

3

ОРИГИНАЛЬНЫЕ СХЕМЫ БУРЕНИЯ И ВЫПОЛНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ БУРОВЫХ ПРОЦЕССОВ С СУДОВ

В морских условиях проблемы возникают не только непосредственно при бурении, но и при выполнении отдельных операций по сооружению и ликвидации скважин. Разработано множество оригинальных способов, технологических схем и конструкторских приспособлений, которые позволяют сконцентрировать усилия исследователей на наиболее важных проблемах и способствуют их эффективному решению.

3.1. СХЕМЫ РАСПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Одним из методов снижения влияния качки буровых судов (БС) на процесс бурения является исключение жесткой связи с судном буровых исполнительных механизмов (вращатели, системы регулирования нагрузки на породоразрушающий инструмент и др.). Схемы реализации этого метода различны.

Бурение с обособленных от судна площадок. Примером, иллюстрирующим такой подход, может быть установка ДСД-2000 канадской фирмы "Марл", предназначенная для бурения скважин с глубиной до 6000 м (рис. 33).

Установка включает мачту 1 с переброшенным через ее блок тросом, к одному концу которого подвешена подвижная рама 2, а второй соединен с имеющим ход 2 м и развивающим усилие 39,2 кН гидроцилиндром 3 компенсатора колебаний, который связан с азотно-гидравлическим аккумулятором 4. В нижней части подвижной рамы установлена вспомогательная лебедка 5, трос которой соединен с донной плитой 6 массой 10 т. На подвижной раме смонтирован подвиж-

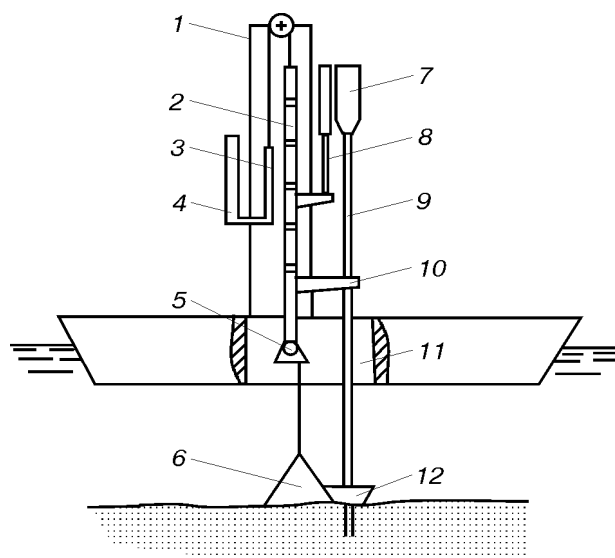


Рис. 33. Схема бурения с обособленной от судна площадки

ной вращатель 7 с гидроцилиндром подачи 8. Вращатель соединяется с буровой колонной 9, которая пропущена через проем рабочей площадки 10, соединенной с подвижной рамой, и проем судна 11 в направляющую 12 придонного устья скважины.

В условиях вертикальной качки судна в пределах до 1 м перемещения вращателя по вертикали при бурении по этой схеме составляют $\pm 0,03$ м [61].

Бурение с применением колонн-моноподов получило развитие с 70-х годов по двум конструктивно-технологическим направлениям [61].

Первое направление предусматривает расположение вращателя с механизмом подачи на верхнем конце обсадной колонны, погруженной на 3 м и более в породы морского дна. Буровая вышка, лебедка, приводные агрегаты, маслостанция, буровой насос находятся на плавсредстве и связаны с вращателем и механизмом подачи лишь гибкими линиями. Управление процессом бурения осуществляется дистанционно. К установкам первого направления относятся:

1. Комплекс фирмы "Пилкон Вайфер" (Великобритания) на базе серийного шпиндельного станка. Он монтировался на

трубах диаметром 0,152 м и позволял бурить скважины диаметром 0,089 м глубиной до 37 м при глубине воды 9–15 м.

2. Комплекс фирмы "Энкорс Дрилинг" (Великобритания) на базе дистанционно управляемого станка "Диамек-250Е" шведской фирмы "Крелиус". Станок монтировался на трубах диаметром 0,152 м и позволял бурить скважины алмазными коронками диаметром 0,056 м глубиной до 20 м по породам при глубине воды от 5 до 25 м.

3. Комплекс норвежской фирмы "Антон ван дер Липпе, А.С." для бурения с судов в арктических водах станком установки ДВН-1500 (Бельгия), смонтированным с рабочей платформой на колонне обсадных труб. Бурение начато в 1985 г. снарядами со съёмными керноприемниками в районе о. Шпицберген при глубине моря 40 м и высоте волн до 5 м.

4. Установки конструкции Московского геолого-разведочного института, разработанные в 1977–1979 гг., включают вращатель роторного или шпиндельного типа, устанавливаемый на предварительно погруженной (забитой) в породы морского дна обсадной колонне диаметром 0,168 или 0,325 м. Вращатели разработаны на базе трубоизгибов РТ-1200 и гидроцилиндров от буровых станков ЗИФ-300 или СКБ-4.

Установки позволяют бурить скважины на рациональных режимах в любых по крепости породах и достигать показателей, аналогичных показателям вращательного бурения на суше и со стационарных морских оснований. Однако применение таких установок возможно лишь на определенных участках акваторий: а) донные отложения которых представлены рыхлыми породами мощностью не менее 3 м; б) глубина которых меньше допустимой длины обсадной колонны, перекрывающей водный слой. Длина колонны ограничена устойчивостью и прочностью, зависящими от ее параметров и физических характеристик, интенсивности нагружения ее силами тяжести буровых механизмов, давления волн и течений.

Второе конструктивно-технологическое направление предусматривает создание и монтаж на колонне-моноподе автономных комплексов, включающих рабочую платформу с буровой вышкой и полным комплектом оборудования. В этом случае применяется колонна большого диаметра, снабженная донным опорным башмаком, выполняющим роль стабилизирующего основания. Дополнительное поддержание верхней части колонны в вертикальном положении обеспечивается двумя основными способами: подвеской рабочей платформы

к крану обслуживающего плавсредства; системой растягивающих тросов, заякориваемых на морском дне.

Примером реализации первого способа может служить установка PWSPD, созданная специалистами Нидерландского государственного агентства по освоению шельфа (рис. 34). Она включает донный опорный башмак 1 диаметром 5 м и массой 40 т (в воздухе), к которому крепится колонна-монопод 2 диаметром 0,25 м, снабженная в верхней части рабочей платформой 3 с установленным на ней комплексом необходимого бурового оборудования. Рабочая платформа подвешивается на тросах 4 к тросу крана 5 вспомогательного понтона 6 через компенсатор вертикальной качки, обеспечивающий постоянное натяжение колонны по вертикали силой

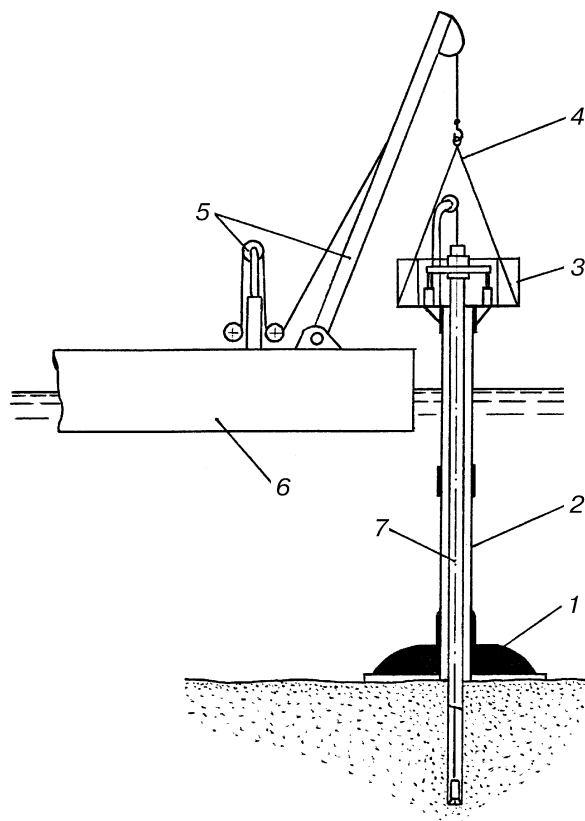


Рис. 34. Принципиальная схема оснастки колонны-монопода буровой установки PWSPD (Нидерланды)

50 МН. Бурение ведется ударно-забивным способом с применением обсадной колонны 7 диаметром 0,18 м. Установка применяется для бурения на глубинах воды до 40 м при течении со скоростью до 1,5 м/с.

Из заякориваемых установок этого направления интерес представляет модульная система MCR-70/100 японской фирмы "Кокен Боринг". Система включает семь видов унифицированных трубчатых модулей, из которых могут быть собраны 10 типоразмеров колонн-монопопов для работы при глубинах моря от 18 до 70 м. Модули представляют собой полые кольцеобразные конструкции из труб наружным диаметром 1,87 м и внутренним 0,3 м. Масса набора труб равна 100 т, масса комплекта — 132 т. Комплект включает опорную плиту диаметром около 7 м с конусом, внедряющимся в донные отложения на глубину 2 м. В верхней части монтируется квадратная двухэтажная рабочая платформа высотой 2 м с буровой вышкой высотой 9 м. Буровой комплекс включает станок типа РК-3А, насос и другое оборудование, обеспечивающее бурение скважин диаметром до 0,118 м и глубиной до 100 м.

Общий недостаток установок второго направления — ограниченные глубины разведываемых акваторий (до 70 м) и возможность бурения при волнении моря только до 3 баллов. Для реализации первой схемы этого направления необходимы плавсредства большой грузоподъемности с установленными на них кранами. Грузоподъемная сила крана для бурения по этой схеме на глубине моря 70 м должна составлять не менее 1,5 МН. Причем на период шторма плавсредство не может отойти от скважины в укрытие; в то же время из-за его дрейфа имеется большая опасность разрушения колонны-монопопа.

Модульная заякориваемая установка японской фирмы практически является автономной, самоходной, опирающейся во время бурения в морское дно. Установка позволяет получать керн высокого качества, так как с нее возможно бурение на рациональных режимах. Однако она характеризуется: а) большими затратами труда и времени на заякоривание колонны-монопопа, слежение за натяжением якорных тросов в процессе бурения и извлечение якорей по окончании бурения; б) малым коэффициентом использования рабочего времени, так как в соответствии с требованиями техники безопасности с наступлением темноты или при волнении 3 балла бурение с самоходных установок необходимо прекращать и снимать с них людей на самоходные суда.

Модульная установка была закуплена нашей страной в Японии и в 1984 г. применялась для бурения скважин на акваториях дальневосточных морей. Однако ее использование скоро прекратилось из-за отмеченных трудностей эксплуатации, поломок и аварийных ситуаций, возникавших в процессе бурения и транспортировки трубчатых модулей по морю.

3.2. СХЕМЫ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН

В зависимости от конструктивной схемы оснастки придонного устья скважины и способа связи его с надводным буровым судном возможны две принципиально отличающиеся схемы бурения и промывки скважины: с выходом обратного потока промывочной жидкости из скважины на судно и с изливом этого потока в море при выходе из придонного устья скважины. Каждой схеме бурения и промывки присущи свои достоинства и недостатки.

Первая схема бурения и промывки требует соединения придонного устья скважины с БС колонной обсадных труб для перекрытия водного слоя акватории. При бурении разведочных скважин эту колонну называют морским буровым кондуктором (МБК), так как во многих случаях нижнюю часть этой колонны погружают в породы и она является первой обсадной, которая задает направление скважины, предотвращает обрушение ее стенок, облегчает доставку буровых снарядов в скважину, позволяет организовать замкнутую циркуляцию промывочных растворов. В литературе по бурению нефтегазовых скважин эту колонну часто называют водоотделяющей, стояком, райзером.

Бурение по второй схеме осуществляют без применения МБК. Ввод бурового снаряда в скважину при этом осуществляют либо по направляющим тросам, соединяющим БС со специально оборудованным придонным устьем, либо с помощью специальной телерадиоэлектронной и вычислительной аппаратуры, требующей существенных материальных затрат на ее приобретение, установку и обслуживание. Промывочная жидкость при бурении по второй схеме безвозвратно теряется в море и загрязняет большие участки акваторий.

Предотвратить загрязнение окружающей среды, свести к минимуму расход буровых промывочных растворов и затраты на их приготовление можно при бурении на акваториях с применением замкнутой системы циркуляции растворов. Это

требует использования МБК и больших площадей на судне для размещения устройств очистки и сбора шлама, труб МБК, приспособлений для его спуска, подъема и натяжения. Однако на судах сравнительно малого водоизмещения таких площадей нет.

Бурение без замкнутой циркуляции наиболее экономично при использовании в качестве промывочной жидкости морской воды. Однако технология бурения в илистых и песчаных породах с промывкой скважины морской водой не обеспечивает необходимой сохранности керна, устойчивости стенок скважины и производительности бурения. Кроме того, при бурении без замкнутой системы циркуляции на акваториях с глубинами менее 50 м с применением МБК или без него загрязнение акватории не исключается даже при использовании в качестве промывочной жидкости морской воды.

В нашей стране требования по охране окружающей среды от загрязнения запрещают бурение на акваториях по схеме с открытой системой циркуляции промывочных растворов. В зарубежной практике инженерно-геологического бурения на море МБК обычно не применяют, обосновывая это тем, что использование его примерно вдвое увеличивает продолжительность проводки скважины и при выбросе глинистого раствора на дно заметного загрязнения морской среды не происходит [55].

Из опыта бурения разведочных скважин на шельфе дальневосточных морей можно отметить, что использование МБК на акваториях с глубинами до 80 м не увеличивает, а уменьшает время проводки скважины, так как МБК упрощает и ускоряет ввод бурового снаряда в скважину, повышает надежность его работы, способствует поддержанию рациональных режимов бурения. С увеличением глубины воды свыше 100 м конструкция МБК значительно усложняется, возрастают его габариты и масса, а следовательно, и потребное водоизмещение судна-носителя.

Таким образом, требования охраны окружающей среды от загрязнения — это главный критерий, определяющий необходимость использования МБК или возможность бурения без него, выбор замкнутой или открытой циркуляции промывочной жидкости и использования в ее качестве глинистого раствора или морской воды. Загрязнение морской среды является настолько серьезным недостатком бурения с открытой системой циркуляции промывочных растворов, что применительно к условиям и задачам бурения разведочных сква-

жин на шельфе с глубинами воды до 200 м концентрировать усилия конструкторов следует прежде всего на решении проблем, возникающих при бурении скважин с МБК.

3.3. КОМПЕНСАТОРЫ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ОБСАДНОЙ И БУРИЛЬНОЙ КОЛОНН

Важнейшая проблема при бурении на акваториях по схеме с применением морского бурового кондуктора — обеспечение его прочности и надежности работы. Он подвержен одновременному воздействию продольных и поперечных нагрузок от собственной тяжести, вертикальных, горизонтальных и угловых перемещений МБУ, давления волн и течений.

Особенно тяжелые условия нагружения МБК на приливно-отливных акваториях. Здесь постоянно меняются направления течений, скорость их достигает 5 м/с, в результате чего кондуктор при спуске изгибается силой давления течения, а его башмак становится на дно на расстоянии нескольких метров от точки проекции верхнего конца МБК. При определенных сочетаниях высоты МБК и воздействующих на него нагрузок он может разрушиться. Поэтому максимально возможная глубина разведываемых акваторий зависит от гидродинамических условий района бурения, конструкции и прочности МБК.

Основной критерий нормальной работы МБК — величина его изгиба у придонного устья скважины. Угол наклона его оси к оси скважины не должен превышать 3° во избежание механических повреждений кондуктора, его шаровых или гибких соединений, а также с целью уменьшения одностороннего износа (протираания) подводно-устьевого оборудования вращающимся внутри кондуктора буровым снарядом. При превышении этого угла необходимо уменьшить смещение БС по горизонтали от подводного устья скважины или осуществить дополнительное натяжение МБК.

Величина смещения БС по горизонтали от подводного устья скважины должна быть ограничена согласно рекомендациям [52] до 4–5 %, а по рекомендациям [22] — до 2 % от глубины моря. Абсолютное смещение БС по горизонтали должно быть тем меньше, чем меньше глубина моря. Обеспечить его на глубинах моря до 200 м трудно, так как величина дрейфа БС от глубины моря не зависит. При значительных вертикальных перемещениях БС на волне поддерживать по-

стоянным необходимое натяжение МБК не удастся. Поэтому для предотвращения возникновения предельных напряжений в МБК его оснащают компенсаторами горизонтальных и вертикальных перемещений.

Бурильная колонна при бурении с МБК находится внутри него, и он ограничивает ее горизонтальные перемещения. При бурении без МБК большие горизонтальные смещения бурильной колонны менее опасны, чем смещения обсадной, так как диаметр и соответственно жесткость бурильной колонны значительно меньше, чем обсадной. Поэтому при любой схеме бурения нет необходимости установки в бурильной колонне компенсаторов ее горизонтальных перемещений. Без компенсаторов вертикальных перемещений бурильной колонны нагрузку на буровую коронку выдерживать в требуемых пределах не удастся.

Компенсаторы перемещений МБК обычно устанавливают непосредственно в кондукторе. По принципу действия они являются пассивными, т.е. без систем контроля и активного поддержания необходимого положения кондуктора.

Наипростейшая конструкция МБК представляет собой колонну 1 жестко соединенных между собой обсадных труб, нижний конец которой заглублен в породы морского дна, а верхний при бурении установлен в направляющей 2 МБУ (рис. 35, а). Процесс бурения с применением такого кондуктора незначительно зависит от качки МБУ только при ударном способе, причем при волнении моря до 3 баллов и на сравнительно малых его глубинах. При волнении моря больше 3 баллов бурение приостанавливают и ожидают прекращения шторма.

За период отстоя во время шторма МБК наипростейшей конструкции зачастую повреждается силой давления морских волн или качающейся на волнах МБУ. В результате существенно возрастают затраты труда, времени и материалов на бурение, так как теряются дорогостоящие обсадные трубы, материалы и скважину приходится бурить заново. С целью исключения поломок МБК качающейся и дрейфующей на волнах МБУ ее иногда на период отстоя отводят на расстояние 15–20 м от кондуктора. Отвод установки от МБК и последующий подвод ее к нему также требуют дополнительных затрат времени и труда бурового персонала.

Глубины акваторий, на которых возможно бурение с отходом МБУ от кондуктора на время шторма, определяются прочностью МБК, на который воздействуют собственный вес и силы давления волн и течений в период, когда его верхний

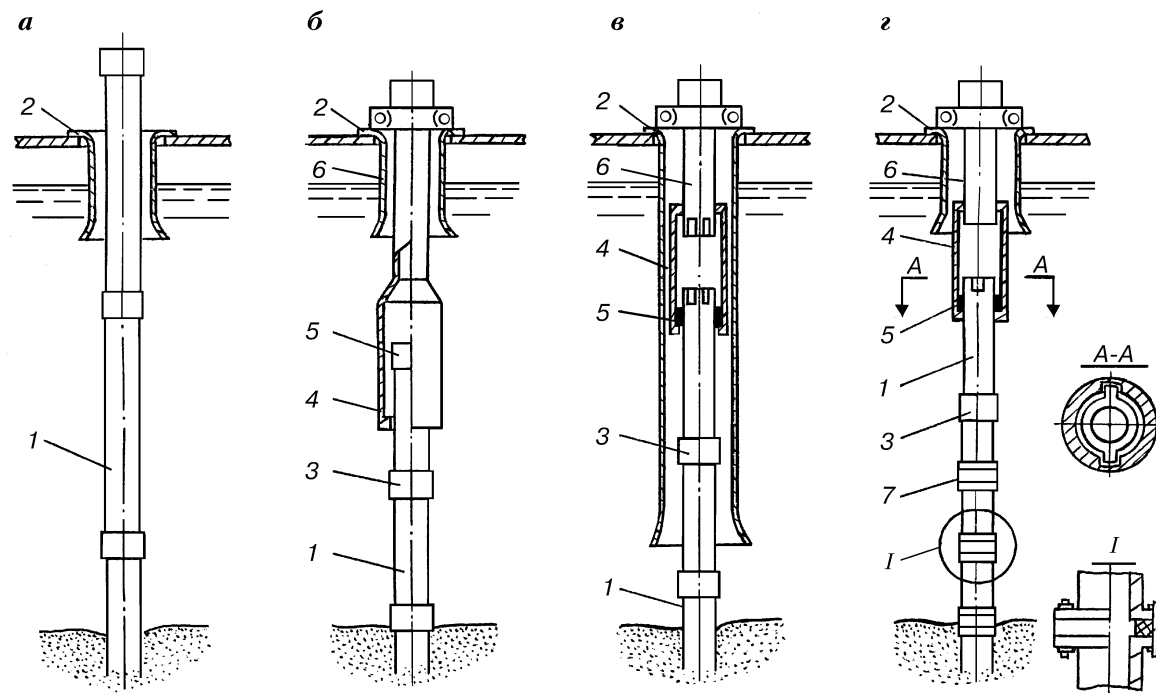


Рис. 35. Морские буровые кондукторы:
 ‡ — без компенсатора; · — с телескопическим компенсатором вертикальных перемещений; , — с телескопическим компенсатором вертикальных перемещений и ограничителем изгиба кондуктора; „ — с компенсаторами вертикальных (телескопический) и горизонтальных (эластичный) перемещений

конец, возвышающийся над уровнем моря, свободен, а нижний заземлен в грунте морского дна. В таких условиях отстоя допустимая высота стального кондуктора (соответственно максимально возможная глубина разведываемых акваторий), смонтированного из обсадных труб диаметром 0,168 м с толщиной стенки 0,01 м и пределом текучести 380 МПа, составляет при отсутствии волнения 41 м и всего 24 м при высоте волн 3 м, а из труб аналогичных свойств диаметром 0,325 м — соответственно 64 и 42 м [7].

С целью освоения более глубоких акваторий специалистами СКБ "Дальморгеология" разработан и эксплуатировался при ударно-забивном и вращательном бурении с ПБУ кондуктор, состоящий из двух колонн обсадных труб диаметром 0,168 м, соединенных между собой телескопическим компенсатором вертикальных перемещений (рис. 35, б). Телескопический компенсатор 4 представляет собой патрубок-ударник диаметром 0,219 м, верхний конец которого жестко соединен с нижним концом верхней колонны 6. Нижний конец компенсатора надет на нижнюю колонну труб 1 с возможностью продольного перемещения по ней вниз до упора в наковальню 3 и вверх до упора в муфту 5 (ограничитель), установленные на нижней колонне. Длина патрубка-телескопа несколько больше максимальной высоты волны, при которой предполагается использовать этот кондуктор, чтобы при качке ПБУ верхняя колонна могла перемещаться в вертикальном направлении относительно нижней, не соприкасаясь ни с наковальней, ни с ограничителем.

Работает кондуктор с компенсатором конструкции СКБ "Дальморгеология" следующим образом. Собирают и опускают в море нижнюю колонну кондуктора, длина которой должна быть достаточной для перекрытия всей мощности рыхлых отложений, предварительно определенной с помощью, например, геолокатора. На верх нижней колонны устанавливают наковальню, ограничитель и патрубок-ударник. К последнему подсоединяют верхнюю колонну и, наращивая ее отдельными секциями труб, опускают кондуктор до упора башмака нижней колонны в дно моря. Затем поочередным поднятием и сбрасыванием верхней колонны, подвешенной на тросе лебедки, наносят удары по наковальне и погружают нижнюю колонну в грунт. По мере погружения колонны из нее извлекают по известным технологическим схемам керн, а верхнюю колонну наращивают. При наращивании не допускают постановки верхней колонны на нижнюю во избежание их продольного изгиба и поломки от совместной силы тяжести.

На время ожидания прекращения шторма верхнюю колонну приподнимают до положения, при котором ударник при качке не ударяет ни по наковальне, ни по ограничителю, и подвешивают на ПБУ на хомуте. Такое же положение нижняя и верхняя колонны кондуктора занимают при продолжении бурения скважины вращательным способом.

Описанный компенсатор уменьшает количество поломок кондуктора от продольного изгиба, так как верхняя колонна в положении, подвешенном на тросе лебедки или хомуте БС, растянута и не сжимает нижнюю. Однако при нанесении ударов на нижнюю колонну передается сила тяжести верхней, и кондуктор изгибается, а при определенной его высоте ломается. Такой компенсатор расширяет площадь разведываемых акваторий до глубины моря 50–60 м, причем только при волнении до 3 баллов. Подвижность верхней колонны относительно нижней снижает отрицательные воздействия на кондуктор вертикальных колебаний ПБУ. Однако такой компенсатор не допускает отхода ПБУ от кондуктора. Поэтому при волнении моря силой более 3–4 баллов ПБУ дрейфует, наваливается на кондуктор и ломает его.

Достоинством конструкции компенсатора АО "Дальморгеология" является то, что верхнюю колонну одновременно используют в качестве снаряда для погружения нижней колонны, а также для ее выбивания в случае прихвата в скважине. При волнении моря до 3 баллов с применением компенсатора конструкции АО "Дальморгеология" с большими трудовыми и материальными затратами пробурено несколько производственных скважин на глубинах моря 45–60 м. На каждую пробуренную скважину приходилось по две-три ликвидированных из-за поломок кондуктора во время волнения силой более 3 баллов. Ожидание приемлемой погоды приводило к тому, что на бурение двух скважин глубиной до 50 м по породам на глубинах моря 40–60 м была задействована одна ПБУ с обслуживающей ее бригадой на весь буровой сезон (7 мес.).

Принципиально схожая конструкция телескопического компенсатора разработана специалистами треста "Дальморнефтегазгеофизразведка", которая эксплуатировалась при бурении с научно-исследовательского судна (НИС) "Диабаз" [10]. Основным элементом этого компенсатора (рис. 35, в) является трубчатый телескоп 4, диаметр которого несколько больше диаметра колонн 1 и 6 кондуктора. Конструкции этого кондуктора и компенсатора отличаются наличием:

фигурных выступов на находящихся внутри компенсатора

концах верхней и нижней колонн труб кондуктора, что обеспечивает возможность порейсового принудительного погружения нижней колонны труб в породы вращательным способом;

манжеты 5 в компенсаторе, герметизирующей кольцевой зазор между телескопом компенсатора и трубой нижней колонны кондуктора, что исключает загрязнение морской среды при бурении с промывкой;

удлиненной направляющей колонны труб 2, предохраняющей колонну обсадных труб от продольного изгиба и позволяющей тем самым бурить на более глубоких акваториях.

Сравнительно простая конструкция компенсатора горизонтальных перемещений кондуктора разработана специалистами НИПИгипроморнефтегаза (Азербайджан). Компенсатор позволяет кондуктору отклоняться от вертикали без поломок в пределах незначительных горизонтальных перемещений БС из-за дрейфа. Предел допустимых перемещений может увеличиваться с ростом глубины моря. Это достигается благодаря наличию в придонной части кондуктора эластичных элементов 7 (рис. 35, г), обеспечивающих возможность смещения его верхнего конца относительно придонного устья скважины на 5° , что при глубине моря 50 м составляет 2,5 м. Практического применения этот компенсатор не нашел из-за, по-видимому, больших габаритов и массы, затрудняющих работу с ним в условиях качки БС [10].

Компенсаторы вертикальных перемещений бурильной колонны по конструктивно-монтажной схеме можно подразделить на кронблочные (торцевые) и размещенные в подвижной части талевой системы (подвижные). По принципу управления компенсаторы вертикальных перемещений подразделяют на: пассивные с использованием скользящего соединения, устанавливаемого в бурильной колонне, или гидравлических и механических пружин (аккумуляторов); активные с использованием аккумуляторов и устройств, поддерживающих заданное давление в системе, или со следящей за перемещением верхнего конца бурильной колонны системой.

Пассивный компенсатор представляет собой подвешенный к талевому блоку цилиндр, внутри которого перемещается поршень, соединенный с корпусом подвижного вращателя или с крюком для подвески снаряда через сальник-вертлюг. Надпоршневое пространство цилиндра сообщается с атмосферой, а подпоршневое заполнено жидкостью под давлением и гибким шлангом соединено с цилиндрическим пневмогидравлическим аккумулятором. В последнем имеется "сво-

бодноплавающий" поршень, отделяющий гидравлическую камеру от пневматической, связанной с батареей газовых баллонов. Когда БС при волнении идет вниз, давление жидкости перемещает поршень компенсатора вверх. При этом объем жидкости в системе не меняется, так как сжатый воздух перемещает соответствующий поршень в пневмогидроаккумуляторе. При ходе судна вверх поршень компенсатора идет вниз, вытесняя масло в аккумулятор и сжимая воздух в баллонах. Такие системы обеспечивают точность поддержания нагрузки на забой в пределах 4–10 % от нагрузки на крюке в зависимости от давления сжатого воздуха и объема газовых баллонов.

Точность пассивных аккумуляторов не удовлетворяет требованиям технологии разведочного бурения, особенно при работе в районах с большой частотой качки, что привело к созданию активных компенсаторов. Их отличительной особенностью является наличие устройства, автоматически следящего за изменением давления в подпоршневой полости привода и обеспечивающего перекачку жидкости между верхней и нижней камерами управляющего гидроцилиндра, шток которого соединен с поршнем пневмогидроаккумулятора. Такая система обеспечивает точность поддержания нагрузки на забой в пределах 0,2–3 % от нагрузки на крюке.

Монтаж компенсатора на буровой вышке предусматривает наличие вертикальных направляющих, по которым перемещается талевый блок с подвешенным к нему грузовым крюком. При этом компенсатор подвижного типа выполнен в виде подвижной каретки, корпус которой связан с направляющими и несет талевый блок и систему гидроцилиндров. Штоки гидроцилиндров соединены траверсой с грузовым крюком для подвески подвижного вращателя или вертлюга (рис. 36, а).

Компенсаторы торцевого типа предусматривают монтаж на верхней траверсе вышки одинарного компенсирующего цилиндра, к верхней части штока которого через систему цепных блоков и тяг подвешена связанная с направляющими подвижная каретка кронблока; последний соединен тросами с подвижным талевым блоком, также имеющим каретку, предотвращающую его раскачивание и несущую грузовой крюк (рис. 36, б).

В нашей стране компенсаторы перемещений бурильной колонны изготавливают на Уралмашзаводе. По схеме их работы предусмотрено соединение колонны труб через вертлюг со штоками пневмоцилиндров, у которых воздушные полост-

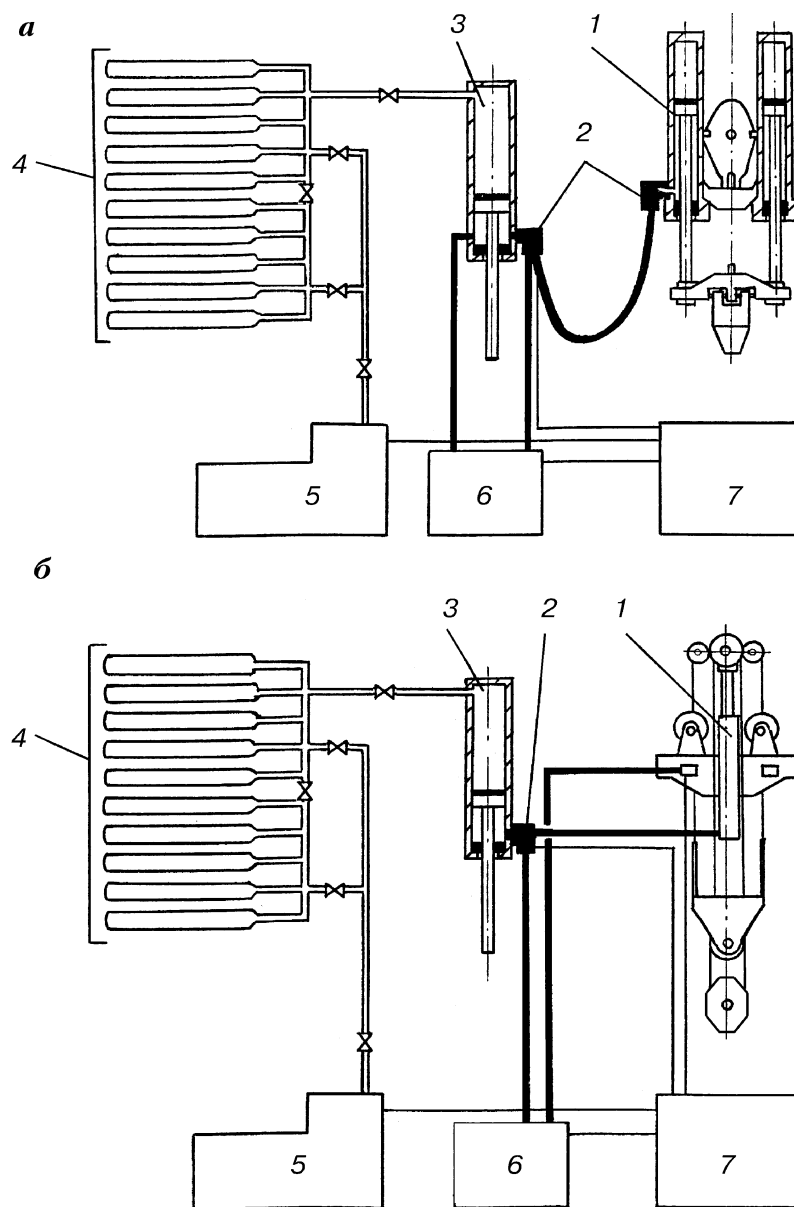


Рис. 36. Схемы компенсаторов перемещений буровой колонны:
а — на талевом блоке; *б* — кранблочный; 1 — компенсирующие цилиндры; 2 — изолирующие клапаны; 3 — аккумулятор; 4 — воздушные баллоны; 5 — компрессор; 6 — гидропривод; 7 — пульт управления

ти связаны с большой воздушной емкостью, образуя пневматическую пружину. При перемещении судна штоки цилиндров остаются неподвижными, а корпуса совершают движение вместе с судном, изменяя объем воздушной полости пневмоцилиндров. Из-за большой разницы в объемах воздушной полости давление в пневмосистеме остается практически неизменным. Рама компенсатора подсоединена к талевому блоку, колонна бурильных труб связана с траверсой компенсатора, которая, в свою очередь, подвешена при помощи цепей к раме; цепи переброшены через шкивы, установленные на штоках пневмоцилиндров. Такая схема обеспечивает удвоение хода траверсы по сравнению с ходом штока. Поршневая полость связана с рабочими воздушными баллонами вместимостью 6 м³. Имеется пульт с приборами измерения и управления [13, 18].

При бурении по схемам без морского кондуктора сильнонагруженной частью бурильной колонны является секция от места соединения с вертлюгом до нескольких метров под килем БС. Эта секция подвержена циклическим знакопеременным изгибающим нагрузкам вследствие качки судна. Возни-

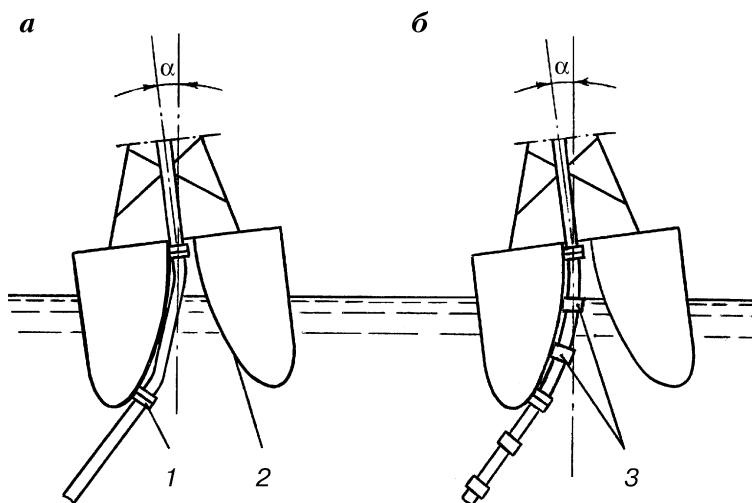


Рис. 37. Бурильная колонна труб в направляющем растребе БС при бурении без МБК:

а — без протекторов; *б* — с протекторами; 1 — замок соединительный бурильных труб; 2 — направляющий растроб судна; 3 — протекторы; α — угол наклона судна

кающие здесь изгибные напряжения являются главным фактором, определяющим продолжительность безаварийной работы бурильной колонны. С целью ограничения уровня этих напряжений в шахтах БС устанавливают специальные направляющие раstryбы и на бурильные трубы надевают резиновые протекторы (рис. 37).

3.4. БУРЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИБКИХ КОЛОНН

Еще в начале 60-х годов Французским институтом нефти был предложен метод бурения с использованием гибких колонн-шлангокабелей. Метод привлек внимание специалистов многих стран, в том числе России (ВНИИТнефть), связывавших с ним перспективы развития не только морского, но и сухопутного бурения.

Сущность метода заключается в замене разборной трубчатой бурильной колонны гибким армированным шлангом большой длины, для складирования которого может быть использован вращающийся барабан. При этом появляется возможность непрерывного проведения спуско-подъемных операций (СПО) путем сматывания и наматывания шлангокабеля на барабан, что, помимо значительного упрощения технологии работ и повышения их безопасности, позволяет существенно повысить скорость спуска и подъема инструмента. Поскольку при гибкой колонне затруднена передача вращения на инструмент с поверхности, в шлангокабельном бурении используются забойные двигатели (электробуры, турбобуры, винтовые гидромоторы, гидроударники и т.д.), получающие энергию по проводам, вмонтированным в стенки шлангокабеля, или от потока жидкости, нагнетаемой в шлангокабель насосом.

Наличие забойного двигателя усложняет использование съемных керноприемников или выноса керна потоком промывочной жидкости и требует осуществления СПО после заполнения колонковой трубы, длина которой по конструктивным соображениям и исходя из требований сохранности пробы обычно не превышает 4 м. Для обеспечения необходимой нагрузки на забой в компоновку шлангокабельного снаряда включают УБТ, устанавливаемые над забойным двигателем, или забойные заякориваемые податчики бурового инструмента, используемые также для передачи реактивного момента от двигателя на стенки скважины. Поскольку общая

длина жесткого низа бурильной колонны достигает 20–40 м, в комплекс поверхностного оборудования входят механизмы для свинчивания и отвинчивания трубчатых элементов, стеллажи для их хранения и механизмы подачи от стеллажей к вышке и обратно.

Комплекс оборудования для бурения с помощью гибких шлангокабелей включает специальные устройства: шлангокабель, механизмы его спуска в скважину и подъема, шлангоприемники, забойные податчики, забойные двигатели и т.д. Особенно выделяются габаритами на буровой шлангоприемники. Наибольшее распространение получили барабанные шлангоприемники с горизонтальной осью вращения. Основными их элементами являются барабан с ребордами и пустотелым валом, приводной двигатель, линейный шлангоукладчик, тормоз, системы передачи энергии от энергетической установки через полый вал на вход шлангокабеля. Отличительная особенность шлангоприемников — большие габариты, обусловленные значительными диаметрами шлангокабелей, ограниченным радиусом их изгиба и возможностью навивки на барабан не более шести-семи слоев. Последнее ограничение определяется допустимыми внешними сминающими (раздавливающими) усилиями.

Французским институтом нефти в 1963 г. была разработана установка для бурения на море с применением гибкой шлангокабельной бурильной колонны. Установку смонтировали на специально переоборудованном для этих целей судне "Теребел", снабженном динамической системой стабилизации и системой связи. Последняя состоит из придонного направляющего устройства, соединенного с БС двумя направляющими тросами, и устройства, обеспечивающего постоянное натяжение этих тросов при помощи двух лебедок. В процессе спуска или подъема бурового снаряда конец шлангокабеля с помощью двух зажимов направляется по тросам к придонному устью скважины или на БС даже при значительном его дрейфе.

Принципиально схема бурения на море с применением шлангокабельной колонны заключается в следующем (рис. 38). Гибкая бурильная колонна (шлангокабель), оканчивающаяся в скважине долотом или колонковым снарядом 1, приводимым во вращение электробуром 2, подвешивается на БС 8. Буй 7, погруженный на глубину свыше 30 м, исключаящую действие на него ветровых волн и подводных течений, находится строго над подводным устьем 3 скважины и создает постоянное по величине натяжение бурового снаряда с по-

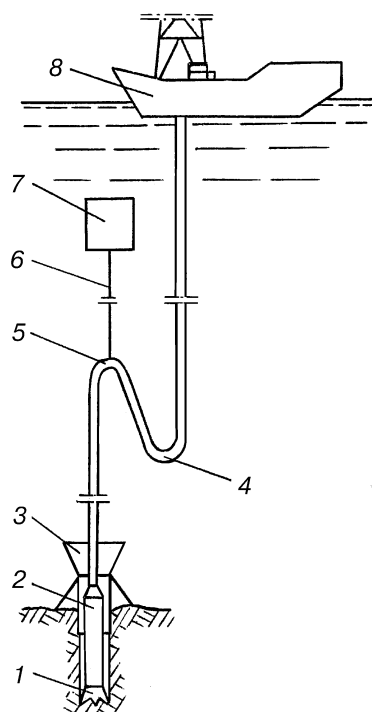


Рис. 38. Схема бурения на море с применением шлангокабельной колонны:

1 — буровое долото; 2 — электробур; 3 — подводное устье скважины; 4 — точка перегиба провисающего шлангокабеля; 5 — точка подвеса шлангокабеля; 6 — трос; 7 — буй; 8 — буровое судно

мощью промежуточного троса 6, который прикреплен к шлангокабелю в заранее определенной точке 5. Верхняя часть шлангокабеля между точкой 5 и судном должна иметь длину, необходимую для создания кривой провеса. В этом случае БС удерживает массу части шлангокабеля до точки перегиба 4, а тяговое усилие, созданное в точке 5 буюм 7, уравнивает силу тяжести нижней части шлангокабеля, электробура, колонкового снаряда, а также шлангокабеля между точками 4 и 5.

Так как нагрузка на породоразрушающий инструмент зависит от длины отрезка между точками 4 и 5, то эту длину необходимо поддерживать неизменной путем стравливания шлангокабеля со средней скоростью, равной механической скорости бурения. Подача шлангокабеля осуществляется с барабана, который приводится во вращение от электродвигателя при помощи ременной или цепной передачи. Питание к электробуру подается от генератора переменного тока по

кабелю из трех изолированных проводов, размещенному внутри гибкого шланга. На поверхности электроток от генератора подводится по трем линиям к щеткам, которые пружинами прижимаются к трем контактным кольцам на валу барабана. С кольцами соединен кабель, размещенный в гибком шланге.

Так как длина отрезка шланга от колонкового снаряда до точки 5 остается неизменной, нагрузка на породоразрушающий инструмент поддерживается на одном уровне, если остается неизменной длина отрезка между точками 4 и 5. Однако под действием большой вертикальной качки и дрейфа БС длина отрезка между точками 4 и 5 может изменяться на несколько метров по сравнению с необходимым значением; соответственно изменится и осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент.

По данным французских специалистов, при бурении сплошным забоем долотом максимальное изменение осевой нагрузки достигает $\pm 5\%$ [4]. При бурении коронкой такого же диаметра достаточное значение осевой нагрузки в 2,5–3 раза меньше. В то же время абсолютное значение изменения осевой нагрузки остается таким же, как при бурении долотом, так как определяется силой тяжести отрезка шлангокабеля между точками 4 и 5. Следовательно, при бурении разведочных скважин, где используются в основном буровые коронки, а не долота, изменение осевой нагрузки будет достигать $\pm 15\%$, что не позволит вести бурение на рациональных режимах и получать керн необходимого качества.

В зависимости от условий бурения и схемы оснастки шлангокабеля могут применяться различные схемы промывки скважины. Это промывка либо раствором, который подается в гибкую бурильную колонну насосами с судна, либо морской водой, подача которой осуществляется с помощью центробежного насоса, встроенного в колонну. При бурении с промывкой по второй схеме длина шлангокабеля может лишь незначительно превышать глубину скважины. В этом случае шлангокабель соединяется с БС электрокабелем, перекрывающим всю глубину моря в месте бурения.

Опытная эксплуатация различных вариантов шлангокабельных буровых установок в сухопутных и морских исполнениях показала [51], что основные преимущества использования гибкой шлангокабельной колонны заключаются в следующем:

сокращаются затраты времени на СПО за счет непрерывности процессов сматывания и разматывания шлангокабеля

при высокой линейной скорости движения, достигающей 1,5 м/с. Расчеты, выполненные французскими специалистами по результатам опытного бурения, показали, что экономия времени по этому фактору составляет 2 % от общих затрат времени на бурение скважины;

возможно проведение работ при значительно худших погодных условиях, поскольку шлангокабель допускает значительно больший изгиб в результате качки, поворотов и сноса судна. Дополнительная экономия времени за счет увеличения срока работ может достигать 3 %;

благодаря наличию в стенках шлангокабеля каналов связи и электросиловых линий обеспечивается постоянный контроль и оперативное управление процессом бурения. По оценкам французских специалистов, при условии удовлетворительного управления режимными параметрами можно повысить скорость бурения минимум на 10 %, что дает общую экономию по этой статье около 3 %;

возможно проведение постоянной промывки скважины в процессе спуска и подъема инструмента для предупреждения зашламования забоя, образования сальников на долоте и поддержания устойчивости стенок скважины;

уменьшается частота колебаний гидродинамического давления в скважине, так как не требуется останавливать буровой снаряд для свинчивания и отвинчивания труб, что снижает риск разрушения стенок скважины.

Наряду с достоинствами шлангокабельное бурение обладает рядом существенных недостатков [31]. К ним, в частности, относятся:

трудность совершенствования метода за счет подачи керна с забоя без подъема всей колонны;

сложность, громоздкость и массивность поверхностного комплекса оборудования;

сложность конструкции и высокая стоимость шлангокабелей, что обусловлено необходимостью обеспечить высокую степень гибкости при способности выдерживать большие растягивающие нагрузки и значительное гидравлическое давление;

недостаточная надежность шлангокабелей вследствие их слабой износостойкости к воздействию пород, слагающих стенки скважины, а также прижимных колодок направляющих и подающих механизмов. Этот фактор приобретает чрезвычайно большое значение вследствие частых СПО, характерных для данного способа бурения;

снижение эксплуатационных возможностей шлангокабелей

(разрывной нагрузки и т.д.) при уменьшении их диаметра, что затрудняет использование этого метода при бурении разведочных скважин малого диаметра. Следует отметить, что создание погружных забойных двигателей типа электробуров и турбобуров для бурения скважин малого диаметра в результате специальных исследований, проведенных специалистами, признано нецелесообразным. Поэтому возможное использование шлангокабельного бурения в твердых породах требует перехода на большие диаметры, т.е. на не оправданное геологическими задачами увеличение затрат мощностей, что ведет к возрастанию массы и габаритов инструмента и буровой установки;

невозможность точной регулировки осевой нагрузки на забой при использовании для этой цели колонны УБТ;

ограничение возможной длины рейса при использовании забойных заякориваемых податчиков бурового инструмента, что приводит к необходимости частых подъемов, т.е. к возрастанию удельного веса СПО в общем балансе времени;

большая разница между диаметрами забойного двигателя достаточной мощности и шлангокабеля, что требует использования для промывки скважины высокорасходных насосов с целью обеспечения требуемых скоростей выноса шлама.

Перечисленные недостатки шлангокабельного бурения не позволяют считать этот метод перспективным для бурения с судов геолого-разведочных скважин.

3.5. ИЗВЛЕЧЕНИЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЗ СКВАЖИН

Большие трудности возникают при извлечении обсадных труб из скважин. Значение необходимого для этого усилия зависит в основном от диаметра и длины погруженных в породы труб, свойств этих пород, конфигурации внешней поверхности колонны, времени нахождения ее в породах и может быть определено из выражения

$$F_{\text{и}} = K\tau S, \quad (1)$$

где $F_{\text{и}}$ — усилие, необходимое для извлечения труб, кН; K — безразмерный коэффициент увеличения извлекающего усилия из-за влияния муфтовых соединений труб и продолжительности нахождения колонны в скважине; τ — среднее удельное извлекающее усилие, кПа; S — площадь боковой поверхнос-

ти обсадной колонны, контактирующая с породами в скважине, м^2 .

Экспериментально установлено, что минимальные усилия необходимы для извлечения труб из илистых отложений, максимальные — из валунно-галечниковых и вязких глин. Для труб диаметром 0,168 м эти усилия достигают 5 и 12 кН/м соответственно. Так как в отложениях дна большинства акваторий илы, пески, глины, гравий и галечники чередуются, то при расчете усилий, необходимых для извлечения труб любого размера, следует использовать среднее значение удельного извлекающего усилия, которое установлено экспериментально и составляет 21,8 кПа [7].

Существенное влияние на извлекающее усилие оказывают муфты и продолжительность нахождения колонны в скважине: усилие для извлечения труб диаметром 0,168 м с муфтами диаметром 0,194 м в 1,5–2 раза больше, чем с муфтами диаметром 0,176 м; усилие извлечения труб через 48 ч после их погружения в породы может в два раза превышать усилие, необходимое для извлечения труб сразу же после окончания их погружения.

Наиболее часто для крепления стенок скважины на море применяют трубы диаметром 0,168 м, реже больших диаметров. Глубина крепления скважин трубами различная и определяется в основном устойчивостью вскрываемых скважиной пород: на шельфе Балтийского моря она составляет в среднем 10 м, на Баренцевом — достигает 40 м, на дальневосточных морях — 50–60 м. На шельфе Черного моря глубина крепления технологически необходима на всю проектную глубину бурения скважин.

При бурении разведочных скважин на море обычно используют обсадные колонны муфтового соединения. Но даже для гладкоствольной колонны длиной 30 м (предельно рекомендуемое значение по условиям прочности колонны, погружаемой в целик) расчетные извлекающие усилия составят: для колонны диаметром 0,168 м — 345 кН, диаметром 0,273 м — 561 кН. На практике трубы диаметром 0,168 м, погруженные в породы на 15–20 м, зачастую не удавалось извлечь при помощи лебедки с грузоподъемной силой 20 кН, оснащенной шестиструнной оснасткой, и вибратора с возмущающим усилием 32 кН. Передаваемые при этом нагрузки на колонну и грузоподъемное оборудование приводили к деформациям буровых вышек с номинальной грузоподъемной силой 300 кН, обрывам колонны в резьбовых соединениях, большим материальным и трудовым затратам [7].

На море ситуация извлечения из скважин обсадных труб осложняется волнением. При перемещении БС с гребня во впадину волны расстояние между верхним концом извлекаемой колонны обсадных труб и кронблоком вышки уменьшается, работающая на извлечение труб лебедка выбирает слабину троса, соединенного с колонной, и натягивает его с усилием, равным своей грузоподъемной силе. Зафиксировав трос лебедки в таком положении при помощи тормоза, добиваются увеличения силы натяжения троса на величину, определяемую увеличением водоизмещения судна при подходе под него гребня волны.

Такие действия могут дать положительный эффект для извлечения труб, но опасны, так как значения возникающей силы натяжения троса непредсказуемы и не поддаются регулированию. В результате может оборваться трос, либо сорваться с фундамента лебедка, либо деформироваться вышка. Наконец, при недостаточном запасе плавучести БС или неравномерной передаче на него возникающего при извлечении труб усилия судно накреняется и может опрокинуться.