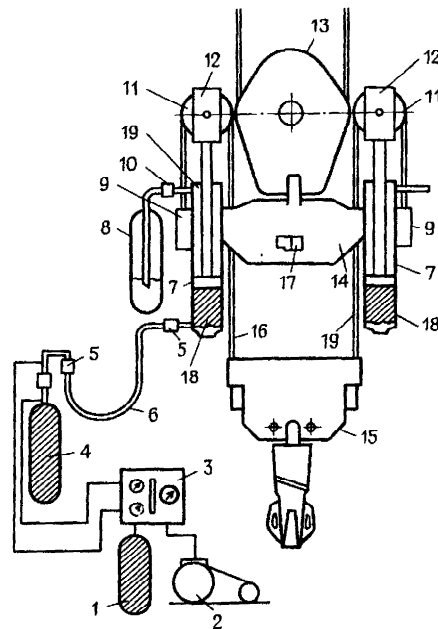


Рис. 15. Компенсатор вертикальных перемещений

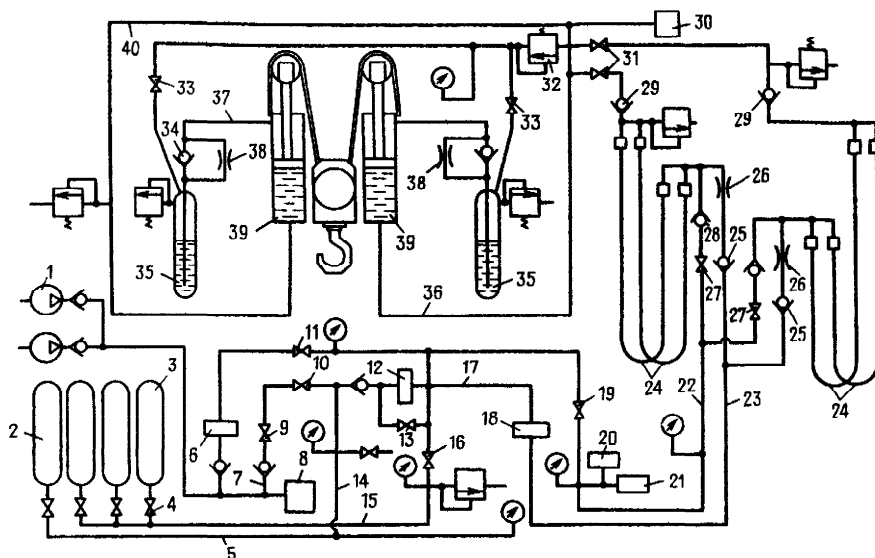


Рис. 16. Схема пневматической системы компенсатора

торой подвешен крюк. К траверсе 14 присоединены два гидропневматических цилиндра 7 и концы шести цепей 9. Цепи перекинута через звездочки 11, закрепленные на концах штоков 12 гидропневматических цилиндров 7. Нижние концы цепей 16 соединены с нижней траверсой 15. Такая конструкция компенсатора обеспечивает увеличение хода компенсатора в 2 раза, определяемого расстоянием между траверсами 14 и 15, по сравнению с ходом поршней в гидропневматических цилиндрах.

Штоковая полость 18 цилиндров 7 заполнена рабочей жидкостью, а в полостях 19 — сжатым воздухом, который поступает от компрессора 2 или баллонов 1 и 4 включением с пульты 3.

На траверсе 14 установлены также два (по одному для каждого из цилиндров 7) масловоздушных резервуара 8 с разделительными поршнями. Пространства с жидкостью этих резервуаров через клапаны 10 сообщены со штоковыми полостями 19 цилиндров 7.

С пульты управления контролируются давление сжатого воздуха, нагрузки на рабочие цилиндры, давление в резервуарах рабочей жидкостью. Рукава высокого давления 6 на обоих концах имеют автоматический отсечной клапан 5, который срабатывает при обрыве рукавов. Регистрирующая и показывающая аппаратура дает сведения о расстоянии между траверсами, давлении воздуха и компенсируемой нагрузке.

Компенсатор имеет фиксатор 17, при помощи которого траверсы 14 и 15 могут быть соединены и талевая система может работать как в обычных буровых установках на суше.

На рис. 16 приведена схема пневматической системы ком-

пенсатора. Питание сжатым воздухом осуществляется от двух компрессоров 1 через дистанционно управляемый регулятор давления 6. При избыточном давлении компрессоры отключаются автоматическим регулятором давления 8. Далее, воздух поступает через главный отсечной клапан 11 с ручным управлением и через зарядный клапан 16 с ручным управлением, клапаны 4 и линию управления 15 в баллон 3. Резервная линия 7 служит для подачи воздуха через клапан 9 с ручным управлением, клапан 10, линии 14 и 5 в резервуарный баллон 2 для аварийных нужд. Воздух из этого баллона в систему подается с помощью клапана 12 и дистанционно управляемого клапана 13. Во время работы компенсатора воздух перемещается через клапан 19. Рядом подключены автоматические редуцирующие клапаны 20 и 21 с ручным управлением.

По трубопроводу 22 через клапаны 27 и 28, гибкие рукава 24 и автоматические отсечные клапаны 31, трубопроводы 36 и 40 воздух поступает в цилиндры 39 компенсатора.

Трубопроводы 26 и 40 соединены с продувочным клапаном 30. Для обеспечения синхронизации движения поршней цилиндров 39 ввиду упругости воздуха система снабжена аккумуляторами низкого давления 25. Масло из штоковых полостей цилиндров по линиям 37 через дроссели 38 перемещается в масляную полость аккумуляторов 35. Обратное перемещение масла из аккумуляторов при ходе поршней вниз происходит через обратные клапаны 34.

Постоянное давление воздуха в аккумуляторах 35 поддерживается с помощью регулятора давления 32. Воздух подается через клапаны 33 с ручным управлением.

Для зарядки системы воздух подается через клапан 16, трубопровод 17, клапан 18, клапан 25, соединенные трубопроводом 23. Дроссели 26 обеспечивают медленную зарядку. При достижении рабочего давления требуемой величины обратные клапаны 28 и 29 устанавливаются в открытое положение, и система готова к работе.

§ 22. Особенности строительства скважин с БС

Бурение скважин с БС за рубежом проводилось на глубинах вод до 6145 м. Это достигнуто благодаря созданию надежного технологического оборудования и систем, в частности систем ориентации для повторного попадания в ствол бурящейся скважины, систем динамической стабилизации, узлов подводного устьевого оборудования, систем контроля и управления и др. Например, при бурении скважины в одном из районов на глубине воды 4200 м повторный вход в ствол производили 9 раз. Время попадания составляло от 5 мин до 10,5 ч, а среднее — 2 ч.

При выборе типа БС в данном районе проводят детальное изучение окружающей среды и по достоверным данным определяют необходимые параметры и технические данные БС, кото-

рые бы в полной мере удовлетворяли требованиям технологии строительства скважины в этом районе. Учитывая, что БС применяют в глубоководных акваториях, особое внимание обращают на надежность системы динамической стабилизации, мощность движителей и т. п. Очень важное значение имеет подбор комплекта подводного устьевого оборудования.

В глубоководных акваториях с сильным течением изучают зависимость скорости течения от глубины моря, строят графики этого изменения от глубины, в том числе для скорости, составляющей более 80% времени, и для максимальной скорости, при которой судно вынуждено идти на отстой. По этим графикам определяют максимальную скорость течения, при которой еще можно продолжать бурить с судна. Кроме того, анализируют работу морского стояка при различных скоростях течения и отклонения судна от вертикали (устья скважины) и на основании анализа определяют оптимальное число обтекателей, устанавливаемых на стояке, и время, необходимое для его спуска, а также максимальную нагрузку на подводное устьевое оборудование и оценивают допустимое отклонение судна от устья скважины в период отстоя. Превышение отклонения выше допустимого может привести к незапланированному отсоединению морского стояка. Наряду с этим анализируют поведение судна с отсоединенным от устья скважины стояком, определяют перемещение стояка и судна относительно ПУО и напряжения в различных частях стояка.

В мировой практике установлено, что при глубинах до 760 м осложнений с подвешенным к судну и отсоединенным от скважины стояком не бывает. Однако при больших глубинах моря в стояке могут возникать значительные напряжения вследствие его вертикального колебания. Выясняют и определяют условия бурения, учитывая, что ствол должен быть вертикальным, т. е. судно с учетом скорости течения должно занимать такое положение, чтобы бурильная колонна была отвесной.

Пример технической и технологической подготовки судна к бурению конкретной скважины приведен в работе [24].

Специфика технологии строительства скважин в глубоководных акваториях потребовала создания специальных технических средств, включающих:

- комплекс подводного устьевого оборудования, систем дистанционного управления и контроля;

- комплекс специальных узлов подвески обсадных колонн в соответствии с разработанными конструкциями скважин и специального спускоподъемного инструмента, с помощью которого производятся спуск и крепление этих узлов в обсадных колоннах.

Г. КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О НАГРУЗКАХ НА ПБС

§ 23. Расчетные режимы (состояния) эксплуатации ПБС

В соответствии с Правилами Регистра СССР при проектировании ПБС исходят из того, чтобы прочность создаваемого бурового плавсредства в течение всего срока службы удовлетворяла принятым критериям в следующих расчетных режимах: в режиме экстремального внешнего воздействия, в рабочем состоянии ПБС, в состоянии перехода (перегона). Эти режимы в основном учитывают все возможные условия появления опасных состояний конструкции, исключая режим снятия с точки и установки на точку бурения скважины [6].

Экстремальное состояние (состояние штормового отстоя)

В расчетах прочности экстремального состояния конструкции ПБС учитывают: общие и местные экстремальные переменные и постоянные нагрузки от воздействия окружающей среды; общие и местные функциональные нагрузки, соответствующие экстремальному состоянию ПБС по условиям безопасности.

Экстремальным состоянием, соответствующим состоянию штормового отстоя в соответствии с Правилами Регистра СССР, называют состояние, при котором ПБС может быть подвержено самым суровым внешним воздействиям за период эксплуатации. В этом случае бурение и подобные операции прерываются. ПБС может находиться на плаву или опираться на дно. Отдельные элементы конструкции ПБС могут быть в экстремальном состоянии под действием местных нагрузок, чрезвычайно редких, но возможных при эксплуатации ПБС.

Экстремальными переменными нагрузками считают наиболее вероятные из максимальных внешних нагрузок, воздействующих на ПБС за весь период эксплуатации. За расчетные принимают такие значения переменных нагрузок, вероятность превышения которых в долговременном распределении принимается 10^{-8} .

Рабочее состояние

Рабочие нагрузки, учитываемые в расчетах прочности ПБС, включают общие и местные переменные и постоянные нагрузки, вызываемые воздействием окружающей среды, и соответствуют такой интенсивности, при которой возможно функционирование ПБС, а также включают общие и местные функциональные нагрузки.

В качестве расчетных переменных нагрузок от воздействия окружающей среды принимаются такие, обеспеченность которых в долговременном распределении равна 10^{-6} . В расчетах учитывают возможные на практике наихудшие сочетания функцио-

нальных нагрузок, при которых возможны наибольшие напряжения в конструкции.

Рабочим состоянием называют состояние ПБС при выполнении производственных задач, т. е. при бурении скважины.

Состояние перехода (перегона)

Переходом называют следование ПБС на точку бурения или на место назначения в установленном районе эксплуатации, перегоном — переход ПБС вне установленного района эксплуатации.

Нагрузки, учитываемые в состоянии перехода (перегона) ПБС, включают общие и местные постоянные и переменные от воздействия окружающей среды.

В качестве расчетных значений переменных нагрузок принимают нагрузки с обеспеченностью 10^{-2} в кратковременном распределении при допустимых параметрах внешних условий.

§ 24. Нагрузки, действующие на ПБС

Внешние условия

В отличие от традиционных транспортных средств (плавающих), ПБС предназначены для эксплуатации в определенных районах морских акваторий континентального шельфа, которые различаются по условиям внешней среды. Поэтому при проектировании ПБС необходимо иметь достоверные данные о внешних условиях соответствующего района.

Характеристика внешних условий включает сведения о параметрах окружающей среды, оказывающих влияние на надежность ПБС: ветра, волнения, течения, льда, грунта, данных о температуре окружающего воздуха. Основной информацией по ветру являются скорости ветра W_0 с 10-минутным осреднением по высоте установки анемометра ($z=10$ м) и их повторяемость в рассматриваемом районе за длительный период (не менее чем за 20 лет).

Экстремальные значения средних скоростей ветра определяют по данным наблюдений как наиболее вероятные за 50 лет. Скорости порывов определяют с помощью коэффициента порывистости γ , равного отношению максимальной осредненной скорости ветра за 3 с к средней скорости ветра за 10-минутный интервал. Закон изменения средней скорости ветра по высоте можно записать в виде

$$\bar{w}_z = \bar{w}_{10} \left(\frac{z}{10}\right)^{0,09}, \quad (8)$$

где w_{10} — скорость ветра, узлы; z — высота над уровнем моря, м ($10 \leq z < 100$).

Для грубой оценки высоты волн с 3%-ной обеспеченностью при заданной скорости ветра определяют (в м) по формуле

$$h_{3\%} = (0,03\bar{w}_{10}^{1,5} + 2). \quad (9)$$

ТАБЛИЦА 9
ПАРАМЕТРЫ ВЕТРА И ВОЛНЕНИЯ

| Сила ветра, баллы | Скорость ветра, м/с | Высота волны, м | Средний период волнения T_c , с | Эквивалентная длина волны, м |
|-------------------|---------------------|-----------------|-----------------------------------|------------------------------|
| 1 | 0,5—2,0 | 2,1 | 4,5 | 32 |
| 2 | 2,0—3,5 | 2,5 | 4,9 | 37 |
| 3 | 3,5—5,5 | 3,0 | 5,3 | 45 |
| 4 | 5,5—8,5 | 3,6 | 5,9 | 54 |
| 5 | 8,5—11,5 | 4,4 | 6,5 | 65 |
| 6 | 11,5—14,5 | 5,3 | 7,1 | 79 |
| 7 | 14,5—17,5 | 6,3 | 7,8 | 94 |
| 8 | 17,5—21,5 | 7,4 | 8,4 | 110 |
| 9 | 21,5—24,5 | 8,6 | 9,1 | 129 |
| 10 | 24,5—28,5 | 10,0 | 9,8 | 149 |
| 11 | 28,5—33,0 | 11,5 | 10,5 | 171 |
| 12 | 33,0—36,0 | 13,0 | 11,1 | 194 |

Воздействие ветра на поверхность моря — основной возмущающий процесс, порождающий морское волнение. В табл. 9 приведена осредненная взаимосвязь между параметрами ветра и волнения [6].

Основной информацией по волнению в данном районе эксплуатации ПБС являются сведения о повторяемости стационарных режимов, характеризуемых высотой волн 3%-ной обеспеченности $h_{3\%}$ и средним периодом T_c за длительный период времени (15—20 лет).

Экстремальные значения высот волн определяются как наиболее вероятные за 50 лет (Каспийское море, II район — 13 м; Черное море — 12,5 м; Баренцево море, I район — 19 м; Охотское море — 19 м). При глубине установки ПБС менее 50 м учитывают влияние мелководья на параметры волнения. Одной из основных характеристик волнения служит спектр волнения, который обычно выражают через параметры видимых параметров волн $h_{3\%}$ и T_c . Примером может служить спектр Пирсона — Московича (спектр II Международного конгресса по конструкции судов) [6].

Характеристика течения определяется скоростями, направлением и распределением по высоте течений.

В перечень характеристик грунта входят: вид грунта (песок, глина, и др.), параметры упругости и сцепления грунта.

Классификация нагрузок

В соответствии с Правилами Регистра СССР по своей природе все нагрузки, действующие на ПБС, подразделяются на две категории: вызываемые воздействием окружающей среды — волнением, ветром, течением, состоянием грунта и другими факторами и вызываемые работой механизмов устройств и систем и связанные с функционированием ПБС. Каждая из категорий этих нагрузок может включать постоянные и переменные по вре-

мени нагрузки. Переменные нагрузки по характеру реакции конструкции на внешние воздействия делятся на статические и динамические. По относительным размерам зоны своего влияния нагрузки каждой из указанной категории подразделяются на общие и местные.

Постоянными статическими нагрузками являются нагрузки, которые не изменяются по величине, положению или направлению при изменении условий.

Для конструкции, находящейся в покое, силы от веса самой конструкции и постоянно установленного на ней оборудования, а также силы поддержания являются постоянной статической нагрузкой.

Переменными статическими нагрузками являются нагрузки, которые изменяются во времени по величине и направлению и скорость изменения которых не оказывает динамического эффекта на конструкцию из-за своего малого изменения.

Динамические — это такие нагрузки, которые изменяются по величине, положению и направлению достаточно быстро, чтобы вызвать динамический эффект на конструкцию.

Гидродинамические нагрузки

Гидродинамические нагрузки на погруженный элемент конструкции определяются суммарным воздействием волнения и течения на этот элемент. Полная гидродинамическая нагрузка определяется двумя составляющими: инерционной q_n и скоростной $q_{ск}$, которые действуют в противофазе (со сдвигом по фазе на $\pi/2$).

Для цилиндрического элемента произвольной формы сечения интенсивность инерционной составляющей гидродинамической нагрузки определяют (в кН) по формуле

$$\vec{q}_n = 10(1 + C_m) \rho S \vec{V}_1 - C_m \rho S \vec{\eta}_1, \quad (10)$$

где \vec{q}_n — вектор инерционной составляющей гидродинамической нагрузки, приходящейся на единицу длины элемента, который определяется модулем и направлением; C_m — коэффициент присоединенных масс; ρ — плотность воды, т/м³; S — площадь поперечного сечения элемента, м²; \vec{V}_1 — проекция вектора ускорения частиц взволнованной жидкости на перпендикуляр к оси элемента, лежащей в одной плоскости с вектором v_n и осью элемента (модуль абсолютных ускорений v_n вычисляется в точке с координатами центра тяжести площади S элемента, м/с²); $\vec{\eta}_1$ — проекция вектора ускорения элемента, вызванного качкой или упругими колебаниями на перпендикуляр к оси элемента, лежащей в одной плоскости с вектором $\vec{\eta}$ и осью элемента (модуль ускорения $\vec{\eta}$ вычисляется в точке с координатами центра тяжести площади S элемента, м/с²).

Вектор скоростной составляющей интенсивности нагрузки, определяемый модулем и направлением, рассчитывают по формуле

$$\vec{q}_{ск} = 5C_{ск} \rho D v \vec{v}_1, \quad (11)$$

где $C_{ск}$ — коэффициент скоростного сопротивления; D — поперечное сечение цилиндрического элемента, перпендикулярное к плоскости, образованной осью элемента и вектором \vec{v} , который представляет собой вектор относительной скорости частиц воды, не возмущенный присутствием элемента, м; v — модуль вектора \vec{v} , вычисляемый в точке с координатами центра тяжести площади S ; \vec{v}_1 — проекция вектора скорости частиц жидкости на перпендикуляр к оси элемента, лежащей в одной плоскости с вектором \vec{v} .

Вектор \vec{v} определяется выражением

$$\vec{v} = \vec{v}_в + \vec{v}_т - \vec{v}_н, \quad (12)$$

где $\vec{v}_в$ — вектор абсолютной скорости частиц взволнованной жидкости в точке с координатами центра тяжести площади S ; $\vec{v}_т$ — вектор скорости течения; $\vec{v}_н$ — вектор скорости элемента, вызванной качкой или упругими колебаниями конструкции.

Метод определения коэффициентов C_m и $C_{ск}$ приведен в Правилах Регистра СССР.

В расчетах ПБС также учитывают ударные нагрузки от навалов при швартовке судов-снабженцев и других плавучих средств. В случае работы ПБС в ледовых условиях принимают во внимание ледовые нагрузки.

§ 25. Особенности учета нагрузок

Нагрузки на самоподъемные ПБУ

Ветровые и волновые нагрузки определяют для наиболее неблагоприятного угла распространения волн и угла атаки ветра.

Ветровые нагрузки рассчитывают (в кН) по формуле

$$Q_w = \rho_w \frac{\omega^2}{2} \sum_i S_i k_{1i} k_{2i}, \quad (13)$$

где ρ_w — массовая плотность воздуха ($\text{т} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^4$); ω — расчетная скорость ветра на высоте 10 м от уровня тихой воды, м/с; S_i — площадь парусности i -го элемента, м^2 ; k_{1i} — коэффициент, учитывающий изменение скорости ветра по высоте; k_{2i} — коэффициент сопротивления формы i -го элемента.

Волновые нагрузки на элементы опорных колонн СПБУ определяют по формулам Регистра СССР. Значения коэффициентов $1 + C_m$, C_n и $C_{ск}$ для сечений круглой и прямоугольной форм должны быть не менее указанных в Правилах Регистра СССР,

для более сложных форм коэффициенты C_n и $C_{ск}$ являются предметом специального рассмотрения Регистром СССР. При расчете волновых нагрузок учитывают влияние обрастания конструкций путем увеличения приведенных размеров сечений и коэффициентов C_n и $C_{ск}$. При выполнении условия

$$h_{3\%} \leq \pi D \frac{C_n}{C_{ск}} \quad (14a)$$

допускается пренебрегать инерционным компонентом и при выполнении условия

$$h_{3\%} \geq 4\pi D \frac{C_n}{C_{ск}} \quad (14б)$$

допускается пренебрегать скоростным компонентом, где $h_{3\%}$ — высота волны 3%-ной обеспеченности в данном волновом режиме; D — поперечный размер обтекаемой преграды.

Динамичность приложения волновых нагрузок рекомендуется учитывать при периоде собственных изгибных колебаний первого тона τ начиная с $\tau = 0,35T_c$.

Влияние грунта на внешние нагрузки, действующие на СПБУ, оценивается с учетом параметров грунта, заглубления опорных колонн и формы оголовка опорных колонн.

Для состояния ПБУ в переходе расчетные нагрузки назначаются из условий ветроволнового режима, допускаемого по условиям безопасности СПБУ в целом. Проверке прочности подвергаются конструкции опорных колонн и конструкции носового днищевого перекрытия.

Нагрузки на полупогружные ПБУ

На ППБУ общие расчетные нагрузки определяют расчетным методом, одобренным Регистром СССР, или путем специальных модельных испытаний, обеспечивающих надежность и адекватность результатов натурным данным.

Нагрузки на погруженный или полупогруженный элемент включают: силы от веса, силы плавучести, силы инерции масс при качке ППБУ и гидродинамические силы. Силы от веса, силы поддержания и силы инерции при качке определяют исходя из признанных методов расчета плавучести и качки. Гидродинамические нагрузки вычисляют по формулам Регистра СССР. Расчетные значения коэффициента присоединенных масс C_m определяют по методике, одобренной Регистром СССР, а расчетные значения коэффициента $C_{ск}$ должны быть не менее указанных в Правилах Регистра СССР.

Если выполняется условие

$$4\pi D \frac{1+C_m}{C_{ск}} \geq h_{3\%}, \quad (15)$$

то допускается в расчетах не учитывать скоростную составляющую нагрузки.

Интегральные нагрузки, получаемые после интегрирования распределенных по элементам нагрузок, представляют в виде системы ортогональных нагрузок. Расчетные значения общих нагрузок определяют в результате расчета долговременного спектра нагрузок с учетом повторяемости волновых режимов, соответствующих району эксплуатации.

Интенсивность нагрузки на наружную обшивку, ребра жесткости, перекрытие понтонов, стабилизирующих колонн и верхнего корпуса определяют местными нагрузками, включающими постоянную и переменную составляющие. Постоянная нагрузка выражается разностью наружного и внутреннего давлений по отношению к отсеку. Если противодействие создается расходуемым грузом или балластом, то при определении расчетной местной нагрузки оно принимается равным нулю. Расчетные значения переменных местных давлений на погруженную часть понтона определяют по формуле

$$P = \gamma h_{3\%} C e^{-k\xi}, \quad (16)$$

где $h_{3\%}$ — расчетная высота волны 3%-ной обеспеченности волнового режима, имеющего обеспеченность 10^{-2} в долговременном распределении для данного района эксплуатации; C — коэффициент, учитывающий дифракцию волн и неравномерность поля давлений по контуру погруженного элемента ($C=3$); $k=4\pi^2/qT_c$; T_c — средний период волнения для волнового режима, характеризующегося расчетной высотой волны $h_{3\%}$; ξ — заглубление точки под свободной поверхностью.

Д. БУРОВЫЕ ВЫШКИ

Буровые вышки морских плавсредств (СПБУ, ППБУ, БС) и стационарных буровых платформ являются подъемным сооружением и предназначены для подвешивания талевой системы, колонны бурильного инструмента или обсадной колонны и труб при спуске их в скважину и подъеме из скважины, поддержания на весу бурильного инструмента при бурении скважины, размещения кронблока, системы механизмов автоматизации и механизации спускоподъемных операций типа АСП и узлов соответствующего оснащения фонаря вышки.

На вышках морских буровых плавсредств, кроме отмеченных механизмов и узлов, устанавливают механизмы, компенсирующие колебания бурильного инструмента и водоотделяющей колонны при качке плавсредства во время производства спускоподъемных операций (СПО) и бурения.

Основные параметры, характеризующие вышку, включают общую грузоподъемность вышки, нагрузку на крюке, размеры верхнего и нижнего оснований, емкость магазинов, расстояния от пола до балкона верхового рабочего, массу конструкции и др.

Основные технические данные буровых вышек

| | | |
|---|-----------|-----------|
| Тип вышки | ВБП54-320 | ВБП53-320 |
| Максимальная нагрузка на крюке при оснастке 6×7, кН | | 3200 |
| Высота полезная (от пола буровой до низа подкранблочной балки), м | 54 | 53 |
| Высота общая, м | 58,5 | 57,2 |
| Расстояние между колоннами в плане, м: | | |
| вдоль оси плавсредства | 10 | 13 |
| поперек оси плавсредства | 11 | 12,5 |
| Масса, т | 134,1 | 180,5 |
| Место установки | СПБУ | ППБУ и БС |

§ 26. Буровая вышка ВБП54-320

Вышка (рис. 17) представляет собой решетчатую конструкцию башенного типа. Три нижние секции башни имеют форму

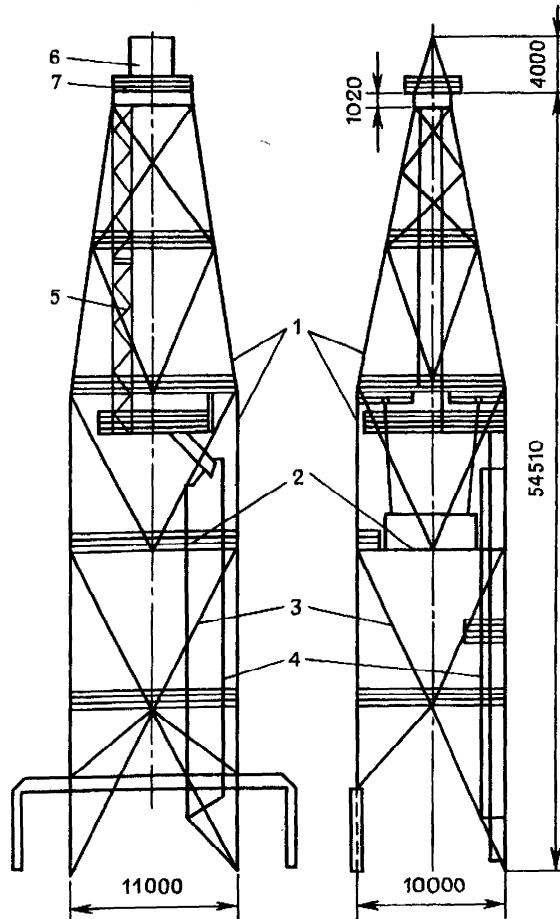


Рис. 17. Буровая вышка ВБП54-320

параллелепипеда, а две верхние — форму усеченной пирамиды. Грани вышки выполнены в виде полураскосной решетки. Секции колонн 1 вышки изготовлены из труб диаметром 530×8 мм и скреплены между собой фланцевыми соединениями. Колонны передней грани вышки опираются на портал буровой платформы и крепятся к нему болтами. Колонны задней грани вышки также опираются на портал и присоединяются к нему.

Вертикальное положение вышки (центрирование) обеспечивается установкой прокладок: в передней грани между колоннами вышки и порталом и в задней грани — между колоннами вышки и ригелем рамы над буровой лебедкой.

Пояса 2 вышки коробчатого сечения присоединены к колоннам с помощью болтовых соединений. Каждый пояс огорожен двухсторонними перилами. Раскосы 3 изготовлены из горячекатаных стальных труб и присоединены к косынкам поясов и колонн пальцевыми соединениями. В плоскости второго снизу пояса вышки размещена платформа верхового рабочего с магазином для ручной расстановки свечей, а также нижние (вспомогательные) гребенки магазина свечей комплекса механизмов АСП. В плоскости третьего снизу пояса вышки установлены балки, служащие опорами кронштейнов направляющих канатов центратора, верхних магазинов свечей и площадок для обслуживания механизмов. На внутренней стороне передней грани вышки к первому и второму поясам прикреплены шахта с маршевыми лестницами 4 и площадкой для обслуживания стояка манифольда. От третьего пояса до подкронблочной площадки установлена шахта с вертикальными лестницами 5.

На верхних концах колонн вышки закреплена подкронблочная площадка 6 с козлами 7.

§ 27. Буровая вышка ВБП53-320

Вышка башенная ВБП53-320 предназначена для работы в технологическом комплексе буровой установки, установленном на ППБУ типа «Шельф» и БС. Конструктивная схема вышки показана на рис. 18.

Грани вышки представляют собой полураскосные решетки. Нижние грани башни от пола до верхнего магазина — вертикальные, а верхние — наклонные. Колонны изготовлены из труб и соединяются между собой фланцевыми соединениями. Пояса представляют собой сварные элементы двутаврового сечения. Внутри вышки по высоте расположены два магазина для установки пакета свечей. Угол наклона свечей $3^{\circ}30'$. На подкронблочной раме установлены кронблок, направляющие талевого блока, компенсатора и другие узлы.

В основном конструкция вышки аналогична конструкции вышки ВБП54-320.

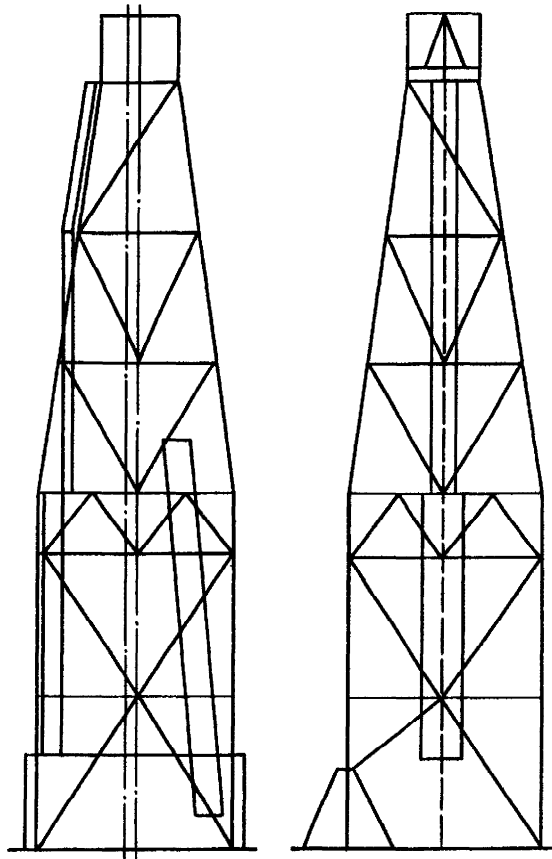


Рис. 18. Буровая вышка ВБП53-320

ТАБЛИЦА 10
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

| Условия эксплуатации буровой установки | Параметры | | | |
|--|-------------------|------------------|-------------------|---------------|
| | Период колебания | | Амплитуда, градус | |
| | Бортовая качка, с | Килевая качка, с | Бортовая качка | Килевая качка |
| Спускоподъемные операции | 10 | 10 | ±5 | ±5 |
| Спуск обсадной колонны | | | | |
| Перегон | 10 | 10 | ±6,5 | ±6,5 |
| Штормовой отстой | 12 | 12 | ±6,5 | ±6,5 |

Примечание. Элементы расчета — колонны и решетки.

§ 28. Нагрузки на вышку

Морские буровые вышки работают в различных режимах эксплуатации: бурении, производстве спускоподъемных операций, спуске обсадной колонны, перегоне, переходе, и штормовом отстое. Во всех перечисленных режимах на вышку действуют определенные нагрузки и их сочетания.

Для всех перечисленных режимов характерно совместное действие нагрузок, возникающих при качке плавсредства, и ветровых нагрузок. Исходными данными при расчетах служат параметры качки (период, амплитуда, высота волны, радиус волны), а также ветровые нагрузки, технологические нагрузки, нагрузки от узлов и элементов вышки. Для каждого режима эксплуатации вышки необходимо определить расположение буровой колонны и установить, какие элементы подлежат расчету. В табл. 10 в качестве примера приведены исходные данные для расчета буровой вышки типа ВБП53-320.

Определение нагрузок, вызванных качкой бурового плавсредства

При качке плавсредства на буровую вышку действуют следующие силы:

а) инерционные нагрузки, возникающие при гармонических колебаниях плавсредства (рис. 19), определяют по следующим формулам:

при бортовой качке

$$P_{1,б} = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} \theta Z, \quad (17)$$

при килевой качке

$$P_{1,к} = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} \psi z, \quad (18)$$

| качки | | | Ветровая нагрузка (нормативный напор q_w). МПа | Нагрузка на крюке, кН | Расположение буровой колонны |
|-----------------|-----------------|---|---|-----------------------|------------------------------|
| Высота волны, м | Радиус волны, м | Расстояние от платформы буровой до центра качки Z_1 , м | | | |
| 6 | 3 | 23 ÷ 25 | 4,3 | 3200 | В скважине |
| | | | | | За пальцем |
| 11 | 5,5 | 30 ÷ 32 | 7,0 | — | На стеллажах |
| 12 | 6 | 25 ÷ 27 | 7,0 | 2000 | В скважине |

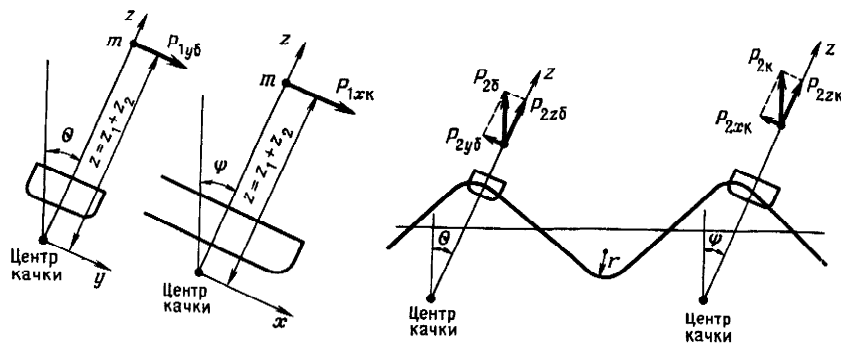


Рис. 19. Схема сил, действующих на вышку

где m — масса участков вышки и оборудования, кг; τ_1 — период бортовой качки, с; τ_2 — период килевой качки, с; θ — амплитуда бортовой качки, градус; ψ — амплитуда килевой качки, градус; z — расстояние от центра тяжести участка вышки до центра качки, м;

б) нагрузки, определяемые орбитальным движением судна на волне:

при бортовой качке

$$P_{2yb} = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} r \sin\theta, \quad (19)$$

при килевой качке

$$P_{2xk} = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} r \sin\psi, \quad (20)$$

где r — радиус волны, м.

Нагрузки от вертикальной качки плавсредства учитывают путем введения коэффициента перегрузки η , увеличивающего расчетные нагрузки на участках вышки и оборудования. Нагрузки от участка (зоны), нормальные к оси вышки, определяют по формулам:

при бортовой качке

$$P_{iy} = \eta P_i \sin\theta, \quad (21)$$

при килевой качке

$$P_{ix} = \eta P_i \sin\psi. \quad (22)$$

Нагрузки, действующие по оси вышки, находят по формулам:

при бортовой качке

$$P_{iz} = \eta P_i \cos\theta, \quad (23)$$

при килевой качке

$$P_{iz} = \eta P_i \cos\psi. \quad (24)$$

Коэффициент перегрузки определяют по формуле

$$\eta = 1 + \frac{r}{g} \frac{4\pi^2}{\tau^2}. \quad (25)$$

Эти коэффициенты рассчитывают для случаев: перегона, СПО и штормового отстоя.

Нагрузки от элементов вышки и узлов оборудования, вычисленные в пределах данного участка (зоны), представляют в виде сосредоточенных сил. Силы инерции при вращательных перемещениях плавсредства около поперечной и продольной осей суммируют с силами инерции при орбитальном движении плавсредства. Эти суммарные силы определяют по формулам:

при бортовой качке

$$P_y = m \frac{4\pi^2}{\tau_1^2} (\theta z + r \sin \theta), \quad (26)$$

при килевой качке

$$P_x = m \frac{4\pi^2}{\tau_2^2} (\psi z + r \sin \psi). \quad (27)$$

Для удобства расчетов вычисленные нагрузки, действующие на вышку при различных режимах эксплуатации и видах качки, сводят в таблицу.

Ветровые нагрузки на вышку

Ветровые нагрузки на сооружения определяют в соответствии с Правилами СНиП 11-6-74 как сумму статических и динамических составляющих.

Статическая составляющая соответствует установившемуся скоростному напору и учитывается во всех случаях. Нормативное значение статической составляющей определяют по формуле

$$q_{nc} = q_0 k c. \quad (28)$$

Динамическую составляющую, вызываемую пульсацией скоростного напора, учитывают при расчете сооружений с периодом собственных колебаний более 0,25 с (мачты, башни и т. п.). Нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки для сооружений с равномерно распределенной массой и постоянной по высоте жесткостью при учете только первой формы собственных колебаний допускается определять по формуле

$$q_{nd} = q_{nc} \kappa \nu \xi m, \quad (29)$$

где q_{nc} — нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки на уровне верха сооружения; κ — коэффициент перегрузки, принимаемый по СНиП 11-6-74, табл. 12; ξ — коэффициент динамичности; ν — коэффициент, учитывающий пространственную корреляцию пульсации скорости ветра

по высоте; q_0 — скоростные напоры; c — аэродинамические коэффициенты; k — коэффициенты, учитывающие изменение скоростного напора по высоте (определяют в соответствии с требованиями Правил СНиП 11-6-74).

Кроме определения нагрузок на вышку, также определяют ветровые нагрузки на узлы АСП, пакет свечей за пальцем, крон-блок, талевый блок с компенсатором, баллон механизма расстановки свечей, направляющие талевого блока. Ветровые нагрузки рассчитывают для двух направлений: вдоль мостков и поперек мостков (килевое и бортовое направления). При определении давления ветра на узлы оборудования коэффициент динамичности не учитывают. Для удобства расчета вычисленные значения ветровых нагрузок для каждой зоны, действующих на все грани и на всех режимах эксплуатации, сводят в таблицу.

§ 29. Определение усилий и напряжений в элементах вышки

Расчетную схему вышки принимают с некоторыми допущениями: опоры колонн, жестко закрепленные на портале, принимают шарнирно неподвижными; опоры колонн, закрепленные на опорных стойках, из-за меньшей жесткости их конструкции и возможных перемещений условно принимают шарнирно подвижными.

Направление суммарных нагрузок выбирают произвольно для всех режимов эксплуатации, за исключением передней и задней граней вышки для случая производства СПО, где направление суммарных нагрузок должно совпадать с горизонтальной составляющей веса пакетов свечей.

Вычисленные нагрузки от качки на грани вышки, состоящие из сил инерции при бортовой и килевой качке с учетом орбитального движения и нагрузки от участков вышки и оборудования с учетом коэффициента перегрузки, распределяют по узлам плоских ферм-граней. Нагрузку на крюк и на подвижную и неподвижную ветви талевого каната распределяют на наголовнике вышки между смежными гранями. Усилие в колоннах определяют суммированием усилий, полученных при рассмотрении двух смежных граней.

Нагрузку на крюке рассчитывают по формуле

$$P_1 = Q_{\max} k + G, \quad (30)$$

где Q_{\max} — максимальная нагрузка на крюке, кН; k — коэффициент перегрузки для нагрузки на крюке; G — вес талевого блока с компенсатором, тележками, кН.

Среднее усилие в ветви талевого каната находят по формуле

$$T_1 = \frac{Q_{\max} k + G}{i}, \quad (31)$$

где i — число струн талевого каната.

Нагрузка на кронблок составит

$$P = P_1 + 2T_1, \quad (32)$$

Все внешние силы, действующие на вышку при различных режимах эксплуатации, распределяют по узлам плоских ферм-граней на расчетных схемах, после чего определяют усилия в элементах вышки и опорные реакции. Полученное при расчетах распределение усилий в элементах вышки для удобства расчетов сводят в таблицу.

По приведенным в таблице расчетным усилиям в элементах вышки находят напряжения в элементах. При этом, кроме проверки на прочность всех элементов, проводят проверку центрально сжатых элементов на устойчивость по формуле

$$\sigma = \frac{N}{\varphi F m} \leq R, \quad (33)$$

где N — расчетное осевое усилие сжатия в элементе, кН; φ — коэффициент продольного изгиба, принимаемый в функции наибольшей гибкости $\lambda = l/r$; l — расчетная длина элемента, см; r — радиус инерции сечения, см; F — площадь сечения элемента, см²; m — коэффициент условий работы (для элементов колонн и решетки принимают 0,85 по СНиП-23-81); R — расчетное сопротивление стали растяжению или сжатию, МПа.

Для удобства расчета полученные напряжения при всех режимах эксплуатации сводят в таблицу.

§ 30. Буровые вышки, применяемые в морском бурении за рубежом

Применяемые в морском бурении за рубежом буровые вышки можно разделить на две группы: буровые вышки, устанавливаемые на стационарных платформах; буровые вышки, устанавливаемые на плавучих средствах (СПБУ, ППБУ, БС). Применяют в основном три типа вышек: стандартные вышки (в терминологии, применяемой в СССР, — башенные); специальные вышки; портативные мачтовые.

Специальные вышки, в том числе для кустового бурения, могут быть пирамидальные квадратного или прямоугольного сечения и состоять из решетчатых или ферменных узлов. Размеры их и грузоподъемности устанавливаются заказчиком. Вышки собирают в промысловых условиях с помощью болтов, пальцев или сваривают. Размеры вышек определяют в зависимости от количества скважин, предусматриваемых бурением со стационарной платформы. При бурении очередной скважины на кусте с платформы талевая система устанавливается по центру скважины перемещением кронблока. Применяются и другие виды специальных вышек, конструкция которых определяется по требованиям заказчика (складывающиеся конструкции и др.).

Портативные мачтовые вышки без оттяжек для плавучих

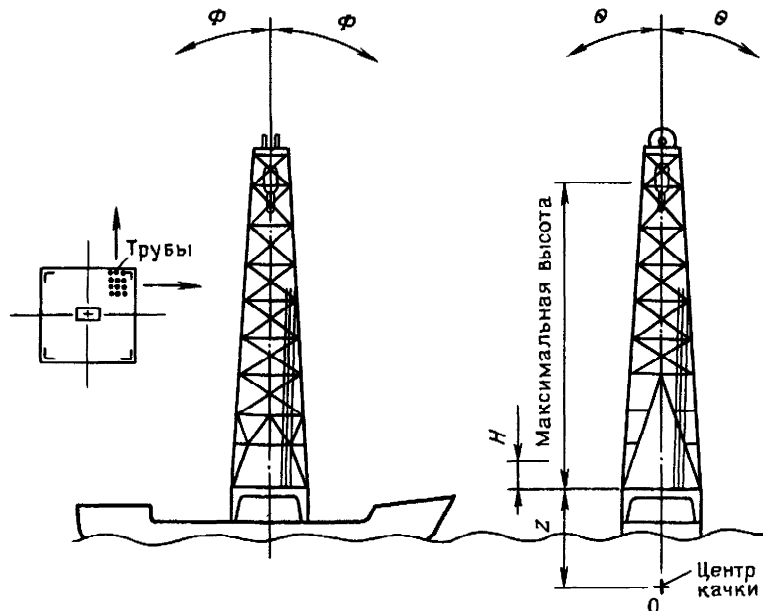


Рис. 20. Схема вышки для определения параметров бортовой, килевой и вертикальной качек

средств представляют собой металлические конструкции прямоугольной формы с тремя или четырьмя опорными точками. Собираются на болтах, пальцах или с помощью сварки. Эти вышки устанавливаются на основаниях для плавучих средств, конструкция которых проектируется из расчета установки на них вышки, оборудования для бурения, подсвечника, ротора и т. д. и способности основания воспринимать нагрузки от установленных на нем механизмов и узлов и нагрузки, связанные с плавсредством. Башенные и мачтовые вышки, устанавливаемые на плавсредствах, рассчитывают с учетом воздействия динамических нагрузок от внешних сил при качке плавсредства.

Расчетные нагрузки и их сочетания определяются в соответствии с рекомендациями API и др. Исходными данными для проектирования являются выданные заказчиком параметры боковой (бортовой), носовой (килевой) и высотной (вертикальной) качек с указанием их периода для каждого сочетания нагрузок, а также расстояние между плоскостью нижнего основания вышки и центром качки Z плавучего средства (рис. 20). На рис. 20 показан случай, когда ось вышки проходит через центр O килевой качки.

В табл. 11 приведены расчетные сочетания нагрузок, рекомендуемые API std4E.

При подъеме и опускании мачт учитывают вес мачты (оснащенной), нагрузку на кронблок, нагрузки от натяжения канатов при подъеме и талевого каната.

ТАБЛИЦА 11

РАСЧЕТНЫЕ СОЧЕТАНИЯ НАГРУЗОК ДЛЯ МОРСКИХ БАШЕННЫХ ВЫШЕК И МАЧТ (РИС. 20)

| Показатели | Рабочее состояние с частичной загрузкой подсвечника | Пребывание в ожидании благоприятной погоды при заполнении подсвечника | Штормовой ветер при отсутствии свеч за пальцем | Транспортировка с опущенной мачтой |
|---|--|--|---|------------------------------------|
| Необходимая нагрузка на крюке Вертикальная и горизонтальная составляющие натяжения в неподвижной и подвижной ветвях талевого каната и соответствующая нагрузка на крюке Вес оборудования | Учитывается При заполнении 60% объема подсвечника 50 | — Полный вес оборудования с 100%-ным заполнением подсвечника 70 | — Полный вес оборудования без свеч на подсвечнике 100 | — Полный вес оборудования |
| Ветер, узлы Угол бортовой качки θ с периодом T_r при соответствующем расстоянии z для каждого сочетания Угол килевой качки φ с соответствующим периодом качки T_p (в с) и расстоянием z Центр тяжести талевой системы | При 60%-ном заполнении объема подсвечника То же В крайнем верхнем положении | При 100%-ном заполнении объема подсвечника То же В нижнем крайнем положении | Воспринимается вышкой и талевой системой Учитывается | — |
| Высота вертикальной качки H с периодом T_h (в с), м | Воспринимается вышкой с 60%-ной загрузкой подсвечника в сочетании с максимальной боковой и килевой качками либо в сочетании с другими худшими вариантами нагружения (расположение металлоконструкций не по центру качки и др.) | Полный комплект свеч за пальцем с оборудованной талевой системой | Воспринимается вышкой с талевой системой | Учитывается |
| Горизонтальная реакция от наклонного расположения свеч за пальцем Горизонтальная реакция от ветровой нагрузки на свечи | При 60%-ной загрузке подсвечника То же | При 100%-ной загрузке подсвечника При 100%-ной загрузке подсвечника и скорости ветра 70 узлов | — — | — — |

Параметры, входящие в техническую характеристику вышек и мачт

| Условия | Рабочее состояние | Ожидание благоприятной погоды | Чрезвычайные условия |
|---|-------------------|-------------------------------|----------------------|
| Максимальная статическая нагрузка на крюке | + | — | — |
| Максимальное число свечей и диаметр труб, устанавливаемых на подсвечник | + | — | — |
| Максимальные значения одновременно действующих факторов: | | | |
| максимальная рабочая нагрузка на крюке | + | — | — |
| скорость ветра | + | + | + |
| угол бортовой качки и период | + | + | + |
| угол килевой качки и период | + | + | + |
| высота качки и период (вертикальная качка) | + | + | + |
| требуемый объем подсвечника | + | + | — |

Ведущими фирмами по проектированию и изготовлению вышек, устанавливаемых на стационарных платформах и плавучих средствах, являются фирмы США: «Ли С. Мур», «Бранхим индастриз», «Скейтоп Брюстер».

Вышки изготовляют с допускаемой нагрузкой на крюк до 4540 кН высотой до 49 м, базой до 12,2×12,2 м. Качка допускается до 10° с трубами и до 30° без труб и период качки до 10 с.

Глава III

КОМПЛЕКС МЕХАНИЗМОВ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ И ЧАСТИЧНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ (СПО)

§ 1. Комплекс механизмов КМСП-6500

Комплекс механизмов КМСП-6500 предназначен для механизации и частичной автоматизации СПО при бурении нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м с плавучих полупогружных платформ.

При выполнении СПО комплекс обеспечивает:

совмещение во времени спуска и подъема колонны бурильных труб или незагруженного элеватора с операциями установки

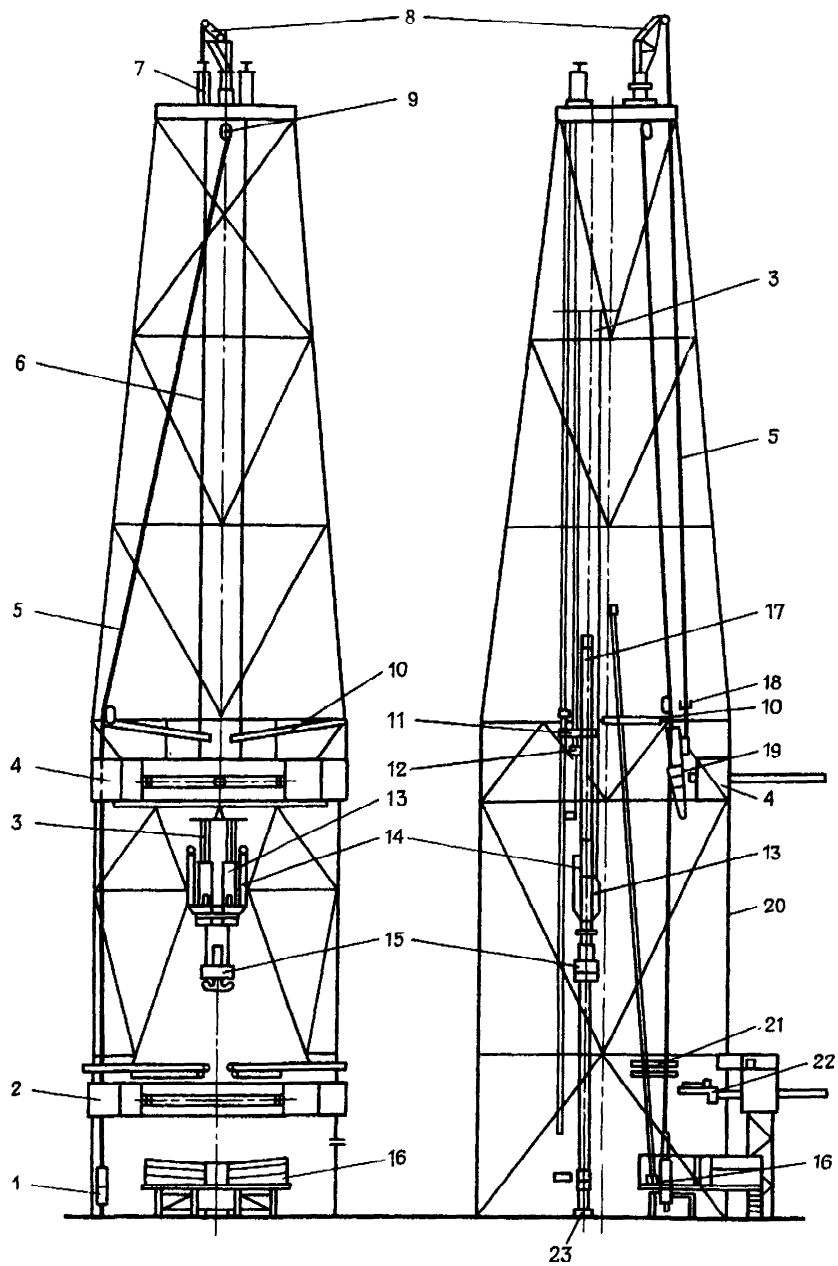


Рис. 21. Схема расположения комплекса механизмов типа КМСП-6500

свечи на подсвечник, переноса ее с подсвечника к центру скважины и развинчивания или свинчивания свечей;

механизацию установки свечей на подсвечник и выноса с подсвечника к центру скважины;

автоматизированный захват и освобождение колонны бурильных труб;

механизацию наращивания бурильной колонны;

механизацию установки утяжеленных бурильных труб в специальные кассеты и обратно;

механизацию смазки резьб замковых соединений бурильных труб, свечей.

Конструкция механизмов и узлов комплекса позволяет проводить СПО при: скоростном напоре ветра не более 4,3 МПа, периоде бортовой и килевой качки 10 с, угле наклона в одну сторону не более 3°.

Комплекс работает с талевой системой специальной конструкции 13, 3 (рис. 21), компенсатором вертикальных перемещений специальной конструкции, ротором 23 со встроенным в него клиновым захватом типа ПКР, автоматическим ключом типа АКБ 24, приспособлением для подвески вертлюга, вышкой 20 и другими мелкими узлами. В основном узлы комплекса разработаны на базе узлов серийного комплекса типа АСП для буровых установок, работающих на суше. Отличительными особенностями комплекса являются:

применение двух механизмов расстановки свечей, двух механизмов захвата с целью исключения колебания нижнего конца свечи при ее переносе во время качки ППБП;

наличие системы точной остановки тележек механизма расстановки свечей (МРС) у соответствующих секций магазина с целью облегчения труда оператора при проведении СПО;

наличие устройства запираания секций магазина от выдувания свечей во время штормового отстоя;

автоматизация процесса закрывания и открывания дверей секций подсвечника;

наличие двух пультов управления и др.

Комплекс механизмов включает (см. рис. 21): механизм расстановки свечей 2, 4, механизм подъема свечей, механизм захвата свечей 19 и нижний захват 22 свечей 17, автоматический элеватор 15, подсвечник 16, верхний и нижний магазины 10, 21, поворотный кронштейн 8, амортизатор 7, автомат смазки, подъемный цилиндр 1, хомуты, элеваторы, пульты управления, электрооборудование и другие мелкие узлы.

Механизмы расстановки свечей. Верхний механизм предназначен для переноса свечи с подсвечника к центру скважины и обратно при проведении СПО в комплексе с механизмами КМСП-6500.

Конструкция состоит из корпуса, тележки, стрелы и пульта управления. Вдоль верхней направляющей корпуса установлены экраны, количество которых соответствует количеству секций

в магазине свечей. На раме тележки закреплен бесконтактный датчик, который при перемещении тележки набегаёт на экран, в результате чего происходят отключение электродвигателя привода и остановка тележки у соответствующей секции магазина. Привод тележки и стрелы осуществляется от двух электродвигателей переменного тока мощностью по 5 кВт каждый.

Привод состоит из червячного редуктора, колодочного электрогидравлического тормоза и электродвигателя. Электродвигатель соединен с редуктором муфтой предельного момента, предохраняющей электродвигатель от возможных перегрузок и поломок. Стрела представляет собой балку, в передней части которой закреплен механизм захвата свечей.

Управление тележкой и выбор необходимой секции для установки свечи осуществляются оператором с пульта управления переносом свечей.

Нижний механизм расстановки свечей перемещает нижний конец свечи с подсвечника к центру скважины и обратно. Конструкция его состоит из корпуса, тележки и стрелы. К стреле крепится нижний механизм захвата свечи. В остальном конструкция аналогична верхнему механизму расстановки.

Механизм подъема свечи. Механизм предназначен для подъема и спуска верхнего механизма захвата свечи с захваченной в нем свечой при СПО или наращивании бурильной колонны.

Механизм состоит из пневмоцилиндра 1 (см. рис. 21) двойного действия, подъемного каната 5, регулировочных планок, вспомогательного цилиндра, кронштейна для крепления цилиндров, отводного ролика. Управление механизмом проводят с пульта оператора.

Механизм захвата свечи. Верхний механизм захвата предназначен захватывать отвинченную свечу, держать ее на весу при переносе от центра скважины на подсвечник и обратно и открывать кулачки центратора при выносе свечи из центратора.

Основные узлы механизма — неподвижная направляющая и подвижная части. Неподвижная часть закреплена на конце подвижной стрелы механизма расстановки свечей. Подвижная часть перемещается в неподвижной по направляющим. Захват свечи происходит автоматически специальными губками за гладкую часть свечи при подъеме подвижной части пневмоцилиндром механизма подъема через подъемный канат 5 и обводной шкив 9.

Нижний механизм захвата 22 поддерживает нижний конец свечи во время переноса и предотвращает раскачивание.

Автоматический элеватор. Элеватор автоматически захватывает бурильную колонну и освобождает ее при СПО в комплексе механизмов КМСП-6500. Элеватор состоит из двух групп деталей: силовой, воспринимающей нагрузку от веса бурильной колонны, и рычажной систем, управляющих спуском и подъемом клиньев. Стакан элеватора имеет три наклонных паза, по которым перемещаются клинья, подхватывающие под торец муфты трубы бурильную колонну. Клинья поднимаются и опускаются

соответственно при освобождении и подхвате колонны под торец муфты рычажной системой автоматически.

Верхний и нижний магазины. Верхний магазин служит для поддержания верхних концов свечей, установленных вертикально на подсвечнике в определенном порядке. Магазин имеет запирающее устройство для закрытия секций магазина с установленными в нем свечами во время штормового отстоя. Комплект состоит из левого и правого магазинов, расположенных симметрично относительно скважины. Конструкция их представляет вид гребенки, сваренной из труб. Промежутки между пальцами гребенки образуют ячейки для размещения верхних концов труб. Нижний магазин служит для уменьшения стрелы прогиба свечей. Конструкция его аналогична верхнему магазину.

Подсвечник. Подсвечник предназначен для установки на нем в определенном порядке свечей при подъеме буровой колонны и для направления движения свечи в момент переноса в процессе СПО.

Площадь подсвечника разграничена перегородками на секции. Каждая секция закрывается дверкой. Открывание и закрывание дверок происходит автоматически. Для гашения ударов и направления движения свечи предусмотрен амортизатор. К подсвечнику прикреплены площадки для его обслуживания. На площадке установлены пульта для управления комплексом. Для обогрева резьб буровых труб в зимнее время предусмотрен обогрев подсвечника путем подвода тепла к батареям обогрева.

Подвижный центратор. Центратор 11 с направляющими канатами 6 служит для поддержания верхнего конца свечи при завинчивании или развинчивании ее в процессе СПО. При совместном движении центратора с талевым блоком 13 центратор удерживает блок от раскачивания. Конструкция включает в себя собственно центратор и подвеску центратора, которая служит для направления движения центратора. Верхние концы направляющих канатов 6 крепятся к штокам амортизаторов 7, а нижние через предохранительные звенья — к специальным кронштейнам через предохранительное звено 12.

Поворотный кронштейн. Кронштейн 8 предназначен для обеспечения нормальной работы механизма захвата свечи при работе с магазинами увеличенной емкости. Конструкция состоит из стрелы со шкивами. Поворот стрелы со шкивами производится от привода, состоящего из электродвигателя, червячно-цилиндрического редуктора и открытой передачи. В приводе имеется шариковая муфта предельного момента, предохраняющая узлы привода от перегрузки и поломки.

Поворотная колонна с приводом смонтирована на кронблочной площадке. При повороте стрелы в одно из крайних положений привод отключается конечным выключателем. С целью снятия нагрузок с передачи после отключения электродвигателя колонна фиксируется фиксатором. Эти нагрузки возникают при

перемещении тележек механизмов расстановки свечей. Для обеспечения требуемого положения части подъемного каната канат от механизма подъема свечи пропущен через нижний внутри колонны механизм поворота, через ее верхний обводной шкив, шкив на стреле и проходит на тягу механизма захвата свечи. Тяга механизма захвата соединена с проушиной заделки подъемного каната болтом 18. Управление приводом поворота осуществляется с пульта управления оператора.

Автомат смазки. Автомат служит для смазки резьб замков бурильных труб перед спуском их в скважину. Автомат расположен между подсвечниками на пути движения свечи к центру скважины. Механизм рассчитан на работу с густыми уплотнительными смазками для бурильных труб. Смазка наносится на резьбу соединения свечи во время ее выноса с подсвечника и переноса к центру скважины.

Амортизаторы. Амортизаторы установлены на кронблочной площадке и служат для регулировки натяжения направляющих канатов подвижного центратора.

§ 2. Механизация работ с утяжеленными бурильными трубами (УБТ)

Для механизации работ с УБТ диаметром более 178 мм при СПО на буровой установке предусмотрены:

специальные кассеты, встроенные в основание вышечно-лебедочного блока для установки в них свечей УБТ;

приспособления, состоящие из пары удлиненных канатных штропов, комплекта резьбовых пробок, навинчиваемых на свечу и УБТ для подхвата ее клиньями автоматического элеватора, и съемного блока буксирного каната и пальцев.

Кольцо элеватора. Кольцо предназначено для устранения возможных случаев несовмещения резьбы конуса и муфты бурильной колонны во втулке автоматического элеватора при проведении СПО. Это может возникнуть при расцентровке вышки или при больших зазорах между ниппелем (конусом) замка устанавливаемой свечи и стенкой втулки автоматического элеватора. Конструкция кольца состоит из двух шарнирно соединенных полуколец, которые устанавливаются на приваренные к ротору фиксаторы. К нижней плоскости скобы автоматического элеватора крепится центратор.

§ 3. Механизмы и узлы, работающие в комплексе с механизмами АСП

Компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны

Компенсатор предназначен для устранения влияния вертикальных перемещений полупогружной буровой платформы на

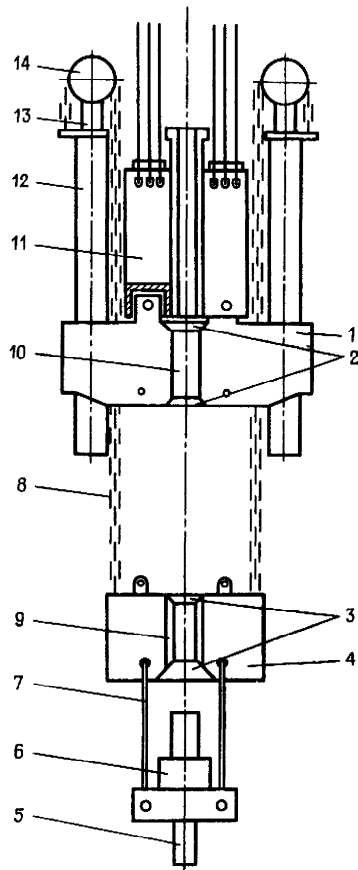
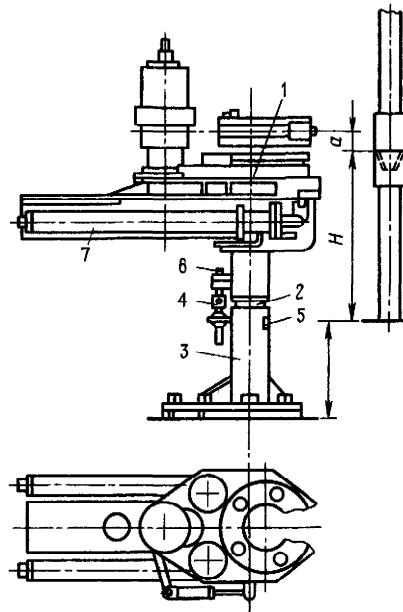


Рис. 22. Компенсатор вертикальных перемещений, работающий в комплексе с КМСП-6500

Рис. 23. Автоматический ключ типа АКБ-3М



бурильную колонну и другие устройства, подвешенные на талевом блоке. Он также поддерживает постоянную нагрузку на долото и обеспечивает постоянное положение бурильной колонны относительно забоя скважины. Механизм также способствует надежности операций по защите от выбросов, так как при закрытии плашек превентора бурильная колонна неподвижна, благодаря чему не происходит повреждение резиновых уплотнений плашек.

Конструкция компенсатора (рис. 22) состоит из рамы 1, на которой встроены симметрично два пневмоцилиндра 12. Траверса 4 подвешена на пластинчатых цепях 8, верхние концы которых, пройдя через ролики 14 штоков 13, соединяются с пневмоцилиндрами 12. На штропах 7 к траверсе 4 подвешен автоматический элеватор 6. Особенностью конструкции компенсатора, в отличие от компенсаторов, применяемых не в комплексе механизмов АСП, является то, что рама 1 и траверса 4 имеют V-образные выемки 9, 10 со скосами 2 и 3. Наличие этих выемок обеспечивает про-

изводство СПО механизмами АСП, выполняющими совмещение СПО с операциями свинчивания и развинчивания в условиях качки ППБУ, в сочетании с компенсатором вертикальных перемещений бурильной колонны в следующей последовательности.

По окончании отработки долота на забое перед подъемом бурильного инструмента траверсу жестко соединяют с рамой 1 компенсатора и фиксируют ее в раме. Бурильная колонна 5 поднимается на длину свечи и садится на клинья ротора типа ПКР. После этого талевый блок с подвижным компенсатором перемещаются вниз по бурильной свече с с-образными выемками в раме 1 и траверсе 4. При этом верхний конец бурильной колонны 5 входит в подвижный центратор 11 (см. рис. 21). Одновременно при перемещении талевого блока и компенсатора вниз буровым ключом бурильную свечу отвинчивают от колонны 5. Затем механизмом подъема 1 и расстановки свечей (см. рис. 21) производят приподъем бурильной свечи из муфты замка бурильной колонны. Свеча механизмом захвата захватывается, через V-образные выемки вынимается и механизмом расстановки свечей переносится и устанавливается на подсвечник и в магазины. Затем поднимают колонну на длину свечи и операции повторяют. Бурильную колонну спускают в обратном порядке.

Автоматический ключ типа АКБ-3М

Ключ выполняет работы по свинчиванию и развинчиванию свечей бурильной колонны при производстве СПО и их свинчивании при наращивании бурильной колонны во время бурения скважины.

Конструкция ключа (рис. 23) состоит из трех основных узлов: блока ключа 1, каретки с пневмоцилиндром 7 и пульта управления. Ключ установлен на колонне 2 и стойке 3, которая крепится на полу буровой около ротора. Для регулировки ключа по высоте на необходимом расстоянии от пола на стойке ключа имеется домкратное устройство 4 с ходом винта 150 мм. Ключ по высоте фиксируется валиком 5, а угол поворота — чекой 6.

Техническая характеристика ключа АКБ-3М2

| | |
|---|---------------------|
| Необходимое давление сжатого воздуха, МПа | 0,6—1,0 |
| Максимальная частота вращения трубозажимного устройства без свечей, $с^{-1}$ | 1,4 |
| Максимальный момент кручения, кН·м, развиваемый ключом при: | |
| развинчивании | 60 |
| свинчивании | 25 |
| Максимальный ход выдвижения каретки ключа, мм | 1000 ⁺⁵⁰ |
| Бурильный ключ при частоте вращения 1,33 $с^{-1}$ способен: | |
| развинтить замок, затянутый с моментом 60 000 кН·м | С трех приемов |
| завинтить замок с моментом, кН·м: | |
| без докрепления | 18 |
| с одним докреплением | 25 |
| Износ наружного диаметра, при котором обеспечивается нормальная работа бурильных замков, мм | ≤ 9 |
| Управление ключом | Дистанционное |
| Масса, кг | 2400 |

Пневматический клиновой захват

Пневматический клиновой захват ПКР-560 служит для механизированного захвата и освобождения бурильных труб при СПО и при спуске обсадных колонн. Захват встроен внутри ротора. В отверстии ротора установлены корпус с вкладышами из двух половин и четыре клина, опирающиеся на четыре плоские наклонные опорные поверхности во вкладышах. В клиньях установлены плашки с зубчатой насечкой, обеспечивающей захват труб без проскальзывания по их гладкой поверхности.

Захват труб происходит при опускании клиньев, а освобождение — при подъеме клиньев. Подъем или опускание клиньев производятся с помощью четырех планок, присоединенных нижней частью их к кольцу. Кольцо с планками опускается и поднимается приводной частью клиньев, состоящей из рычага, пневмоцилиндра и крана управления. Управление — дистанционное педальным краном с поста бурильщика.

Техническая характеристика клинового захвата

| | | |
|---|---------------------------------|---------------|
| Нагрузка на клинья, кН: | | |
| номинальная | | 2000 |
| максимальная | | 3200 |
| Условный диаметр захватываемых труб, мм | 73, 84, 114, 127, 140, 146, 168 | |
| Габариты, мм | | 1700×820×1490 |
| Масса, кг: | | |
| захвата в сборе | | 1490 |
| полного комплекта | | 2010 |

Талевый блок (11, см. рис. 22)

Талевый блок УТБА-6-320 (рис. 24) состоит из двух трехблочных секций 1, соединенных между собой рамой 2, имеющей в центре трубу 3 для продольного направления талевого блока при его перемещении по свече. В верхней части к трубе присоединена съемная головка 6, которую меняют в зависимости от диаметра присоединяемых бурильных труб. Щеки блока в нижней части соединены осями 4, а в верхней — траверсой 5. На осях 4 подвешены подвески, к которым присоединяются штропы автоматического элеватора. Трехблочные секции 1 закрыты кожухами, предохраняющими талевый канат от выпадания из ручьев блоков.

Кронблок

Кронблок УКБА-7-320 (рис. 25) имеет две трехблочные секции 1, расположенные соосно, и одну одноблочную секцию 2, установленную на раме кронблока перпендикулярно к трехблочным секциям. На блок 2 идет ходовая ветвь талевого каната от буровой лебедки. На раме кронблока подвешены два вспомогательных блока.

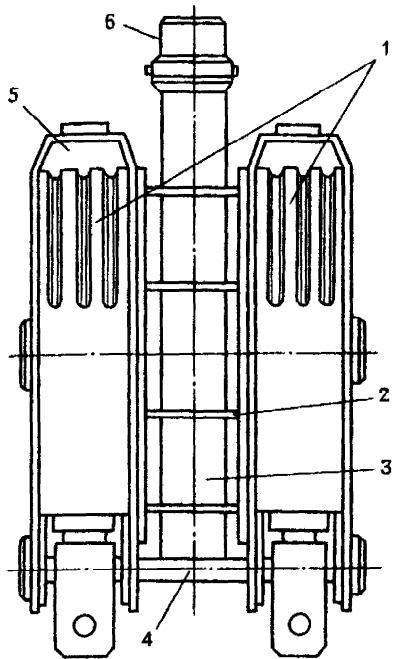
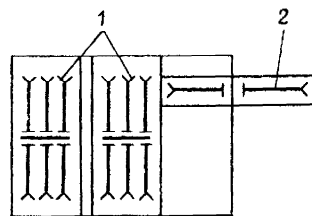


Рис. 24. Талевый блок
УТБА-6-320

Рис. 25. Схема кронблока
УКБА-7-320



§ 4. Особенности работы механизмов АСП на плавучей полупогружной платформе

Особенность работы механизмов АСП на буровом плавучем средстве с целью обеспечения производства СПО и с учетом влияния качки плавучего бурового средства — участие дополнительных механизмов: компенсатора вертикальных перемещений, нижнего захвата, нижнего магазина и других механизмов, описанных в § 1.

Схема работы комплекса следующая. Отсоединяют от буровой колонны ведущую трубу и заводят ее в шурф. Снимают штропы подвески вертлюга со скобы элеватора. Опускают талевый блок с компенсатором вертикальных перемещений и автоматическим элеватором. Раму компенсатора вертикальных перемещений жестко соединяют с траверсой. Затем поднимают специальным ключом рычаги элеватора и фиксируют каретку откидным упором. Медленным опусканием элеватор заводят на буровую колонну, посаженную на клинья на роторе. Проверяют зазор между центратором элеватора и державками клиньев ротора, чтобы он был в пределах 100^{+80} мм. Нажимают на средний рычаг и освобождают каретку, затем освобождают скобу элеватора, проверяют легкость вращения рычажной системы на упорном шарикоподшипнике. Проводят подготовку подсвечника и автомата смазки резьб, выдвигают направляющие трубы, закреп-

ляют их зажимами и переключают рычаг амортизатора в нужное положение. Убирают автомат смазки резьб. После подготовки этих механизмов к работе приступают к подъему бурильной колонны в такой последовательности.

Буровой лебедкой приподнимают талевый блок с компенсатором вертикальных перемещений и автоматическим элеватором до схода рычагов элеватора с муфты трубы бурильной колонны. При этом автоматический элеватор подхватывает своими клиньями под торец муфты бурильную колонну. Затем, после натяжения талевой системы и передачи веса на талевую систему от бурильной колонны, поднимают клинья ПКР в роторе и бурильную колонну на длину одной свечи. После этого сажают колонну на клинья ПКР на роторе, опускают талевую систему с компенсатором и автоматическим элеватором и одновременно развинчивают поднятую свечу, верхний конец которой поддерживается по центру скважины подвижным центратором. Одновременно с этими операциями, когда талевая система пройдет опасную зону, подводят стрелы верхнего и нижнего захватов к центру скважины, захватывают отвинченную свечу, приподнимают ее механизмом подъема и выносят механизмом переноса из талевого блока. При этом свободный конец свечи попадает в нижний захват, зев которого закрывается кулачками. Свечу механизмом переноса и механизмами верхнего и нижнего захватов переносят и устанавливают на подсвечник и в верхний и нижний магазины. Как только перенесут свечу из опасной зоны с одновременной установкой ее на подсвечник и в магазины, начинают подъем очередной свечи бурильной колонны, и цикл повторяется. В тихую погоду, когда отсутствует качка платформы, производство СПО можно вести без нижнего захвата.

По заполнении секции подсвечника дверка закрывается и переключателем на пульте устанавливают следующую секцию на заполнение. Когда одна секция подсвечника заполнена, шкив поворотного кронштейна переводят во второе крайнее положение и переключают рычаг амортизатора. После заполнения свечами секции закрываются специальной рейкой.

Спуск бурильной колонны и ее наращивание производят в обратном порядке.

Операции с УБТ производят в такой последовательности. Свечи диаметром до 178 мм с навинченными на них резьбовыми пробками устанавливают на подсвечник. Резьбовые пробки применяют диаметром 170—192 мм в зависимости от диаметра свечи УБТ. Длина пробок 250 мм, что обеспечивает подхват бурильной колонны УБТ автоматическим элеватором. В автоматическом элеваторе и механизме захвата устанавливают клинья и губки, соответствующие диаметру УБТ. В дальнейшем работа с УБТ не отличается от работы с обычной бурильной свечой.

Операции с УБТ больше 178 мм выполняются в такой последовательности.

На проушины скобы автоматического элеватора надевают

гибкие штропы и фиксируют их чекой. На эти штропы подвешивают обычный элеватор соответствующего диаметра для ручной расстановки УБТ. На выступающий из ротора конец колонны УБТ навинчивают резьбовую пробку. Затем захватывают элеватором и поднимают колонну УБТ на длину свечи УБТ, сажают ее на клинья ротора и отвинчивают поднятую свечу УБТ. Отвинченную свечу отклоняют от центра скважины в приподнятом состоянии, а затем опускают с таким расчетом, чтобы между столом ротора и нижним концом свечи был зазор 200 мм. После этого на крайнюю от центра кассету устанавливают переносной блок с предварительно наброшенным на него канатом и фиксируют блок откидной ручкой. На крюк вспомогательной лебедки надевают петлю каната, перемещают нижний конец УБТ к кассете и опускают ее в кассету на 100—150 мм, освобождая канат. Затем полностью опускают УБТ в кассету, освобождают элеватор и приступают к подъему очередной свечи УБТ.

Нарращивание бурильной колонны может производиться тремя известными способами: с мостков, через дополнительный шурф или методом «двух элеваторов».

§ 5. Особенности эксплуатации механизмов типа АСП

Выполнение СПО с применением комплекса механизмов АСП, особенно в морских условиях на плавсредствах при волнении моря, является сложным технологическим процессом. Эта особенность заключается в совмещении операций свинчивания и развинчивания свечей с операциями спуска и подъема бурильной колонны, требует от буровой вахты четкости и слаженности в работе и соответственно высокой квалификации членов буровой бригады и всего обслуживающего персонала. Весь обслуживающий персонал должен изучить конструкцию механизмов, знать конструктивные особенности узлов и правила безопасного ведения работ на этих механизмах. После обучения весь персонал должен пройти инструктаж по соответствующей программе и только после этого может быть допущен к работе на АСП. Перед началом работы и в процессе эксплуатации в механизме расстановки свечей проверяют узлы кинематической цепи движения стрелы и тележки, следят за состоянием электропроводки, контролируют работу тормозов. Проверяют также работу конечных выключателей, работу муфт предельного момента и крепление деталей.

Ежедневно наблюдают за состоянием трущихся поверхностей клиновых пазов в скобе и клиньев механизма захвата. При этом нельзя допускать царапин, задиров и трещин. У механизма подъема проверяют надежную фиксацию цилиндра в нижнем положении. Систематически следят за длиной и состоянием каната, а также состоянием соединительных узлов. В зимнее время регулярно сливают конденсат из отстойников. Ежедневно проводят

наружный осмотр центратора, направляющих, надежность болтовых соединений и страховых канатов. Регулярно смазывают талевую систему, следят за свободным вращением блоков, чистотой их канавок, не допускают нагрев подшипников выше 70° С.

Перед каждым спускоподъемом тщательно очищают и промывают все детали автоматического элеватора. Проверяют наружным осмотром корпус, штропы, крепление болтов и штифтов, наличие смазки, легкость вращения роликов в подшипниках. Подъемом и опусканием элеватора на трубе в роторе проверяют работу механизма по захвату и освобождению замка бурильной трубы.

У подсвечника следят за состоянием узлов металлоконструкции и шарнирных соединений. Ежедневно проверяют крепление и страховку магазинов и других узлов на вышке, расположенных над обслуживающим персоналом.

В процессе эксплуатации всего комплекса ежедневно проводят профилактический осмотр всех механизмов и электрооборудования. Результаты осмотра отмечают в журнале. При выполнении СПО каждый рабочий должен находиться на своем посту. В это время хождение по буровой площадке запрещается, в особенности по пути движения переносимой свечи, а также запрещается нахождение на буровой посторонних лиц.

Глава IV

ПОДВОДНОЕ УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

§ 1. Назначение и типы подводного устьевого оборудования (ПУО)

В практике бурения скважин с плавучих буровых средств (БС, ППБУ) широко применяются комплексы подводного устьевого оборудования, устанавливаемые на морском дне. Такое расположение позволяет наибольшие смещения плавсредства от центра скважины, а установленное на морском дне оборудование меньше подвержено механическим повреждениям.

Комплекс ПУО предназначен для:

обеспечения при бурении скважины гибкой замкнутой технологической связи между перемещающимся от воздействия волн и течений БС или ППБУ и неподвижным подводным устьем, установленным на морском дне;

направления в скважину бурильного инструмента, обеспечения замкнутой циркуляции бурового раствора, управления скважиной при бурении и др.;

надежного закрытия бурящейся скважины с целью предупреждения возможного выброса из скважины при аварийных

ситуациях или при отсоединении буровой установки в случае больших волнений моря.

Существует несколько конструкций ПУО, обеспечивающих бурение скважин на различных глубинах моря, начиная с 50 до 1800 м и более.

Большая глубина установки ПУО предъявляет высокие требования к его прочности, надежности к вибрациям, способности выдерживать большие внешние давления, быть герметичным и надежно дистанционно управляемым. Конструкция узлов комплекса должна обеспечивать точность стыковки узлов при монтаже и расстыковки при демонтаже. Качество стыковки должно быть высоким, обеспечивающим нормальную работу и управление ПУО.

Особое внимание уделяют расположению механизмов связи: натяжным устройствам, установленным на БС или ППБУ, которые подвергаются действию волн, течения и ветра.

Недостаток размещения ПУО на дне моря — сложность управления, эксплуатации и ремонта.

Многолетний опыт бурения с плавучих буровых средств определил в основном две типовые конструкции скважин с подводным устьем. В первой конструкции (для глубин скважин примерно 5000—6500 м) применяют фундаментную колонну (направление) диаметром 762 мм, кондуктор — 508 мм, первую промежуточную колонну — 340 мм, вторую промежуточную колонну — 245 мм и эксплуатационную колонну — 178 мм. Диаметр эксплуатационной колонны обеспечивает спуск и установку двухколонных НКТ для одновременно-раздельной эксплуатации скважины. Такое сочетание диаметров с большими зазорами между колоннами позволяет надежное крепление скважин.

Вторую конструкцию преимущественно применяют при бурении на меньшие глубины при более простой конструкции скважин. В этой конструкции используют фундаментную колонну диаметром 762 мм, кондуктор — 406 мм, промежуточную колонну — 273 мм, эксплуатационную колонну — 178 мм.

В практике буровых работ на море с БС и ППБУ применяют одноблочную или двухблочную конструкцию ПУО. Некоторые одноблочные конструкции преимущественно используют на больших глубинах вод, в несложных двух- и трехколонных конструкциях скважин и на небольших глубинах бурения. Двухблочные конструкции применяют преимущественно на небольших глубинах вод, в сложных четырех- и пятиколонных конструкциях скважин и на больших глубинах бурения.

Преимущества одноблочной конструкции ПУО — сокращение времени на установку и монтаж комплекса, так как установленный одноблочный комплекс ПУО используется в течение всего времени бурения скважины. К недостаткам одноблочного ПУО следует отнести его большую массу (до 200 т) по сравнению с двухблочным, масса которого примерно 80 т.

Преимущества двухблочной конструкции — возможность ее

применения при бурении глубоких скважин сложной конструкции, относительно малая масса каждого блока противовыбросового оборудования и возможность производства ремонта свободного блока. К недостаткам следует отнести затрату времени на демонтаж первого и установку и монтаж второго блока в процессе бурения скважины, а также потребность дополнительного места для хранения неработающего блока. В настоящее время за рубежом используются одноблочные конструкции ПУО с проходным отверстием диаметром 476,24 мм, которые практически обеспечивают бурение глубоких скважин сложной конструкции.

В зарубежной практике Американский нефтяной институт (API), обобщив многолетний опыт работы буровых компаний, разработал практические рекомендации по применению противовыбросового оборудования API RP-53, для наземного и морского бурения с подводным расположением устья скважин.

Для обозначения узлов стволовой части принят специальный код: А — универсальный превентор; G — вращающийся превентор; R — однокорпусной плащечный превентор; R_a — двухкорпусной плащечный превентор; R_t — трехкорпусной плащечный превентор; X — универсальный плащечный превентор; S — крестовина; C_H — муфта высокого давления для соединения блока превенторов с колонной головкой или отдельных узлов в общей сборке стволовой части ПУО; C_L — муфта низкого давления для соединения морского стояка с блоком превенторов.

В зависимости от рабочего давления подводное противовыбросовое оборудование подразделяется на две группы: на рабочее давление 14 и 21 МПа и рабочее давление 35, 70 и 105 МПа.

Пример схемы сборки противовыбросового оборудования при подводном расположении ПУО приведен ниже.

| | | |
|---------------------------------|---|--|
| Рабочее давление, МПа | 14, 21 | 35, 70 и 105 |
| Схема сборки | C _H SAC _L , C _H RAC _H ; C _H RRAC _L | C _H R _a RAC _L ; C _H R _a RAC _H A; C _H R _a R _a AC _L ; C _H R _a R _a AAC _L |

§ 2. Двухблочный комплекс подводного устьевого оборудования

Двухблочный комплекс ПУО применяется в основном на ППБУ и включает:

блок плащечных одинарных (однокорпусных) превенторов с проходным отверстием 540 мм, универсальный сферический или другой конструкции превентор с проходным отверстием 540 мм и давлением 21 МПа, соединительные муфты, опорно-направляющие рамы и другие узлы;

второй блок двух сдвоенных плащечных превенторов с проходным отверстием диаметром 350 мм и давлением 70 МПа, универсальный превентор (или двумя) с проходным отверстием 350 мм и давлением 35 МПа, опорную направляющую раму, соединительные муфты и др.;

два водоотделяющих стояка диаметром 610 и 406 мм;

дистанционную систему управления блоками превенторов;
временную опорную базу;
отклонитель потока с системой управления (дивертор);
систему натяжения водоотделяющих стояков;
систему натяжения направляющих тросов;
манифольды противовыбросового оборудования (регулиру-
ния и глушения);
компенсаторы бурильной колонны;
компенсаторы аварийных подвесных и устьевых головок со
спусковым и испытательным инструментом и защитными втул-
ками;
телевизионную камеру;
другое скважинное и палубное оборудование, входящее в
комплект ПУО.

Весь комплекс подразделяется на палубный и подводный.

Палубный комплекс ПУО

На палубе ППБУ 8 постоянно смонтированы (рис. 26):
натяжные устройства 1 с направляющими роликами 2, под-
держивающие водоотделяющий стояк в постоянно натянутом
состоянии и компенсирующие перемещения ППБУ относительно
стояка, соединенного нижним концом с противовыбросовым обо-
рудованием (ПО);

лебедки 4 с приводом для намотки и хранения многоканаль-
ных шлангов дистанционного управления ПО;

лебедки 5 для подъема и спуска многоканальных шлангов 9 и
коллекторов 11 дистанционного гидравлического управления;

главная электрическая панель бурильщика 3 для управле-
ния ПУО и мини-панель 6, гидравлическая силовая установка 7
с гидронасосами и пневмогидравлическими аккумуляторами;

манифольд регулированием дросселирования и глушения
скважины 17;

блок противовыбросового оборудования 18;

компенсатор вертикальных перемещений бурильной колонны;
подвешенный на вышке 14 (см. рис. 21);

натяжные устройства 19 (см. рис. 26), поддерживающие
направляющие канаты постоянно натянутыми и компенсирующие
перемещение платформы относительно подводного устьевого
оборудования.

На платформе также размещены: компрессорная установка
высокого давления с блоком осушки воздуха, насосная установ-
ка для нагнетания рабочей жидкости в пневмогидроаккумулято-
ры, лебедки для намотки и хранения направляющих канатов,
лебедка и барабаны для спуска телевизионной камеры, предна-
значенной для осмотра ПО, приемная телевизионная установка
для приема и передачи от подводной телевизионной камеры,
колонная головка с комплектом подвесных и устьевых устройств

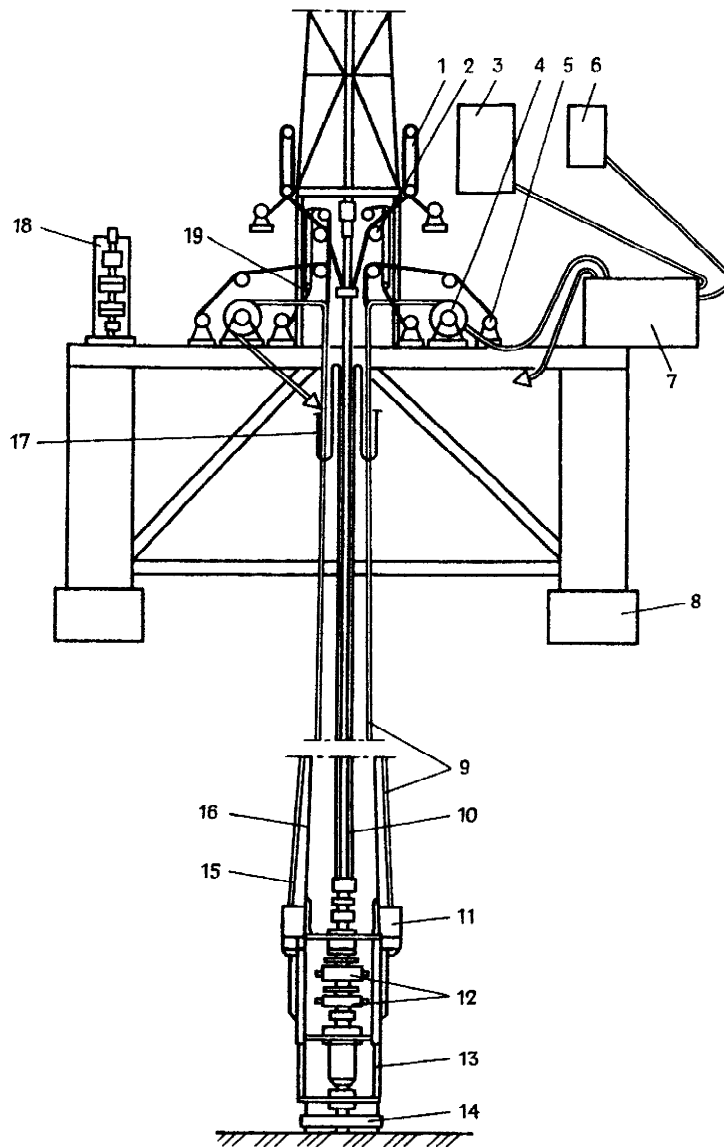


Рис. 26. Схема расположения двухблочного подводного комплекса устьевого на ППБУ (принципиальная)

обвязки обсадных колонн, стенд для испытания блоков превенторов перед спуском на морское дно для установки.

На палубе ППБУ, в безопасной зоне на большом расстоянии от рабочей площадки, установлена панель для управления ПУО в случае выброса, когда подход к главной панели невозможен.

На палубе также размещены: секции морских стояков диаметром 610 мм с телескопическим узлом для соединения с превенторным блоком и платформой; к 406-мм внутренней трубе телескопического узла в верхней части присоединено отклоняющее устройство (дивертор) для закрытия затрубного пространства между бурильной колонной и корпусом устройства, предотвращающее выход газа в рабочую зону в случае проявления газа, который отводится по трубопроводу в сепаратор газа на сжигание; панель управления общими натяжными устройствами; каптажное устройство для закрытия скважины до установки эксплуатационного оборудования; водолазное оборудование; комплект монтажных, спусковых, технологических инструментов и приспособлений грузоподъемных кранов и другое оборудование, необходимое для эксплуатации и ремонта ПУО.

Подводный комплекс (см. рис. 26)

Подводный комплекс состоит из водоотделяющей колонны (морского стояка) 10, многоканальных шлангов 9, 15, коллекторов 11, плашечных превенторов 12, опорно-направляющего основания 13, опорной плиты 14, направляющих канатов 16, верхней и нижней гидравлических муфт, шарового соединения (углового компенсатора), телевизионной камеры, телескопического компенсатора и других узлов.

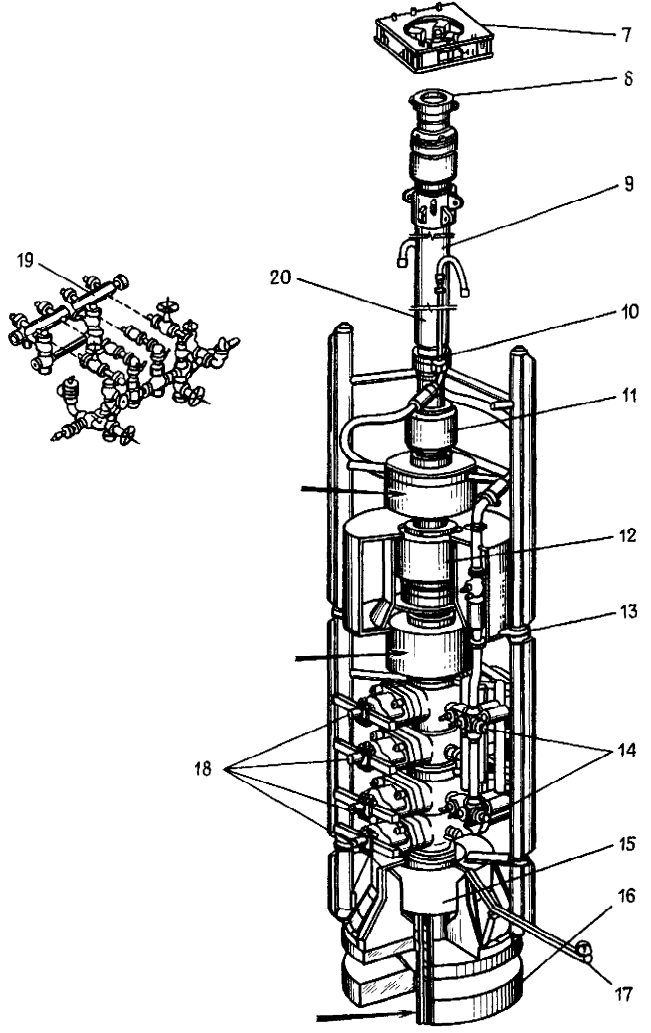
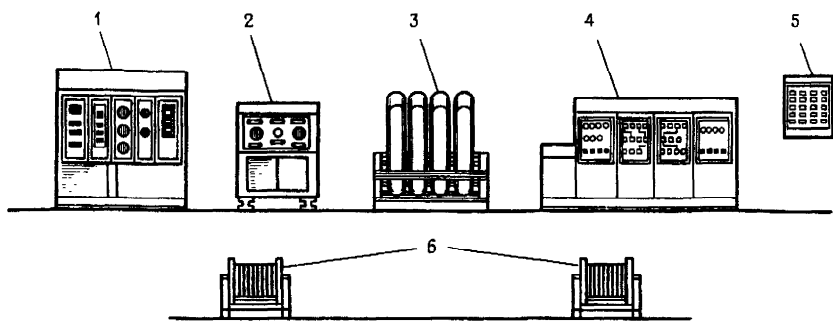
§ 3. Одноблочный комплекс подводного устьевого оборудования

На рис. 27 приведена одноблочная конструкция ПУО, обеспечивающая бурение многоколонных глубоких скважин (фирма «Камерон», США).

Превенторы с проходным отверстием диаметром 476,24 мм и с рабочим давлением 70 МПа позволяют бурить скважины с высокими пластовыми давлениями без замены блока превенторов. Особенностью основных узлов блока превенторов является применение:

а) плашечного превентора типа V-II, конструкция которого отличается от конструкции превенторов типа V тем, что он имеет более короткий ход крышки. В конструкцию введены гидрозатяжные болты крышек. Применено уплотнение крышек новой конструкции. В превенторе используются универсальные плашки, исключющие включение в блок превенторов дополнительный превентор, так как конструкция плашек обеспечивает перекрытие труб колонны от 60,3 до 193,7 мм. В конструкцию включены суперрежущие плашки для резки УБТ диаметром до 177,8 мм, замков бурильных труб и обсадных труб диаметром до 339,7 мм;

б) универсального превентора типа D18 3/4—10000 с проходным отверстием диаметром 476, 24 мм, выдерживающего рабочее давление 70 МПа. Уплотнитель превентора, по данным фир-



мы, обеспечивает 365 закрытий на трубе диаметром 127 мм при давлении 70 МПа;

в) цангового соединителя типа НС с диаметром проходного отверстия 476,24 мм и давлением 105 МПа. Соединитель, по данным фирмы, при давлении 105 МПа выдерживает изгибающую нагрузку 4147,6 кН·м.

г) универсального углового компенсатора, обеспечивающего работу подводного комплекса на глубине до 3050 м и выдерживающего нагрузку до 9070 кН. Особенность конструкции — наличие эластомерного элемента, состоящего из сферических стальных пластин и эластической набивки. Элемент может выдерживать большие сжимающие нагрузки и срезающие усилия. Компенсатор может отклоняться в любом направлении вокруг центра вращения при изгибе морского стояка;

д) соединителя морского стояка с проходным отверстием 473 мм, выдерживающим нагрузку 9070 кН. Соединитель может работать на глубине моря до 3000 м. По данным фирмы, он испытан на изгибающую циклическую нагрузку, равную нагрузке предела усталости материала (1 млн. циклов), и выдержал испытания. При глубоководном бурении может произойти произвольное отсоединение морского стояка от подводного блока превенторов в результате непредвиденных обстоятельств (прекращение подачи циркулирующей жидкости, потери циркуляции или случайного отсоединения линии). Во избежание смятия морского стояка в этой ситуации в подводном комплексе предусмотрена клапанная катушка для заполнения морского стояка водой. Датчик катушки приводится в действие, если давление внутри стояка понизится на 1,4 МПа от давления столба морской воды. При падении давления в морском стояке давление морской воды поднимет закрывающую втулку вверх и морская вода поступит в морской стояк, стабилизируя давление и предотвращая его смятие.

§ 4. Монтаж комплекса подводного устьевого оборудования

После заякоривания ППБУ на точке бурения водолазы обследуют морское дно и по результатам обследования и установления фактического расположения платформы по отношению к месту, определенному проектом, и соответствия данных по прочности грунта, полученных ранее при инженерных изысканиях, приступают к спуску ПУО и бурению скважины.

Рис. 27. Одноблочный подводный устьевой комплекс:

1 — пульт буроводчика, 2 — пульт управления штуцерным манифольдом, 3 — аккумуляторная установка, 4 — гидравлическая силовая установка; 5 — дистанционный пульт управления, 6 — шланговые барабаны, 7 — гидравлический спайдер, 8 — верхнее соединение морского стояка; 9 — телескопический компенсатор; 10 — соединение, 11 — угловой компенсатор; 12 — нижний узел морского стояка, 13 — направляющие, 14 — подводные задвижки; 15 — цанговая муфта; 16 — опорная плита (фундаментная), 17 — акустический датчик, 18 — плашечные превенторы, 19 — штуцерный манифольд, 20 — морской стояк

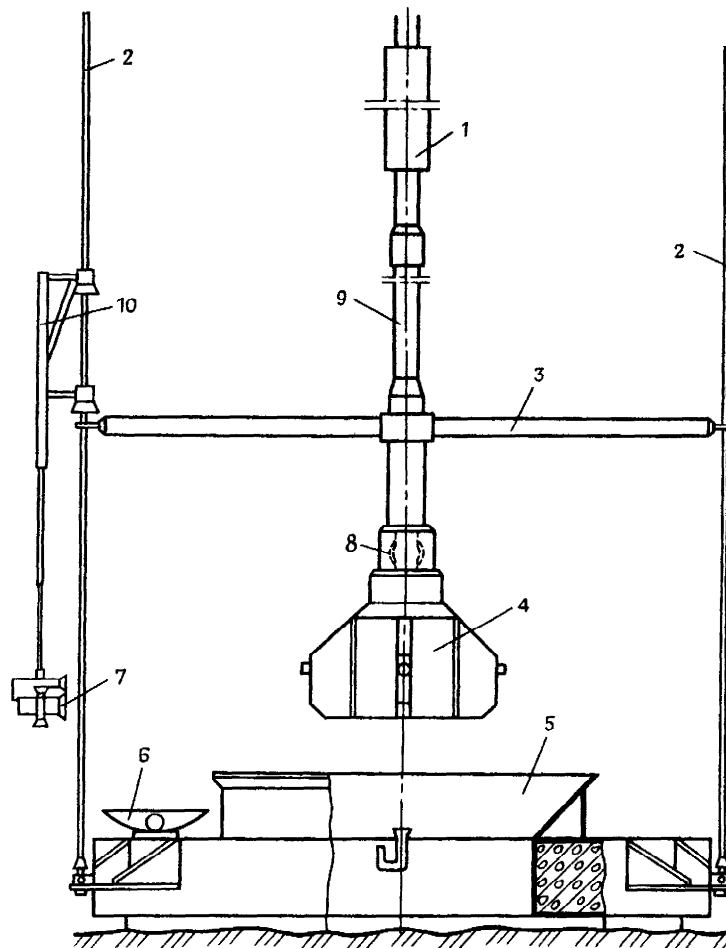


Рис. 28. Спуск и установка временной фундаментной плиты:

1 — телескопический компенсатор, 2 — направляющий канат, 3 — направляющая штанга, 4 — спусковой инструмент, 5 — опорная плита, 6 — уровень, 7 — телекамера, 8 — шарнирный узел, 9 — бурильная колонна, 10 — телескопическая штанга

Строительство скважины и монтаж-демонтаж ПУО производят в такой последовательности.

Краном устанавливают фундаментальную плиту 5 (рис. 28) на откидные створки шахты. К плите с помощью срезных пальцев присоединяют направляющие канаты 2, закрепляют на плите уровень 6 определения наклона плиты. Подвешивают на элеваторе спусковой инструмент 4, снимают вкладыши ротора и, пропуская его через проходное отверстие ротора, сажают инструмент на элеватор на ротор. Затем к спусковому инструменту присоединяют телескопический компенсатор 1, наращивают бурильные трубы и, опуская бурильную колонну 9 до монтажной

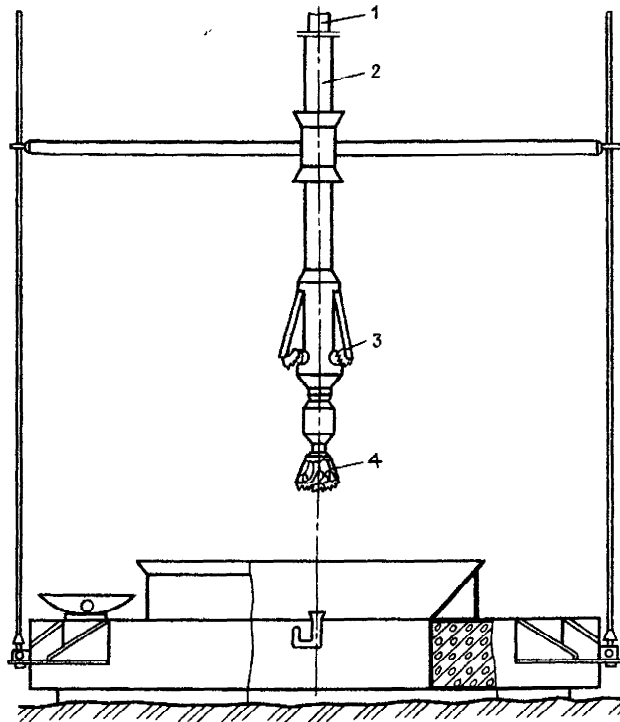


Рис. 29. Спуск долота для бурения под направление:

1 — буровая колонна,
2 — УБТ, 3 — расширитель, 4 — долото

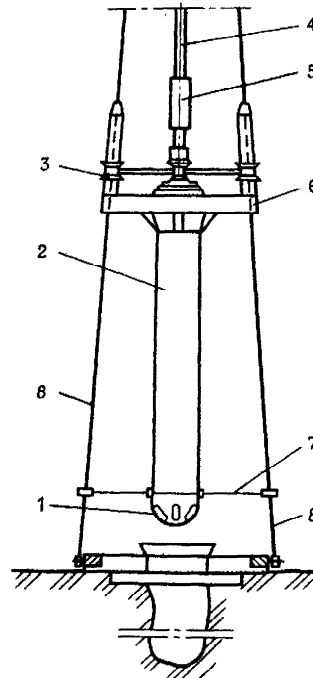


Рис. 30. Спуск фундаментной колонны (направления):

1 — направляющий бандаж, 2 — фундаментная колонна,
3 — направляющая штанга, 4 — спусковой инструмент, 5 — телескопический компенсатор, 6 — постоянное направляющее опорное основание, 7 — направляющий пеньковый канат, 8 — направляющий канат

площадки, присоединяют ее к опорной плите. Выше спускового инструмента устанавливают направляющую штангу 3, втулки которой связывают с направляющими канатами, расположенными по диагонали. После этого опорную плиту приподнимают, открывают створки шахты, пропускают и сажают ее, спуская на морское дно. При спуске телекамеры 7 определяют угол наклона плиты, установленной на морском дне. Затем поднимают спусковой инструмент, разбирают его и на утяжеленных бурильных трубах спускают долото для бурения скважины диаметром 914 мм под фундаментную колонну диаметром 762 мм (рис. 29).

При неустойчивых породах вначале бурят скважину меньшего диаметра, а затем расширяют до требуемого размера. Бурят скважину на воде с открытой циркуляцией. По окончании бурения бурильный инструмент поднимают; спускают фундаментную колонну 2 диаметром 762 мм (рис. 30) с опорно-направляющим основанием 6. Для этого собирают несколько секций колонны, наращивают колонну необходимой длины, включая секцию со звеном с упорно-центрирующими косынками, и пропускают это звено через опорно-направляющее основание. Затем соединяют обе части опорно-направляющего основания, опускают колонну и подвешивают ее за устьевую головку в опорно-направляющем основании. Собирают цементировочный хвостовик 2 (рис. 31) из бурильных труб и на него навинчивают спусковой инструмент 4, к которому присоединяют телескопический компенсатор 5 (рис. 30).

Наращиванием бурильных труб колонну спускают до монтажной площадки на ППБУ и соединяют спусковой инструмент с устьевой головкой. Между спусковым инструментом и телескопическим компенсатором устанавливают направляющую штангу 3, в концевые втулки которой заводят направляющие канаты 7. Затем, наращивая бурильные трубы, опускают колонну до опорной плиты и после посадки колонны на плиту продолжают спуск до выбора половины хода телескопического компенсатора. С помощью телекамеры проверяют вертикальность опорно-направляющего основания. После спуска колонны на проектную глубину ее цементируют до устья, поднимают и разбирают бурильную колонну (см. рис. 31).

В случае слабых мягких грунтов опорно-направляющее основание устанавливают на грунт без применения опорной плиты. Обычно же опорно-направляющее основание устанавливают с помощью его сферической опоры в воронку опорной плиты. Это обеспечивает горизонтальность основания при установке опорной плиты на неровное дно. Опорно-направляющее основание служит базой центрирования и установки блока противовыбросового оборудования при бурении и блока фонтанной арматуры — при эксплуатации с подводным устьем скважины.

Основание представляет собой сварную четырехугольную раму, по углам которой вварены четыре стойки для пропуска направляющего каната при спуске основания к подводному устью.

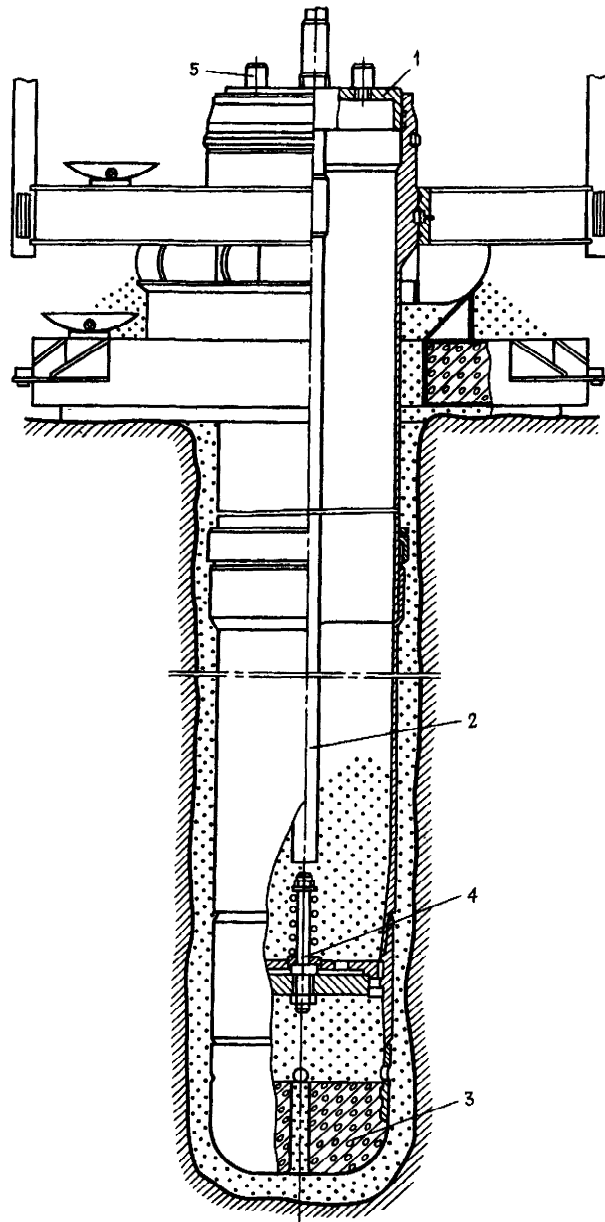


Рис. 31. Цементирование направления:

1 — спусковой инструмент; 2 — цементировочный хвостовик из бурильных труб; 3 — направляющий башмак; 4 — обратный клапан; 5 — пробка для выпуска воздуха

На каждой стойке имеются продольные прорезы для пропуска канатов. Прорезы закрываются съемными планками.

После окончания работ по установке и закреплению опорно-направляющего основания приступают к монтажу, спуску и установке блока 3 противовыбросового оборудования (ПО) с проходным отверстием диаметром 540 мм и рабочим давлением 21 МПа и морского стояка диаметром 610 мм (рис. 32).

Вначале мостовым краном устанавливают и закрепляют на главной палубе временную устьевую головку, а на блоке превенторов размещают и закрепляют коллектор управления. Затем подачей давления по гидросистеме отсоединяют нижнюю муфту блока превенторов от тумбы и краном переносят блок 3 поближе к шахте буровой, устанавливают его на устьевой головке, нижней муфтой 2 соединяют блок ПО с головкой и к головке подсоединяют шланги управления. После этого коллектор управления снимают с блока ПО, устанавливают его на место хранения на палубе, краном перемещают блок к шахте спуска, направляют направляющие канаты в направляющие стойки блока и опускают блок ПО, подвесив и установив его на опорных балках шахты спуска. Затем снова устанавливают коллектор управления на блок ПО, краном поднимают секцию морского стояка, закрепляют ее с блоком ПО и соединяют дублирующий коллектор управления на блоке ПО.

После этого на подготовленном роторе устанавливают монтажный спайдер, краном подносят и опускают через ротор на спайдере звено морского стояка и специальным ключом прикрепляют его к ниппельной части узла соединения. Затем дают натяжение направляющим канатам, приподнимают сборку ПО, открывают створку шахты и опускают сборку ПО, подвесив ее на клиньях спайдера за фланец морского стояка. Закрепляют на фланце морского стояка гидроакустический датчик индикатора угла отклонений морского стояка от вертикали.

После этого наращивают секции морского стояка и к последней секции присоединяют телескопическое звено в сжатом виде. Сборку стояка и ПО подвешивают на монтажном спайдере и отсоединяют спусковой инструмент. Затем краном подводят отклонитель потока бурового раствора, присоединяют спусковой инструмент, поднимают, устанавливают и закрепляют отклонитель на ниппельной части внутреннего телескопического звена. Устанавливают траверсу крюка компенсатора буровой колонны в крайнее нижнее положение и создают в пневмогидросистеме такое давление, чтобы усилие натяжения превышало массу морского стояка.

Затем натяжные канаты прикрепляют к неподвижной части телескопического звена, опускают сборку стояка и ПО, продолжая спуск талевого блока до выбора половины хода компенсатора, и соединяют временную устьевую головку гидромурфтой с устьевой головкой направления диаметром 762 мм. После этого выбирают слабины натяжных канатов, включают в работу

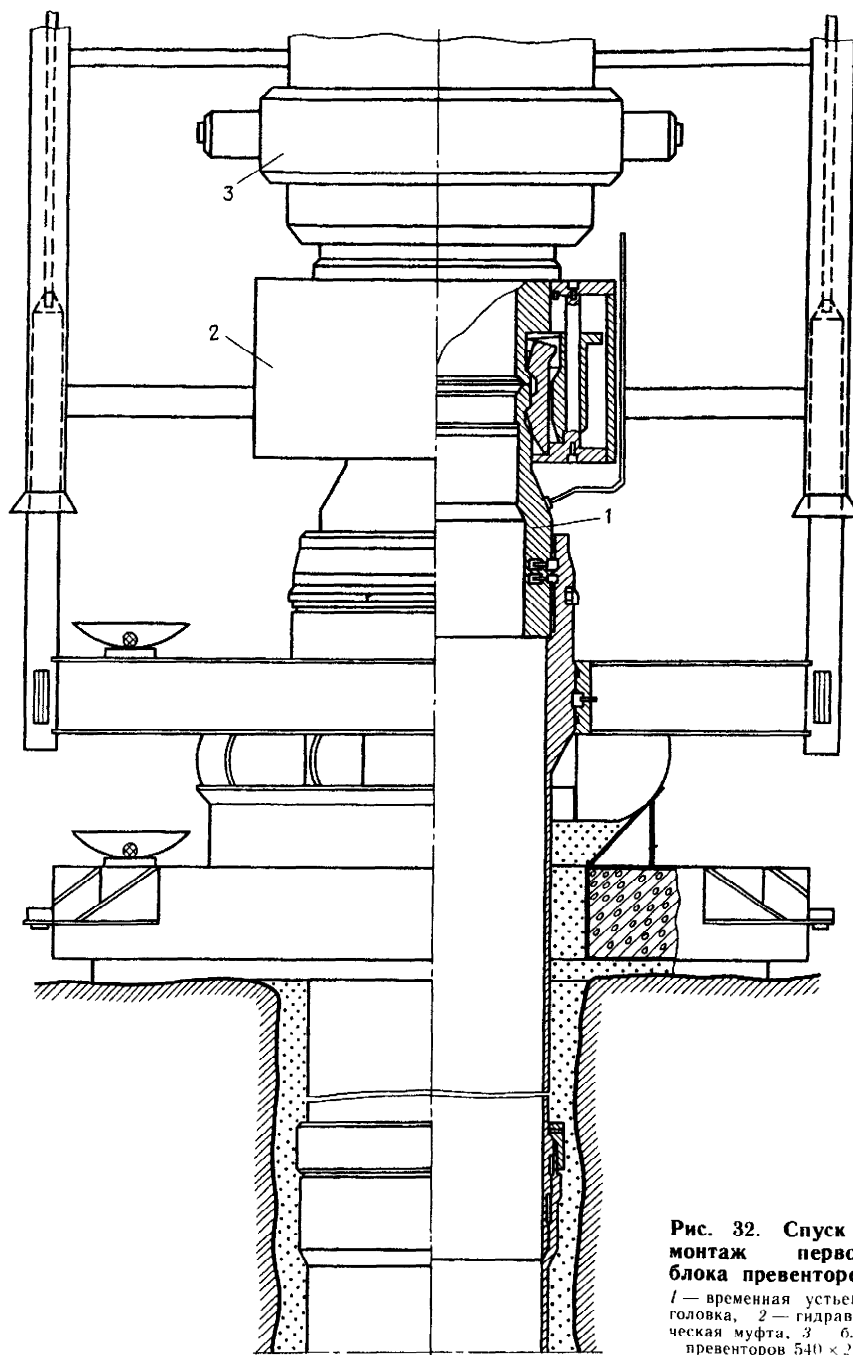


Рис. 32. Спуск и монтаж первого блока преенторов:
 1 — временная устьевая головка, 2 — гидравлическая муфта, 3 — блок преенторов 540 × 210

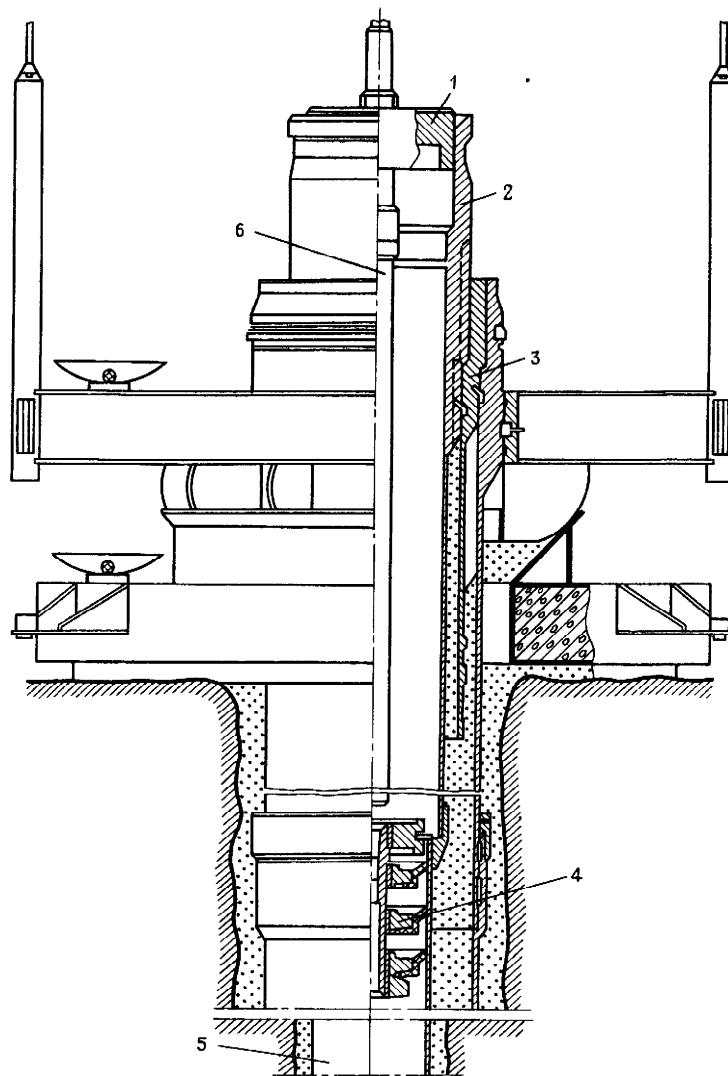


Рис. 33. Спуск и цементирование кондуктора:

1 — спусковой инструмент, 2 — устьевая головка кондуктора диаметром 508 мм, 3 — головка диаметром 630 мм без колонны, 4 — цементирующая пробка, 5 — колонна кондуктора, 6 — цементирующий хвостовик

натяжное устройство морского стояка, разгружают компенсатор буровой колонны, освобождают внутреннюю трубу телескопического звена от стопоров, поднимают ее к подроторным балкам и закрепляют тягами отклонитель потока к подроторным балкам.

После этого присоединяют линии управления к отклонителю

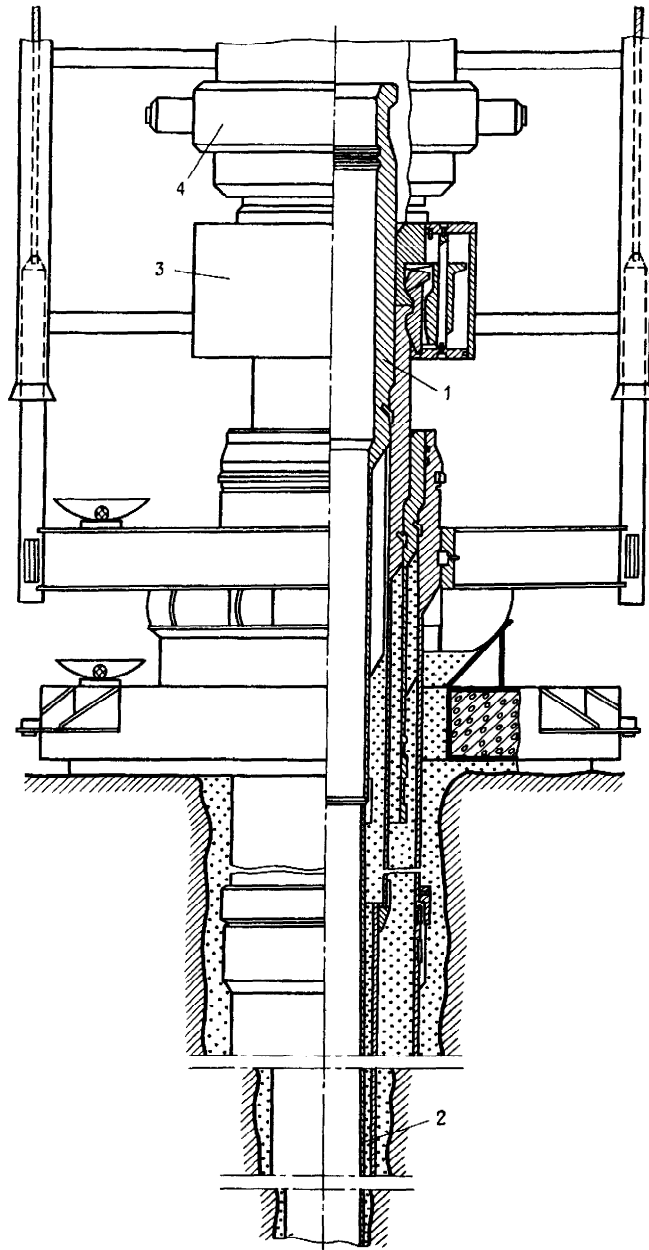


Рис. 34. Цементирование первой промежуточной колонны:
 1 - устьевая головка, 2 - первая промежуточная колонна, 3 - гидравлическая муфта; 4 - блок превенторов

потока и уплотнительному устройству телескопического звена, освобождают спусковой инструмент и спускают защитную втулку отклонителя, подсоединяют отводной трубопровод и доливочную линию к телескопическому звену. Опускают на бурильных трубах испытательный инструмент до посадки его на подводное устье, закрывают плащечный превентор, подачей рабочей жидкости в систему гидроуправления проверяют герметичность соединений и поднимают спусковую колонну с испытательным инструментом.

Затем собирают бурильный инструмент, спускают его и бурят скважину долотом диаметром 660 мм под кондуктор диаметром 508 мм до проектной глубины.

Бурильный инструмент поднимают в описанном выше обратном порядке, демонтируют морской стояк, временную устьевую головку и блок ПО, спускают кондуктор, к последней секции которого присоединяют устьевую головку, и цементируют его (рис. 33). После этого опять приступают к сборке, спуску и установке блока 4 ПО с морским стояком. При этом блок ПО закрепляют гидравлической муфтой 3 на устьевой головке кондуктора диаметром 508 мм (рис. 34).

Скважину продолжают бурить под первую промежуточную колонну диаметром 340 мм. Через блок ПО спускают обсадную колонну диаметром 340 мм. К последней секции промежуточной колонны присоединяют устьевую головку 1. После спуска технической колонны на проектную глубину ее цементируют. Затем спусковой инструмент раскрепляют и поднимают, демонтируют морской стояк диаметром 610 мм и блок превентора диаметром 540 мм в порядке, обратном монтажу данных узлов. Спускают и устанавливают блок превентора диаметром 350 мм с рабочим давлением 70 МПа и морской стояк диаметром 406 мм (рис. 35). После этого спускают и закрепляют в устьевой головке 2 диаметром 340 мм защитную втулку 3 и приступают к бурению скважины диаметром долота 311 мм под вторую промежуточную колонну диаметром 245 мм. Проходное отверстие ПО обеспечивает пропуск долота диаметром 311 мм и уменьшает кольцевой зазор ПО и морского стояка, повышая этим скорость восходящего потока бурового раствора.

Соединительные муфты на блоке ПО и морского стояка заменяют также на 346-мм, соответствующие присоединительным размерам ПО и морского стояка и рабочим давлениям.

После спуска на проектную глубину и цементирования второй промежуточной колонны из корпуса устьевой головки извлекают защитную втулку диаметром 340 мм, спускают на бурильных трубах испытательный инструмент и саждают его в конусное гнездо подвесной головки 3 диаметром 245 мм, закрывают плашки одного из превенторов и через линию глушения подают опрессовочную жидкость. Если давление падает, то довинчивают уплотнительное устройство 2 или заменяют его (рис. 36). Затем опять спускают защитную втулку диаметром 340 мм и

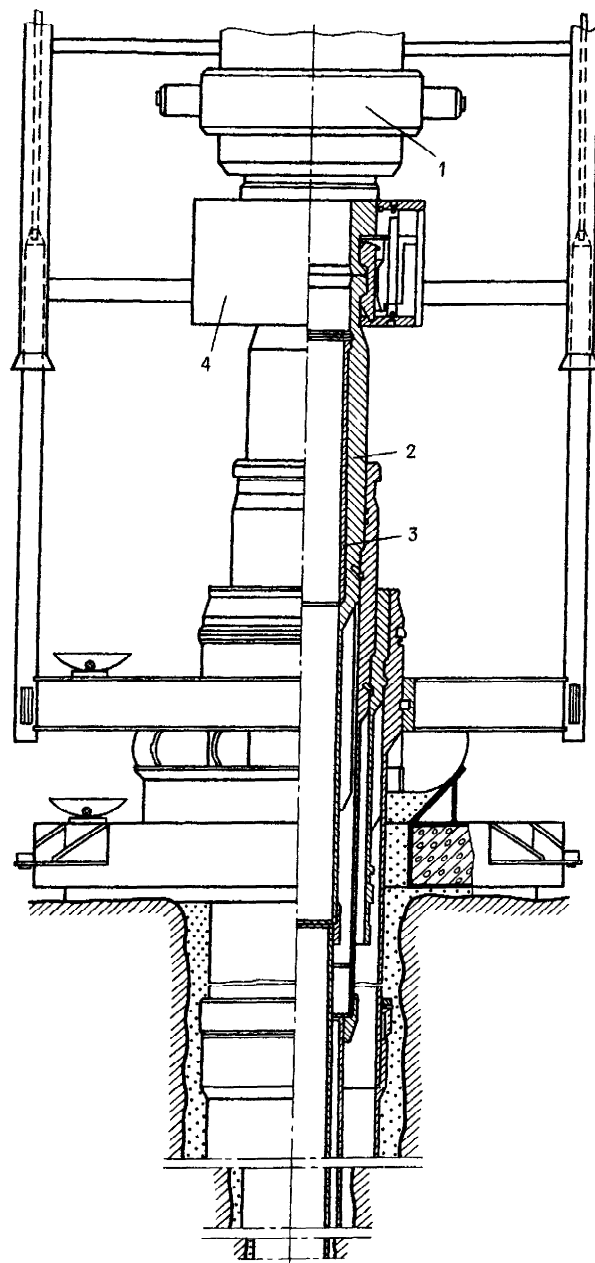


Рис. 35. Спуск и установка второго блока превенторов:
 1 — второй блок превенторов, 2 — устьева головка 1-й технической
 колонны диаметром 340 мм, 3 — цапговая втулка, 4 — гидравлическая
 муфта

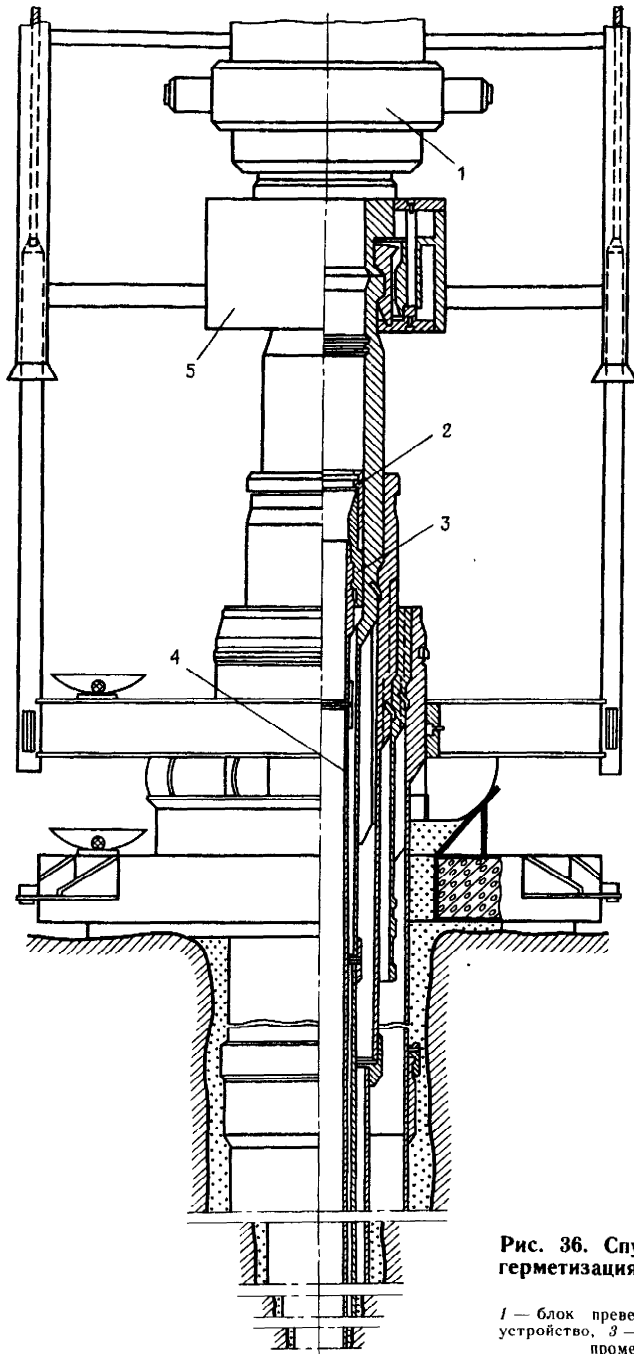


Рис. 36. Спуск, цементирование и герметизация 2-й технической колонны:

1 — блок превенторов; 2 — уплотнительное устройство, 3 — подвешная головка, 4 — 2-я промежуточная колонна

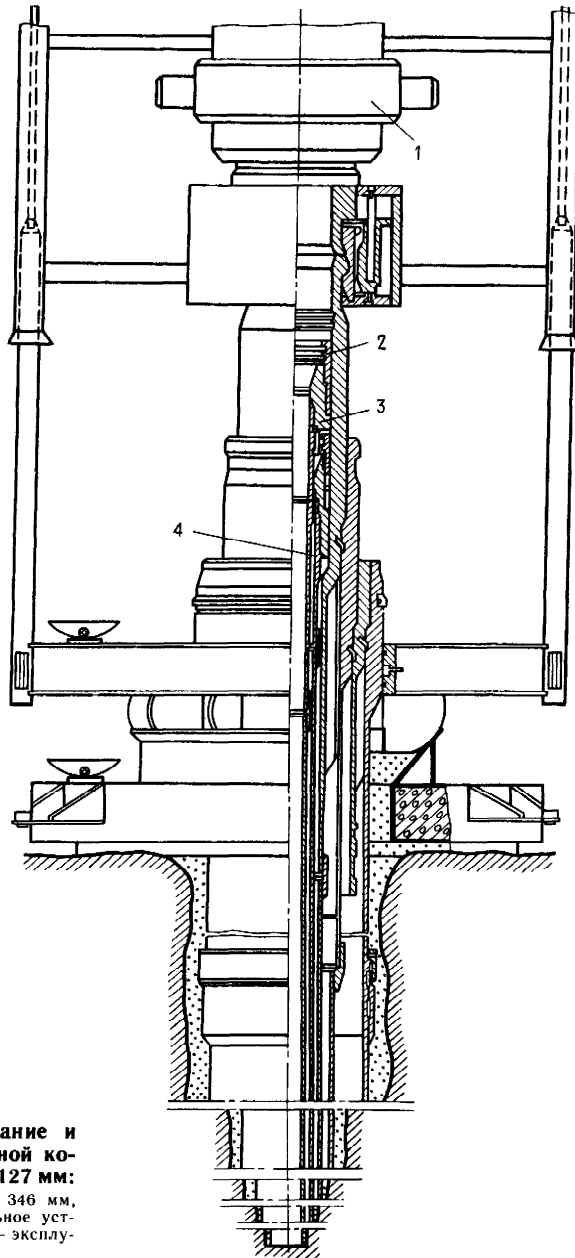


Рис. 37. Спуск, цементирование и герметизация эксплуатационной колонны диаметром 168 × 146 × 127 мм:
 1 — 2-й блок превенторов (диаметр 346 мм, давление 70 мПа), 2 — уплотнительное устройство, 3 — подвесная головка, 4 — эксплуатационная колонна

приступают к бурению под колонну диаметром 173 мм (или хвостовик), рис. 37. В случае спуска хвостовика после его цементирования приступают к бурению под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм (146 или 127 мм). Спускоподъемные и другие операции повторяются.

После спуска и цементирования обсадной колонны демонтируют морской стояк и блок ПО. Затем на бурильных трубах спускают каптажное устройство и устанавливают его на устьевую головку. Натяжение направляющим канатам дают до тех пор, пока не срежутся штифты, связывающие концы канатов с направляющими стояками. Канаты поднимают и закрепляют на палубе. По окончании строительства скважины устанавливают опознавательный буй (поплавок) с номером скважины.

§ 5. ПУО без направляющих канатов

Освоение нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах моря обусловило совершенствование и создание новых узлов конструкции ПУО, и в особенности морских стояков. На рис. 38 в качестве примера приведена схема ПУО без направляющих канатов фирмы «Камерон». В системе направляющего основания 15, блока превенторов и «верхней» цанговой соединительной муфты 10 конструкция обеспечивает использование их с сонарной системой подвода, включающей сонар, телекамеру, индикаторный высотомер и считывающее устройство, установленное на поверхности.

Блок превенторов включает нижнюю цанговую соединительную муфту 13, плашечные превенторы 17 и приемную плиту, которая имеет приемную втулку для соединения системы гидравлического управления, линий глушения и штуцерной. Эти линии имеют безопасные клапаны с приемными втулками дистанционного управления сверху.

Узлы стояка включают: узел нижнего стояка, превентор 20, шаровое соединение 9, соединительные части стояка и телескопический узел стояка с вертлюгом 18, обеспечивающим вращение на 360°. Аккумуляторы, электрогидравлические, гидравлические или мультиплексные управляющие устройства постоянно смонтированы в пучок вокруг соединительной цанговой муфты. Такая конструкция обеспечивает быстрое отсоединение стояка путем открывания цангового соединения муфты 10, в результате чего стояк снимается с блока превенторов. На ПБС постоянно установлены: лебедки электрокоммуникационного и силового кабеля 7, блок аккумуляторных батарей 6, центральная панель управления 5, разделяющая установка 4, блок батарей 3, электроустановка 2, панель управления бурильщика 1, установка с панелью управления дивертером 24, лебедка аварийного гидравлического шланга 23, дополнительная линия подачи рабочей жидкости 22.

Монтаж ПУО начинают со спуска на морское дно опорной плиты, направляющего основания 15 или соединенных вместе

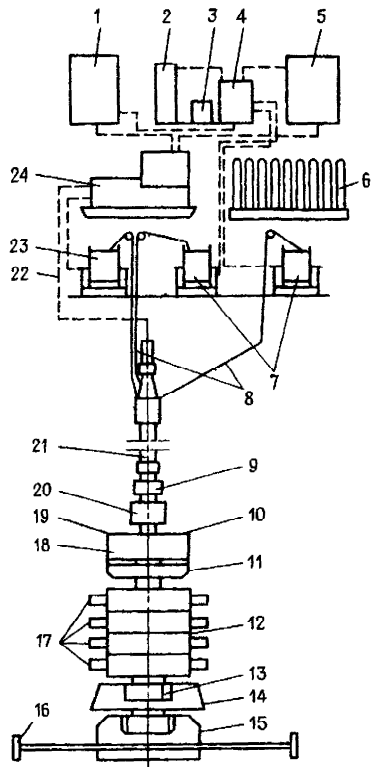


Рис. 38. Схема подводного устьевого оборудования без направляющих канатов:

1 — панель управления бурильщика; 2 — электроустановка; 3 — блок батарей; 4 — разделяющая установка; 5 — центральная панель управления; 6 — блок аккумуляторных батарей; 7 — лебедки электрокоммуникационного и силового кабелей; 8 — коммуникационные и силовые кабели; 9 — шаровое соединение; 10 — верхняя цапговая соединительная муфта; 11 — универсальный превентор; 12 — клапан предохранительный; 13 — нижняя цапговая соединительная муфта; 14 — направляющая воронка; 15 — направляющее основание; 16 — отражатель и импульсный приемопередатчик для акустического управления; 17 — блок плашечных превенторов; 18 — вертлюг; 19 — система управляющего манифольда; 20 — цилиндрический превентор; 21 — линия глушения и штуцерная; 22 — дополнительная линия подачи жидкости; 23 — лебедка аварийного гидравлического шланга; 24 — силовая установка с панелью управления дивертером

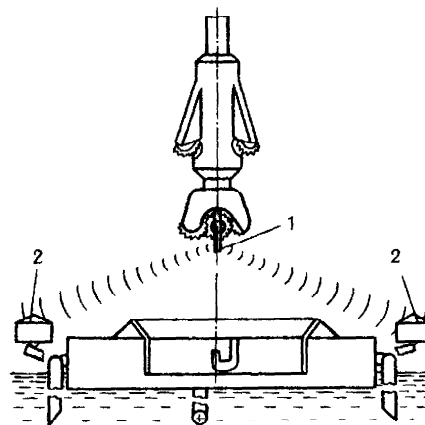


Рис. 39. Схема ввода в опорную плиту бурового инструмента

1 — сонар; 2 — отражатели

опорной плиты и направляющего основания. К опорной плите перед спуском присоединяют откидные кронштейны, на концах которых установлены отражатели сонара 16. Эти кронштейны при прохождении через шахту находятся в сложенном виде и после прохождения шахты раскладываются.

После установки опорной плиты и направляющего основания приступают к бурению скважины диаметром 914 мм под 762-мм фундаментную колонну. Последнюю спускают, соединяют ее верхний конец с морским основанием и цементируют колонну до устья. Затем бурят скважину диаметром 508 мм под 508-мм или 476-мм колонну, спускают ее с прикрепленным к последней секции трубы 425-мм корпус (устьевую головку). После спуска колонны устьевая головка автоматически замыкает-

ся в 762-мм устьевой головке предыдущей фундаментной колонны, и спущенная колонна цементируется. Затем спускают блок превенторов. Во время спуска сонар 1 (рис. 39) и телекамера, установленные на нижней части спускаемого оборудования, посылают сигналы на отражатели 2, расположенные на концах откидных кронштейнов направляющего основания, установленного на морском дне.

Телекамеры обеспечивают изображение спускаемого узла на экране панели в помещении управления на буровом судне.

Направляющая воронка 14 (см. рис. 38) внизу спускаемого узла помогает совместить его с направляющим основанием. Совместная информация от сонара и телекамеры обеспечивает окончательное совмещение в пределах 100 мм. После этого с помощью цанговой гидравлической муфты соединяют спущенные блок противовыбросового оборудования с направляющим основанием и сонар с телекамерой поднимают. Затем спускают морской стояк и при подходе верхней цанговой гидравлической муфты, закрепленной на нижней части стояка к блоку превенторов, муфта совмещается и соединяется со специальным устройством-вертлюгом, установленным на верхней части блока превенторов. После соединения этих узлов стояк с муфтой поворачивается до совмещения всех гидравлических соединений и втулок штуцерной линии и линии глушения. После этого муфты и втулки пропускают через предохранительную базовую плиту узла нижнего стояка и соединяют в приемной плите в верхней части блока превенторов.

Условия эксплуатации комплекса ПУО на больших глубинах потребовали создания соответствующих конструкций узлов.

Шаровое верхнее универсальное соединение стояка и блока превенторов рассчитано на нагрузку 4540 кН, глубину 1829 м. Конструкция соединения выполнена так, что контактируемые поверхности шара и гильзы обеспечивают только герметизацию соединения, а нагрузку воспринимает специальное шарнирное соединение типа DW.

Телескопический узел обеспечивает перемещение по вертикали до 18,3 м. Для облегчения веса стояка к нему могут присоединяться плавучий материал или плавучие понтоны (поплавки).

Комплекс ПУО обеспечен системой аварийного отсоединения. Для этого на противоположных сторонах узла нижней секции стояка приварены кронштейны, на концах которых установлены приемные раструбы аварийного отсоединения с воронками диаметром 508 мм. Для выполнения аварийного отсоединения или соединения опускается специальный инструмент с сонаром и телекамерой на конце.

В комплексе ПУО применены многоступенчатая электрогидравлическая система дистанционного управления и аварийная акустическая система.

§ 6. Системы дистанционного управления подводным устьевым оборудованием

Системы дистанционного управления — составная часть ПУО — предназначены для дистанционного управления закрытием и открытием подводных превенторов, задвижек высокого давления, соединительных муфт и других узлов ПУО. Эти системы — наиболее сложная часть ПУО, от эффективности работы которых зависит надежность управления бурящейся скважиной при газо-, водо- и нефтепроявлениях.

В настоящее время применяются в основном две системы дистанционного управления: гидравлическая, рекомендуемая к применению при глубинах моря до 610 м; электрогидравлическая (мультиплекс), применяемая на глубинах в основном свыше 610 м. Кроме этого, в составе системы дистанционного управления используют акустические системы дистанционного управления, обеспечивающие связь и управление противовыбросовым оборудованием в аварийных ситуациях. Акустические сигналы посылаются и принимаются гидрофонами, расположенными на плавучей буровой установке и на блоке ПУО. Исполнительная часть акустической системы состоит из гидрофона декодирующего устройства и исполнительного механизма.

§ 7. Гидравлическая система управления

Гидравлическая система управления состоит из (рис. 40): главной панели управления 7, расположенной на посту бурильщика, и вспомогательной 1, удаленной от рабочей площадки буровой;

гидравлической силовой установки 10;

электрического силового блока 2, установленного на главной палубе ППБУ или БС. Блок размещается вне взрывоопасной зоны и обеспечивает электроэнергией органы управления и сигнализации;

многоканального подводного шланга 15 с лебедкой 13;

подводного коллектора с каналом управления 16, лебедкой 14 и канатом для подъема и спуска коллектора 17.

На ПБС обычно устанавливают две гидравлические системы управления, одна из которых является дублирующей. Главная и вспомогательная панели управления обеспечивают дистанционное управление: универсальным и плашечными превенторами, задвижками манифольдов, соединительными муфтами блоков превенторов и морского стояка, запирающими устройствами и гидравлическими замками плашечных превенторов, запираением подводного коллектора, подачей смазки в шаровое соединение морского стояка, селектором и регулирующим каналом в подводном коллекторе, контроль за параметрами и работой системы.

Гидравлическая силовая установка и блок управления:

принимают сигналы от панели управления и преобразовывают

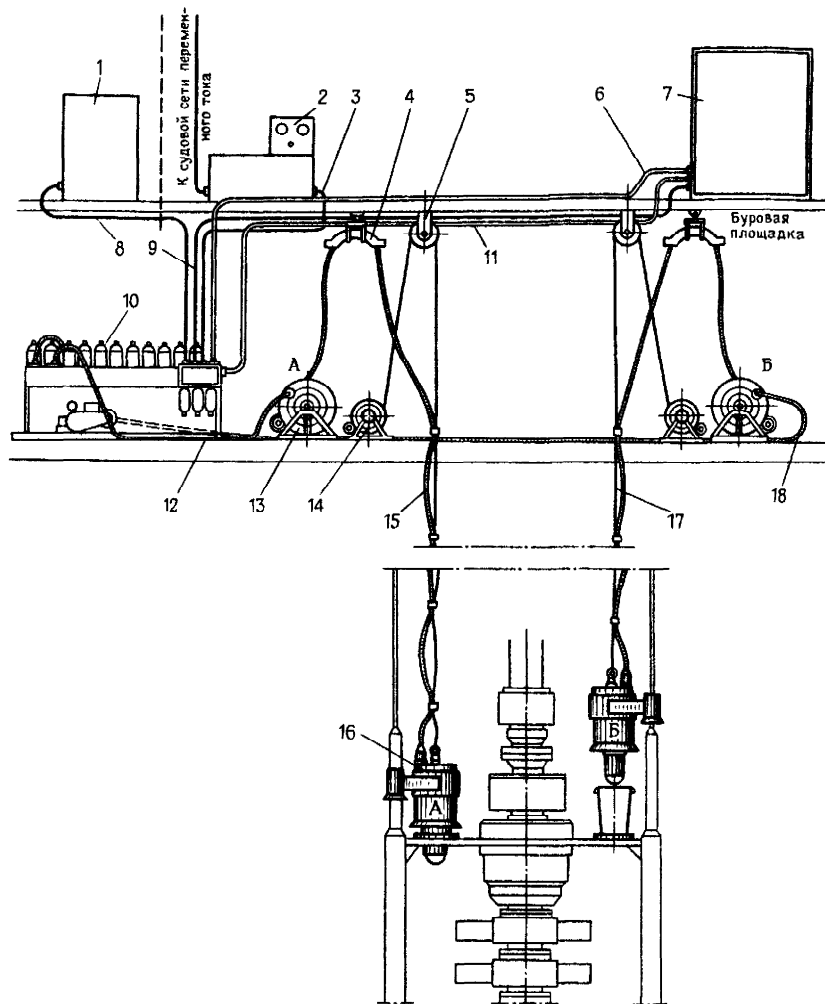


Рис. 40. Схема гидравлической системы управления ПУО:

1 — панель управления малая, 2 — электросиловой блок, 3 — электрокабель питания центрального гидравлического распределителя; 4 — направляющий желоб для спуска шланга, 5 — подвесной направляющий блок каната коллектора, 6 — многоканальный воздушный шланг управления от главной панели, 7 — главная панель управления, 8 — многожильный электрокабель управления от малой панели, 9 — многожильный электрокабель для передачи ответных команд от главной панели, 10 — силовая установка и центральный гидравлический распределитель, 11 — ведущий шланг к главной панели, 12 — соединительный гидравлический шланг управления канала «А», 13 — лебедка с приводом для многоканального шланга, 14 — лебедка с приводом для подъема канатом подводного коллектора, 15 — многоканальный шланг подводного коллектора, 16 — подводный коллектор, 17 — канат подъема коллектора, 18 — гидравлический соединительный шланг управления каналом «Б»

их в команды, передаваемые рабочей жидкостью по шлангу в подводный коллектор. Рабочая жидкость по команде селектора передается по одному из выбранных каналов управления; передают команду в регулируемый клапан для изменения рабочего давления в универсальном превенторе;

передает ответные сигналы об исполнении команд к панелям управления и производит с помощью насоса высокого давления подзарядку гидроаккумуляторов;

приготавливает рабочую жидкость для работы системы и измеряет параметры в системе, передавая данные на контрольные приборы.

Многоканальный подводный шланг состоит из одного центрального канала большого диаметра, который служит для подачи рабочего давления к подводному коллектору, и соответствующего количества каналов малого диаметра для подачи команд с помощью жидкости к управляющим клапанам подводного коллектора.

Подводный коллектор:

направляет рабочую жидкость высокого давления в рабочие органы блока превенторов, снижает давление ее в цилиндрах превенторов с помощью регулирующего клапана (например, при операциях расхаживания бурильного инструмента);

производит соединение всех каналов при посадке сердечника коллектора в гнездо на блоке превенторов и надежно его запирает.

Шланговый барабан снабжен распределительными каналами для подачи основных команд к подводному коллектору. Высокое рабочее давление подается в барабан по отдельному гидравлическому шлангу 12 через гидравлический вертлюг. Все электрические приборы панели управления и гидравлические коллекторы применяют во взрывозащищенном исполнении, вибростойкие и влагонепроницаемые.

Главная панель управления может быть гидравлического, электрического или пневматического действия. Соответствующие команды с панели могут подаваться гидравлическими, электрическими или пневматическими сигналами на главную гидравлическую силовую установку (гидрораспределитель), который трансформирует их в гидравлические импульсы, подаваемые к подводным клапанам управления.

§ 8. Мультиплексная электрогидравлическая система управления

Электрогидравлическая система управления управляет потоком рабочей жидкости к рабочим цилиндрам блока превенторов с помощью включения в работу соответствующих подводных клапанов электронными сигналами. В электрогидравлической системе применяются узлы гидравлической системы с некоторыми внутренними модификациями (рис. 41).

Мультиплексная электрогидравлическая система состоит из поверхностного оборудования управления, соединительных узлов и подводной части.

Оборудование, расположенное на поверхности ПБС, обеспечивает управление и контроль работы ПУО и включает:

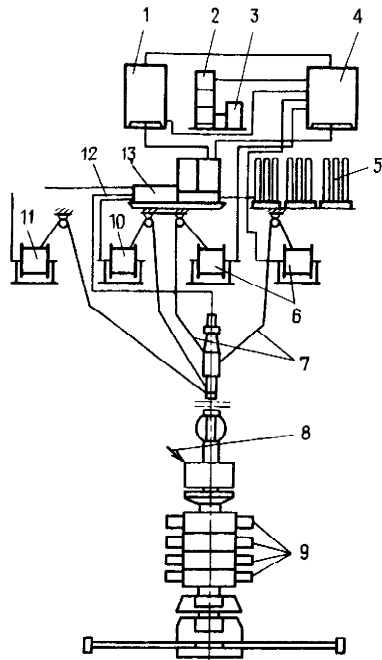


Рис. 41. Схема мультиплексной электрогидравлической системы управления

гидравлическую силовую установку 13 с управляющими устройствами отводного устройства (дивертора);

блок аккумуляторов 5;

панель управления бурильщика 1;

центральную панель управления 4;

установку подачи энергии 2, блок батарей 3;

лебедки 6 силового кабеля и электросвязи, лебедки дополнительного гидрошланга 11 и лебедку 10 12,7-мм шланга.

Отличительным от гидравлической установки, применяемой в гидравлической системе управления, является то, что в установке исключена гидравлическая панель управления функциями ПУО в связи с тем, что клапаны контролируют поток рабочей жидкости к ПУО с помощью электронных сигналов, и нет необходимости в установке этих клапанов на панели. Однако клапаны для отводной линии (дивертора) и функций бурового раствора на панели остались, так как контроль и управление этими функциями с помощью гидравлических сигналов лучше, чем с помощью электронных сигналов, и направляются с поверхности. Блок аккумуляторов может отличаться от блока в гидравлической установке по числу и размерам аккумуляторов.

Панель бурильщика в электрогидравлической системе отличается от панели гидравлической системы тем, что с панели контролируются управляемые соленоидом клапаны, а также панель бурильщика имеет узлы поверхностной мультиплексной

связи. Центральная панель управления в основном одинакова с панелью бурильщика, за исключением того, что имеет меньше функций отводной линии. Силовая установка подачи энергии электроэнергией заряжает блок батарей и преобразует постоянный ток в переменный для использования в системе управления. В случае отказа подачи энергии к установке блок батарей 3 подает электроэнергию к силовой установке 2.

Лебедки шланга служат для укладки шланга или разматывания его с лебедки. По 60-мм шлангу 12 подается рабочая жидкость к узлам управления блока превенторов, а при аварийных операциях рабочая жидкость подается по 12,7-мм шлангу. По дополнительному шлангу подается рабочая жидкость к соединительным муфтам стояка и оборудования устья скважины. Этот шланг, независимый от подводного манифольда управления, обеспечивает приемы для отсоединения стояка и блока превенторов.

Подводные силовые и коммуникационные кабели 7 подают электроэнергию к подводным узлам управления мультимплексной системы. Имеется два кабеля (по одному к каждой подводной станции управления) внутри подводного манифольда управления. Подводный манифольд управления 8 состоит из двух станций: операционной и дополнительной. Каждая станция управления включает: узел силового обеспечения, узел электронный и узел соленоидного клапана, подводное электрическое штекерное соединение, регулятор гидравлического давления, гидравлические клапаны с пилотными приводами и убирающийся соединитель.

Узел силового обеспечения подает электроэнергию к подводной части мультимплексной системы и к другим подводным электрическим устройствам.

Электронный узел состоит из подводных частей мультимплексной системы, состоящей из двух приемников и одного передатчика, а также узлов возбуждения соленоидного клапана, включающих соленоидные клапаны, и преобразователей давления. Преобразователи и электрические наконечники соленоидных клапанов установлены в кабельной коробке и защищены от проникновения воды. Подводные электрические узлы и блоки соленоидных клапанов с помощью электрических штекерных соединений подключают к электронному узлу. Давление рабочей жидкости контролируется регуляторами давления. Поток рабочей жидкости к узлам блока превенторов направляется с помощью гидравлических клапанов с пилотным приводом. Убирающиеся соединители соединяют линии гидротока подводного манифольда с линиями гидротока на нижней части блока превентора.

Мультимплексная система преобразует сигналы электрического управления на панели поверхностной установки управления в двоичный код. Закодированные команды посылаются по двум проводам к подводным мультимплексным узлам, расположенным

в подводном манифольде управления, где команды сравниваются. Если команды сходятся, то мультиплексная система управляет клапанами, подающими поток рабочей жидкости от подводного манифольда управления к узлам на блоке превертора 9. Выполнение команд контролируется загоранием контрольных устройств на панели управления.

§ 9. Нагрузки на морской стояк

Морской стояк является одним из важнейших и ответственных узлов общего комплекса подводного устьевого оборудования.

В процессе производства буровых работ морской стояк эксплуатируется в весьма сложных условиях окружающей среды. Практикой работ установлено, что эксплуатация морского

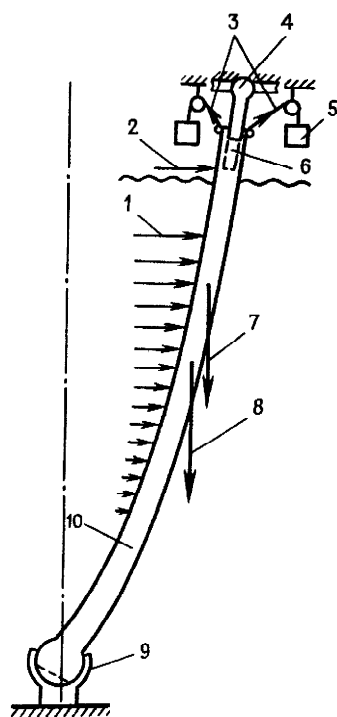


Рис. 42. Схема действия нагрузок на морской стояк:

1 — воздействие морских течений; 2 — воздействие ветра; 3 — усилия натяжения нижней секции; 4 — верхняя секция морского стояка; 5 — натяжные устройства; 6 — телескопическое соединение; 7 — усилие от веса бурового раствора; 8 — усилие от веса морского стояка; 9 — шаровое соединение; 10 — нижняя секция морского стояка

стояка в сложных условиях приводит к повреждению его отдельных узлов. Причинами повреждений могут быть: длительный период воздействия на узлы суровых морских условий, использование буровых растворов большой плотности, нарушение рекомендаций по эксплуатации, недостаточное натяжение нижней секции морского стояка и слабый контроль за изменением угла поворота шарового соединения при отклонении стояка от вертикали, использование недостаточно надежных узлов соединений, соответствующих условиям работы в данном районе, а также недостаточный опыт работы при эксплуатации стояков и отсутствие соответствующей теоретической базы для их расчета. Отсутствие достоверных исходных данных и опыта эксплуатации приводило иногда к проектированию и конструированию узлов стояка путем экспериментирования и испытания их в условиях имитирования предполагаемых нагрузок и воздействий реальной среды, которые не вполне соответствовали фактическим нагрузкам, возникающим в натуральных условиях окружающей среды.

На рис. 42 приведена схема действия нагрузок на морской стояк. При вертикальных перемещениях

ПБС во время качки морской стояк растягивается или сжимается, при смещении ПБС от центра скважины стояк изгибается. Морской стояк испытывает также горизонтальные нагрузки от морских волн, течений и ветра. Кроме этих нагрузок на морской стояк действует давление на стенки столба бурового раствора, заполняющего затрубное пространство между морским стояком и буровой колонной.

Для обеспечения технологического процесса бурения скважины и необходимой при этом постоянной связи подводного устьевого оборудования с вертикально перемещающимся ПБС в конструкции морского стояка имеется телескопическое соединение. В месте соединения нижней части морского стояка с блоком ПУО устанавливается шаровое соединение, компенсирующее изгиб морского стояка во время отклонения ПБС. На палубе ПБС размещено натяжное устройство для создания растягивающих усилий, прикладываемых с помощью натяжных канатов к верхнему концу нижней секции морского стояка.

Большое значение при проектировании и конструировании элементов морского стояка имеет удачный выбор их конструкции и увязка в общей схеме конструкций узлов колонны стояка с узлами системы подвески. Это требует использования как в расчетах, так и в процессе эксплуатации, достоверных данных об окружающей среде (волнение, течение, ветер и др.). Важное значение имеет также систематическое точное измерение величин натяжения в канатах натяжных устройств нижней секции морского стояка. Для обеспечения этих требований натяжение морского стояка постоянно регулируется натяжными устройствами в зависимости от высоты волны и вертикальных перемещений ПБС. Требуется также систематический и точный контроль угла отклонения морского стояка от вертикали.

Большое внимание также уделяется смазке и защите соединений морского стояка. Очень важно иметь систематическую и достоверную информацию о прогнозе погодных условий, чтобы в случае необходимости своевременно принять меры по отсоединению морского стояка от подводного устьевого оборудования и снятия ПБС с точки бурения и обеспечить уход на отстой в штормовую погоду. Очень большое значение придается надежности в работе системы дистанционного управления подводным устьевым комплексом. Например, несвоевременная и ненадежная посадка коллектора в гнездо на блоке ПУО может привести к большим дополнительным работам по ремонту и наладке.

Для обеспечения надежности в работе узлов морского стояка в течение ряда лет ведутся лабораторные и натурные исследования нагрузок, действующих на морской стояк. Разработаны программы аналитических исследований напряжений в морском стояке с помощью ЭВМ. Результаты расчетов сопоставляются с фактическими напряжениями, определяемыми замерами с помощью тензодатчиков, устанавливаемых на морском стояке. Устанавливаются зависимости между максимальными напряже-

ниями в стояке и углом отклонения от вертикали и усилиями натяжения. По мере увеличения усилия натяжения угол наклона и напряжения быстро уменьшаются и при достижении определенного минимума напряжения в узлах стояка опять начинают возрастать при дальнейшем уменьшении угла наклона.

Описание программы динамического расчета морского стояка приведено в работе [24]. Исследование работы морских стояков дано также в других работах. В связи с освоением морских и газовых месторождений на больших глубинах и в районах Севера и Арктики исследовательские и опытно-конструкторские работы проводятся и в настоящее время.

§ 10. Конструкции скважин

В строительстве нефтяных и газовых скважин важное значение имеет определение оптимальной конструкции скважины. Конструкция скважины должна обеспечить высокую ее надежность как долговременно эксплуатирующегося объекта, а также предупреждение осложнений в процессе бурения, снижение расхода материально-технических ресурсов и сокращение времени строительства скважины.

Конструкция скважины должна обеспечить:
доведение скважины до проектной глубины;
надежность на весь период эксплуатации скважины;
оптимальное использование потенциальных возможностей технических средств и технологических процессов;
осуществление заданных способов вскрытия продуктивных объектов и их последующей эксплуатации;
минимальные затраты на строительство скважины.

При проектировании конструкции скважины учитывают продолжительность бурения интервалов между креплениями, интенсивность износа обсадных колонн и состояние геологической изученности района буровых работ. С одной стороны, большие разнообразия в геологических условиях и глубинах скважин обуславливают применение различных конструкций скважин от одно-двухколонных до четырех-, пятиколонных и более, а с другой — вследствие имевших место различных подходов к выбору конструкции скважины допускалось неоправданно большое количество конструкций. Это, в свою очередь, приводило к наличию большого числа типов конструкций колонных головок, усложнению их стандартизации, привязке колонных головок к противовыбросовому оборудованию и выбранной конструкции скважины.

В целях упорядочения и введения единого принципа в выборе конструкции скважины Министерством нефтяной промышленности СССР утверждены Методические указания по выбору конструкции нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. В основу выбора положен принцип, при котором количество обсад-

ных колонн и глубины их спуска, необходимые для обеспечения упомянутых требований к конструкции скважины, проектируются исходя из расчета несовместимости условий бурения отдельных интервалов скважины. Количество обсадных колонн (за исключением направления и кондуктора) определяют путем построения графика изменения пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород и гидростатического давления бурового раствора в координатах: глубина скважины — эквивалент градиента давления (рис. 43).

Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой на конкретной глубине создает давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва. График кривых изменения пластового (порового) давления и давления гидроразрыва строят на основании промысловых данных. В исключительных случаях, при отсутствии промысловых данных, давление гидроразрыва определяют по формуле

$$p_{гр} = 0,38H + 0,66p_{пл}, \quad (34)$$

где H — глубина определения давления гидроразрыва, м; $p_{пл}$ — пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва, МПа.

Зоны совместимости, количество обсадных колонн и глубины их спуска определяют в такой последовательности.

По литологической характеристике разреза выделяют интервалы с аномальной характеристикой пластовых давлений и давлений гидроразрыва. Для этих интервалов находят значения пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва слагающих пород. Затем на совмещенный график наносят точки эквивалентов градиентов давлений, точки 1—19 пластовых давлений, точки 20—39 давлений гидроразрыва. Параллельно оси ординат проводят линии AB , EF , KL и OP касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов пластового давления и линии CD , GH , MN , QS касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов давления гидроразрыва. Зоны $ABCD$, $EFGH$, $KLMN$, $OPQS$ являются зонами совместимых условий бурения. Линии AB , EF , KL , OP определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов разреза, а линии CD , GH , MN , OS по давлениям гидроразрыва.

Зоны, определенные графиком, являются зонами совместимых условий бурения, которые также являются зонами крепления скважины обсадными колоннами. Количество зон крепления соответствует количеству обсадных колонн. Глубина спуска обсадной колонны (установки башмака) принимается на 10—20 м выше окончания зоны крепления (зоны совместимых условий), но не выше глубины начала следующей зоны совместимых условий. Плотность бурового раствора, применяемого при бурении в данной зоне крепления, должна находиться в пределах зоны совместимых условий и удовлетворять требованиям

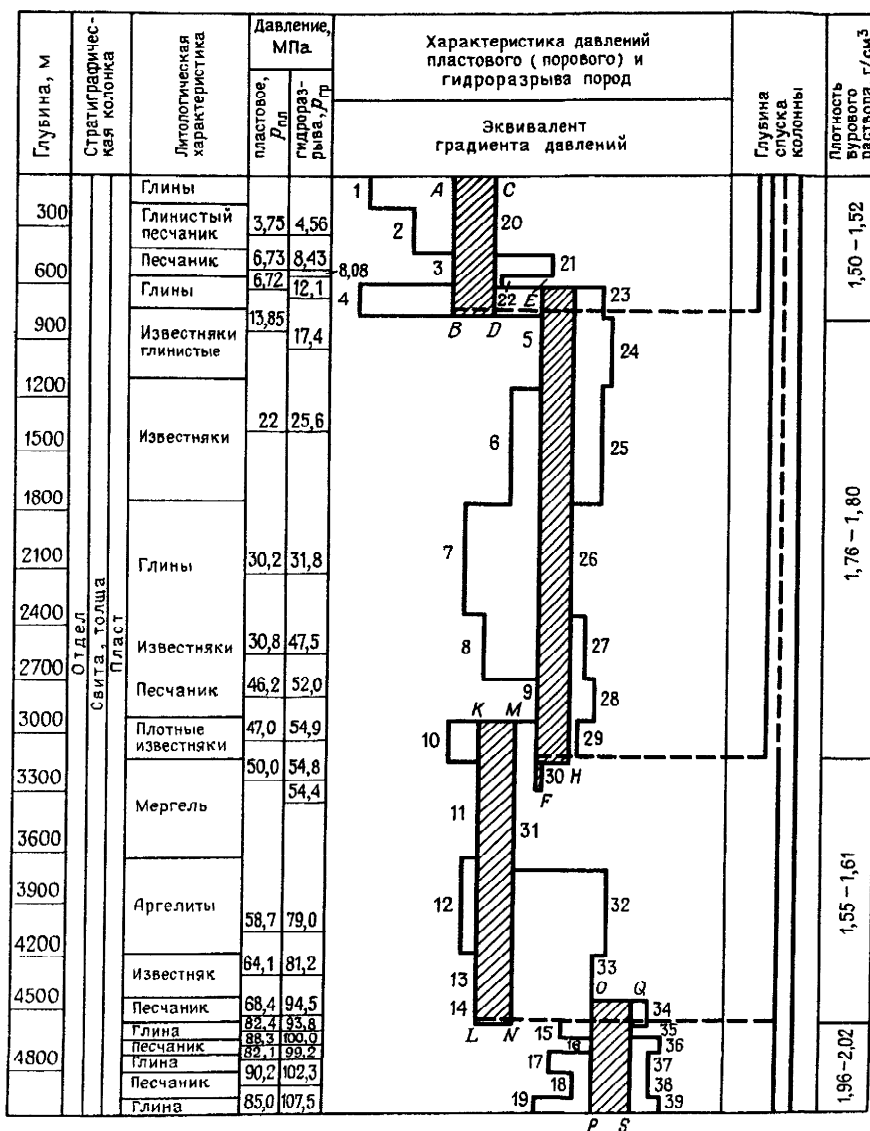


Рис. 43. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважин

Единых технических правил ведения работ при бурении скважин.

Учитывая особенности морского бурения, его относительно высокую стоимость по сравнению с бурением на суше, более трудные условия технологии бурения, крепления, технологии производства капитального ремонта скважины, повышенную опасность производства работ и другие факторы, выбор надежной и оптимальной конструкции скважины имеет первостепенное

значение. Неудачная конструкция скважины, ее некачественное крепление, спуск колонн секциями часто приводят к браку и ликвидации скважины по техническим причинам.

Отечественный опыт крепления скважин накоплен на Каспийском море, где бурение характеризуется большими глубинами скважин, зонами АВПД, высокой пластичностью глинистых пород, неустойчивостью стенок скважины, водопроявлениями, поглощениями и другими видами осложнений. Соответственно применяются и многоколонные конструкции скважин. Из применяемых конструкций наиболее часто используют следующие сочетания диаметров (мм) обсадных колонн: $426 \times 299 \times 219$ (хвостовик) $\times 168$ (хвостовик) или 168×146 , $168 \times 146 \times 114$; $478 \times 377 \times 273 \times 194$ (хвостовик) $\times 168 \times (146 \times 127)$.

Ниже приведена схема сочетания этих диаметров (мм):

$$530 - \left. \begin{array}{l} 530 - 377 - 245 \\ \left[\begin{array}{l} 377 - 273 \\ 426 - 299 \end{array} \right] - 219 \end{array} \right\} \times 168 \times 146$$

$$\left. \begin{array}{l} 630 - 478 - 377 - 273 \\ 530 - 426 - 299 \end{array} \right\} \begin{array}{l} - 194 - 146 \times 127 \\ - 219 - 168 \times 146 \end{array}$$

При бурении скв. 22 Булла-море до глубины 5706 м применена следующая конструкция скважины: 726-мм забивное направление длиной 39 м; 630-мм кондуктор, спущенный на глубину 94 м, первая 426-мм промежуточная колонна длиной 1000 м, вторая 299-мм промежуточная колонна на глубину 3320 м, 219-мм хвостовик до глубины 5001 м, комбинированная $168 \times 146 \times 140$ -мм эксплуатационная колонна длиной 5688 м. При бурении скважин на Каспийском море с ППБУ типа «Шельф» предусмотрены следующие конструкции колонн: $762 \times 508 \times 340 \times 245 \times 178 \times (168 \times 146 \times 127)$ мм, $762 \times 630 \times 478 \times 340 \times 245 \times 178 \times (168 \times 146 \times 127)$ мм.

В зарубежной практике конструкции скважин применяют в зависимости от глубины скважины, горно-геологических условий и способа эксплуатации скважины. В частности, в Северном море на месторождении Фортиз применяется следующая конструкция скважины: $762 \times 508 \times 339 \times 244 \times 178$ мм. В Мексиканском заливе используют следующие конструкции скважин (мм): $762 \times 508 \times 340 \times 244 \times 178 \times 127$ хвостовик (глубины 6000 м и более), $762 \times 508 \times 340 \times 273 \times 219^* \times 168^* \times 114 - 127$ (глубины 7000 м и более). Звездочкой отмечены диаметры хвостовика. Одна из особенностей конструкций морских скважин — коренное отличие узлов подвески обсадных колонн от колонных головок, применяемых на суше. Использование типовых конструкций скважин значительно облегчило стандартизацию узлов подвески колонн, в особенности узлов дорогостоящего подводного устьевого комплекса.

§ 11. Особенности подготовки скважины к эксплуатации, законченной строительством с СПБУ

При бурении скважин с СПБУ, жестко связанной с морским дном, комплекс противовыбросового оборудования устанавливается на платформе СПБУ, что упрощает его монтаж и обслуживание.

По окончании скважины строительством ввод ее в эксплуатацию с поверхности моря усложняется рядом причин. Например, использование блок-кондукторов приводит к осложнениям и авариям с этими конструкциями, что приводит иногда к потере скважины.

В зарубежной практике в целях обеспечения надежности эксплуатации скважины обсадные колонны подвешиваются на уровне морского дна, как это описано в § 4. В процессе бурения скважины к подвескам (устьевым головкам подводной конструкции) присоединяются на разъёмных соединениях удлиняющие секции колонн соответствующих диаметров обсадных труб с выводом их на буровую площадку СПБУ. При бурении скважины все операции по обвязке противовыбросового оборудования выполняют подобно операциям на суше или на МСП. Затем, по окончании бурением и испытанием скважины, превенторы, оборудование устья на платформе и удлиняющие секции обсадных труб между морским дном и платформой демонтируют. На скважине, на уровне морского дна, устанавливают каптажное устройство и опознавательный буй на поверхности воды.

Скважину вводят в эксплуатацию путем установки подводной фонтанной арматуры либо, если она попадает под установку на ней платформы типа МСП для кустового бурения, скважину вводят в эксплуатацию с МСП путем установки демонтированных при окончании бурением этой разведочной скважины секций обсадных труб. Трубы соединяют на тех же демонтированных ранее узлах.

Глава V

СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ СРЕДСТВ (ПБС) НА ТОЧКЕ БУРЕНИЯ

§ 1. Назначение и типы систем удержания

Системы предназначены для удержания по горизонтали в заданных пределах отклонения бурового плавучего средства (БС или ППБУ) от оси бурящейся скважины.

Обычно горизонтальное перемещение бурового плавучего средства (ПБС) не превышает 5—6% от глубины моря. Вместе с тем в большинстве случаев скважины бурят при горизонтальном перемещении 2—3% от глубины моря.

Радиус максимального отклонения определяют по формуле

$$R = \frac{6}{100} H, \quad (35)$$

где 6 — максимальное отклонение, ограничиваемое напряжениями в трубах водоотделяющей колонны и углом отклонения нижнего шарнирного шарового или другой конструкции соединения, %.

В зависимости от глубины моря H все ПБС оснащаются одной из четырех возможных систем удержания на точке бурения:

при глубинах моря до 200 м — с помощью якорных цепей или тросов либо комбинированной системы (якорных цепей и тросов);

на глубинах моря больше 200 м — с помощью динамической системы стабилизации (динамического позиционирования).

§ 2. Якорные системы удержания

Буровое плавсредство и систему заякоривания рассматривают как единый комплекс, за исключением случаев экстремальных погодных условий.

В табл. 12 приведены признанные в мировой практике критерии проектирования и выполнение операций заякоривания.

Система заякоривания включает якорные цепи, лебедку, стопорное устройство, роульс (устройство для изменения направления перемещения якорного троса).

В зависимости от местных условий, характеристики бурового плавсредства и других факторов применяют различные расположения якорных цепей или канатов относительно БПС.

На рис. 44 показаны шесть наиболее распространенных в мировой практике вариантов заякоривания при воздействии нагрузок с любой стороны.

Якорные цепи или тросы выбирают в зависимости от ожидаемой нагрузки на них, глубины моря, характеристики рабочего оборудования, стоимости, наличия пространства для палубных устройств и других факторов.

Для заякоривания применяют два типа плоскозвенных цепей с распоркой: цепь со сваренными встык звеньями и замковую цепь.

В большинстве случаев металлические канаты для заякоривания применяют диаметром 57—76 мм и иногда до 90 мм. Преимущества металлических канатов: масса каната в морской воде в 5 раз меньше, чем масса цепи, и стоимость почти в 2 раза меньше. Недостаток металлического каната заключается в том,

ТАБЛИЦА 12

ПРОЕКТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И УСЛОВИЯ, ИСПОЛЗУЕМЫЕ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ СИСТЕМ ЗАЯКОРИВАНИЯ БПС

| Условия бурения | Якорные канаты | | | Условия работ при наличии бурового стояка | | | |
|--------------------------------|--|--|---|---|---|--|---|
| | Максимальное натяжение | Провисание каната с подветренной стороны | Максимальное смещение по горизонтали, % от глубины моря | Состояние стояка | Максимальный угол отклонения в шарнирном соединении, градус | Промывочная жидкость | Производство работ |
| Нормальное бурение | 0,3 от критического | Номинальное | 3 | Присоединен | 4 | Буровой раствор | Бурение, спуск обсадных труб, установка превенторов, испытание скважин |
| Бурение в осложненных условиях | То же | » | 6 | » | < 10 | То же | Спускоподъёмные операции, подъем стояка, бурение цементных пробок и другие буровые работы |
| Перерыв в бурении | 0,3—0,5 от критического | Эквивалентно двойному полному провисанию каната с подветренной стороны | 10 | » | 10 | При необходимости заполнение морской водой | При стояке, подготовленном к отсоединению, буровые работы не производятся. Работы осуществляются при подходящих погодных условиях |
| Критические погодные условия | 0,5 от критического (необходимо сравнение якорных канатов) | — | Неограниченное | Отсоединен | — | — | Не производится никаких работ, за исключением маневрирования с якорными канатами. На буровой не должно быть людей |

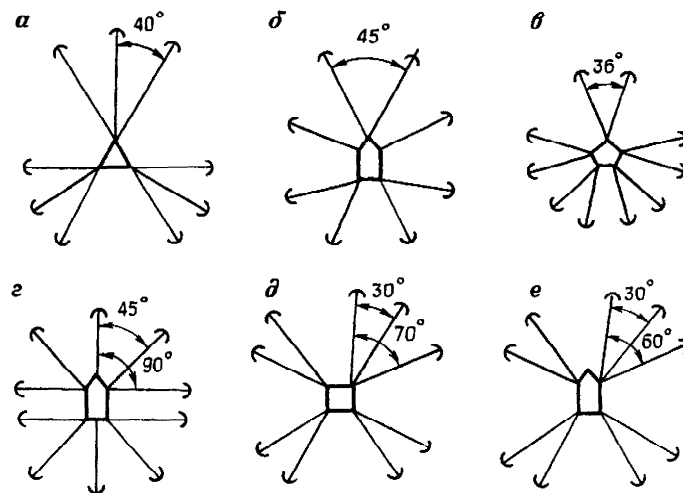


Рис. 44. Схема типовых вариантов систем заякоривания:

а — симметричная система с 9-ю якорными канатами, *б* — симметричная система с 8-ю якорными канатами, *в* — симметричная система с 10-ю якорными канатами; *г* — система с 8-ю или 10-ю якорными канатами, расположенными под углом 45—90° друг к другу; *д* — система с 8-ю якорными канатами, расположенными под углом 30—70° к оси платформы, *е* — система с 8-ю якорными канатами, расположенными под углом 30—60° к продольной оси судна

что вследствие малой массы требуется большее развертывание троса до необходимой величины тангенциальной кривой провисания, а также в случае выхода каната из строя его следует заменять по всей длине. Масса нейлонового каната в 2 раза меньше массы металлического каната.

Якорные системы оснащаются комплектом оборудования для регулирования натяжения якорных канатов и включают тензометры и записывающую аппаратуру, которая непрерывно управляет натяжением якорного каната, извещая оператора об изменении величины волны или направления ветра.

Управление системой натяжения осуществляют с пульта управления на основе информации, получаемой от датчиков, установленных на тросах.

§ 3. Якорная система ППБУ «Шельф»

Якорная система ППБУ «Шельф» пассивного позиционирования включает:

- восемь якорей массой около 18 т каждый;
- четыре якорные лебедки;
- якорные цепи длиной 1075 м калибра 76 мм с разрывной нагрузкой 4900 кН (восемь штук);
- восемь направляющих блок-звездочек, обеспечивающих изменение движения якорной цепи, которые установлены на угловых колоннах ППБУ;

восемь комплектов специальных плавучих буйев с буйрепами для обозначения прокладки якорей с помощью обслуживающих судов;

восемь механизмов крепления и аварийной отдачи якорных цепей, расположенных в цепных ящиках;

восемь силоизмерительных устройств, входящих в состав каждой якорной лебедки;

три запасных якоря, в том числе два с соединительными элементами для использования их в качестве дополнительных;

одну запасную цепь длиной 1075 м, один запасной комплект буйковой системы, хранящейся на берегу.

Управление лебедками осуществляют с местного или дистанционного поста управления. Якорные цепи хранятся в цилиндрических ящиках, расположенных внутри колонн ППБУ. Якоря в походном положении хранятся на специальных кронштейнах.

§ 4. Система динамической стабилизации

На глубинах моря более 200 м якорные системы стабилизации не обеспечивают требуемые допускаемые отклонения ПБС от вертикальной оси устья бурящейся скважины, становятся массивными и их применение является неэффективным. По этим причинам на глубинах больше 200—300 м применяют динамические системы стабилизации (динамического позиционирования), которые по сравнению с якорными системами удержания имеют следующие преимущества:

обеспечивают требуемую технологией бурения точность позиционирования ПБС;

производят быстрое изменение курса БС или ППБУ с целью уменьшения бортовой и вертикальной качек;

обеспечивают быстрый уход с точки бурения и возврата на нее ПБС.

Система динамической стабилизации представляет собой замкнутую цепь автоматического управления и включает:

цепь обратной связи с датчиками, определяющими координаты продольного и поперечного перемещений по осям x , y и угол поворота ψ ПБС относительно принятых неподвижных координат,

блок сравнения, который определяет величину отклонения Δx , Δy и $\Delta \psi$ действующего положения ПБС от первоначального расчетного его положения x_0 , y_0 , ψ_0 ,

пульта управления, имеющие прямую и обратную связи с двигателями и гребными винтами, рассчитывающие и подающие с командного пункта на двигатели и гребные винты команды для возвращения ПБС в первоначальное положение,

подруливающие устройства (двигателей и гребных винтов), обеспечивающие перемещение судна на величину Δx , Δy и $\Delta \psi$ и возвращение его в первоначальное положение.

На рис. 45 в качестве примера приведена схема управления

Рис. 45. Схема управления ЭВМ системой динамической стабилизации:

1 — уставка x_0, y_0 , 2 — режим управления: автоматический, полуавтоматический, ручной; 3 — обратный контроль; 4 — ручной контроль, 5 — коррекция течения, 6 — опережение ветра

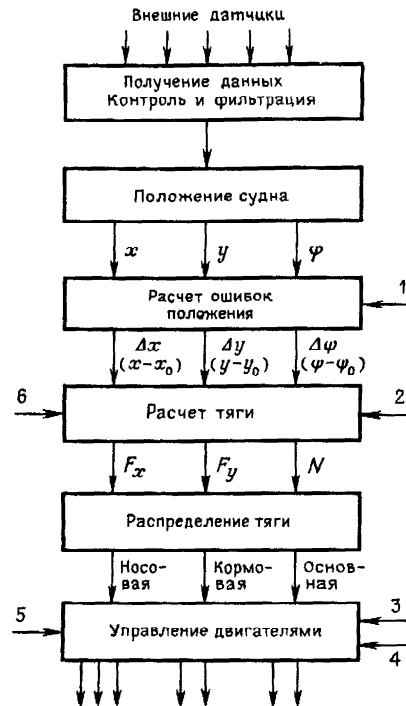
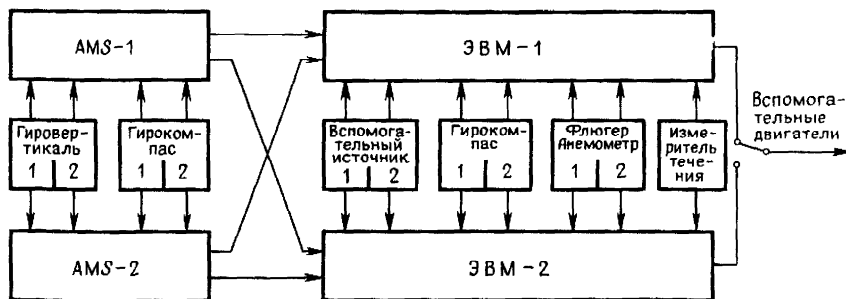


Рис. 46. Схема постоянного и перекрестного резервирования датчиков



системой динамической стабилизации, применяемая на БС и ППБУ.

На автоматизированном пункте управления универсальная цифровая ЭВМ по цепи обратной связи получает данные от внешних датчиков о положении ПБС в данный момент. При этом угол поворота ψ определяют гирокомпасом, а координаты x, y вычисляются системой акустического измерения AMS (Acoustic measuring System). Эти данные, имея высокую точность, используются в системе динамической стабилизации.

В случае возможных помех, во избежание прерывания сигналов о положении ПБС, причиной которых может быть прохож-

дение косяка рыбы или выброс грязи, на ПБС установлены дополнительные датчики: отвесный креномер стояка, ультразвуковой гидролокатор (сонар), которые заменяют первичные источники акустического измерения. ЭВМ, получая и подтверждая данные о положении ПБС, вычисляет перемещения его относительно первоначального положения, рассчитывает продольные и поперечные усилия и вращающий момент, необходимые для возврата его в первоначальное положение, и подает команду на подруливающие устройства.

В целях мгновенного противодействия порывам ветра, не дожидаясь его влияния на ПБС, в ЭВМ имеется цепь опережения. Данные о направлении и скорости ветра поступают от анемометра и флюгера.

На рис. 46 показана схема связи датчиков окружающей среды, первичных источников информации АМС, вспомогательных источников и ЭВМ.

При выходе из строя системы акустического измерения ЭВМ автоматически подключается к вспомогательным источникам: креномеру с отвесом, креномеру стояка и другим источникам.

В целях надежного круглосуточного функционирования системы динамической стабилизации ее блоки дублированы и представляют две параллельно замкнутые цепи автоматического управления. Для повышения надежности функционирования наряду с параллельным в схеме предусмотрено и перекрестное дублирование.

В системе динамической стабилизации имеются две ЭВМ: одна работает, а вторая в резерве. В случае неисправности работающей ЭВМ осуществляется автоматическое переключение на резервную ЭВМ. Система автоматической стабилизации включается в работу и контролируется оператором с главного пульта управления. Кроме этого, буровой мастер имеет пульт управления меньшего размера, который установлен на буровой площадке.

Основная часть электрического оборудования системы динамической стабилизации размещена в отдельном специальном помещении — зале управления (два гирокомпаса, две ЭВМ, два шкафа управления периферийными устройствами, две системы АМ, два телетайпа, шкаф общих цепей, главный пульт управления). В специальном зале, вблизи зала управления, установлены батареи питания, выпрямители и преобразователи напряжения. Остальные устройства размещены на борту ПБС. Гидрофоны и преобразователи запроса обычно устанавливаются на углах квадрата или прямоугольника вокруг шахты.

На ПБС применяют различные сочетания горизонтальных продольных и поперечных подруливающих устройств. Мощность и расположение подруливающих устройств выбирают с учетом получения максимальной поперечной и продольной тяги, вращающего момента и обеспечения противодействия внешним силам, даже при аварии одного или нескольких подруливающих

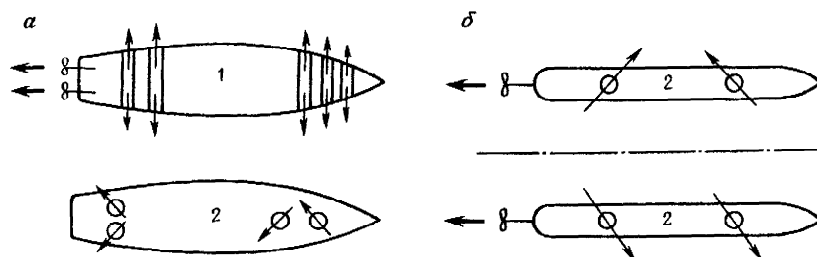


Рис. 47. Типовые схемы расположения гребных винтов и подруливающих устройств:
a — на буровом судне, *б* — на ППБУ, 1 — неповоротные двигатели, 2 — поворотные двигатели

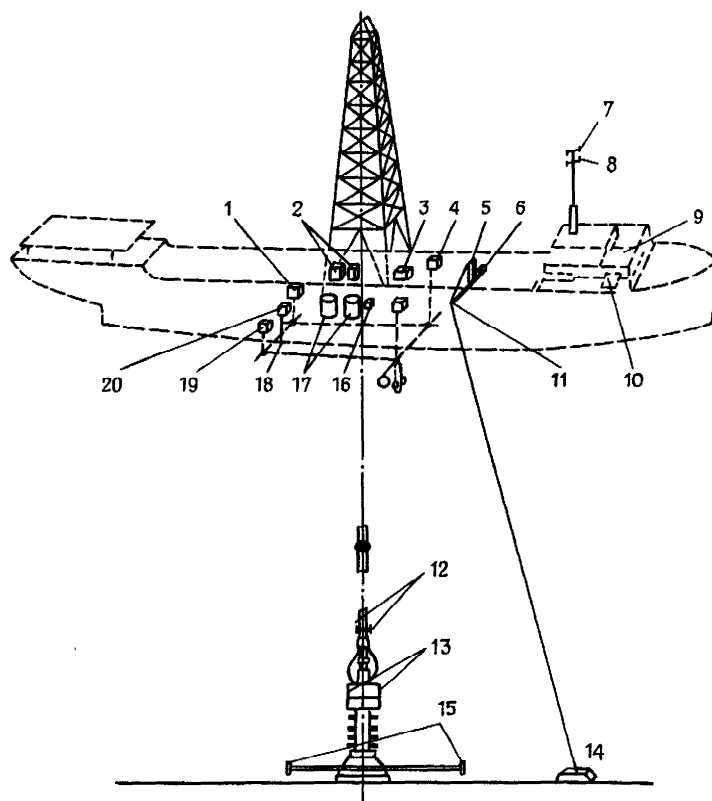


Рис. 48. Схема размещения устройств системы динамической стабилизации:

1 — датчики, 2 — соединительные коробки центральной гировертикали, 3 — пульт управления буровишка; 4, 19 — соединительные коробки гидрофонов, 5 — отвесный креномер, 6 — соединительная коробка отвесного креномера, 7 — флюгер; 8 — анемометр, 9 — помещение управления, 10 — источник питания, 11 — датчик креномера, 12 — креномер стояка, 13 — ответчики инструмента, 14 — груз, 15 — ответчики, 16 — опорный маятник, 17 — центральная гировертикаль, 18 — измеритель течения, 20 — соединительная коробка измерителя течения

устройств. Поэтому тяга, развиваемая двигателями винтов, должна быть примерно на 50—100% больше средней тяги, рассчитанной при проектных значениях ветровой нагрузки и силы течения. Соответственно должен быть определенный запас мощности, равный разности между максимальным тяговым усилием и усилием, необходимым на преодоление средних нагрузок.

На рис. 47 приведены примеры расположения гребных винтов и подруливающих устройств, а на рис. 48— схема размещения устройств системы динамической стабилизации на судне.

Глава VI

МОРСКИЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ПЛАТФОРМЫ (МСП)

§ 1. Методы разработки морских месторождений

Особенность работ по освоению морских месторождений — кратное увеличение капитальных вложений по сравнению с капитальными вложениями для освоения аналогичных по запасам месторождений на суше. На рис. 49 в качестве примера приведена динамика роста коэффициента стоимости в зависимости от глубины моря. Как видно из рисунка, при глубине моря 5 м стоимость работ увеличивается в 2 раза, при глубине 180 м — в 8 раз, а при глубинах более 180 м стоимость работ продолжает резко увеличиваться.

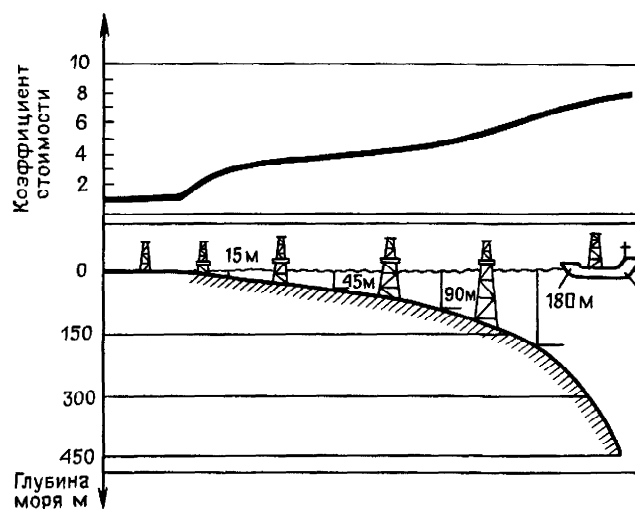


Рис. 49. Зависимость коэффициента стоимости от глубины моря

Рассматривая структуру стоимости, следует отметить, что основная доля идет на строительство гидротехнических сооружений и приобретение технических средств.

В зависимости от условий окружающей среды резко растет общая стоимость, а также доля стоимости обустройства в общей стоимости работ по разработке месторождения. Если стоимость работ в Мексиканском заливе по обустройству составляет 42%, то в Северном море она составляет 57% от общих затрат на освоение. В северных и арктических районах доля затрат на обустройство еще больше увеличивается. Условия окружающей среды и оценка запасов месторождения определяют весь комплекс технологических решений и выбор технических средств для разработки и обустройства данного месторождения.

Обычно к разработке и составлению проекта разработки и обустройства месторождения приступают после обнаружения нефти или газа и оценки запасов по пробуренным одной или несколькими скважинам, а также выявлением перспективной геологической структуры в процессе доразведки месторождения и необходимости расширения разработки и обустройства.

Вначале, на первом этапе проектирования, изучаются средства реализации проекта и сравниваются различные технические варианты. Затем оцениваются экономические показатели этих вариантов. Предварительно прорабатываются и рассматриваются блок-схемы отдельных вариантов процессов (или всей схемы) и даются рекомендации по выбору технических средств. Эта предварительная оценка стоимостных показателей — основа для выбора методов, процессов, технических средств, способов строительства и т. п.

Определив экономические показатели каждого варианта, сравнивают их, и по относительной разнице стоимости можно выбрать наиболее экономичный вариант разработки и обустройства.

При составлении проектов и технологических схем разработки руководствуются действующими ГОСТами, инструкциями, руководствами, методиками, нормами и другими нормативно-техническими материалами.

На втором этапе проектирования составляют технологические и монтажные схемы, предварительно уточняют стоимость выбранного варианта и составляют план практической реализации проекта. На технологической схеме показывают все основные технические средства, трубопроводы по сбору и транспорту нефти и газа с указанием направления потоков, рабочих давлений и температур, а также КИП и автоматику. Дается описание технологической схемы с приведенными таблицами основных технологических параметров. Затем по технологическим схемам составляют монтажные схемы, в которых определяют место установки, схемы обвязки, включая расстановку и обвязку противопожарной техники, средства техники безопасности и другие устройства. На схеме каждый прибор, задвижка, клапан

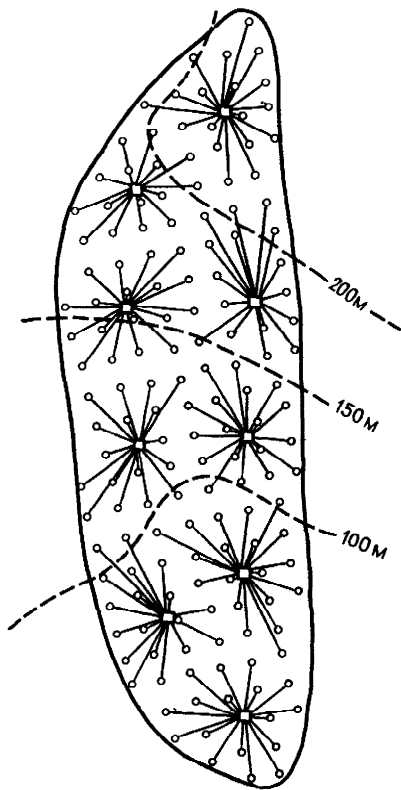
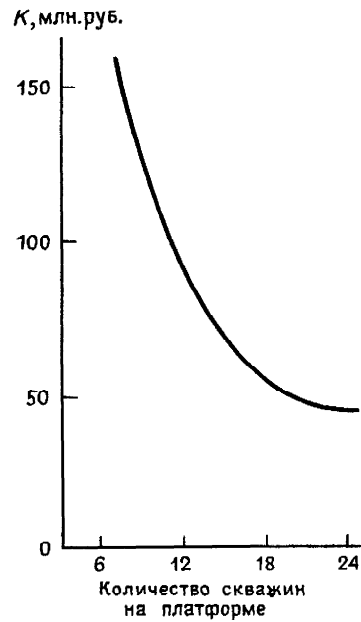


Рис. 50. Вариант кустования скважин на месторождении Им. 28 апреля

Рис. 51. Зависимость капитальных вложений от числа скважин в кусте



и другие устройства обозначают порядковым номером. На устанавливаемое оборудование дается спецификация. Определяется критерий выбора оборудования в соответствии с ожидаемыми условиями эксплуатации.

Особенность разработки морских нефтяных и газовых месторождений состоит в том, что в проектах с целью снижения затрат на дорогостоящие гидротехнические сооружения предусматривают разработку месторождения, включая бурение скважин, добычу и подготовку нефти с кустовых стационарных платформ. При этом часть эксплуатационного оборудования размещают на буровой стационарной платформе, а вторую часть, которая на первом этапе эксплуатации месторождения не применяется,— размещают на отдельной стационарной платформе. В проекте установку всех платформ предусматривают с учетом господствующего направления и скорости ветра, течений, высоты волн и т. п. Проект (программа) разработки и обустройство месторождения разрабатываются с учетом величины установленных запасов нефти или газа, местоположения месторождения, глубины моря, условий окружающей среды и других факторов. По мере накопления опыта программы и проекты

разработок, обустройства систематически совершенствуются.

На рис. 50 приведен один из вариантов схемы кустования скважин на месторождении Им. 28 апреля в Каспийском море, а на рис. 51 показана зависимость капитальных вложений от числа скважин в кусте.

При выборе сетки разработки для данного месторождения принимают такое оптимальное решение, которое бы в дальнейшем исключило необходимость сгущения сетки бурения скважин путем бурения дополнительных скважин. В морских условиях это связано с большими трудностями и неоправданным риском: необходимостью строительства дополнительных скважин, сооружения дополнительных стационарных платформ и сети подводных коммуникаций, когда месторождение уже обустроено.

Усложняется бурение нового «пучка» наклонных скважин, дополнительно размещенных между «пучками» ранее построенных скважин, что может привести к разрушению обсадных колонн.

Последовательность и способ разработки месторождений могут быть в зависимости от конкретных условий и поставленных целей различным. Если месторождение крупное и его запасы четко определены, то проект (программа) могут состоять из одного-двух этапов. Например, программа разработки месторождения Фортиз в Северном море.

На рис. 52 приведена схема кустования на месторождении Фортиз. Месторождение имеет четыре куста скважин. С каждого куста (стационарной металлической платформы) пробурено по 27 скважин при сетке разработки 48 га на скважину. Максимальный угол наклона стволов скважин 55° . Глубина вод 73 м.

Если месторождение не до конца разведано и в процессе доразведки определены дополнительные нефтегазоносные площади, то программа разработки включает несколько этапов (фаз). Например, проект (программа) разработки месторождения Экофиск в Северном море состоит из нескольких этапов.

Целью первого, экспериментального, этапа было накопление данных об эксплуатации месторождения путем установки временного эксплуатационного подводного и транспортного оборудования (установка платформы «Галфтайд» в качестве стационарной платформы). Второй

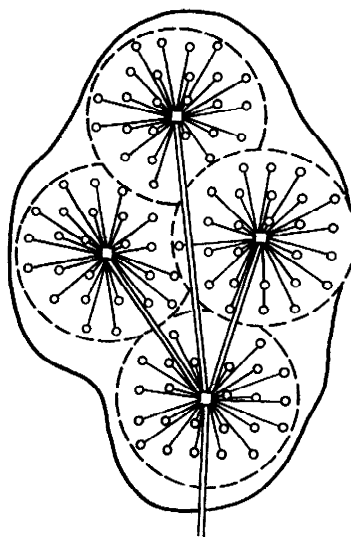


Рис. 52. Схема кустования скважин на месторождении Фортиз (Северное море)

этап включал разработку и установку постоянного комплекса гидротехнических сооружений и оборудования. Цель этого этапа — вывод добычи нефти на проектный объем — 31,8 м³/сут. Для этого установлены три стационарные платформы на 9 и 17 скважин и на 4 и 8 нагнетательных скважин. На 12-опорной стационарной платформе двухпалубной конструкции установлено оборудование для подготовки нефти, нагнетания воды в пласт, компрессоры низкого давления, насосное оборудование для загрузки танкеров нефтью. Установлены платформа двухпалубной конструкции для жилья, подводное нефтехранилище. Третий этап включает строительство трубопроводов к берегу, береговые хранилища, системы стабилизации и сепарации, подсоединение месторождений Экофиск (Западный), Код и других с объектами обустройства.

§ 2. Особенности бурения скважин с МСП

Вследствие большой стоимости гидротехнических сооружений проектами разработки предусматривается, чтобы данное месторождение было разбурено с минимального количества стационарных платформ. Количество платформ и количество скважин на одной платформе определяют, исходя из площади месторождения и глубины залегания продуктивного горизонта, обеспечивающего на данной глубине максимально допустимое отклонение скважины от вертикали и качество проводки наклонно-направленного ствола скважины современными техническими средствами. Эффективность разработки морских нефтяных и газовых месторождений повышается за счет одновременного бурения скважин и добычи нефти или газа с пробуренных скважин на этой платформе.

Для обеспечения одновременного проведения этих работ наряду с конструктивными особенностями платформы (наличием многоэтажных палуб) устанавливают определенную последовательность работ при бурении скважин. В частности, сначала спускают все направления на платформе, а затем делят скважины куста на мелкие группы и спускают кондукторы в одной группе, после чего поочередно бурят каждую скважину этой группы. Затем переходят к бурению следующей группы, а из законченных скважин добывают нефть. Иногда разбуривают группу скважин, и буровую установку передвигают на другой конец платформы, а из законченных скважин добывают нефть. При бурении скважин вблизи эксплуатируемых добычу нефти на последних временно приостанавливают с целью обеспечения безопасности производства буровых работ.

В морском наклонно-направленном бурении, как и на суше, применяют забойные двигатели: турбобуры, винтовые двигатели, электробуры. Винтовые двигатели, обладая низкой частотой вращения, большим вращающим моментом и небольшой длиной, найдут в дальнейшем широкое применение в морском бу-

рении. Эти двигатели обеспечивают наибольшую интенсивность искривления ствола скважины, позволяют с большей эффективностью проводить не только наклонно-направленные, но и разветвленно-горизонтальные скважины. С целью ускорения и обеспечения качества строительства наклонно-направленных скважин применяют методики расчета траекторий скважин с использованием промежуточных компьютерных программ на месте работ без применения стационарных ЭВМ. Это позволило снизить стоимость буровых работ. Одним из основных критериев методики расчета является прокладка траектории новой скважины в пределах цилиндрического «коридора» диаметром около 15 м, не пересекающегося с ранее пробуренными скважинами.

В морском бурении начато широкое использование систем измерения параметров в процессе бурения. Эти системы содержат три основные подсистемы: забойные датчики и блок нормализации параметров; средства передачи информации с забоя на поверхность; поверхностное оборудование для приема, расшифровки и воспроизведения на дисплее переданной информации. Приборы выполнены в одном блоке для измерения угла наклона и азимута скважины, ориентирования на забое при неподвижной бурильной колонне, снятия гамма-каротажных и электрокаротажных диаграмм, определения нагрузки на долото, вращающего момента, а также температуры и давления в затрубном пространстве.

Приборный блок при необходимости комплектуют и другими устройствами. Применение этих систем измерения сокращает время бурения и повышает качество проводки наклонно-направленных скважин, что особенно важно в морском бурении при относительно высокой стоимости эксплуатации буровой установки.

В практике работ используют в основном две системы: система, в которой передача сигналов осуществляется методом импульсной телеметрии в буровом растворе, и системы, в которых сигналы передаются с помощью электромагнитного канала (приборы ЗИС-4, ЗЦТ-1 и др.).

В морском наклонно-направленном бурении высокие технико-экономические показатели обеспечивают за счет применения забойных двигателей в сочетании с буровыми долотами режущего типа, оснащенных алмазно-твердосплавными пластинами, и соответствующими буровыми растворами.

В зависимости от конкретных геологических условий на море, как и на суше, используют различные буровые растворы. Однако в условиях моря предъявляются более жесткие требования к растворам во избежание загрязнения моря. Применяются специальные рецептуры растворов, при использовании которых подавляется набухание глинистых сланцев, в частности ингибированные калиевые растворы, известково-битумные на основе морской соленой воды, способствующие уменьшению сальникообразования, и другие растворы.

Геологическими особенностями морского бурения являются: относительно меньшая величина горного давления в породах за счет того, что часть пород более высокой плотности заменяет морская вода плотностью $1,03 \text{ г/см}^3$, в особенности в глубоководных акваториях. Это учитывают при ликвидации проявлений скважины во избежание гидроразрыва;

меньшая, чем на суше, глубина залегания газоносных пластов. Одной из технических особенностей бурения является то, что в связи с принятыми конструкциями скважин поперечное сечение затрубного пространства больше, чем у скважин на суше, и при малых и средних притоках газа давление в затрубном пространстве повышается сравнительно незначительно.

Бурение под кондуктор при наличии водоотделяющей колонны может привести к гидроразрыву пласта ниже башмака направления. Во избежание осложнения рекомендуется делать в направлении отверстия для выпуска шлама и промывать скважину при бурении под кондуктор морской водой или применять обратную промывку с использованием газлифтного выноса шлама [12].

Для предохранения спущенных промежуточных обсадных колонн от износа в процессе производства СПО в предполагаемых местах устанавливают временные сменные втулки.

В морском бурении конструкции скважин требуют использования долот больших размеров (590, 630, 720 мм), раздвижных шарошечных расширителей размерами 394/630 и 590/720 мм. Многоколонная конструкция скважин требует применения больших диаметров труб, проходных диаметров отверстий роторов, наддолотных стабилизаторов-центраторов, высокопрочных обсадных труб, специального спускоподъемного инструмента, устройств для ликвидации прихватов и других специальных инструментов и устройств.

Большое значение придается выбору компоновок низа буровой колонны. Одна из задач этих компоновок — придание жесткости низу буровой колонны.

Коренным образом отличается организация буровых работ в море от работ на суше. Из-за погодных условий не всегда представляется возможность доставить необходимые грузы для обеспечения нормальной работы буровой бригады. Организация в море складских помещений характеризуется высокой их стоимостью. На основе опыта работ в море определяют оптимальную вместимость складских помещений платформы и разрабатывают график материально-технического снабжения буровых работ в данном районе.

§ 3. Основные этапы и тенденции развития конструкций МСП

На первом этапе развития конструкций первое металлическое основание было разработано Н. С. Тимофеевым, метал-

личные сваи которого погружались методом забуривания. После бурения шурфов под сваи и установки и цементирования свай в морском дне пролетное строение собиралось и сваривалось на месте строительства. В 1940 г. Б. А. Рагинский предложил крупноблочную конструкцию верхнего строения морского основания, которая устанавливалась и монтировалась на зацементированных сваях. Применение крупноблочных элементов заводского изготовления резко сократило время строительства.

В процессе разработки морских месторождений потребовалось надежное сообщение между отдельными объектами, расположенными на морских стационарных основаниях. Доставка грузов на судах при волнении свыше 4 баллов и ветре свыше 5 баллов была затруднена. Кроме этого, несудоходность акватории в местах разработки (например, район Нефтяных камней) обусловила создание эстакад как средств сообщения между объектами существующего промысла.

Следующим шагом в развитии конструкций было создание металлических стационарных оснований ЛАМ конструкции Л. А. Межлумова, металлических оснований МОС конструкции Л. А. Межлумова, С. А. Оруджева и Ю. А. Саттарова. В 1976 г. на месторождении им. 28 апреля построено стационарное металлическое основание на глубине моря 84 м.

В зарубежной практике освоение морских нефтяных месторождений также было начато с применением стационарных оснований на деревянных сваях. Характерной особенностью американской практики строительства стационарных морских оснований было использование железобетонных и бетонных конструкций в виде кессонов, массивов, опускных колодцев и свай. Например, основание Коллинса, представляющее собой цилиндрическую бетонную колонну-массив диаметром 5,8 м, погруженную в грунт на требуемую глубину. Применялись гигантские массивы на кессонах с размером в плане 12×20 м, по периметру которой забивали ряд шпунтовых свай. Все пространство, окруженное шпунтовым рядом, засыпалось песком. Ввиду высокой стоимости эти конструкции не получили широкого распространения. На Марокарибском озере на глубинах до 30 м устанавливали железобетонные стойки диаметром 1,5 м с толщиной стенок 15 см и общей длиной 55—60 см, на которых строили основание. На меньшей глубине применяли сваи 60×60 см, которые забивали в грунт с помощью паровых копров.

Металлические стационарные морские основания для бурения скважин и добычи нефти за рубежом начали свое развитие с простейших конструкций на глубину 6 м до сложных конструкций на глубины до 305 м и более.

Вторым этапом в развитии конструкций морских гидротехнических сооружений для бурения скважин и добычи нефти было создание морских стационарных платформ (МСП), состоящих из опорной части, массивного моноблока и съемного многопалубного верхнего строения. Особенность этих конструкций —

применение массивных блоков (модулей) заводского изготовления, укомплектованных определенным технологическим оборудованием и размещаемых на разных по высоте палубах многопалубного верхнего строения стационарной платформы. Это обеспечило одновременное проведение буровых работ и добычу нефти.

Наиболее ускоренное развитие конструкций МСП произошло при освоении нефтяных и газовых месторождений Северного моря. Наряду с массивными стационарными металлическими платформами, закрепляемыми к морскому дну сваями, в Северном море широко применяются массивные железобетонные платформы гравитационного типа. Используют также конструкции комбинированные: низ конструкции изготавливают из железобетона, а верх — из металла.

Для глубоководных акваторий имеется ряд разработок платформ с натяжными опорами, проекты которых осуществляются в настоящее время.

В последние годы наметилась тенденция применения плавучих систем освоения морских нефтяных и газовых месторождений. Плавучие системы используют при разработке малодобитных месторождений, а также на первом этапе для освоения месторождений с большими извлекаемыми запасами.

Выполнен ряд проектов как по совершенствованию жестких металлических конструкций [21], так и по исследованиям и разработке проектов упругих конструкций платформ на большие глубины (от 300 до 1050 м) [4, 10]. В проектах используется эффект взаимной компенсации волновых нагрузок при резонансных частотах [19]. Разработан ряд конструкций платформ для работы в ледовых условиях.

§ 4. Назначение и типы МСП, их классификация

Морская стационарная платформа — уникальное гидротехническое сооружение, предназначенное для установки на ней бурового, нефтепромыслового и вспомогательного оборудования, обеспечивающего бурение скважин, добычу нефти и газа, их подготовку, а также оборудования и систем для производства других работ, связанных с разработкой морских нефтяных и газовых месторождений (оборудование для закачки воды в пласт, капитального ремонта скважин, средства автоматизации морского промысла, оборудование и средства автоматизации по транспорту нефти, средства связи с береговыми объектами и т. п.).

При разработке морских месторождений в основном два главных фактора определяют направление работ в области проектирования и строительства гидротехнических объектов в море. Такими факторами являются ограничения, накладываемые условиями окружающей среды, и высокая стоимость морских операций. Эти факторы в основном обуславливают все решения

в проектировании и конструировании МСП, выборе оборудования, способов строительства и организации работ в данной акватории моря. Таким образом, МСП являются индивидуальными конструкциями, предназначенными для конкретного района работ.

В последние годы, в связи с широким разворотом работ по освоению морских нефтяных месторождений в различных районах Мирового океана, предложен и осуществлен ряд новых типов и конструкций МСП. Эти типы и конструкции МСП различают по следующим признакам: способу опирания и крепления к морскому дну; типу конструкции; по материалу и другим признакам.

По способу опирания и крепления к морскому дну МСП бывают: свайные, гравитационные, свайно-гравитационные, маятниковые и натяжные, а также плавающего типа, по типу конструкции — сквозные, сплошные и комбинированные, по материалу конструкции — металлические, железобетонные и комбинированные. Сквозные конструкции выполняются решетчатыми. Элементы решетки занимают относительно небольшую площадь по сравнению с площадью граней пространственной фермы. Сплошные конструкции (например, бетонные) непроницаемы по всей площади внешнего контура сооружения.

Реализация и разработка большого количества проектов конструкций МСП затруднили их изучение и определение технико-экономических возможностей, и главное — определение направления развития проектирования и производства МСП.

Для облегчения работ в данном направлении отечественными и зарубежными специалистами предложены варианты классификации МСП.

В работе [25] приведен вариант классификации морских нефтегазопромысловых сооружений. Основными признаками классификации приняты: размещение оборудования (подводное, надводное, комбинированное), способ монтажа, характер деформации опор, тип конструкции, сопротивление внешним воздействиям, статическая и динамическая жесткости, характер крепления, материал, способ транспортировки и монтаж опорной части.

В работе [4] выполнен анализ отличительных признаков зарубежных конструкций глубоководных МСП и проведена их классификация. На данном уровне развития проектного дела авторы рекомендуют провести условно границу между глубоководными и обычными конструкциями МСП, приняв глубину моря 300 м, выше которой все конструкции следует считать глубоководными. На рис. 53 приведена классификация глубоководных МСП.

На первом уровне классификации проведено деление МСП на жесткие и упругие. По мнению авторов, такое деление является объективным, так как оно отражает конструкцию платформы (размеры, конфигурацию) и указывает период собственных колебаний, который у жестких составляет 4—6 с и упругих

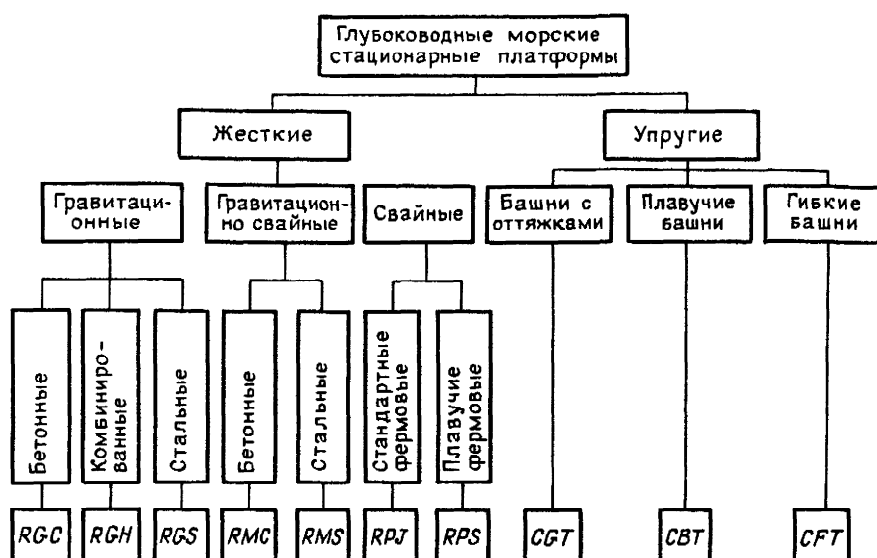


Рис. 53. Классификация глубоководных МСП

превышает 20 с, а в отдельных случаях достигает 138 с.

На втором уровне классификации жесткие конструкции классифицированы по способу обеспечения их устойчивости под воздействием внешних нагрузок на гравитационные, свайные и гравитационно-свайные. В первом случае сооружение не сдвигается относительно морского дна благодаря собственной массе и во втором — оно не смещается из-за крепления его сваями. Гравитационно-свайные сооружения не сдвигаются благодаря собственной массе и системе свай.

Третий уровень классификации жестких МСП характеризует материал конструкции: бетон, сталь или бетонсталь.

Упругие конструкции на втором уровне по способу крепления разделены на башни с оттяжками, плавающие башни и гибкие башни.

Башни с оттяжками сохраняют свою устойчивость системой оттяжек, понтонов плавучести и противовесов. Плавающие башни подобны качающемуся маятнику, они возвращаются в состояние равновесия с помощью понтонов плавучести, расположенных в верхней части конструкции. Гибкие башни отклоняются от вертикали под действием волн, но при этом они, подобно сжатой пружине, стремятся возвратиться в состояние равновесия. Из-за небольшого количества проектов упругих сооружений авторы не считают целесообразным классифицировать их на третьем уровне.

На последнем уровне классификации имеется 10 групп конструкций, каждая из которых обозначается начальными буквами слов английского языка, например RGS — риджит гревити стил

(жесткая гравитационная стальная), RGC (жесткая гравитационная бетонная) и т. д.

Из рассмотренных в работе [4] 40 конструкций глубоководных МСП (глубина моря более 300 м) 76% составляют жесткие, в том числе 45% стальные ферменные со свайным креплением, 26% гравитационные и 5% гравитационно-свайные. Среди упругих МСП 13% плавучие башни, 8% башни с оттяжками и 3% гибкие башни. Отмечено увеличение доли проектов стальных опор в зависимости от глубины моря. При глубинах моря 305—365 м стальные опоры составляют 13%, а при глубинах от 365 до 520 м — 50%. Из выполненных проектов 79% — стальные опоры, 15% — бетонные и 6% — стальбетон.

Наибольшее число проектов 57% разработано для вод глубиной 305—365 м. 30% — для глубин 365—460 м и 13% — на глубины больше 460 м. 18 проектов отличаются, по мнению авторов, высокой степенью новизны. Имеются проекты, в которых предусматривается горизонтальная сборка отдельных секций опорной части МСП на плаву путем вращения собираемой конструкции вокруг ее продольной оси и в наклонном положении. Изготовление цельносварной опорной части, транспортирование ее на супербаржах и буксировка опорной части МСП «Хармони» предусматриваются на барже размерами 274×67×15 м.

Среди строящихся башен МСП пока крупнейшей является башня «Баллуинкл». Она будет установлена в Мексиканском заливе на глубине 411 м. Общая масса платформы 78 тыс. т, размер фундамента 121×146 м, стоимость составит около 500 млн. долл., МСП рассчитана на 60 скважин. Ожидается максимальная суточная добыча нефти 7,95 тыс. м³ в 1991 г. и газа — 2,5 млн. м³ в 1992 г.

§ 5. Жесткие МСП

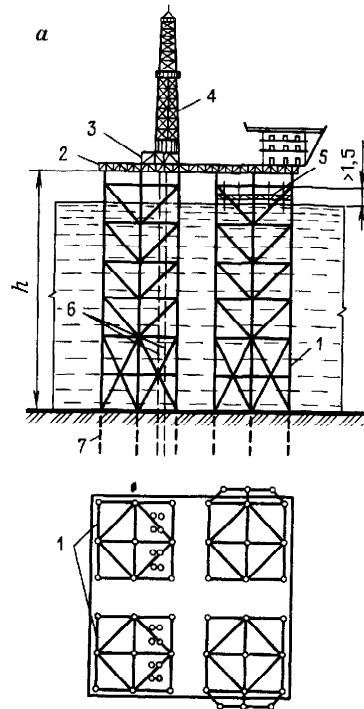
Морские стационарные платформы, закрепляемые сваями МСП пирамидального типа

МСП, закрепляемые сваями, представляют собой гидротехническое металлическое стационарное сооружение, состоящее из опорной части, которая крепится к морскому дну сваями, и верхнего строения, оснащенного комплексом технологического оборудования и вспомогательных средств и устанавливаемого на опорную часть МСП.

Опорная часть может быть выполнена из одного или нескольких блоков в форме пирамиды или прямоугольного параллелепипеда. Стержни решетки блока изготовляют в основном из металлических трубчатых элементов. Количество блоков опор определяется надежностью и безопасностью работы в данном конкретном районе, технико-экономическими обоснованиями и наличием грузоподъемных и транспортных средств на заводе —

Рис. 54. Схемы МСП, применяемые на Каспийском море:

а - четырехблочная МСП, 1 - опорный блок, 2 - верхнее строение, 3 - подвышечные конструкции, 4 - буровая вышка, 5 - причально-посадочное устройство, 6 - водоотделяющая колонна (обсадная), 7 - свайный фундамент, *б* - двухблочная МСП, 1 - опорный блок, 2 - верхнее строение, 3 - причально-посадочное устройство, 4 - буровая вышка, 5 - водоотделяющая колонна, 6 - свайный фундамент, *в* - моноблочная МСП, 1 - опорный блок, 2 - верхнее строение, модули, 3 - буровая вышка, 4 - водоотделяющая колонна, 5 - свайный фундамент, 6 - причально-посадочное устройство



изготовителе опорной части МСП.

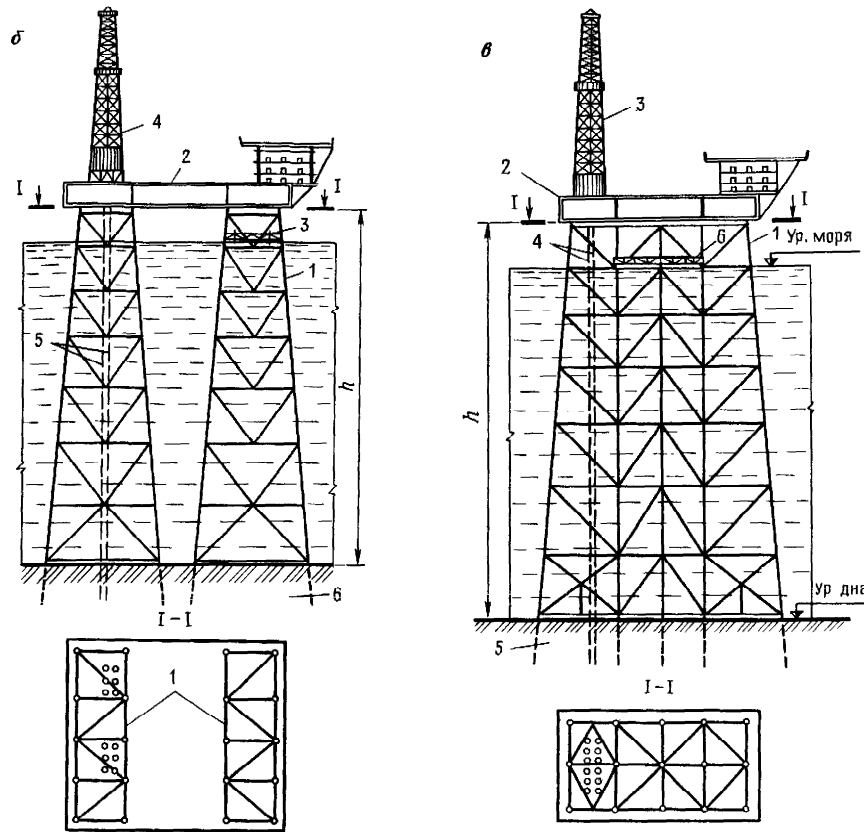
На рис. 54, *а*, *б*, *в* даны схемы МСП, применяемые на Каспийском море. Ниже приведены краткие технические данные морской стационарной платформы для одновременного бурения скважин двумя буровыми установками на месторождении им. 28 апреля на глубине 100 м. Платформа состоит из двух опорных блоков, установленных на расстоянии 31 м друг от друга, и трехпалубного верхнего строения, которое включает 14 модулей, в том числе: два подвышечных, шесть модулей нижней палубы с эксплуатационным оборудованием 450 т каждый, шесть модулей верхней палубы с буровым оборудованием до 600 т каждый.

На платформе размещен комплекс технологического и вспомогательного оборудования, систем, инструмента и материалов, обеспечивающих бурение скважин двумя буровыми установками.

Платформа оснащена блочными жилыми и бытовыми помещениями, вертолетной площадкой, погрузочно-разгрузочными кранами и др.

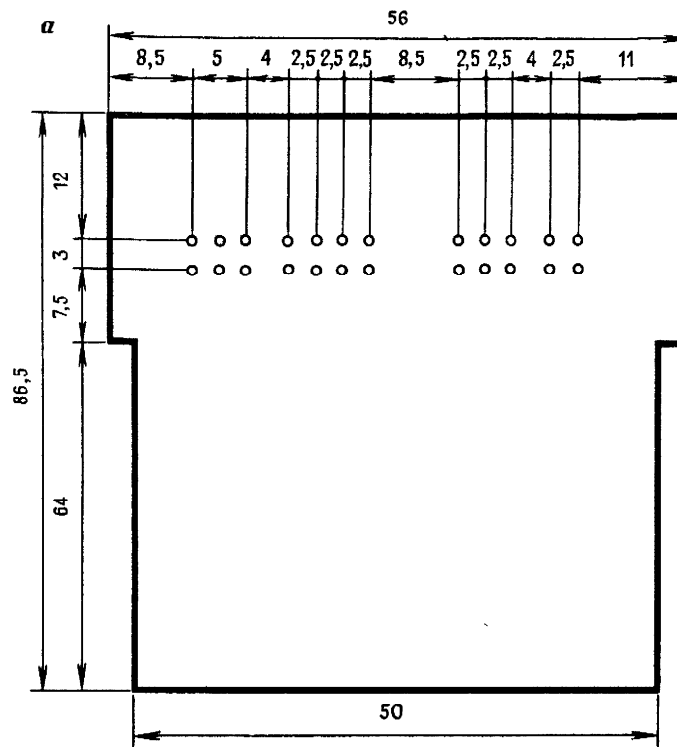
С платформы предусмотрено бурение 12 скважин.

| Размер в плане, мм: | | Масса, тыс т: | |
|---------------------------|---------|----------------|------|
| производственной площадки | 71 × 50 | платформы | 12,1 |
| опорного блока | 16 × 49 | опорного блока | 2,04 |



Опорные блоки крепятся к морскому грунту сваями. На опорные блоки устанавливается верхнее трехпалубное строение с модулями, оснащенными соответствующими технологическим и вспомогательным оборудованием и системами. На рис. 55 а, б в качестве примера показаны схемы расположения направляющих колонн под кусты из 12 и 24 скважин на платформе.

В зарубежной практике в целях совершенствования конструкций МСП имеется ряд принципиальных решений. Например, в проекте платформы для месторождения Эйдер (Северное море) из конструкции исключены направляющие устройства для забивки свай с поверхности, сокращено число поясов фермы; элементы, расположенные в труднодоступных для осмотра местах имеют усталостную долговечность 120 лет. Крепление свай к опорам платформы с помощью бетонирования выполняется под водой с применением дистанционно управляемого подводного аппарата. Учитывая, что платформа предназначена для малопродуктивного месторождения, на котором по программе разра-



ботки предусмотрено опережающее бурение скважин с плавсредств, в проекте заложена стыковка опорного блока с донной плитой. Упрощена установка платформы на место эксплуатации за счет снижения запаса плавучести. Исключена дистанционная балластировка опор платформы и упрощена трубопроводная обвязка. Резервуары плавучести (понтон) в конструкции расположены вблизи поверхности воды, что позволяет использовать пневматическую систему управления дистанционным заполнением вместо дорогостоящей гидравлической [21].

В Мексиканском заливе в 1978 г. установлена жесткая опорная часть МСП «Коньяк» (проект фирмы «Макдермотт») на глубине 312 м. Пирамидальный моноблок состоит из трех секций, восьмиопорных и двух выносных опор. Выносные опоры прикреплены к опорной ферме на высоте 122 м от морского дна. Моноблочная ферма крепится к морскому дну сваями длиной 190 м. Сваи заглублены в морское дно на 137 м и пропущены через 24 направляющих кондуктора по наружному периметру фундамента. Период собственных колебаний конструкции от 4 до 5 с. Масса блока 33,5 тыс. т, свай и направляющих кондукторов 23 тыс. т, общая масса МСП 59 тыс. т.

Имеются проекты и разработки МСП с пирамидальным моноблоком на глубину 488 м (проект «Галф оф Мексико плат-

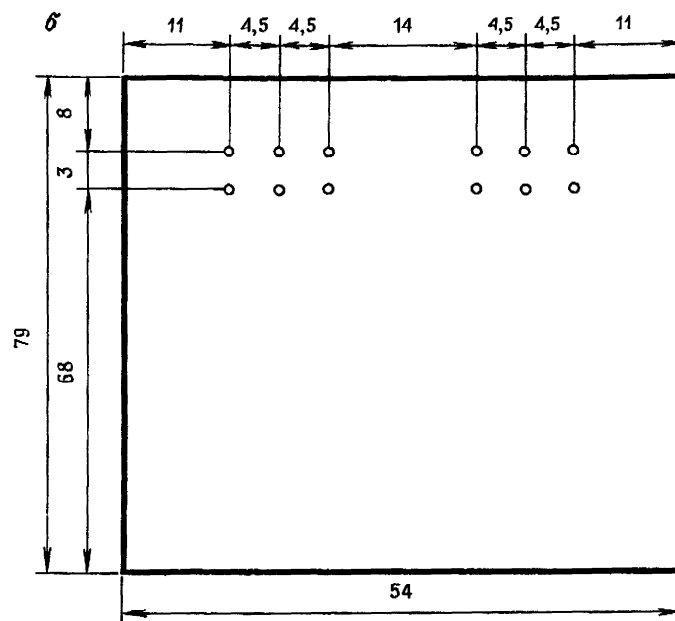


Рис. 55. Схема расположения направляющих колонн под куст скважин:
а — на 24 скважины, *б* — на 12 скважин

форм»), на глубину 396 м (проект «Фиксед платформ»), проект из двух опорных блоков на глубину 450 м (проект «Твин тауэр» для Северного моря) и др.

МСП башенного типа

В холодной климатической зоне в основном применяют МСП башенного типа специальной для этой климатической зоны конструкции. Ниже в качестве примера приведено краткое описание платформы «Долли Уорден», установленной в заливе Кука. Платформа разработана для бурения куста скважин из 32—48 скважин двумя буровыми установками и рассчитана на следующие параметры.

| | |
|--|------|
| Скорость, м/с: | |
| максимальная непрерывно продолжающаяся | 27 |
| порывистого ветра | 36 |
| морских течений | 3,05 |
| Толщина ледяного покрова, м | 1,8 |
| Температура, °С: | |
| окружающего воздуха | 40 |
| подводной среды | 7 |
| Максимальное колебание отливов и приливов, м | 10,7 |
| Максимальная масса айсбергов, т | 40 |

Квадратный корпус платформы расположен на высоте 54,6 м от морского дна. Масса корпуса 500 т. Корпус опирается на четыре цилиндрические опоры диаметром 5,2 м. Расстояние между центрами опор 24,4 м. Опоры изготовлены из хладостойкого листа толщиной 19—51 мм. Более толстая часть листа опор расположена в месте контакта лед — воздух на длине периодической смачиваемости. Внутри опорные колонны усилены внутренней трубой диаметром 2,75 м и рядом горизонтальных диафрагм и вертикальных ребер жесткости по всей длине колонны. Вверху колонны соединены четырьмя горизонтальными поясами, изготовленными из хладостойкого стального листа толщиной 19—25 мм. Пояса внутри усилены кольцевыми диафрагмами и продольными ребрами жесткости и служат опорой палубы платформы. Внутри поясов размещены отсеки для хранения питьевой и технической воды, топлива и стоков жидкости.

Подводная часть конструкции внизу связана горизонтальными и диагональными трубчатыми элементами диаметром 1,8 м.

Платформа крепится к морскому дну 28 сваями диаметром 840 мм и длиной 106,7 м, расположенными внутри ног и углубленными в морское дно на 55 м. Сваи служат также направлением для бурения восьми скважин в каждой опоре. Масса опорной части 4400 т.

Трехпалубная система установлена на корпусе и состоит из верхней буровой, средней эксплуатационной и нижней палуб. Буровая палуба рассчитана на удельную нагрузку 0,040—0,075 МПа с более высокой несущей способностью в зоне подсвечников. На палубе смонтированы две буровые установки, рабочие и запасные емкости бурового раствора и стеллажи для труб, шесть емкостей вместимостью по 28,3 м³ для хранения цемента. Над ними размещен комплект оборудования для проведения электрометрических работ в скважинах.

За пределами палубы на консоле установлено жилое помещение на 72 человека, а под стеллажами бурильных труб — дополнительное жилое помещение. Над крышей основного жилого блока расположена вертолетная площадка.

Каждая буровая на платформе укомплектована вышкой с нагрузкой на крюке 4500 кН, буровой лебедкой с электроприводом, рассчитанной на глубину бурения до 6000 м. Циркуляционная система из двух емкостей общей вместимостью 100 м³ и запасной — 90 м³.

Эксплуатационная палуба рассчитана на удельную нагрузку 0,04—0,047 МПа. Палуба высотой 6,1 м разделена огнеупорными перегородками на семь отсеков. В четырех угловых отсеках размещены устьевое оборудование и манифольды для извлекаемой нефти и закачки воды в пласт. В пятом отсеке установлен компрессор системы газлифта, в шестом — дизель-генераторы и центральный распределительный щит. В центральном, седьмом, отсеке расположены четыре буровых насоса с приводом, системы приготовления промывочной жидкости, два насоса для

нагнетания воды в пласт с газотурбинным приводом, цементировочный агрегат и газотурбогенератор, а также площадь для емкостей буровых растворов. На эксплуатационной палубе также установлена система перемешивания бурового раствора из четырех емкостей вместимостью по 9,5 м³, снабженная каждая насосом подачей 40 л/с. Обвязка насосов обеспечивает подачу раствора (параллельно цементировочному агрегату) в рабочие и запасные емкости и на всасывающую линию буровых насосов с подпором и последовательно для перекачки раствора большой плотности.

На нижней палубе установлены центробежные насосы, два котла, парогенератор, агрегат для дистилляции морской воды, воздушные компрессоры и насосы для перекачки нефти на берег.

Система обогрева включает два котла эквивалентной мощностью по 129 кВт, питаемые водогликолевой смесью, и используется для обогрева всех помещений на платформе, кроме жилья, которое обогревается электрическими источниками тепла. Два центробежных насоса мощностью по 11 кВт обеспечивают циркуляцию водогликолевой смеси по замкнутой системе. В узловых пунктах платформы установлены автоматические нагреватели, снабженные вентиляторами.

Электросистема переменного тока напряжением 480 В питается от дизель-генераторов мощностью 750 и 500 кВт и газотурбогенератором мощностью 850 кВт.

В одном из отсеков опорных поясов хранится 570 м³ топлива, расходная емкость топлива размещена в отсеке дизель-генераторов. Водогрейные котлы, парогенератор и все газовые турбины работают на попутном газе.

Работающий персонал на платформе, включая буровые бригады, операторов по добыче и вспомогательных рабочих, составляет 85 человек.

Гравитационные морские стационарные платформы (ГМСП)

Гравитационные МСП отличаются от металлических свайных МСП как по конструкции, материалу, так и по технологии изготовления, способу их транспортировки и установки в море.

Общая устойчивость ГМСП при воздействии внешних нагрузок от волн и ветра обеспечивается их собственной массой и массой балласта, поэтому не требуется их крепление сваями к морскому дну. ГМСП применяют в акваториях морей, где прочность основания морского грунта обеспечивает надежную устойчивость сооружения.

ГМСП — очень массивные объекты, состоящие из двух частей: верхнего строения и опорной части. Опорная часть состоит из одной или нескольких колонн, изготавливаемых из железобетона. Колонны цилиндрической или конической формы опираются

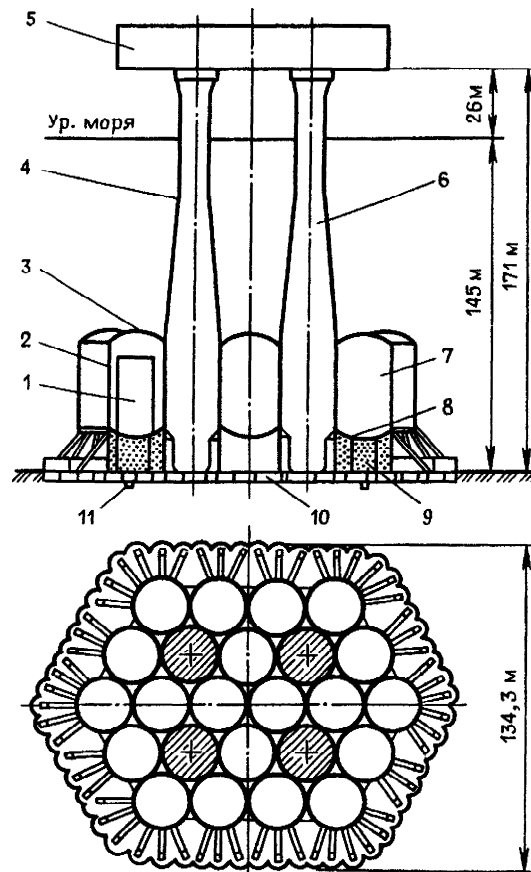


Рис. 56. Схема платформы типа «Кондип»:

1 — емкость с топливом; 2 — стенки ячейки; 3 — верхняя крышка; 4 — опора хозяйственного оборудования; 5 — верхнее строение; 6 — буровая опорная колонна; 7 — хранилище нефти; 8 — нижняя крышка; 9 — балласт; 10 — стальная юбка; 11 — штифт

на многоячеистую монолитную базу. База относительно небольшой высоты по сравнению с колоннами, состоит из ячеек-понтонных, жестко связанных между собой, и заканчивается в нижней части юбками с развитой общей опорной площадью на морское дно. Размеры опорной многоюбочной плиты бывают в длину 180 м и по ширине до 135 м.

Преимущество ГМСП — непродолжительное время установки их в море, примерно 24 ч вместо 7—12 мес, необходимых для установки и закрепления сваями металлических свайных платформ. Собственная плавучесть и наличие системы балластировки позволяют буксировать ГМСП на большие расстояния и устанавливать их в рабочее положение на месте эксплуатации в море без применения дорогостоящих грузоподъемных и транспортных средств. Преимуществом их также является возможность пов-

ТАБЛИЦА 13

**КРАТКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПЛАТФОРМ ТИПА «КОНДИП»,
УСТАНОВЛЕННЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СТАТФЬОРД В СЕВЕРНОМ МОРЕ**

| Показатели | Платформы | | |
|--|---|------------------------------------|-----------------------------------|
| | А | В | С |
| Максимальная суточная добыча нефти, тыс. м ³ | 47,7 | 28,6 | 33,4 |
| Максимальный объем нефтяного газа, закачиваемого в пласт, млн. м ³ /сут | 9,76 | 5,1 | 5,94 |
| Мощность оборудования для: | | | |
| подготовки и осушки газа, млн. м ³ /сут | 8,41 | 4,91 | 5,0 |
| подготовки воды, тыс. м ³ /сут | 7,16 | 4,3 | 5,0 |
| закачки воды в пласт, тыс. м ³ /сут | 54,06 | 40,55 | 47,06 |
| Вместимость резервуаров для хранения нефти, тыс. м ³ | 206,7 | 302,1 | 302,1 |
| Пропускная способность нефтеналивного односточечного терминала, тыс. м ³ /ч | 7,95 | 7,95 | 7,95 |
| Численность персонала | 200 | 204 | 278 |
| Максимальное число скважин | 42 | 42 | 42 |
| Число буровых установок | 1 | 1 | 1 |
| Максимальная проектная мощность силовых установок, МВт | 57 | 38 | 38 |
| Число палуб | 3 | 2 | 2 |
| Размеры нижней палубы, м | 54 × 84 и (16 × 26) × 2 5368 | 55 × 114 | 55 × 114 |
| Площадь нижней палубы, м ² | | 6270 | 6270 |
| Масса палубного блока, тыс. т, при: | | | |
| буксировке | 19,5 | 39,8 | 39,8 |
| эксплуатации | 48 | 52 | 52 |
| Площадь опорной плиты, тыс. м ² | 7,9 | 18,2 | 13 |
| Число/диаметр, мм: | | | |
| водоотделяющих колонн | 5/254 1/914 1/356 1/508 5/203 | 2/914 1/356 — — 10/254 | 1/914 1/508 — — 6/254 |
| J-образных труб | | | |
| Вес основания, МН: | | | |
| в воздухе | 6,08 | 7,79 | 6,31 |
| в воде | 2,35 | 3,14 | 3,8 |
| Затраты на сооружение платформы, млрд. долл. | 1,324 | 1,825 | 2,310 |

торного использования на новом месторождении, повышенные огнестойкость и виброустойчивость, высокая сопротивляемость морской коррозии, незначительная деформация под воздействием нагрузок и более высокая защита от загрязнения моря.

ГМСП применяют в различных акваториях Мирового океана. Особенно широко они используются в Северном море.

На рис. 56 приведена схема платформы типа «Кондип», установленной в норвежском секторе Северного моря, на месторождении Статфьорд. Конструкция ГМСП состоит из: нижней части 1, представляющей собой соединение в монолитную конструкцию 24 понтонов, в которых хранится нефть и четырех опорных колонн 6 (двух буровых, в которых установлен ряд труб диаметром около 750 мм, служащих направлениями для бурильной ко-

лонны во время бурения скважины, третьей разводной колонны, в которой размещен ряд труб, соединяющих ее с другими платформами или с загрузочными буюми, и четвертой подсобно-хозяйственной, в которой расположена большая часть оборудования. Внутри колонна разделена на 13 горизонтальных площадок, на которых установлены крупные и мелкие агрегаты и устройства (насосы, трубопроводы, вентиляционное оборудование, лифты, лестницы и т. п.).

Верхнее строение 5 состоит из двух ферм массой по 2000 т, соединенных между собой перемычками, и палубы размером $114 \times 55 \times 14$ м массой 5000 т. На палубе установлены модули.

Масса отдельных блоков составляет около 2000 т, общая транспортная масса оснащенной палубы 39 000 т. Фермы установлены на четыре насадки верхней части опорных колонн.

В табл. 13 приведены краткие технические данные ГМСП, установленных на месторождении Статфьорд.

В разработках проектов гравитационных платформ применяются новые решения. Например, в проекте комбинированной конструкции платформы «Карин», как уже упоминалось, использован эффект взаимной компенсации волновых нагрузок. Это достигается тем, что геометрическая форма моноблока платформы представляет собой правильный шестиугольник. По углам шестиугольника и в его центре размещены семь опор. Расстояние между опорами выбрано такое, при котором две соединенные между собой опоры подвергаются воздействиям одинаковых по величине, но противоположных по направлению сил. Это расстояние равно половине длины волны (рис. 57). Хотя эффект взаим-

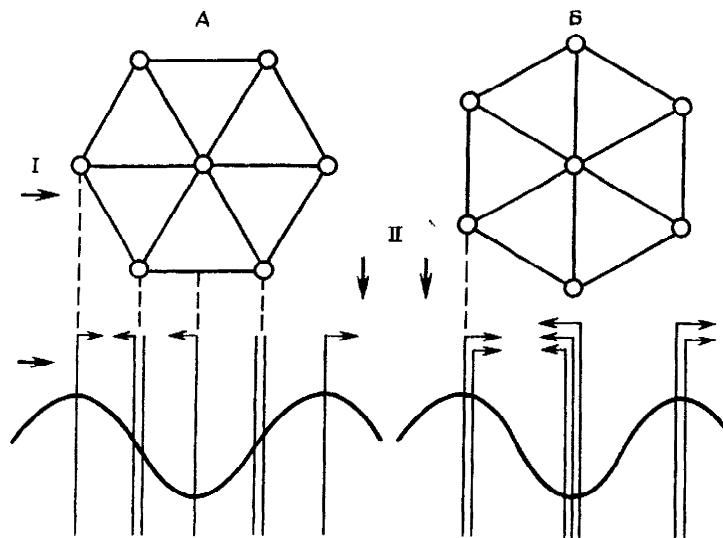


Рис. 57. Схема компенсации волновых нагрузок на платформе «Карин»

A — длина волны, равная двум радиусам окружности, *B* — длина волны, равная двум апофемам;
I — направление волны; II — направление сил лобового сопротивления

ной компенсации волновых нагрузок учитывался и ранее, однако в фермах четырехугольного сечения степень этой компенсации зависит от направления волны и, следовательно, полностью учитываться он не мог. Ферма шестиугольного сечения имеет практически в любом направлении одинаковую ширину, и этим достигается наибольшая компенсация волновых нагрузок.

Наибольшие усталостные разрушения конструкции вызывают инерционные составляющие волн, допустимый период которых составляет 4—7 с. Для полной взаимной компенсации волновых нагрузок необходимо, чтобы между площадями сечения элементов в центре фермы и угловых опор имелось определенное соотношение. В случае отсутствия направляющих колонн сечение центральной опоры должно быть в 2 раза больше площади сечения угловой опоры. В практике конструирования обычно вокруг центральной опоры размещают направляющие колонны скважин, которые также подвергаются воздействию волн. Они располагаются так, что воздействие максимальных нагрузок не происходит одновременно, поэтому пространство, которое они занимают, должно быть больше чем в 2 раза. На глубинах больше 300 м, по мнению зарубежных специалистов [19], более выгодно использовать опорные части платформ легкой стальной конструкции, обладающие достаточной статической прочностью. В целях снижения массы между опорами предусмотрены диагональные раскосы без горизонтальных поясов. Это также снижает лобовое сопротивление платформы. Предусматривается также применение ковочно-штамповочных соединительных элементов в конструкции моноблока. С их использованием, по проекту фирмы, долговечность платформы составит 160 лет. Конструкция также выдержит любые, учитываемые при проектировании, землетрясения.

Гравитационно-свайные МСП

Гравитационно-свайные МСП не сдвигаются с места установки благодаря не только собственной массе конструкции, но и за счет дополнительного крепления сваями опорной их части к морскому дну. МСП этого типа бывают различных конструкций как по конфигурации сооружения, так и сочетанию применяемых материалов.

Гравитационно-свайные основания на глубине более 300 м в большинстве случаев представляют собой форму треноги. Конструкция опорной части состоит из центральной колонны большого диаметра, поддерживаемой тремя наклонными опорами.

Колонны могут быть в виде сплошных металлических цилиндров больших диаметров или элементов ферменной конструкции. Например, в конструкции проекта «Трипод тауэр платформ» центральная колонна диаметром 15 м поддерживается тремя наклонными колоннами диаметром 8 м. Толщина стенок всех колонн 160 мм [4].

Центральные колонны и боковые наклонные опоры в средней части связываются горизонтальными элементами жесткости и раскосами. Конструкция МСП устанавливается на четыре донных фундамента, закрепленных сваями и связанных между собой А-образной стальной рамой.

В проекте «Хайлант» центральная ферма-опора укреплена тремя боковыми наклонными фермами. Сечение всех ферм треугольное. Каждый силовой элемент изготавливается отдельным блоком. Масса центральной фермы 10 тыс. т, опор — 4,5—5 тыс. т. На палубе предусматривается установка технологического оборудования массой 24 тыс. т и 16 направляющих колонн диаметром 712 мм. Масса основных конструкций 31 тыс. т, свай — 20 тыс. т. Расстояние от основной центральной фермы до основания опор 110 м.

Опоры крепятся к центральной ферме на глубине от 40 до 79 м ниже уровня моря. Конструкции могут применяться на глубинах моря: первая — от 150 до 460 м и вторая — от 200 до 400 м.

§ 6. Упругие МСП

Обычно при проектировании МСП статическую прочность конструкции рассчитывают на действие максимальных нагрузок, повторяющихся один раз в 100 лет, и производят поверочный расчет на динамические и циклические нагрузки. В этом случае при проектировании глубоководных МСП традиционным методом усталостная и динамическая прочности достигаются либо усилением опорной башни за счет увеличения размеров ее элементов, либо расширением ее поперечного сечения с целью увеличения периода собственных колебаний и снижения осевых нагрузок в элементах. Однако с увеличением глубины указанные приемы достижения динамической прочности МСП приводят к значительному увеличению массы МСП и, следовательно, их стоимости.

В отличие от жестких конструкций МСП период основных собственных (поперечных) колебаний упругих башен превышает период морских волн. При этом большая часть волновой нагрузки на башню поглощается за счет инерции конструкции и не передается стержням фермы. Упругой башней называют относительно тонкую стальную пространственную ферму из стержней с довольно равномерным по высоте расстоянием между горизонтальными поясами.

К классу упругих башен относят находящуюся в эксплуатации в Мексиканском заливе на глубине 305 м МСП «Лена» [4]. Конструкция ее представляет собой ферму квадратного сечения со стороной квадрата $36,6 \times 36,6$ м, высотой 320 м и массой 21 тыс. т. В верхней части фермы имеется 16 опор диаметром 1220 мм, на которых установлено верхнее строение. Нижняя часть башни имеет 12 таких опор. В пределах верхней половины башни размещены 12 понтонов диаметром 6,1 м, длиной 36,6 м,

обеспечивающие 9100 т плавучести. Понтоны стабилизируют платформу, уменьшают давление на фундамент, значительно облегчают монтаж платформы и оттяжек.

Изготовленная башня транспортировалась баржей длиной более 200 м, с которой был впервые осуществлен боковой спуск (на борт). Это позволило снизить на 3 тыс. т массу башни МСП и в 4 раза сократить время на спуск. На месте монтажа башни были установлены четыре оттяжки, которые после спуска башни на воду были присоединены к башне. После установки на место башня была закреплена восьмью основными сваями диаметром 1330 мм, которые проходят до палубного блока. По мнению специалистов фирмы «Эксон», четыре оттяжки и основные сваи способны удерживать башню в вертикальном положении без верхнего строения при любых погодных условиях, случающихся один раз в 100 лет в Мексиканском заливе (высота волны 22 м, скорость ветра 58 м/с).

Затем к башне прикрепили 16 дополнительных оттяжек диаметром 127 мм, в морское дно по наружному периметру забили шесть дополнительных торсионных свай диаметром 1900 мм на глубину 30,5 м. Оттяжки выполнены из 292 спирально навитых гальванизированных стальных проволок, защищенных полиэтиленовой оболочкой, с разрывным усилием 13 мН. Каждая оттяжка длиной 549 м от платформы до якоря. Оттяжки введены в конструкцию башни через специальный роульс и направляющий башмак и крепятся к опоре башни на глубине 4,5 м от уровня моря. Это обеспечило ввод оттяжки в конструкцию опоры башни на глубине 30 м от уровня моря.

Каждый якорь состоит из нескольких звеньев, имеющих цепное соединение. Во время отклонения башни от вертикали под действием ветра, волн и течений частично приподнимаются звенья с морского дна. Верхнее строение башни трехпалубное размером 47,6 × 47,6 м и общей площадью 6970 м². На нем размещены две буровые установки для бурения до 58 скважин и жилье для 140 человек. Верхняя палуба платформы расположена на высоте 35 м и нижняя — 18,6 от уровня моря. Общая масса опорной части башни и палубного верхнего строения составляет приблизительно 47 тыс. т.

Используя опыт эксплуатации МСП «Лена», фирма «Эксон» изучила шесть проектов глубоководных МСП, разработанных специалистами фирмы. Нагрузки от окружающей среды и гравитационные, действующие на МСП «Лена», распределяются на сваи, оттяжки, инерционность конструкции и понтоны. Перераспределяя эти нагрузки на перечисленные узлы конструкции, можно достичь оптимального варианта решения конструкции. Например, вес палубы можно передать на сваи или компенсировать подъемной силой понтонов. Понтоны, кроме этого, компенсируют горизонтальные силы, обеспечивая устойчивость платформы, уменьшают или полностью снимают нагрузки на оттяжки. Инерция основания увеличивает период боковых колебаний, сни-

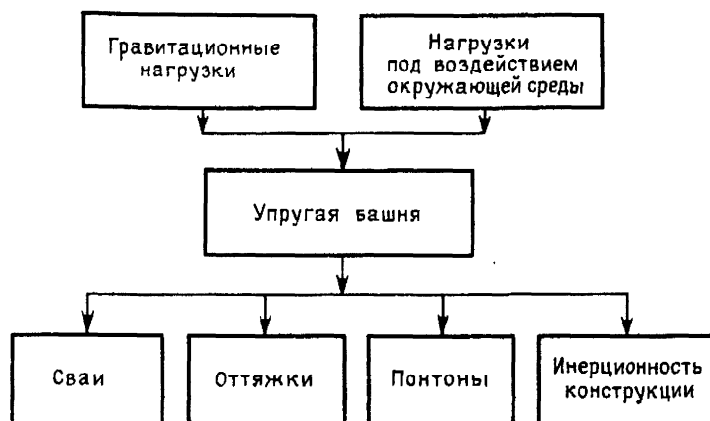


Рис. 58. Схема распределения нагрузок между основными элементами конструкции упругих башен

жает их амплитуду и соответственно снижает динамические нагрузки на оттяжки и сваи.

Разница в вариантах проектов упругих башен заключается в способах, которыми достигается заданный период колебаний, и определяется волновыми нагрузками, их воздействие перераспределялось между основными элементами конструкции (рис. 58, 59).

При исследованиях специалистами особое внимание уделялось упрощенным моделям конструкции упругих платформ и их характеристикам (рис. 60). На моделях зубчатые линии обозначают поперечное воздействие осевых пружин, а спирали — пружин кручения.

Башня с оттяжками представлена в виде шарнирно закрепленного внизу стержня и стабилизированного горизонтальной пружиной около верхнего конца. Эта пружина жесткая для башни с оттяжками и сравнительно мягкая для плавучей башни. Поэтому период поперечных колебаний плавучей башни значительно больше, чем у башни с оттяжками (130 против 55 с), и соответственно больше амплитуда перемещений. Основание башни практически не препятствует ее опрокидыванию, но является жестким по отношению к скручиванию и срезающим силам. При традиционном проектировании мачты за счет увеличения ее поперечного сечения или размеров несущих ее элементов стоимость мачты растет быстрее, чем высота.

Один из способов предотвращения такого увеличения — установка упругой башни на жесткое основание. В этом случае характеристика колебаний башни будет такой же, как и у мелководной.

Исследованиями [10] установлено, что минимальная масса конструкции достигается за счет расположения соединительного звена (сваи) между башней и основанием на высоте равной 10—50% глубины моря. В исследованиях фирмы «Эксон» эта высота принята 244 м, что соответствует 31% глубины моря. В упрощен-

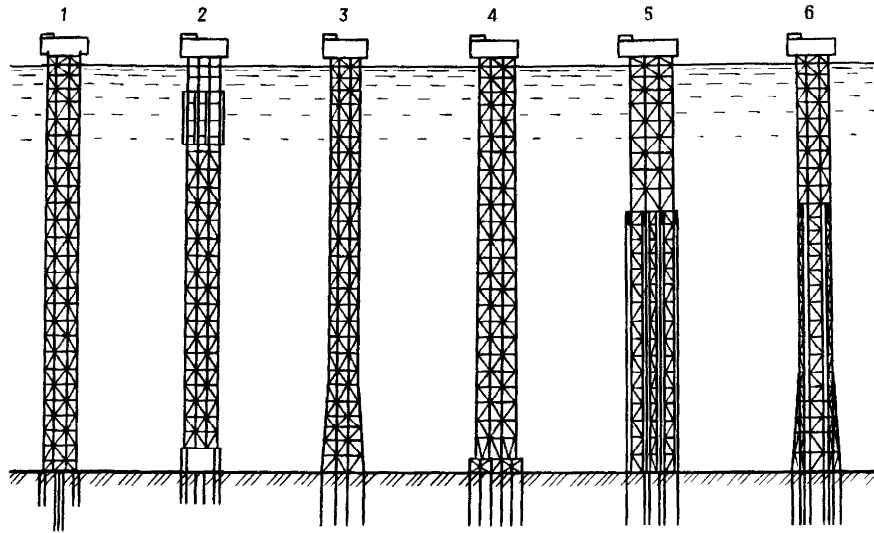


Рис. 59. Схемы упругих платформ:

1 — башня с оттяжками, 2 — плавучая башня, 3 — башня с оттяжками и жестким основанием, 4 — гибкая башня, 5 — упругая свайная башня, 6 — упругая свайная башня с жестким основанием

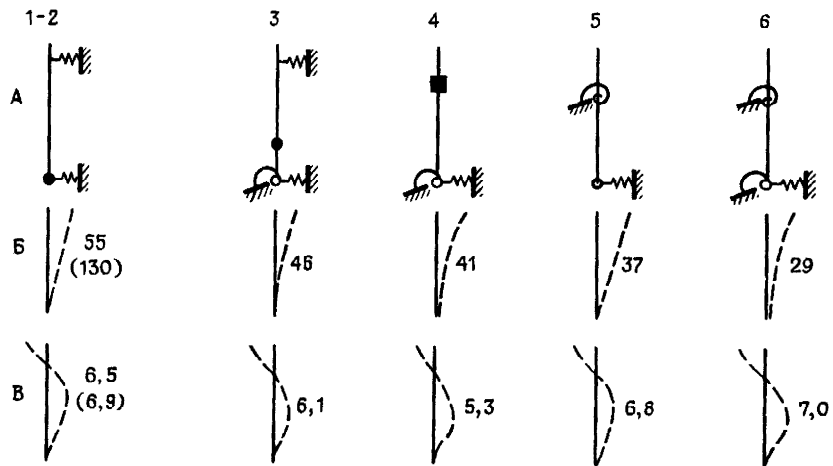


Рис. 60. Упрощенные модели упругих платформ:

A — упрощенная модель, B — период поперечных колебаний, B — период изгибных колебаний
 1, 2 — башня с оттяжками и плавучая башня; 3 — башня с оттяжками и жестким основанием, 4 — гибкая башня, 5 — упругая свайная башня, 6 — упругая свайная башня с жестким основанием
 55 (130), 46, 41, 37, 29 — величины периодов поперечных колебаний в с; 6,5 (6,9), 6, 1, 5, 3, 6, 8, 7, 0 — величины периодов изгибных колебаний в с

ной модели этой конструкции на нижнем конце добавлена жесткая скручивающая пружина, моделирующая жесткое свайное основание. В конструкции башни используются центральная группа элементов, подобная сваям для передачи вертикальной нагрузки от башни к основанию, периферийные сваи и направляющие, воспринимающие скручивающий момент и срезающие нагрузки в плоскости поперечного сечения срезающего звена. Эти сваи не заглубляются в морское дно, а заделываются в башне, которая крепится к морскому дну обычными юбочными сваями. В рассматриваемых проектах упругость башни достигается благодаря шарнирному повороту их основания, а сами башни колеблются как жесткие стержни.

Гибкая башня рассматривалась как вариант обычной свайной ферменной конструкции, у которой основание закреплено, а жесткость фермы уменьшена настолько, чтобы достигался большой период основных колебаний гибкого стержня. Период вторичных колебаний должен быть небольшим, чтобы обеспечить стойкость к усталостным разрушениям. Под периодом основных колебаний гибкого стержня понимается период поперечных колебаний, а под периодом вторичных колебаний гибкого стержня — период изгибных колебаний.

В результате установки балластной камеры в верхней части башни (в точке пересечения упругой оси с вертикалью) период поперечных колебаний увеличился до 41 с без изменения периода изгибных колебаний. Этим была уменьшена масса башни.

Упругая свайная башня (СРТ) испытывает колебания как жесткий стержень. Если в сравниваемых вариантах сваи располагались вблизи центральной оси и слабо препятствовали опрокидыванию платформы, то в упругой башне они вынесены на периферию и их число увеличено. В глубоководном варианте эти сваи нижними концами вставлены в направляющие (без цементирования), а верхними — прикреплены к башне примерно в ее средней части. В этом случае они препятствуют опрокидыванию башни и в то же время работают как осевая пружина, не устраняя поперечных колебаний. Благодаря своему расположению эти сваи воспринимают также скручивающие и поперечные силы и дают возможность отказаться от использования юбочных свай в основании. В модели упругая свайная башня рассматривается как башня с оттяжками, у которой верхняя поперечная пружина заменена скручивающей, представляющей пару периферийных свай. В этой паре каждая свая попеременно сжимается и растягивается.

На рис. 61 показано крепление свай к опорам платформы. В модели упругой свайной башни с жестким основанием в основании имеется дополнительная жесткая скручивающаяся пружина, моделирующая жесткое основание. В остальном проект аналогичен проектам башни с оттяжками и плавучей башни, имеющей жесткое основание.

Специалистами фирмы «Эксон» выполнены исследования применительно к гипотетическому месторождению Мексиканского за-

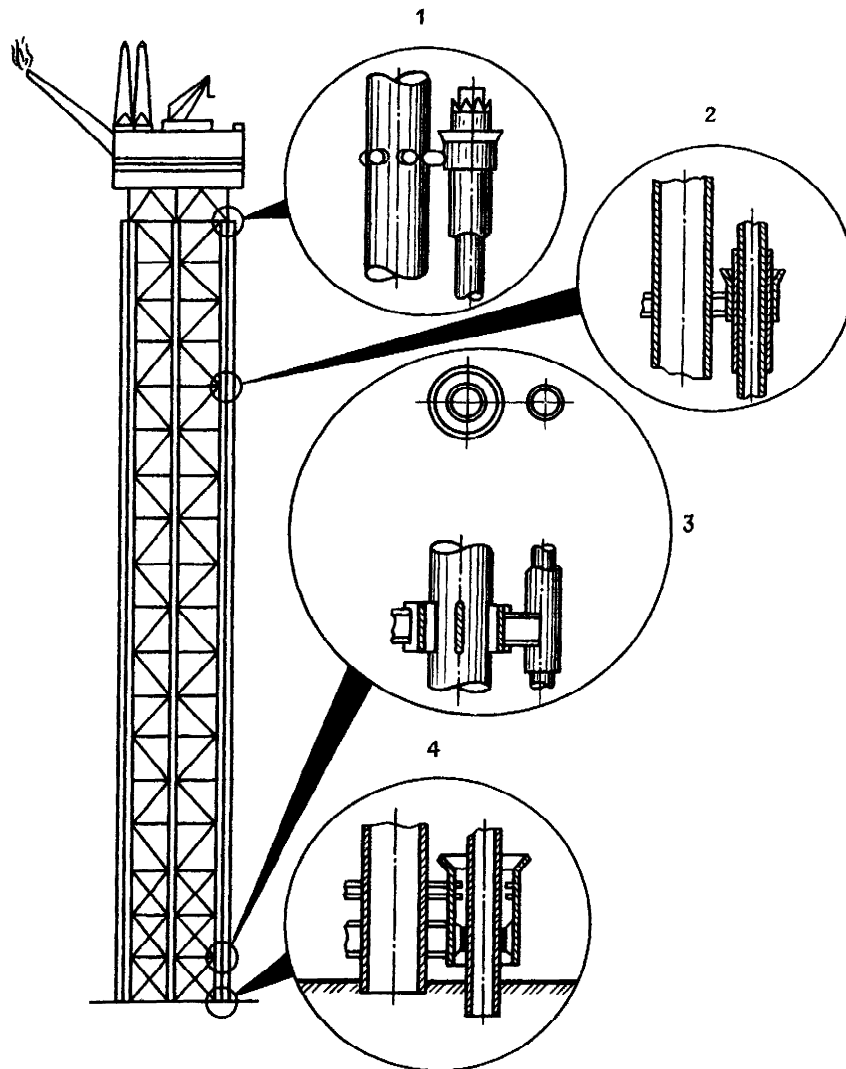


Рис. 61. Крепление свай к опорам платформы:

1 — свая, приваренная к направляющей втулке, 2 — свая свободно проходит через направляющую втулку, 3 — узел крепления направляющей втулки к главной опоре, 4 — нижняя удлиненная направляющая втулка

лива при глубине моря 790 м для 48 скважинных направляющих колонн и массы верхнего строения 15 тыс. т. Период поперечных колебаний задавался 25 с. Максимальный период изгибных колебаний выбирался около 7 с. При этом обеспечивалась стойкость к усталостному разрушению в условиях Мексиканского залива. Результаты исследований приведены в табл. 14.

Фирма «Браун энд Рут» разработала проект плавучей плат-

ТАБЛИЦА 14
РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВАРИАНТОВ ПРОЕКТОВ
УПРУГИХ БАШЕН ФИРМОЙ «ЭКСОН»

| Характеристика | Мачты | | | | | |
|--|------------------|-----------------|---|--------------------------------------|--------------------|---|
| | с оттяж- ками | плаву- чая * | с оттяжка- ми и жест- ким осно- ванием | гибкая | упругая свайная | упругая свайная с жестким основанием |
| Форма поперечного сече- ния башни | Квад- рат | Квад- рат | Квадрат | Прямо- угольник и квад- рат | Квадрат | Квадрат |
| Размеры поперечного сече- ния, м: | | | | | | |
| у вершины | 79×79 | 79×79 | 61×61 | 61×53 | 73×73 | 61×61 |
| у основания | 79×79 | 79×79 | 91×91 | 91×91 | 73×73 | 91×91 |
| Главные опоры: | | | | | | |
| число | 12 | 12 | 12 | 12 | 9 | 9 |
| диаметр (максималь- ный), мм | 1524 | 1524 | 1524 | 1829 | 1829 | 1829 |
| Максимальная амплитуда раскачивания палубной секции, м | 11,9 | 49,4 | 11,6 | 5,5 | 9,1 | 9,4 |
| Максимальный угол, гра- дус: | | | | | | |
| наклона палубы | 0,9 | 3,5 | 1,2 | 0,4 | 9,7 | 1,0 |
| закручивания палубы | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,1 |
| Масса башни, тыс. т | | 78,3 | 48,8 | 52,1 | 43,0 | 38,7 |
| Главные сваи: | | | | | | |
| число | 5 | 6 | — | — | 16 | 16 |
| диаметр, мм | 1372 | 1372 | — | — | 1372 | 1372 |
| масса, тыс. т | 1,4 | 2,1 | — | — | 19,3 | 17,3 |
| Анкерные сваи: | | | | | | |
| число | 20 | — | 20 | — | — | — |
| диаметр, мм | 1829 | — | 1829 | — | — | — |
| масса, тыс. т | 3,3 | — | 3,3 | — | — | — |
| Юбочные сваи: | | | | | | |
| число | 16 | 24 | 6 | 14 | 8 | 4 |
| диаметр, мм | 1829 | 1829 | 1676 | 1524 | 1829 | 1524 |
| масса, тыс. т | 1,4 | 2,1 | 2,7 | 9,6 | 0,68 | 3,3 |
| Оттяжки: | | | | | | |
| число | 20 | — | 20 | — | — | — |
| диаметр, мм | 165 | — | 165 | — | — | — |
| масса, тыс. т | 4,2 | — | 4,2 | — | — | — |
| Понтоны: | | | | | | |
| число | 4 | 12 | 12 | — | — | — |
| диаметр, м | 14 | 8 | 9 | — | — | — |
| масса, тыс. т | 15 | 60 | 18,5 | — | — | — |

* Для балластировки плавучей башни требуется 45 тыс. т железной руды

формы для работы в Северном море на глубине 350 м. В проекте использован принцип, при котором под действием окружающей среды податливость конструкции при ограничении ее массы достигается в основном также за счет собственной гибкости [2].

Башня (рис. 62) общей высотой 372 м, прямоугольного сечения 58×44 м состоит из 20-ти опор переменного сечения 9 от 2012 мм в

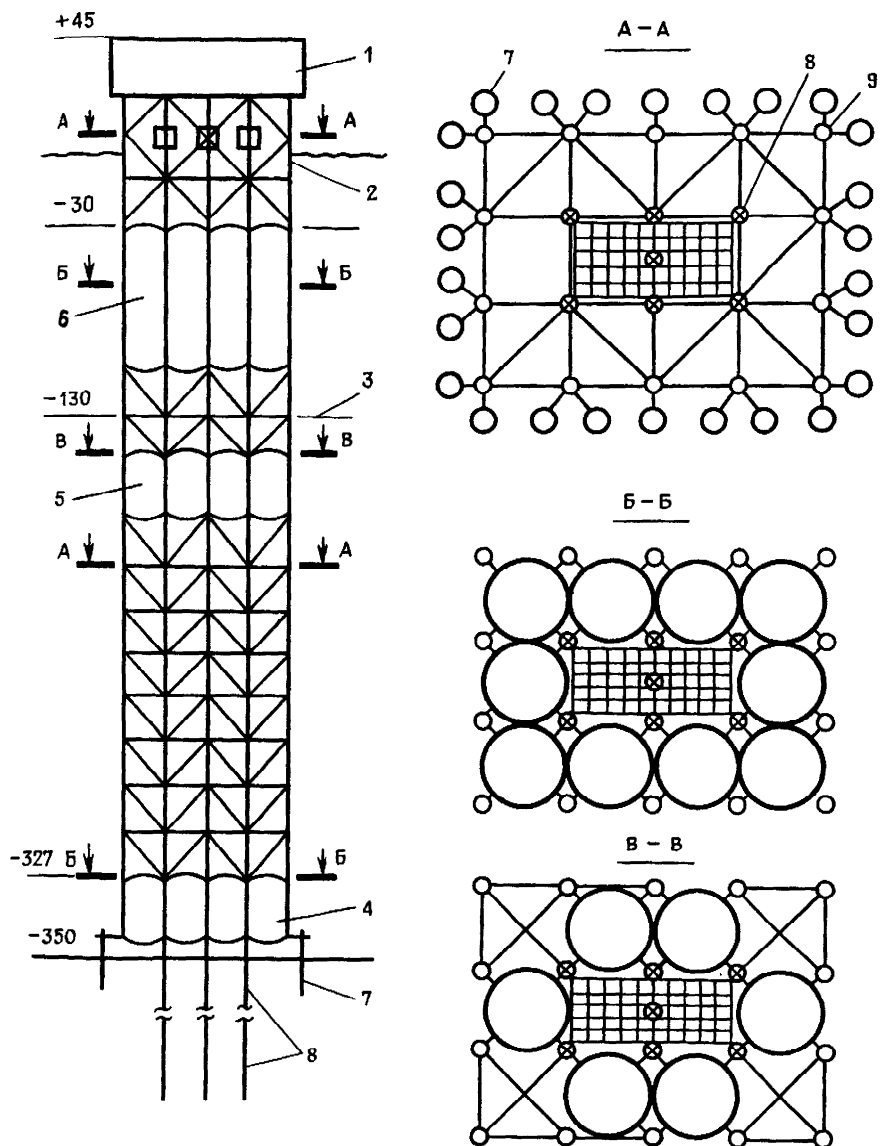


Рис. 62. Схема платформы РВР:

1 — палуба массой 30 тыс т, 2 — крепление осевых свай на отметке +10 м, 3 — сочленение верхней и нижней секций (плоскость сочленения); 4 — балластные камеры, 5 — нижние понтоны, 6 — верхние понтоны, 7 — 26 периферийных свай, воспринимающих горизонтальную нагрузку и работающих на срез, 8 — семь осевых свай, 9 — 20 опор переменного сечения

нижней части до 1524 мм в верхней части. Фундамент башни поднят над морским дном на 3 м. Башня состоит из двух секций. Верхняя секция длиной 155 м имеет 10 понтонов 6 размерами 14,6×80 м, и нижняя секция длиной 217 м имеет 6 понтонов размерами 14,6×20 м. Верхние понтоны расположены на 30 м ниже уровня моря. Они предотвращают колебания башни с периодом более 6 с. Десять балластных камер (понтон) 4 размерами 14,6×20 снижают плавучесть всей платформы до нейтральной. Семь осевых свай 8 диаметром 1220 мм заглублены на 110 м и возвышаются над морским дном на 360 м. Они привариваются к опорам башни на расстоянии 10 м от уровня моря 2. Количество и диаметр осевых свай выбраны из расчета обеспечения требуемой осевой жесткости, существенно снижают период вертикальных колебаний, но не должны иметь значительной жесткости при кручении.

26 периферийных свай диаметром 2134 мм воспринимают горизонтальные нагрузки и работают на срез. Они заглублены в морское дно на 50 м. Расчетный период собственных колебаний башни по оси x составляет 65,2 с и по оси y — 52,2 с, что значительно больше возможного периода волн. Первый период изгибных колебаний по обеим осям менее 4 с, что указывает на невозможность динамической раскачки, так как волны с периодом менее 6 с большую нагрузку не создают. При максимальной штормовой нагрузке высота волн достигает 30 м, период волн 15 с, скорость течения меняется от 1,2 до 0,6 м/с у дна, скорость ветра на палубе 40 м/с.

При минимальных скоростях ветра и течения башня отклоняется от вертикали на $1,12^\circ$ и при волнении — на $2,52^\circ$ (это такие же отклонения, что и у башни «Лена»).

Максимальные перемещения фундамента башни 680 мм. С учетом этого для изготовления башни рекомендуется использовать

ТАБЛИЦА 15
КРАТКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ППНО

| Фирма | Место установки | Глубина моря, м | Размеры палубы, м |
|----------------------|---|-----------------|-------------------|
| «Коноко» | Северное море | 148 | 78,5×74,4 |
| «Флюор сабси сервис» | Западное побережье США Западное побережье Африки | 300—610 | 76,5×82,6 |
| То же | Западное побережье США | 550 | 80,8×71,6 |
| » » | Юго-Восточная Азия Мексиканский залив | 240—290 | 77,4×74,4 |
| «Глобал Марин» | В умеренных условиях | 150—610 | 55,5×55,5 |
| То же | То же | 260—1290 | 103×103 |
| «Галф Ойл» | Западное побережье США | 915—2440 | — |
| «Текномаре» | Средиземное море | 835 | — |

Примечание. В скобках даны диаметры труб и тросов в мм

сталь с пределом текучести 346 МПа. На уровне дна в сваях возникают более высокие напряжения, и для свай рекомендуется сталь с пределом текучести 438 МПа. Секции башни транспортируются на место установки и собираются в горизонтальном положении.

§ 7. Полуогруженные платформы с натяжными опорами (ППО)

В общем случае стоимость стационарных платформ увеличивается пропорционально величине, находящейся где-то между кубом и квадратом глубин воды. В особенности стоимость стационарных платформ резко растет на глубинах более 300 м. В этих случаях, в целях снижения стоимости сооружения, применяют ППО. Используются они также на глубинах меньше 200 м, на месторождениях с малыми извлекаемыми запасами нефти.

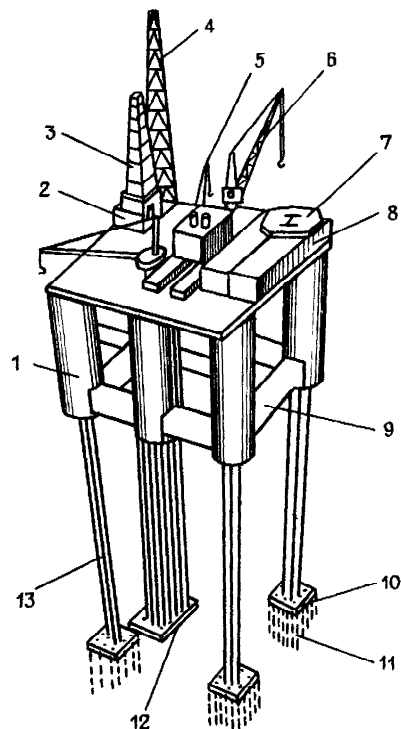


Рис. 63. Платформа, установленная на месторождении Хаттон в Северном море

| Высота от кила, м | Осадка в рабочем положении, м | Водозмещение, тыс т | Натяжные элементы | Число скважин | Производительность, тыс т/сут |
|-------------------|-------------------------------|---------------------|--|---------------|-------------------------------|
| 69,4 | 33,5 | 63 | 16 толстостенных труб (267/74) | — | 17,5 |
| 40,5 | 27,4 | 24,5 | Трубы (203/102) | 24 | 15,9 |
| 42,4 | 29,6 | 22,0 | Семь стальных тросов (178) или трубы (178/102) | 36 | 7,95 |
| 52,1 | 35 | 42 | Трубы (248/102) | 24 | — |
| — | 23,5 | 10 | — | — | — |
| — | 50,5 | 11,34 | — | — | — |
| — | — | — | — | — | — |
| — | — | — | 16 труб | — | — |

ППНО представляют собой конструкцию, состоящую из полупогружной платформы, прикрепленной к морскому дну специальными натяжными устройствами.

На рис. 63 приведен общий вид ППНО, установленной в Северном море на месторождении Хаттон.

Платформа состоит из следующих основных узлов: собственно платформы, включающей колонны 1 и понтоны 9, на которой установлено буровое 2, 3 и промысловое оборудование, оборудование для подготовки и откачки нефти и вспомогательное оборудование 4, 5, 6, жилые помещения 8, вертолетная площадка 7.

Платформа удерживается в рабочем положении натяжными элементами 13 (трубами), которые крепятся к морскому дну якорными устройствами свайного типа 10, 11.

Подводная устьевая система состоит из опорной плиты 12, на которой размещено устьевое оборудование для извлечения нефти, соединенное системой стояков с платформой.

В табл. 15 приведены краткие технические данные ППНО, разработанных за рубежом.

§ 8. Морские стационарные платформы для работы в северных и арктических условиях

Суровые природные условия морских районов Севера и Арктики требуют принципиально новых технических решений по освоению нефтяных и газовых месторождений этих районов.

Главная проблема в арктических водах — создание надежных и экономичных технических средств для эксплуатации морских нефтяных и газовых месторождений. Это обусловлено в основном следующими факторами:

в отличие от разведочных работ, которые можно производить в межледовый период, эксплуатация месторождения должна вестись круглогодично;

разнообразии природных условий различных арктических районов требует отдельных технических решений для каждого рассматриваемого района.

Круглогодичное производство работ по добыче нефти и газа и бурению эксплуатационных, нагнетательных и контрольных скважин обуславливает необходимость создания гидротехнических сооружений, которые были бы надежными в работе при всех сезонных изменениях условий окружающей среды, в особенности в ледовой обстановке.

Конструкция стационарных сооружений для разработки морских нефтяных месторождений в Арктике определяется в основном величиной воздействия на них горизонтальных сил движущегося льда. Если среднее давление ветра на конструкцию принимают 2 кПа, волн — от 96 до 144 кПа, то ледовая нагрузка составляет 2,88 МПа и более. В связи с доминирующей величиной ледовой нагрузки большинство построенных гидротехнических сооружений

представляет собой искусственные острова на мелководной части шельфа [5]. По мере накопления данных об окружающей среде и опыта работы в зарубежной практике были разработаны проекты конструкций стальных бетонных и грунтовых сооружений.

В работе [5] приведена классификация сооружений по способу сопротивления давлению льдов, в которой конструкции делятся на три основных класса (табл. 16):

установленные на морское дно и снабженные массивной опорной частью (фундаментом), на которую воздействует ледовая нагрузка;

плавучие платформы, давление льда в которых воспринимает корпус платформы и натяжные устройства или якорная система;

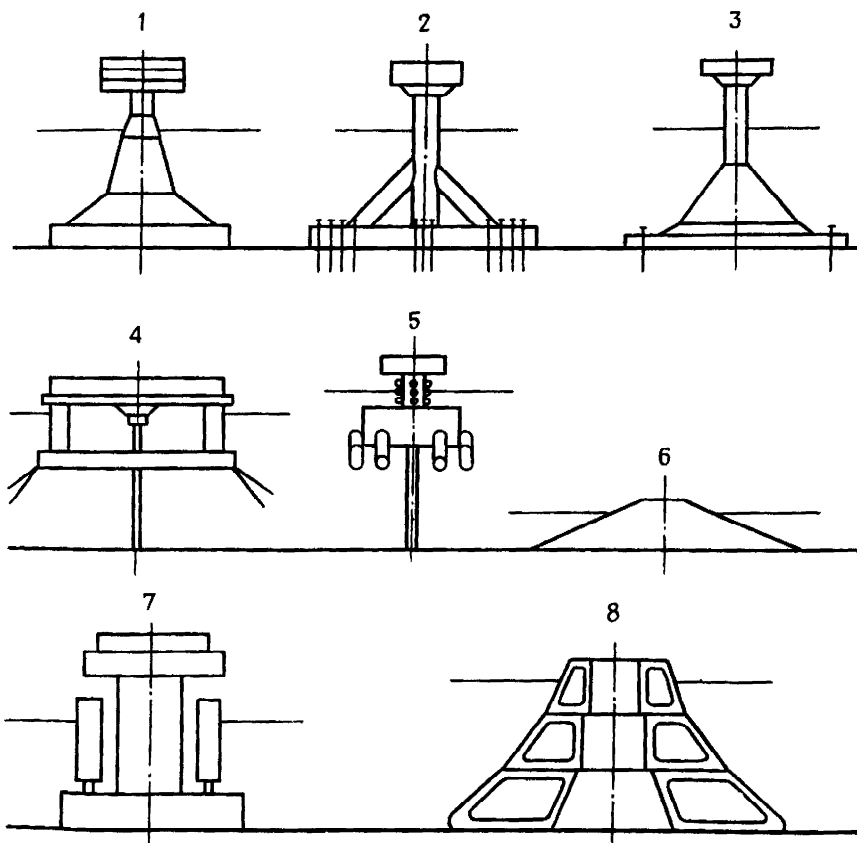


Рис. 64. Схемы конструкций сооружений:

1 — гравитационное основание башенного типа с коническим неподвижным ледоломом, 2 — свайное основание с одной опорой и монолитным фундаментом, 3 — конструкция основания с развитой опорной частью; 4 — плавучее основание с якорной системой, полупогружное с противоледовой защитой, 5 — полупогружное основание с ледорезом, 6 — насыпное гравийное основание, 7 — гравитационное основание с оградительным кольцом, 8 — основание многоуровневого использования, островного типа, из стальных кольцевых кессонов

ТАБЛИЦА 16

КЛАССИФИКАЦИЯ МОРСКИХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ

| Сооружения, устанавливаемые на морское дно (В) | | | | |
|--|---|---|---------------------------------|-------------------------|
| Гравитационные (BG) | | Свайные (BP) | Комбинированные (BM) | |
| Стационарные (P) | Передвижные (M) | Стационарные (P) | Стационарные (P) | Передвижные (M) |
| BGP | BGM | BPP | BMP | BMM |
| На подводной насыпи | Полнопрофильное | С полыми опорами для залива Кука | Составное коническое для добычи | Платформа отечественная |
| На трех опорах для Северного моря | На моноопоре для разведочного бурения | С одной полый опорой и монолитным фундаментом | С моноблочной палубой | Фирмы «Сохио» |
| Моноопора | С монолитным корпусом | — | Конструкция для о. Сахалин | — |
| Моноопора с коническим ледоломом | Для бурения | — | — | — |
| Бетонное коническое для добычи и хранения | Платформа для Арктики | — | — | — |
| Коническое стальное переменной жесткости | Со стальным кессоном для бурения | — | — | — |
| С оградительным кольцом | Кессонное | — | — | — |
| С бетонной подушкой для добычи | Коническое для бурения | — | — | — |
| — | Для бурения. Самоподъемная буровая установка на моноопоре | — | — | — |
| — | Буровая установка на бетонной подушке | — | — | — |

Примечание. Классы, группы и категории сооружений обозначены начальными буквами англий-

сооружения островного типа, устойчивость которых обеспечивается насыпью песка или гравия.

Каждый класс делится на группы, группы — на категории.

ДЛЯ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИКИ

| Плавучие платформы (F) | | | Сооружения островного типа (I) | | |
|-------------------------------|--|---------------------------------------|--|-------------------------------|---------------------------------|
| С якорной системой (FM) | | С системой позиционирования (FD) | Многоразового использования (IR) | | Одноразового использования (IN) |
| Стационарные (P) | Передвижные (M) | Передвижные (M) | Стационарные (P) | Передвижные (M) | Стационарные (P) |
| FMP | FMM | FDM | IRP | IRM | INP |
| Кессонное для бурения, добычи | Буровое судно | Полупогружное, ледорезное для бурения | Из мешков с песком | Кольцеобразное | Гравийное |
| — | Буровое судно | — | Из труб с песком | Кессонное со стальным кольцом | Песчаное |
| — | Баржа в форме яйца, противостоящая льду | — | Песчаное для бурения и добычи | Кессонное | — |
| — | Буровая установка с устройством для протаскивания льда | — | Из бутового камня | » | — |
| — | Полупогружное | — | Атолл для добычи и погрузки | Кессонное составное | — |
| — | Коническое для бурения | — | Кессон для хранения с якорной системой | — | — |
| — | Полупогружное для бурения | — | Кессонное фирмы «Галф» | — | — |
| — | Для бурения | — | Кессонное фирмы «Шелл» | — | — |
| — | — | — | — | — | — |
| — | — | — | — | — | — |

ских слов, раскрывающих их характерные признаки.

Из сооружений, устанавливаемых на морское дно, наибольшее количество конструкций применяется гравитационного типа. В основном они бывают трех конструкций: большого диаметра в

основании и малого сечения опорной колонны на уровне моря, полнопрофильного сооружения и сооружения с оградительным кольцом.

В умеренной субарктической ледовой зоне применимы металлические стационарные платформы типа монопод 2 на (рис. 64), которые крепятся к морскому дну сваями.

Предложены также конструкции, у которых развитая нижняя опорная часть крепится к морскому дну короткими сваями 3.

Плавающие платформы не рассчитаны на значительную ледовую нагрузку, но при разведочном бурении и добыче в глубоких водах они находят применение.

Сооружения островного типа наиболее широко используются в мелководных акваториях арктического шельфа. Однако все сооружения островного типа в основном предназначены для проведения разведочного бурения, и удаление волновой защиты с острова (мешков с песком и т. п.) приведет к его разрушению (под воздействием волн остров практически исчезает). На наиболее глубокий остров (19 м) было израсходовано 5 млн. м³ заполняющего материала. Стоимость острова составила 60 млн. канадских долл. С увеличением глубины моря объем насыпного материала при неизменном угле откоса возрастает почти в кубической зависимости. Поэтому строительство островных сооружений многократного использования позволяет значительно экономить строительный материал. В настоящее время предпочтение отдается кессонным конструкциям сооружений островного типа. В качестве кессонов могут использоваться бетонные блоки, стальные кольцевые конструкции с жесткой платформой или без нее. Для более глубоких вод имеются проекты из отдельных кольцевых кессонов.

Компанией «Эксон» разработана конструкция бетонного конического сооружения для глубин моря 18—36 м. Детальная проработка аналогичного сооружения для глубин моря 15—33 м выполнена несколькими компаниями. Конструкция представляет собой массивное бетонное сооружение с развитой опорой (более 150 м) в диаметре. Сооружение предназначено для работы в монолитных торосах с толщиной подводной части 23 м и надводной — 7 м. Подводные льдины, надвигаясь на сооружение, движутся вверх по конической поверхности и ломаются. В целях применения этих конструкций на более глубоких акваториях компания «Эксон» предложила донную конструкцию, которая служит опорой конического сооружения, что дает возможность применить его на глубинах до 60 м.

Различные схемы конструкций сооружений показаны на рис. 64. Интерес представляет стационарная гравитационная бетонная платформа с кольцевым отбойным устройством с целью защиты конструкции от воздействия айсбергов. В случае столкновения айсберга с платформой кольцевое отбойное устройство горизонтально переместится по неподвижному основанию и кинетическая энергия будет поглощена за счет силы трения,

возникшей между платформой и отбойным устройством (коэффициент трения 0,55). После удара устройство дебалластируется, возвращается в исходное положение с помощью лебедок и вновь заполняется балластом. Сдвиг устройства произойдет только после столкновения его с айсбергом массой до 50 млн. т. Если с устройством столкнется айсберг массой до 10 млн. т, то устройство не сдвинется с места и погашение кинетической энергии произойдет за счет разрушения его поверхности выступами с острыми углами на поверхности устройства. В обоих случаях устройство погасит огромные динамические нагрузки при столкновении с айсбергом и защитит платформу от разрушения жизненно важных узлов платформы. На рис. 64 приведена гравитационная платформа 7 с оградительным кольцом.

Предложена конструкция платформы «Чейн-Стар», у которой ледовую нагрузку от айсбергов воспринимают якорные цепи, расходящиеся лучами. Цепи позволяют, по мнению фирмы, погасить кинетическую энергию и остановить айсберг на большом расстоянии от платформы. Цепи прикрепляются одним концом к якорям на морском дне, а другим — к поглотителям энергии на верхней части платформы. Поглотители энергии сравнительно громоздкие и требуют специальной системы регулирования. Фирма «Скэнска» рекомендует использовать цепную систему для защиты платформы, представляющей собой ступенчатый кессон. На кессон устанавливается верхнее строение на четыре колонны. При такой конструкции цепная система сможет остановить айсберг массой до 3,5 млн. т, движущийся со скоростью 3,7 км/ч [1].

Следует отметить, что, хотя в настоящее время разработан и предложен ряд технических решений в области конструкций морских стационарных сооружений, применяются же лишь некоторые из них и при этом в ограниченных районах: мелководных зонах прибрежного льда, зоне арктического пакового льда и глубоководной зоне прибрежного льда в районе Канадских арктических островов.

Существующие сооружения с опорой на морское дно имеют ограниченную глубину применения, требуют значительных затрат на их строительство и ограничены короткой сезонностью строительных работ. Пока не созданы надежные конструкции для работы в акваториях с паковым льдом на глубинах более 18—20 м. Перспективными являются стационарные сооружения кессонного типа, которые найдут, видимо, широкое распространение в условиях пакового льда на водных глубинах 15—60 м.

В настоящее время за рубежом ведутся большие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по исследованию суровых условий Арктики и созданию надежных и более экономичных конструкций сооружений, которые найдут применение в различных районах с разнообразными условиями окружающей среды. При этом требуется решить ряд проблем и задач, основными из которых являются:

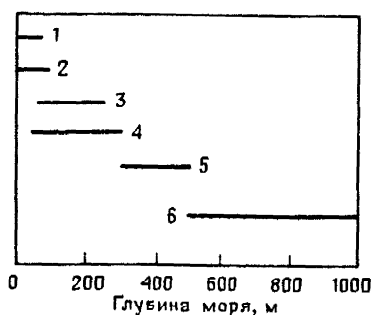


Рис. 65. Схема области применения различных типов гидротехнических сооружений:

1 — гравийные насыпные острова, 2 — песчаные плавучие острова, 3 — основания островного типа многоуровневого использования, 4 — гравитационные основания; 5 — конструкции конической формы, 6 — плавучие платформы

изучение окружающей среды с целью получения достоверных сведений в каждом предполагаемом районе работ;
разработка более точных методов оперативного прогнозирования погоды, движения льдов, землетрясений и др.;

детальные инженерно-геологические исследования морского дна;
прокладка, обследование и ремонт подводных трубопроводов;
создание надежных и экономичных конструкций стационарных платформ;

создание конструкций платформ плавающего типа и подводных конструкций нефтепромыслового, бурового и вспомогательного оборудования и средств, обеспечивающих нормальную и безопасную работу в процессе эксплуатации месторождения.

На рис. 65 показана схема области применения гидротехнических сооружений различных типов в зависимости от глубины моря, по рекомендации фирмы «Браун энд Рут».

§ 9. Нагрузки, действующие на МСП

Нагрузки, действующие на МСП, подразделяются на постоянные и временные (длительные, кратковременные и особые) нагрузки (СНиП II-6—74). Постоянными называют нагрузки, которые в своих нормативных и более высоких значениях при строительстве и эксплуатации сооружения действуют постоянно. Временными являются нагрузки, которые в отдельные периоды строительства и эксплуатации могут отсутствовать.

Постоянные нагрузки включают вес металлоконструкции опорной части и верхнего строения, воздействия предварительных напряжений конструкций.

К временным длительным нагрузкам относятся: вес технологического оборудования, систем коммуникаций, систем управления и других технических средств, установленных на МСП, вес бурильного инструмента, обсадных труб, грузоподъемных средств различных грузов, обеспечивающих нормальную работу МСП.

Кратковременные нагрузки — ветровые, волновые, нагрузки от течения, судов, вертолетов, монтажные и строительные.

К особым нагрузкам относятся нагрузки от сейсмических воздействий.

В соответствии со СНиП II-6—74 основными характеристиками нагрузок и воздействий являются их нормативные значения, принимаемые для:

постоянных нагрузок — по проектным значениям геометрических и конструктивных значений объемной массы с учетом имеющихся данных предприятий-изготовителей о фактической массе конструкций;

технологических (от оборудования приборов, систем управления, материалов и т. п.) и монтажных нагрузок — по ожидаемым наибольшим значениям для предусмотренных условий эксплуатации или производства работ с учетом сроков службы конструкций и паспортных данных оборудования и систем;

атмосферных нагрузок (ветровые, волновые, ледовые и др.) и температурных, влажностных и других воздействий — по средним из наибольших значений годовых или соответствующих определенному среднему периоду их превышения;

динамических нагрузок от машин — по значениям параметров, определяющих динамические нагрузки, или по проектным значениям масс и геометрических размеров движущихся частей машины в соответствии с ее кинематической схемой и режимом движения, устанавливаемыми нормами проектирования;

особых нагрузок — в соответствии с требованиями специальных нормативных документов (ВСН 51.1—81).

Возможные отклонения нагрузок в неблагоприятную сторону (большую или меньшую) от их нормативных значений вследствие изменчивости нагрузок или отступлений от условий норм эксплуатации учитываются коэффициентом надежности по нагрузке, устанавливаемым с учетом статической изменчивости нагрузок, назначения сооружения, условий и опыта их эксплуатации и экономических обоснований (СТ СЭВ 384—76). Коэффициенты надежности по нагрузке для расчетов по каждому виду предельных состояний устанавливаются нормами проектирования.

Нагрузки и воздействия, полученные путем умножения их нормативных значений на соответствующие коэффициенты надежности по нагрузке, называют расчетными. Расчетные нагрузки подразделяются на нагрузки, применяемые в расчетах по первой и второй группам предельных состояний.

При одновременном действии двух или нескольких временных нагрузок расчет конструкции как по первой, так и по второй группе предельных состояний, выполняют с учетом наиболее неблагоприятных сочетаний этих нагрузок или соответствующих им усилий.

Эти сочетания устанавливаются, исходя из физически реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок с учетом возможного отсутствия некоторых из нагрузок или возможного изменения схемы их приложения. При учете

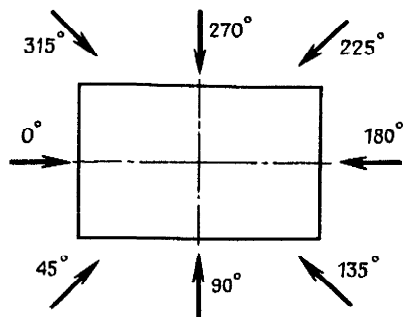


Рис. 66. Схема одновременного действия ветров и волновых нагрузок по восьми направлениям их действия

сочетаний к величинам нагрузок или вызываемых ими усилий вводят в виде множителя коэффициент сочетания n_c . Нагрузки от волн и течения определяют в соответствии с требованиями СНиП II-57—75 и других нормативных документов. Коэффициент надежности по нагрузке от течения и ледовых принимают равным 1,1 (ВСН 51.1—81). Ветровые нагрузки определяют с учетом требований СНиП II-6—74 и других нормативных документов.

Для определения усилий в отдельных элементах конструкции рассматривают одновременное действие ветров и волновых нагрузок по следующим направлениям их действия: $\alpha = 45, 90, 135, 180, 225, 270, 315^\circ$ (рис. 66).

Сейсмические нагрузки учитывают в районах с сейсмичностью более 6 баллов. Эти нагрузки рассчитывают по первой группе предельных состояний. При этом принимают во внимание сейсмические воздействия от массы сооружения (сейсмические инерционные нагрузки) и от присоединенных масс воды (или гидродинамические давления), которые определяют по требованиям СНиП II-7—81).

Сейсмичность площадки строительства принимают по данным микрорайонирования с учетом категории и характеристики грунтов.

Монтажные и строительные нагрузки определяют с учетом статических и динамических сил, действующих на сборные части во время их подъема, погрузочно-разгрузочных и транспортных операций и установки их на месте эксплуатации. При этом принимают во внимание динамические воздействия на конструкции (инерционные силы, ударные нагрузки от толчков и движения судов) во время производства строительномонтажных работ.

Динамическое воздействие вертикальных нагрузок от двигателей стационарных и передвижных транспортных средств и других механизмов учитывают умножением нормативных статических нагрузок на коэффициент динамичности 1,2. При расчете подвышечных конструкций многоблочных МСП на нагрузку от веса промежуточной колонны вводят коэффициент 0,4.

Нагрузки от технологического и вспомогательного оборудования, систем, механизмов, инструмента принимают на основании

исходных данных по схеме нагрузок, составленной по паспортным данным оборудования, инструмента и систем, а материалов — по требуемым запасам на МСП. Эти данные выдаются заказчиком в исходных требованиях и уточняются в техническом задании на проектирование МСП.

Глава VII

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МСП

§ 1. Общие требования к проектированию

Проектирование гидротехнических сооружений, в частности нефтепромысловых стационарных платформ, осуществляют с учетом следующих требований:

эффективности (конструкция МСП должна наилучшим образом отвечать своему назначению);

надежности (конструкция в целом и ее элементы должны без повреждения противостоять всем действующим на нее нагрузкам и воздействиям и тем условиям, в которых платформа будет эксплуатироваться);

долговечности (должна быть обеспечена безотказная работа конструкции в течение установленного рационального срока ее эксплуатации — 20—30 лет и более);

технологичности (при проектировании должны быть учтены существующие возможности ее изготовления, транспортировки в море, а также предусмотрены удобства эксплуатации и осмотра конструкции);

экономичности (затраты на ее проектирование, изготовление, транспорт, монтаж и эксплуатацию должны быть минимальными);

эстетичности (конструкция должна отвечать условиям технической эстетики).

Перечисленные требования являются противоречивыми, поэтому необходимо рассматривать их в комплексе.

К инженерным решениям, которые следует принять в проекте, всегда ведут несколько путей, и в каждом конкретном случае к выбору рационального варианта необходимо подходить осторожно и продуманно. Требуется большой опыт, интуиция, изобретательность, чтобы увязать все противоречивые требования и выбрать оптимальное решение.

В последние годы в целях сокращения времени при проектировании начали применять новые принципы и методы, созданы и создаются комплексы машин и устройства для автоматического проектирования. Разрабатываются и внедряются методы органи-

зации и управления проектными работами, все шире применяется системный подход к решению проектных задач средствами научного анализа, внедрением автоматизированных систем проектирования и т. п.

В настоящее время автоматизированные системы проектирования представляют собой тесное взаимодействие высококвалифицированных специалистов и автоматики (вычислительная, видеовоспроизводящая, оформляющая, осуществляющая передачу информации и связи, хранящая справочные данные и результаты предшествующего проектирования и др.).

§ 2. Этапы проектных работ

Задание на проектирование

Задание на проектирование составляется заказчиком и включает:

исходные данные для расчета МСП, состоящие из сведений, характеризующих топографию морского дна в месте установки МСП, глубины моря, характеристики грунтов, а также из сведений об окружающей среде (температура воздуха, ветер, волнение, течение, ледовая обстановка, химический состав морской воды, сейсмическая характеристика и др.);

технологические и технические данные бурения: количество буровых установок, глубину скважины, допускаемую нагрузку на крюке, массу обсадной и бурильной колонны, приводную мощность буровой лебедки и буровых насосов, основные технические данные остального бурового оборудования, характеристику буровых растворов, объемы сыпучих материалов для приготовления буровых и тампонажных растворов, химических реагентов, необходимый объем топлива и ГСМ, объемы питьевой и технической воды и другие данные, обеспечивающие нормальную работу буровой установки;

технологические и технические данные по эксплуатации месторождения, включающие характеристику извлекаемой жидкости (газовый фактор, химсостав и др.), ожидаемый объем извлекаемой жидкости, давление пласта и на устье скважины, температуру, давление перекачки, количество скважин на платформе, расстояние между скважинами, предполагаемое количество закачиваемой в пласт воды, предполагаемые способы извлечения нефти и другие данные, необходимые для составления проекта в части эксплуатации скважин и выборе соответствующего оборудования для этих целей;

дополнительные сведения (количество обслуживающего персонала, проживающего на платформе, системы отопления, давление воздуха в системах управления, расположение платформы относительно розы ветров и волн, глубины моря и др.).

Задание на проектирование выполняют в соответствии с требованиями соответствующих нормативных документов на проек-

тирование и строительство (СНиП I-02-01—85), а также требованиями по обеспечению работ в период строительства и эксплуатации МСП. От достоверности исходных данных в значительной степени зависит качественное решение в определении проекта и выборе рациональной конструкции МСП.

Заказчик при разработке задания на проектирование тщательно изучает результаты исследований, прорабатывает возможные варианты разработки месторождения с целью определения оптимального варианта, возможности технической осуществимости проекта и предполагаемых объемов работ; ориентировочную стоимость затрат и рентабельность разработки месторождения и на основании технико-экономического обоснования (ТЭО) принимает окончательное решение.

Предварительный проект

Проект включает предварительную инженерно-техническую проработку с целью оценки результатов в соответствии с выданным заказчиком заданием на проектирование. Инженерно-техническая проработка состоит из:

- данных детальных инженерных изысканий места установки МСП, определения типа, габаритов и формы сооружения,

- выбора руководящих материалов директивных органов, правил и инструкций и других нормативно-технических и руководящих документов, используемых при проектировании МСП;

- определения расчетных нагрузок на сооружение, применения материалов несущей конструкции опорной части и верхнего строения МСП;

- разработки технологических и компоновочных схем размещения оборудования и систем автоматики и управления, культурно-бытовых и жилых помещений, вспомогательного оборудования, систем пожаротушения и других вспомогательных технических средств и служб;

- определения количества и конструкции свай для крепления платформы к морскому дну свайного типа или способов закрепления морского дна на месте установки стационарной платформы гравитационного типа;

- перечня бурового и эксплуатационного оборудования и жилых помещений, устанавливаемых на первом этапе эксплуатации платформы;

- перечня эксплуатационного и другого технологического и вспомогательного оборудования, устанавливаемого на втором этапе эксплуатации платформы, включая замену бурового оборудования технологическим оборудованием для ремонта и эксплуатации скважин;

- испытания моделей в бассейнах и натуральных условиях.

Рабочий (окончательный) проект

Рабочий проект включает:

- работы по обработке результатов расчетов, возможной корректировки документации предварительного проекта с учетом данных моделирования и натурных исследований;
- разработку рабочих чертежей конструкции МСП;
- рабочий проект организации работ, окончательное уточнение перечня всего комплекса оборудования и систем;
- получение необходимой документации на комплектующее оборудование и системы от смежных поставщиков и др.

Проект состоит из общей пояснительной записки и чертежей.

Общая пояснительная записка включает:

- основание для разработки рабочего проекта, исходные данные для проектирования, краткую характеристику сооружения;
- технический уровень и качество сооружения, использование достижений науки и техники;
- принципиальные решения по организации изготовления МСП, транспорту и установке в море на месте эксплуатации;
- технологические решения по всем этапам проектирования;
- организацию работ по проектированию, изготовлению, транспортировке и установке в море МСП и другие вопросы.

§ 3. Конструирование МСП

При проектировании конструкции учитывают конкретные условия района эксплуатации МСП, имеющиеся промышленные базы, заводы стройиндустрии, степень их оснащенности, условия транспортировки МСП на место установки в море, наличие специальных транспортных плавсредств, грузоподъемных устройств, условия швартовки, скорость движения, осадку, производство работ по противокоррозионной защите и другие факторы.

Металлические стационарные платформы свайного типа обычно состоят из трех основных частей: верхнего строения, опорного блока и свай. Размеры в плане и количество палуб верхнего строения определяют исходя из расчета количества скважин, предусматриваемых бурением с платформы, и соответственно требуемой площади для размещения комплекса необходимого технологического оборудования и систем, обеспечивающих нормальную работу при бурении и эксплуатации скважин, предусматриваемых строительством с данной платформы. При этом площадь палуб стремятся устанавливать минимально допустимых размеров с целью обеспечения оптимальных общих размеров сооружения и его технико-экономических показателей.

Отметку нижней грани верхнего строения МСП определяют с таким расчетом, чтобы между гребнем расчетной волны, определяемым с учетом ветрового нагона, наибольшей высоты прилива, и нижней гранью верхнего строения МСП оставался безопасный просвет. Этот просвет должен обеспечить проход

исключительно высоких волн (больше, чем расчетная волна).

С противоположной от места расположения устьев скважин стороны размещают вертолетную площадку, проектирование которой выполняют в соответствии с общими авиационными требованиями ОАТ ГА-80.

Опорную часть МСП обычно конструируют с одного или нескольких блоков. Количество блоков определяют, исходя из конкретных условий места установки МСП в море, наличия грузоподъемных и транспортных средств, технических возможностей и технологического оснащения строительной площадки (завода).

Металлоконструкция опоры обычно представляет собой пирамидальную пространственную ферму (или прямоугольный параллелепипед). На опорах фермы предусматривают направляющие для пропуска свай. Сваи обычно конструируют трубчатыми. Конструкцию и количество свай определяют исходя из обеспечения требуемой расчетом устойчивости платформы. Конструктивные решения (композицию) сварных узлов из трубчатых элементов выполняют в соответствии с требованиями ВСН 51.1—81 и других нормативных документов и с опытом работы.

К установленной расчетом нижней отметке грани верхнего строения привязывают остальные части и элементы конструкции палуб верхнего строения платформы.

Основные размеры конструкции, ее сборочных и транспортируемых узлов определяют с таким расчетом, чтобы обеспечить возможность их погрузки и транспортировки на площадке изготовления и к месту установки в море имеющимися погрузочно-разгрузочными и транспортными средствами. При этом учитывают максимальную унификацию и модульность узлов МСП. Конструкция в целом и ее узлы должны иметь требуемую прочность, жесткость, надежность, плотность и качество выполнения монтажных стыков, их сопряжения и удобство установки.

В конструкции МСП предусматривают настилы, люки, ходы, лестницы, перила и специальные смотровые приспособления, позволяющие вести работы в процессе эксплуатации МСП.

Причально-посадочные устройства располагают с двух сторон сооружения для обеспечения подхода судов с наветренной стороны. При этом такие устройства должны возвышаться над расчетным уровнем моря не менее чем на 1,5 м. При наличии приливов и отливов высоту причальных устройств определяют с учетом обеспечения швартовки судов и высадки людей. В ледовых условиях предусматривают подъем посадочно-причальных устройств на высоту, обеспечивающую беспрепятственное прохождение льда.

§ 4. Материалы

В соответствии с Правилами СНиП II-23—81, в зависимости от степени ответственности и условий эксплуатации все конструкции разделяются на четыре группы. Учитывая, что сталь

ные конструкции стационарных платформ работают в особо тяжелых условиях, их относят к конструкциям первой группы.

Марки и категории сталей для этих конструкций принимают в зависимости от климатического района строительства в соответствии с требованиями упомянутых Правил. Допускается применение и других марок сталей, если их свойства по свариваемости, коррозионной стойкости и механическим показателям не уступают показателям, приведенным в Правилах. Расчетные и нормативные сопротивления проката для стальных конструкций в зависимости от вида и толщины проката даны в табл. 51 Правил. Расчетные сопротивления стального проката и труб для различных видов напряженного состояния в соответствии с Правилами определяют по табл. 17.

Расчетные сопротивления сварных соединений для различных видов соединений и напряженных состояний определяют по формулам табл. 18.

Для швов, выполняемых ручной сваркой, значения R_{wun} следует принимать равными значениям временного сопротивления разрыву металла шва, указанным в ГОСТ 9467—75. Для швов, выполняемых автоматической или полуавтоматической сваркой, значение R_{wun} принимают по табл. 4 Правил СНиП II-23—81 или другим нормативным документам. Расчетные сопротивления металла швов сварных соединений с угловыми швами берут по табл. 56 упомянутых Правил.

Расчетные сопротивления стыковых соединений элементов

ТАБЛИЦА 17

РАСЧЕТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРОКАТА И ТРУБ

| Напряженное состояние | | Условное обозначение | Расчетное сопротивление проката и труб |
|--|-----------------------------|----------------------|--|
| Растяжение, сжатие, изгиб | По пределу текучести | R_y | $R_y = R_{yn} / \nu_m$ (36) |
| | По временному сопротивлению | R_u | $R_u = R_{un} / \nu_m$ (37) |
| Сдвиг | | R_s | $R_s = 0,58 R_{un} / \nu_m$ (38) |
| Смятие торцовой поверхности (при наличии пригонки) | | R_p | $R_p = R_{un} / \nu_m$ (39) |
| Смятие местное в цилиндрических шарнирах (цапфах) при плотном касании | | R_{ep} | $R_{ep} = 0,5 R_{un} / \nu_m$ (40) |
| Диаметральное сжатие катков (при свободном касании в конструкциях с ограниченной подвижностью) | | R_{cd} | $R_{cd} = 0,025 R_{un} / \nu_m$ (41) |
| Растяжение в направлении толщины проката | | R_{th} | $R_{th} = 0,5 R_{yn} / \nu_m$ (42) |

Примечание ν_m — коэффициент надежности по материалу, определяется по СНиП II-23—81

ТАБЛИЦА 18

РАСЧЕТНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

| Сварные соединения | Напряженное состояние | | Условное обозначение | Расчетные сопротивления сварных соединений |
|--------------------|--|-------------------------------|----------------------|--|
| Стыковые | Сжатие, растяжение и изгиб при автоматической, полуавтоматической и ручной сварке с физическим контролем качества швов | По пределу текучести | R_{wy} | $R_{wy} = R_y$ (43) |
| | | По временному сопротивлению | R_{wu} | $R_{wu} = R_u$ (44) |
| | Растяжение и изгиб при автоматической, полуавтоматической или ручной сварке | По пределу текучести | R_{wy} | $R_{wy} = 0,85R_y$ (45) |
| | | Сдвиг | | R_{ws} |
| С угловыми швами | Срез (условный) | По металлу шва | R_{wj} | $R_{wj} = 0,55 \frac{R_{wun}}{\gamma_{wm}}$ (47) |
| | | По металлу границы сплавления | R_{wz} | $R_{wz} = 0,45R_{un}$ (48) |

Примечание Табл. 17 и 18 заимствованы из Правил СНиП II-23-81 «Стальные конструкции» (М. Стройиздат, 1982)

из сталей с различными нормативными сопротивлениями принимают для стыковых соединений из стали с меньшим значением нормативного сопротивления. Коэффициент надежности по материалу шва γ_{wm} следует брать равным: 1,25 — при значениях R_{wun} не более 490 МПа, 1,35 — при значениях R_{wun} 590 МПа и более.

§ 5. Понятие о расчетах МСП

Морские стационарные платформы рассчитывают по методу предельных состояний в соответствии с требованиями СТ СЭВ 384—76. Предельными называют такие состояния, при которых конструкция, основание, здание или сооружение перестают удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям или требованиям при производстве работ.

Расчет МСП выполняют по двум группам предельных состояний. Первая группа включает предельные состояния, которые ведут к потере несущей способности и (или) полной непригодности конструкции к эксплуатации. Вторая группа включает предельные состояния, затрудняющие нормальную эксплуатацию конструкции и оснований. К первой группе предельных состояний относят: общие потери устойчивости формы, потерю устойчивости положения, разрушение любого характера, переход в изменяемую систему, качественное изменение конфигурации и

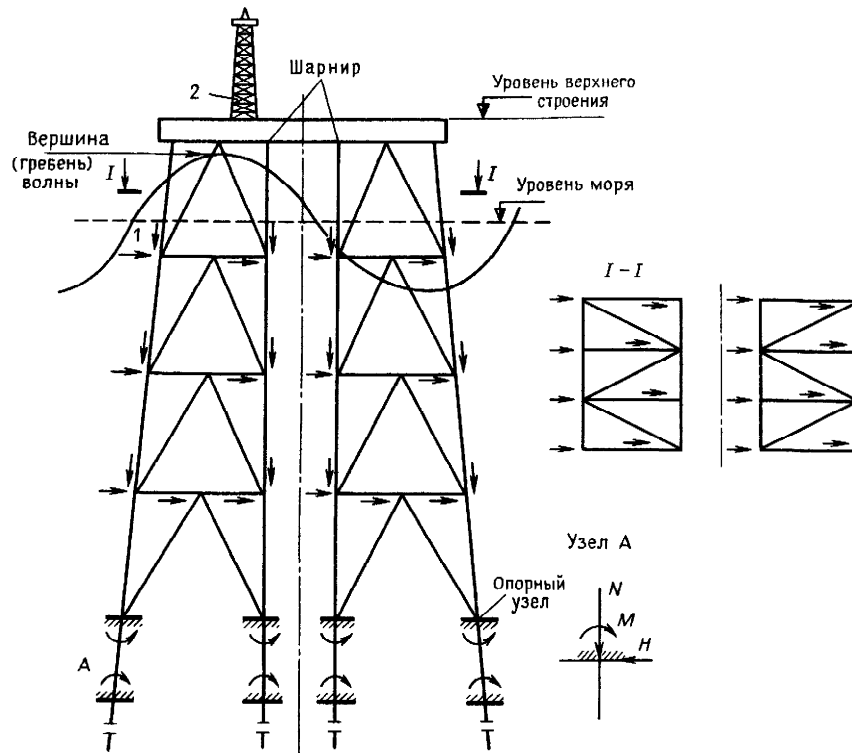


Рис. 67. Расчетная схема МСП:

1 — узловые нагрузки от волны; 2 — ветровые нагрузки

состояния, при которых возникает необходимость прекращения эксплуатации в результате текучести материала, сдвига в соединениях, ползучести или чрезмерного раскрытия трещин. К предельным состояниям второй группы относятся: недопустимые деформации конструкций в результате прогиба, поворота или осадок; колебания конструкций; изменения положения, образования или раскрытия трещин.

В расчетах МСП применяют следующие расчетные коэффициенты: n — коэффициент перегрузки, γ_m — коэффициент надежности по материалу, γ_c — коэффициент условий работы.

Расчетную схему МСП принимают в виде пространственной конструкции с учетом совместной работы опорной части с верхним строением и свайного фундамента (рис. 67).

При сложных конструкциях МСП (многоблочная в сложных геологических условиях) допускается принимать расчетную схему в виде отдельных пространственных опорных блоков или плоских конструкций, шарнирно связанных между собой жестким верхним строением.

Усилия в элементах конструкции опорных блоков (блока)

определяют из условия защемления их на уровне центра опорных узлов. Полученные при этом реакции опор (продольные и поперечные силы и изгибающие моменты) являются внешними для расчета свай. Усилия в сваях от этих нагрузок находят с учетом защемления верхних концов свай в соответствии с требованиями СНиП II-17—17.

Усилия в элементах конструкций МСП (изгибающие моменты, продольные и поперечные силы) рассчитывают на упругой стадии работы сооружения. При определении усилий в элементах решетки опорного блока волновую нагрузку принимают в виде сосредоточенных сил в узлах конструкции. Для элементов, воспринимающих непосредственно волновые нагрузки, находят дополнительно изгибающий момент от распределенной нагрузки с учетом требований СНиП II-23—81. При наличии эксцентриситетов в узлах элементов решеток опорного блока усилия определяют с учетом соответствующих изгибающих моментов.

Опорную металлоконструкцию МСП в целом и ее элементов рассчитывают на наиболее неблагоприятные сочетания нагрузок и воздействий. Расчетное значение периода низшего тона собственных колебаний МСП определяют по формуле (ВСН 51.1—81)

$$T = 2\pi\sqrt{M/C}, \quad (49)$$

где M — приведенный вес стационарной платформы, $10\text{Нс}^2/\text{м}$;

$$M = G/g,$$

где G — нормативное значение сосредоточенной нагрузки (включающей собственно вес верхнего строения, материалов, оборудования, а также $1/3$ часть веса опорных блоков), приложенной на уровне верхнего строения МСП, 10Н); g — ускорение свободного падения $9,81\text{ м/с}^2$; C — расчетная характеристика горизонтальной жесткости МСП 10Н/м , определяемая по формуле

$$C = 1/\delta,$$

где δ — горизонтальное перемещение, м , на уровне верхнего строения от силы равной 10Н , приложенной к платформе на этом уровне.

Горизонтальное перемещение на уровне верхнего строения платформы не должно превышать $\frac{1}{200}h$, где h — высота от уровня верхнего строения платформы до центра опорных узлов, м .

Устойчивость опорных блоков МСП в процессе строительства, не закрепленных сваями, рассчитывают по формуле

$$\frac{M_{уд}}{M_{опр}} \geq 1,4, \quad (50)$$

где $M_{уд}$, $M_{опр}$ — соответственно удерживающий и опрокидывающий моменты.

При этом расчетные волновые нагрузки учитывают коэффициентом 0,25 при глубинах моря до 40 м и коэффициентом 0,4 при глубинах моря более 40 м. При этом нагрузки принимают без учета коэффициента динамичности.

Уклон опорных стоек в плоскости граней пирамидальной (или другой формы) платформы принимают в пределах от 1/8 до 1/10. Расчетную длину элементов ферм верхнего строения, решетки опорных блоков и гибкости элементов опорных блоков и ферм верхнего строения принимают не более значений, приведенных в СНиП II-23—81. Расчет на прочность сварных бесфасоночных узлов конструкций из труб выполняют в соответствии с требованиями ВСН 51.1—81.

Глава VIII

ПРОЕКТИРОВАНИЕ МСП ЗА РУБЕЖОМ

§ 1. Особенности проектирования и развития конструкций МСП

Морские стационарные платформы, работающие в особо тяжелых условиях, являются уникальными конструкциями и требуют обеспечения высокой надежности, безопасности и эффективности производства работ, что обуславливает следующие основные требования к их проектированию:

прочность и долговечность МСП в процессе эксплуатации 25—30 лет;

минимально допустимое количество платформ, устанавливаемых на данном месторождении;

сокращение рабочей площади в плане за счет применения многопалубных конструкций верхнего строения с целью уменьшения общих размеров сооружения;

сокращение общих сроков строительства МСП и сведение до минимума объемов работ на монтаже МСП в море путем использования готовых модулей заводского изготовления и др.

МСП относятся к индивидуальным гидротехническим сооружениям, предназначенным для эксплуатации в конкретном районе, и требуют особого подхода к их проектированию. В частности, вопросы расчетов прочности и устойчивости МСП тесно переплетаются с вопросами исследовательских работ, необходимостью сочетания при их проектировании расчетных методов с экспериментальной проверкой на моделях и в натурных условиях. Исследование устойчивости МСП выполняют теоретическими методами гидромеханики и экспериментально в волновых бассейнах. Перечисленные особенности в основном определили общие тенденции и пути развития проектирования МСП.

Ниже, на примере фирмы «Дж. Р. Макдермотт», приведен путь развития проектирования металлических конструкций.

С увеличением глубин моря изменялись конструктивные узлы платформ. Если в 1950 г. пояса и раскосы крепили путем сварки непосредственно к стойкам (опорам), то в 1967 г. пояса и стойки крепили к кольцу, приваренному к этим соединяющимся элементам. При этом толщина стенок кольца более чем в 2 раза превышала толщину стенок стоек. Увеличились также размеры диаметров стоек от 832,2 до 1371 мм. С дальнейшим ростом глубин увеличивались диаметры и толщины стенок элементов конструкции и совершенствовались узлы. Хотя с увеличением глубин моря основные положения проектирования платформ сохранились, однако условия глубоких вод усложнили решение задач проектирования.

Глубоководная платформа более упругая конструкция и сильнее подвержена воздействию волновых нагрузок. Поэтому при ее проектировании учитывают динамические воздействия волн. Из-за увеличения массы глубоководных платформ усложняется их монтаж по сравнению с монтажом мелководных платформ. Примерно до глубин моря 30 м в условиях, подобных условиям Мексиканского залива, используют сооружения из двух платформ. Первая платформа на 12—15 скважин является буровой, а эксплуатационное оборудование размещают на второй платформе.

До глубин вод 92—122 м в основном принимают одноблочную конструкцию, на которой устанавливают буровое и эксплуатационное оборудование. В целях экономии металла и материальных и трудовых затрат платформу в зависимости от проектной глубины скважин и запасов месторождения проектируют на 15—60 скважин. При глубинах вод примерно 153—183 м ширину основания платформы увеличивают и внутренние сваи утрачивают свое значение. В этом случае все сваи устанавливаются на четырех опорах (угловых) основания платформы.

Увеличение размера палубы приводит к значительному ее утяжелению. Поэтому, с одной стороны, технологическое оборудование размещают в отдельных металлоконструкциях, так называемых модулях, являющихся верхней частью платформы, с другой — в целях уменьшения площади верхней части платформы верхнее строение проектируют двух- и трехпалубным.

При дальнейшем увеличении глубин (до 214—274 м) опорная часть платформы изготавливается из двух секций. Это обусловливается возможностями технологического оснащения заводов и наличием транспортных средств необходимой грузоподъемности.

Стационарные платформы, применяемые для глубин менее 120 м, имеют достаточную жесткость, и период собственных колебаний составляет не более 3 с, поэтому динамические воздействия на них в расчетах не учитывают. Для глубин моря более 120 м воздействие динамических волновых нагрузок на

платформу значительное, и их в расчетах принимают во внимание. В соответствии с рекомендациями API-RP-2A воздействие динамических нагрузок учитывают, когда собственные частоты колебаний основания приближаются к частотам расчетной волны.

Принимая во внимание, с одной стороны, большую ответственность сооружения, а с другой — ее индивидуальность, зависящую от конкретных условий месторождения, при проектировании платформ данные по комплексу исследований имеют большое значение. Весь комплекс мероприятий, включая исследования, выполняют в установленном объеме.

Для металлических конструкций, исходя из продолжительности эксплуатации, определяют защиту сооружения от коррозии, а также износ за период службы с учетом коррозионной защиты. Особенностью проектирования гравитационных платформ является то, что для платформ больших поперечных размеров при условии $\pi d/\lambda < 0,1$ (d — поперечный размер основания; λ — длина волны) волновые нагрузки рассчитывают по теории обтекания Моррисона. При выполнении этого условия в зарубежной практике расчет проводят с учетом инерционной составляющей, а скоростную составляющую волны не принимают во внимание.

При больших поперечных размерах МСП волновые нагрузки определяют с учетом дифракции волн. Для вертикальных цилиндрических конструкций эта задача решена в линейной и нелинейной постановке.

При расчетах МСП гравитационного типа рассчитывают не только горизонтальную, но и вертикальную составляющую волновой нагрузки. Поэтому при проектировании рекомендуется проводить лабораторные исследования. При определении местных (например, ударных) волновых нагрузок рекомендуется проводить расчеты МСП по теории нерегулярных волн. Для обеспечения общей устойчивости необходимо прогнозировать размывы морского дна у гравитационных платформ и разрабатывать мероприятия по их предупреждению.

Одно из наиболее важных требований при проектировании ледостойких МСП — необходимость защиты направляющих колонн, стояков, опор от воздействия льда. С точки зрения такой защиты на данном этапе наиболее удачными конструкциями для глубоких вод являются железобетонные платформы гравитационного типа, у которых направляющие колонны и стояки размещаются внутри круглой башни большого диаметра, защищающей их от воздействия ледовых нагрузок.

При проектировании металлических стационарных платформ направляющие колонны и стояки размещают внутри металлических опор увеличенных диаметров. Горизонтальные связи опор, подкосы и другие связывающие опоры элементы располагают ниже надводной поверхности на расстоянии, исключающем задевание льда за эти связи опор.

§ 2. Руководящие материалы при проектировании МСП

Учитывая особые условия эксплуатации платформ и высокие требования к их надежности, МСП за рубежом являются объектами, подлежащими надзору со стороны классификационных обществ (ABS — США, «Ллойд» — Великобритания, «Веритас» — Франция, Норвегия и др.) и государственных органов.

Научно-исследовательскими и проектными организациями и классификационными обществами разработан ряд нормативно-технологических документов и практических рекомендаций по проектированию, конструированию, изготовлению и эксплуатации платформ.

Например, институтом API (США) разработаны практические рекомендации по проектированию, конструированию и расчетам стационарных платформ (API RP 2A и др.). Разработка рекомендаций выполнена с учетом требований специализированных организаций и обществ, таких, как Американское общество гражданских инженеров (ASCE), Американское общество инженеров-механиков (ASME), Американский институт инженеров-электриков (AIEE), Американское общество испытания материалов (ASTM), Американское общество по сварке (AWS), Американский институт стальных конструкций (AISC), Международная организация буровых подрядчиков (IADC), Национальная ассоциация защиты от пожаров (NFPA), Конференция по морской технологии (OTC), Совет по окраске стальных конструкций.

В Норвегии разработаны практические рекомендации и правила по проектированию, расчетам и конструированию гравитационных железобетонных платформ.

При проектировании платформ, размещении оборудования на них, выполнении коммуникаций на них и т. п. руководствуются рядом рекомендаций классификационных обществ, государственных органов и т. п.

§ 3. Исходные данные для проектирования

Оптимальное решение конструкции платформы для конкретного месторождения может быть найдено при наличии достоверных исходных данных, которые включают в себя данные по эксплуатации платформы, сведения об окружающей среде, грунтовые условия на месте строительства, а также другие данные, необходимые для проектирования платформы.

Данные об условиях эксплуатации платформы. Исходные данные по условиям эксплуатации платформы включают в себя число и конструкцию скважин, которые предполагается бурить с платформы, тип и число буровых установок для одновременного бурения скважин с платформы, проектную глубину и предполагаемый дебит скважины, характеристику нефтегазовой смеси,

тип, количество и расположение бурового и нефтепромыслового оборудования и материалов, жилых и бытовых помещений, вспомогательного оборудования и т. п. Учитываются также: ориентация платформы по отношению к странам света, которая обычно диктуется направлением преобладающих ветров, течений или требованиями эксплуатации, глубиной воды, приливами; противопожарная защита, высота поднятия палубы; оборудование и мероприятия по защите окружающей среды от загрязнения и другие исходные данные.

Данные об окружающей среде. Эти исходные данные включают как эксплуатационные, так и экстремальные условия. Эксплуатационные условия — те, которые часто встречаются на протяжении всего периода эксплуатации сооружения. Они имеют весьма большое значение во время строительства, монтажа и во время эксплуатации платформы.

Экстремальные условия — это условия, редко встречающиеся в период эксплуатации сооружения, но имеющие также большое значение при определении расчетных нагрузок платформы.

Ветровые воздействия. В зависимости от скорости и продолжительности ветровые воздействия делятся на две категории: порывы, имеющие небольшую продолжительность и чередующиеся различными периодами затишья, и ветры, действующие через определенные промежутки времени продолжительностью 1 мин и более (все данные о ветре просчитываются по стандартным данным ветра, действующего на высоте 10 м над уровнем моря). Для эксплуатационных условий учитывают частоту и направление ветра в каждом сезоне (месяце), общий процент ветров по направлению и скорости в одинаковые интервалы времени и возможные порывы. Для экстремальных условий в графическом виде выполняются экстремальные скорости ветра (роза ветров) с указанием места, направления и силы ветра при измерении, а также проектируемое число возможных случаев в течение принятой продолжительности эксплуатации платформы, если средние скорости ветра с определенных направлений превышают оговоренный нижний предел (например, 25 м/с).

Волновые воздействия. Ветровые волны — основная воздействующая сила на платформы. При проектировании платформ учитывают рекомендации опытных специалистов в области метеорологии, океанографии и гидродинамики. Там, где слабо изучены океанографические условия, для определения расчетных параметров рекомендуется разработать все необходимые данные по метеорологии, выполнить теоретическое проектирование поверхностных полей ветра, дать прогноз общего состояния волн на глубоких водах по трассам штормов, определить максимально возможные состояния волн в соответствии с географическими ограничениями, выявить батиметрические эффекты состояния волн на глубине, применить вероятностные методы для предсказания возникновения волн на месте установки платформы на основе различных временных баз, а также определить пара-

метры расчетной волны с учетом оценки физического и экономического риска.

Для тех районов, где изучены океанографические условия, перечисленные требования можно сократить до мероприятий, необходимых для перевода имеющихся данных в нужные расчетные параметры. При этом также учитывают следующее.

Условия эксплуатации. Для каждого сезона определяются возможность появления, средняя продолжительность и различные состояния волн с обусловленных направлений, средняя высота самой высокой одной трети волн в серии и средний волновой период за определенный промежуток времени; скорость ветра, приливов и течений, действующих одновременно с сериями волн, процент которых имеет высоту и направление в оговоренных пределах, например волны высотой от 3 до 3,6 м с направлением юг-юго-восток $\pm 11,25^\circ$ в течение каждого месяца или сезона.

Экстремальные условия. Дается оценка числа, высоты и гребня всех волн выше определенной высоты, которые могли бы приближаться в любом направлении к месту расположения платформы в течение всего срока ее эксплуатации. Проектируемые высоты экстремальных волн разрабатываются в графическом виде на фоне ожидаемых средних интервалов их повторяемости. Остальные необходимые данные включают в себя: возможный диапазон и распределение периодов волн исключительной высоты, проектируемое распределение других высот в серии или волны исключительной высоты, максимальную высоту гребней экстремальных волн, приливы, течения и ветры, которые потенциально встречаются одновременно с волновыми сериями, производящими экстремальные волны, характер, дату и место события, при котором возникли исторические состояния волн (например, ураган «Эдит», прошедший 16 сентября 1971 г. в Мексиканском заливе).

Приливы. Приливы — важный фактор, который необходимо учитывать при проектировании платформ. Приливы классифицируют следующим образом: лунные (астрономические), ветровые нагоны и приливы, вызываемые разностью давлений. Сумму всех этих приливов называют штормовым нагоном. В проекте стационарной морской платформы высота штормового нагона воды является точкой отсчета, на которую накладываются штормовые волны. Течения также имеют важное значение при проектировании платформ, и их учитывают при воздействии гидродинамических сил на платформу, а также при проектировании причалов и при определении нагрузок, испытываемых платформой. При проектировании платформы учитывается также другая информация об окружающей среде (осадки, туман, ветровые охлаждения, температура окружающего воздуха и морской воды и др.).

Ледовые условия. Лед в виде полей подвижного пакового льда, движущегося приливными течениями, оказывает огром-

ное воздействие на платформу и создает сложные проблемы при проектировании. Данные о ледовых воздействиях учитывают в начальной стадии проектирования. При этом принимается во внимание прочность льда, которая зависит от температуры, скорости, приложения нагрузки, состава льда и других факторов. В целях снижения воздействия и предотвращения возможного разрушения элементов платформы выбирают такую ее конструкцию, в которой уменьшено число конструктивных элементов в ледовой зоне, используют марки сталей, сохраняющие прочность ее при низких температурах и т. п.

Сейсмические воздействия. При проектировании учитывают также сейсмические нагрузки в активных районах на основе имеющейся регистрации землетрясений по их частоте и силе. Если такая информация отсутствует, то рекомендуется принимать сейсмические данные из районов, которые могут считаться сейсмически сравнимыми.

При проектировании платформ учитывается также обрастание элементов подводной части конструкции морскими организмами, так как эти обрастания могут быть довольно большими и создавать дополнительное сопротивление движению волн.

Грунтовые условия. Для сооружения платформ необходимо знать грунтовые условия. Если эти условия не известны, то грунты исследуют (см. § 4).

Располагая перечисленными данными условий эксплуатации, окружающей среды и другими данными, необходимыми для проектирования платформы, приступают к выбору проектных условий окружающей среды, которые определяются владельцем платформы и являются его прерогативой. Сюда входят: определение срока службы платформы, размещение и быстрое снятие с платформы обслуживающего персонала, установление сметной стоимости платформы с учетом условий окружающей среды для различных среднеожидаемых интервалов повторимости и предотвращение загрязнения моря. Учитывается возможность повреждения платформы или ее потери, а также цель использования платформы и другие факторы. Рекомендуемые коэффициенты запаса прочности и допускаемые напряжения в металле используются при проектировании платформы с учетом принятых нагрузок окружающей среды в соответствии с принятой (например, в API RP2A) классификацией. Например, платформа может быть спроектирована в соответствии с рекомендациями API для штормовой нагрузки с интервалом повторимости 100 лет, но она может быть и спроектирована с использованием более низких коэффициентов запаса прочности для противостояния штормовой нагрузке с интервалом повторения в 250 лет.

Таким образом, при определении исходных данных для проектирования платформы проводят всесторонний анализ влияющих на проект факторов и принимают те исходные данные, состояние которых дает оптимальное решение вопросов прочно-

сти, долговечности, надежности, безопасности и экономичности проектирования сооружения.

§ 4. Классификация и расчетные условия нагрузок

Стандартом API RP2A рекомендуется учитывать пять предполагаемых условий нагрузок от:

проектных (максимальных) условий окружающей среды и соответствующие буровые нагрузки;

эксплуатационных условий окружающей среды во время буровых работ;

проектных (максимальных) условий окружающей среды и эксплуатационные нагрузки;

эксплуатационных условий окружающей среды во время работ, связанных с эксплуатацией платформы;

проектных (максимальных) условий окружающей среды с учетом минимальных нагрузок на платформу.

Нагрузки от проектных условий окружающей среды — это нагрузки, воздействующие на платформу под влиянием выбранного в проекте события. Эксплуатационные условия окружающей среды создают те силы, которые воздействуют на сооружение под влиянием более малого события, которое не настолько сильно, чтобы помешать нормальным операциям, оговоренным подрядчиком.

В процессе погрузки, транспортировки, монтажа и эксплуатации платформы на нее действуют статические и динамические нагрузки, которые включают в себя собственный вес металлоконструкций и вес оборудования, плавучесть погруженной части платформы, технологические нагрузки, связанные с подходом и отходом судов обеспечения, монтажные, волновые, ветровые, нагрузки от подводных течений и сейсмические.

Эти нагрузки с учетом рекомендаций API RP2A распределяют на пять групп:

от веса оснащенной платформы с учетом плавучести ее погруженной части;

от экстремальных значений расчетной волны, зарегистрированной один раз в 100 лет, и порывов ветра максимальной скорости, продолжительностью до 1 млн. циклов, зарегистрированных для данного района;

от усредненной волны и усредненного ветра;

сейсмические;

ледовые.

Нагрузки от веса оснащенной платформы. К этим нагрузкам относят собственный вес платформы и свай, плавучесть ее погруженной в воду части и вес модулей с буровым и эксплуатационным оборудованием. Сюда можно отнести также вес переменного груза, размещаемого на платформе (техническая и питьевая вода, топливо, буровой раствор, сыпучие материалы, химические реагенты, бурильный инструмент, обсадные колонны,

УБТ и другие инструменты. При добыче — вес добываемой нефтегазовой смеси, находящейся в технологических аппаратах, и оборудования и т. п.). Плавучесть платформы определяют на основе вытеснения платформой воды до проектной ватерлинии за вычетом заполняемых водой частей платформы.

Технологические нагрузки при бурении принимают максимальными из любых расчетных сочетаний, определяемых известными методами. Динамические нагрузки включают динамический удар от внезапно прилагаемых нагрузок.

Волновые нагрузки. Волновые нагрузки, действующие на платформу, по своему характеру являются динамическими и могут быть представлены статическими эквивалентами. Однако для глубоких вод или там, где платформы имеют тенденцию к большой гибкости, статическим анализом нельзя описать динамические нагрузки.

Проектные параметры волн (высота и период волны) и общая глубина воды задаются заказчиком (владельцем) платформы. Проектная волна также может быть задана заказчиком платформы посредством распределения частот волны и содержания в ней энергии (в спектральной форме). Но в любом случае заданные показатели находятся в соответствии с данной сооружению классификацией.

Расчеты платформ на динамические нагрузки рекомендуются выполнять тогда, когда частота колебаний платформы приближается к частоте преобладающих энергетических составляющих волны. Оценка динамики платформы должна отражать такие исходные данные, как массу, поглощение вибраций и взаимодействие сооружения и основания.

Скорость ветра принимается такая, чтобы она соответствовала принятому для морской стационарной платформы риску.

Скорость морского течения определяют известными средствами. Если скорость течения изменяется по глубине, то ее определяют в разных интервалах глубин. Если движение волн совпадает с течением, то в этом случае скорость течения векторно складывают со скоростью частицы воды и затем находят общую силу воздействия на конструкцию.

Сейсмические нагрузки. Сейсмические воздействия на конструкцию учитывают по данным динамики движения грунтов под морской платформой или используют эквивалентные статические нагрузки, которые представляют максимальные силы инерции, вызываемые в платформе под действием движения в недрах. Сейсмическая информация собирается на основе данных ранее зарегистрированных землетрясений. Если платформа будет устанавливаться в районе, для которого имеется карта зональная в унифицированных нормах, то эти нормы учитываются при проектировании платформы. Для расчета сейсмических нагрузок применяют два метода: исторический, т. е. записанный во времени процесс землетрясения или нескольких землетрясений для определения реакции платформы; спектральный,

при котором используется спектр реакции на выбранное землетрясение.

Выбор метода определяется сейсмическими данными, анализом и степенью требуемой точности. Первый метод обеспечивает нужное расположение платформы, а второй оценивает максимальную реакцию конструкции и не требует полной истории реакции. По второму методу расчет выполняют на рабочий и максимальный уровни сейсмических воздействий.

Ледовые нагрузки. При определении ледовых нагрузок прочность льда исследуется при разных температурах, солесодержании, скорости движения льда, нагрузки и др. Применяемые при расчетах значения определяются экспериментально и должны соответствовать расчетному классу морской стационарной платформы.

Монтажные нагрузки

Этот вид нагрузок действует на элементы платформы при ее транспортировке и монтаже в море. Монтажные нагрузки носят статический и динамический характер, который под воздействием ударных факторов может быть значительным. Монтажные нагрузки включают в себя также подъемную силу и плавучесть платформы. При наклонных стропях определяют также горизонтальные силы в местах присоединения стропов. В этих местах выполняют расчет и внутренних элементов узла проушины.

При погрузке платформы на баржу подъемные силы не учитывают, так как платформу в открытых водах поднимают в более тяжелых условиях, для которых выполняется особый расчет. При горизонтальном перемещении платформы на баржу рассчитывают нагрузки на отдельные элементы, возникающие с изменением наклона спусковых дорожек-стапелей и изменением осадки транспортной баржи под воздействием надвигаемой на нее платформы.

При транспортировке платформы на барже определяют нагрузки, которые могут возникнуть от волнения и передаваться на платформу через опоры транспортной баржи при буксировке. При этом учитывают динамические характеристики и размеры нагруженной баржи, а также размеры, центр тяжести и общий вес сооружения.

Для спуска нижней части основания платформы на воду определяются нагрузки на спусковых дорожках баржи и прогиб балансира. Обычно самые большие нагрузки возникают в момент начала поворота основания относительно баржи. Рассчитываются также усилия, необходимые для начального сдвига основания с баржи.

При спуске платформы непосредственно на воду рассчитывают ее плавучесть, а также возможные усилия, которые могут возникнуть на всем пути движения конструкции по спусковым дорожкам. Определяются также нагрузки, возникающие при

повороте платформы в вертикальное положение при ее установке на месте (незатопляемые элементы проверяются на смятие от воздействия нагрузок, которые возникают при максимальном погружении платформы).

Для нахождения требуемой высоты монтажа платформы над поверхностью воды определяют опорное давление платформы на грунт, которое должно обеспечивать погружение нижних стенок платформы на расчетную глубину. Если такое углубление не обеспечивается, то платформу заглубляют путем размыва морского дна.

Описанные выше нагрузки, действующие на платформу в процессе ее транспортировки, монтажа и эксплуатации, можно рассматривать в сочетании, представленном в табл. 19.

ТАБЛИЦА 19

| Показатели | Расчетные сочетания нагрузок (%) при условиях | | |
|--|---|---------------|--------------|
| | рабочих | экстремальных | сейсмических |
| Вес оснащенной платформы, включая динамические и переменные нагрузки | 100 | 100 | 90 |
| Экстремальные значения волновых нагрузок и ветра | — | 100 | 50 |
| Усредненные значения волновых и ветровых нагрузок | 100 | — | — |
| Сейсмические нагрузки | — | — | 100 |
| Ледовые нагрузки | — | — | — |

§ 5. Допускаемые напряжения

Допускаемые напряжения элементов стальных конструкций рекомендуется брать в соответствии с величинами допускаемых напряжений, предусмотренных спецификацией по проектированию и сооружению зданий из строительной стали. Если элемент конструкции не охватывается спецификацией, то допускаемые напряжения определяют, анализируя условия работы и степень ответственности элемента конструкции.

Когда напряжения вызываются боковыми и вертикальными силами с учетом расчетных условий окружающей среды, то допускаемые напряжения увеличивают на одну треть по сравнению с допускаемыми напряжениями, рекомендуемыми спецификацией (API RP2A).

Допускаемые напряжения элементов металлоконструкции принимают в зависимости от степени ответственности элемента, сочетания нагрузок, а также учета других факторов. Для рабочих сочетаний нагрузок допускаемые напряжения могут быть приняты $\sigma_{\text{доп}} = 0,6\sigma_{\text{T}}$ и для экстремальных условий $\sigma_{\text{доп}} = 0,8\sigma_{\text{T}}$, где σ_{T} — предел текучести материала. Если элементы конструкции испытывают циклическую нагрузку, то их рекомендуется

рассчитывать на усталость. При этом допускаемые расчетные напряжения на усталость определяются согласно спецификации.

Для трубных элементов, там, где циклическая нагрузка состоит из спектра высоких и низких напряжений (например, вызываемых волнами), следует применять положение Американского кода по сварке (разд. 10.7 AWS D 1—1).

В этих расчетах рекомендуется принимать во внимание влияние коррозии, особенно в зоне периодического смачивания элемента конструкции.

При проектировании стыковых соединений целесообразно учитывать высокую концентрацию напряжений в стыках, низкую циклическую усталость сварного соединения и хрупкость соединения.

Для подкосов конструкции платформы, в которых используются мягкие стали и стали средней прочности ($\sigma_T = 350$ МПа), рекомендуется допускаемые напряжения на усталость принимать не более 140 МПа. Если предел текучести высокопрочных сталей $\sigma_T > 350$ МПа, то для различных конструкций стационарных платформ, необычных условий окружающей среды и для районов, где возникают нагрузки более жесткие, чем в Мексиканском заливе, проводят анализ суммарных усталостных напряжений. Используемая в области стыка сталь должна иметь достаточную прочность на срез в условиях принятого диапазона температур в целях предотвращения хрупкого разрушения, даже если местная текучесть возникает в присутствии небольших трещин.

§ 6. Проектирование и конструирование сварных соединений

Соединение концов элементов в фермах, работающих на растяжение и сжатие, должно иметь прочность, противостоящую напряжениям в элементе, но не больше 50% эффективной прочности основного металла элемента. Сварные швы на концах трубных элементов в месте соединения с другими элементами должны иметь прочность, равную меньшей из прочностей, определяемых пределом текучести или усилием продавливания стенки опорного элемента.

Осевые нагрузки и изгибающие моменты раскосов включают в расчет при продавливании. При расчете диагональных связей принимают только составляющие нагрузок, направленных перпендикулярно к стенке пояса. Расчет на срез при продавливании проводят по схеме, приведенной на рис. 68, 69. При геометрии соединений, определяемой коэффициентами τ , γ , θ и β , а также напряжений раскосов f_a и f_b для определения допускаемого напряжения среза при продавливании v_p можно рассчитать по формуле

$$v_p = \tau \sin \theta \left(\frac{f_a}{k_a} + \frac{f_b}{k_b} \right). \quad (51)$$

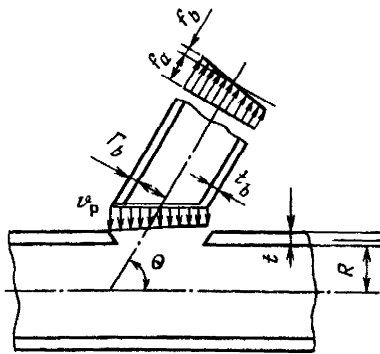


Рис. 68. Схема расчета на срез при продавливании (пробивании)

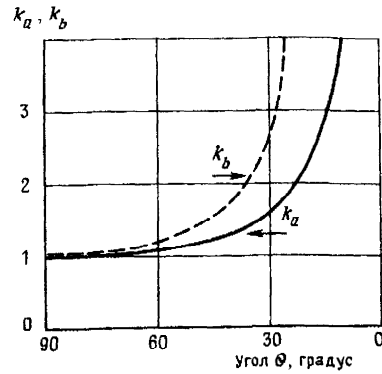


Рис. 69. График определения сравнительных коэффициентов длины и сечения (для некруговой кривой пересечения)

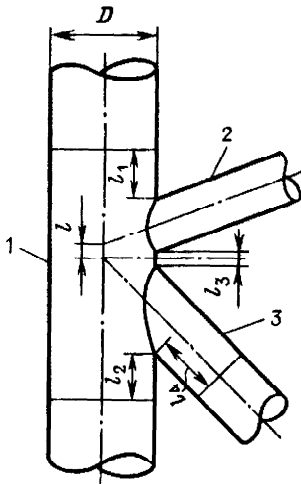


Рис. 70. Простое сварное соединение:

1 — толстостенная секция пояса фермы, 2 — раскос, 3 — толстостенный патрубок, l — смещение, не превышающее $\pm D/4$, l_1 и l_2 — расстояния от торца толстостенной секции до стыка подкосов минимум $D/4$ или 36 мм, l_3 — минимальное расстояние между подкосами 50 мм, l_4 — расстояние от стыка до конца патрубка минимум 610 мм

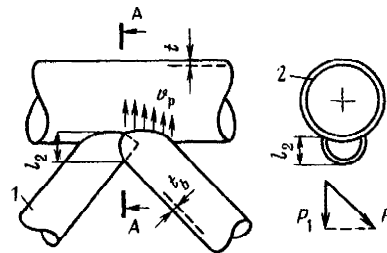


Рис. 71. Сварное соединение подкосов внахлестку:

1 — «сквозной» раскос, 2 — разрез по А-А

На рис. 70 приведена конструкция сварного узла пояса и подкосов. Если в месте соединения нужна повышенная толщина стенки, то ее увеличивают за внешний край раскоса минимум на четверть диаметра пояса, но не меньше чем на 304 мм. Там, где в раскосах в районе трубных стыков используется повышенная толщина стенки или специальная сталь, то ее увеличивают на один диаметр раскоса, но не менее 0,61 м. Пересечение осевых линий раскоса и пояса допускается смещать в обоих направлениях не более чем на $1/4$ диаметра пояса,

Рис. 72. Узел сквозных и нахлесточных раскосов:
 1 — сквозные первичные раскосы, 2 — вторичные нахлесточные раскосы

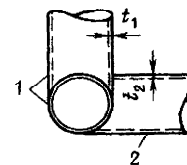
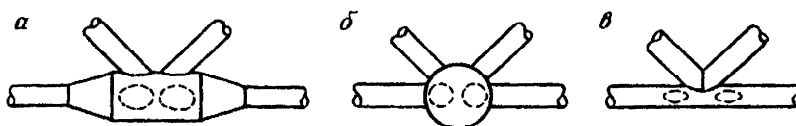


Рис. 73. Сварные узлы:
 а — с увеличенной частью сквозного элемента, б — сферическое соединение, в — со смещенными вторичными раскосами



но не более 50 мм между ближайшими образующими привариваемых раскосов.

Соединения внахлестку, в которых часть нагрузки переносится непосредственно с одного раскоса на другой через их общий шов, рассчитывают следующим образом (рис. 71).

Общую составляющую нагрузки P_1 , перпендикулярную к поясу, определяют по формуле

$$P_1 = (v_p t l_1) + (2 v_w t_w l_2), \quad (52)$$

где t — толщина пояса; l_1 — длина окружности соприкасаемой части раскоса с поясом, м; v_w — допускаемое (по ТУ АISC) напряжение среза для сварного шва между раскосами; t_w — меньшая из толщин шва или толщина t_b более тонкого раскоса; l_2 — проектируемая длина пояса (одна сторона) нахлесточного шва, измеренного под прямым углом к поясу.

Толщина стенки раскоса не должна быть больше толщины стенки пояса. Там, где раскосы несут различные нагрузки или один раскос толще другого, более толстый раскос является сквозным и всей своей окружностью приваривается к поясу (рис. 72).

Если элементы раскосов в соседних плоскостях имеют тенденцию к нахлестке в соединениях, то руководствуются следующими положениями. В том случае, когда первичные раскосы значительно толще вторичных, их выполняют сквозными, а вторичные выполняют нахлесточными. Увеличенная часть сквозного элемента используется, как показано на рис. 73, а. Как вариант может использоваться сферическое соединение (рис. 73, б), которое рассчитывается на срез в соответствии с формулами

$$\gamma = R/2t; \quad \theta = \cos^{-1} \frac{r_b}{R}; \quad k_a = k_b = 1. \quad (53)$$

Если вторичные раскосы невозможно разместить в узле из-за первичных раскосов, то их выполняют, как показано на рис. 73, в. В этом случае учитывают моменты, вызываемые эксцентricностью их осевых линий.

Сложные соединения, кроме указанных на рис. 73, б, для которых нет ни теоретического, ни экспериментального анализа

напряжений, проверяются на соответствующую статическую прочность, способную выдержать расчетную нагрузку. В расчетах учитывают напряжения, вызываемые гидростатическим давлением на погружные элементы конструкции, а также напряжения, вызываемые другими нагрузками на платформу. В расчетах принимается во внимание также влияние прогибов на распределение нагрузок между платформой и размещенными модулями с оборудованием.

В зарубежной практике элементы сварной конструкции платформы классифицируют на три категории:

элементы, повреждение которых может повлечь полное разрушение платформы;

элементы конструкции, повреждение которых не может нарушить ход работы, но может вывести сооружение из строя до ремонта;

остальные элементы конструкции.

В зависимости от категории элемента определяют требования к расчету, качеству материала, его механической обработке, качеству сварки и др.

Требования к сварным соединениям

Ввиду особых условий работы элементов конструкций стационарных платформ необходимо качественное выполнение сварных соединений. Требуемое качество сварных соединений обеспечивается соответствующими нормами, предписаниями и рекомендациями специализированных обществ и организаций, таких как, например, Американское общество по сварке (AWS), Американский институт сварных конструкций (AISC), бюро «Веритас» (Франция), бюро «Норске Веритас» (Норвегия) и др.

Принятые в проектах основной материал, электроды, методы и технология сварки представляются на согласование контролирующей организации, например бюро «Веритас» и т. п. В основном обращают внимание на то, чтобы свариваемые части имели требуемые стыкуемые зазоры и чтобы пригонка элементов осуществлялась без чрезмерных усилий во избежание больших напряжений в сварном узле.

Характер и последовательность выполнения сварных соединений должны быть такими, чтобы избежать угловых деформаций, которые способствуют потере устойчивости элементов конструкции в результате резкого изменения сечения, а также не допустить других дефектов, способствующих образованию трещин и других пороков шва.

Для листов толщиной более 50 мм разделка фасок специально изучается с целью обеспечения прочности шва в центре соединения. Швы одинаковой толщины должны быть правильно пригнаны по высоте. Допускается смещение не более 2 мм для элементов 1-й и 2-й категорий и не более 3 мм для элементов 3-й категории. При X-образной разделке швов эта величина может

ТАБЛИЦА 20

| Вид шва | Толщина листа, мм | | | | |
|--------------------------------------|-------------------|-------|--------|-------|----|
| | 5,5 | 6—7,5 | 8—11,5 | 12—20 | 20 |
| Сварной шов с вертикальными кромками | 1 | 2 | — | — | — |
| Шов с: | | | | | |
| V-образной фаской | — | 3 | — | 3 | 4 |
| X-образной фаской | — | — | — | 4 | 5 |

быть увеличена на 1 мм. Зазор (в мм) между свариваемыми листами в зависимости от толщины листа допускается в соответствии с данными, приведенными в табл. 20.

Разница двух листов по толщине не должна превышать следующих величин: не более 3 мм — для листов толщиной до 10 мм, не более 4 мм — для листов толщиной более 10 мм. Сварные швы внахлестку рекомендуется применять только для элементов 3-й категории.

Сварной шов с подкладкой допускается там, где выполнение двухстороннего шва невозможно. Этот шов можно применять только для второстепенных соединений. В этом случае в зависимости от толщины элементов зазор между стыкуемыми элементами может быть следующим.

| | | | |
|---------------------------------|-----|------|------|
| Толщина элементов, мм | ≤ 8 | 8—20 | > 20 |
| Зазор, мм | 3—5 | 5—8 | 8—10 |

Для погружных элементов, где необходимы угловые швы, сварку выполняют на всю глубину шва. Разделка кромок и технология сварки согласовываются с экспертом. Иногда может потребоваться термообработка. Сварку элементов большой толщины (более 40 мм) производят с нагревом от 80 до 120° С или подогревом в диапазоне 150—200° С с последующим поддержанием предварительного нагрева. Условия предварительного нагрева согласовываются между конструктором и экспертом в зависимости от качества стали, условий сварки и других факторов.

Для высокопрочных сталей ($\sigma_T=355$ МПа) достаточен подогрев до 120° С. Для высокоуглеродистых сталей с содержанием углерода $C > 0,45$ и при толщине более 40 мм при ручной сварке электродами рекомендуется предварительный подогрев от 150 до 200° С. После окончания сварки необходимо также поддерживать некоторое время подогревание.

Термообработка проводится при температуре от 580 до 620° С в случае применения нелегированных и низколегированных сталей ($\sigma_T=355$ МПа). При этом термообработке необходимо подвергать весь узел, а не только место сварного шва. Температура должна выдерживаться из расчета 1 ч на 25 мм толщины металла. Скорость подъема и снижения температуры должна быть незначительной, чтобы не вызвать деформаций и напряжений.

При выполнении угловых швов особое внимание обращают на то, чтобы не допустить расслоения металла свариваемых элементов, которое может быть вызвано формой шва, толщиной металла, технологией сварки и вязкостью металла в направлении его толщины. Во избежание расслоения металла необходимо избегать высоких напряжений, упростить конструкцию шва, подобрать требуемый режим сварки, качественный материал и т. п.

При сварке труб в элементах 1-й и 2-й категорий производят тщательную разделку кромок и затем выполняют двухстороннюю сварку на полную глубину толщины элемента, подготовку швов согласовывают с экспертом.

Для сварных соединений выполняются контрольные образцы, которые испытываются и определяются по согласованию с экспертом. В заключение следует отметить то, что по общему правилу конструктор должен представить эксперту все доказательства того, что материалы, методы сварки, аппаратура и виды работ, которые он закладывает в конструкцию, позволяют получить сварные соединения, отвечающие требованиям норм и предписаний соответствующих контролирующих организаций.

§ 7. Контроль качества сварных соединений

Особые условия работы стационарных платформ предъявляют жесткие требования к качеству сварки и приемки сварного соединения. Существуют две основные формы организации контроля сварных швов: пооперационная и приемосдаточная. Контроль проводят в соответствии с существующими рекомендациями, предписаниями, техническими условиями и проектами. Наиболее эффективная форма организации контроля — пооперационный контроль, предотвращающий образование дефектов в сварном шве.

Все соединения, подготовленные для сварки, подвергаются визуальному контролю. В проекте и технических условиях указывается, какие материалы и готовые изделия необходимо подвергать неразрушающему контролю, условия приемки и объем контроля, а также применяемые методы контроля.

Дополнительный контроль, необходимый для определения надежности материалов, сварных швов и качества изготовления, используют в соответствии со стандартом Американского общества сварщиков. Так как стационарные платформы находятся под наблюдением классификационного общества, то на первоначальной стадии проекта определяют все виды неразрушающего контроля:

- с помощью обработки проникающей жидкостью в случае выхода дефектов на поверхность шва;

- с помощью магнитоскопии при размещении дефектов близко к поверхности шва (глубиной не более 5 мм);

- рентгенографическим и гаммаграфическим методами;

- ультразвуком.

ТАБЛИЦА 21
**ОБЪЕМ И ВИДЫ КОНТРОЛЯ В ЗАВИСИМОСТИ
 ОТ КАТЕГОРИИ ЭЛЕМЕНТА**

| Вид сварки элементов | Категории элементов | | |
|---|--|--|--|
| | первая | вторая | третья |
| Сварка элементов с разделкой кромок | 20%-ное рентгенографическое зондирование во всех местах пересечения швов, 100%-ный контроль ультразвуком | 20%-ное ультразвуковое зондирование. Несколько контрольных рентгенографий, взятых на дефектах, обнаруженных ультразвуком. Все места пересечения швов подвергаются рентгенографии | Незначительное ультразвуковое зондирование |
| Угловая сварка на полную глубину сварного шва | 100%-ный ультразвуковой контроль и 100%-ный магнитоскопический контроль | 20%-ное ультразвуковое зондирование. Магнитоскопический контроль определяется конструктором и экспертом | Несколько ультразвуковых и магнитоскопических зондирований |

Объем и виды контроля определяются в зависимости от категории элемента (табл. 21).

Применение метода магнитного контроля (магнитоскопии) определяется в соответствии с требованиями классификационных обществ.

Рентгеноскопические испытания проводят в соединениях, сваренных с разделкой кромок конструкций, которые подвергаются местным усилиям (особенно значительным) и которые должны обеспечивать максимум безопасности в соответствии с табл. 21. Количество и расположение рентгенографии определяются конструктором и представителем классификационного общества. Если рентгенограмму считают некачественной и необходимо устранить дефектные участки, то делают контрольную серию рентгенограмм уже на восстановленном сварном соединении и его смежных частях. Эксперту представляются обе пленки: пленка с первоначальным дефектом и пленка восстановленных соединений.

Контроль швов ультразвуком, частично заменяющий рентгенографический контроль, является резервным и предварительно согласовывается с классификационным обществом.

Отдел технического контроля и конструктор согласовывают методику контролирования, аппаратуру, копировальные устройства и критерий принятия или отказа дефектов, обнаруженных ультразвуком. Сваренные швы с разделкой кромок элементов, от которых требуется высокая надежность работы (элементы 1-й категории), кроме проверки их определенным количеством рентгенограмм, дополнительно проверяют ультразвуком.

В методах контроля полностью учитывают геометрию шва.

Допускается упрощение местных частей шва как соединение двух плоских пластин. В этом случае основные переменные величины — местный двугранный угол, толщина материала и разделка кромок. Эффекты кривизны могут быть введены потом и учитываются с незначительными поправками. Очень помогают графические карты, накладывающие звуковой пучок на вид сварного шва в разрезе. Звуковой пучок стараются ориентировать перпендикулярно к границе проплавленного шва.

При использовании амплитудной калибровки для определенных дефектов учитывают ослабление звукового пучка на своем пути, затем подготавливают письменный отчет, где указывается разрушение дефекта вдоль оси сварного шва и по его длине, размещение дефекта в поперечном сечении шва и его размер, тип отражательного дефектоскопа. Испарение дефектов производят в соответствии с требованиями технического контроля и инспектора классификационного общества. При работах, требующих значительных исправлений, присутствует эксперт. Качество исправленных швов проверяют магнитоскопическим, ультразвуковым контролем и рентгенограммой.

Существует несколько методов контроля сварных соединений при изготовлении стационарных платформ для Северного моря. Все ответственные соединения проверяют одним из следующих методов. Те узлы, которые невозможно проверить рентгеном вследствие сложности их геометрической формы, проверяют ультразвуком, а их поверхности — с помощью метода магнитных частиц. За основу технических условий, предъявляемых к качеству сварки, приняты английские, американские и норвежские стандарты, по которым изготавливаются сосуды высокого давления. Однако при контроле узлов и элементов ферм оснований возникли свои трудности и проблемы, обуславливаемые сложностью конструкции узла, низкой производительностью проводимого контроля тяжелых и сложных конструкций в производственных условиях, а также трудностью в обеспечении квалифицированными специалистами по дефектоскопии. Элементы конструкций оснований платформ в большинстве случаев изготавливаются из трубных секций диаметром от 609,6 до 2133,6 мм и соответственно толщиной стенок от 12,7 до 89 мм.

Стыковые сварные швы в трубных соединениях легко проверить методом рентгеноскопии или гамма-рентгеноскопии, но для полной проверки на всю глубину косых швов рекомендуется применять метод ультразвуковой дефектоскопии. Другой сложностью является врезка в трубные конструкции связывающих стержней под различными углами. Эти трудности увеличиваются при постоянно меняющейся геометрии поперечного сечения шва. При X-образной разделке кромок обратная сторона разделки затрудняет точность определения местоположения отмеченных дефектов.

Существуют также трудности в установке правильного уровня чувствительности прибора (определения амплитуд сигнала в соответствии с существующими рекомендациями, а также природой,

ориентацией и распределением неоднородностей в сварных швах: неточным положением зон сварки вследствие меняющейся геометрии поперечного сечения, наличия обратной стороны разделки кромок металла под шов). Как отмечают специалисты, идеальные узлы для рентгеноскопии — стыкосварные соединения в трубных элементах диаметром более 457 мм. Однако контроль узлов опор основания платформы при толщине стенки более 90 мм методом рентгеноскопии вызывает трудности при условии небольших перерывов во время производства работ.

Применение флюорометаллических усилительных экранов японского производства позволяет получать высококачественные рентгенограммы за короткое время. Однако стоимость этих экранов в кратное число раз дороже свинцовых, и они требуют более аккуратного обращения с ними. Большое значение уделяется подготовке специалистов по дефектоскопии сварных швов. Имеются специальные организации, занимающиеся контролем сварных соединений.

§ 8. Материалы

Для изготовления элементов платформ применяют различные сорта стали (литье, профильный прокат, трубы и др.). Обычно для этих изделий характеризуются химическим составом, механическими свойствами, однородностью, свариваемостью и допускаемыми размерами. Перечисленные свойства сталей, а также способы ее плавки, испытаний должны соответствовать требованиям и нормам, установленным стандартами, рекомендациями и другими нормативными материалами, которыми руководствуются изготовители стационарных платформ.

Основными нормативными материалами, которыми пользуются за рубежом при изготовлении стационарных платформ, являются нормы API, ASTM (США), Din (ФРГ), BS (Великобритания), AFNOR (Франция) и др.

Испытание стальных образцов и неразрушающие методы контроля проводятся персоналом, квалификация которого признана контролирующими организациями (например, бюро «Веритас» и др.). Образцы для механических испытаний изготавливаются в соответствии с существующими нормами и требованиями, разработанными в промышленно развитых странах.

Способы плавки сталей. Соответствующими национальными нормами, например, API Spec2B; бюро «Веритас» (Франция) и другими рекомендуются следующие способы плавки сталей: конвенторный способ (прямой процесс восстановления кислородом); в мартеновских печах; в электропечах.

Остальные равноценные способы плавки согласовываются с контролирующими организациями («Веритас», «ABS» и др.).

Рекомендуется следующая проверка качества стали по API RP2A

Для качественных сталей с пределом текучести менее 355 МПа при -40°C и при -20°C (спокойная мелкозернистая сталь);

при 0° С (полуспокойная или спокойная сталь).

Стали с пределом текучести 355 МПа подвергаются термообработке с проверкой качества при —40° С и при —20° С (спокойная мелкозернистая сталь); при 0° С (полуспокойная или спокойная сталь).

Химический состав сталей. Химический состав литья, особенно содержание углерода, кремния, марганца, серы и фосфора проверяют на заводе. После окончательных операций плавки (раскисления) определяют также количество алюминия, ниобия, ванадия. Также определяется содержание кислорода, азота, редкоземельных элементов, а также остаточных элементов: меди, хрома, молибдена и никеля, если это предусмотрено между заказчиком и изготовителем. Ниже приведен требуемый химический состав стали (% , не более) по рекомендациям API и бюро «Веритас» (Франция).

| Организация . . . | API | «Веритас» |
|--------------------|----------|-----------|
| Углерод | 0,18 | 0,18 |
| Марганец | 0,9—1,35 | 1,6 |
| Сера | 0,035 | 0,04 |
| Фосфор | 0,04 | 0,04 |
| Кремний | 0,15—0,3 | 0,5 |

По API RP2A углеродный эквивалент должен быть не более 0,43. По Правилам «Веритас» (Франция) максимальное значение углеродного эквивалента определяется соглашением между заказчиком и изготовителем.

Если в плавке в электропечи добавляют ванадий или азот, то последний не должен превышать 0,015%, а соотношение ванадия и азота должно быть менее 4:1. По специальному требованию заказчика изготовитель проводит контрольный химический анализ законченных изделий, предназначенных для изготовления элементов 1-й и 2-й категорий.

В зависимости от механических характеристик, предела текучести и толщины листа рекомендуется максимальное содержание элементов: С, Мп, Мо и V, которые значительно влияют на свариваемость стали. Для листовой стали толщиной равной или менее 50 мм и пределом текучести $\sigma_T = 355$ МПа рекомендуются условия проверки качества по содержанию элементов, приведенные в табл. 22.

В случае, когда величина углеродного эквивалента и требования к условиям сварки повышенные, проводят специальные испытания на свариваемость стали. Для сталей с высоким пределом текучести 355 МПа химический анализ литья определяют после соглашения с контролирующей организацией (например, бюро «Веритас»).

Иногда для особых условий эксплуатации применяют специальные стали, которые изготавливают путем прибавления легирующих элементов. Например, для месторождения Брент (Северное море) опорная часть платформы изготовлена из специальной стали с добавками ниобия, содержанием 0,2% углерода и 1,5%

ТАБЛИЦА 22

| Условия проверки качества стали | Элементы | |
|---------------------------------|--|---|
| | основные | дополнительные |
| При 20 и 40° С | C ≤ 0,18 Si ≤ 0,5 Mn ≤ 1,6 S ≤ 0,04 P ≤ 0,04 | Nb ≤ 0,05 V ≤ 0,1 Al (растворимый) ≤ 0,06 |
| При 0° С | C ≤ 0,2 Si ≤ 0,5 Mn ≤ 1,6 S 0,04 P 0,04 | Nb ≤ 0,05 V ≤ 0,1 Al (растворимый) ≤ 0,06 |

марганца, а для месторождения Аук — из специальной спокойной стали нормализованной с содержанием 0,2% углерода и 1,26% марганца.

Основные механические характеристики сталей. К основным механическим характеристикам стали относят предел текучести, предел прочности и относительное удлинение при разрыве. Эти характеристики определяют лабораторными испытаниями образцов стали на разрыв. Исходя из диаграммы стали на растяжение, различают два предела текучести: верхний и нижний $\sigma_{тв}$, $\sigma_{тн}$. Однако более характерным является средний предел текучести, определяющий уровень площадки текучести. Пластические свойства стали характеризуются длиной площадки текучести, относительным удлинением при разрыве и относительным сужением шейки образца в месте разрыва. По спецификации API RP2A рекомендуются следующие стали на разрыв.

| | |
|---|-------------|
| Предел текучести σ_t , МПа | 295,3 |
| Предел прочности σ_b , МПа | 435,9—562,4 |
| Относительное удлинение, %, при длине образца, мм | |
| 50,8 | 24 |
| 203,2 | 20,0 |

К механическим характеристикам, определяющим качество стали, относят также испытание на ударную вязкость и изгиб. По положению бюро «Веритас» (Франция), стали испытывают на ударную вязкость при температуре 0, —20 и —40° С. При этом в зависимости от марок сталей и категории элемента, изготовленного из данной стали, рекомендуется минимальная энергия удара (в джоулях). Механическое испытание проводят в продольном и поперечном направлениях листа.

По положению бюро «Веритас» на начальной стадии проекта конструктор должен представить контролирующей организации на рассмотрение выбор применяемых материалов с описанием их условий работы, испытания и производства. В положении приводятся их характеристики (механические свойства, химический состав, характер испытаний), которым должен соответствовать

выбранный конструктором материал. Если характеристики материалов, выбранных конструктором, отличаются от рекомендуемых положением, то они должны быть согласованы с контролирующей организацией. Особенно должны быть согласованы характеристики для сталей с гарантированным пределом текучести больше 355 МПа и при этом проведены все испытания, предписанные контролирующей организацией. В положении рассматривают материалы по рекомендациям из нелегированных, свариваемых сталей с гарантированным пределом текучести 215—355 МПа.

По прочности стали разделяют на два вида: стали нормальной прочности с пределом текучести до 275 МПа (стали RN); высокопрочные стали с пределом текучести 275—355 МПа (стали HR).

Если требуется применить стали с пределом текучести больше 355 МПа, то они должны пройти особую проверку контролирующей организацией.

Гарантированными механическими характеристиками, которые должны быть подтверждены испытаниями, являются: растяжение, характеризующее предел текучести, предел прочности и относительное удлинение материала; испытание на ударную вязкость при температурах 0, —20 и —40° С.

Во избежание риска хрупкого излома марка стали для данного элемента конструкции принимается в зависимости от категории элемента, минимальной расчетной температуры в эксплуатации этого элемента и толщины листа в этом элементе.

По положению бюро «Веритас» для каждой категории элементов качество сталей определяется в зависимости от расчетной температуры и толщины используемого листа по специальным графикам. С увеличением толщины листа гарантированный предел текучести и относительное удлинение немного уменьшаются. В табл. 23 приведены некоторые гарантированные характеристики для сталей E26—4 и E36—4 (Французские нормы NF—A33—501, NF—A35—501).

Образцы при испытаниях на продольный изгиб в холодном состоянии не должны давать трещину при изгибе на 180°.

В соответствии со спецификацией покупатель определяет марку и качество толстолистовой стали, которую нужно применить в зависимости от условий работы платформы. Толстолистовая сталь должна соответствовать Общим требованиям на поставку (A-6) Американского общества испытания материалов или Общим требованиям на поставку стальных листов для сосудов, работающих под давлением (A-20).

По рекомендации API применяются следующие стали для горячекатаных профилей и листов:

конструкционная сталь ASTM A131 с пределом текучести $\sigma_T = 224$ МПа;

конструкционная сталь ASTM A36 с пределом текучести $\sigma_T = 250$ МПа;

ТАБЛИЦА 23

| Марка стали | Химический состав | | Толщина листа, мм | Ударная вязкость, Дж/см ² | Условный предел текучести, МПа | Относительное удлинение, % | Предел прочности на разрыв, МПа |
|-------------|-------------------|---------------|-------------------|--------------------------------------|--------------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| | Элементы | Содержание, % | | | | | |
| E26-4 | Углерод | 0,18 | До 3 | < 3,5 (при 20° С) | 240 | 23 | 425 |
| | Сера | 0,04 | 3—30 | | 260 | 27 | |
| | Фосфор | 0,04 | 30—50 | | 240 | 25 | |
| | | | 50—80 | | 230 | 24 | |
| | | | 80—110 | | 220 | 21 | |
| 110—150 | 210 | 21 | | | | | |
| E36-4 | Углерод | 0,2 | До 3 | < 5 (при -20° С) | 330 | 19 | 520—620 |
| | Фосфор | 0,04 | 3—25 | | 360 | 22 | |
| | Сера | 0,04 | 25—30 | | 350 | 21 | |
| | Марганец | 1,5 | 30—80 | | 340 | 20 | |
| | Кремний | 0,55 | 80—110 | | 320 | 19 | |
| | | | 110—150 | | 310 | 17 | |

высокопрочная низколегированная марганцево-ванадиевая строительная сталь ASTM A441 с пределом текучести:

| | | | |
|------------------------|------|-------|--------|
| σ_T , МПа . . . | 355 | 323 | 295 |
| Толщина, мм | < 19 | 19—38 | 38—101 |

высокопрочные конструкционные низколегированные ниобиево-ванадиевые стали ASTM A572 марки 42 с пределом текучести $\sigma_T = 295$ МПа и марки 50 с пределом текучести $\sigma_T = 355$ МПа.

При определении марки стали обращают внимание на ударную вязкость, которую выбирают в зависимости от условий окружающей среды (температура воды, ледовые условия и др.).

Применяется также марганцовистая сталь толстолистовая по рекомендациям API.

В табл. 24 приведены трубы из строительных сталей, рекомендуемых API для изготовления стационарных платформ.

Трубные соединения, кроме испытываемых местных напряжений от расчетных нагрузок в течение их срока службы, могут быть подвержены воздействиям ударных нагрузок, а также пластических усталостных нагрузок. Поэтому для этих изделий предъявляются дополнительные требования.

Сталь для подводных частей платформ при 90% надежности должна противостоять ударной нагрузке при испытании по Шарпи образца, имеющего V-образный надрез, причем ударная нагрузка должна составить 30% допускаемого усилия на срез для проката и 50% — для термически обработанной стали при возможно более низкой температуре воды. Это не относится к основному металлу расколов между соединениями.

Для узлов надводной части платформы, подверженных ударам от причаливаемых судов при низких температурах, а также ответственных соединений, где нежелательно хрупкое разруше-

ТАБЛИЦА 24

| Сортамент труб | Рекомендуемый нормативный документ | Предел текучести, МПа |
|---|--|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Трубопроводные трубы | API, спецификация 5L, марка В | 245 |
| Сварные или бесшовные трубы, стальные | ASTM A53, марка В | 245 |
| Бесшовные трубы из углеродистой стали для высоких температур | ASTM A53, марка В | 245 |
| Сварные стальные трубы (дуговой сварки) | ASTM A139, марка В | 245 |
| Сварные трубы контактной сварки | ASTM A135, марка В | 245 |
| Сварные трубы дуговой сварки для высоконапорного трубопроводного транспорта | ASTM A381, марка У35 | 245 |
| Трубы, изготовленные из сортов листовой строительной стали | Технические условия API, спецификация 2В, ASTM A139 ASTM A155, ASTM A252 или ASTM A381. Гидропрессовке не подвергаются | Определяется техническими условиями, указанными в графе 2 |

ние, рекомендуется использовать более прочные стали. Для этого секции с большой толщиной стенки термически обрабатывают, уделяя большое внимание качеству сварных соединений.

Однородность сталей. Листовая сталь не должна иметь заметных следов усадочных раковин, неметаллических включений, трещин, окалин, дефектов прокатки и др. Листы стали, предназначенные для элементов 1-й категории и некоторых элементов 2-й, подвергаются ультразвуковому контролю.

Поврежденные поверхности листа устраняют шлифованием с последующей наплавкой сваркой при условии, что ни в одной точке толщина не уменьшится более чем на 7% номинальной толщины листа (но не более 3 мм).

Допуски на изготовление. Рекомендуемые допуски на толщину листов приводятся ниже.

| | | | | |
|-----------------------------------|------|-------|-----------------------|------|
| Толщина листа δ , мм . . . | < 10 | 10—20 | 20—45 | > 45 |
| Допуск, мм . . . | -0,4 | -0,5 | -0,02($\delta + 5$) | -1 |

Допуски для труб в зависимости от их диаметра и категории изготавливаемого из них элемента приведены в стандарте API RP2A.

Рекомендованы также допуски на толщину стенки трубы, толщину сварных швов, глубину шлифовки, овальность, кривизну, длину, вмятины, смещение кромок сварки, смещение внутренних и наружных сварных швов, пазов, загибов, скрытых пороков, вмятин и других дефектов.

Для сварки применяют сварочную проволоку диаметром 1,5—5 мм SD3 фирмы «Оэрликон», W3 фирмы «Армко Стил», L6 фирмы «Линкольн» (США) и др. Порошковая проволока

используется преимущественно на открытом воздухе при скорости ветра более 8 км/ч. Этой проволокой производят сварку при скорости ветра до 40 км/ч. Однако во всех случаях применяют защитные палатки из полиэтилена. Электроды используют качественные и сухие.

§ 9. Организация проектирования

Освоение морских нефтегазовых месторождений, в особенности глубоководных и в районах с суровыми климатическими условиями, обусловило резкие качественные сдвиги в области исследовательских и проектных работ по созданию МСП. Эти работы выполняются на высоком техническом уровне. В мировой практике к научно-исследовательским и проектным работам, наряду со специализированными фирмами, широко привлекаются специалисты: гидромеханики, гидротехники, инженеры-геологи, судостроители, а также специалисты в области материаловедения, океанологии, вычислительной техники и др. Широкое развитие получили моделирование и натурные исследования.

Как упоминалось (см. § 3), конструкция МСП в большей степени определяется характеристикой месторождения: его площадью, сеткой разработки, глубиной моря, проектной глубиной скважин, условиями окружающей среды и другими факторами.

В соответствии с проектом (программой) разработки месторождения определяют количество платформ, количество скважин, намечаемых бурением с одной платформы, предполагаемый объем добычи нефти и газа, объем закачиваемой воды в пласт и другие данные.

Сложность проекта морского нефтяного или газового промысла обуславливается также ограниченным сезоном работ по строительству МСП и других гидротехнических сооружений.

Перечисленные особенности, уникальность и индивидуальность конструкции МСП, многосложная комплексность, высокая стоимость обуславливают жесткие условия и требуют высокой организации проектных работ и выполнения их в определенные сроки. Учитывая это, проектные организации в большинстве случаев на период разработки проекта организуют необходимый коллектив (группу) разработчиков из расчета выполнения проекта качественно и в требуемый заказчиком срок. Состав группы в зависимости от сложности проекта может быть различным. Например, для проектирования обычной металлической конструкции свайной МСП высотой до 100 м группа может состоять из 20 человек, а для разработки сложных проектов состав группы может достигать до 150 человек и более. Длительность проектирования металлических конструкций может составить 6—8 мес для несложных и 1,5—2 года — для сложных.

При проектировании уникальных железобетонных конструкций МСП гравитационного типа продолжительность проектных работ по предварительной и детальной инженерно-технической

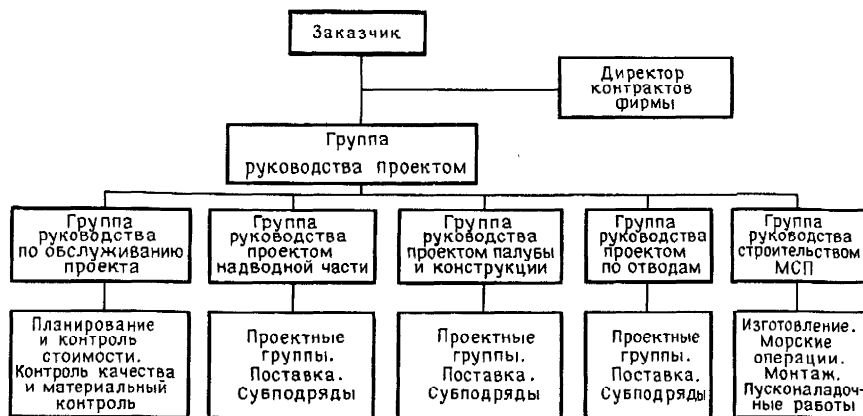


Рис. 74. Схема организации руководства проектом

разработке может составлять 2,5 года и более. Состав работников в процессе работы над проектом может быть различным.

Например, на предварительной проработке он может достигать до 350 человек, а на детальной — до 750 человек (компания «Боконор», Норвегия).

В проектировании широко используются средства автоматизации проекта, сети передачи проекта, хранения и обработки информации, головные и периферийные центры хранения и обработки информации с большими объемами оперативной памяти, набором оборудования (алфавитно-цифровые дисплеи, графопостроители и др.) Главные вычислительные центры связаны с другими информцентрами каналами связи. Весь процесс проектирования обеспечивается пакетом программ, информационно увязанных друг с другом. Это обеспечивает быструю корректировку или изменение программы на всех этапах разработки проекта.

Большое значение придается организации контроля за своевременной поставкой материалов и комплектующих изделий, основанной на применении вычислительной техники и привлечении специалистов-контролеров на всех площадках и в цехах изготовления узлов МСП. Для обеспечения высокой надежности МСП на всех стадиях прохождения проекта, включая изготовление узлов МСП, важное место придается организации контроля качества. Метод контроля качества на этапах проектирования обеспечивает соответствие проекта стандартам, надежности и безопасности эксплуатации МСП, удобствам обслуживания, выявлению и устранению ошибок и другим требованиям нормативно-технической документации, а также требованиям и рекомендациям контролирующих органов и классификационных обществ.

На море проектные работы по обустройству в большинстве случаев разделяют на несколько проектов с целью выполнения

проекта в установленный срок. Составляют главный график проекта, графики участков и сетевой график. Для управления проектом назначаются соответствующие службы. На рис. 74 в качестве примера приведена схема организации руководством проекта МСП.

Глава IX

ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЛАТФОРМ

А. ИЗГОТОВЛЕНИЕ МСП

§ 1. Организация изготовления МСП

Развитие работ по освоению морских и газовых месторождений потребовало ускоренного развития организации и технологии строительства МСП.

Строительство МСП состоит из трех этапов: изготовления, транспортировки и установки на месте эксплуатации МСП. Темпы развития организации и технологии строительства МСП тесно связаны с совершенствованием технологии изготовления, транспортировки и установки на месте эксплуатации МСП. Развитие технологии изготовления, общестроительных, гидротехнических и транспортных работ требует разработки соответствующих технических средств: специальных верфей, сухих доков, грузоподъемных, монтажных и транспортных средств, сваебойного оборудования и др.

Стационарные буровые и нефтепромысловые платформы представляют собой сложные крупногабаритные металлические или железобетонные конструкции, производство которых требует выполнения большого количества сложных технологических операций.

МСП изготавливают преимущественно трех типов:

конструкции типа пирамиды или прямоугольного параллелепипеда, состоящие из металлической сварной пространственной трубной конструкции;

конструкции башенного типа, состоящие из малого числа ног большого диаметра;

морские гравитационные платформы.

В последнее время начато производство полупогружных стационарных платформ с натяжными опорами и МСП типа упругих башен. Конструкции этих типов платформ изготавливают на специализированных базах или заводах-верфях, оборудованных механизмами, грузоподъемными кранами, кантователями, вращающимися кондукторами и другими необходимыми приспособлениями.

При изыскании места постройки площадки, завода-верфи учитывают:

глубину моря, необходимую для спуска платформы в море; течения, ветровые и волновые условия, которые необходимо принимать во внимание на последних стадиях постройки платформы;

размер площадки, определяемый объемом производства и типом изготавливаемых платформ;

местоположение площадки, завода относительно нефтяных и газовых месторождений, где предполагается установить платформы.

Большое внимание уделяется экономическим вопросам и охране окружающей среды, учитываются также и другие факторы.

В зависимости от конкретных условий (имеющихся вблизи производственных предприятий, которые бы могли быть подключены на кооперированную поставку отдельных изделий платформы), времени на организацию производства, а также других факторов строят заводы-верфи или комплексными, где изготавливают весь комплекс комплектующих платформу изделий, или ограничиваются строительством опорной части платформы. Верхнюю часть и модули с оборудованием поставляют одно или несколько специализированных предприятий по договору.

Завод-верфь состоит из основных и вспомогательных цехов, открытых площадок для сборки платформы, проходного морского канала, бассейна, защищенного дамбой от морских волн, причальной стенки, транспортных путей, систем распределения энергии, водоочистных и канализационных сооружений и других объектов.

В основных цехах изготавливают узлы МСП, производят сборку и сварку трубных узлов, а также выполняют другие технологические операции.

Вспомогательные цехи (механоремонтный, электроцех и др.) занимаются техническим обслуживанием и ремонтом оборудования, устройств и приспособлений.

Имеются цеховые и общезаводской склады, где складировются и хранятся все материалы и изделия, поступающие для комплектации платформы. Для управления производством имеются административно-бытовые помещения для размещения административного аппарата и технических служб, обеспечивающих нормальную работу предприятия.

§ 2. Технология изготовления платформ

На рис. 75 приведена примерная схема расположения основных и вспомогательных цехов и площадок, административных и бытовых помещений, а также технологическая последовательность изготовления МСП.

На складе материалов / стальные листы сорти-

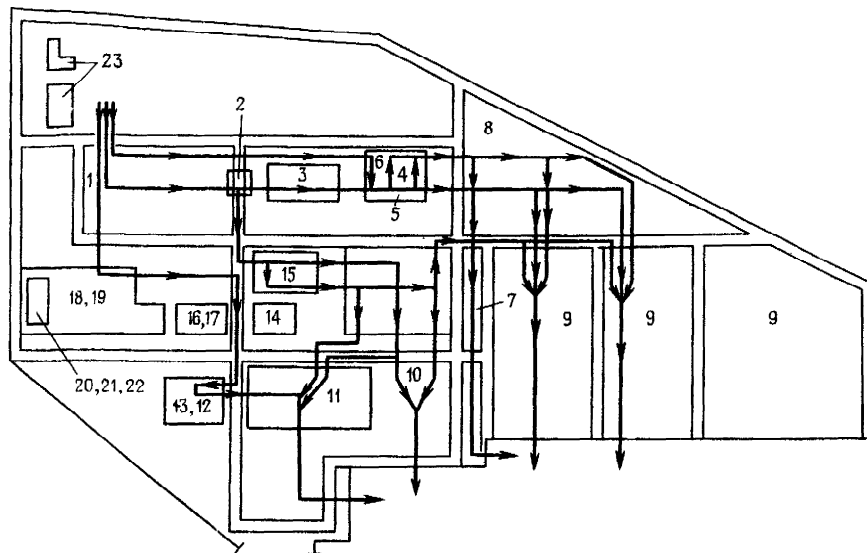


Рис. 75. Примерная схема расположения основных и вспомогательных цехов и площадок, административных и бытовых помещений, а также технологическая последовательность изготовления МСП

руются по толщине и маркируются. В целях предохранения материала от коррозии поверхность стальных листов обрабатывается и покрывается грунтовым слоем краски. Это сокращает объем работ на последующих этапах изготовления платформ, обеспечивает антикоррозионную защиту, улучшает дальнейшие операции гибки и другие технологические операции. Этот цех 2 оснащен автоматами для очистки, дробеструйной обработки и нанесения грунтового слоя краски. Все операции, включая транспортные, механизированы и автоматизированы. Если требуется правка листов, то перед очисткой и дробеструйной обработкой листы пропускают через правильный стан. После правки, обработки и покраски стальные листы возвращаются на складирование. Отсюда они поступают на гибку в вальцовочный цех 3 для изготовления трубных секций (длиной примерно до 3 м). В этом цехе производят продольную сварку трубных секций.

В цехе изготовления ветвей патрубков 4 осуществляют фигурную резку и изготавливают ветви патрубков.

Разделку кромок под сварку коротких трубных секций производят в цехе 5. Здесь эти трубные секции сваривают в длинномерные секции.

На участке 6 изготавливают трубные узлы массой примерно от 8 до 20 т. Направляющие трубы (кондукторы), длинномерные для свай секции опор блока и другие основные элементы конструкции изготавливают на участке 7.

Тяжелые трубные конструкции большого диаметра изготавливают на участке 15. Здесь же изготавливают узлы массой до 50 т. Участок оснащен аппаратами кислородно-ацетиленовой резки и крупными сварочными средствами, штамповочными прессами для штамповки всевозможных элементов с выпуклыми днищами и пр.

На участке 14 изготавливают легкие конструкции (трапы, ограждения и пр.). Здесь же расположена установка горячей оцинковки для обработки узлов, требующих защиты от коррозии (трапы, лееры, настилы, некоторые трубопроводы и другие детали).

На участке 11 производят сборку модулей из узлов в единую несущую конструкцию. Иногда тяжелое крупногабаритное оборудование устанавливают на пол модуля и только после этого производят обшивку боков и потолка. После изготовления каркаса модуля монтируют остальное технологическое или энергетическое оборудование, КИП и автоматику, выполняют обвязку коммуникаций, проводят все предусмотренные испытания и отделочные работы с тем, чтобы свести к минимуму операции достройки в море. Пролеты этого участка оснащают специальной оснасткой в зависимости от типа модуля, изготавливаемого на данном пролете.

Обычно масса модуля в большинстве случаев составляет около 800 т. Модули большей массы изготавливают редко, так как это требует создания транспортных средств большой грузоподъемности и затрудняет перемещение модуля и погрузку его на транспортную баржу. Поэтому транспортные устройства (приводные рольганги и пр.) и транспортные средства предусматривают грузоподъемностью 800 т. Предварительные заготовки трубопроводной арматуры (фланцы, фитинги, тройники и другие заготовки) изготавливают на участке 12. Здесь же изготавливают арматуру для обвязки коммуникаций и модулей. В цехе электрического оборудования 13 собирают электрические узлы и узлы КИП, подготавливая их к установке в море. Верхнее строение палуб монтируют на открытой площадке, специально оборудованной необходимыми технологическими устройствами 10.

Сборку опорной части МСП выполняют также на открытой площадке 9.

Дробеструйная обработка и окраска полуфабрикатов и готовых изделий производятся на закрытой площадке 8.

Тяжелые подъемно-транспортные операции выполняют на площадке 16, а транспортировку легкого оборудования производят транспортными средствами, расположенными на площадках 18, 19.

Завод располагает классом для обучения сварщиков 20, лабораторией 21, энергостанцией 22, включающей электрическую сеть, сети сжатого воздуха, пресной воды, пожарной воды, природного газа, пропана, дистанционной связи и др.

Цехи ремонта 17, главный склад, административно-бытовые помещения, столовые 23 располагают вначале технологического маршрута.

§ 3. Технология изготовления МСП за рубежом

Ниже приведено описание технологии изготовления МСП для Северного моря.

Металл и другие материалы поступают на склад. В общем объеме металла, поступившего на склад, большой удельный вес занимает толстолистовая сталь (толщина листа до 90—110 мм) — примерно 80—90% общей массы опорной части МСП. Сюда также поступает профильный прокат и незначительное число труб (5—10%).

Из склада металл поступает в цех дробеструйной обработки и окраски. В большинстве случаев эти процессы полуавтоматизированы и автоматизированы. Для изготовления трубчатых элементов диаметром до 600 мм применяют катаные трубы. Трубные элементы диаметром 700 мм и более изготавливают на заводе из толстолистовой стали. Узлы платформы обычно изготавливают в такой последовательности:

- изготовление трубных узлов;
- сборка и сварка трубных узлов в длинномерные секции;
- сборка опорной части платформы на открытой площадке или в сухом доке;

изготовление модулей верхнего строения платформы. Модули изготавливаются параллельно с производством узлов опорной части.

В зависимости от района применения и конструкции платформ в технологическом процессе имеются некоторые различия. Для платформ, предназначенных к работе в обычных условиях, все элементы пояса, подкосы, раскосы, опоры и другие узлы изготавливают в цехах, а узлы фасонных сопряжений собирают в пространственную конструкцию на открытой площадке.

Для платформ, предназначенных для работы преимущественно в северных условиях, где диаметры элементов достигают нескольких метров и толщина стенок более 60 мм, сварные узлы подвергают термообработке при температуре 800—900° С, а иногда и до 1050° С. Для обеспечения такой технологии в цехах предварительно изготавливают отдельные сварные узлы пространственной решетки платформы. Элементами этих сварных узлов служат конечные части (отрезки) стержней ферм, фасонные сопряжения которых сваркой соединяются в так называемую ветку патрубка (рис. 76). Для снятия внутренних напряжений и снижения водорода в швах применяют термообработку.

Процесс изготовления ветвей патрубков следующий. Вначале изготавливают цилиндр соответствующего диаметра, например 1371 мм, длиной 3,7 м из стали толщиной 41,3 мм. Лист стали вальцуется на вертикальной гибочной машине с усилием

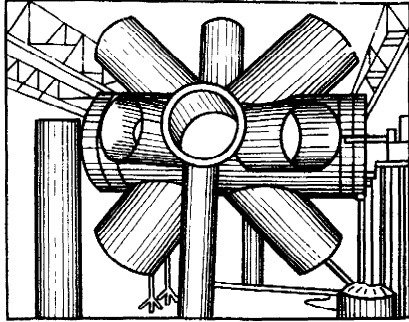


Рис. 76. Отдельный сварной узел (ветвь патрубков)

20 000 кН (длина листа 3,7 м, предел текучести $\sigma_t = 450$ МПа). Листы для патрубков под сварку шаблонируются, маркируются и профилируются на машине профильной фигурной резки, и затем эти листовые заготовки вальцуются на прессе. После этого к цилиндру диаметром 1371 мм привариваются заготовленные патрубки. Пространственное расположение этих патрубков относительно цилиндра соответствует расположению стержней пространственной решетки конструкции опорной части платформы. Перед и после сварки ветвь патрубков контролируется ультразвуком. Перед сваркой детали узла предварительно подогревают многопламенными пропановыми горелками до температуры 150°C . В целях снятия внутренних напряжений узел патрубков с толщиной стенки более 38 мм подогревают в специальных термопечах до температуры $580\text{--}600^\circ\text{C}$, а затем постепенно охлаждают.

После термообработки узел опять контролируется ультразвуком.

Толщина стенок ветвей патрубков немного больше, чем соединяющих их стержней решетки, а прочность металла этих патрубков выше прочности стержней решетки.

Цех оснащен соответствующим технологическим оборудованием: постаментами с установленными на них роликами, сварочным и газорезательным оборудованием, кранами, оборудованием для термообработки в целях снятия внутренних напряжений после сварки, а также необходимыми приспособлениями, контрольными инструментами и приборами контроля качества сварки и сборки.

Трубные узлы изготовляют в такой последовательности. Листовая сталь поступает в цех, где выполняют резку на заготовки и разделку кромок под сварку. Для разделки кромок применяют порталные газорезательные многорезаковые установки, обычно с программным управлением, которые оснащены несколькими газорезательными аппаратами, обеспечивающими обработку кромок нескольких листов одновременно.

Поставляемые металлургами стальные листы размером до $3,7 \times 13$ м и толщиной до 55 мм обеспечивают изготовление

обечаек трубных узлов больших диаметров с одним продольным швом. Края листов режутся под углом 30° , что обеспечивает после сворачивания листа в обечайку V-образную разделку кромок под углом 60° . Кромки обрабатываются высокооборотными шлифовальными машинами с абразивными армированными дисками или камнями. Вальцовка листов в обечайки производится без предварительного подогрева при небольших толщинах листа и соотношениях диаметра обечайки к толщине листа $D/\delta \geq 18$. При меньших соотношениях и толщине листа более 50 мм или стали с пределом текучести $\sigma_t = 500$ МПа (марки сталей А5376, А572) листы подогреваются до температуры $100\text{--}150^\circ\text{C}$, а при большей толщине — до 600°C .

Гибку листовых заготовок в обечайки производят на трехвалковых гибочных вальцах с асимметричным расположением нижних валков или на вальцах с вертикальным расположением нижних валков или на вальцах с вертикальным расположением центрального валка и с горизонтальным перемещающегося ползуна. Однако преимущество отдается вальцам с асимметричным расположением валков, поскольку в этом случае не требуется подгибка кромок заготовки. Усилие нажима валков или ползунов от 10 000 до 20 000 кН. Листовые заготовки толщиной до 90 мм вальцуют в холодном состоянии. Заготовки толщиной более 90 мм вальцуют в холодном состоянии. Заготовки толщиной более 90 мм перед вальцовкой предварительно нагревают до $800\text{--}900^\circ\text{C}$. Контроль геометрической формы обечаек производят деревянными шаблонами по наружному диаметру. Фактические колебания размеров зазоров в стыках и смещение кромок допускается не более 1—2 мм. Кроме листогибочных вальцов на заводах применяются гидравлические прессы с усилием до 20 000 кН для подгибки кромок заготовок обечаек и гибки конических переходов труб; прессы оснащены сменными матрицами и пуансонами для требуемого диаметра обечайки.

После вальцовки продольные кромки обечайки прихватываются сваркой в газовой среде и обечайки направляются на сварочные установки. На сварочных установках первый технологический шов выполняется в большинстве случаев полуавтоматом в газовой среде (например, аргон 65% и углекислый газ 35%). Затем внутренние и наружные швы варят в несколько проходов автоматом под флюсом. Для внутренних швов используется устройство со штангой. Иногда для наружного шва применяются двухдуговые автоматы, у которых первая дуга выполняется на постоянном токе, а вторая — на переменном. При этом обе дуги горят в одной ванне. Иногда наружные продольные швы выполняются электросваркой в газовой среде (аргон и углекислый газ). Кольцевые швы при стыковке обечаек разделяются под углом 25° и снаружи свариваются в газовой среде, а внутренние — автоматической сваркой под флюсом.

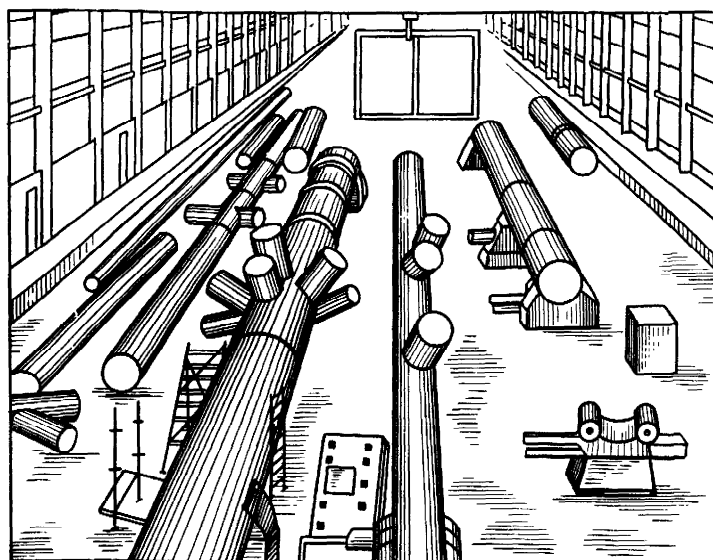


Рис. 77. Изготовление длинномеров в цехе

В ряде случаев, по требованию заказчика, корневые швы выполняют ручной сваркой специальными электродами, обеспечивающими получение шва с пониженным содержанием водорода (например, электроды LH7018 и E=6010). Электроды хранят в железных герметических коробках. Иногда во избежание прожога кромок продольный технологический шов выполняют не в нижнем положении, а шов трубы располагают в вертикальной плоскости, сбоку. Затем варят внутренний шов автоматом под флюсом и, наконец, трехдуговым автоматом под флюсом выполняют наружный шов.

При сварке применяется следящая система с фотокопиром. Иногда кольцевые швы внутри варятся полуавтоматами в газовой среде. При сварке на открытом воздухе при скорости ветра от 8 до 40 км/ч применяется порошковая проволока. Однако и в этом случае используют защитные от ветра палатки.

В некоторых случаях применяют несимметричную X-образную разделку кромок с наружным углом раскрытия 60° и внутренним — 70° . После технологического шва в несколько проходов выполняют внутренний шов и, наконец, наружный под флюсом. Сборку обечаек и ветвей патрубков (если они предусмотрены в конструкции) производят в цехе длинномеров. Сюда поступают секции труб, сваренные из обечаек длиной до 15 м. Если предусмотрено технологией, то эти трубные секции перед сборкой поступают в печь для снятия внутренних напряжений.

В цехе длинномеров (рис. 77) изготавливают длинномерные сборочные трубные узлы, опоры, пояса, подкосы, которые за-

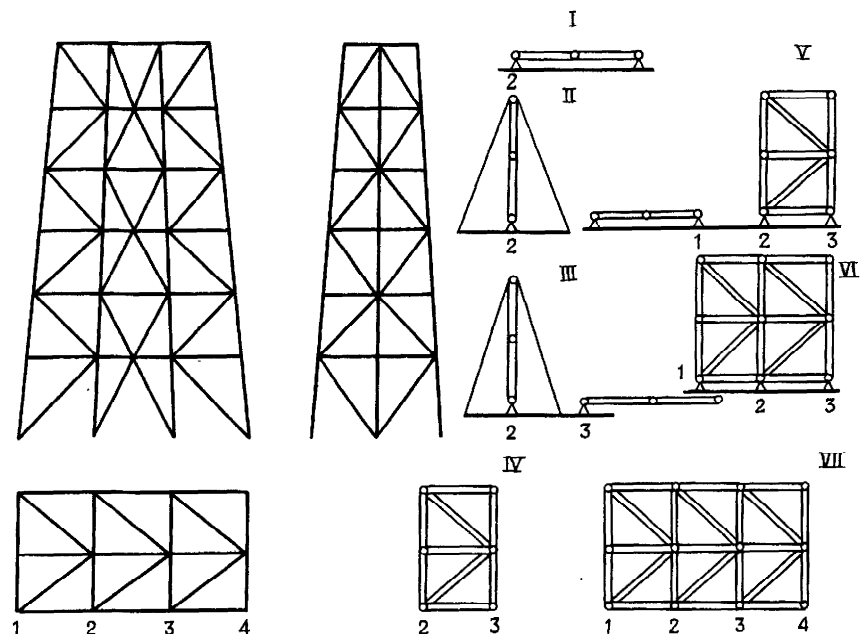


Рис. 78. Последовательность сборки опорной части МПС:

I — горизонтальная сборка 2-й панели, *II* — подъем 2-й панели в вертикальное положение и расчаливание, *III* — горизонтальная сборка 3-й панели, *IV* — подъем и соединение 3-й панели со 2-й, *V* — горизонтальная сборка 1-й панели, *VI* — подъем и соединение 1-й панели со 2-й, *VII* — подъем и соединение 4-й панели с 3-й

тем поступают на открытую площадку для сборки платформы. Для обеспечения плотного прилегания элемента конструкции к цилиндрическому поясу и равномерной разделки кромок под сварку по всему периметру применяют специальные газорезательные установки. На этих установках обеспечивается требуемая траектория кривой движения резака в зависимости от диаметра пояса, диаметра присоединяемого к нему элемента и угла наклона его к поясу. Движение резака задается кулисными механизмами, управленіем которыми осуществляется набором соответствующих эксцентриков, копиров, блока программного управления и прочих устройств.

На сборке перед сваркой применяют подогрев в месте расположения шва до $100\text{--}150^\circ\text{C}$ в течение 1—2 ч. Для наружного прогрева иногда применяют многопламенные газовые горелки. Для обеспечения медленного остывания шва используют защитные кожуха. Нагреватели нихромовых спиралей в керамических бусах, расположенные в гибких кожухах, крепятся изнутри магнитными скобками.

На рис. 78 в качестве примера приведена последовательность сборки моноблока. В начале на земле в горизонтальном положении изготовляют вторую плоскую ферму (панель), а затем с помощью кранов поднимают готовую ферму в вертикальное

положение и расчаливают. После этого аналогично второй изготавливают третью панель и поднимают в вертикальное положение с помощью кранов. Панели соединяют трубчатыми элементами, которые образуют с панелями пространственную конструкцию. Аналогично второй и третьей изготавливают первую и четвертую панели, поднимают их в вертикальное положение и соединяют их трубчатыми элементами с третьей и второй панелями.

После окончания сварочных работ проводится контроль сварных соединений, и готовый моноблок погружают на баржу или транспортируют на плаву на место установки.

При сборке в большинстве случаев обычно применяют гусеничные краны грузоподъемностью на крюке от 100 до 350 т и более с высотой подъема до 100 м.

Во время подъема все краны работают на постоянном вылете стрелы, при постоянно заданном усилии натяжения полиспастной системы. Поскольку стержни ферм непараллельны, то каждому крану задается своя скорость перемещения по горизонтали. Работой кранами управляют по радио. Площадки, где производится сборка, имеют гравийный настил большой толщины, примерно до 2,5 м, и асфальтовое покрытие до 250 мм с гравийной подсыпкой сверху. Такая подготовка площадки обусловлена большой массой моноблока и требованиями технологии сборки металлоконструкции.

В цехе изготовления свай и направляющих труб устья скважин производят стыковку трубных секций длиной до 12—15 м в трубные длинномеры по 80—100 м и более. Здесь также изготавливают длинномерные секции свай, протекторов, секций опор и других конструкций опорной части платформы. Обычно в районах с умеренным климатом эти изделия изготавливают на открытых площадках, но при этом устанавливают сборно-разборные ограждения и укрытия для защиты от метеорологических условий участка сварки.

Конструкции, включающие фермы и рамы платформы, металлоконструкции модулей изготавливают в цехе или на участке крупногабаритных конструкций массой до 50 т и более. В этом цехе из листовой стали производят различный сварной профиль для рам и ферм модулей. Этот цех оснащен газорезательным, сварочным и уникальным технологическим оборудованием. Все технологическое оборудование для комплектации модулей получают от ряда специализированных машиностроительных, судостроительных, приборостроительных и других фирм.

Леерные ограждения, трапы, кронштейны, малогабаритные узлы для сборки конструкций и другие мелкие сборочные детали изготавливают в цехе легких металлоконструкций. Здесь же производят оцинковку мелких узлов и деталей, требующих надежной защиты от коррозии. В зависимости от типа модуля (энергетический, буровой, подготовка нефти, компрессорный, насосный и т. п.) специализированы пролеты цеха. Ввиду больших

габаритов и массы модулей их транспортируют с помощью специальных транспортных средств, тележек грузоподъемностью 100—200 т каждая с гидравлической подушкой давлением 80 МПа.

Транспортировку производят четырьмя тягами (две спереди и две сзади). В отдельном цехе изготавливают модули бытовых и жилых помещений. В этом цехе в основном выполняют столярные, архитектурно-отделочные, вентиляционные работы, а также производят термоизоляцию помещений жилых модулей.

Изготовление трубопроводных узлов, включая тройники, фитинги, фланцы, переходники и т. п., производят в цехе трубопроводных узлов. Все эти узлы хранят здесь же, на складе, или направляют в цех модулей на сборку. На складе при цехе хранят также все покупные стандартные изделия и детали (двигатели, компрессоры, насосы, теплообменники, холодильники и т. п.).

Электрооборудование, электроаппаратура, КИП, узлы автоматики и другое аналогичное мелкое оборудование собираются в узлы, которые затем поступают в цех модулей на монтаж.

Монтаж верхнего строения платформы (палубы) выполняют на открытой площадке. Масса палубных узлов в большинстве случаев не превышает 700—1000 т. Эти узлы обычно собирают на земле, а затем с помощью грузоподъемных устройств поднимают для установки их на конструкцию палубы. Собранные узлы погружают на транспортную баржу и доставляют на место строительства стационарной платформы в море. На заводе имеется отдельное помещение, где производят пескоструйную или дробеструйную очистку, покраску и сушку полуфабрикатов и готовых изделий.

Элементы, находящиеся в зоне периодического смачивания, защищают обычно несколькими способами. После дробеструйной или пескоструйной обработки поверхностей элементов конструкции наносится многослойное (шесть-семь слоев) покрытие грунтовок и эмалей или наносится цементный раствор на эпоксидных смолах толщиной 6—8 мм. При этом толщина стенок элементов в зоне смачивания увеличивается до 12—18 мм по высоте до 5 м. Выполняется защитный кожух из листового монель-металла толщиной 2—3 мм, привариваемого снаружи к участку смачивания. Зона смачивания гуммируется.

§ 4. Технология изготовления железобетонных гравитационных морских стационарных платформ (ГМСП) за рубежом

Широкое применение в зарубежной практике ГМСП обусловлено некоторыми преимуществами по сравнению с металлическими стационарными платформами: доступностью и низкой стоимостью исходных материалов, использованием рабочей силы

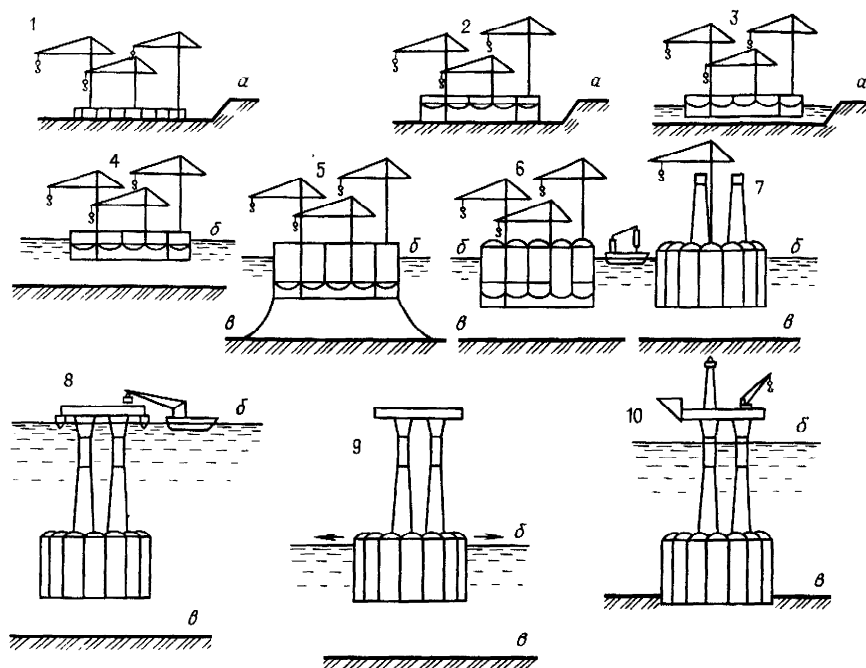


Рис. 79. Схема изготовления гравитационных платформ по методу «Кондип»:
 1 — изготовление юбок, 2 — строительство нижних крышек и первых метров стен ячеек передвижной опалубкой, 3 — сухой док заполнен водой, конструкция поднята за счет воздушной подушки под юбкой, 4 — выпуск воздуха после выхода из дока, 5 — продолжение строительства стен ячеек передвижной опалубкой, 6 — загрузка балластного песка и строительство верхних крышек; 7 — строительство опор передвижной опалубкой, 8 — монтаж стальных палуб МСП с оборудованием; 9 — буксировка на место установки, 10 — установка платформы на месторождении
 а — сухой док, б — уровень воды в море, в — морское дно

низкой квалификации, простотой изготовления, относительно простыми средствами механизации строительных работ и т. п. Вместе с тем строительство этих массивных сооружений потребовало решения ряда технологических задач, связанных с их изготовлением и транспортировкой по морю, а также установкой их на место эксплуатации в море.

Особенность их — строительство, транспортировка и установка на морском месторождении в вертикальном положении.

Весь технологический процесс строительства состоит из двух-трех стадий, и каждая стадия — из нескольких этапов.

Первая стадия — строительство в сухом доке. Эта стадия состоит из нескольких этапов и включает: строительство стальной юбки, установку внутренней и внешней скользящей опалубки, бетонирование нижних крышек (доннышек) и первых метров стенок ячеек (рис. 79). Иногда под конструкцией (под стальной юбкой) создают воздушную подушку. Это позволяет за счет создания дополнительной плавучести сократить на несколько метров глубину сухого дока. На данной стадии на

сооружение этой конструкции может быть затрачено несколько десятков тысяч кубометров бетона, например на платформу «Статфьорд В» массой более 125 тыс. т — 50 000 тыс. м³ бетона.

Вторая стадия — строительство на глубоководной стоянке (верфи).

Из сухого дока строящуюся конструкцию после затопления дока выводят тремя-четырьмя буксирами мощностью от 3676 до 7353 кВт, в зависимости от массы и формы конструкции. После вывода из дока из воздушных подушек выпускают воздух и на глубоководной площадке (верфи) конструкцию заякоривают тремя-четырьмя якорными цепями. Один конец цепи крепят к швартовочным плитам, встроенным в конструкцию, а второй — к швартовочным тумбам или лебедкам на берегу, или к якорям в дне моря. Натяжение цепей производят лебедками на берегу или натяжными баржами. Для заякоривания применяют цепи с гарантированным сопротивлением разрыву примерно 12 600 кН и удельным весом 3,3 кН/м. Общая длина одной цепи может доходить до 2000 м. После установки на якорь конструкции платформы и выпуска воздуха приступают к строительству стенок ячеек методом скользящих опалубок. После достижения определенной высоты сооружаемой конструкции заполнением ячеек водой конструкцию опускают, обеспечивая этим доступ стрел башенных кранов.

После окончания строительства стен ячеек строят куполообразные верхние крышки ячеек. Операция сооружения стенок ячеек непрерывна, трудоемка, сложна и требует в среднем до 1700 м³/сут бетона в течение 30 дней. Потребность рабочей силы из расчета четырехсменной работы составляет около 1200 человек. Затем балластным песком загружают ячейки и приступают к строительству опорных колонн также методом скользящей опалубки.

Одновременно со строительством ячеек монтируют оборудование в соответствии с проектом его расположения в конструкции. Более крупное оборудование устанавливается в опорных колоннах. После окончательного монтажа оборудования на опорных колоннах строятся переходные секции опор (насадки), на которые устанавливается верхнее строение платформы.

Наряду со строительством бетонной части платформы другим подрядчиком изготавливается верхнее строение, которое к этому времени готово и буксируется на место установки на бетонную часть платформы. Верхнее строение устанавливается на глубоководной стоянке или на другой площадке. Операция монтажа верхнего строения на опорные колонны производится с погружением конструкции в воду с таким расчетом, чтобы верхние концы опор выступали из воды на высоту 5—6 м. Затем поверх опор наводится верхнее строение, поддерживаемое двумя-тремя баржами. После установки верхнего строения удалением балласта с конструкции сооружение поднимают до тех пор, пока строение не поднимется с барж. Затем баржи

уходят, и сброс балласта продолжают, пока верхнее строение не поднимется над поверхностью воды на безопасную высоту, недостижимую волнами. После закрепления верхнего строения на опорной части платформу готовят к буксировке на место эксплуатации в море.

Б. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ НА МСП

§ 5. Монтаж оборудования в блоки (модули)

Блочный монтаж буровых и нефтепромысловых сооружений является не новым, и на суше он применяется более 30 лет. В последние годы этот метод также широко используется. Особенностью его в морском нефтепромысловом строительстве является применение более массивных и больших габаритов блоков (модулей), нежели на суше.

Широкое развитие модульное строительство в море получило в связи с тем, что в морских условиях стоимость строительства нефтепромысловых объектов обходится вкратно раз дороже (5—10 раз), а трудоемкость строительства и монтажа агрегатов непосредственно на месте работы платформы в море из-за большого объема строительно-монтажных работ погодных условий и других факторов очень высокая.

В зарубежной практике площадь стационарной платформы колеблется от 40 до 70 м². Габариты отдельных модулей могут изменяться от 20×8×5 до 50×20×10 м, и соответственно их масса может составлять 150—2500 т. Однако изготовление модулей большой массы усложняет их транспортно-погрузочные операции. Поэтому в большинстве случаев масса модулей составляет 500—800 т.

Монтажные площадки модулей

Исходя из массы и габаритов модулей, годового объема производства и других факторов, определяют размеры площадки по изготовлению и сборке модулей, оснащению ее погрузочно-транспортными средствами и другими видами оборудования и устройств технологической оснастки.

На площадке обычно предусматривают:

- цеха для изготовления и предварительной сборки;
- укрытия для сборки и монтажа оборудования;
- места сварки, службы контроля, испытания и пусконаладочных операций;
- цеха дробеструйной обработки и окраски;
- площадки окончательной сборки и погрузки с причала;
- крытые складские цеха и зоны;
- бассейн, обеспечивающий погрузку модулей на баржи либо другие транспортные средства или устройства.

Обычно монтажные площадки размещают на берегу судоходных рек или морей.

Главная сборочная площадка сооружается на металлической решетчатой системе с шагом решетки примерно 3 м. Стальные рельсы устанавливают на эту решетку ниже поверхности бетона, что обеспечивает направленное перемещение модулей вдоль или поперек площадки. На рельсы устанавливают монтажную раму, состоящую из 3-метровых секций. Стойки рамы опираются на решетчато-рельсовую систему. Опоры стоек монтажной рамы и рельсы имеют поверхность из низкофрикционных материалов, обеспечивающих легкое перемещение массивных модулей и других грузов с помощью дизельных буксиров. Требуемое усилие буксиров обычно составляет не более 10% от массы транспортируемого груза.

Для перемещения узлов сборок и комплектующего модуля оборудования площадка оснащается несколькими передвижными кранами на площадке грузоподъемностью примерно 100 т и баржевым краном грузоподъемностью 150 т.

Взаимное расположение модулей на монтажной площадке должно быть таким же, как на платформе. Это облегчает наладку и испытание модулей на площадке.

В целях обеспечения непрерывной работы при любых погодных условиях в рабочих зонах предусматривают передвижные укрытия и временные укрытия, в которых собирают модули, палубные секции, рамы и т. п.

Опорные башмаки крытых укрытий снабжены низкофрикционными материалами, обеспечивающими перемещение укрытий по сборочной площадке. Например, могут быть построены временные укрытия из сборно-разборных металлических каркасов, которые закрываются полиэтиленовыми листами.

Главную сборочную площадку оборудуют гидropневматической системой, включающей домкраты, каждый из которых может поднимать до 50 т. В зависимости от максимальной массы самого тяжелого модуля определяют количество гидродомкратов. На площадке установлено 50 гидродомкратов (фирма «Вильям Пресс»). Каждый домкрат имеет насос с приводом от воздушного двигателя. Информация от каждого домкрата через преобразователь давления передается на центральный пункт управления, где общая масса модуля показывается в тоннах и определяется положение центра тяжести модуля.

Кроме описанного оборудования, площадки оснащаются силовыми кабелями, осветительными проводами, передвижными ячейками, водопроводами, компрессорной установкой и другими устройствами и системами обеспечения технологического процесса строительства модулей.

Отгрузка модулей в большинстве случаев осуществляется двумя методами. Модули массой до 800 т транспортируют со сборочной площадки на транспортную баржу крановой баржей или двумя крановыми баржами. Если масса модуля большая и грузоподъем-

ные крановые средства не обеспечивают подъем модуля, то такой модуль погружают на баржу с помощью специальных транспортных средств — многоколесных тележек. Например, поддомкратенные к модулю тележки соединяют между собой, образуя непрерывную систему транспортных средств. Так, погрузка модуля генератора для платформы «Claymore» в Северном море массой 1800 т произведена с помощью четырех рядов тележек с общим числом колес 640 за 1 ч.

Тяжелые модули транспортируют также на специальных гусеничных тележках самоходного типа (фирма «Лампсон», США).

| | |
|-----------------------------|----------|
| Грузоподъемность тележек, т | 600—1400 |
| Длина гусениц, м | 7,1—9,1 |
| Ширина, м | |
| по краям гусениц | 6,4—9,14 |
| полотна гусеницы | 1,5 |
| Число гусениц | 2—4 |

Компоновка модулей

Размеры и количество модулей определяют числом скважин, количеством буровых установок, предусматриваемых бурением с данной платформы, ожидаемым дебитом скважин и другими факторами. Расположение модулей на платформе может быть одно- и двухъярусным и более. Установка их на платформе может производиться в один или два этапа.

Ниже в качестве примера приведены краткое описание модулей и их размещение на платформе.

Обычно на первом этапе основное назначение платформы — бурение скважин и обеспечение добычи нефти. На втором этапе, по окончании бурением куста скважин, буровое оборудование снимается с платформы и на его место устанавливаются дополнительные технологические установками, включающими: установки для подготовки и утилизации газа, сжигаемого на первой стадии на факеле, установки подготовки и закачки воды в пласт, установку для капитального ремонта скважин, оборудование газлифта и др.

На рис. 80 приведена схема компоновки модулей на платформе для бурения 24 скважин в морях умеренной климатической зоны.

Передвижные площадки устанавливаются на опорную раму, которая смонтирована на опорной части моноблока платформы. Порталы размещаются на подвижных площадках. Здесь же установлены оснащенные буровые вышки и буровое оборудование.

Продольное и поперечное перемещение каждой буровой установки для бурения новой скважины производят гидроцилиндрами, встроенными в опорной раме. На верхнем уровне каждой рабочей площадки установлены буровая лебедка, ротор и другое оборудование. На нижнем уровне рабочей площадки размещают емкость бурового раствора с виброситами, пескоотделителями, илоотделителями, дегазаторами и др. Здесь же размещено противовыбросовое оборудование, грузоподъемные устройства, гидравлические

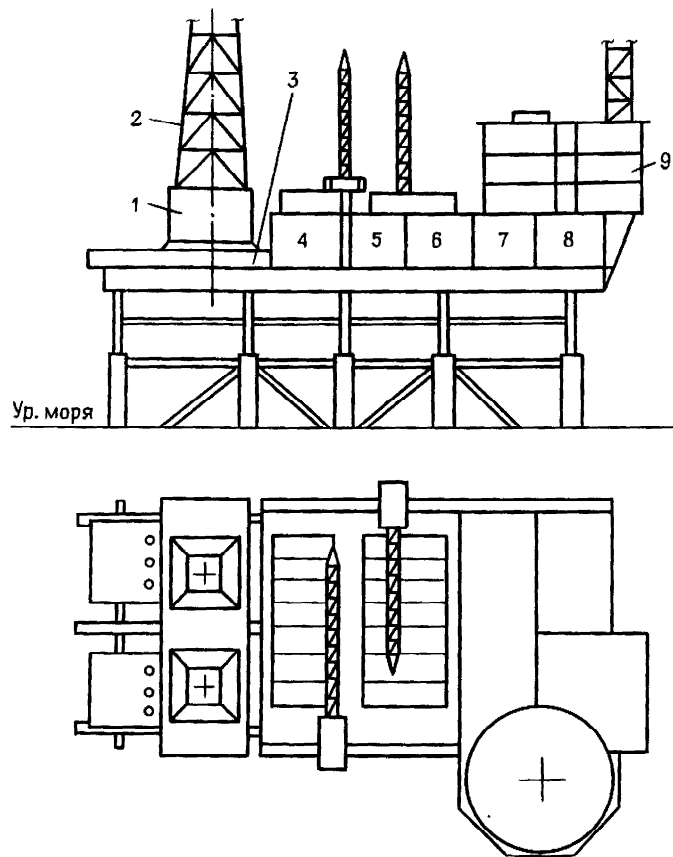


Рис. 80. Схема компоновки модулей на МСП для бурения 24 скважин:

1, 2 — модули подвышечного основания и вышки, 3 — рама, 4 — модуль буровых насосов и циркуляционной системы, 5 — модуль бункеров; 6 — модуль емкостей технической, питьевой, забортной воды и топлива, 7 — модуль вспомогательного оборудования, 8 — модуль энергетического оборудования, 9 — модуль жилых и культурно-бытовых помещений

системы управления превенторами и др. Остальные модули устанавливаются, как показано на рис. 80.

Монтаж оборудования в модулях (см. рис. 80)

В модуле 4 (рис. 81) размещены на каждую буровую установку по два буровых насоса 3, рабочая емкость бурового раствора на 100 м^3 , две запасные емкости бурового раствора по 130 м^3 , три центробежные насосные установки для питания буровых насосов, и перекачивания и перемешивания бурового раствора. В модуле также установлены комплект оборудования для цементирования скважины, включающий два насоса с приводами, центробежные насосы для перемешивания раствора, смесительную емкость, быстросборные узлы обвязки и др. В модуле 5 (рис. 82) показано

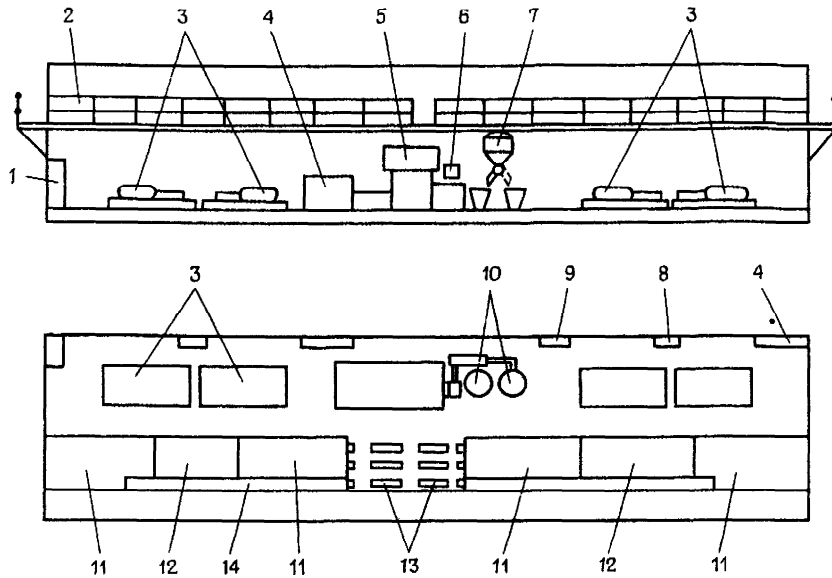


Рис. 81. Схема модуля буровых насосов и циркуляционной системы:

1 — шкаф вентиляции, 2 — ограждение площадки склада сыпучих материалов, 3 — буровые насосы, 4 — щит мнемосхемы, 5 — установка центрирования, 6 — ящик управления; 7 — загрузочный бункер, 8 — электроцит, 9 — электроцит освещения, 10 — смесительные воронки, 11 — резервные емкости бурового раствора, 12 — рабочие емкости бурового раствора, 13 — центробежные насосы, 14 — желоб

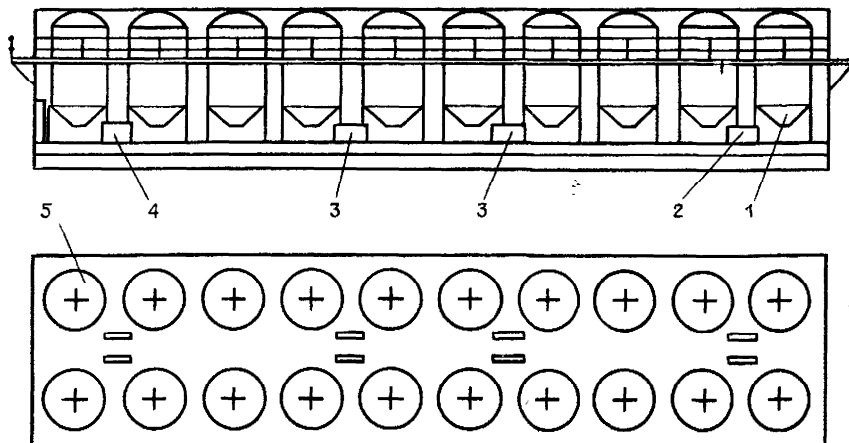


Рис. 82. Схема модуля бункеров:

1 — 10 бункеров, 2, 3, 4 — электроциты, 5 — 10 бункеров бентонита

Рис. 83. Модуль емкостей технической, питьевой, забортной воды и топлива:

1 — емкость топлива, 2 — центрифуги, 3 — центробежные насосы, 4 — аварийный насос, 5 — емкость питьевой воды, 6 — емкость технической воды, 7 — емкость забортной воды, 8 — шкаф электроосвещения; 9 — шкаф вентиляции, 10 — маслоснабжатели, 11 — топливный насос

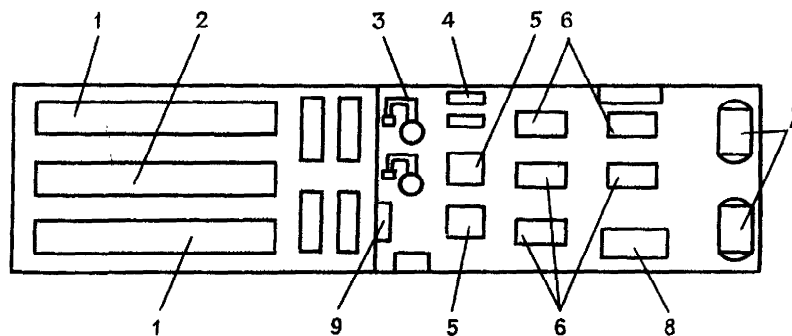
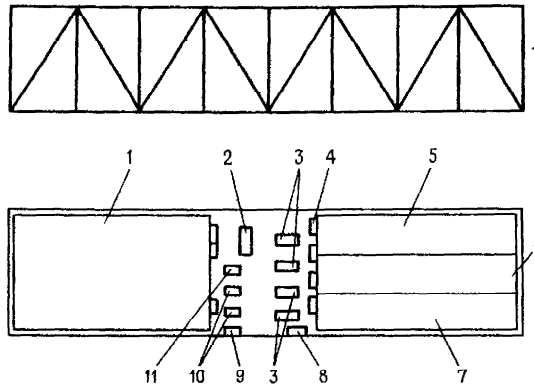


Рис. 84. Схема модуля вспомогательного оборудования:

1 — преобразователи, 2 — вспомогательные щиты, 3 — котлы, 4 — ящики, 5 — водогенераторы, 6 — компрессоры, 7 — ящики, 8 — воздухоосушка; 9 — установка водоподготовки

расположение 20 бункеров вместимостью по 50 м^3 для хранения барита, бентонита и цемента.

Над смесителями размещают две емкости для загрузки барита и бентонита, а под смесителями — одну емкость для приема цемента. Бункеры оснащены системой контроля уровня материала в емкости. Бункеры, механизмы для транспорта материалов, запорная и регулирующая арматура обвязаны в единую схему и обеспечивают механизированную подачу материала и раствора в соответствии с требованиями технологии производства работ.

На рис. 83 показана общая компоновка модуля 6 емкостей питьевой, технической и забортной воды и топлива. В помещении моду-

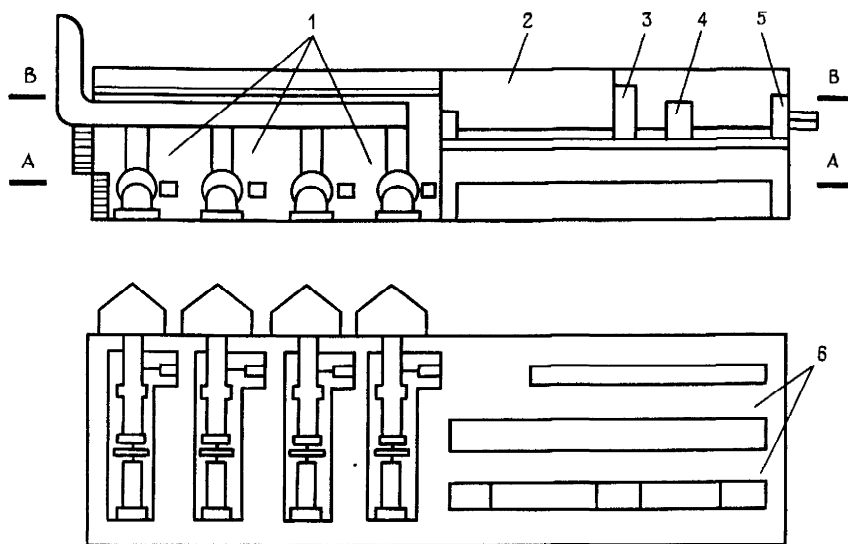


Рис. 85. Схема модуля энергетического оборудования:

1 — силовая установка (газовые турбины или дизели и электрогенераторы), 2 — ЦПУ, 3 — аварийный распределительный щит, 4 — аварийный дизель, 5 — емкость, 6 — помещение электрораспределительной аппаратуры и управления

ля установлены насосы для перекачки топлива, воды, масла и системы их обвязки. Система обеспечивает подачу и перекачку ГСМ и воды.

В модуле 7 вспомогательного оборудования (рис. 84) размещены: в правой части компрессоры для подачи сжатого воздуха, установка осушки воздуха, установка опреснения морской воды, котлы и др.; в левой части — преобразователи, щиты и трансформаторы и др. На нижнем этаже модуля расположены шкафы управления силовых установок. На первом этапе разработки месторождения энергоустановка — модуль 8 (рис. 85) — обеспечивает электроэнергией: главные механизмы бурового оборудования и оборудования добычи, цементирования скважины, а также производство вспомогательных работ и систему освещения. На втором этапе разработки энергоустановка обеспечивает энергией технологическое оборудование добычи, капитального ремонта, подготовки газа, подготовки и закачки воды в пласт и др.

Обычно электроприводы главных механизмов (лебедки, роторы, буровые насосы и др.) питаются постоянным током, подаваемым от тиристорных преобразователей. Приводы вспомогательных механизмов питаются переменным током, поступающим от общих шин, минуя тиристорные преобразователи.

Для получения энергии требуемого напряжения в модуле 8 (рис. 85) установлены трансформаторы соответствующего напряжения и мощности. Например, напряжением на 600 В, питающие головные механизмы, и 380 В — вспомогательные.

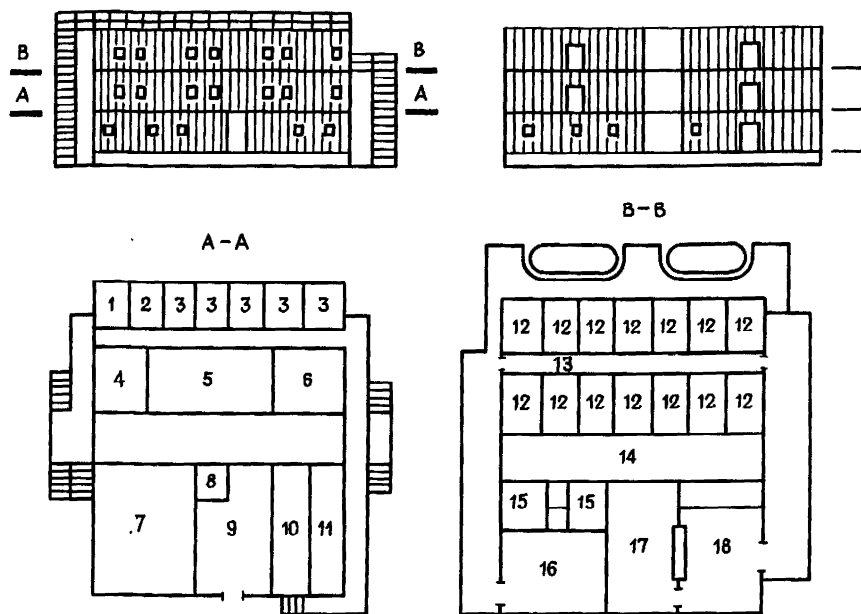


Рис. 86. Схема модуля жилых и культурно-бытовых помещений:
 1 — санузел, 2 — контора, 3 — жилье, 4 — машинное отделение, 5 — комната отдыха, 6 — зал совещаний, 7 — гардеробная и санузел; 8 — кафетерий, 9 — техническое помещение, 10 — прачечная, 11 — амбулатория, 12 — жилье, 13, 14 — коридор, 15 — холодильник, 16 — кладовая, 17 — кухня, 18 — столовая

От щита напряжением 380 В отходят кабели к местным щитам управления вспомогательными механизмами, установленными в соответствующих модулях. От этого щита питается распределительный щит напряжением 220 В через трансформатор 380/220 В. Аварийная сеть напряжением 380 В в случае выхода из строя головной станции питает жизненно важные узлы и механизмы платформы (пожарные насосы, установки приводов превенторов радиоустановки, установку по зарядке аккумуляторных батарей, телефонные сети, пускатели аварийного электрогенератора, сети тревоги, управления и регулировки, аварийный щит освещения, морской сигнализации, вспомогательные пусковые устройства главного привода).

Аварийная электроустановка должна находиться в состоянии постоянной готовности (на подогреве), чтобы в случае аварии обесточивание главной сети было кратковременным. Управление энергетической установкой полностью автоматизировано и производится от главного центрального пульта управления (ЦПУ), а также с местных пультов — при бурении: от двух щитов управления, расположенных на буровых (рабочих) площадках. Главный ЦПУ обеспечивает полный контроль работы механизмов, машин и систем на платформе.

На модулях 4—8 предусматривают также принудительную вентиляцию (жилье, радиорубка, лаборатория буровых растворов,

столовая, бытовые помещения, санузлы, и т. п.). Они оборудованы системой кондиционирования воздуха. Предусмотрены также системы отопления горячим воздухом и электрорадиаторами.

В модуле 9 (рис. 86) размещены жилые помещения и службы. На первом этаже расположены гардеробная, санузлы, кафетерий, техническая служба, машинное помещение, комната отдыха, зал совещания, четыре однокочные комнаты; на втором — кладовая, холодильник, камбуз, столовые, каюты и на третьем — каюты.

Вертолетная палуба (площадка) предназначена для приема вертолета. На площадке предусмотрена противоскользящая облицовка, предохранительная сетка, световая сигнализация и противопожарная защита.

Примерная технологическая схема добычи и подготовки нефти и газа на МСП

Комплекс технологического оборудования, размещенный в модулях, установленных на II стадии на платформе (см. рис. 80), обеспечивает работу по добыче нефти по следующей технологической схеме (рис. 87).

Продукция, извлекаемая из скважин через устьевую арматуру 1, поступает в манифольд 2, состоящий из четырех распределительных линий: двух технологических 3, линии низкого давления 4 и линии испытания и очистки скважины 5. Устьевая арматура включает колонную головку, на которой установлена фонтанная арматура. Обвязка выполняется так, чтобы каждая скважина была соединена с одной из указанных линий 3, 4, 5. Конец линии низкого давления а соединяется с трубопроводом б с пониженным дав-

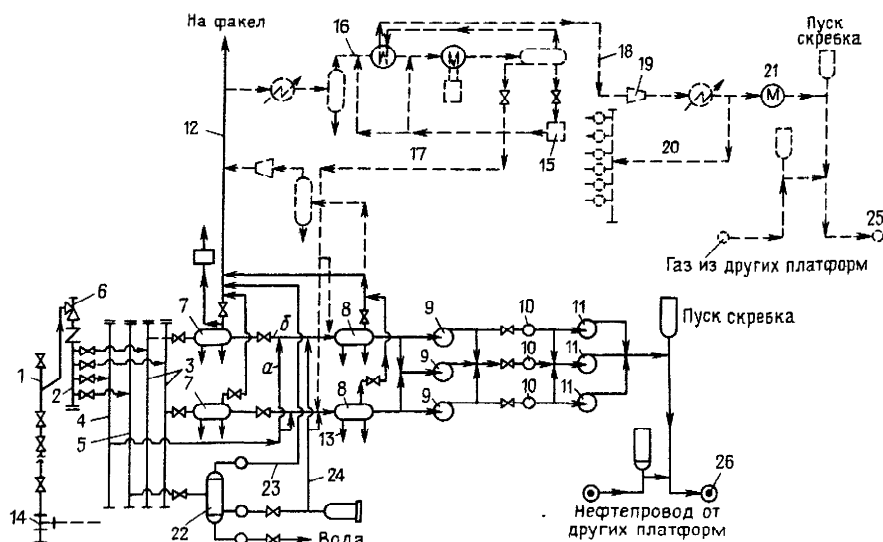


Рис. 87. Примерная технологическая схема добычи и подготовки нефти и газа

лением, отходящим от главной линии после первой ступени сепарации.

Поступление продукции из каждой скважины регулируется задвижкой 6. От технологических линий 3 продукция поступает на первую 7 и вторую 8 ступени сепарации. Давление первой ступени сепарации составляет примерно 2 МПа и второй — 0,6 МПа. Продукция от линии испытания 5 поступает на сепаратор испытания и очистки 22. Сепаратор оснащен приборами и устройствами, позволяющими определить количество поступающей нефти, воды и газа в поступающей из скважины продукции. Газ из этого сепаратора направляется в газопровод 23 и сжигается на факеле, а нефть по трубопроводу 24 поступает на вторую ступень сепарации. Жидкости, выделенные на сепараторе 22 в процессе испытания скважины, могут быть также направлены на факел для сжигания.

Нефть после второй ступени сепарации, пройдя насосы низкого давления 9, счетчики 10, напорными насосами 11 подается в нефтепровод 26.

На первом этапе эксплуатации платформы газ после первой и второй ступеней сепарации подается по газопроводу 12 на факел для сжигания, а скважинная вода не отделяется от нефти, а вместе с ней поступает в нефтепровод. Песок, собранный в сепараторах, отводится по трубопроводу 13 в дренажную систему.

На втором этапе эксплуатации платформы после монтажа дополнительных технологических установок (по рекуперации газа, оборудования газлифта, по подготовке и закачке воды в пласт и другого оборудования) выполняется их обвязка в общей технологической схеме (на рис. 87 показано пунктиром). На этом этапе число скважин, предусмотренное проектом, оборудуется газлифтом. Для подключения линии газлифта на манифольде 1 предусмотрен тройник 14.

Газ от первой и второй ступеней и сепаратора испытания и очистки сжимается до давления 2 МПа и перед окончательной компрессией охлаждается до -5°C для того, чтобы точку росы довести до требуемого значения. Для предотвращения образования гидрата предусматривается ввод гликоля в систему охлаждения газа. Гликоль после поглощения воды отделяется, регенерируясь на установке 15, и подается обратно в газопровод 16. Конденсат, выделенный во время компрессии, по трубопроводу 17 поступает на вторую ступень сепарации. Осушенный (стабилизированный) газ по газопроводу 18 подается в компрессор 19, где сжимается от 0,5 до 8 МПа, и после охлаждения через счетчик направляется в газопровод 25.

Часть газа по газопроводу 20 направляется на газлифт, а часть через счетчик 21 в газопровод 25.

На платформе предусматривают оборудование для закачки пластовой и обработанной воды в пласт, а также обработанной морской воды. На платформе имеются также системы электрического и парового обогрева, промывки песка, системы по очистке загрязненной воды и другие вспомогательные системы.

§ 6. Монтаж блоков (модулей) на платформе за рубежом

В целях установления минимально допустимых размеров верхней части опорного блока и верхнего строения, снижения стоимости и возможности переброски с одной платформы на другую в зарубежной практике (США) стандартизированы габариты модулей (спецификация 2E), которые утверждены Комитетом стандартизации морских сооружений и содержат рекомендации о допустимых нагрузках, действующих как на буровую установку, так и на платформу. Эти нагрузки рекомендуется заранее учитывать для окончательной комплектации платформы. В спецификациях указаны размеры и схемы размещения оборудования в блоках, обеспечивающие рациональное его размещение и монтаж на платформах минимальных габаритов в плане.

Имея данные о платформе, проектировщики могут компоновать оборудование так, чтобы выполнить требования подрядчика в целях снижения стоимости работ на месте строительства в море. Варианты блоков (размещение оборудования для 12 скважин в три ряда, для 24 скважин, для 12 скважин в два ряда, для 18 скважин) с различным расположением модулей приводятся в API RP 2G. Стандартные габариты модулей соответствуют большинству конструкций оснований и позволяют размещение комплекса технологического и энергетического оборудования и вспомогательных систем.

Все модули, изготовленные в соответствии со спецификацией API RP 2G, имеют таблицу с указанием фирмы-изготовителя, названия блока, размеров, массы и монограммы API.

В целях нормальных деловых отношений фирма-поставщик и фирма-заказчик представляют друг другу рекомендуемую API информацию. Эта информация со стороны фирмы-заказчика включает представление поставщику плана палубы платформы, расположение и прочность элементов и ферм, свободную площадь, расстояние скважин, расположение люков между палубами, опорных точек, способных выдержать тяжелый груз, расположение шурфа под квадрат, а также другие данные, необходимые поставщику для «привязки» модулей к платформе. Поставщик представляет заказчику габариты и массу модулей, расположение опорных точек конструкции, минимальный зазор между блоками, распределенную и сконцентрированную массу блоков, мостки, крепление блока буровой лебедки и другие необходимые данные.

§ 7. Монтаж нефтепромыслового оборудования на МСП за рубежом

На основании накопленного опыта по монтажу и эксплуатации нефтепромыслового оборудования на стационарных платформах API разработаны практические рекомендации по монтажу эксплуатационного оборудования на морских стационарных платфор-

мах. В соответствии с рекомендациями определяют оптимальную компоновку оборудования с учетом его безопасности размещения, предотвращения загрязнения окружающей среды, эффективной эксплуатации, удобства обслуживания и т. п. В связи с повышенной плотностью размещения оборудования на морских платформах первостепенное значение придается Рекомендациям по применению ряда защитных мероприятий противопожарной защиты и безопасным методам эксплуатации. При этом при проектировании размещения, монтажа и эксплуатации оборудования в Рекомендациях перечислены основные правила и предписания.

Эти правила и предписания включают свод федеральных предписаний, правила и предписания Морской пограничной службы США, закон по охране труда и здравоохранению, предписания ведомства охраны окружающей среды, промышленные нормы и стандарты.

Нефтепромысловое оборудование рекомендуется компоновать в соответствии с шестью группами.

1. Оборудование устья скважины, штуцерные манифольды, коллекторы (тип Ф).

2. Беспламенное оборудование, включающее сепараторы, отстойники, улавливатели скребков, теплообменники, оборудование подготовки воды, небольшие нефтяные емкости и т. п. (тип Ф).

3. Нефтяные емкости (тип Ф).

4. Оборудование пламенного подогрева, водообработки, средства содействия навигации (тип И).

5. Компрессоры, насосы, электрические генераторы, подъемное оборудование, оборудование по автоматической откачке нефти (тип И).

6. Жилые помещения, удаление стоков, пожарозащитные здания, водоопреснители и т. п. (тип И).

В перечисленные группы соответственно их нумерации может быть включено также следующее оборудование.

1. Подъемное оборудование (тип А).

2. Штуцерное оборудование (Ф), коллекторы (Ф), подъемное оборудование (А), пожарное (И), воздушные компрессоры (А).

3. Улавливатели скребков (Ф), оборудование для водообработки, газовая станция (Ф), подъемное оборудование (А), оборудование автоматической откачки нефти (А), насосы (А), пожарное оборудование.

4. Отстойники (Ф), противопожарное (И), подогреватели (И), подъемное оборудование (А или В).

5. Средства содействия навигации, водоподогреватели, противопожарные средства, улавливатели скребков (И).

6. Подъемное оборудование (А или В), средства содействия навигации, генераторы.

Примечание. Ф — источник топлива, И — источник возгорания, А — оборудование с ручным, гидравлическим приводом или с приводом от взрывозащищенного электродвигателя, В — с приводом ДВС или электродвигателя.

При проектировании эксплуатационных платформ особые трудности вызывают определение и размещение оборудования по подготовке нефти и газа. Поэтому в связи с этими трудностями иногда на платформах ограничиваются сбросом свободной воды, а основную продукцию скважин с остаточной водой транспортируют на берег (если месторождение близко от берега). Если месторождение далеко от берега, то подготовку нефти производят на эксплуатационной платформе. Выбор технологического процесса подготовки и соответствующего оборудования зависит от многих факторов и конкретных условий разрабатываемого месторождения.

Важнейшее требование при проектировании — обеспечение безопасности обслуживающего персонала. Там, где это возможно, предусматривается обязательно два маршрута эвакуации персонала в противоположных направлениях. В закрытых помещениях, где имеется источник топлива, предусматриваются два выхода в безопасную зону. Подробные требования безопасности по спасению персонала, к ограждению открытых площадок, спасательному и другому оборудованию даются в правилах и предписаниях соответствующих служб.

При проектировании жилья и систем коммунально-бытового обслуживания учитывают число и тип скважин, оборудование по подготовке нефти и газа, удаленность от берега, объем добычи нефти, число персонала на платформе, систему противопожарной защиты, характер системы управления и источник электроэнергии и др.

Вентиляция помещений обеспечивается в соответствии с существующими правилами и предписаниями, а также практическими рекомендациями API RP500A и др. В закрытых помещениях, где расположено оборудование, характеризующееся как источник возгорания, предусматривается избыточное давление. Устройство для забора воздуха располагается в зоне, исключающей попадание углеводородов. Закрытые помещения, где размещено оборудование по добыче, подготовке и транспорту нефти и газа, оборудование для перегонки углеводородов (подготовки), вентилируются с помощью вытяжной системы, обеспечивающей удаление просачивающихся углеводородов. Площадки под оборудование в открытых помещениях располагают так, чтобы они находились под действием естественной вентиляции — ветра и конвективных потоков. Устье скважины должно быть открыто хотя бы с двух сторон сооружения.

Открытые и закрытые площадки с повышенной степенью опасности рекомендуется оснащать системой опрыскивания водой не менее 0,25 г/м на квадратный фут площади (0,093 м²). Там, где скважины автоматически останавливаются при возникновении пожара, орошения водой не требуется.

Оборудование для борьбы с огнем размещается так, чтобы имелась возможность приблизиться к огню с двух сторон. Для приведения в действие автоматического пожаротушения пре-

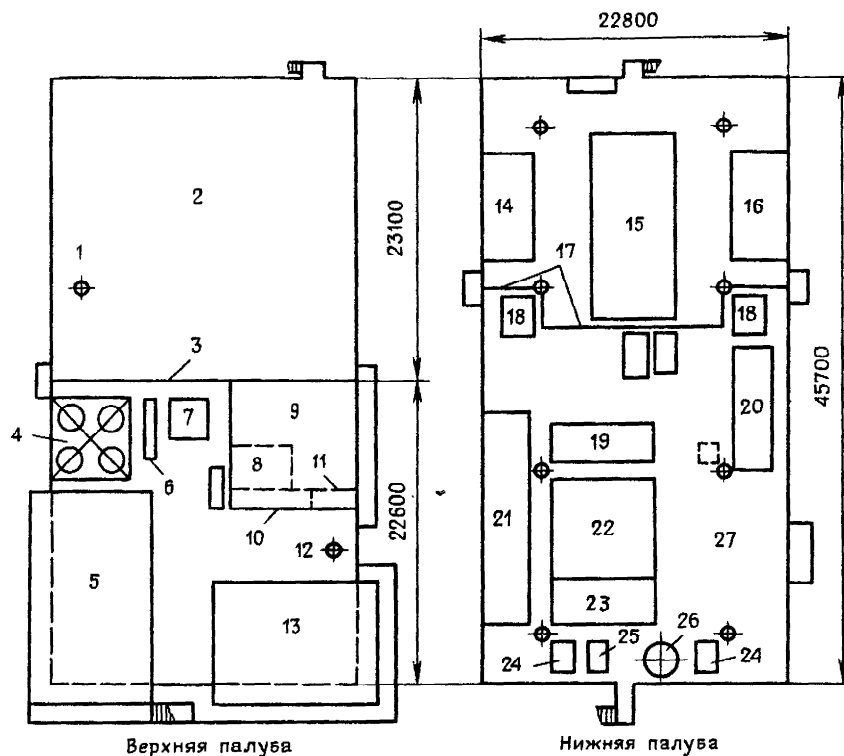


Рис. 88. Типовое размещение нефтепромыслового оборудования на двухпалубной платформе

дусматриваются пожарная сигнализация, комбинированные системы, реагирующие на изменение температуры или скорость ее повышения.

Для защиты обслуживающего персонала, предотвращения ущерба экологической среде и защиты оборудования предусматривается система аварийного отключения. Испытания этой системы проводятся периодически по специальной методике. Особое значение придается предохранению окружающей среды от загрязнения, для чего на платформе предусматривается целый комплекс оборудования. Предусматриваются системы сбора и удаления токсичных и других отходов пролитой нефти и т. п. Все площадки, где имеется источник утечки нефти, топлива и химических реагентов, проектируются непроницаемыми с уклоном пола к одному сборнику. Токсичные отходы нейтрализуются и сбрасываются в море.

Большое значение при проектировании придается профилактическому обслуживанию оборудования и защите его от коррозии. Предусматриваются мероприятия по снижению коррозии путем выбора мест размещения ответвлений, тройников, сужений

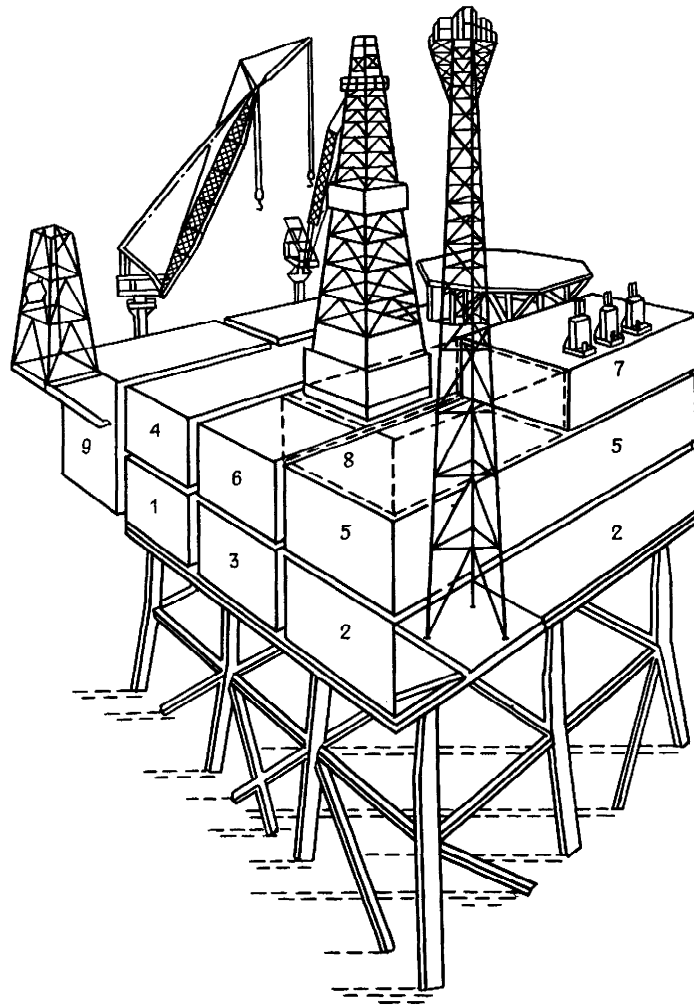


Рис. 89. Схема расположения модулей на платформе:

1 — различное вспомогательное оборудование и приспособления, 2 — электрораспределительное устройство, 3 — устьевое оборудование, 4 — буровые и вспомогательные насосы, система очистки буровых растворов, 5 — бункеры и емкости для хранения сыпучих материалов, 6 — емкости для хранения цемента, дизельного топлива и воды, 7 - оборудование подготовки и транспорта нефти, 8 — оборудование по очистке газа, 9 — дизель-генераторная установка

потока (уменьшением радиуса), мест впрыскивания ингибиторов, взятия проб, катодной защиты, неразрушающих методов контроля. Определяются методы надежных защитных покрытий, катодной защиты и т. п.

Средства транспорта и причалы для судов располагаются с учетом преобладающих метеорологических и океанографических условий (относительно преобладающих ветров, волн и течений). Складированные трубы, натяжные тросы, стрелы кранов,

антенны располагаются так, чтобы не мешать путям подхода и отлета вертолетов. На рис. 88 показано типовое размещение нефтепромыслового оборудования на двухпалубной платформе по добыче нефти.

На верхней (главной) палубе установлен кран 1, предусмотрено место для размещения установки для капитального ремонта скважины 2, расположены сепараторы 4, компрессорная станция 5, смонтированная на двух палубах: в нижней — компрессоры, а в верхней части — холодильники, подогреватели гликоля, факельный скруббер 6, газовый контактор 7, емкости для нефти 9, отсепарированной нефти 8 и воды 10, масел 11, поворотный кран 12. В правом нижнем углу размещается трехэтажное помещение 13, на нижнем этаже которого установлены электрогенераторы, оборудование водоподготовки, а на среднем и верхнем этажах — жилые помещения. Помещения разграничены противопожарной стеной (брандмауэром) 3.

На нижней палубе расположены манифольды 14, 16, устьевая площадка 15, противопожарная стенка 17, сепаратор 18, газораспределительная станция 20, блок автоматической откачки нефти 19 (ЛАКТ), трубопроводные насосы 22, площадка ловушки для скребков 23, оборудование подготовки нефти 21, пожарный насос 24, оборудование для обработки сточных вод 25, рабочая площадка и мастерские 27, емкость для питьевой воды 26 и устройство управления подводным устьевым оборудованием.

Дальнейшее свое развитие монтаж модулями получил при освоении нефтегазовых месторождений Северного моря. На рис. 89 показана схема расположения модулей на платформе, предназначенная для бурения и эксплуатации скважин.

§ 8. Монтаж противовыбросового оборудования при работе в агрессивной среде

Технологическое оборудование на буровой размещают с учетом господствующего направления ветра, схемы буровой установки с таким расчетом, чтобы использовать преимущества преобладающих ветров и обеспечить наилучшее движение воздуха. Размещение оборудования выбирают такое, чтобы ветер дул через буровую в направлении к запасной емкости. Сведения по направлению ветров являются основой размещения защитных укрытий для работающего персонала.

Противовыбросовое оборудование изготавливается из материалов, которые противостоят коррозии в условиях агрессивных сред (H_2S и CO_2). При этом заказчику представляется документация, свидетельствующая о пригодности оборудования для эксплуатации в условиях наличия H_2S .

В зарубежной практике схемы расположения оборудования могут быть выполнены в двух вариантах: для моря и суши. Второй вариант схемы (рис. 90) применяется на буровых плат-

На буровой предусматриваются маршруты выхода рабочих из опасной зоны. В этих местах размещают дополнительные воздуходувки и вентиляторы. Линии, отводящие газ для сжигания на факеле, устанавливают следующим образом: одну перпендикулярно и вторую параллельно преобладающему направлению ветра, если это возможно. Как исключение, на буровом судне эти линии размещают на носу или корме судна. После окончания монтажа эти линии проверяют на газопроницаемость. На установках дистанционного управления противовыбросовым оборудованием на случай выхода из строя основного источника энергии или воздуха предусматривают дополнительный источник энергии. В скважинах, где существует особая опасность появления H_2S , в направлении господствующих ветров устанавливается вспомогательная линия подвода бурового раствора для глушения скважины. Диаметр линии не менее 65 мм.

Монтаж коммуникаций выполняют на разъемных соединениях. Для обнаружения H_2S монтируют автоматические приборы, сочетающие системы звуковых и визуальных сигналов. Автоматические приборы для обнаружения H_2S имеют зонды, установленные над вибрационными ситами и в других местах, где возможно выделение H_2S . В дополнение к автоматическому прибору по обнаружению H_2S устанавливают несколько детекторов с ручным управлением и комплектом детекторных труб. Для проверки уровня сернистого газа детектор размещают в районе факела для сжигания газа, содержащего H_2S .

На каждой буровой имеется система для обнаружения и контроля за концентрацией сероводорода. Эта система приводит в действие звуковые и показывающие аварийные сигналы до того, как концентрация H_2S превысит предельно допустимые значения (10 частей на миллион в воздухе). Оборудование должно иметь датчики обнаружения сероводорода даже при минимальном его содержании (5 частей на миллион). Датчики устанавливаются у зонда вибросита, емкостей для раствора, пульта бурильщика, жилых помещений и в других местах, где может накапливаться H_2S в опасных концентрациях. Кроме того, обслуживающий персонал имеет индивидуальные приборы (детекторы) обнаружения H_2S . Как только каким-либо прибором обнаруживается H_2S , срочно принимают меры по обследованию всех зон с плохой вентиляцией при помощи переносного прибора обнаружения H_2S . Приборы и аппараты по защите персонала соответствуют:

- стандартам администрации (органов) по безопасности и здравоохранению;

- рекомендациям органов (администрации) по безопасности при шахтных разработках.

Аппараты для защиты дыхания должны храниться в местах, легкодоступных для всего персонала, и располагаться в следующих зонах:

- на рабочей площадке и полу буровой;

на оборудовании для замеров параметров бурового раствора;
в зонах выбросит;
в зонах емкостей для бурового раствора;
в насосах для перекачки бурового раствора;
в жилых помещениях;
в зонах отдыха.

Баллоны с воздухом должны иметь маркировку, указывающую содержание в нем воздуха, пригодного для дыхания.

Вентиляционные устройства изготавливаются во взрывобезопасном исполнении и расположены в зонах, где возможно накопление H_2S и CO_2 . К планам работ прилагается список пунктов, куда необходимо будет обратиться в случае аварии: скорая помощь, больница, вертолетная станция, службы автомобильной дороги (патруль), полиция (милиция), гражданская оборона, органы охраны природы. Перечень телефонов хранят в определенном и известном месте — в сейфе.

На буровой должны быть инструкции и другая техническая документация, в которых определены все режимы работы и условия эксплуатации. С этими документами должен быть ознакомлен весь обслуживающий персонал буровой. В инструкции указываются также методы работы в аварийной ситуации, обязанности и ответственность каждого члена бригады, включая и ответственность контролирующего персонала. Разрабатывается также по стадиям методика проведения ремонтных работ, охватывающая следующие случаи аварийной ситуации:

повышенное пластовое давление при спускоподъемных операциях;

повышенное пластовое давление при бурении;
газирование бурового раствора.

В случае газирования бурового раствора превенторное оборудование закрывается и циркуляция бурового раствора осуществляется через штуцерные линии к газосепаратору, где происходит отделение газа от бурового раствора. Дегазатор используется до тех пор, пока раствор не освободится от поступившего в него газа. В случае достижения концентрации газа выше 20 частей на миллион весь обслуживающий персонал буровой должен находиться в соответствующей защитной одежде и масках, и лишь только когда концентрация в атмосфере H_2S упадет ниже 20 частей на миллион, снимают аппараты по защите органов дыхания. В это время запрещается входить на территорию или оставаться на ней любому персоналу (неосновному). При извлечении колонковой трубы с керном, если возможно появление H_2S , буровая бригада должна работать в защитных костюмах, масках в любое время, пока керноприемная труба не достигнет поверхности и не будет извлечен керн из колонковой трубы. Керн извлекают также в защитных масках. После использования маски промывают и стерилизуют в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей.

На платформе (буровой) необходимо иметь одну метеороло-

гическую станцию с целью определения скорости и направления ветра.

В каждом защитном укрытии предусматриваются комплекты по оказанию первой помощи, которые периодически проверяются на пригодность и пополняются недостающими частями комплекта. На платформе должно быть определенное количество огнетушителей, огнеупорный трос, жесткие носилки и другой спасательный инвентарь. Для быстрой эвакуации персонала в аварийных условиях должны быть спускные трапы, спасательные шлюпки и другие средства.

§ 9. Сваи для крепления МСП

Сваи и свайные фундаменты являются составной частью конструкции МСП и предназначены для крепления опорной части платформы к морскому дну.

В зависимости от действующих на МСП нагрузок и характеристик данных грунтов применяют следующие виды свай:

сваи, оболочки (диаметром более 0,8 м), стальные забивные, погружаемые в грунт с помощью молотов или вибропогружателей;

сваи бурозаливные (рис. 91);

сваи винтовые со стальным стволом.

Тип свайного фундамента определяют на основании технико-экономического анализа вариантов с учетом требований эксплуатации, природных условий места строительства МСП, состава технологического оборудования, способа строительства и других факторов. В проектах свайных фундаментов МСП предусматривают испытание свай на динамические и статические нагрузки.

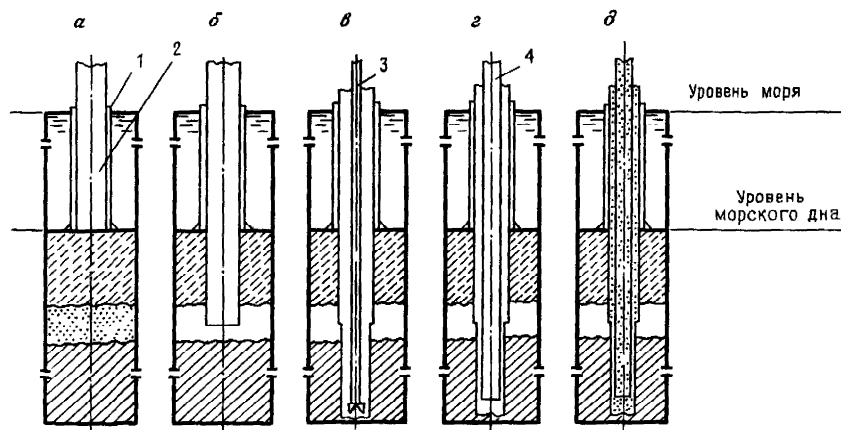


Рис. 91. Схема устройства бурозаливных свай:

а — опорная стойка с обсадной трубой, *б* — забивка обсадной трубы, *в* — бурение скважины; *г* — установка анкера, *д* — заливка скважины цементным раствором
1 — опорная стойка опорного блока, 2 — обсадная труба, 3 — турбобур, 4 — анкер

Для забивных свай и свай оболочек выполняют динамические испытания в процессе строительства МСП. При необходимости предусматривают контрольные статические испытания стальных забивных свай и свай оболочек.

Для бурозаливных и винтовых свай проводят контрольные статические испытания, объем которых включают в проектную документацию и представляют при приемке организации, эксплуатирующей МСП. Эти испытания свай допускается выполнять в акваториях с грунтовыми условиями, близкими к грунтовым условиям места строительства МСП в море.

Для крепления МСП к морскому дну в большинстве случаев применяют металлические сваи трубчатого сечения с открытым нижним концом. Толщину стенки трубы сваи на уровне действия максимальных моментов увеличивают в соответствии с данными расчетов.

Различают способы погружения свай в морское дно:

методом забивки свай мощными сваебойными механизмами, обеспечивающими погружение их на проектную глубину;

чередованием забивки с разбуриванием грунтового ядра внутри сваи с последующей заливкой цементным раствором;

бурением грунта ниже торца забиваемой сваи с последующей добивкой до проектной глубины. При этом скважину ниже торца забиваемой сваи бурят диаметром меньшим, чем диаметр сваи. В песчаных грунтах этот диаметр скважины равен 0,5, а в глинистых — 0,75 диаметра забиваемой сваи;

двухступенчатой забивкой свай. Вначале забивают трубу большего диаметра до проектной глубины, затем разбуривают грунтовое ядро, через внутреннюю полость забивают трубу меньшего диаметра и зазор между трубами цементируют;

забивкой свай с уширением у торца.

Размеры и глубина погружения свай, их диаметр и толщины стенок колеблются в значительных пределах.

Для свай применяется материал стали с пределом текучести до 550 МПа, а для опорных оболочек — углеродисто-марганцевые стали с пределом текучести 255 МПа. Предъявляются особые требования к свариваемости и химическому составу стали. Например, для оболочек, содержащих до 20% углерода, допускается 0,9—1,35% марганца, до 0,035% фосфора, до 0,03% серы, 0,3% кремния, 0,2% меди.

§ 10. Понятие о расчетах свайных фундаментов

Расчет свайных фундаментов и их оснований производят по предельным состояниям двух групп:

первая группа включает расчет по прочности свай различных конструкций, по несущей способности грунта основания свайных фундаментов и свай и по устойчивости (несущей способности) оснований свайных фундаментов в целом, если на них передаются горизонтальные нагрузки;

по второй группе расчеты производят: 1) по осадкам оснований свайных фундаментов от вертикальных нагрузок и по перемещениям свай (вертикальным, горизонтальным Δ , и по углу поворота головы сваи ψ совместно с грунтом оснований от действия вертикальных, горизонтальных нагрузок и моментов); 2) по образованию и раскрытию трещин в элементах железобетонных конструкций свайных фундаментов. Расчет на прочность конструкций свай производят в зависимости от их материала (металл, бетон, железобетон) в соответствии с требованиями ВСН 51.1—81.

Расчет на прочность бурозаливных свай выполняют для нескольких сечений по длине на соответственно действующие в этих сечениях усилия с определением необходимой площади и длины анкера. Внешние расчетные нагрузки (продольные, горизонтальные силы и момент) определяют в соответствии с требованиями ВСН 51.1—81. Расчетная схема МСП принимается в виде пространственной конструкции с учетом совместной работы опорного блока (блоков) со свайным фундаментом (см. рис. 67).

При разработке проекта свайного фундамента МСП предусматривают число свай с учетом возможных изменений в период строительства, вызванных уточнением характеристики грунтов в процессе производства работ и возможного изменения типа технических средств для крепления МСП.

Несущую способность свай и свайного фундамента в целом определяют по формуле

$$N \leq \frac{\Phi}{k_n} = P, \quad (54)$$

где N — расчетная нагрузка, кН, передаваемая на сваю (продольное усилие, возникающее в ней от расчетных нагрузок, действующих на фундамент при наиболее невыгодном их сочетании); Φ — расчетная несущая способность грунта основания одиночной сваи, называемая несущей способностью сваи, кН; k_n — коэффициент надежности.

Несущую способность свай всех видов определяют как наименьшую из значений несущей способности по следующим двум условиям.

Из условия сопротивления грунта основания свай. При этом несущая способность забивной сваи квадратной, прямоугольной или полый круглой формы диаметром до 0,8 м определяют по формуле

$$\Phi = mRF, \quad (55)$$

где m — коэффициент условий работы сваи в грунте ($m=1$); R — расчетное сопротивление грунта под нижним концом сваи; F — площадь поперечного сечения нетто (без заполнения полости бетоном), м^2 .

Несущую способность висячей забивной сваи, работающей на

сжимающую нагрузку, находят как сумму расчетных сопротивлений грунтов оснований под нижним концом сваи и на ее боковой поверхности по формуле

$$\Phi = m (m_R R F + u \sum m_{fj} l_i), \quad (56)$$

где m — коэффициент условий работы сваи в грунте, принимаемый $m = 1$; R — расчетное сопротивление грунта под нижним концом сваи, МПа; F — площадь опирания на грунт сваи, принимаемая по площади поперечного сечения сваи брутто или по площади поперечного сечения камуфлетного уширения по его наибольшему диаметру, м^2 ; u — наружный периметр поперечного сечения сваи, м; f_i — расчетное сопротивление i -го слоя грунта основания на боковой поверхности сваи, МПа; l_i — толщина i -го слоя грунта, соприкасающегося с боковой поверхностью, м; m_R и m_j — коэффициенты условий работы грунта соответственно под нижним концом и на боковой поверхности сваи, учитывающие влияние способа погружения сваи на расчетные сопротивления грунта. Глубину погружения нижнего конца сваи и среднюю глубину расположения слоя грунта принимают с учетом возможного общего размыва грунта. В случае если сваи заглубляются на глубину больше 35 м, величина расчетных сопротивлений грунта под нижним концом сваи и на боковой поверхности сваи принимается равной значениям сопротивлений для глубин 35 м.

Несущую способность сваи Φ_v , работающей на выдергивание, определяют по формуле

$$\Phi_v = m u \sum m_j f_i l_i. \quad (57)$$

Расчеты свай и свайных фундаментов по деформациям должны удовлетворять следующему условию:

$$S \leq S_{\text{пр}}, \quad (58)$$

где S — расчетная деформация (осадки, перемещения и т. п.) сваи и свайного фундамента в целом; $S_{\text{пр}}$ — предельно допускаемая деформация (осадки, перемещения и т. п.) свайного фундамента. Перемещение опорных блоков (блока) МСП на уровне морского дна определяют по условиям ограничения расчетного давления на грунт боковой поверхности сваи. Допускаемую осадку свайных фундаментов (свай) МСП устанавливают, исходя из требований безопасности и эксплуатационной надежности оборудования, технологических комплексов и конструкции.

В зарубежной практике расчетные нагрузки свай определяют из условия способности свай выдерживать максимальные расчетные осевые несущие и выдергивающие нагрузки с учетом коэффициента безопасности. Допускаемую несущую способность свай определяют делением временной несущей способности на соответствующий коэффициент безопасности.

| | | | |
|------------------------------------|---|---|--|
| Условия нагрузки | Расчетные условия окружающей среды с соответствующими буровыми нагрузками | Эксплуатационные условия окружающей среды во время буровых работ | Расчетные условия окружающей среды с соответствующими эксплуатационными нагрузками |
| Коэффициент безопасности | 1,5 | 2,0 | 1,5 |
| Условия нагрузки | Эксплуатационные условия окружающей среды во время операций по добыче | Расчетные условия окружающей среды с минимальными нагрузками (для выдергивания) | |
| Коэффициент безопасности | 2,0 | | 1,5 |

В табл. 25 приведены минимальные толщины стенки свай.

ТАБЛИЦА 25

| Диаметр свай, мм | Толщина свай, мм | | Диаметр свай, мм | Толщина свай, мм | |
|------------------|------------------|--------------|------------------|------------------|--------------|
| | минимальная | максимальная | | минимальная | максимальная |
| 609,6 | 12,44 | 12,7 | 1066,8 | 17,02 | 17,46 |
| 762,0 | 13,97 | 14,3 | 1219,2 | 18,54 | 19,05 |
| 914,4 | 15,49 | 15,87 | 1524,0 | 21,54 | 22,23 |

При определении длин отрезков свай учитывают характеристику подъемного оборудования, напряжения, возникающие в отрезке свай во время подъема, толщину стенок, тип грунта, статические напряжения свай, вызываемые весом молота для забивки, и напряжения во время забивки свай. Каждому отрезку свай дается вырезной припуск, позволяющий изъять поврежденный ударами сваебойного молота участок свай. Припуск последнего отрезка свай определяют величиной необходимого зазора для направляющих сваебойного молота под верхней частью сооружения.

§ 11. Техника для крепления платформ сваями

Технические средства для крепления платформ сваями включают: сваебойные молоты, выравнители для сборки секций свай, установки для резки и разделки кромок свай, сварочные установки (автоматы) для сварки секций свай, стропы и грузовые петли на различную грузоподъемность, бурильные установки, насосы для закачки цемента, бункеры для цемента и песка, смесители, насосы для нагнетания цементного раствора, бустерные насосы, комплекс обвязки, КИП и другие приспособления.

Сваебойные молоты

Особенность забивки свай в морских условиях — воздействие волн и течений, что затрудняет и усложняет процесс производства работ по креплению МСП сваями.

Возникающие штормы приводят к приостановлению работ и увеличивают продолжительность и стоимость строительства МСП.

Увеличение глубин освоения морских нефтяных и газовых месторождений и, как следствие, рост нагрузок на сваи, увеличение массы и длины свай потребовали создания специальных типов сваебойного оборудования большой мощности удара, обеспечивающего забивку свай под водой. Мощность современных молотов одиночного действия достигает 250 кН·м при общей массе молотов 54—64 т.

Учитывая высокую стоимость работ по сооружению платформ в море, изменчивость погодных условий окружающей среды и другие факторы, конструкции свайных опор должны обеспечивать минимально возможную продолжительность строительства МСП в море и их высокую надежность. Это требует проведения ряда научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по совершенствованию методов исследования грунтов, разработки новых конструкций свай и МСП, создания современных технических средств по их строительству и т. п. Забивка свай на глубины 60—100 м ниже морского дна вызывает большие трудности в расчетах при определении их несущей способности. В практике строительства гидротехнических сооружений применяют паровые сваебойные молоты, у которых пар или воздух служит только для поднятия ударного груза.

Конструктивной особенностью паровых молотов является то, что поршень, шток и направляющие неподвижны, а цилиндр подвижен и выполняет функцию бойка. Паровые молоты имеют массу бойка до 80 т, число ударов бойка достигает до 50 ударов в 1 мин. Другим типом молотов являются быстроударные сваебойные молоты, приводимые в движение паром или воздухом. В зависимости от размера молота число ударов составляет от 100 до 400 ударов в 1 мин.

Масса падающих частей составляет от 20 до 1500 кг. И наконец, дизельные свайные молоты, масса падающих частей которых составляет около 7,5 тыс. кг, с числом ударов 35—60 в 1 мин. Этот тип молота работает по принципу впрыскивания топлива в дизель-двигатель и его самовоспламенения. Конструкция позволяет регулировать подачу топлива. В качестве примера, ниже приведен принцип работы сваебойного молота MRBS фирмы «Менк» (ФРГ), рис. 92. Перед пуском в работу молота устанавливают требуемую высоту подъема бабы путем перемещения поршня 1 к поршню 2 или, наоборот, с помощью регулировочного винта устройства регулирования хода бабы.

Подъем бабы осуществляется в такой последовательности.

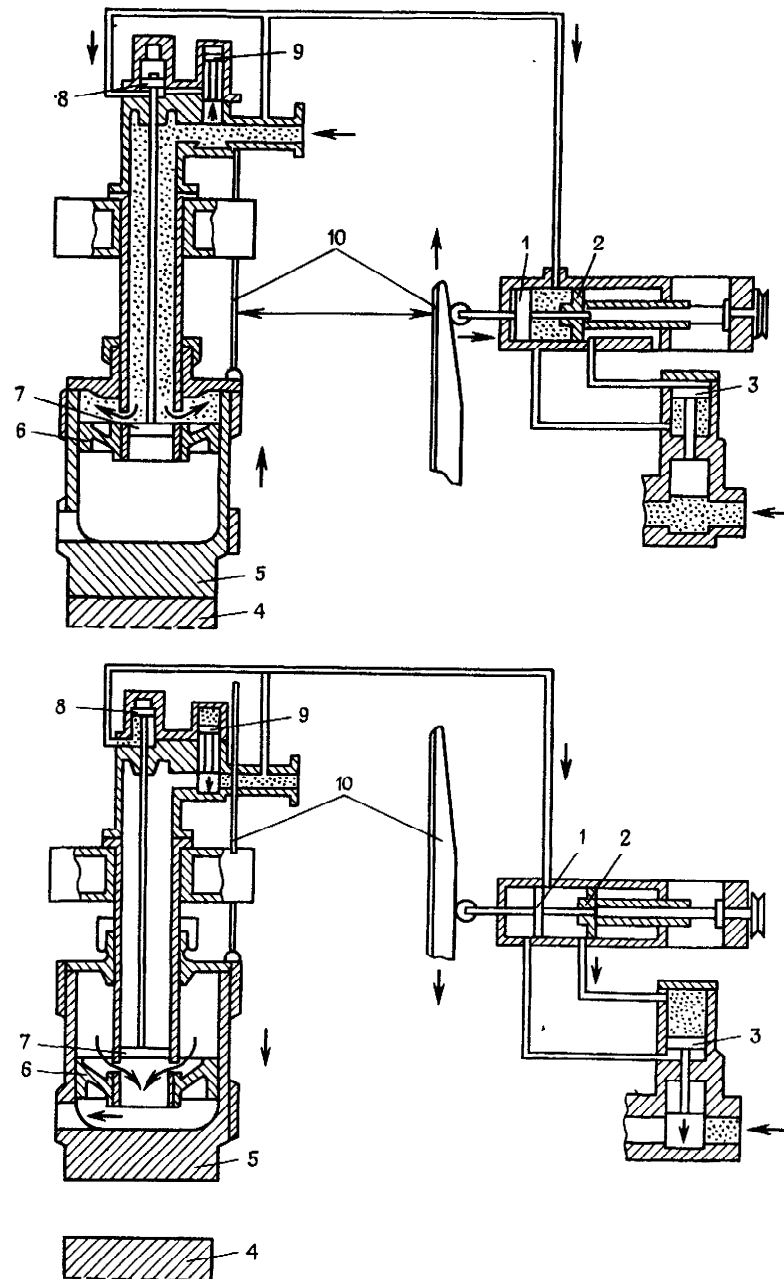


Рис. 92. Схема работы сваебойного молота MRBS фирмы «Менк»

Поршень 1, перемещаясь в крайнее левое положение, открывает доступ пара к поршню 3, поднимает его и открывает главный впускной клапан 9, свежий пар входит в полость молота и перемещает вниз поршень 7, перекрывая этим отверстие в поршне 6. Поршень 6, являясь главной частью молота, оказывается перекрытым, и баба поднимается на установленную высоту.

Затем направляющая планка 10 отводит поршни 1 и 2 назад, свежий пар давит на поршень 3, и впускной клапан закрывается. Давление свежего пара под поршнем 8 превышает падающее давление над поршнем 6. Поршень 7 поднимается вверх, пар выходит через открывшиеся отверстия в атмосферу, и баба 5 падает вниз, ударяя по подушке 4. Прежде чем баба нанесет своим падением удар, направляющая планка приводит в движение поршень 2, вызывая нанесение следующего удара.

Сваебойные молоты этой фирмы поставляются с энергией удара от 129 до 2190 кН·м/удар. Энергия забивки равна весу падающего груза (бабы), умноженному на высоту падения. Высота падения, кроме регулировочного винта, регулируется подачей пара. Высота падения может регулироваться во время забивки свай.

Молот размещен внутри направляющего каркаса и имеет свободу движения от 2 до 4,5 м. Такое размещение молота позволяет компенсировать вызванные волнами перемещения подвешенного на кране каркаса. Для поглощения энергии отдачи между наголовником сваи и бабой устанавливаются резиновые кольца.

Молоты изготавливаются и поставляются фирмой семи типоразмеров.

| | |
|---|-----------|
| Вес падающего груза, кН | 50—1250 |
| Высота падения, м | 1,25—1,75 |
| Число ударов в 1 мин | 36—50 |
| Диаметр наголовника под трубы, мм . . . | 600—2100 |

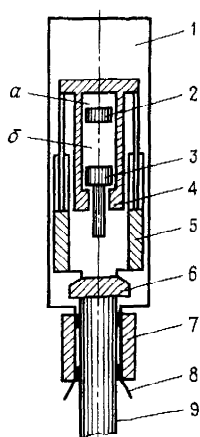


Рис. 93. Схема гидравлического молота для забивки свай под водой:

1 — корпус; 2 — поршень; 3 — ударная головка; 4 — падающий груз; 5 — гидроцилиндр; 6 — наковальня; 7 — балласт; 8 — рукав; 9 — свая

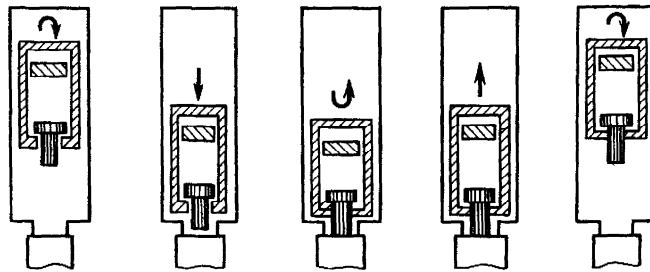


Рис. 94. Схема работы молота

Гидравлический молот для забивки свай под водой

Для забивки свай под водой в глубоководных акваториях применяют гидравлические молоты специальной конструкции. На рис. 93 показан такой молот типа НВМ. Молот состоит из корпуса 1, поршня 2, ударной головки 3, падающего груза 4, гидравлического цилиндра 5. Между сваей и нижней плоскостью падающего груза (бабы) расположена наковальня 6. Корпус молота, нижним концом установленный на сваю, охватывает сваю рукавом 8 и придает направленное движение молоту. Давление воздуха внутри корпуса поддерживается таким, чтобы не допустить проникновения воды в корпус. Пустота между поршнем 2 и ударной головкой 4 заполнена азотом, служащим буфером при ударе. Этот буфер регулируется количеством нефти, подаваемой в полость над поршнем 2.

Ударная сила бабы на сваю равна произведению давления азота на площадь ударной головки 3. Эту силу регулируют так, чтобы превысить сопротивление грунта на забиваемую сваю. Копровая баба не отскакивает назад сразу после удара о сваю, а продолжает движение вниз до тех пор, пока давление азота не остановит ее и не заставит двигаться обратно. После того как буфер закроется, копровая баба поднимается гидравлической системой вверх.

Энергия подается к гидромолоту силовой гидравлической установкой

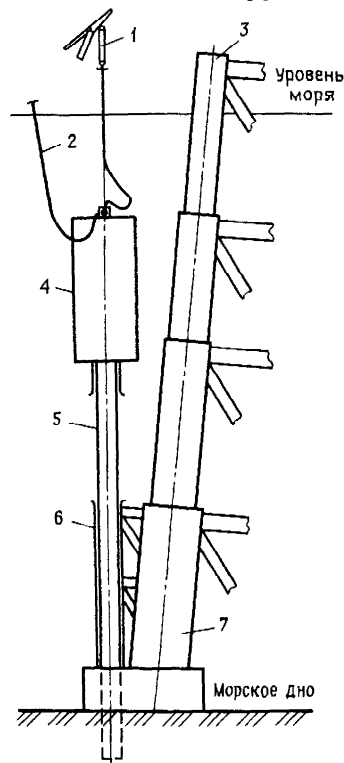


Рис. 95. Схема установки молота при забивке свай:

1 — подъемный кран, 2 — воздуховод, 3 — МСП, 4 — молот, 5 — свая, 6 — направляющая

с дизельным приводом. Рабочая жидкость подается по двум шлангам, а через третий шланг оператор управляет и контролирует силу предварительного напряжения буфера при движении. Таким образом, ударная сила может изменяться в соответствии с изменением сопротивления грунта без воздействия на энергию, приходящуюся на удар. Оператор контролирует давление воздуха в корпусе, следит за давлением в системе, когда молот находится вне поля зрения оператора. На рис. 94 приведена схема работы молота. На рис. 95 показана схема установки молота при забивке свай.

В. СООРУЖЕНИЕ ПЛАТФОРМ В МОРЕ

§ 12. Общие положения

Практика работ в море, и в частности эксплуатация стационарных платформ, выдвинула ряд дополнительных требований к их сооружению, безопасности и надежности в работе на протяжении всего срока их службы. Эти требования регламентируются руководящими документами (строительные нормы и правила, инструкции, методические указания, Правила государственных инспектирующих органов и др.).

В зарубежной практике эти требования изложены в соответствующих сводах положений о морских операциях по разработке нефтяных и газовых месторождений.

Все работы по погрузке, транспортированию, разгрузке, установке, строительству и монтажу платформ в море производятся в соответствии с технической и технологической документацией. В рабочих чертежах указывается, какие сварные швы и соединения должны быть выполнены на платформе. При строительстве составляются подробные технические условия на все работы, выполняемые не только при изготовлении, но и при монтаже и строительстве сооружения в море.

Монтаж платформы производят по технической документации, включающей в себя чертежи на монтажные детали, инструкции и т. п. Эту документацию поставляет завод — изготовитель платформы.

Технологическая документация (установочные чертежи) представляет собой весь объем данных, необходимых для сооружения платформы, и включает порядок и последовательность всех операций по сооружению платформ в море. Технологическая документация включает в себя также чертежи и инструкции на все процессы спуска платформы на воду, поворот ее в вертикальное положение, установку и закрепление платформы на морском дне, документацию на технологическую оснастку, кабели, шланги, схемы на расстановку барж, детали, приспособления для погрузочно-разгрузочных операций, крепежные детали и пр. После окончания строительства платформы изготовитель и монтажник представляют заказчику (владельцу платформы) информацию относительно всех уточнений и различий между проектными

чертежами и построенным сооружением. Эта информация представляется в виде поправок и дополнений к технической и технологической документации.

§ 13. Транспортировка МСП на место установки в море

В зависимости от конструкции опорной части платформы транспортировка ее производится тремя способами:

- на барже платформ-моноблоков пирамидального типа;
- на плаву платформ башенного типа;
- на специальном понтоне.

Наиболее широко применяется первый способ транспортировки. На рис. 96 *а, б, в* показана транспортировка моноблока МСП перечисленными тремя способами.

Перед буксировкой моноблок проверяется на выдерживание наиболее неблагоприятных штормовых условий, которые могут быть при переходе. Спецслужбами и инспекторами проверяется устойчивость платформы и транспортной баржи. Когда на борту имеется экипаж, проверяется необходимость сохранения достаточной динамической стабильности в случае повреждения баржи.

Широко применяют модельные испытания для моделирования процессов буксировки и установки на место как стальных, так и железобетонных платформ. Предусматривают в двойном количестве (от расчетного) оборудование для загрузки и разгруз-

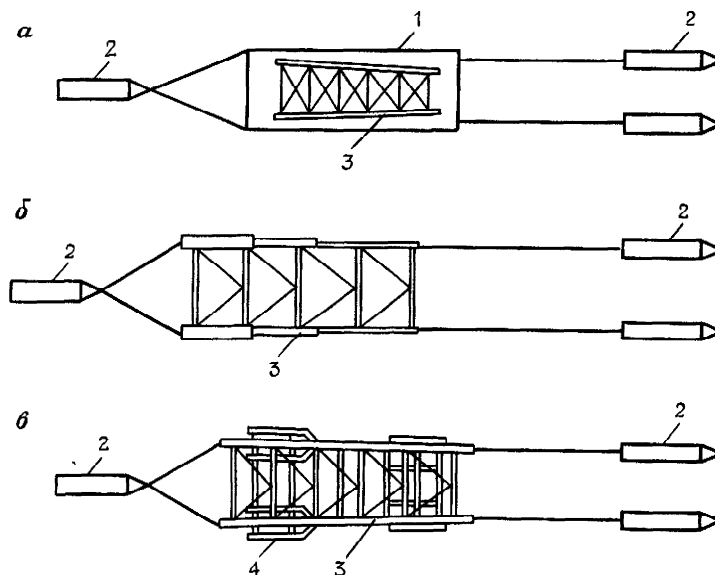


Рис. 96. Транспортировка опорной части МСП:

а — на барже. *б* — на плаву. *в* — на понтоне. 1 — баржа, 2 — буксиры, 3 — опорная часть платформы, 4 — специальный понтон

ки балласта. Все системы перед буксировкой испытывают в соответствии с требованиями владельца и проектной организации.

Критические этапы буксировки и установки на место выполняются только при получении долговременного удовлетворительного прогноза погоды.

Транспортировка платформы к месту установки сложная и ответственная операция, требующая тщательной подготовки и предварительного проектирования, а иногда и экспериментирования в бассейнах.

При разработке документации на транспортировку МСП учитывают грузоподъемность и число барж, способ спуска на воду (с помощью крана или без него). Платформа устанавливается на барже так, чтобы обеспечивалась ее устойчивость, надежное закрепление и при необходимости балластировка баржи. Мощность буксиров, крепление МСП к барже должны быть надежными, чтобы выдерживать любые погодные условия в море, которые могут возникнуть в процессе транспортировки.

При транспортировке платформы на плаву все отсеки должны быть водонепроницаемыми, органы управления балластировкой должны иметь удобное расположение. В этом случае часто проводят модельные испытания платформ в бассейне и выполняют соответствующие расчеты по определению характеристик устойчивости, транспортировки, управления и др.

Обычно для транспортировки опорной части платформы применяют баржи грузоподъемностью до 20 тыс. т и более, длиной 180, шириной 40 и высотой борта 11,5 м и более*. На барже установлены полозья шириной до 2,3 м, которые могут смещаться и закрепляться в требуемом положении в зависимости от ширины платформы. Баржа разделяется на большое число отсеков (до 50). На барже устанавливаются балластные насосы большой подачи примерно до 1500 м³/ч каждый. Контролирование заполнения отсеков обеспечивается V-образными трубками, выведенными на центральный пост управления. Управление задвижками ручное. Смещение платформы с баржи производят пневмотолкателем, после чего платформа по наклонному полозу соскальзывает в воду. Задняя часть баржи снабжена качающейся аппарелью.

Для транспортировки модулей применяют баржи грузоподъемностью до 5 тыс. т. На баржу модули затаскивают лебедкой, а затем, после доставки на место, разгружают плавучими крановыми судами большой грузоподъемности.

Минимальное количество технических средств, которое необходимо для транспортировки опорной части и модулей на место строительства, может быть представлено плавучим краном грузоподъемностью до 2—2,5 тыс. т; баржей, оснащенной спусковым устройством для транспортировки платформы, грузоподъемностью до 20 тыс. т; тремя-четырьмя баржами грузоподъемностью

* Транспортировка опорной части МСП «Хармони» предусматривается на барже размерами 274×67×15 м

5 тыс. т для транспортировки модулей и свай; двумя буксирами мощностью до 7353 кВт каждый и двумя быстроходными катерами.

Опорные части платформ для работы на глубинах моря до 100 м транспортируют с помощью буксиров мощностью 4411 кВт.

Основа при выборе буксиров — достаточное тяговое усилие, обеспечивающее требуемую надежность и скорость транспортировки и способное преодолеть буксировочное сопротивление, вызываемое сопротивлением воды, волн, ветра, течений и др.

Буксировочные механизмы и узлы включают буксирную лебедку, буксирный трос, амортизирующие элементы, устройства управления и др. При расчете прочности узлов системы буксировки обе буксировочные точки рассчитывают отдельно так, чтобы одна система (точка) выдержала нагрузку, в случае выхода из строя второй системы, от всего сопротивления системы, которая может возникнуть при самых неблагоприятных условиях буксировки. Буксирная лебедка воспринимает нагрузки от буксирного троса, регулирует длину троса. Буксирный трос должен выдерживать кроме статического усилия и динамическое, вызываемое движением буксира и буксируемой МСП. Коэффициент запаса прочности троса рекомендуется брать равным 2,5.

Амортизация ударов на глубоких водах достигается провисанием длинного буксирного троса (длиной около 1500 м). При буксировке МСП на мелких водах, где используются короткие буксиры и их провисание не обеспечивает требуемой амортизации, используют другие способы (автоматизированные лебедки, нейлоновые канаты и др.).

Отличительная особенность транспортировки железобетонных платформ — их транспортировка в вертикальном положении. Перед их буксировкой проверяется:

статическая устойчивость на этапе строительства в сухих доках и в защищенной акватории, на плаву;

динамическая устойчивость при транспортировке на плаву от места строительства до места установки в море, а также в процессе ее монтажа, при производстве операций по погружению МСП и установке ее на морское дно. Эта проверка проводится по специально разработанной программе расчетов на ЭВМ с учетом различных сочетаний нагрузок от собственного веса, жидкого балласта в отсеках, колоннах на положение центра тяжести МСП и ее метацентрическую высоту. В связи с этим в обязательном порядке производят дополнительно к расчетам моделирование устойчивости платформы в бассейнах. После изучения данных расчетов и моделирования приступают к подготовке МСП к транспортировке.

С платформы удаляют лишнее количество балласта для создания требуемой осадки при буксировке. До буксировки обычно проводят испытание, необходимое для проверки расчета стабильности конструкции. Затем к МСП присоединяют требуемое количество буксиров. После этого водолазы перерезают анкерные цепи на глубине от 60 до 70 м, и МСП готова к транспортировке.

Для буксировки обычно требуется от четырех до пяти буксиров общей мощностью 44,117—51,470 тыс. кВт и два-три буксира мощностью 3,676—7,353 тыс. кВт, которые присоединяют к задней части МСП для задержки и управления. Обычно при буксировке МСП сопровождают другие вспомогательные суда (портовые тягачи, суда сопровождения и т. п.). В хорошую погоду средняя скорость буксировки составляет 1,5—2 узла. Следует отметить, что проектирование транспортных операций МСП — сложный этап при проектировании МСП. Например, на проектирование буксировки верхнего строения железобетонной платформы «Статфьорд-С», по данным фирмы «Нептун», было затрачено 27 000 ч. При строительстве МСП в Северном море были применены: плавучий кран «Тор» грузоподъемностью поворотного крана 1450/1800 т; плавучий кран «Геркулес» грузоподъемностью поворотного крана 1200/1600 т; 13 барж для транспортировки свай, модулей и другого оборудования (главные размеры барж 91,5×27×6,1 м); буксиры мощностью по 8,9 тыс. кВт для транспортировки барж с опорной частью платформы и буксиры мощностью по 2,7 тыс. кВт для транспортировки модулей.

§ 14. Строительство и монтаж платформ в море

Разгрузку и установку блока в вертикальное положение производят в несколько этапов:

разгрузка опорной части (блока) МСП и установка ее в вертикальное положение;

закрепление блока сваями на морском дне;

монтаж верхнего строения и модулей.

Технология разгрузки моноблока с баржи не зависит от его высоты и массы. Однако с увеличением массы блока грузоподъемность баржи увеличивается, а установка его с помощью крана усложняется. Для этих целей составляют проект технологии всех работ, разрабатывают специальные такелажные средства, предусматривают места крепления стропов для подъема, чтобы не повредить конструкцию во время погрузочно-разгрузочных операций. Если моноблок предусматривается спускать с баржи непосредственно на воду, баржа оборудуется спускными устройствами, системой управления спуском и пр.

Плавучий кран должен иметь достаточные размеры, чтобы надежно выполнить все операции при повороте плавающего моноблока с горизонтального в вертикальное положение и удерживать моноблок на плаву до тех пор, пока он не будет установлен и выверен в требуемом положении контролируемой системой управления.

На рис. 97 показана схема спуска с баржи и поворота моноблока в вертикальное положение.

С увеличением глубины технология спуска моноблока имеет некоторые отличительные особенности. Так как масса глубоко-

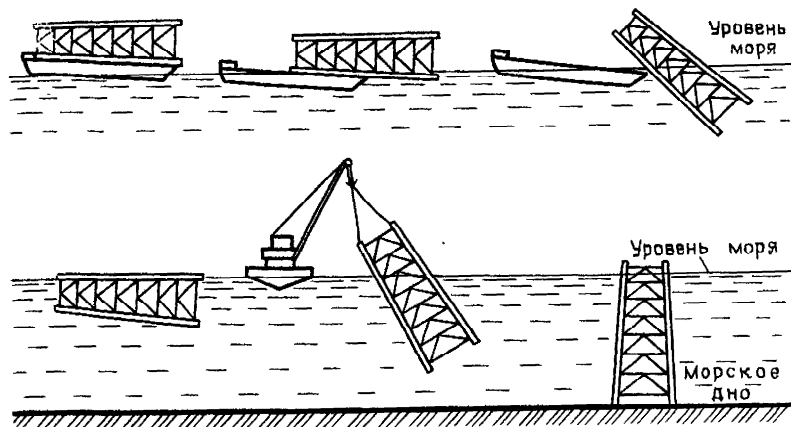


Рис. 97. Схема спуска с баржи моноблока МСП и установка в рабочее положение

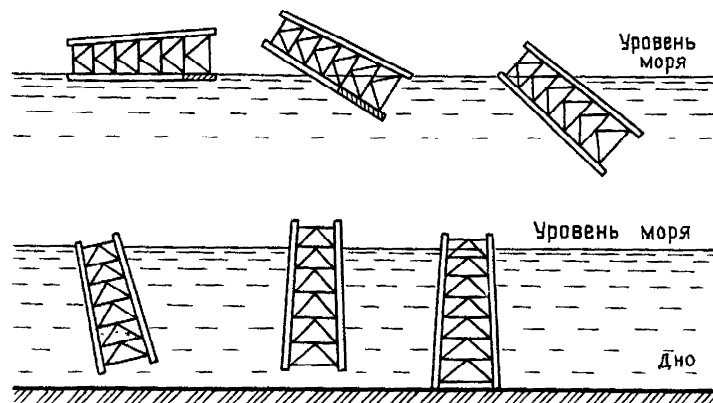


Рис. 98. Схема установки плавающего моноблока

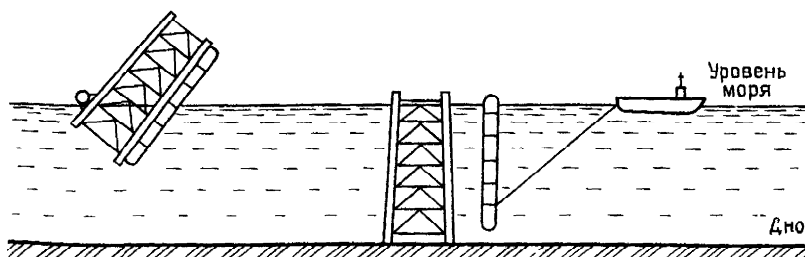


Рис. 99. Схема установки моноблока в вертикальное положение, транспортируемого на понтоне

водного моноблока очень большая, то он медленнее реагирует на воздействие волн, чем находящийся на плаву кран. Эта разница в гидродинамической реакции крана и моноблока может создавать дополнительные динамические нагрузки на кран, что является опасным для производства операции установки моноблока и требует осторожности и внимания в процессе этих работ. По этому крупногабаритные плавучие моноблоки большой массы поворачивают и устанавливают в вертикальное положение путем балластировки его отсеков с помощью ЭВМ, т. е. управляемого затопления и поворота моноблока. Вначале этот процесс отрабатывают на модели в бассейне, разрабатывая параллельно надежные системы балластировки и продувки. При этом моноблок должен иметь избыточную плавучесть. После отработки разрабатывается соответствующая техническая и технологическая документация для обеспечения надежности и безопасности производства этих работ в море.

На рис. 98 показана схема установки плавающего моноблока. Блоки, обладающие собственной плавучестью, имеют диаметры опоры больше, чем моноблоки, транспортируемые баржами (диаметры опоры 6—12 м). Это позволяет опорному блоку держаться на плаву с осадкой 3—6 м. Обеспечение плавучести требует дополнительного расхода металла на поперечные переборки в ногах (опорах) блока, а также расхода регулирующей и запорной арматуры.

Способ транспортировки и установки моноблока в вертикальное положение с помощью специального понтона показан на рис. 99. Моноблок высотой около 135 м с размерами нижнего $70,5 \times 57$ м и верхнего 40×36 м оснований и массой около 25 тыс. т был установлен на специальный понтон, состоящий из трубных продольных секций диаметром 9,1 м и длиной 140 м, соединенных поперечными секциями диаметрами 6,1 и 7,8 м. В передней части понтона установлены дополнительные секции длиной 49,2 м и диаметром 7,8 м. Общая масса понтона около 11 тыс. т. Понтон разделен водонепроницаемыми переборками на балластные отсеки, имеет сложную сеть трубопроводов с запорной и регулирующей арматурой, обеспечивающих регулировку поворота, затопления и установки моноблока в вертикальное положение и затем отсоединение понтона от моноблока.

На понтоне установлены специальные захваты и приспособления для присоединения, закрепления и отсоединения понтона от моноблока. Все операции по управлению поворотом моноблока в вертикальное положение, его затоплением, выравниванием и отсоединением понтона от моноблока производятся дистанционно со специального судна по специальной программе с использованием ЭВМ. За безопасностью и контролем операции устанавливается дополнительное наблюдение с вертолета, передающего информацию на судно руководителю работами по установке моноблока.

Как показала практика, установка моноблока с помощью пон-

тона весьма сложная и ответственная операция, и по этой причине этот метод широкого применения не получил. В особенности сложной оказались операции отсоединения, отвод понтона в вертикальное положение от моноблока и поворот понтона в горизонтальное положение.

Для больших глубин моноблоки (высотой более 213,5 м) изготовляют цельносварными, затем разрезают на секции, которые доставляют на место установки на баржах.

На рис. 100, а показана схема спуска и установки моноблока, состоящего из двух частей. После доставки на место строительства соединение секции производят на плаву. Для центрирования секций блока МСП предусмотрены специальные устройства (конусы), входящие один в другой при соединении. После стыковки секции соединяют водонепроницаемыми прокладками. Затем продувают секции и после этого через люки в секциях внутрь опоры опускается сварщик и внутри сваривает секции. После сварки моноблок путем регулируемого заполнения водой устанавливают в вертикальное положение и переводят на место установки.

На рис. 100, б показана схема установки трех секций платформы, изготовленной фирмой «Макдермотт», высотой моноблока более 300 м. В данном случае секции устанавливают в такой последовательности: вначале с помощью кранов и специальных устройств монтируется на морское дно нижняя секция, затем на эту секцию устанавливают промежуточную секцию и с помощью устройства и специально разработанной технологии она соединяется с нижней. На последнем этапе устанавливают верхнюю секцию моноблока и соединяют ее со средней, затем строительство верхнего строения осуществляют обычным методом. Закрепление нижней секции сваями на морском дне производят по особо разработанной фирмой технологии. Закрепление моноблока сваями весьма ответственная операция. Эти работы выполняются в соответствии с проектом, где, в частности, указываются глубина заглубления свай в грунт, диаметр, толщина стенки и число свай, метод их забивки и др.

В проектах в разделе динамических расчетов учитывается совместная деформация платформы и свай, которая в основном зависит как от гибкости конструкции, так и от гибкости свай и прочности основания грунта, на котором устанавлен и закрепляется моноблок МСП. Выполнение работ в строгом соответствии с проектными расчетами имеет весьма существенное значение и в большой степени определяет надежность и долговечность конструкции в работе.

На платформу в основном оказывают большое воздействие горизонтальные нагрузки от волн, ветра и течений, в результате сжимающая нагрузка на сваю может достигать 32 000 кН, а растягивающая — 18 000 кН. Число свай для закрепления моноблока доходит до 42 и более, их диаметр находится в

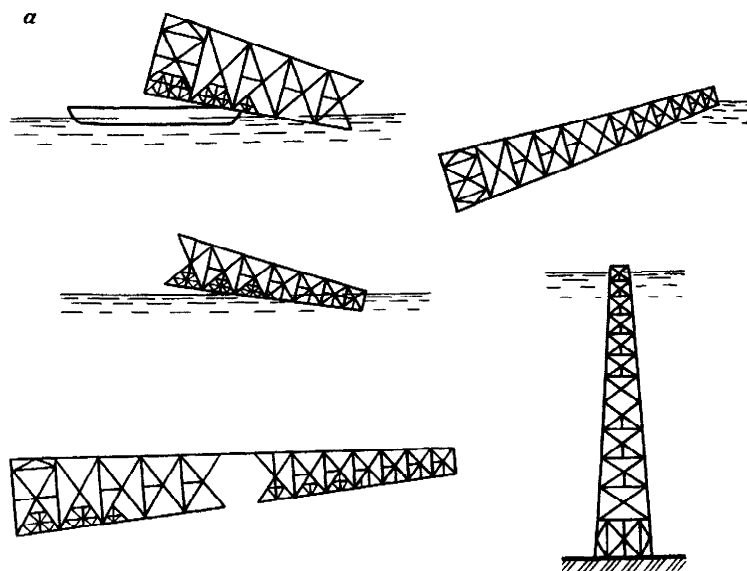
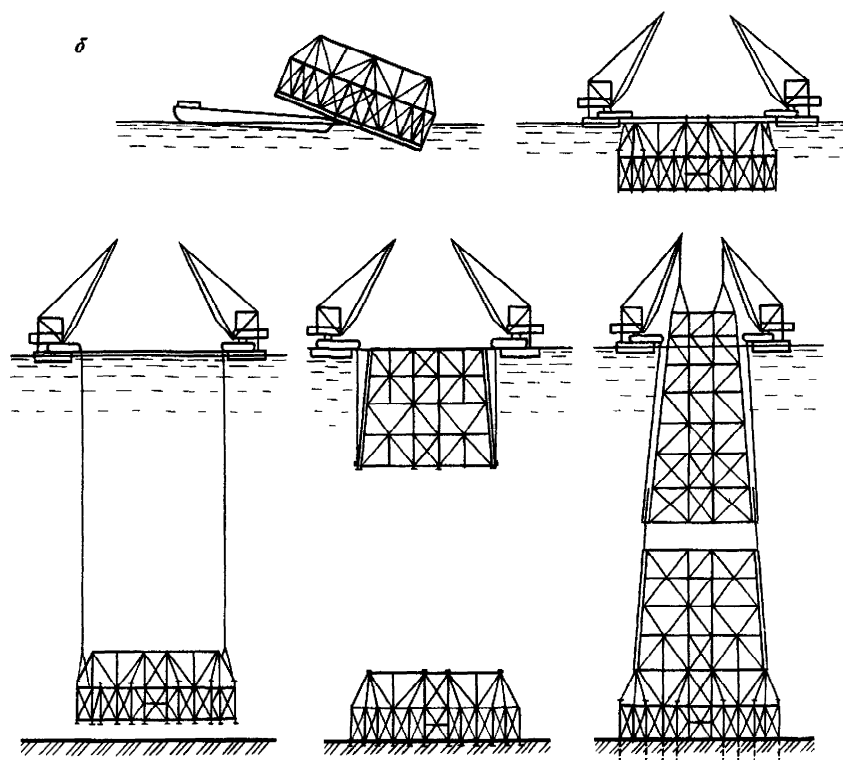


Рис. 100. Схема установки моноблока, состоящего:
a — из двух секций, *б* — из трех секций

пределах 1—1,8 м, толщины стенок 30—60 мм. Поэтому эти операции занимают много времени, и их, особенно в северных районах, стараются выполнить за один сезон. Для этих целей разработаны различные технологические процессы, операции и приемы, ускоряющие эти работы.

Например, при установке моноблока платформы «А» на месторождении «Тисл» в Северном море забивка первичных свай производилась с рабочей палубы. С этой же палубы монтировали вставные сваи. На палубе было установлено все необходимое монтажное оборудование, и работы могли вестись в течение всей зимы. На рабочей палубе размещались три генератора мощностью по 1100 кВт, шесть компрессоров подачи по 56,6 м³/мин, запасные части и материалы на 150 человек, жилье, два цементирующих агрегата, емкости вместимостью 475 м³ для хранения сыпучих материалов, два комплекта систем приготовления и подачи промывочной жидкости на 190 м³, цех автоматической сварки и электроцех, кран грузоподъемностью 100 т, склад на 2135 секций свай диаметром 1067 мм, спасательное оборудование, заправка вертолетов. Перечисленное оборудование, материалы и помещение для жилья состоят из 13 модулей, верхняя часть которых образует площадку (палубу) для буровых установок и рельсов для двух кранов грузоподъемностью по 250 т.

Для быстрейшего закрепления моноблока его транспортировали вместе с большим числом свай, вставленных в направляющие, расположенные вокруг опор. Как только моноблок



установили на место, на нем смонтировали модули с перечисленным выше монтажным оборудованием и сразу забили первичные сваи диаметром 1372 мм на глубину до 30 м с использованием толкающих наставок из труб диаметром 1372 мм и длиной 24,4, оборудованных съемными соединительными головками. Из 42 забиваемых свай 13 свай не удалось забить до проектной глубины, и для облегчения их забивки пробурили скважины, а затем забили сваи до проектной глубины. После этого пробурили скважины диаметром 1219 мм до глубины 149 м ниже морского дна внутри 34 первичных свай диаметром 1372 мм и в них установили и зацементировали вставные сваи диаметром 1076 мм.

С помощью поворотных кранов грузоподъемностью до 250 т с вылетом стрелы 11 м и длиной 61 м были перенесены наставки из труб и выполнены другие операции. Стационарный кран грузоподъемностью 100 т использовали для разгрузки доставленных на платформу грузов. Сваи забивали молотами мощностью по 414,76 кН·м, которые приводились в действие нагретым воздухом от шести компрессоров. Использование компрессоров вместо паровых котлов, требующих большое количество пресной воды, сокращает расход топлива в 4 раза. Расход

воздуха на один молот составляет 158,6 м³/мин. Сила удара на сваю регулировалась специальным автоматическим устройством. Две установки для бурения оборудованы мачтой с регулируемым наклоном до 15° от вертикали грузоподъемностью 25,4 т, лебедкой мощностью 7352 кВт, ротором с проходным отверстием диаметром 1257 мм, автоматической системой за-таскивания труб и бурильными трубами диаметром 340 мм.

Скважины под сваи бурили с обратной промывкой, которые обеспечили минимальную эрозию ствола скважины. Сваи заливались смесью воды, цемента и гильсонита, образующей цементный раствор плотностью 1,68 г/см³. На нижнем конце свай устанавливался обратный клапан, предотвращающий переток цемента из затрубного пространства вовнутрь свай. Схватывание цемента составило 18 ч. Свая в это время удерживалась на весу буровой установкой.

При расчете забивки свай широко используется волновая теория, позволяющая рассчитать число ударов молота, необходимое для забивки свай на проектную глубину при известной характеристике грунта основания.

Глава X

ОБСЛУЖИВАНИЕ РАБОТ В МОРЕ

§ 1. Краткие сведения о технических средствах для геофизических работ

Технические средства для геофизических работ применяются для выявления и подготовки перспективных нефтегазоносных структур к глубокому разведочному бурению путем региональных, поисковых и детальных геофизических исследований с помощью геофизических судов, оснащенных современным оборудованием и аппаратурой (сейсморазведочные станции по предварительной обработке информации, различные источники для возбуждения колебаний, радионавигационные автоматические системы с использованием искусственных спутников связи и др.). Комплекс технических средств обеспечивает круглосуточную работу геофизической партии.

Морские геофизические исследования выполняют на специализированных судах водоизмещением до 1000—1200 т и более. Имеются суда водоизмещением до 5,9 тыс. т, которые могут вести работы в течение 50 сут без захода в порты. Судно оснащено современным комплексом аппаратуры для обработки информации. Силовая установка состоит из четырех дизель-генераторов мощностью 1340 кВт каждый. Экипаж — 53 человека. Геофизические суда оснащены:

современной аппаратурой и оборудованием, обеспечивающими работу в автоматическом режиме;

многоканальными цифровыми сейсмическими станциями для регистрации сигналов, позволяющими проводить первичную экспресс-обработку данных на борту судна, подготовку материалов для ввода в ЭВМ для окончательной обработки;

высокопроизводительными групповыми источниками возбуждения пневматического типа, обеспечивающими возбуждение колебаний с интервалом 10—15 с и позволяющими реализовать 24—48-кратные системы наблюдений ОГТ;

радионавигационными автоматическими системами для определения координат пунктов геофизических наблюдений с использованием искусственных спутников связи, обеспечивающих круглосуточную работу.

Основное преимущество спутниковой связи перед радиорелейной — отсутствие шумовых помех, что особенно важно в условиях северных широт, так как помехоустойчивость аппаратуры спутниковой связи в 200 раз выше помехоустойчивости наземной аппаратуры. Кроме сейсморазведочной аппаратуры и оборудования, на судах устанавливаются высокоточные бортовые гравиметры, протонные магнитометры и аппаратура для проведения геохимических исследований и автоматической обработки данных на борту судна.

Геофизические суда должны иметь хорошую мореходность, от которой зависит в большей степени их пребывание в открытом океане, повышенную остойчивость; устойчивый длительный малый ход, так как суда ведут работы с буксируемой аппаратурой, очень низкий уровень шума и вибрации, чтобы как можно меньше создавать помех в работе. Для этих судов опасна посадка на мель, так как работы ведутся в малоизученных районах. Поэтому желательно, чтобы суда оставались на плаву при затоплении двух смежных отсеков, хотя бы в носовой оконечности.

§ 2. Оборудование для испытания и освоения скважин

Испытание перспективных горизонтов и освоение морских разведочных нефтяных и газовых скважин, пробуренных с буровых плавсредств, проводят с помощью предназначенного для этих целей комплекса оборудования, включающего (рис. 101):

блок палубного оборудования, состоящего из палубной устьевой арматуры 1, штуцерного манифольда 2, теплообменника 3, сепараторов низкого и высокого давления 4, 5, мерной емкости для замера продукции скважин 6, насосной установки для перекачки нефти и воды 7, устройства сжигания продукции опробования скважин 8, компрессорной установки высокого и

| | |
|--|-----|
| § 3. Исходные данные для проектирования | 197 |
| § 4. Классификация и расчетные условия нагрузок | 201 |
| § 5. Допускаемые напряжения | 204 |
| § 6. Проектирование и конструирование сварных соединений | 205 |
| § 7. Контроль качества сварных соединений | 210 |
| § 8. Материалы | 213 |
| § 9. Организация проектирования | 219 |

**ГЛАВА IX
ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПЛАТФОРМ**

| | |
|--|------------|
| А. Изготовление МСП | 221 |
| § 1. Организация изготовления МСП | 221 |
| § 2. Технология изготовления платформ | 222 |
| § 3. Технология изготовления МСП за рубежом | 225 |
| § 4. Технология изготовления железобетонных гравитационных морских стационарных платформ (ГМСП) за рубежом | 231 |
| Б. Монтаж оборудования на МСП | 234 |
| § 5. Монтаж оборудования в блоки (модули) | 234 |
| § 6. Монтаж блоков (модулей) на платформе за рубежом | 244 |
| § 7. Монтаж нефтепромыслового оборудования на МСП за рубежом | 244 |
| § 8. Монтаж противовыбросового оборудования при работе в агрессивной среде | 249 |
| § 9. Сваи для крепления МСП | 253 |
| § 10. Понятие о расчетах свайных фундаментов | 254 |
| § 11. Техника для крепления платформ сваями | 257 |
| В. Сооружение платформ в море | 262 |
| § 12. Общие положения | 262 |
| § 13. Транспортировка МСП на место установки в море | 263 |
| § 14. Строительство и монтаж платформ в море | 266 |

**ГЛАВА X
ОБСЛУЖИВАНИЕ РАБОТ В МОРЕ**

| | |
|--|-----|
| § 1. Краткие сведения о технических средствах для геофизических работ | 272 |
| § 2. Оборудование для испытания и освоения скважин | 273 |
| § 3. Технические средства для обслуживания работ в море | 275 |
| § 4. Технические средства по предотвращению загрязнения окружающей среды | 282 |

**ГЛАВА XI
КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ ПОДВОДНОГО ОСВОЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**ГЛАВА XII
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА
СКВАЖИН В МОРЕ**

| | |
|---|-----|
| § 1. Капитальные вложения и их структура | 291 |
| § 2. Текущие затраты | 294 |
| § 3. Рентабельность освоения морских месторождений | 295 |
| § 4. Эффективность использования основных фондов и оборотных средств | 296 |
| § 5. Пути снижения затрат на поиски и разведку морских нефтегазовых месторождений | 298 |
| § 6. Пути снижения затрат на строительство скважин в море | 299 |
| § 7. Подготовка и обучение кадров | 302 |
| Морские термины | 304 |
| Список литературы | 307 |

§ 3. Технические средства для обслуживания работ в море

Для обслуживания работ в море в процессе строительства и эксплуатации и других объектов нефтяных и газовых месторождений применяют плавучие средства различного назначения. Эти работы включают:

- перевозку опорных блоков и модулей верхнего строения морских стационарных платформ (МСП) и установку их на месте эксплуатации;

- укладку подводных трубопроводов;

- снабжение МСП и специальных плавсредств необходимыми материалами и инструментами на всех этапах освоения месторождения;

- очистку акваторий морей от загрязнения;

- работы по борьбе с авариями и пожарами, которые могут возникнуть на объектах морского месторождения.

Номенклатура и количество обслуживающих судов зависят от объема работ, числа и типа эксплуатационных платформ и других объектов, расположенных на морских месторождениях, необходимого времени на выполнение работ, и других факторов (способ и тип сооружаемых платформ, место их установки и т. п.).

Время выполнения работ определяют, исходя из метеорологических условий и обеспечения нормального технологического процесса производства работ на всех этапах освоения месторождения. Большое влияние на состав обслуживающего флота оказывают метеорологические условия северных и арктических акваторий шельфа вследствие очень короткого межледового периода, за время которого необходимо обеспечить работу объектов на месторождении круглый год.

Типы плавучих средств обслуживания включают:

- плавучие краны и крановые суда с набором соответствующего комплекса сваебойного оборудования и оборудования для производства погрузочно-разгрузочных работ;

- суда снабжения обычного типа, в том числе с ледовым подкреплением;

- морские буксиры;

- трубоукладочные баржи;

- транспортные баржи;

- суда по борьбе с пожаром, суда по очистке акваторий от загрязнения;

- другие плавсредства обслуживания (пассажирские суда по доставке обслуживающего персонала, эвакуации персонала в случае аварий);

- вертолеты обслуживания объектов в море.

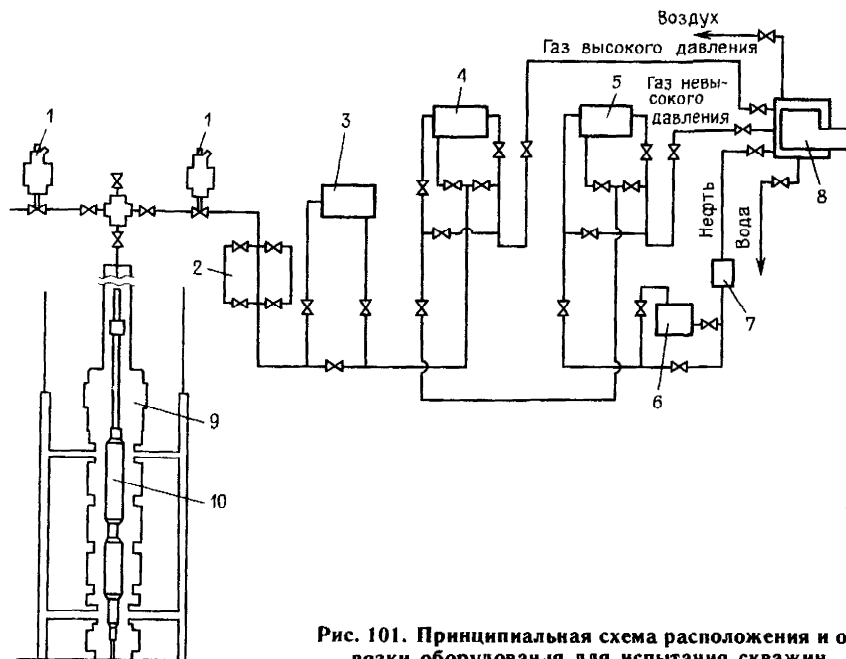


Рис. 101. Принципиальная схема расположения и обвязки оборудования для испытания скважин

низкого давления, системы обвязки и приборов контроля и управления;

блок подводного оборудования 9 (устьевое запорное устройство, шланги управления, барабаны, арматура и приборы контроля);

блок скважинного оборудования 10 (испытатель пластов, глубинный пробоотборник, пакеры, компенсатор и др.).

Комплекс включает также лабораторию химического анализа извлеченных из скважины пластовых проб и оборудование для проведения электрометрических исследований и вскрытия пластов, подлежащих испытанию.

Комплекс палубного оборудования обычно состоит из блоков, представляющих собой сани-салазки с расположенным на них определенным типом оборудования (теплообменник, сепаратор, емкость и т. п.). Например, палубное оборудование «Поиск», установленное на ППБУ 6000/200 типа «Шельф», состоит из блоков устьевого нагревателя, сепарации и замера, мерной емкости, насосного блока, блока приема продукции, блока сжигания, установки утилизации пластовых вод, трубопроводной обвязки, системы контроля и управления. Этот комплекс размещен на верхней палубе.

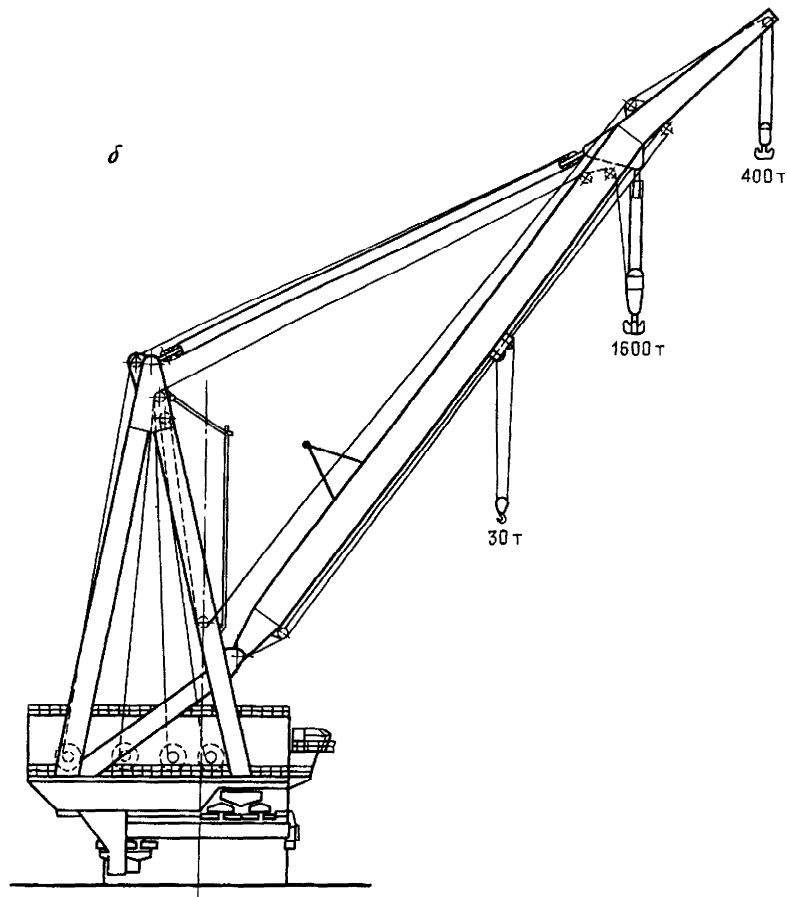


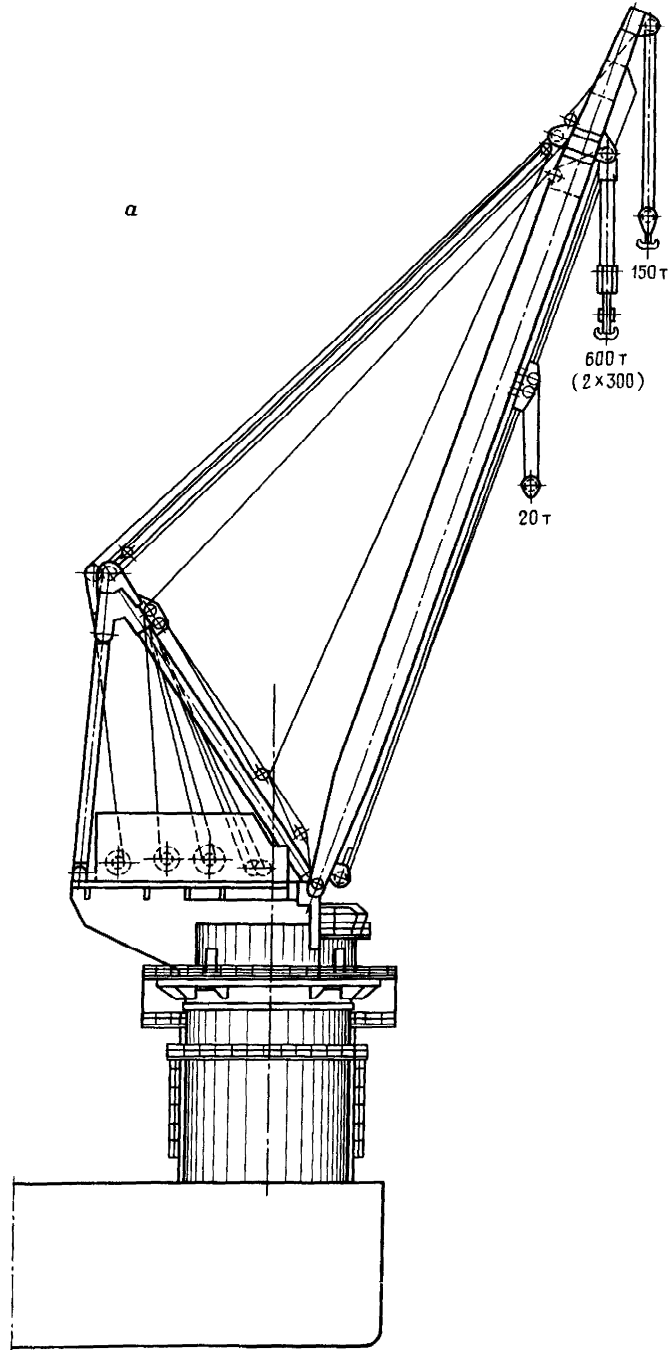
Рис. 102. Крановое судно:
 а — типа «Титан», б — «Станислав Юдин»

Плавучие краны и крановые суда

По своему функциональному назначению и конструктивным признакам различают следующие их группы:

- универсальные плавучие краны общего назначения;
- неповоротные специальные плавучие краны;
- крановые суда для выполнения погрузочно-разгрузочных и транспортных работ при обслуживании промыслов;
- транспортно-монтажные крановые суда для строительства нефтепромысловых сооружений в море.

Краны первой группы выполняют самые разнообразные работы на погрузочно-разгрузочных операциях в портах, участвуют в гидротехническом строительстве, выполняют монтажные работы при постройке судов и в судоремонте, участвуют в ава-



Суда снабжения и буксиры

Для обеспечения работы на морских объектах нефтяных и газовых месторождений применяются различного назначения суда обслуживания и буксиры. Основными их работами являются:

снабжение нефтепромысловых объектов в море необходимыми материалами, инструментом, оборудованием и провизией;

развозка, подъем и укладка якорей, удерживающих плавучие буровые и нефтепромысловые средства;

буксировка буровых плавсредств и морских стационарных платформ из порта в район работы или перевод их с одного месторождения на другое вновь осваиваемое месторождение;

перевозка персонала, обслуживающего морские нефтепромысловые объекты на месторождении.

Характерными особенностями судов снабжения являются:

большое отношение ширины к осадке ($2,7 \div 3,7$);

малое отношение длины к ширине ($2,4 \div 4$);

наличие просторной верхней палубы, рассчитанной на размещение значительного количества грузов;

носовое расположение надстройки.

Все жилые помещения обычно размещают в носовой надстройке, а машинное отделение — в корме. Связь с ними осу-

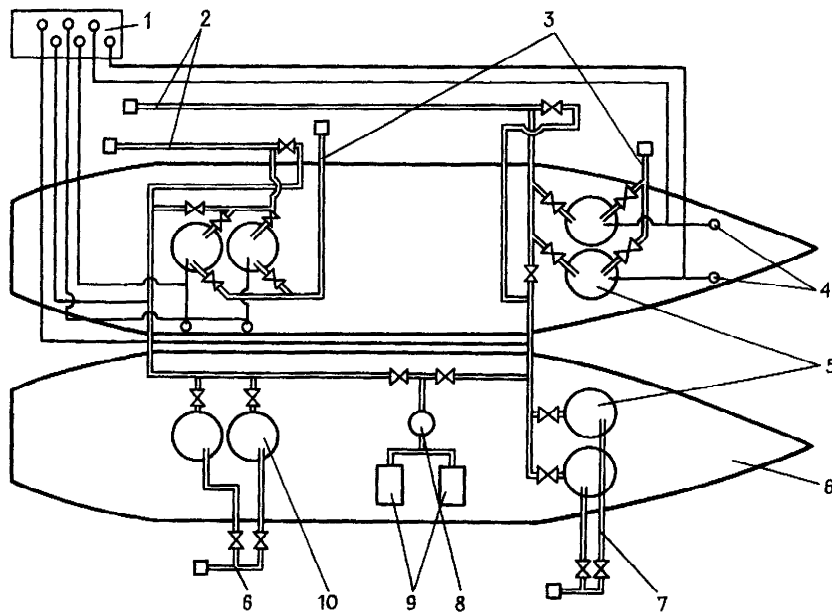


Рис. 103. Схема расположения оборудования сыпучих материалов на судне снабжения фирмы «Ульстейн»

1 — панель с приборами; 2 — разгрузочный трубопровод; 3 — заполняющий трубопровод; 4 — манометры; 5 — емкости; 6 — судно; 7 — вентиляционный трубопровод; 8 — сепаратор; 9 — компрессоры; 10 — емкости

рийно-спасательных работах. Например, краны «Богатырь», «Черноморец» грузоподъемностью соответственно 300 и 100 т.

Неповоротные специальные плавучие краны в основном применяют на судоподъемных и аварийно-спасательных работах, монтаже крупногабаритных и тяжеловесных конструкций. Краны этого типа обладают хорошей маневренностью, сравнительно высокой мореходностью для самостоятельного плавания в пределах бассейна.

Крановые суда для обслуживания промыслов используют для доставки на промыслы в открытом море всех необходимых технологических материалов, буровой и нефтепромысловой техники и т. п. Характерная особенность кранов этого типа — развитая грузовая палуба, высокие ходовые и маневренные качества, расположение крана в носовой части, наличие вылетов стрелы и высот подъема гака, достаточных для обслуживания современных морских гидротехнических сооружений (крановое судно «Якуб Кязимов» грузоподъемностью 25 т).

Транспортно-монтажные крановые суда для строительства гидротехнических сооружений в море имеют очень большую грузоподъемность и площадь палубы, позволяющие вести монтажные работы при строительстве этих сооружений в море. Эти суда имеют также очень большие высоты подъема груза и вылет стрелы гака. Эти суда по конструктивному исполнению корпуса бывают двухкорпусные (катамаранного типа) грузоподъемностью 250 т («Кероглы»), типа «Титан» грузоподъемностью 600 т, однокорпусные грузоподъемностью 1600 т («Станислав Юдин») и др. (рис. 102 а, б.). В зарубежной практике создаются крановые суда двухкорпусные полупогружного типа грузоподъемностью до 5000 т («Гермод», «Балдер», морское крановое судно «Челленджер»).

В конструкциях крановых судов кроме главного гака имеются по два вспомогательных гака грузоподъемностью меньше главного. Например, крановое судно «Титан» имеет два вспомогательных гака грузоподъемностью 20 и 150 т, крановое судно «Станислав Юдин» — два вспомогательных гака грузоподъемностью 30 и 400 т. Плавучий кран «Челленджер» грузоподъемностью главного гака до 4000 т имеет два вспомогательных гака грузоподъемностью 500 и 100 т. Наголовник находится на высоте стрелы 133 м от ватерлинии. Кран расположен в корме и на палубе с большой площадью для размещения блоков и модулей. Крановое судно оснащено системой заякоривания и динамического позиционирования. Все спуско-подъемные операции контролируются капитаном судна с помощью телевизионной системы. Крановое судно может выполнять функции трубоукладчика, противопожарных и водолазных работ, используемого при забивке свай и др.

поперечный конвейеры для перемещения труб на рабочей палубе, комплект технологических постов, оснащенных соответствующим оборудованием, выполняющим операции по строительству трубопровода.

Секции труб с антикоррозионным и бетонным покрытием длиной 11—12 м доставляются на баржу судами снабжения и выгружаются кранами. Краном трубы подаются на продольный конвейер, который транспортирует их на поперечный конвейер, расположенный в носовой части судна. На этом конвейере наружные поверхности концов труб зачищаются с помощью специального зачистного устройства под сварку. В случае повреждения кромки труб производят повторную разделку кромок на кромкострогательной машине. Затем подготовленная секция транспортируется на пост центровки, где выполняют центровку концов труб центраторами и сваривают контактно-стыковой сваркой. После этого специальными гратоснимателями снимают наружный и внутренний грат.

На следующем посту сварное соединение подвергают термообработке при температуре 850—950° С индукционным нагревательным кольцом. После охлаждения сварного соединения проводят контроль шва ультразвуком. Режим сварки (время, сила тока, напряжение, скорость сварки, осевое смещение и др.) контролируется автоматически. Если сварной шов бракуется, то его ремонтируют на специальном посту, если ремонтом нельзя восстановить шов, секцию трубы отрезают и возвращают на пост центровки, где производят повторную разделку кромок и сварку.

В процессе строительства сваренный трубопровод на барже опирается на ролики, а за кормой поддерживается стингером. На главной технологической линии трубопровод захватывается специальным устройством, которое создает натяжение трубопровода с целью уменьшения кривизны провисающей части трубопровода между концом стингера и морским дном. На специальном посту сварное соединение очищается проволочной щеткой, затем наносится антикоррозионное покрытие, надевается металлический кожух и в кольцевой зазор через специальное отверстие заливается изоляционный материал. После затвердения материала металлический кожух снимают.

Удержание баржи в требуемом положении и ее перемещение производят с помощью швартовых лебедок, снабженных канатами и якорями.

После окончания работ на всех постах баржу перемещают на длину одной секции трубы путем натягивания носовых якорей и одновременным стравливанием на кормовых швартовых лебедках. Затем производят все работы по подготовке и сварке последующей секции, описанные выше.

В целях обеспечения эффективной работы на баржах применяют ЭВМ, работающие по соответствующим программам, разработанным для данного технологического процесса.

Для проведения подводных работ на барже (рис. 104) имеется

ществляют по коридору, расположенному над главной палубой.

В районе машинного отделения располагают бортовые цистерны, защищающие эти помещения в случае получения пробоин в бортовой обшивке при приближении к ППБУ, БС или МСП.

В районе грузовой палубы увеличивают толщину настила. Для умеренной бортовой качки на многих судах снабжения предусматривают пассивные успокоительные цистерны.

Мощность энергетической установки в зависимости от типа судна колеблется в пределах 1103—11764 кВт. В особенности суда снабжения большой мощности применяют при освоении северных и арктических акваторий морского шельфа.

Для обеспечения высокой маневренности современные суда снабжения имеют носовые и кормовые подруливающие устройства.

В зависимости от назначения суда снабжения обеспечиваются соответствующим оборудованием по механизации погрузочно-разгрузочных операций. На рис. 103 показана схема расположения оборудования на судне снабжения сыпучими материалами фирмы «Ульстейн» (Норвегия). Удачное расположение оборудования, его габариты, системы транспорта и управления обеспечивают эффективную работу погрузочно-разгрузочных операций.

В табл. 26 приведены технические данные многоцелевых судов снабжения фирмы «Ульстейн», рассчитанных на выполнение работ в трудных климатических условиях, в том числе арктических.

ТАБЛИЦА 26

| Тип судна | Дедвейт, т | Мощность главных двигателей, тыс кВт | Тип судна | Дедвейт, т | Мощность главных двигателей, тыс кВт |
|-----------|------------|--------------------------------------|-----------|------------|--------------------------------------|
| УТ-708 | 2000 | 8,6—8,8 | УТ-718 | 3500 | 13,2 |
| УТ-704 | 1900 | 6,6—8,8 | УТ-724 | 1225 | 2,2—3,3 |
| УТ-712 | 2800 | 7,3—11 | | | |

Кроме многоцелевых судов снабжения в практике работ по освоению морских нефтяных и газовых месторождений применяют морские буксиры для буксировки буровых платформ, МСП, плавучих кранов, трубоукладочных барж и др.

Мощность энергетических установок зависит от назначения буксира и колеблется в широких пределах. Например, для буксировки платформ и транспортных барж мощность может составлять 6000—8000 кВт, а в ледовых условиях — 12 000 кВт и более.

Трубоукладочные и транспортные баржи

Для прокладки подводных трубопроводов по сбору и транспорту нефти и газа применяют трубоукладочные баржи.

Баржи, кроме общесудового оборудования и систем, оснащаются комплексом специального оборудования по строительству подводных трубопроводов. Этот комплекс включает систему кранов для перемещения материалов на барже, продольный и

системы и устройства для обработки балластных вод на танкерах;

береговые очистные сооружения, которые могут принять с судов любые виды загрязненной нефтью воды и очистить ее; доочистку балластных, льяльных и других вод биологическим методом;

механические и химические методы и средства очистки.

Механические методы можно условно разделить на две группы: методы, удаляющие нефть с моря с возможной ее утилизацией или уничтожением, и методы, очищающие поверхность моря с переводом нефти на морское дно.

Существуют различные методы и средства сбора нефти с поверхности: боновые заграждения, нефтесборщики и др. Боновые заграждения по своему назначению могут быть стационарными и передвижными. Стационарные боновые заграждения применяют на участках, подверженных опасности загрязнения (вокруг морских нефтяных хранилищ, стационарных нефтепромысловых гидротехнических сооружений и т. п.). По принципу действия боновые заграждения бывают плавучие, временно погружаемые, донные пневматические и др. Передвижные боновые заграждения применяют в зависимости от сложившейся ситуации на различных участках морских акваторий. Имеются случаи использования боновых заграждений и в открытом море для удержания от перемещения нефтяных полей и пятен.

Боновые заграждения устанавливают в рабочее положение с помощью небольшого буксирного судна. Закрепление крыльев заграждения производится якорями. Конструкция заграждения состоит из отдельных секций, соединенных между собой шарнирно. Секции изготавливаются из относительно жесткой рамы треугольного сечения и горизонтальных элементов. Отдельные элементы секций заграждения соединены непроницаемыми нефтестойкими материалами. Плавучесть заграждения поддерживается за счет надувных поплавков, изготовленных также из нефтестойкого материала. Часть секций возвышается над водой, а часть уходит под воду.

На рис. 105 показана конструкция бонового заграждения компании «Дип Си Вентуризм». Натяжные элементы этой конструкции отделены от бонов. Нагрузку воспринимают натяжные элементы с бонами. Заграждение может использоваться при волнении моря до 7 баллов. Заграждение можно применять для предотвращения распространения разлива от танкеров, барж, буровых и эксплуатационных платформ и хранилищ. Имеются также конструкции пневматических боновых заграждений и др.

Для сбора нефти с поверхности воды используют различные устройства, которые по принципу действия могут быть: всасывающие, адгезионные, отстойные, абсорбционные. По способу действия применяются устройства стационарные и плавучие. Последние бывают самоходными или буксируемыми.

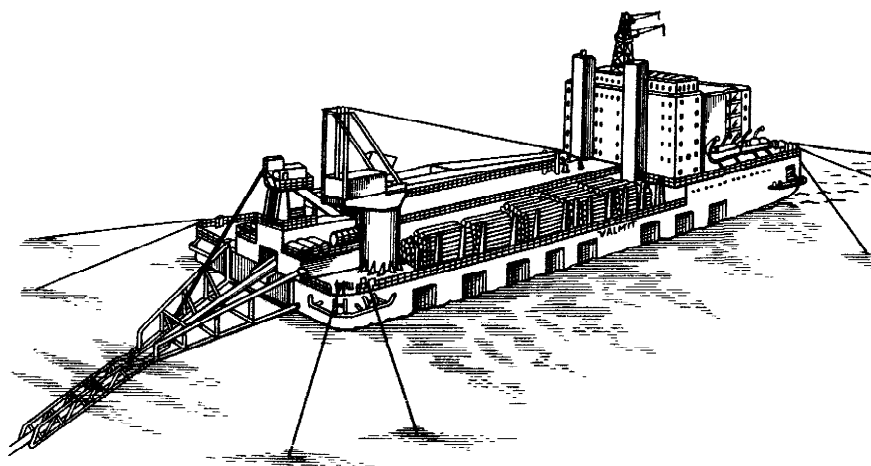


Рис. 104. Трубоукладочная баржа

комплекс водолазного оборудования и снаряжения для водолазов (акванавтов). На судне имеется необходимое количество жилых и бытовых помещений для обслуживающего персонала.

Для перевозки модулей, верхних строений, опорной части МСП и других грузов применяют транспортные баржи со специальными устройствами по разгрузке. Длина барж составляет примерно 100—120 м, ширина 30—40 м. Дедвейт 10—20 тыс. т.

§ 4. Технические средства по предотвращению загрязнения окружающей среды

Проблема охраны окружающей среды имеет жизненно важное значение в целях сохранения и поддержания в устойчивом равновесии экологической системы человек — природа. Нерациональная во многих случаях эксплуатация природных ресурсов приводит к интенсивному загрязнению Мирового океана и атмосферы. Считают, что в акватории Мирового океана ежегодно выбрасывается около 6 млн. т нефтепродуктов. Источниками загрязнения морей нефтью и нефтепродуктами являются: реки, танкеры, атмосферные осадки, природные источники, льяльные воды, поверхностная и сточно-фекальная вода населенных пунктов, сточные воды промышленности, нефтеперерабатывающие заводы и, наконец, эксплуатация морских нефтяных месторождений.

Общий комплекс мероприятий по борьбе с загрязнением морей включает: предупреждение сброса нефти и нефтепродуктов в морскую воду; ликвидацию имеющегося загрязнения.

К первой части комплекса относятся юридические меры (заключение международных соглашений, национальные законы и правительственные решения, правила и т. п.).

Ко второй части комплекса можно отнести:

**КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЗВИТИИ
ПОДВОДНОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Развитие подводного освоения и разработки скважин и месторождений обусловлено в основном следующими факторами: резким ростом стоимости освоения месторождений с подводных гидротехнических сооружений;

освоением северных и арктических месторождений, выдвинувшим ряд проблем, связанных с суровыми климатическими условиями и ледовой обстановкой;

ускорением разработки периферийных зон крупных месторождений;

обеспечением рентабельной разработки мелких малодобитных месторождений.

Первая скважина с расположением устья на морском дне на глубине моря 11,1 м была построена в 1943 г. (о. Эри, США). С тех пор рядом зарубежных компаний начаты опытно-промышленные испытания и внедрение подводной добычи нефти и газа. К 1987 г. в различных районах мира введено около 450 скважин с системами подводной добычи. Из них только 15 скважин введено в работу «сухого типа». Начато внедрение подводной добычи нефти в ВПО «Каспморнефтегаз».

В последние годы разработан и предложен зарубежными фирмами ряд конструкций оборудования и систем подводной добычи, начиная от придонных модульного типа устьевых конструкций до полного комплекса системы подводного нефтяного или газового промысла. Преимуществами подводной добычи являются также защита оборудования от атмосферных осадков, уменьшение навигационной и пожарной опасности и повреждения оборудования, возможность поэтапного ввода в разработку месторождения.

Недостатками подводной системы разработки месторождений является затруднительный доступ к подводным комплексам, потребность в высококвалифицированном обслуживающем персонале — акванавтах и водолазах, а также специальном инструменте и системах управления. Особые требования предъявляются к надежности узлов арматуры — задвижкам, клапанам, устройствам привода, управления и др. Изготавливают арматуру из специальных марок стали с высокой противокоррозионной стойкостью.

Устьевые конструкции оборудования подводной добычи бывают с открытым и закрытым расположением устьевой арматуры. В открытых системах (рис. 107) устьевое оборудование под-

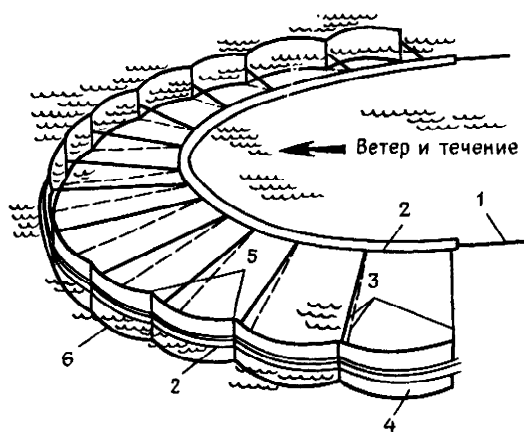


Рис. 105. Волно- и ветроустойчивое боновое ограждение:
 1 — натяжной элемент, 2 — поплавок, 3 — надводная часть, 4 — фартук, 5 — вертикальные планки, 6 — задерживающая нефть часть бонов

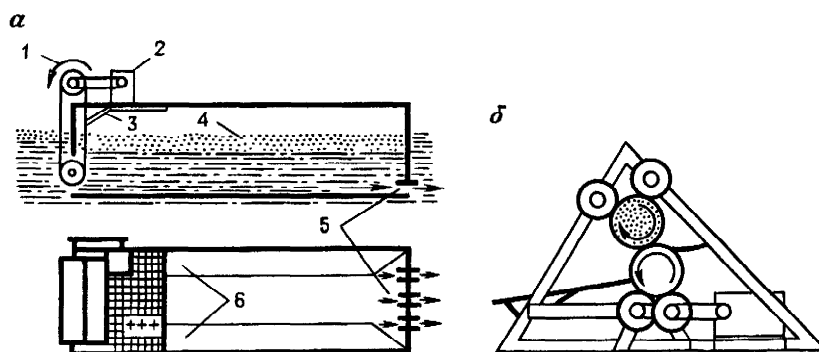


Рис. 106. Схема оборудования судна для сбора нефти с поверхности моря:
 а — общая схема, 1 — направление вращения ремня, 2 — приводной двигатель, 3 — скребок для снятия нефти с ремня; 4 — собранная нефть; 5 — отверстия для выпуска воды, 6 — отсеки для придания судну дополнительной плавучести, б — схема валков для выжимания нефти из абсорбирующего ремня

На рис. 106 показана схема оборудования судна для сбора нефти с поверхности воды. В конструкции заложен принцип движения бесконечного плоского ремня для захвата нефти. При движении установки нефть увлекается под воду и поступает в нефтесборник, где она всплывает, затем ремнем захватывается и вверху выжимается из ремня валками.

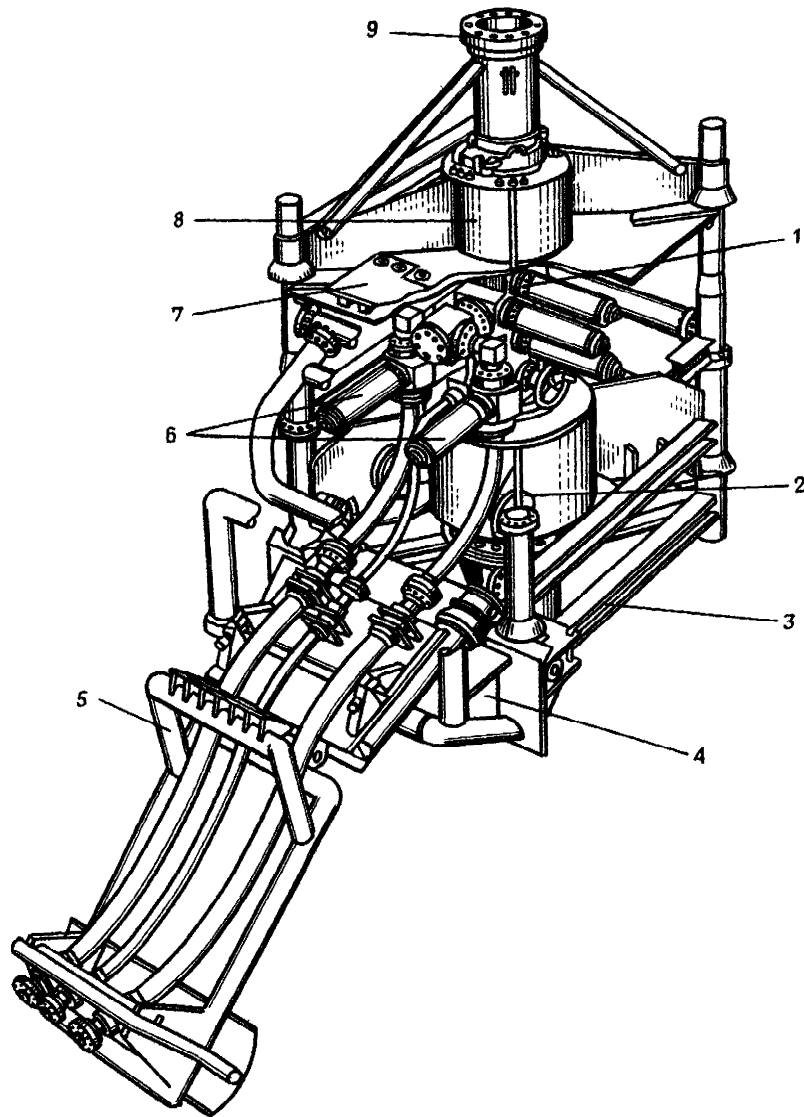


Рис. 109. Подводная фонтанная арматура «Плайн Джайн»:

1 — блок фонтанной арматуры; 2 — шкивы для затаскивания; 3 — постоянное направляющее основание; 4 — седло выкидных линий; 5 — сочлененные салазки выкидной линии; 6 — задвижки выкидной линии; 7 — приемная плита фонтанной арматуры; 8 — цанговый соединитель и конструкция узла нижнего стойка; 9 — ориентирующая катушка

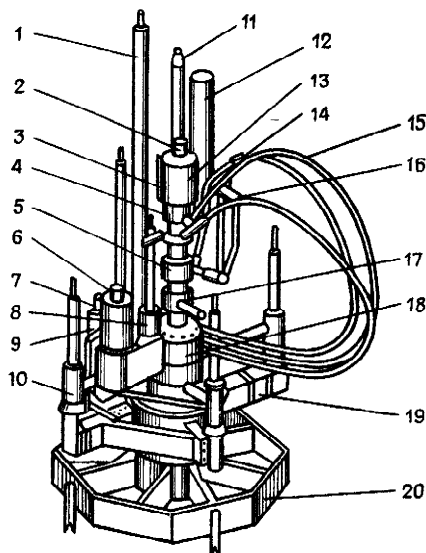


Рис. 107. Фонтанная арматура обычного (открытого) типа:

1 — стойка для крепления каната при повторном спуске и подъеме оборудования, 2 — верхняя крышка, 3 — распределительный клапан; 4 — клапан, применяемый при поршневом тартании, 5 — распределительная катушка; 6 — узел электрогидравлического управления, 7 — выкидная линия; 8 — соединительный патрубок, 9 — устройство регулировки положения выкидной линии; 10 — направляющая рама, 11 — стойка буя, 12 — буй, 13 — клапаны гидросистемы, 14 — клапан на обводной линии, 15 — обводные линии, 16 — трехходовой клапан; 17 — главная задвижка; 18 — соединительный фланец, 19 — постоянная опора, 20 — временная опора

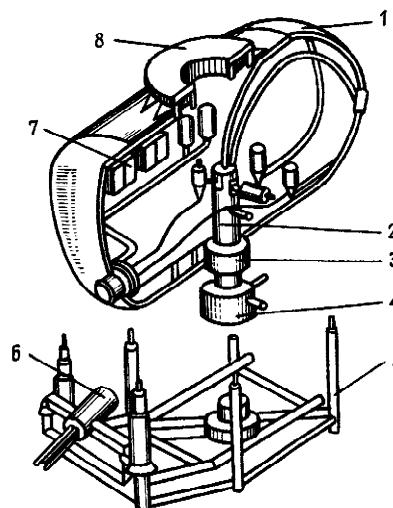


Рис. 108. Фонтанная арматура закрытого типа:

1 — одноатмосферная камера; 2 — фонтанная арматура; 3 — катушка, 4 — соединитель фонтанной арматуры, 5 — оборудование устья скважины; 6 — соединитель выкидной линии типа «ОА», 7 — система управления; 8 — посадочная площадка

вергается воздействию гидростатического давления. Монтаж, обслуживание и ремонт этого типа оборудования производят специалисты-акванавты в специальных костюмах с использованием специального инструмента. В закрытых системах (рис. 108) устьевое оборудование размещается в закрытых герметичных камерах, внутри которых поддерживается атмосферное давление или немного выше. В камерах с атмосферным давлением водолазы работают в обычных рабочих костюмах.

Управление устьевой арматурой и манифольдными камерами производят дистанционно с обслуживающего судна или гидротехнического сооружения с помощью гидравлической или электрогидравлической системы. В электрогидравлических системах управления электроэнергия к исполнительным механизмам подается с берега или стационарной морской платформы, или подводится по кабелю к размещенной под водой аккумуляторной батарее.

В большинстве случаев устьевая арматура снабжена устройством для спуска инструмента через выкидные линии. Для ремонта

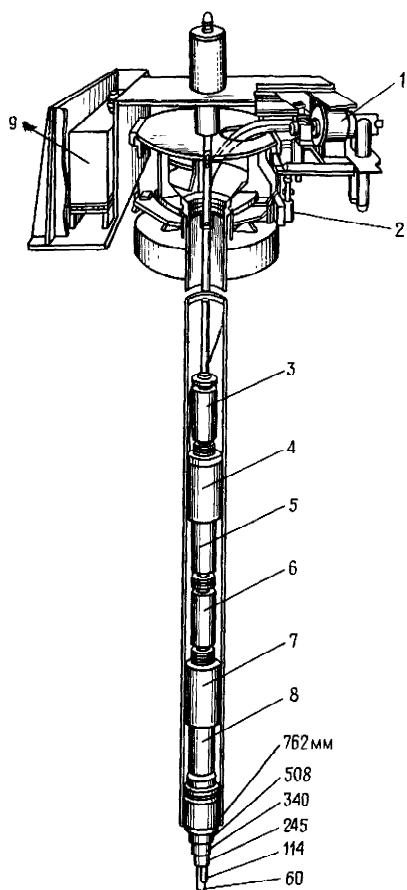
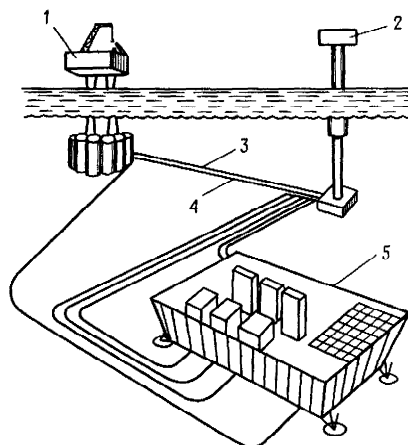


Рис. 110. Кессонная система заканчивания скважин без направляющего каната:

1 — соединитель выкидной линии, 2 — морское дно, 3 — задвижка на отводящей линии, 4, 7 — соединитель «SL», 5 — уплотнительный поршневой клапан, 6 — фонтанная задвижка, 8 — 346-мм корпус; 9 — электрогидравлический коллектор

Рис. 111. Схема освоения газового месторождения Норт-Ист-Фригг:

1 — центральная платформа месторождений Фригг, 2 — стационарная платформа на месторождении Норт-Ист-Фригг, 3 — электрический кабель, 4 — линия подачи гликоля; 5 — блок подводного эксплуатационного оборудования



новлено на глубине 100 м. Управляют устьевым оборудованием с месторождения «Фригг» по радио. На приемной станции, размещенной на месторождении «Норт-Ист Фригг» на платформе 2, подаваемые команды трансформируются в сигналы гидроуправления задвижками. Устья скважин связывают со станцией управления шесть линий. Направляющая колонна, направляющие основания, фонтанные арматуры и газовые манифолды размещены в блоке массой 300 т, который прикреплен к морскому дну четырьмя сваями. Блок установлен на расстоянии 150 м от станции управления.

Стационарная платформа рассчитана на эксплуатацию месторождения в автоматическом режиме. Автоматическая аварийная система базируется на использовании замкнутых цепей регулирования, связывающих обнаруженные отклонения параметра с корректирующими воздействиями через логическую схему. Система станции управления оснащена вторичными приборами,

скважин и ввода НКТ фонтанная арматура имеет сверху устройства, обеспечивающие доступ в устье, через которое производят спуск необходимого оборудования и инструмента в скважину. Установку арматуры, ее ремонт и обслуживание производят с плавсредства. Иногда для ее спуска используют направляющие канаты и другие узлы подводного устьевого оборудования бурения скважины. Если устьевая головка закрыта устьевым колпаком, то ее извлекают дистанционно или с помощью водолазов.

Учитывая ограниченную глубину, на которой могут работать водолазы, и высокую стоимость водолазных работ, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы направлены на создание конструкций систем подводной разработки, ограничивающих или полностью исключающих водолазные работы при обслуживании и ремонте подводных объектов нефтегазового промысла. Например, на месторождении «Пиранья» (бассейн Кампус, Бразилия) установлено устьевое оборудование фирмы «Нейшил» (США) без помощи водолазов на глубине 292 м. В Северном море (Британский сектор) на глубине 76 м установлен блок-модуль для куста скважин, изготовленный этой фирмой. На блоке смонтирована фонтанная арматура для куста скважин и трубопроводы. Каждый отдельный донный коллектор на модуле-блоке может быть оборудован собственной стояковой (вертикальной) манифольдной системой, обслуживаемой с полупогружной установки. Кусты скважин с донными коллекторами могут также обслуживаться одной центральной манифольдной эксплуатационной стояковой системой, опирающейся на морское дно.

Различные конструкции оборудования для подводного заканчивания и эксплуатации скважин разработаны фирмой «Камерон» (США). Они включают:

устьевое оборудование с дистанционным управлением, конструкция которого позволяет производить все операции по установке, монтажу, ремонту с поверхности без использования водолазов. Арматурой управляют дистанционно с помощью электрогидравлической системы;

фонтанную арматуру «Плайн Джайн» (рис. 109), предназначенную для ускорения работ по вводу в эксплуатацию периферийных скважин. Оборудование устанавливается буровой бригадой с ППБУ с использованием спускоподъемного инструмента и оборудования буровой;

кессонную систему заканчивания скважин без направляющих канатов (рис. 110). Особенность этой конструкции — обеспечение высокой надежности. Эксплуатационный комплект, являющийся составной частью системы, размещается в кессоне внутри направляющей колонны обсадных труб. В колонне расположены три узла: верхний корпус, кессон и нижний посадочный узел;

модульную систему фонтанной арматуры для многоскважинного заканчивания скважин.

На рис. 111 показана схема освоения газового месторождения «Норт-Ист Фригг», где подводное устьевое оборудование уста-

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ
СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В МОРЕ**

§ 1. Капитальные вложения и их структура

Капитальные вложения в зависимости от назначения в нефтегазодобывающей отрасли распределяются на:

- подготовку запасов нефти и газа;
- объекты основного производственного назначения, связанные с добычей нефти и газа;
- объекты общепромыслового и общезаводского хозяйства;
- объекты магистрального транспорта нефти и газа;
- объекты жилищного и культурно-бытового назначения;
- прочие капитальные вложения.

В нефтегазовой промышленности на суше действует примерно следующая структура капитальных вложений (в %):

| | |
|------------------------------|-------|
| буровые работы | 40—50 |
| строительно-монтажные работы | 40 |
| приобретение оборудования | 18 |
| прочие расходы | 4—5 |

В составе капитальных вложений по нефтегазовой промышленности на суше не полностью отражаются расходы на геолого-разведочные работы с учетом геолого-поисковых работ, осуществляемых за счет операционных средств госбюджета. Эти расходы составляют около 60%.

В нефтедобывающей промышленности значительный удельный вес занимают буровые работы (до 60%). В газовой промышленности ведущее место занимают капиталовложения на объекты магистрального транспорта газа. На них приходится более половины капиталовложений.

Как отмечалось выше (см. гл. 1, § 1), особенностью работ в море по разработке нефтяных и газовых месторождений являются: во-первых, кратное увеличение капиталовложений по сравнению с капиталовложениями на суше; во-вторых, значительное изменение структуры капитальных вложений.

В зависимости от условий окружающей среды, глубины моря, удаления от берега резко растет стоимость обустройства и технических средств в общей стоимости работ по освоению месторождений. Это обусловлено высокой стоимостью уникальных гидротехнических сооружений, буровых плавучих средств, другой специальной техники, а также строительно-монтажных работ.

Развитие работ по освоению глубоководных месторождений на Каспийском море, начало работ на акваториях о. Сахалин, Баренцева моря и других морей потребовали значительного уве-

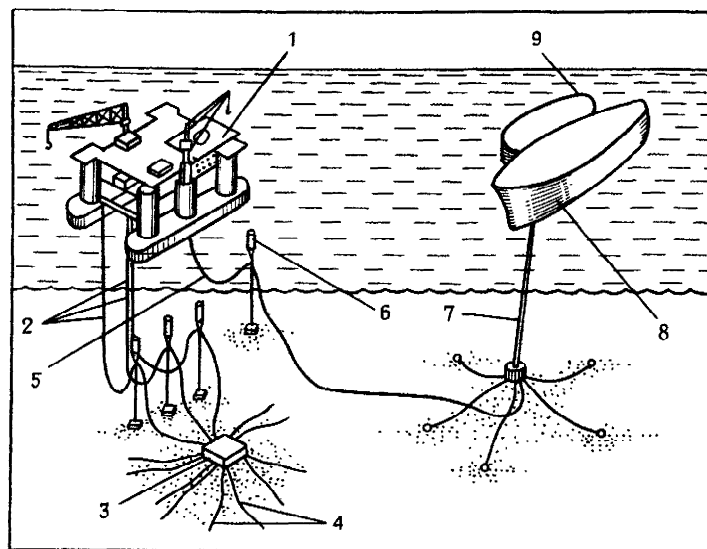


Рис. 112. Схема подводной глубоководной системы «Сихок»:

1 — полупогружная платформа, 2 — трубопроводы в водоотделяющей колонне (для газлифта, закачки воды, отбора нефти), 3 — подводный блок с эксплуатационным оборудованием; 4 — наклонные скважины, 5 — трубопровод для откачки добытой нефти, 6 — подводный буй, 7 — система якоривания, 8 — танкер-хранилище; 9 — грузовой танкер

контролирующими состояние конструкции платформы, утечку газа и т. п.

На рис. 112 приведена схема подводной глубоководной системы «Сихок» фирмы «Санта Фе» (США). Система предназначена для разработки малодебитных месторождений с максимальным притоком нефти $6,4 \text{ м}^3/\text{сут}$, максимальным объемом закачки морской воды $9,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, газовым фактором $214 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Платформа рассчитана на глубину от 91 до 490 м.

В большинстве случаев комплекс подводного заканчивания и добычи нефти или газа включает: эксплуатационный трубопровод, устье скважины, фонтанную арматуру выкидные линии, эксплуатационную водоотделяющую колонну (стояк), систему управления и контроля скважины (скважин) и др. Особенностью конструирования узлов комплекса являются:

- разработка узла фонтанной арматуры предпочтительно моноблочной конструкции, исключающей наличие прокладок и снижающей общую высоту конструкции;

- разработка специальных узлов подвески колонн НКТ;

- простые по конструкции узлы оборудования с минимальным использованием уплотнений, которые необходимо выполнить на морском дне;

- обеспечение возможности извлечения всех действующих подводных деталей и узлов для ремонта и других целей.

ТАБЛИЦА 28
**ПРИМЕРНАЯ СТРУКТУРА РАСХОДОВ НА ОСВОЕНИЕ
 МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В БРИТАНСКОМ СЕКТОРЕ СЕВЕРНОГО МОРЯ
 (ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ ПО НЕФТЕПРОВОДУ)**

| Структура расходов | Капитальные затраты | |
|--|---------------------|------|
| | млн. долл | % |
| Шесть разведочных и оценочных скважин (из расчета 4 млн. на скважину) | 24 | 2,3 |
| Две платформы | 300 | 29,1 |
| Оборудование для платформ | 130 | 12,6 |
| Монтажные работы (80 млн. на одну платформу) | 160 | 15,6 |
| Эксплуатационное бурение из расчета 2 млн. на скважину) | 120 | 11,7 |
| Прочие расходы (подготовительные работы, консультация и т. д.) | 90 | 8,7 |
| Подводный нефтепровод из расчета 1 млн. долл. на милю (622 тыс. долл. на 1 км) | 100 | 9,7 |
| Береговые сооружения | 70 | 6,8 |
| Прочие расходы (приобретение земельных участков, геофизические работы и т. д.) | 36 | 3,5 |

Характеристика месторождения

| | |
|---|------|
| Извлекаемые запасы нефти, млн. т | 110 |
| Глубина моря, м | 137 |
| Проектное число стальных платформ (каждая на 30 скважин) | 2 |
| Протяженность подводного нефтепровода, км | 161 |
| Диаметр нефтепровода, см | 76 |
| Предполагаемый максимальный объем добычи нефти, тыс т/сут | 27,5 |
| Проектная продолжительность эксплуатации, лет | 17 |

ставляют 73,8%. Удельный вес затрат на геологоразведку и эксплуатационное бурение составляет 2,3 и 11,7%.

Примерное распределение расходов по этапам освоения приведено в табл. 29. Как видно из табл. 29, при продолжительности освоения гипотетического месторождения в течение 8 лет наибольший удельный вес расходов по этапам приходится на 5-й и 4-й годы (32 и 23%), затем 18 и 16% — на 6-й и 3-й годы.

В зарубежной практике затраты в абсолютных объемах на освоение месторождения вследствие инфляции, что приводит к удорожанию оборудования и обустройства, могут несколько раз пересматриваться.

Например, первоначальные затраты на освоение месторождения «Фортис» в Северном море должны были составить 840 млн. долл., в 1975 г. они увеличились до 1470 млн. долл. и к окончанию обустройства, видимо, еще больше возрастут.

В зависимости от площади месторождения, климатических условий, глубины моря, расстояния от берега и других факторов стоимость обустройства морского месторождения колеблется в широких пределах: примерно от 200 млн. до 3,5 млрд. долл. (Северное море, месторождение «Брент») и более. Время освоения морского нефтегазового месторождения, начиная с геофи-

личения капитальных вложений на строительство гидротехнических сооружений и береговых баз; на приобретение и внедрение уникальных технических средств для бурения, добычи и обустройства. Например, в ВПО «Каспморнефтегаз» за XI пятилетку капитальные вложения увеличились примерно в 2 раза. Меняется и структура капитальных вложений в сторону увеличения их доли на приобретение техники и на строительство гидротехнических объектов в море, а также на различных этапах освоения (табл. 27).

ТАБЛИЦА 27
СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ (В %) НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ
ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
В РАЗЛИЧНЫХ АКВАТОРИЯХ [15]

| Направления капитальных вложений | Неледовая акватория | | Ледовая акватория | |
|--|-----------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------|
| | освоенная мелководная | освоенная глубоководная | разведваемая | начальная стадия освоения |
| Разведочное бурение | 26,0 | 14,0 | 22,0 | 31,0 |
| Эксплуатационное бурение | 22,0 | 12,0 | — | 8,0 |
| Оборудование, не входящее в сметы строек | 37,0 | 29,0 | 73,0 | 17,0 |
| Строительство | 15,0 | 45,0 | 5,0 | 44,0 |
| Итого | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

В соответствии с Инструкцией по определению экономической эффективности капитальных вложений в нефтяной и газовой промышленности срок окупаемости капитальных вложений определяют по формуле

$$T_0 = K/P = K/(C - C_0) \quad (59)$$

где K — капитальные вложения в разработку и обустройство месторождения; C — стоимость продукции в оптовых ценах предприятия (без налога с оборота); C_0 — полная себестоимость продукции; P — прирост годовой прибыли за планируемый период (год, пятилетку).

По зарубежным данным, стоимость обустройства в общей стоимости растет от 18—21% (Средний Восток, Мексиканский залив) до 44% (Северное море), а с учетом трубопроводов и наливных причалов — от 42 до 57%. В северных и арктических условиях с ледовой обстановкой доля стоимости обустройства, включая технику, доходит до 80% общей стоимости капитальных вложений. В табл. 28 приведена примерная структура затрат на освоение гипотетического месторождения нефти в Северном море, извлекаемые запасы которого составляют 110 млн. т. Как видно из табл. 28, наибольший удельный вес капитальных затрат (41,7%) приходится на стоимость и строительство двух стационарных платформ и оборудования. Затраты на обустройство, включая подводные трубопроводы и береговые сооружения, со-

дения составляет от 18 млн. (месторождение «Вест Соул») до 150 млн. долл. (месторождение «Брент»). В связи с ежегодной инфляцией фактическая стоимость обслуживания месторождений увеличивается.

§ 3. Рентабельность освоения морских месторождений

Учитывая огромные общие затраты на освоение морского нефтегазового месторождения, рентабельность может быть обеспечена при наличии крупного месторождения с большими извлекаемыми запасами углеводородов и высоким суточным дебитом скважин.

В зарубежной практике экономическую эффективность разработки месторождения оценивают извлекаемой прибылью, ее отношением к капитальным затратам, сроком окупаемости вложенных средств. В структуре капитальных вложений, при исключении рентных платежей, составляющих около 40% общих капитальных вложений, как упоминалось, основные затраты приходятся на обустройство и разработку месторождения. Затраты на поисково-разведочные работы, составляющие 4—20%, определяются ограниченным объемом их проведения и условиями геолого-поисковых работ. Обычно бурение поисково-разведочных скважин ограничивается одной-двумя скважинами в Мексиканском и Персидском заливах, 5—12 скважинами в Северном море, 1—10 скважинами в акваториях Юго-Восточной Азии, Австралии.

Удельные капитальные затраты на единицу мощности нефтедобычи зависят от общих затрат на открытие месторождения, его запасов и добычи, колеблются в широких пределах и составляют в среднем 1,5—2 долл./т в Персидском заливе и Венесуэле, 33 долл./т в заливе Кука и 300 долл./т в море Бофорта, а себестоимость добываемой в море нефти от 0,7 (Абу-Даби) до 10—15 долл./т в Северном море. Ниже в качестве примера приведен максимальный дебит (т/сут на 1 скв.) на морских месторождениях.

| | |
|--|------|
| Мексиканский залив | 95 |
| Западное побережье Северной Америки | 140 |
| Залив Кука | 550 |
| Северное море | 1700 |
| Венесуэла | 200 |
| Ближний и Средний Восток | 1100 |
| Западная Африка, Юго-Восточная Азия, Австралия | 270 |

Среднегодовая норма прибыли на разрабатываемых морских нефтегазовых месторождениях относительно более высокая, чем на суше.

Среднегодовая норма прибыли зависит также от цены на нефть и запасов месторождения. При этом за рубежом учиты-

ТАБЛИЦА 29

**ПРИМЕРНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДОВ ПО ЭТАПАМ ОСВОЕНИЯ
ГИПОТЕТИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В СЕВЕРНОМ МОРЕ
(РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРЕДУСМОТРЕНА
С ЧЕТЫРЕХ ПЛАТФОРМ)**

| Структура расходов | Этапы освоения | |
|--|----------------|-------|
| | годы | % |
| Геологоразведочные работы | Первый | 0,5 |
| Оценочное бурение и начало разработки | Второй | 7,0 |
| Сооружение нефтепровода и частичная оплата двух первых платформ | Третий | 16,0 |
| Окончание монтажа двух первых платформ и начало монтажа третьей и четвертой платформ | Четвертый | 23,0 |
| Начало эксплуатационного бурения с двух первых платформ и начало добычи нефти. Окончание монтажа третьей и четвертой платформ. Эксплуатационное бурение с четырех платформ | Пятый | 32,0 |
| Увеличение добычи нефти | Шестой | 18,0 |
| Достижение максимума добычи нефти | Седьмой | 3,0 |
| Окончание программы обустройства месторождения | Восьмой | 0,5 |
| | Итого | 100,0 |

зических исследований до ввода его в эксплуатацию на максимальную добычу, может составлять от 3 до 15 лет, а период бурения эксплуатационных и разведочных скважин по уточнению контура — 2—8 лет. Большое удлинение сроков поисковых, буровых работ и обустройства месторождения в зарубежной практике не допускают, так как это приводит к большим дополнительным расходам.

§ 2. Текущие затраты

В общих расходах по разработке морских нефтяных и газовых месторождений значительную долю составляют затраты на их эксплуатацию и обслуживание.

В последние годы в связи с внедрением дорогостоящих буровых средств, гидротехнических сооружений и освоением глубоководных акваторий значительно увеличиваются эксплуатационные затраты на морских месторождениях СССР.

В зарубежной практике их удельный вес колеблется в широких пределах и в зависимости от конкретных условий они составляют от 20 до 70% общих затрат на разработку месторождения и более. Например, в Северном море при разработке месторождения «Аргилл» эксплуатационные затраты превышают 90% общих расходов. Если в Мексиканском заливе удельные затраты на обслуживание оборудования составляют 4,2 долл., то в Северном море они составляют 7 долл. на 1 т добываемой нефти.

По приближенным расчетам по 12 месторождениям Северного моря, ежегодная стоимость обслуживания одного месторож-

где Q_v — валовая продукция в средневзвешенных ценах, руб.;
 C_ϕ — среднегодовая стоимость основных фондов, руб.

При определении фондоотдачи рассчитывают остаточную стоимость скважин, а при определении фондоотдачи остальных основных фондов — первоначальную их стоимость. Таким образом, стоимость сооружений и уникального оборудования на море составляет значительно более высокий удельный вес в общей стоимости сооружений.

Характер использования техники определяется:

коэффициентом экстенсивного использования оборудования K_ε

$$K_\varepsilon = T_p / T_k, \quad (61)$$

где T_p — время работы оборудования; T_k — календарное время;
коэффициентом интенсивного использования оборудования K_i

$$K_i = v_k / v_t, \quad (62)$$

где v_k , v_t — соответственно коммерческая и техническая скорости бурения, м/ст.-мес.

Интенсивность использования оборудования определяют также из отношения его годовой производительности к аналогичному показателю по лучшей буровой бригаде.

Суммарная эффективность использования основных фондов (экстенсивного и интенсивного) оценивают интегральным коэффициентом K_i [15]

$$K_i = K_\varepsilon K_i. \quad (63)$$

Основную часть в производственных фондах бурового предприятия составляют буровые установки и оборудование, активно участвующие в строительстве скважин.

Особенностью производственных фондов бурового предприятия, работающего на морских нефтегазовых месторождениях, являются:

увеличение в кратно раз стоимости буровых плавсредств (СПБУ, ППБУ, БС) в разведочном бурении и морских гидротехнических сооружений (МСП, эстакад и т. п.) в эксплуатационном бурении;

отличие этапов технологического процесса в общем цикле строительства скважин.

В отличие от суши, где буровые установки после окончания бурением скважины демонтируются и перевозятся на новую точку, в морских условиях: в разведочном бурении установка постоянно смонтирована на плавсредстве и перемещается вместе со всем комплексом оборудования на новую точку, в эксплуатационном бурении установка смонтирована постоянно на морской стационарной платформе и бурит куст скважин. В этом случае установка также не демонтируется, а перемещается с помощью специального устройства на платформе для бурения очередной

вается только чистая прибыль, остающаяся после уплаты рентах и других платежей.

На акваториях с благоприятными географо-климатическими условиями глубиной до 200 м разрабатываются месторождения с запасами не менее 1,5—3,0 млн. т на мелководных месторождениях и с запасами 25—30 млн. т на глубинах до 500 м. В Северном море считаются рентабельными месторождения с запасами не менее 40 млн. т. Однако эти приведенные показатели являются не постоянными для одного и того же района и при изменении цен на нефть, удешевлении затрат на освоение месторождения и других факторах (например, применение новой техники) периодически меняются.

§ 4. Эффективность использования основных фондов и оборотных средств

За XI пятилетку основные фонды морских нефтедобывающих предприятий значительно увеличились. Например, по ВПО «Каспморнефтегаз» они возросли в 2 раза.

Большой рост производственных фондов в морском освоении нефтегазовых месторождений требует коренного улучшения их использования. Главное направление в улучшении использования основных фондов в бурении — экстенсивный путь, т. е. увеличение производительности буровых установок, монтируемых на плавсредствах и МСП, путем увеличения продолжительности их работы за счет сокращения непроизводительного времени, простоев и т. п.

Большие резервы имеются и в использовании оборотных средств. В бурении большой удельный вес в оборотных средствах приходится на основные материалы, малоценные и быстроизнашиваемые изделия, инструменты, приспособления и другие, которые составляют около 60% всей суммы оборотных средств. Обоснованное нормирование, повышение качества, экономия в расходовании, хранение и т. п. являются одним из важных путей их рационального использования. В соответствии с Типовой классификацией основные фонды делятся на 12 групп. Наиболее важные из них это машины и оборудование, передаточные устройства (трубопроводы, линии электропередач, связь и пр.) и сооружения.

Особенностью морского освоения нефтегазовых месторождений является то, что в отличие от суши, где около 90% стоимости сооружений составляют скважины, в море значительный удельный вес в стоимости приходится на гидротехнические сооружения (МСП, эстакады и пр.), буровые платформы и суда, подводные трубопроводы, уникальные плавучие средства обустройства и обслуживания работ в море.

Наиболее важный показатель эффективности использования основных фондов — фондоотдача Φ , определяемая по формуле

$$\Phi = Q_v / C_{\Phi}, \quad (60)$$

§ 6. Пути снижения затрат при строительстве скважин в море

На снижение стоимости строительства скважин в море влияет ряд факторов геологического, технического и организационного характера, включающих геологические условия бурения, совершенство применяемых технических средств, уровень организации работ, а также материально-техническое обеспечение, квалификацию кадров и др. В общем цикле строительства скважин основную долю составляют затраты на бурение (до 70%). При этом затраты, зависящие от времени, составляют 40—80%. Это затраты на:

- содержание бурового оборудования, включая его амортизацию;

- прокат забойных двигателей, бурильных труб;

- подключенную мощность буровой (трансформаторы, высоковольтные электродвигатели) и на содержание высоковольтной сети;

- расход материалов и запасных частей;

- расходы на обслуживающий транспорт и доставку работающих на буровую;

- перевозку материалов, расходуемых в процессе бурения скважины (кроме затрат, относимых к зависимым от объема);

- расход технической воды, затраты по эксплуатации ДВС и теплофикационных установок, заработная плата буровой бригады.

Не все затраты, зависящие от времени, при изменении скорости бурения изменяются пропорционально ее изменению (стоимость порошкообразных материалов, буровых растворов, химических реагентов, утяжелителей и силовой электроэнергии). Это обусловлено тем, что нормы их расхода зависят, кроме времени, от других факторов (диаметр ствола скважины, способ бурения и т. п.).

К другой группе относятся затраты, зависящие от объема бурения, определяемого глубиной и конструкцией скважины (затраты на долота, износ и опрессовку бурильных труб, стоимость обсадных труб и колонной оснастки, тампонажных материалов, цементирования колонн, испытания их на герметичность, транспорта бурильных и обсадных труб, цемента долот и др.).

Одним из путей выявления резервов по сокращению стоимости бурения является рассмотрение стоимости 1 м проходки по статьям затрат. В табл. 30 в качестве примера приведен удельный вес стоимости 1 м проходки по статьям затрат. Как видно из табл. 30, в общем цикле строительства скважины стоимость бурения составляет 74—77%, в том числе: амортизация бурового оборудования 9—27,4%, материалы 28,5—18%, транспортные расходы 15,4—15,8%.

Большой резерв в сокращении стоимости по перечисленным статьям — сокращение затрат, зависящих от времени, т. е. от

скважины в кусте. Таким образом, в обоих случаях бурения буровая установка находится в более благоприятных условиях эксплуатации, чем ее работа на суше. С изменением условий и времени строительно-монтажных работ в море меняется и оборачиваемость буровой установки.

Увеличение времени бурения в общем цикле строительства скважин, в особенности в эксплуатационном бурении при проходке второй и последующих скважин на кусте, является одним из резервов повышения производительности буровых установок и повышения эффективности использования основных фондов.

§ 5. Пути снижения затрат на поиски и разведку морских нефтегазовых месторождений

Начальную стадию геологоразведочных работ представляют геофизические исследования по подготовке и установлению основных перспектив нефтегазоносности, выявлению перспективных структур и определению прогнозных запасов.

Следует отметить, что стоимость геофизической разведки значительно ниже, чем разведки на суше. Стоимость подготовки структур на суше составляет 900—1500 тыс. руб., а на море 350—850 тыс. руб. В отличие от суши, где применяют бурение структурно-поисковых скважин малого диаметра, в море этот вид бурения почти не используют. Поэтому к геофизическим работам предъявляются высокие требования, и особенно к достоверности и качественной обработке информации, полученной в процессе геофизических исследований.

Стоимость подготовки структур и 1 м геофизических работ зависит от совершенства применяемой техники, ее производительности, удаленности от берега и портов, величины площадей исследования, гидрометеорологических условий, уровня организации работ и др. Основными путями снижения стоимости геофизических работ являются:

- применение высокопроизводительной техники, обработки информации на ЭВМ;

- широкое внедрение невзрывных источников возбуждения колебаний;

- совершенствование программного обеспечения;

- внедрение многоканальных цифровых сейсмостанций до 240 каналов и более;

- применение оснащенных высокопроизводительной современной техникой геофизических судов с набоортной обработкой данных с целью получения экспресс-информации;

- развитие спутниковых систем навигации, обеспечивающих круглосуточную работу геофизических судов.

продолжительности (скорости) бурения. В табл. 31 приведено использование календарного времени по видам работ в процентах по ВПО «Каспморнефтегаз». Большой удельный вес в общих затратах времени составляют: в разведочном бурении простой 21,4%, вспомогательные работы 21,2%. Аналогичное положение и в эксплуатационном бурении.

Погодные условия на море ограничивают доставку материалов на буровую установку, поэтому нормальная работа их должна обеспечиваться требуемой автономностью запасов и заблаговременным их пополнением при благоприятной погоде или во время перехода с точки на точку или со стоянки в порту на береговой базе и т. п. Так как применение дорогостоящей уникальной техники значительно увеличивает ее суточную стоимость, сокращение этих затрат в бурении — большой резерв в сокращении стоимости строительства скважины. Поэтому бурение скважин в море требует очень высокой организации буровых работ, при которой непроизводительные затраты должны быть сокращены до минимума. Например, при бурении скв. 3 на площади Южная 2 (Каспийское море) при высокой организации работ на СПБУ «Баки» получена коммерческая скорость бурения 595,6 м/ст.-мес при плановой скорости 300 м/ст.-мес, время механического бурения составило 39,2% СПО — 17,9%, а общее производительное время 93,6% при фактической глубине скважины 5200 м. Такое сокращение времени в бурении снизило фактическую стоимость строительства скважины более чем в 1,5 раза.

Большие резервы по сокращению стоимости строительства скважин заложены в совершенствовании технологии и организации строительства скважин и применении технических средств: внедрение буровых долот с герметизированными опорами, алмазных долот, долот режущего типа, оснащенных алмазно-твердосплавными пластинами, и долот типа ИСМ;

применение низкооборотных забойных двигателей (винтовые и турбобуры);

внедрение высокопрочных бурильных труб с приварными замками типа ТБПВ и ТБВК с пределом текучести до 750 МПа, высокопрочных обсадных труб с пределом текучести 650—950 МПа и труб из коррозионно-стойких сталей;

совершенствование компоновок низа бурильной колонны, в особенности при наклонно-направленном бурении;

внедрение комплектных буровых установок с повышенной гидравлической мощностью буровых насосов и повышенной грузоподъемностью узлов подъемной части, обеспечивающих спуск сплошных обсадных колонн без их секционирования;

применение качественных химических реагентов и порошкообразных материалов для приготовления буровых растворов;

повышение эффективности очистки буровых растворов за счет трех- и четырехступенчатой их очистки;

сокращение вспомогательных работ за счет внедрения комплексов геофизических исследований в процессе бурения (типа

ТАБЛИЦА 30

**СТОИМОСТЬ 1 м ПРОХОДКИ ПО СТАТЬЯМ ЗАТРАТ
(ВПО «КАСПМОРНЕФТЕГАЗ»)**

| Статьи затрат | Эксплуатационное бурение | | Разведочное бурение | |
|---------------------------------------|--------------------------|-------------|---------------------|-------------|
| | руб — коп | % | руб — коп | % |
| Подготовительные работы | 43—41 | 9,2 | 97—70 | 6,6 |
| Строительство и монтаж буровой | 11—86 | 2,5 | 9—88 | 0,7 |
| Бурение скважины: | | | | |
| материалы, всего | 134—03 | 28,5 | 266—84 | 18,0 |
| в том числе обсадные трубы | 44—66 | 9,4 | 76—30 | 5,0 |
| заработная плата | 20—29 | 4,3 | 42—84 | 2,9 |
| Расходы на эксплуатацию бурового обо- | 83 25 | 17,7 | 490—66 | 33,4 |
| рудования и инструмента: | | | | |
| в том числе амортизация | 42—56 | 9,0 | 403—00 | 27,4 |
| бурового оборудования | | | | |
| Транспортные расходы | 72—37 | 15,4 | 232—38 | 15,8 |
| Энергетические затраты | 18—83 | 4,0 | 72—92 | 5,0 |
| Услуги вспомогательных производств | 12—22 | 2,3 | 29—10 | 2,0 |
| Итого по бурению | 350—99 | 74,6 | 1134—74 | 77,2 |
| Испытание скважин | 6—34 | 1,3 | 51—42 | 3,5 |
| Промыслово-геофизические работы | 9—58 | 2,0 | 34—17 | 2,3 |
| Итого промышленные затраты | 422—18 | 89,7 | 1327—28 | 90,3 |
| из них на транспортные расходы | 78—64 | 16,7 | 250—15 | 17,0 |
| Накладные расходы: | 44—87 | 9,5 | 85—66 | 5,8 |
| в том числе административно-хозяй- | 12—81 | 2,7 | 36—06 | 2,4 |
| ственные | | | | |
| Потери от брака | 3—90 | 0,8 | 55—55 | 3,8 |
| Фактическая стоимость | 470—45 | 100 | 1468—49 | 100,0 |

ТАБЛИЦА 31

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАЛЕНДАРНОГО ВРЕМЕНИ (В %) К ОБЩЕМУ
КАЛЕНДАРНОМУ ВРЕМЕНИ (ВПО «КАСПМОРНЕФТЕГАЗ»)**

| Виды работ | Разведочное бурение | | Эксплуатационное бурение | |
|---------------------------------|---------------------|--------|--------------------------|--------|
| | 1980 г | 1985 г | 1980 г | 1985 г |
| Бурение: | 62,7 | 65,2 | 70,6 | 76,4 |
| в том числе работы по проходке: | 27,4 | 27,4 | 27,3 | 31,2 |
| из них механическое бурение | 16,6 | 17,8 | 18,9 | 21,4 |
| спускоподъемные операции | 8,8 | 7,6 | 8,2 | 8,8 |
| Крепление | 5,9 | 7,3 | 7,5 | 7,5 |
| Вспомогательные работы | 20,1 | 21,2 | 24,5 | 22,8 |
| Ремонтные работы | 7,3 | 8,5 | 2,0 | 12,7 |
| Ликвидация осложнений | 2,0 | 0,8 | 1,3 | 2,6 |
| Непроизводительные затраты | 37,3 | 34,8 | 29,4 | 23,6 |
| Ликвидация аварий | 18,0 | 9,3 | 8,4 | 5,3 |
| Брак | 1,4 | 4,1 | 2,0 | 2,9 |
| Простой | 17,9 | 21,4 | 19,0 | 15,4 |

Подготовка кадров нефтяников и газовиков проводится в профтехучилищах, учебно-курсовых комбинатах, техникумах и институтах. Повышение квалификации кадров проводят на производстве, в учебно-курсовых комбинатах, учебных пунктах, школах и на курсах повышения квалификации при институтах. Важная форма обучения — производственный инструктаж рабочих на местах. Вместе с тем подготовка рабочих и инженерно-технических кадров для работы на морских месторождениях требует коренного улучшения как в организации, так и в повышении качества обучения.

В зарубежной практике вследствие большого разворота работ имеются специальные научно-исследовательские и научные центры по обучению специалистов различных профессий, где проводится учеба по технологии вращательного бурения, буровым растворам, контролю за пластовым давлением, гидравлике бурения, технологии морского бурения, борьбе с выбросами, с сероводородной агрессией, экономике производства буровых работ, геофизическим работам и пр.

Обучение проводится по специальным программам с применением тренажеров, действующих стендов, слайдов, учебных фильмов и т. п. Существует много форм обучения кадров всех специальностей.

Как показал опыт зарубежной практики, наиболее эффективно обучение кадров с отрывом от производства, так как более высокое качество обучения перекрывает затраты на обучение с отрывом от производства за счет более высокой производительности обученных этим методом кадров.

Программа обучения строится на чередовании теоретической подготовки с приобретением практических навыков.

ЗИТ и др.), средств обработки инклинометрических данных; внедрения механизмов СПО, спускоподъемного инструмента и механизмов приготовления буровых растворов.

Большой процент времени составляют простои из-за погодных условий, поэтому необходимо применять плавучие краны, способные работать в более жестких условиях моря.

В работе [22] предлагается применение кранов с динамической стабилизацией и улучшенной технической характеристикой.

Резервы снижения стоимости строительства скважин имеются на всех этапах, начиная от составления проекта разработки месторождения, технического проекта и смет на строительство скважины и кончая работами по освоению скважины. На этапе проектирования разработки месторождения разрабатывают несколько вариантов проекта и выбирают проект с оптимальным числом скважин в кусте, намечаемом бурением с МСП. Также определяют наиболее рациональный вариант бурения разведочных скважин (от трех до десяти) в зависимости от характеристики месторождения. Их бурение производят с плавучих средств СПБУ, ППБУ и БС. Определение оптимального числа МСП, числа скважин на МСП, оптимального числа буровых установок на платформе, а также удачное расположение других гидротехнических объектов значительно сокращают стоимость строительства скважин.

В определенных условиях Каспийского моря при кусте скважин до 12 выгодно применять одну буровую установку, а при большем числе — две буровые установки, расположенные на стационарной морской платформе. Увеличение скважин в кусте снижает удельную металлоемкость и удельную стоимость МСП, приходящуюся на одну скважину.

§ 7. Подготовка и обучение кадров

Применение уникальных и дорогостоящих технических средств и технологических процессов по разработке морских нефтяных и газовых месторождений требует высокой квалификации инженерно-технических и рабочих кадров.

Особенностью разработки морских месторождений является то, что в отличие от суши, где работает большое количество нефтяников традиционных профессий (буровики, промысловики, механики, энергетики, геофизики, геологи и т. п.), в разработке морских месторождений участвуют совершенно новые профессии: специалисты по эксплуатации различных видов морских технических средств, обслуживающих морские промыслы в процессе геологоразведочных работ, бурения скважин, эксплуатации промыслов, по обустройству и другим работам, а также специалисты по подводно-техническим работам и другие специальности.

Сложность конструкций технических средств, повышенная опасность и специфические условия работ требуют высокой квалификации обслуживающего персонала.

Кница — фасонный стальной лист в виде косынки для связи отдельных частей судового набора

Клюз — встроенная в корпусе судна труба с закраинами (губами) для пропуска якорной цепи и помещения веретена убранного якоря.

Лаупорт — квадратная дверь в борту судна выше последней, непроницаемой, палубы для облегчения посадки пассажиров и погрузки багажа и грузов.

Лот — навигационный прибор для измерения глубины: ручной — до 50 м, механический — до 200 м. Наиболее совершенный — эхолот.

Мареограф — прибор для регистрации колебаний уровня воды в море или реке, подверженных действию приливов.

Мачта, марс — вертикальное механическое или деревянное сооружение на судне, устанавливаемое на верхней палубе. М. служит для подъема сигналов, подвески антенн и пр.

Метацентр — точка пересечения силы поддержания, проходящей через центр подводного объема судна, с диаметральной плоскостью судна. Расстояние между метацентром и центром тяжести всего судна определяет остойчивость судна в данном положении. Положение метацентра изменяется при изменении наклона судна или поверхности воды (при волне). Пока метацентр лежит, при любом положении судна, выше центра тяжести всего судна (надводного или подводного), судно возвращается в состояние равновесия, в противном случае может опрокинуться. Высота (расстояние между центром тяжести и метацентром) называется метацентрической высотой, которая определяет надежность судна в плавании

Мидель — термин, обозначающий «средний по длине судна», например мидель-шпангоут, миделевое сечение.

Мостик — огражденный отрезок самой верхней из палуб, на котором находится ходовая рубка М. служит местом пребывания лиц командного состава при управлении судном

Нактоуз — деревянный ящик или металлический кожух со стеклянным окном, в котором находится судовой компас с осветительными и другими приборами.

Непоглоляемость — способность сохранить в известной мере плавучесть, остойчивость и другие мореходные качества при попадании внутрь его большого количества воды, например, в случае получения пробоин. Для обеспечения Н. внутренний объем судна разделяют водонепроницаемыми переборками на ряд отсеков так, чтобы при затоплении одного, двух или большего числа их судно оставалось на плаву без недопустимого крена или дифферента, обладая при этом достаточной остойчивостью, управляемостью и некоторым запасом плавучести.

Обводы судна — внешние очертания корпуса судна.

Осадка судна — расстояние от поверхности до самой нижней точки подводной части судна

Остойчивость судна — способность судна возвращаться в положение равновесия после прекращения действия силы, выведшей его из этого состояния

Отличительные судовые огни — световые сигналы, зажигаемые на судах с наступлением темноты и служащие для указания места, направления движения и состояния судна.

Переборки — вертикальные стенки поперечные и продольные, делящие внутренний объем судна на ряд помещений.

Плавучесть — способность судна плавать на воде в требуемом положении, неся в себе грузы и имея при этом заданную осадку судна.

Рубка — всякого рода судовая надстройка, не соприкасающаяся с бортами судна, а также закрытое помещение в такой надстройке

Судовой набор — основной каркас судового корпуса, составленный из прямых и изогнутых балок, подкрепляющих оболочку судна (днищевое, бортовые, палубные и переборочные перекрытия) и обеспечивающих совместно с оболочкой прочность судна.

Спардек — палуба облегченной постройки стального судна, перекрывающая среднюю надстройку.

Твиндек — междупалубное пространство, т. е. судовое помещение между двумя палубами, служащее для грузов, команды и пассажиров.

Танк — продольные и поперечные переборки, образующие отсеки для воды и других жидкостей.

МОРСКИЕ ТЕРМИНЫ

Ахтерпик — крайний кормовой отсек судна. Используется в виде балластной цистерны для выравнивания дифферента.

Ахтерштевень — см. Штевень

Бак — закрытая судовая надстройка выше верхней сплошной палубы в носовой части судна.

Брашпиль — якорная лебедка

Бимс — поперечная балка судового набора.

Битенг — чугунная тумба на палубе судна, между якорным шпилем и клюзом. Служит для замедления скорости движения цепи (каната) при отдаче якоря. В портах Б. устанавливаются на набережной и служат для причаливания (швартования).

Бон — плавучее ограждение из системы поплавков, бревен и сетей, препятствующее проходу надводных и подводных кораблей, преграждающее доступ торпедам. Боновые ограждения используют также при сборе разлитой нефти и нефтепродуктов в акватории моря.

Бот — небольшое гребное моторное или одномачтовое парусное судно.

Буй — деревянный или металлический поплавок для отметки определенных мест на воде, удерживаемый тросом или цепью, называемыми буйрепом и несущими на конце груз или якорь.

Волновой фронт (фронт волны) — геометрическое место в среде (линия или поверхность), все точки которого находятся в одинаковых фазах волнового движения.

Водоизмещение — основной массовый показатель размеров судна, выражаемый в тоннах массы воды, вытесняемой судном в данном состоянии, и равный суммарной массе судна и его нагрузки. Для грузовых судов наиболее употребительным показателем является дедвейт, или валовая грузоподъемность при погружении судна на определенную грузовую марку.

Грузоподъемность судна — количество грузов в тоннах, которое может быть погружено без ущерба для его безопасности. Получается вычитанием из дедвейта массы топлива, запасов и команды.

Движитель судовой — устройство для превращения энергии двигателя в работу, затрачиваемую на преодоление сопротивления движению судна (гребной винт, водометный движитель, гребное колесо).

Дедвейт — см. Водоизмещение.

Дивертер — отводное устройство для отвода бурового раствора, насыщенного скважинным газом, в сепаратор для предотвращения выхода газа в рабочую зону.

Дейдвуд — кормовая оконечность судна в его подводной части, заключенная между ахтерштевнем и килем. В Д. устраивается выход наружу среднего гребного вала.

Дифферент — разность осадки носа и кормы судна.

Камбуз — кухонное помещение на судне.

Карленгс, Карлингс — продольная подпалубная балка.

Качка судна — колебание судна, вызываемое главным образом воздействием волн и ветра. Боковая качка — колебания вокруг продольной оси судна. Килевая — колебания судна вокруг поперечной оси.

Киль — основная продольная часть судового набора.

Кингстон — запорное приспособление в подводной части судна для сообщения помещений корпуса с забортной водой.

Кильсон — внутренняя продольная балка судового набора.

Кильватер — след на воде, остающийся позади судна во время его хода.

Кнехт — чугунная или стальная тумба для закрепления швартовых и буксирных тросов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Арктические* основания экономичной конструкции (фирма «Скенска», Швеция) — Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, № 3, 1985, с. 28—29.
2. *Басу А. К.* Плавающая платформа со свайным креплением (фирма «Браун и Рут», США).— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1986, № 2, с. 47—49.
3. *Бурение* глубоких скважин на континентальном шельфе США.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983, № 8, с. 61—63.
4. *Буслов В. М., Карзан Д. И.* Глубоководные стационарные платформы, конструкции и классификация (фирма «Браун и Рут», США).— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1985, № 10, с. 82—85; 1986, № 3, с. 47—57.
5. *Буслов В. М., Крел Н. У.* (Проекты разработок и эксплуатации арктических месторождений (фирма «Браун и Рут», США).— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983, № 8, с. 63—68; № 11, с. 46—48; № 12, с. 54—56; 1984, № 2, с. 51—53.
6. *Галахов И. Н., Литонов О. Е., Алисейчик А. А.* Плавающие буровые платформы. Л., Судостроение, 1981.
7. *Карсон К. С.* Состояние и перспективы развития техники и технологии бурения. Экспресс-информация, Сер. «Бурение», вып. 11, ВНИОЭНГ, 1985.
8. *Ламапов В. И.* Обеспечение народного хозяйства материалами по гидрометеорологическому режиму океанов и морей. М., Гидрометеиздат, 1980.
9. *Мак Кейб.* Транспортирование буровой платформы «Хай сиз дриллер».— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983, № 8, с. 59—60.
10. *Маус Л. Д., Финн Л. Д., Даназко М. А.* Сравнение стоимости упругих платформ различной конструкции.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1986, № 3, с. 32—38.
11. *Морской* кран грузоподъемностью 4000 т.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1985, № 9, с. 28.
12. *Особенности* бурения скважин в Северном море/М. В. Калугин, В. Г. Зубарев, Ю. А. Пешалов, А. А. Козорезов, М., изд. ВНИИОЭНГА, 1980.
13. *Перспективы* развития нефтяной промышленности мира к 2000 г.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1985, № 10, с. 39—42.
14. *Перевозка СПБУ* на палубе грузового судна.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1985, № 1, с. 25.
15. *Перчик А. И.* Экономика освоения морских месторождений нефти и газа. М., Недра, 1987.
16. *Платформа* с оттяжками, установленная в водах глубиной 300 м.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983, № 7, с. 45—46.
17. *Пьера О.* Бурение в водах глубиной 3000 м требует новой технологии.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1980, № 4, с. 9.
18. *Себастьяни Дж.* Проект платформы с натяжными опорами (компания «Текномар»).— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1980, № 12, с. 69.
19. *Сименсен П. А.* Стационарная платформа «Карин» (карпорация «Сага петролеум»).— Нефть, газ, и нефтехимия за рубежом, 1986, № 2, с. 54—57.
20. *Табб М.* Новые полупогружные установки.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1985, № 2, с. 65—69.
21. *Франклин Дж. Л., Ганн Н. Дж.* Экономичная конструкция стационарной платформы для месторождения Эйдер.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1986, № 2, с. 51—54.
22. *Ханбеков С. А.* Некоторые вопросы строительства морских стационарных платформ на Каспии — Азербайджанское хозяйство, 1986, № 12, с. 41—42.
23. *Шаповалов А. Г.* Анализ производственно-хозяйственной деятельности бурового предприятия. М., Недра. 1984.
24. *Шенкс Ф. Э.* Оборудование для бурения в глубоководных районах с сильными течениями.— Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1983, № 7, с. 16—20; № 8, с. 13—18.
25. *Эстрин Ю. А., Левенко А. И.* К вопросу построения классификации морских нефтепромысловых гидротехнических сооружений.— В кн.: Техника и технология для освоения ресурсов нефти и газа на континентальном шельфе. Рига, ВНИИморгео, 1983, с. 3—4.

Форпик — крайний носовой водонепроницаемый отсек судна, служащий балластной цистерной для изменения дифферента и препятствующий погружению судна при разрушении носовой части при столкновении.

Шпангоут — поперечные ребра в судовом наборе.

Штевень — часть судового набора, наклонное или вертикальное продолжение киля в оконечностях судна. К Ш. крепятся листы наружной обшивки судна В носу расположен форштевень, в корме — ахтерштевень.

Шпиль (кабестан) — лебедка с вертикальным свободностоящим барабаном, на который наматывается канат.

Штирборт — правая сторона (борт) судна. На Ш. ставится зеленый судовой огонь.

Ют — кормовая часть верхней палубы судна.

ГЛАВА III
КОМПЛЕКС МЕХАНИЗМОВ ДЛЯ МЕХАНИЗАЦИИ И ЧАСТИЧНОЙ
АВТОМАТИЗАЦИИ СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ (СПО)

| | |
|--|-----|
| § 1. Комплекс механизмов КМСП-6500 | 90 |
| § 2. Механизация работ с утяжеленными бурильными трубами (УБТ) | 95 |
| § 3. Механизмы и узлы, работающие в комплексе с механизмами АСП | 95 |
| § 4. Особенности работы механизмов АСП на плавучей полупогружной платформе | 99 |
| § 5. Особенности эксплуатации механизмов типа АСП | 101 |

ГЛАВА IV
ПОДВОДНОЕ УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

| | |
|---|-----|
| § 1. Назначение и типы подводного устьевого оборудования (ПУО) | 102 |
| § 2. Двухблочный комплекс подводного устьевого оборудования | 104 |
| § 3. Одноблочный комплекс подводного устьевого оборудования | 107 |
| § 4. Монтаж комплекса подводного устьевого оборудования | 109 |
| § 5. ПУО без направляющих канатов | 122 |
| § 6. Системы дистанционного управления подводным устьевым оборудованием | 125 |
| § 7. Гидравлическая система управления | 125 |
| § 8. Мультиплексная электрогидравлическая система управления | 127 |
| § 9. Нагрузки на морской стояк | 130 |
| § 10. Конструкции скважин | 132 |
| § 11. Особенности подготовки скважины к эксплуатации, законченной строительством с СПБУ | 136 |

ГЛАВА V
СИСТЕМЫ УДЕРЖАНИЯ ПЛАВУЧИХ
БУРОВЫХ СРЕДСТВ (ПБС) НА ТОЧКЕ БУРЕНИЯ

| | |
|---|-----|
| § 1. Назначение и типы систем удержания | 136 |
| § 2. Якорные системы удержания | 137 |
| § 3. Якорная система ППБУ «Шельф» | 139 |
| § 4. Система динамической стабилизации | 140 |

ГЛАВА VI
МОРСКИЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ПЛАТФОРМЫ (МСП)

| | |
|--|-----|
| § 1. Методы разработки морских месторождений | 144 |
| § 2. Особенности бурения скважин с МСП | 148 |
| § 3. Основные этапы и тенденции развития конструкций МСП | 150 |
| § 4. Назначение и типы МСП, их классификация | 152 |
| § 5. Жесткие МСП | 155 |
| § 6. Упругие МСП | 166 |
| § 7. Полупогружные платформы с натяжными опорами (ППНО) | 175 |
| § 8. Морские стационарные платформы для работы в северных и арктических условиях | 176 |
| § 9. Нагрузки, действующие на МСП | 182 |

ГЛАВА VII
ПРОЕКТИРОВАНИЕ МСП

| | |
|--|-----|
| § 1. Общие требования к проектированию | 185 |
| § 2. Этапы проектных работ | 186 |
| § 3. Конструирование МСП | 188 |
| § 4. Материалы | 189 |
| § 5. Понятие о расчетах МСП | 191 |

ГЛАВА VIII
ПРОЕКТИРОВАНИЕ МСП ЗА РУБЕЖОМ

| | |
|--|-----|
| § 1. Особенности проектирования и развития конструкций МСП | 194 |
| § 2. Руководящие материалы при проектировании МСП | 197 |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| Предисловие | 3 |
| ГЛАВА I | |
| ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА И ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ | |
| § 1. Особенности разработки морских нефтяных и газовых месторождений | 5 |
| § 2. Окружающая среда и ее влияние на производство работ | 7 |
| § 3. Понятия об элементах гидрологического режима | 9 |
| § 4. Инженерные изыскания | 14 |
| § 5. Основные виды технических средств для освоения морских нефтяных и газовых месторождений | 17 |
| ГЛАВА II | |
| ПЛАВУЧИЕ БУРОВЫЕ СРЕДСТВА (ПБС) | |
| § 1. Классы и типы ПБС и условия их применения | 19 |
| А. Самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ) | 21 |
| § 2. Назначение и типы СПБУ | 21 |
| § 3. Технологическое оборудование СПБУ | 23 |
| § 4. Энергетическое оборудование СПБУ | 28 |
| § 5. Перегон СПБУ на новую точку | 32 |
| § 6. Установка СПБУ на точке бурения | 34 |
| § 7. Снятие СПБУ с оконченной бурением скважины | 36 |
| § 8. Особенности эксплуатации СПБУ | 36 |
| Б. Полупогружные плавучие буровые установки (ППБУ) | 38 |
| § 9. Назначение и типы ППБУ | 38 |
| § 10. Плавучая полупогружная буровая установка типа «Шельф» | 41 |
| § 11. Технологическое оборудование ППБУ | 43 |
| § 12. Энергетическое оборудование ППБУ | 45 |
| § 13. Управление и контроль работы ППБУ | 46 |
| § 14. Перегоны ППБУ на новую точку | 54 |
| § 15. Особенности эксплуатации ППБУ | 56 |
| В. Буровые суда (БС) | 58 |
| § 16. Назначение и особенности конструкции | 58 |
| § 17. Буровое судно «Валентин Шашин» | 59 |
| § 18. Технологическое оборудование | 64 |
| § 19. Система приготовления и очистки бурового раствора | 67 |
| § 20. Вспомогательное оборудование | 68 |
| § 21. Компенсатор вертикальных перемещений | 68 |
| § 22. Особенности строительства скважин с БС | 71 |
| Г. Краткие сведения о нагрузках на ПБС | 73 |
| § 23. Расчетные режимы (состояния) эксплуатации ПБС | 73 |
| § 24. Нагрузки, действующие на ПБС | 74 |
| § 25. Особенности учета нагрузок | 77 |
| Д. Буровые вышки | 79 |
| § 26. Буровая вышка ВБП54-320 | 80 |
| § 27. Буровая вышка ВБП53-320 | 81 |
| § 28. Нагрузки на вышку | 83 |
| § 29. Определенные усилия и напряжений в элементах вышки | 86 |
| § 30. Буровые вышки, применяемые в морском бурении за рубежом | 87 |

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Скрыпник Степан Григорьевич

**ТЕХНИКА
ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
НА МОРЕ**

Заведующий редакцией *Л. Н. Аважанская*
Редактор издательства *С. М. Кашкова*
Переплет художника *Ю. Ф. Тырнова*
Художественный редактор *В. В. Шутько*
Технический редактор *Л. Я. Голова*
Корректор *Г. Г. Большова*

ИБ № 7748

Сдано в набор 22.03.89 Подписано в печать 28.07.89 Т-06735 Формат 60×90¹/₁₆. Бумага офсетная № 1. Гарнитура Литературная. Печать офсетная Усл. печ. л. 19,5 Усл. кр.-отт. 20,0. Уч.-изд. л. 20,66 Тираж 1530 экз. Заказ 545 Цена 1 р. 40 к.

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

Набрано в ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО «Первая Образцовая типография» Государственного комитета СССР по печати. 113054, Москва, Валовая, 28

Отпечатано в московской типографии № 6 Государственного комитета СССР по печати. 109088, Москва, Южнопортовая ул., 24

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ

МОДУЛЬ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ БУРЕНИЕМ

МКУБ — модуль контроля и управления бурением предназначен для сбора и обработки технологической информации в процессе бурения и испытания скважин, а также выдачи управляющих воздействий на электронный регулятор нагрузки на долото (ЭРНД).

МКУБ позволяет контролировать одиннадцать параметров в автоматическом режиме и вычислять шесть косвенных параметров.

На основе математической модели в процессе углубления вычисляются оптимальные параметры нагрузки на долото и частота вращения ротора, прогнозируется рациональное время отработки долота в каждом рейсе. Найденные значения нагрузки оперативно корректируются на основе метода поисковой оптимизации, что позволяет корректировать математическую модель.

МКУБ автоматически поддерживает в процессе бурения оптимальную нагрузку на долото при помощи ЭРНД.

МКУБ сигнализирует об экстремальных ситуациях, возникающих в процессе бурения; это способствует эффективному предотвращению аварий.

МКУБ помогает технологу быстро и точно вычислить экспоненту, сделать гидравлические расчеты, определить коэффициенты износа долота.

По данным корреляционных связей буримости пород и механической скорости бурения в процессе бурения можно оперативно выявить пласты-коллекторы в разрезе скважины. При появлении перспективных нефтенасыщенных пластов провести их испытание с помощью ИПТ сразу после вскрытия долотом. При этом на основе программ оптимизации процессов испытания можно управлять режимом исследования, оперативно оценивать характеристику пластов непосредственно в процессе испытания скважин. После подъема на поверхность манометров выполняется сводная обработка материалов испытания.

МКУБ имеет несколько блоков; каждый блок автоматически тестируется, информация о возникающих сбоях высвечивается на дисплее

МКУБ реализован на современной электронной базе, включающей микропроцессорные БИС серий К 1801 и К 580, что гарантирует быстроту и надежность обработки информации.

РАЗРАБОТЧИК: ЗапСибБурНИПИ, СПКБ НГПА.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ: Опытный завод НПО «Промавтоматика».

**ЗА ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ ОБРАЩАТЬСЯ:
ПО АДРЕСУ: 625016, г. Тюмень, ул. Тульская, 12, НОО; тел. 29—12—66.**