

6

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ И ВЫПОЛНЕНИЯ ОТДЕЛЬНЫХ БУРОВЫХ ПРОЦЕССОВ

Изложенным требованиям и рекомендациям по повышению эффективности бурения разведочных скважин с судов соответствуют новые разработки, многие из которых внедрены в производство.

6.1. УДАРНО-ЗАБИВНОЕ БУРЕНИЕ

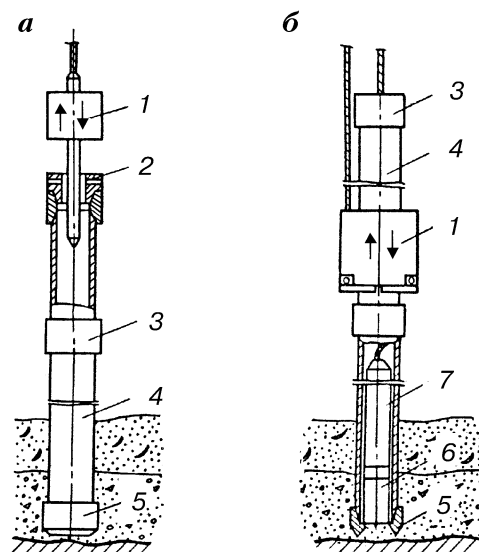
Ударно-забивное бурение на море осуществляют преимущественно в рыхлых и малой твердости породах, которые зачастую сильно обводнены. Бурение в таких породах для предотвращения обрушения стенок скважины и ее заплывания ведут с опережением забоя скважины башмаком обсадной колонны, погружаемой ударами в целик (неразрушенные породы). Оказавшиеся в колонне обсадных труб породы извлекают из нее затем забивными керноприемниками. В большинстве случаев геологические условия позволяют погружать ударами в породы колонну обсадных труб совместно с зафиксированным в ней съемным керноприемником.

Таким образом, процесс бурения скважины ударно-забивным способом включает погружение ударами колонны обсадных труб в породы и отбор их из нее. Традиционные схемы и технические средства, применяемые для осуществления этих процессов при бурении на суше, в условиях моря малоэффективны (см. разд. 1.4.1). Более эффективными являются технологические схемы и комплекс технических средств для ударно-забивного бурения, разработанные авторами специально для работы в условиях моря.

6.1.1. СПОСОБЫ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОГРУЖЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ В ПОРОДЫ

При традиционном способе ударно-забивного бурения (рис. 43, а) в условиях моря трудно подвести к обсадной колонне и эффективно использовать энергию удара, достаточную для производительного погружения колонны в породы. Свободен от этих трудностей разработанный авторами новый способ бурения (рис. 43, б). От традиционного он отличается тем, что обсадную колонну погружают в породы ударами под водой по торцу придонной муфты колонны кольцевым забивным снарядом (ЗС), скользящим по наружной поверхности колонны. Новый способ бурения и забивной снаряд для его осуществления защищены двумя авторскими свидетельствами (№ 939647, 1982 г. и № 1173001, 1985 г.) и патентом РФ (№ 1011783, 1993 г.). Кольцевой забивной снаряд изготовлен и внедрен в производство.

Забивной снаряд (рис. 44) состоит из кольцевого корпуса 1 и соединенных с ним при помощи шарниров 2 двух полукольцевых пластин 3, концы которых посредством гибкой связи (тросов) 5 подвешены на пружинах 8. Погружают об-

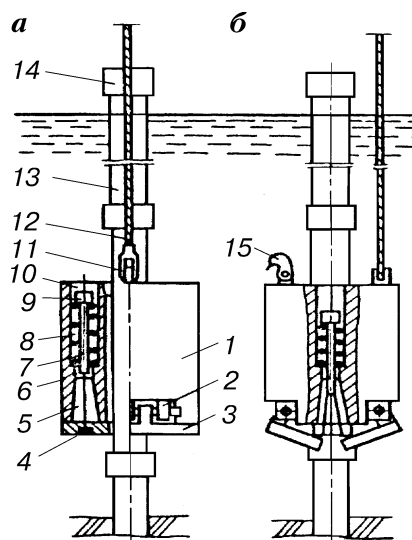


**Рис. 43. Принципиальные
схемы забивного бурения на
море:**

а — традиционная; б — раз-
работанная авторами; 1 — за-
бивной снаряд; 2 — наголов-
ник; 3 — муфта; 4 — обсад-
ная труба; 5 — башмак;
6 — кернаприемник; 7 —
ударная штанга

Рис. 44. Забивной снаряд нового способа бурения:

а — бурение; *б* подъем ЗС на вышележащую муфту; 1 — корпус; 2 — шарнир; 3 — пластина; 4 — зажим; 5 — трос; 6 — упор; 7 — стержень; 8 — пружина; 9 — шайба; 10 — канал; 11 — проушина; 12 — трос лебедки; 13 — труба; 14 — муфта; 15 — крюк



садную колонну труб в породы следующим образом. Поочередно поднимая лебедкой и сбрасывая ЗС под водой на находящуюся ниже него муфту, колонну труб погружают в породы на необходимую величину, фиксируемую замером превышения колонны над палубой БС. При этом пластины 3 снаряда находятся в закрытом положении, т.е. плотно прижаты к нижнему торцу корпуса 1 силой межвиткового давления пружин 8 (рис. 44, *а*). Перемещается ЗС вверх и вниз в пределах одной трубы беспрепятственно, так как диаметр центрального отверстия, образуемого пластинами 2 в закрытом положении, на $(1-2) \cdot 10^{-3}$ м больше диаметра погружаемых труб. Опуститься ниже ударяемой муфты ЗС не может, так как диаметр муфты больше диаметра отверстия, образуемого пластинами, на $20 \cdot 10^{-3}$ м и более в зависимости от диаметра труб.

Когда ударяемая муфта дойдет до дна акватории, буровой лебедкой перемещают ЗС по трубам вверх на величину большую, чем длина одной трубы, до положения, при котором пластины 3 установятся выше следующей муфты. При этом перемещении корпус ЗС беспрепятственно проходит находящуюся выше него муфту, так как ее диаметр на $(2-5) \cdot 10^{-3}$ м меньше диаметра его центрального канала. Пластины ЗС упираются верхней плоскостью в нижний торец муфты и

под действием тягового усилия буровой лебедки отклоняются, сжимая пружины, от горизонтальной плоскости на шарнире вниз на величину, необходимую для продвижения через муфту (рис. 44, б). После этого пластины автоматически закрываются силой межвиткового давления пружин и процесс погружения колонны труб ударами продолжают.

Необходимую высоту подъема ЗС при перестановке его на верхнюю муфту контролируют либо по уменьшению тягового усилия на лебедке после прохождения пластинами муфты, либо по расстоянию от метки на тросе лебедки до палубы БС.

На основе анализа теоретических представлений о процессе погружения в породы труб ударами разработаны рекомендации по созданию оптимальных конструкций ЗС и выбору их рациональной массы, размеров и формы, обеспечивающих наибольший КПД удара.

В работах Я.Г. Пановко, Б.М. Ребрика и других исследователей показано, что при упругом и не вполне упругом ударе по колонне (башмак упирается в валун или коренные породы) максимальный КПД достигается при примерно равных массах ЗС и колонны. Однако масса колонны по мере углубления скважины растет, а масса снаряда постоянна. Поэтому рациональную массу забивного снаряда предлагается определять для условий окончания бурения скважин средней глубины: глубина моря 20 м, глубина по породам 20 м. Из условия обеспечения равенства масс ЗС и колонны длиной 40 м ($M = 40\pi\rho D\delta$) имеем

$$M = KD\delta, \quad (4)$$

где M — масса ЗС, кг; D и δ — наружный диаметр и толщина стенки колонны соответственно, м; ρ — плотность материала колонны труб, кг/м³; $K = 40\pi\rho$ — постоянный коэффициент, кг/м².

Так как для стальных труб $K \approx 10^6$ кг/м², для удобства практических вычислений рационального значения массы M (кг) забивного снаряда достаточно перемножить значения диаметра и толщины стенки колонны в миллиметрах.

Вычисленные по выражению (4) значения рациональной массы ЗС для погружения в породы труб диаметром 0,168, 0,219 и 0,324 м с часто используемой толщиной стенки 0,009 м составляют 1500, 1970 и 2900 кг соответственно. Допустимая же масса снаряда для погружения труб традиционным способом независимо от диаметра и длины погружаемых в породы

обсадных колонн ограничена 600 кг (см. разд. 1.4.1), и такой ЗС не создает необходимой энергии удара.

Сопротивления погружению труб в породы в течение удара практически постоянны. Поэтому для эффективного погружения труб в породы необходимо стремиться к созданию в колонне при ударах волн деформаций прямоугольной формы с одинаковыми амплитудами усилий. Форма генерируемых в колонне волн деформаций и коэффициент передачи энергии удара η зависят от соотношения значений ударной жесткости забивного снаряда и колонны.

В соответствии с положениями волновой теории удара [3] для создания в колонне импульсов нагрузки, рациональных по форме и величине (КПД не менее 0,96), необходимо выполнение условий

$$1,5f \leq F \leq 2f \text{ и } M/F\rho = l \leq 2Lf/F, \quad (5)$$

где l , F , ρ и M — высота, площадь сечения, плотность материала и рациональная масса ЗС соответственно; L и f — длина и площадь сечения труб части колонны, возвышающейся над плоскостью соударения ЗС и колонны.

При погружении в породы новым способом труб диаметром 0,168/0,152 м условия (5) выполняются, если в качестве ЗС используют стальные трубы диаметром 0,219 м с толщиной стенки $(9-12,5) \cdot 10^{-3}$ м. Длина такого ЗС при выборе его рациональной массы по формуле (4) составит 28 и 21 м соответственно.

Следовательно, условия (5) выбора рациональных размеров ЗС приемлемы для бурения на глубинах моря более 20 м. Для бурения на меньших глубинах необходимо увеличивать диаметры ЗС. При этом η уменьшается, так как увеличивается ударная жесткость снаряда и он генерирует в колонне уменьшающиеся по величине ступенчатые волны деформации, многие ступени которых из-за их малости не производят полезной работы и расходуются на разрушение элементов ударной системы.

Для повышения эффективности погружения в породы колонн обсадных труб ударами на акваториях с изобатами до 20 м предложены два пути.

1. Изготавливать корпус ЗС из двух коаксиально смонтированных стальных труб и кольцевое пространство между ними заливать свинцом. Это снижает ударную жесткость в два раза, так как получается снаряд той же массы, но меньшего диаметра, и скорость распространения волн деформаций у свинца меньше, чем у железа. Такое решение реализовано в

кольцевых снарядах для погружения труб диаметром 0,219 и 0,273 м. При использовании залитого свинцом ЗС диаметром 0,426/0,249 м, высотой 2 м, массой 2000 кг число ударов сократилось на 18–23 % по сравнению со стальным снарядом такой же массы и высоты диаметром 0,480/0,249 м.

2. Изготавливать ЗС из нескольких коаксиально установленных и последовательно соединенных участков длин, имеющих одинаковую ударную жесткость. Возрастание числа участков приводит к росту массы ЗС без увеличения высоты и ударной жесткости. Причем если жесткость каждого из участков ЗС равна удвоенной жесткости колонны, то в ней при ударе генерируется волна прямоугольной формы с длительностью, равной времени прохождения волной расстояния от ударного торца первого участка до свободного торца последнего и обратно.

При ручном управлении нанесением ударов забивным снарядом по колонне труб, причем вне поля видимости бурильщика, поддерживать заданную их частоту и высоту поднятия ЗС трудно. В условиях качки БС высота сбрасывания снаряда оказывается величиной случайной и варьирует в широких пределах в зависимости от высоты волн.

Поэтому важнейшей задачей дальнейшего совершенствования схем нового способа погружения колонн обсадных труб в породы при бурении на море является автоматизация процесса нанесения ударов по муфте погружаемой колонны труб. Практически это сводится к созданию специального автомата, работа которого не была бы связана с работой лебедки с целью исключения также сопротивлений движению ЗС со стороны лебедки, блоков вышки и талевого системы.

Эта задача может решаться в двух направлениях: разработка специального механизма, поднимающего забивной снаряд на одну и ту же заданную высоту от ударяемой муфты колонны независимо от качки БС; создание подводного автономного дистанционно управляемого ударного механизма с индивидуальным силовым приводом, использующим энергетические возможности морской воды, например гидромолота.

Решение проблемы автоматизации процесса нанесения ударов забивным снарядом по колонне обсадных труб существенно облегчит труд бурильщика и повысит производительность ударно-забивного бурения на море.

6.1.2. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СПОСОБОВ ПОГРУЖЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ В ПОРОДЫ

Важными технологическими параметрами погружения обсадной колонны труб в породы ударами являются энергия единичного удара и мощность ударов, подводимых к башмаку колонны (забою скважины). Энергетические возможности традиционного и нового способов погружения труб в породы различны по многим причинам, главные из которых заключаются в следующем.

1. Ударная система традиционного способа погружения труб в породы относится к системам с торцевым соударением ударяющего и ударяемого элементов, ударная система нового способа — к системам с неторцевым соударением элементов. Процессы формирования волн деформаций и передачи энергии удара по колонне в системах с торцевым и неторцевым соударением имеют различия, существенно влияющие на энергетические показатели этих систем.

В системах с неторцевым соударением в ударяемом волноводе (обсадной колонне труб) генерируется не одна, как при торцевом соударении, а две волны деформации. В сечениях волновода ниже плоскости соударения генерируется волна сжатия, распространяющаяся в сторону забоя скважины, а в сечениях выше плоскости соударения — волна растяжения, распространяющаяся в сторону свободного торца волновода. Последняя, достигнув торца, отражается в сторону забоя с противоположным знаком, т.е. волной сжатия [3].

При новом способе погружения обсадных труб в породы передаваемая колонне энергия удара "расщепляется" на две части, каждая из которых меньше ее первоначального значения. Если участки колонны по обе стороны от плоскости соударения имеют одинаковую ударную жесткость ($C = \rho Fa$, где ρ , F и a — плотность материала, площадь поперечного сечения колонны и скорость распространения волны деформации в ней соответственно), то значения расщепленных частей энергии удара и соответственно амплитуд усилий в создаваемых ими волнах деформаций равны. Причем значения усилия в каждой из двух амплитуд в два раза меньше значения, создаваемого ударом такой же энергии при торцевом соударении.

Время T между воздействием первой (прямой) и второй (обратной) волны деформаций на породы при новом способе погружения в них колонны труб определяется длиной l уча-

стка колонны, расположенного выше плоскости соударения, и скоростью a волны деформации в колонне ($T = 2l/a$). При погружении ударами в породы колонны обсадных труб это время исчисляется сотыми и тысячными долями секунды, так как длина участка l не превышает 100 м, а скорость волны деформации в стали составляет 5000 м/с.

Следовательно, новый способ погружения колонны обсадных труб в породы эффективнее традиционного в плане увеличения в два раза продолжительности удара, так как в два раза возрастает количество волн деформаций, но проигрывает по величине ударного усилия, передаваемого каждой волной к башмаку колонны.

Однако новый способ погружения труб в породы ударами позволяет использовать забивные снаряды больших масс и подводить к колонне любое необходимое количество энергии удара, так как ЗС в процессе бурения всей скважины ни разу не снимают с колонны. Половинное значение этой энергии из-за ее "расщепления" может превышать значение энергии, ограниченное по условиям волнения моря и устойчивости обсадной колонны при торцевом соударении.

2. На эффективность ударной системы для погружения труб в породы влияют значения потерь энергии удара, зависящие от соотношения масс забивного снаряда и колонны труб, а также значения потерь энергии удара в резьбовых соединениях и по длине колонны.

Практикой бурения в мягких породах (неупругий удар) установлено уменьшение потерь энергии удара с увеличением массы ЗС, и это согласуется с вычислениями по выражению, полученному из теоремы Карно,

$$W = W_0(1 + \beta M_k/M)^{-1}, \quad (6)$$

где W_0 и W — общая кинетическая энергия ЗС и колонны в начале и в конце удара соответственно; M и M_k — масса ЗС и колонны соответственно; β — коэффициент приведения массы, обусловленный неодинаковой скоростью движения частей колонны по ее длине при ударе; в случае ударного сжатия стержней, к которым можно отнести обсадную колонну, $\beta = 1/3$.

Как видно из выражения (6), количество кинетической энергии в ударной системе в конце удара тем больше, чем больше масса ЗС.

В практике бурения на море применяют обсадные колонны из труб диаметром 0,168 м и более с толщиной стенок около 0,01 м. В конце бурения скважины длина обсадной ко-

лонны достигает зачастую 60 м, причем примерно 30 м заглублено в грунт, а 30 м перекрывает мощность воды в точке бурения. Колонна состоит из отдельных труб длиной по 2 м, соединенных муфтами. Массы таких колонн и соответственно потери энергии удара в них довольно значительны.

Расчеты по формуле (6) показывают, что при увеличении массы ЗС с 500 до 3000 кг потери кинетической энергии удара при погружении колонны длиной 60 м диаметром 0,168/0,148 м уменьшаются с 61 до 20 %, а при погружении колонны такой же длины диаметром 0,219/0,199 м — с 68 до 26 %. При этом в конце удара количество кинетической энергии колонны диаметром 0,168/0,148 м увеличивается в 12,2 раза, а колонны диаметром 0,219/0,199 м — в 13,7 раза. Так как для традиционного способа погружения труб в породы масса ЗС ограничена 600 кг, энергетическое преимущество нового способа, свободного от этих ограничений, очевидно.

Выражение (6) не учитывает потерь энергии удара по длине и в резьбовых соединениях колонны. Пренебрегать этими потерями при значительной длине колонны труб и большом количестве резьбовых соединений недопустимо. Оценочное представление о величине этих потерь при погружении колонны труб традиционным и новым способами дает выражение*

$$W_6 = W_0 e^{-2(\alpha_1 L + \alpha_2 n)}, \quad (7)$$

где W_0 и W_6 — количество энергии в начале удара и дошедшее до башмака колонны соответственно; L — длина колонны от места нанесения удара до башмака; α_1 — потери энергии удара на 1 м цельной колонны (декремент затухания); α_2 — потери энергии в одном соединении; n — число резьбовых соединений.

Вычисления с использованием зависимости (7) показывают, что при погружении в породы обсадной колонны общей длиной 50 м с 25 муфтами традиционным способом потери энергии удара составляют 75 %, а новым способом — 43 %.

На море часть погружаемой в породы колонны труб, перекрывающая слой воды в месте заложения скважины, не ограничена никакими связями и при торцевом ударе изгибается в радиальном направлении. Из-за качки и дрейфа бурового судна или другой ПБУ колонна обсадных труб зачастую уже при забурировании скважины отклонена от вертикали, и

* Иванов К.И. и др. Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. — М.: Недра, 1966.

это существенно увеличивает потери энергии удара на радиальные деформации колонны при погружении ее традиционным способом. При применении нового способа потерь энергии удара на радиальные деформации части колонны, перекрывающей водный слой, нет.

Даже если принять коэффициент потерь энергии второй волны деформации при неторцевом соударении равным коэффициенту потерь при торцевом (в резьбовых соединениях и по длине колонны), общий КПД удара при неторцевом соударении все равно будет больше, чем при торцевом. Это объясняется прежде всего тем, что при неторцевом соударении энергия первой волны деформации (половина исходной энергии удара) не теряется на продольные и радиальные деформации части колонны, возвышающейся над плоскостью соударения, а также большей продолжительностью удара.

При новом способе погружения труб также рационально распределяются величины энергии удара в первой и второй ударных волнах, передаваемых к башмаку колонны. Первая, более сильная волна преодолевает силы трения покоя колонны о породы. Вторая волна менее сильная из-за потерь по длине и в резьбовых соединениях колонны. Но ее достаточно для погружения колонны, выведенной из состояния покоя и требующей меньшего усилия на продолжение погружения колонны, чем на выведение ее из состояния покоя и преодоление сопротивления пород погружению. Вместе с тем вторая волна продлевает время действия удара и соответственно увеличивает глубину погружения колонны в породы за удар.

3. При погружении труб в породы традиционным и новым способами ЗС падает без начальной скорости под действием силы тяжести и испытывает сопротивление сил трения в лебедке, блоках мачты и тросовой оснастке, сил трения о колонну и сопротивления среды, в которой падает. Большие сопротивления движению испытывает ЗС при погружении труб новым способом, так как падает в воде.

Для сравнительной оценки энергетических показателей традиционного и нового способов погружения труб в породы ударами выполнены специальные экспериментальные исследования [7]. При проведении экспериментов использовались три кольцевых ЗС одинаковых диаметров (0,426/0,200), но различной длины (0,59, 0,94 и 1,51 м) и массы (430, 705 и 1110 кг) соответственно.

Исследования влияния перечисленных сопротивлений на скорость движения снарядов заключались в регистрации пути,

пройденного каждым ЗС за равные промежутки времени при его падении на тросе лебедки: а) в воздухе без колонны с целью исследования влияния сопротивлений в лебедке, блоках и тросовой оснастке; б) в воздухе по колонне диаметром 0,168 м с целью исследования сил трения о колонну; в) в воде по той же колонне с целью исследования влияния архимедовой силы и сопротивления воды. Перемещения ЗС в каждом опыте регистрировали на протяжении 4 м падения при помощи скоростной киносъемки. В результате установлено:

время падения снарядов с одинаковой высоты по традиционной и новой схемам различно и больше времени свободного падения. Разница во времени возрастает по мере увеличения высоты сбрасывания снаряда и уменьшения его массы. ЗС массой 1110 кг проходит путь 0,5 м по схеме традиционного способа на 5 %, а по схеме нового на 11,3 % медленнее, чем при свободном падении; путь 3 м тот же ЗС проходит соответственно на 5,9 и 16,8 % медленнее. Снаряд массой 430 кг проходит путь 0,5 м по схеме традиционного способа на 19 %, а по схеме нового на 22 % медленнее, чем при свободном падении; путь 3 м тот же ЗС проходит соответственно на 20 и 28 % медленнее;

силы трения ЗС о колонну практически отсутствуют или ничтожно малы, что подтверждается абсолютной сходимостью значений пути, пройденного снарядами в воздухе вне колонны и по колонне;

зависимость пути, пройденного снарядами различной массы, от времени их движения на тросе лебедки в воздухе и в воде имеют, как и при свободном их падении, параболический характер.

По данным кинограмм для различных схем движения ЗС выявлены зависимости пути и скорости движения ЗС от их массы, размеров и времени, а также зависимости подводимых к колонне энергии и мощности ударов от массы, скорости подъема и падения ЗС. Анализ этих зависимостей свидетельствует, что при одинаковых массе и высоте сбрасывания забивных снарядов большая скорость их движения наблюдается при свободном падении, меньшая — при традиционном, самая малая — при новом способе погружения колонны. Поэтому при одинаковых массе и высоте сбрасывания ЗС традиционный способ обеспечивает большие, чем новый способ, значения энергии удара, частоты их нанесения и подводимой к колонне мощности. Однако возможности традиционного и нового способов по допустимым массе ЗС и высоте их сбрасывания

сывания различны, что существенно меняет энергетические характеристики этих способов погружения труб в породы.

Масса ЗС при традиционном способе ограничена 600 кг по условиям изгиба колонны погружаемых в породы труб и безопасности работы при качке буровой плавучей установки. При новом способе погружения труб в породы ударами качка БС или ПБУ не ограничивает массу ЗС, так как он находится ниже палубы плавсредства и в процессе бурения всей скважины его не снимают с колонны.

При ограниченной массе ЗС недостаток энергии удара для погружения колонны труб в породы традиционным способом стремятся компенсировать увеличением высоты его сбрасывания до 2,5 м. Это приводит к превышению в 2–3 раза предела скорости удара по колонне труб (по условиям контактной прочности соударяемых тел скорость движения снаряда в момент нанесения удара не должна превышать 3 м/с) и вызывает преждевременную деформацию резьбовых соединений колонны. Кроме того, с увеличением высоты подъема и последующего сбрасывания снаряда значительно снижается частота нанесения ударов и соответственно скорость бурения.

Вычисления по установленным энергетическим зависимостям нового способа погружения труб в породы показывают, что забивной снаряд массой 1110 кг при скорости движения в момент нанесения удара 3 м/с и скорости подъема 0,494 м/с, соответствующей первой скорости навивки троса на барабан лебедки ЗИФ-650А при однострунной оснастке, передает колонне энергию удара 4,26 кДж и мощность 2,47 кВт. Аналогичные расчеты для традиционного способа погружения труб в породы при тех же скоростях подъема и падения забивных снарядов показывают, что ЗС даже массой 705 кг передает колонне энергию удара 3,17 кДж и мощность 2,06 кВт, а ЗС массой 430 кг — энергию удара всего 1,93 кДж и мощность 1,08 кВт.

Несмотря на преимущества нового способа погружения труб в породы перед традиционным, результаты экспериментальных исследований указывают на необходимость сведения до минимума различного рода сопротивлений движению ЗС по схемам нового способа. В этой связи необходимо:

для снижения сопротивлений в лебедке и блоках мачты своевременно смазывать трущиеся детали с учетом их работы в агрессивной морской среде;

в целях уменьшения сопротивления тросовой оснастки следить за правильной намоткой троса на барабан лебедки;

для снижения гидросопротивлений движению ЗС в воде стремиться при проектировании к уменьшению их геометрических и особенно поперечных размеров, а также к приданию контурам снарядов обтекаемой формы.

Уменьшить размеры снарядов заданной массы можно путем изготовления их из металлов большой плотности или заливки их стальных корпусов такими металлами. Опыт погружения в породы на море колонн обсадных труб подводными ЗС, залитыми свинцом, показал отличные результаты.

Таким образом, ограничение скорости соударения ЗС и колонны труб до 3 м/с предотвращает преждевременные их поломки и повышает частоту нанесения ударов. Но так как эффективность погружения труб в породы определяется величиной кинетической энергии, то при ограниченной скорости соударения имеется единственная возможность повысить эту эффективность за счет увеличения ударной массы ЗС. Новый способ погружения труб в породы свободен от ограничений массы ЗС и поэтому по сравнению с традиционным способом открывает большие возможности в отношении энергии единичного удара, подводимой к колонне мощности и скорости бурения.

Целесообразность применения нового способа погружения обсадных труб в породы на море доказывают анализ представлений о процессах формирования волн деформаций в ударных системах с торцевым и неторцевым соударением их элементов, а также результаты экспериментальных и опытно-производственных исследований этих систем.

Неторцевое соударение ЗС с колонной труб позволяет управлять формированием рациональных импульсов нагрузки и распределением энергии удара в них путем оптимизации размеров соударяемых элементов при проектировании и регулирования их в процессе бурения.

Новый способ погружения труб в породы по сравнению с традиционным обеспечивает большие значения КПД удара и высокие скорости бурения благодаря увеличению значений энергии удара и мощности, подводимых к колонне, а также уменьшению их потерь при передаче к забою скважины. Приближение места нанесения ударов по колонне к ее башмаку — важнейший путь повышения эффективности погружения обсадных труб в породы ударами на море.

6.1.3. ОТБОР КЕРНА ИЗ ПОЛОСТИ ПОГРУЖЕННОЙ В ПОРОДЫ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ТРУБ

В соответствии с геологическими требованиями к качеству бурения разведочных скважин и применительно к условиям и особенностям отбора керна на море из внутренней полости обсадной колонны труб с качающихся на волнах БС или других типов ПБУ разработан забивной керноприемник (рис. 45), отличающийся отсутствием связи между ударной штангой 2 и керноприемным стаканом 7 в процессе погружения его в породы ударами [7]. Это позволяет исключить отрывы стакана от забоя, свести к минимуму влияние качки БС на процесс и качество отбора керна, не ограничивать высоту подъема штанги и увеличивать ее размеры, получать большие значения энергии удара.

При нанесении ударов штангой по керноприемному стакану захват ловителя 3 заблокирован (рис. 45, *a*). После погружения стакана на необходимую величину (обычно 0,2—1,0 м) ударную штангу поднимают на поверхность и ловитель

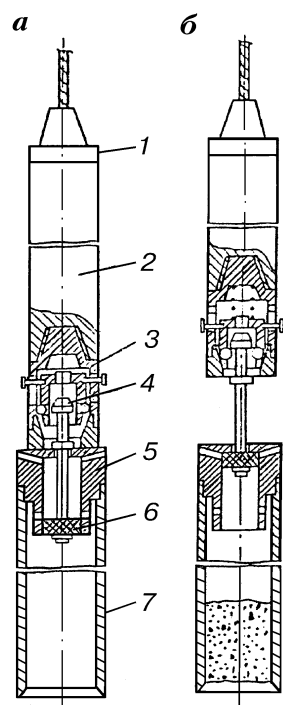


Рис. 45. Общий вид забивного керноприемника:
a — при бурении; *б* — при подъеме из скважины; 1 — канатный замок; 2 — ударная штанга; 3 — ловитель; 4 — грибок; 5 — наголовник; 6 — поршень; 7 — керноприемный стакан

настраивают на захват стакана. Затем штангу вновь опускают в скважину, ловитель захватывает стакан (рис. 45, б) и керн поднимают на поверхность. Последовательность выполнения операций в рейсе при погружении колонны обсадных труб в породы подводным кольцевым забивным снарядом и отборе керна из них забивным керноприемником (ЗК) описываемой конструкции показана на рис. 46.

Глубина погружения керноприемного стакана в породы возрастает с увеличением энергии удара по нему, определяемой скоростью падения и массой (длина и диаметр) штанги. Длина штанги ограничена высотой буровой вышки и условиями работы с БС. Повышение массы штанги за счет увеличения ее диаметра уменьшает площадь кольцевого зазора между движущейся в колонне штангой и стенками обсадных труб, повышает гидравлические сопротивления ее движению. С ростом диаметра штанги до некоторого предела увеличивается энергия удара. Превышение этого предела приводит к резкому возрастанию гидравлических сопротивлений, снижению скорости падения штанги и энергии удара.

В связи с этим теоретически и экспериментально решена задача определения оптимальных соотношений между диаметрами ударной штанги и обсадных труб, при которых достигаются максимальные значения энергии удара штанги по керноприемному стакану в полностью заполненной водой скважине [7]. Установлено, что оптимальный диаметр ударной штанги, при котором обеспечиваются максимальные энергетические показатели забивного керноприемника, определяется высотой сбрасывания штанги и отношением ее диаметра к диаметру обсадных труб. Причем с увеличением высоты сбрасывания ударной штанги оптимальные соотношения диаметров штанги и обсадных труб смещаются в сторону уменьшения, а с возрастанием диаметра труб — в сторону увеличения (табл. 4).

Рекомендуемые диаметры ударных штанг получены без учета сопротивлений их движению со стороны лебедки и тросовой оснастки. Поэтому они могут быть использованы при выборе диаметров ударных штанг снарядов с устройствами, автоматически отсоединяющими трос от штанги в начале ее падения. При работе без такого устройства скорость падения штанги меньше, и значение оптимального диаметра ее смещается в сторону увеличения.

Описанный ЗК внедрен в АО "Дальморгеология" и с 1972 г. является основным средством отбора керна при бурении с целью разведки россыпей и строительных материалов. К на-

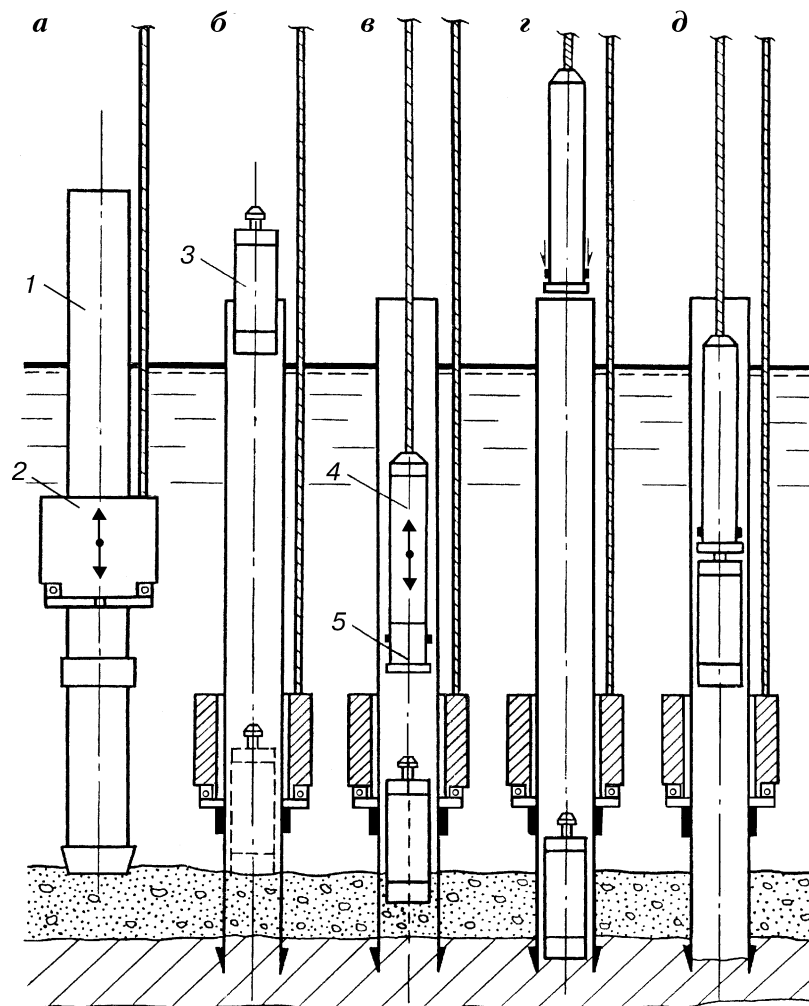


Рис. 46. Последовательность выполнения операций в рейсе при погружении колонны обсадных труб в породы и отборе керна из них новыми конструкциями забивного снаряда и забивного керноприемника:

а — погружение в породы обсадной колонны; *б* — сбрасывание керноприемного стакана на забой скважины; *в* — спуск в скважину ударной штанги и погружение стакана в породы; *г* — извлечение штанги из скважины и настройка ловителя на захват стакана; *д* — спуск ударной штанги с ловителем в скважину, захват стакана и подъем их на поверхность; 1 — обсадная колонна труб; 2 — забивной снаряд; 3 — стакан керноприемный; 4 — ударная штанга; 5 — заблокированный ловитель

Таблица 4

Оптимальные диаметры ударных штанг

Высота сбрасывания штанги, м	Диаметр обсадных труб (наружный/внутренний), 10 ⁻³ м			
	146/130	168/150	219/200	273/250
0,2	113	129	173	221
0,6	104	122	166	210
1,0	100	119	162	207
1,5	96	114	158	201
2,0	95	113	156	198
3,0	93	111	152	193
4,0	91	109	149	190
5,0	90	106	147	187

стоящему времени отработаны рациональные параметры ЗК и режимы бурения им в колонне труб диаметром 0,168 м.

Высота поднятия штанги над стаканом, м.....	До 4
Частота ударов по стакану в минуту.....	12–20
Длина ударной штанги, м.....	4,5
Диаметр ударной штанги, м.....	0,12
Масса ударной штанги, кг.....	400

Для отбора керна забивными керноприемниками в плотных породах рекомендуется использовать известные конструкции разрезных керноприемных стаканов. При отборе керна ЗК в слабосвязанных обводненных породах лучшие результаты по выходу керна обеспечивают глухие керноприемные стаканы разработанной конструкции.

Внутри глухого стакана установлен поршень (см. рис. 45). При погружении стакана в породы поршень находится в нижнем крайнем положении и не препятствует выходу воды из внутренней полости стакана по мере поступления в него керна. При подъеме стакана поршень перемещается вверх, изолирует керн от действия столба воды, находящегося в скважине, и создает разрежение в полости керноприемного стакана между керном и поршнем. Это разрежение удерживает керн даже слабосвязанных пород от выпадения из керноприемника при его подъеме из скважины.

Конструкция снаряда проста, удобна и безотказна в работе. Затраты времени на выполнение одного рейса составляют 7–10 мин. За это время в безвалунных породах снарядом проходят 0,8–1,2 м. Выход керна при бурении в илистых и песчаных породах с использованием глухого стакана с поршнем составляет 85–95 % и удовлетворяет геологическим требованиям.

Для повышения эффективности работы ЗК его конструк-

цию необходимо дополнить механизмом, автоматически отцепляющим трос лебедки от ударной штанги в начале ее падения. Это исключит сопротивления движению штанги со стороны лебедки и тросовой оснастки, повысит скорость ее падения и энергию удара.

6.1.4. БУРЕНИЕ С СОВМЕЩЕНИЕМ ПРОЦЕССОВ ПОГРУЖЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ И КЕРНОПРИЕМНИКА

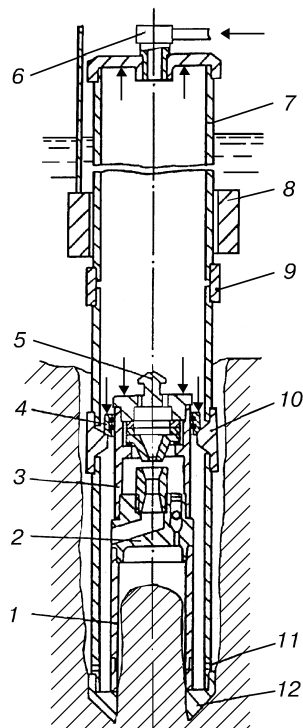
Теоретические исследования схем ударно-забивного бурения с совмещением процессов крепления скважины трубами и отбора керна показывают, что способы и технические средства жесткой фиксации керноприемника в обсадной колонне, погружаемой в породы ударами, ненадежны. При ударах по колонне труб забивным снарядом элементы механизма фиксации воспринимают усилия, составляющие несколько сотен килоньютон, и в них возникают напряжения, превышающие допустимые. На основе волновой модели удара научно обоснован эффективный способ фиксации керноприемников в колонне труб, заключающийся в использовании в механизме фиксации буфера [41].

Суть его заключается в том, что для ударно-забивного бурения с совмещением процессов погружения в породы обсадной колонны и керноприемника перспективны способы их фиксации друг с другом, обеспечивающие незначительный отход керноприемника от башмака колонны во время нанесения удара по ней и возвращение его в исходное положение в промежутках между ударами. Этим условиям удовлетворяет предлагаемый способ ударно-забивного бурения, включающий фиксацию керноприемника в колонне давлением нагнетаемой в нее воды и погружение их вместе в породы ударами кольцевого забивного снаряда (ЗС) по придонной муфте колонны (пат. РФ № 1571212).

Для реализации способа керноприемник снабжен эжектором, который формирует потоки воды в керноприемном стакане, за колонном пространстве и кольцевом зазоре между колонной и стаканом (рис. 47). Поток воды в кольцевом зазоре между колонной и керноприемным стаканом предотвращает попадание в зазор выбуриваемых пород и тем самым исключает заклинивание съемного гидрораскрепляемого керноприемника (СГК) в колонне и засасывание в нее пород забоя при его извлечении из скважины. Обратный поток во-

Рис. 47. Схема забивного бурения с применением СГК:

1 — керноприемный стакан; 2 — эжектор; 3 — шток; 4 — втулка; 5 — грибок; 6 — вертлюг-сальник; 7 — колонна; 8 — забивной снаряд; 9 — муфта; 10 — упорная муфта; 11 — промывочные окна; 12 — башмак



ды в стакане снижает сопротивления вхождению в него пород, уменьшает уплотнение и отжатие керна в забашмачное пространство, повышает качество и выход керна, в 3—4 раза увеличивает возможную длину рейса, сокращает их количество, затраты времени и труда на их выполнение и повышает производительность бурения.

Бурение скважин на акваториях по описанному способу осуществляют следующим образом. На палубе БС собирают постоянно действующий узел колонны, включающий башмак 12, две трубы, соединенные упорной муфтой 10 с внутренним кольцевым выступом, и установленный на муфте забивной снаряд 8, соединенный с тросом инструментальной лебедки. В точке бурения этот узел при помощи вспомогательной лебедки вывешивают в проеме БС. Затем на верхнюю трубу узла навинчивают обсадную трубу и, последовательно наращивая обсадную колонну, опускают ее до упора башмака в дно акватории.

В собранном керноприемнике втулку 4 перемещают в крайнее нижнее положение, на грибок 5 надевают ловитель, керноприемник вывешивают на тросе вспомогательной лебедки и опускают в колонну. Ловитель для спуска керноприемника снабжен выступающими из его корпуса штифтами. При спуске керноприемника в колонну штифты упираются в торец ее муфты и грибок отсоединяется от ловителя. Керноприемник падает в колонне под действием силы тяжести, вытесняя находящуюся впереди себя воду. Затем на возвышающуюся над палубой трубу колонны 7 устанавливают вертлюгсальник 6, соединенный шлангом с буровым насосом, и в полость колонны нагнетают воду.

К этому времени СГК успевает опуститься до упора втулки 4 в кольцевой выступ упорной муфты 10, и нагнетаемая в колонну вода поступает через каналы и диффузор эжектора 2 в кольцевой зазор между стенками колонны и керноприемного стакана 1. Часть воды в соответствии с принципом работы эжектора засасывается внутрь керноприемного стакана и через обратный клапан, камеру смещения и диффузор снова попадает в зазор между стенками колонны и стакана. Таким образом осуществляются принудительный отсос воды из керноприемного стакана и обратная циркуляция ее в нем. Это улучшает условия поступления керна в стакан, так как снижает давление или обеспечивает разрежение в надкерновой полости стакана, а также уменьшает коэффициент трения входящих в него пород на контакте с его внутренними стенками.

Вторая часть воды поступает через выходные отверстия 11 первой от башмака трубы в кольцевой зазор между колонной и стенками скважины, смачивает контактирующие с поверхностью колонны породы или оmyвает ее, изливаясь из кольцевого зазора на уровне дна моря. Это облегчает условия погружения колонны в породы и последующего ее извлечения из них, так как снижает коэффициент трения пород по ее боковой поверхности.

Количество воды, необходимое для циркуляции через керноприемный стакан, регулируется с поверхности расходом потока от насоса и обеспечивается энергетическими показателями эжектора. Последние устанавливаются экспериментально в зависимости от задач и условий бурения: назначения скважины, свойств разбуриваемых пород, сопротивляемости их разрушению обратным потоком воды, диаметра бурения, длины рейса и т.д.

Продолжая нагнетание воды, колонну труб погружают в

породы на длину рейса ударами по муфтам 9 забивным снарядом 8, поочередно поднимая и сбрасывая его на тросе инструментальной лебедки. При этом одновременно с колонной погружается в породы керноприемник, удерживаемый у башмака давлением воды в колонне.

Теоретически на основе положений волновой теории удара получено выражение, определяющее значение давления жидкости в колонне, необходимое для удержания СГК у башмака колонны при ее погружении в породы ударами:

$$p \geq 2\sqrt{2jNa\rho f_1 f_3 f_4 / f(f_3 + f_4 + f_5)(f_1 + 2f_3)}, \quad (8)$$

где H и j — высота сбрасывания забивного снаряда и ускорение его движения; a — скорость распространения звука в элементах ударной системы; f — площадь полного сечения керноприемника; f_1, f_3, f_4, f_5 — площадь сечения тел соответственно забивного снаряда, колонны, керноприемника, башмака; ρ — плотность материала элементов системы.

По выражению (8) вычислены значения давления, исключающие отставание керноприемника от башмака колонны для наиболее часто применяемой на практике ударной системы со следующими параметрами ее элементов и режимами бурения:

Диаметр элементов ударной системы, 10^{-3} м:	
труб обсадной колонны.....	168/152
башмака обсадной колонны.....	188/128
керноприемного стакана.....	140/128
узла СГК, воспринимающего давление.....	127
забивного снаряда.....	430/203
Высота сбрасывания забивного снаряда, м....	До 2
Ускорение движения забивного снаряда, м/с^2	8
Скорость распространения звука в стали, м/с	5000

Из расчетов следует, что для удержания керноприемника у башмака погружаемой ударами в породы колонны указанных параметров необходимы большие значения давления жидкости: 7,7 МПа при высоте сбрасывания снаряда $H = 0,5$ м; 10,9 МПа при $H = 1,0$ м; 15,4 МПа при $H = 1,5$ м. При таких давлениях керноприемник нагружен силами 97, 138 и 169 кН соответственно. Очевидно, что для предотвращения разрушения керноприемника или механизма его фиксации в трубах под действием таких ударных нагрузок узлы механизмов жесткой фиксации керноприемников в обсадных колоннах труб должны иметь соответствующие размеры и изготавливаться из высокопрочных материалов.

Механизмы жесткой фиксации с размерами их элементов,

достаточными по условиям прочности, вписать в обсадную колонну сравнительно небольших диаметров, применяемых при бурении скважин, конструктивно не удастся. Механизмы фиксации недостаточной прочности ломаются и заклиниваются в трубах, что часто приводит к аварийным ситуациям. Вследствие этого длительное время в производстве не находит применения эффективный способ ударно-забивного бурения с погружением в породы обсадной колонны труб одновременно с зафиксированным в ней керноприемником.

Съемные гидрораскрепляемые керноприемники жесткой связи с погружаемой в породы ударами колонной обсадных труб не имеют. При давлении меньшем, чем давление, исключающее отставание SGK в момент ударов, он в периоды между ударами под действием того же давления мгновенно опускается на башмак. Однако отставание не должно быть большим во избежание попадания под торец стакана крупных частиц крепких пород.

Возможную величину отставания SGK можно определить из выражения [41]

$$\delta = 2l\{[2f_1f_3\sqrt{2jH}/a(f_1+2f_3)(f_3+f_4+f_5)] - pf/a^2\rho f_4\}, \quad (9)$$

где l — длина забивного снаряда; δ — величина отставания SGK.

Из выражения (9) следует, что отставание керноприемника тем меньше, чем меньше длина и площадь сечения забивного снаряда, больше толщина стенок труб колонны и башмака, наружный и внутренний диаметры керноприемного стакана, выше давление жидкости внутри колонны и ниже скорость нанесения удара по ней. Результаты расчетов по формуле (9) для ударной системы с указанными выше параметрами показывают, что величина отставания SGK при сбрасывании снаряда длиной 1 м с достаточной для бурения высоты 0,8 м даже при отсутствии давления в колонне составляет всего $57 \cdot 10^{-5}$ м и при повышении давления на каждые 0,1 МПа снижается на 12 % независимо от длины забивного снаряда.

Отставание SGK от башмака колонны сохраняется только в течение длительности ударного импульса, которая для снаряда длиной 1 м составляет $4 \cdot 10^{-4}$ с. По истечении времени удара зазор, образовавшийся между SGK и башмаком, ликвидируется автоматически, если сила давления воды на SGK больше силы трения пород по внутренней поверхности керноприемного стакана, т.е. если соблюдается условие

$$p > 4\tau dl_k/D^2, \quad (10)$$

где τ — удельное сопротивление пород по внутренней поверхности керноприемного стакана; D и d — наружный и внутренний диаметр стакана соответственно; l_k — высота керна в стакане (длина рейса).

Из выражения (10) следует, что при бурении СГК минимально необходимое давление жидкости в колонне определяется длиной рейса и свойствами пород. Длина рейса при ударно-забивном бурении обычно не превышает 1 м. Удельное сопротивление пород τ установлено экспериментально при бурении на акваториях и составляет в среднем 21,8 кПа [7]. Для этих условий бурения с применением СГК указанных выше параметров требуется в соответствии с выражением (10) давление жидкости $p \geq 0,57$ МПа, и оно обеспечивается применяемыми в разведочном бурении насосами НБ-2 и НБ-3, развивающими давление до 4 МПа. Такое давление не допускает отставания СГК от башмака погружаемой ударами колонны более чем на 10^{-3} м при сбрасывании забивного снаряда с высоты до 2 м и обеспечивает в промежутках между ударами досылку к башмаку керноприемника со столбиками керна 1,4 и 5,6 м при давлении 1 и 4 МПа соответственно.

Таким образом, давление жидкости в колонне, необходимое для фиксации СГК, зависит от конструктивных параметров забивной системы, физических характеристик пород, длины рейса и технологических режимов бурения. Для полного исключения отставания СГК необходимо создавать в колонне давление 10 МПа и больше. В то же время для эффективного бурения СГК с соблюдением рациональных режимов и длин рейсов достаточно давления 1–3 МПа. При этом отставание СГК от башмака погружаемой в породы колонны в течение удара не превышает 10^{-3} м и ликвидируется в промежутки времени между ударами досылкой СГК до башмака давлением морской воды в колонне при бурении на море.

Производственные испытания способа бурения с совмещением процессов погружения обсадной колонны и керноприемника в песчано-глинистых отложениях показали, что продолжительность рейса длиной 2,2 м составляет всего 7 мин. На бурение интервала такой же длины по традиционной схеме, включающей чередование погружения обсадной колонны труб в породы ударами по ее наголовнику и отбор керна из ее полости забивными керноприемниками, требуется минимум три рейса общей продолжительностью 30,8 мин.

6.1.5. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТРАДИЦИОННОЙ И НОВОЙ СХЕМ БУРЕНИЯ

При ударно-забивном бурении скважин выполняются два основных процесса: погружение колонны обсадных труб в породы и отбор керна из скважины. В зависимости от используемых способов выполнения этих процессов можно выделить две схемы бурения — традиционную и новую.

Бурение по традиционной схеме включает поинтервальное погружение колонны обсадных труб в породы ударами по ее наголовнику (верхнему торцу) и последующий отбор керна из колонны забивными кернаприемниками (ЗК).

Бурение по новой схеме имеет две разновидности. Первая предусматривает поинтервальное погружение колонны обсадных труб в породы ударами по ее придонной муфте и последующий отбор керна из колонны забивными кернаприемниками. Вторая разновидность включает совместное погружение в породы колонны обсадных труб и съемного гидрораскрепляемого кернаприемника (СГК) ударами по придонной муфте колонны.

Каждая схема бурения отличается количеством основных операций в рейсе и продолжительностью их выполнения. Баланс затрат времени на выполнение операций в рейсе длиной 0,5 м при бурении по различным схемам ударно-забивного способа с использованием колонны обсадных труб диаметром 0,168 м муфтового соединения (табл. 5) составлен по данным хронометража, проведенного при бурении производственных скважин на акваториях Японского моря.

Экспериментально установлено, что скорость погружения труб традиционным и новым способами с увеличением глубины скважины резко падает. В интервале 0—6 м скорость погружения в породы труб диаметром 0,168 м практически одинакова (более 35 м/ч), так как сопротивление погружению мало и величина внедрения за удар велика даже при относительно небольшой энергии удара. Здесь при традиционном способе недостаток массы снаряда компенсируют увеличением высоты его сбрасывания до 1,5 м, при новом намеренно не используют его энергетические возможности и сбрасывают ЗС большой массы с высоты всего 0,2—0,4 м.

С увеличением глубины скважины сопротивление погружению колонны труб в породы возрастает. При бурении новым способом запас энергии удара реализуют увеличением высоты сбрасывания ЗС до 1 м и при глубине скважины 20 м обеспечивают скорость погружения колонны 10 м/ч, а при

Таблица 5

Баланс времени в рейсе для различных схем ударно-забивного бурения на море

Операция	Традиционная схема		Новая схема с погружением колонны и керноприемника			
			раздельно		совместно	
	мин	%	мин	%	мин	%
Постановка забивного снаряда на колонну труб	3,0	19,2	—	—	—	—
Погружение колонны в породы на 0,5 м	1,6	10,3	0,8	7,4	1,0	16,7
Снятие забивного снаряда с колонны	1,0	6,4	—	—	—	—
Спуск керноприемника	0,5	3,2	0,5	4,6	1,0	16,7
Спуск ударной штанги	1,0	6,4	1,0	9,3	—	—
Погружение в породы керноприемника на 0,5 м	4,0	25,7	4,0	37,0	—	—
Подъем ударной штанги, перестройка ловителя на захват керноприемника	1,0	6,4	1,0	9,3	—	—
Спуск ударной штанги и захват керноприемника	1,0	6,4	1,0	9,3	2,0	33,3
Подъем керноприемника	1,5	9,6	1,5	13,8	1,5	25,0
Отсоединение штанги от керноприемника и их укладка на палубе	1,0	6,4	1,0	9,3	0,5	8,3
Всего при длине рейса 0,5 м	15,6	100,0	10,8	100,0	6,0	100,0

глубине 30 м — 6,5 м/ч. При традиционном способе бурения из-за нехватки энергии удара необходимо увеличивать высоту сбрасывания снаряда до 2,5 м. Этим достигается скорость погружения колонны 4,3 м/ч при глубине скважины 20 м и 1,4 м/ч при глубине скважины 30 м (рис. 48).

Опыт бурения производственных скважин подтвердил, что перенос ЗС ниже уровня моря повышает безопасность работы и при ударах по придонной муфте увеличивает глубину и диаметр скважин, расширяет площадь разведки, снижает потери энергии удара. Это приводит к большему, чем при традиционном способе, заглублению колонны в породы за каждый удар и, следовательно, к повышению скорости бурения. При бурении производственных скважин новым способом погружали в породы трубы диаметром 0,273 м на Японском море и диаметром 0,325 м на Балтийском. Решать такие задачи традиционным способом не удавалось.

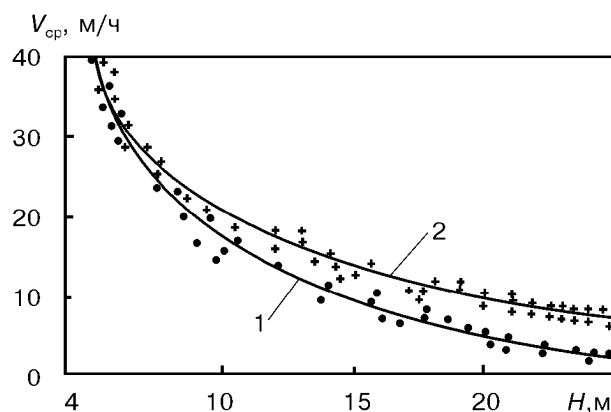


Рис. 48. Зависимость средней скорости погружения труб диаметром 0,168 м в породы от глубины скважины традиционным (1) и новым (2) способами забивного бурения

При погружении в породы колонны обсадных труб новым способом верхний конец ее всегда открыт, что позволяет отбирать керн и наращивать колонну без снятия с нее в каждом рейсе забивного снаряда, а также эффективно решить проблему одновременного погружения в породы колонны и установленного на забое керноприемника. Исключение операций по установке на колонну труб и снятию с нее забивного снаряда уменьшает продолжительность рейса в 1,44 раза, а совмещение процессов погружения колонны и съемного гидрораскрепляемого керноприемника сокращает количество основных операций в рейсе с 10 до 5 и его продолжительность с 15,6 до 6,0 мин, т.е. в 2,6 раза.

Особенно эффективен новый способ погружения колонны обсадных труб в породы для однорейсового бурения скважин (без интервального отбора керна). В этом случае колонну труб необходимого диаметра длиной равной или несколько большей, чем проектная глубина скважины, опускают до дна моря на трубах меньшего диаметра и наносят удары снарядами по подводному переходнику с колонны меньшего на колонну большего диаметра. Такая схема по сравнению с нанесением ударов по муфтам снижает трудозатраты на свинчивание и отвинчивание труб, позволяет унифицировать конструкции ЗС, упростить их изготовление, повысить надежность работы обсадной колонны и забивного снаряда.

Анализ баланса времени (см. табл. 5) дает возможность

вскрыть резервы дальнейшего повышения производительности труда при бурении по традиционной и новой схемам.

Например, увеличение механической скорости бурения в два раза при сохранении затрат времени на выполнение вспомогательных операций на существующем уровне приведет к росту производительности бурения за смену: по традиционной схеме с 15,4 до 18,7 м; по новой схеме с погружением колонны и керноприемника раздельно с 22,2 до 28,5 м; по новой схеме с погружением колонны и керноприемника совместно с 40,0 до 43,6 м.

Сокращение времени на выполнение вспомогательных операций в два раза при неизменной механической скорости обеспечит повышение производительности бурения за смену: по традиционной схеме с 15,4 до 22,6 м; по новой схеме с погружением колонны и керноприемника раздельно с 22,2 до 30,7 м; по новой схеме с погружением колонны и керноприемника совместно с 40,0 до 68,5 м.

Сокращение в два раза продолжительности рейса в целом приведет к увеличению производительности бурения за смену: по традиционной схеме с 15,4 до 30,8 м; по новой схеме с погружением колонны и керноприемника раздельно с 22,2 до 44,4 м; по новой схеме с погружением колонны и керноприемника совместно с 40,0 до 80,0 м.

Новые технологические схемы бурения и способы выполнения отдельных буровых процессов по сравнению с традиционными позволяют:

- повысить безопасность, удобство и снизить трудоемкость бурения путем перенесения забивного снаряда ниже уровня моря, устранения его раскачивания, снятия и постановки на колонну труб в каждом рейсе;

- компенсировать и уменьшить влияние качки и дрейфа БС или любой другой ПБУ на процесс бурения благодаря удлинению тросовой связи между ЗС и точкой его подвеса на вышке, отсутствию жесткой связи буровых исполнительных механизмов, погружаемой колонны труб и керноприемников с БС, а также исключению трудоемких операций;

- повысить качество бурения, уменьшив или исключив отрицательное влияние на выход керна находящейся в скважине воды;

- внедрять в грунт трубы практически любого необходимого диаметра за счет исключения ограничений по массе ЗС и уменьшения потерь энергии удара на деформации части колонны труб, перекрывающей толщу воды;

- существенно повысить производительность бурения благо-

даря эффективному совмещению процессов погружения в породы колонны труб с отбором керна вследствие постоянно открытого верхнего конца колонны; возможности подачи морской воды в заколонное пространство, что значительно уменьшает сопротивление погружению обсадной колонны труб в породы; повышению механической скорости бурения в результате увеличения энергии и КПД единичного удара, а также частоты нанесения ударов;

расширить границы применения ударно-забивного способа бурения по глубине разведываемых акваторий путем повышения устойчивости возвышающейся над дном моря обсадной колонны за счет освобождения ее от воздействия силы тяжести и ударных нагрузок забивного снаряда;

повысить эффективность и уменьшить аварийность бурения на приливно-отливных и других акваториях с течениями воды за счет того, что сила тяжести массивного ЗС, находящегося при спуске колонны труб до дна моря для забуривания скважины почти у башмака колонны, препятствует отклонению ее от вертикали силой течения;

увеличить остойчивость БС путем снижения его центра тяжести и уменьшения парусности перенесением забивного снаряда ниже палубы судна и возможным уменьшением высоты буровой вышки.

Таким образом, новые технологические схемы ударно-забивного бурения, включающие новые способы погружения колонны обсадных труб в породы и отбора керна, эффективнее традиционных, способствуют значительному увеличению сезона морских буровых работ и выходу с бурением на открытые акватории, обладают большими резервами повышения производительности труда.

6.2. БУРЕНИЕ С ГИДРОТРАНСПОРТИРОВАНИЕМ КЕРНА

Традиционный способ вращательного бурения с гидротранспортированием кернового материала по двойной колонне труб (ДКТ) не удовлетворяет геолого-методическим требованиям, предъявляемым к бурению разведочных скважин в рыхлых породах. Главная причина такого положения в том, что этот способ не обеспечивает бурения скважины с опережением ее забоя трубами. В результате происходит обогащение или обеднение транспортируемых проб, затруд-

няется отслеживание границ пород разреза и получение достоверной геологической информации.

Вращательный способ бурения в рыхлых породах с гидротранспортированием кернового материала характеризуется уходом очистного агента в затрубное пространство и закупорками канала внутренней колонны ДКТ породами, сложностью поддержания рациональных режимов бурения из-за качки БС, трудностью передачи больших осевых нагрузок на забой скважины вследствие изгиба ДКТ в интервале между поверхностью и дном моря, невозможностью замены износившегося породоразрушающего инструмента, малыми диаметрами, высокой стоимостью, сложностью и ненадежностью конструкции ДКТ, большими затратами мощности на ее вращение.

6.2.1. НОВЫЙ СПОСОБ УДАРНО-ЗАБИВНОГО БУРЕНИЯ С ГИДРОТРАНСПОРТИРОВАНИЕМ КЕРНА

Свободен от перечисленных ограничений и недостатков новый высокопроизводительный способ бурения двойной колонной труб, обеспечивающий их погружение в рыхлые породы ударами по элементам наружной колонны и одновременное гидротранспортирование керна по центральному каналу ДКТ (а.с. № 1828156, 1992 г.).

Для реализации нового способа бурения ДКТ выполнена с возможностью перемещения в продольном направлении друг относительно друга наружной 5 и внутренней 6 колонн (рис. 49). Погружают ДКТ в породы ударами подводного кольцевого забивного снаряда по придонной муфте 3 наружной колонны (I схема) или ударами по ее башмаку 1 внутренней колонной (II схема). В обеих схемах бурение ведется с опережением забоя скважины башмаком наружной колонны труб.

Нанесение ударов по башмаку колонны уменьшает ее изгиб и потери энергии на деформации, повышает КПД удара, увеличивает возможные глубины скважин и разведываемых акваторий. Благодаря отсутствию жесткой связи плавсредства с ДКТ и погружающими ее механизмами возрастает используемый для бурения период времени, ограничиваемый волнением моря.

Возможность поступательного перемещения внутренней колонны относительно наружной позволяет: а) использовать внутреннюю колонну не только для погружения в породы

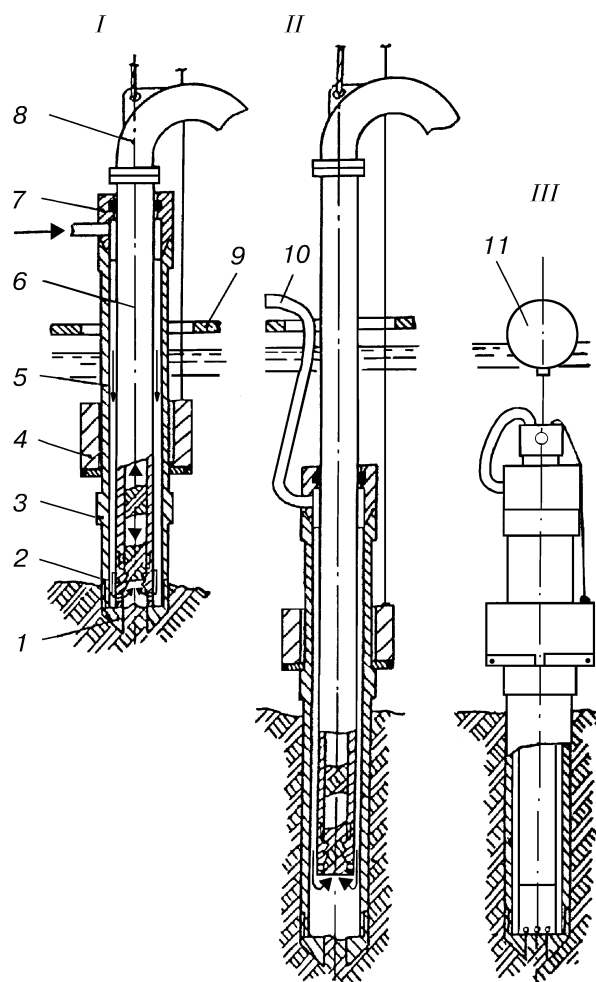


Рис. 49. Схемы забивного бурения с гидротранспортированием керна (I, II) и отстоя ДКТ в период шторма (III):

1 — башмак ДКТ; 2 — ударник; 3 — муфта; 4 — забивной снаряд; 5 — наружная колонна; 6 — внутренняя колонна; 7 — вертлюг-сальник; 8 — отводное колено; 9 — проем БС; 10 — нагнетательный шланг; 11 — буй

наружной, но и для ее выбивания из скважины, что гарантирует извлечение их при бурении с плавсредства малого водоизмещения без опасности его потопления; б) при бурении на глубоких акваториях наращивать только внутреннюю колонну (рис. 49, схема II).

Последнее повышает производительность бурения, снижает трудоемкость работ и количество поломок ДКТ, так как позволяет использовать ее в качестве телескопического кондуктора и опускать на время шторма его верхний конец под уровень моря, снижая тем самым воспринимаемый им изгибающий момент за счет уменьшения высоты кондуктора и сил волнового давления на него (рис. 49, схема III).

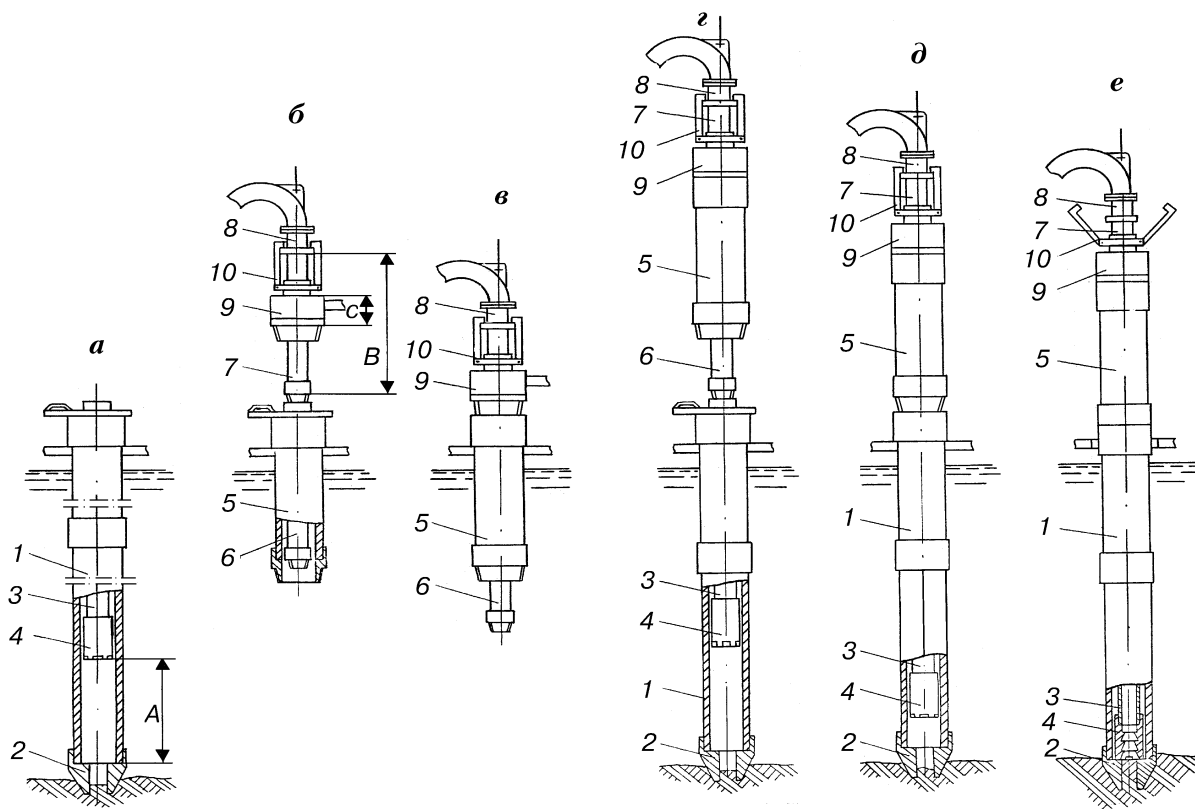
Новый способ эффективнее традиционного вращательного с гидротранспортированием по геологической информативности, скорости бурения, простоте изготовления и обслуживания, доступности приобретения необходимого оборудования. Опережение забоя скважины башмаком ДКТ позволяет отслеживать интервалы слоев пород путем прекращения погружения колонны и вымывания из нее керна до полной очистки восходящего потока, предотвращает уход в затрубное пространство нагнетаемой к забою воды и тем самым исключает выдавливание пород забоя в затрубное пространство и образование породных пробок в центральном канале ДКТ.

Погружение ДКТ в породы ударами не требует ее расхаживания. Это исключает обрушение пород из стенок скважины к забою, обогащение или обеднение проб и обеспечивает 100%-ный выход керна. Новый способ по сравнению с традиционным вращательным с гидротранспортированием дает возможность получать пробы выбуриваемых пород в виде керна, а не кернашамового материала.

Одна из отличительных особенностей нового способа ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна — способ спуска и наращивания ДКТ. В практике бурения скважин с гидротранспортированием керна наиболее широко известен традиционный способ спуска и наращивания предварительно соединенных между собой наружной и внутренней труб, т.е. наращивания секциями ДКТ. Способ заключается в соединении только наружных труб секций при помощи резьбы. При этом стыки внутренних труб секций герметизируются между собой уплотнительными элементами.

Так как ДКТ выполнена с возможностью нанесения ударов внутренней колонной по башмаку наружной и перемещения их друг относительно друга, то соединения труб в каждой колонне должны быть жесткими (например, резьбовыми), а соединений между трубами колонн не должно быть. Этим требованиям удовлетворяет новый способ спуска и наращивания ДКТ (пат. РФ № 2013516, 1994 г.).

Способ предназначен для спуска и наращивания ДКТ (рис. 50), которая включает наружную колонну труб 1 с башмаком



2, внутреннюю колонну труб 3 с ударником 4, наращиваемую секцию двойной колонны, содержащую наружную трубу 5, внутреннюю трубу 6, ведущую трубу 7, с которой жестко соединена керноотводящая головка 8, и промывочную головку 9, насаженную на ведущую трубу 7 с возможностью поступательного по ней перемещения. На промывочной головке установлен механизм фиксации 10, конструкция и принцип работы которого могут быть различными и зависят от конструкций промывочной и керноотводящей головок.

Разработанный вариант механизма фиксации снабжен двумя захватами, шарнирно смонтированными на его корпусе. В процессе спуска, наращивания и подъема ДКТ захваты находятся в зацеплении с керноотводящей головкой (рис. 50, б, в, г, г). При установке внутренней колонны на башмак наружной захваты выходят из зацепления с керноотводящей головкой и автоматически занимают положение, не препятствующее перемещениям внутренней колонны относительно наружной при бурении, т.е. при ударах ударника 4 по башмаку 2 (рис. 50, е).

Способы бурения, спуска, наращивания и подъема двойной колонны труб из скважины при бурении с БС или любых других типов ПБУ осуществляются следующим образом.

В проем БС спускают наружную колонну труб 1 с башмаком 2 через водную толщу до упора башмака в породы дна акватории. Для предотвращения самопроизвольного погружения колонны труб 1 с течением времени в слабые грунты дна верхний конец этой колонны подвешивают на палубе БС с помощью известных устройств, например хомутов (БС и хомут на рисунках не показаны). В наружную колонну труб опускают внутреннюю колонну труб 3 с ударником 4 и подвешивают ее на наружной колонне также при помощи известных устройств, например при помощи подкладной вилки (рис. 50, а).

Следует иметь в виду, что длина всех опущенных и впоследствии наращиваемых труб наружной и внутренней колонн попарно одинакова, за исключением длины первых от низа наружной трубы с башмаком 2 и внутренней с ударником 4. Наружная труба должна быть длиннее внутренней с ударни-

Рис. 50. Схема спуска и наращивания двойной колонны труб:
 а — спуск наружной колонны до дна моря и последующий спуск в нее внутренней колонны; б, в — подготовка секции ДКТ к наращиванию; г, г — наращивание ДКТ; е — положение ДКТ при бурении

ком на величину A , равную разности между длиной B ведущей трубы 7 и высотой C промывочной головки 9. Спуск внутренней колонны труб в наружную продолжают до положения, при котором ударник 4 внутренней колонны приблизится к башмаку 2 наружной на расстояние $A = B - C$ (см. рис. 50, а).

Затем собирают наращиваемую секцию двойной колонны. Для этого на БС устанавливают вертикально наружную 5 и внутреннюю 6 наращиваемые трубы. Их устанавливают отдельно одна от другой или коаксиально (внутреннюю в наружную) в специальные кассеты, которые могут вмещать по нескольку пар наращиваемых труб. Далее промывочную головку 9, насаженную на ведущую трубу 7, фиксируют на керноотводящей головке 8 при помощи механизма фиксации 10 и ведущую трубу 7 вывешивают на тросе буровой лебедки БС над верхним концом внутренней трубы 6 наращиваемой секции (см. рис. 50, б).

Ведущую трубу 7 соединяют с внутренней трубой 6 наращиваемой секции и вместе опускают в наружную трубу 5 наращиваемой секции до соприкосновения с ней промывочной головки 9 (см. рис. 50, в). Промывочную головку 9 соединяют с наружной трубой 5 наращиваемой секции, и всю секцию вывешивают на тросе буровой лебедки БС над верхним концом опущенной до дна акватории ДКТ. При этом нижний конец внутренней трубы 6 наращиваемой секции выступает из наружной трубы 5 и его соединяют с внутренней колонной труб 3 (см. рис. 50, г).

Далее внутреннюю колонну труб 3 освобождают от подвески на наружной колонне труб 1 и вместе с наращиваемой секцией опускают вниз до соприкосновения нижнего конца наружной трубы 5 с верхним концом наружной колонны (см. рис. 50, г). Трубы 5 и 1 соединяют, ведущую трубу 7 вместе с внутренней колонной опускают до упора ударника 4 в башмак 2. При этом захваты механизма фиксации автоматически отсоединяются от керноотводящей головки и занимают положение, показанное на рис. 50, е.

Теперь в кольцевой зазор между внутренней и наружной колоннами труб подают от насоса через промывочную головку очистной агент, например морскую воду, и осуществляют бурение скважины путем приподнятия и сбрасывания (расхаживания) внутренней колонны труб на башмак наружной. Башмак 2 под действием наносимых по нему ударов разрушает породы и погружается в них, вовлекая за собой колонну труб 1.

После углубления скважины в рейсе на величину рабочего замера производят наращивание ДКТ. Для этого прекращают расхождение внутренней колонны труб и подачу очистного агента в кольцевой зазор ДКТ. От наружной колонны труб отсоединяют промывочную головку и фиксируют ее на керноотводящей головке при помощи механизма фиксации. Далее приподнимают внутреннюю колонну на длину ведущей трубы и подвешивают на наружной колонне при помощи подкладной вилки. При этом и при всех последующих наращиваниях между ударником и башмаком выдерживается зазор, величина которого равна разности между длиной ведущей трубы и высотой промывочной головки.

Теперь ведущую трубу отсоединяют от внутренней колонны труб и вместе с промывочной головкой, зафиксированной на керноотводящей головке, вывешивают над приготовленными для наращивания вертикально установленными внутренней и наружной трубами. Дальнейшая сборка наращиваемой секции и процесс наращивания ДКТ после очередного рейса выполняются по описанной схеме.

По окончании бурения скважины из нее извлекают ДКТ в следующей последовательности. От наружной колонны труб отсоединяют промывочную головку и фиксируют ее на керноотводящей головке при помощи механизма фиксации. Затем приподнимают внутреннюю колонну на длину ведущей трубы и подвешивают на наружной колонне. Ведущую трубу отсоединяют от внутренней колонны и вместе с промывочной головкой, зафиксированной на керноотводящей головке, устанавливают в ее штатное место на БС. Далее из скважины извлекают по известным схемам отдельно внутреннюю, а затем наружную колонны труб, разбирая их на отдельные секции.

6.2.2. РАЦИОНАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМОВ ЗАБИВНОГО БУРЕНИЯ С ГИДРОТРАНСПОРТИРОВАНИЕМ КЕРНА

Режимы ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна характеризуются скоростью восходящего потока, энергией и частотой ударов по колонне и зависят от конструктивных и энергетических параметров ДКТ и насоса. Рациональные параметры режимов и технология бурения определяются назначением и параметрами скважины.

Диаметр бурения при разведке россыпей даже на поиско-

вой и поисково-оценочной стадиях геолого-разведочных работ должен быть не менее 0,1 м. Увеличение диаметра бурения требует соответствующего увеличения диаметра труб ДКТ, подачи, гидравлической и соответственно приводной мощности насоса.

С целью обоснования оптимальной гидравлической мощности насосов, рациональных параметров ДКТ и режимов гидротранспортирования пород применительно к условиям и задачам бурения разведочных скважин с БС экспериментально исследован характер движения керна рыхлых пород в восходящем потоке морской воды. В результате установлено следующее:

рыхлые породы при гидротранспортировании из скважины разрушаются на куски разных, но примерно равных продольных и поперечных размеров (длина превышает диаметр не более чем в 1,2 раза);

предотвращается миграция тяжелых фракций гидротранспортируемых пород и обеспечивается высокое качество геологического опробования, если скорость восходящего потока определяется из условия его критической скорости* для единичной частицы керна максимальной плотности с диаметром, составляющим 0,49 от диаметра внутренних труб двойной колонны;

параметры ДКТ и тип насоса следует выбирать исходя из геологических требований к диаметру выбуриваемого керна, минимума пульсаций давления на насосе и затрат мощности для его привода, достаточности ударной массы и прочности ДКТ;

для ДКТ с наружной колонной диаметром 0,168/0,150 м рациональной является внутренняя колонна диаметром 0,127/0,107 м.

Теоретически, основываясь на разделении сопротивления керна движению жидкости на сопротивления трения и давления, уточнена формула для вычисления критической скорости потока [32]. На ее основе с учетом условий, геологических требований и выявленных закономерностей гидротранспортирования керна рыхлых пород получено выражение для приближенного определения максимального значения критической скорости потока, при которой частицы пород любых размеров не падают в потоке на забой скважины:

* Критическая скорость потока — скорость, при которой частица гидротранспортируемого керна не поднимается и не падает, а находится во взвешенном состоянии и ее абсолютная скорость равна нулю.

$$U_{\max} = 2,63\sqrt{nD(\rho - 1)}, \quad (11)$$

где U_{\max} — максимальная критическая скорость потока, м/с; D — внутренний диаметр ДКТ, м; ρ — относительная плотность керна (отношение плотностей керна и жидкости); n — отношение длины к диаметру керна; 2,63 — размерный коэффициент, м^{0,5}/с.

Выражение (11) удобно для практического определения подачи насоса, необходимой для качественного бурения с гидротранспортированием кернового материала при разведке россыпей.

Исходя из требования предотвращения миграции выбуриваемых кусков керна, ограниченных энергетических возможностей бурового оборудования и результатов экспериментальных исследований нового способа бурения для ДКТ с диаметром внутренних труб 0,127/0,107 м рекомендуется ординарное значение скорости восходящего потока 2 м/с (минимально допустимое 1,75 м/с) [59]. Для создания скорости потока 2 м/с в такой ДКТ длиной 100 м необходим насос с подачей 1079 л/мин, давлением 0,9 МПа и мощностью 24 кВт.

Буровых поршневых и плунжерных насосов с близкими показателями составляющих гидравлической мощности промышленность не выпускает. Поэтому для бурения с гидротранспортированием при разведке морских россыпей применяют центробежные насосы, несмотря на их мягкую характеристику. Требуемым показателям удовлетворяют центробежные насосы НЦВ-63/80 и НЦВ-63/100. Эти насосы в отличие от серийно выпускаемых поршневых и плунжерных обладают рациональным сочетанием подачи и напора, обеспечивая экономичное использование электрической мощности БС.

Для бурения с применением насосов НЦВ-63/80 и НЦВ-63/100 разработан графический метод определения возможной длины ДКТ при заданных расходах и скоростях восходящего потока и контроля за изменением этих расходов и скоростей по мере изменения длины ДКТ (глубины скважин). Для этого рабочие интервалы характеристик этих насосов проградуированы в метрах длины L ДКТ диаметрами 0,168/0,150 м наружной и 0,127/0,107 м внутренней колонн, допустимых по показателям гидравлической мощности соответствующего насоса (рис. 51).

Рациональный рабочий интервал характеристик насоса НЦВ-63/80 (кривая II) находится между точками d и c . Указанный насос в пределах этого интервала характеристик поз-

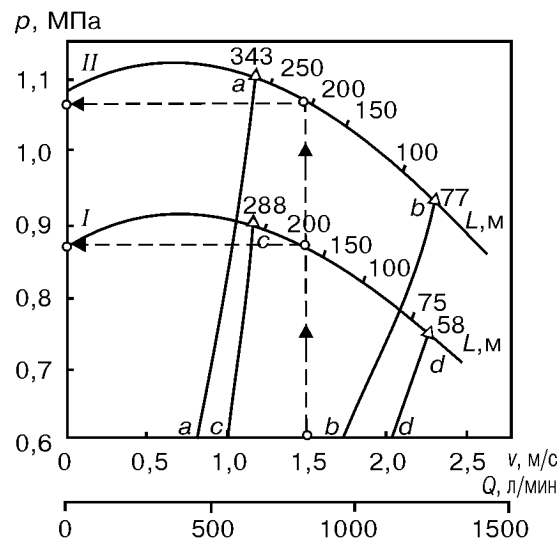


Рис. 51. К выбору параметров основного технологического оборудования и режимов бурения:

I и II — характеристики насосов НЦВ-63/80 и НЦВ-63/100 соответственно; $c-c$ и $d-d$, $a-a$ и $b-b$ — зависимости $p = f(v, Q)$ в длинах ДКТ, допустимых по пределам рабочих интервалов (Δ — — Δ) тех же насосов соответственно

воляет бурить с применением ДКТ длиной от 58 м (точка d) до 288 м (точка c). При этом будут изменяться соответственно: скорость восходящего потока v от 2 до 1 м/с; подача Q насоса — от 1200 до 600 л/мин; напор p насоса — от 0,74 до 0,9 МПа. По зависимостям рис. 51 можно определить значения аналогичных показателей для бурения с использованием насоса НЦВ-63/100.

Новый способ ударного бурения с гидротранспортированием керна, способ спуска и наращивания ДКТ и технические средства для их осуществления апробированы при бурении с ПБУ "Приморец" на акваториях дальневосточных морей натурных экспериментальных скважин в различных по составу рыхлых породах. Для этого был изготовлен и испытан при бурении на море опытный образец комплекса технических средств для ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна (КЗГК).

Бурение осуществляли ДКТ, составленной из наружной колонны диаметрами 0,168/0,150 м, внутренней — диаметрами 0,127/0,107 м и специально изготовленных для труб внутрен-

ней колонны замковых соединений диаметром 0,146 м, которые облегчили и ускорили процессы свинчивания и отвинчивания труб в условиях качки ПБУ.

В результате экспериментальных исследований установлено, что при проходке скважин в целях разведки россыпных месторождений полезных ископаемых наиболее рациональны следующие режимы бурения новым способом:

скорость восходящего потока — 1,8–2,0 м/с;

частота нанесения ударов по муфте или башмаку колонны — 30 уд/мин;

высота сбрасывания подводного забивного снаряда — 0,5–1,0 (I схема);

высота сбрасывания внутренней колонны — 0,5–1,0 м (II схема);

максимальное погружение ДКТ в породы за удар — 0,25 м.

Испытания подтвердили работоспособность и преимущества новых разработок, особенно при бурении в гравийно-галечниковых отложениях (табл. 6). Здесь в отличие от вращательного бурения с гидротранспортированием исключено образование породных пробок в центральном канале ДКТ, так как башмак опережает забой скважины и предотвращает

Таблица 6

Условия, режимы и показатели бурения

Породы	Параметры режимов бурения		Показатели бурения		Характеристика керна	
	Масса забивного снаряда, кг	Высота сбрасывания снаряда, м	Углубление за удар, 10^{-2} м	Механическая скорость, м/ч	Длина кусков, 10^{-2} м	Диаметр, 10^{-2} м
Илы алевроитовые: слабые и средней плотности плотные	$\frac{430}{430}$	0,5–0,6	20–25	$\frac{450}{450}$	16–25	9,6–10,0
	$\frac{1100}{616}$	0,5–0,7	$\frac{10-15}{7-8}$	$\frac{225}{130}$	3–15	9,6–10,0
Песок крупнозернистый с дресвой и галькой	$\frac{1100}{677}$	0,7–0,9	$\frac{5-7}{3-4}$	$\frac{108}{60}$	2–7	3–6
	$\frac{1100}{677}$	0,7–1,0	$\frac{1,2-1,6}{1,0-1,3}$	$\frac{23}{20}$	До 5	До 10
<p>Примечания. 1. В числителе дроби указаны показатели для I схемы, в знаменателе — для II. 2. Для всех режимов бурения частота ударов равна 30 в минуту, расход воды 12 л/с, давление насоса 0,3–0,4 МПа. 3. Выход керна во всех случаях 100 %.</p>						

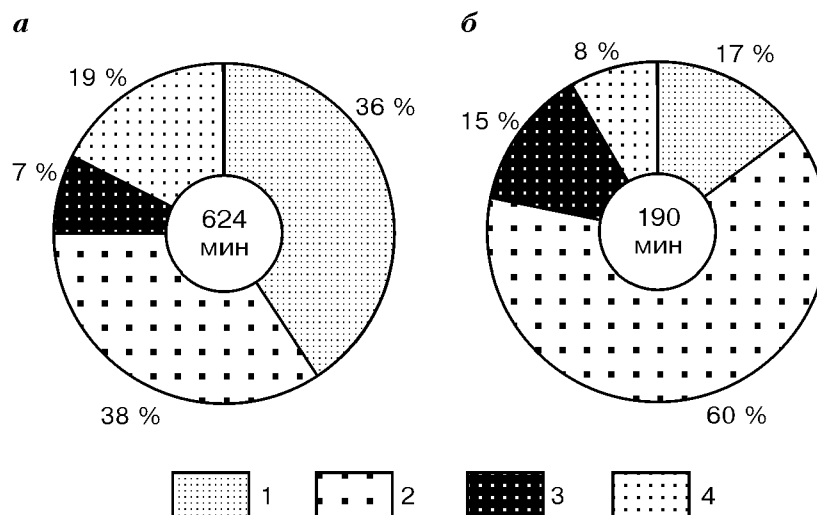


Рис. 52. Соотношение затрат времени на выполнение операций при бурении скважин глубиной 20 м по породам на глубинах моря 20 м (по данным Е.В. Малинина):

а — традиционным способом ударно-забивного бурения с отбором керна забивными кернаприемниками; б — новым способом с гидротранспортированием керна; 1, 2, 3, 4 — бурение, вспомогательные, заключительные, подготовительные операции соответственно

поглощение подаваемой к забою воды. Также выше скорость бурения; это обусловлено тем, что при погружении ДКТ ударами гравийно-галечниковый материал почти не разрушается, а при вращательном коронка должна измельчить его до размеров меньше ее внутреннего диаметра.

Сравнительная оценка затрат времени на бурение на море скважин одинаковой глубины традиционным ударно-забивным способом с отбором керна забивными кернаприемниками и новым ударно-забивным способом с гидротранспортированием керна подтверждает преимущества последнего (рис. 52). Об эффективности нового способа бурения по сравнению с традиционным свидетельствует возрастание в 2,0–2,2 раза скорости погружения труб в породы и отбора керна (производительность непосредственно бурения) за счет совмещения этих операций во времени, сокращение затрат времени на наращивание труб в результате увеличения в 6–8 раз длины рейса и, следовательно, уменьшения количества наращиваний, а также повышение качества геологической информативности.

6.2.3. $\epsilon\Lambda\tilde{a}\tilde{A}\tilde{e}\tilde{i}\tilde{a}\tilde{u}\tilde{i}\tilde{i}\tilde{o}\tilde{a}\tilde{i}\tilde{a}\zeta\zeta\epsilon\tilde{E}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{a}\tilde{a}\tilde{o}\zeta\tilde{o}\zeta\tilde{a}\tilde{u}$ $\zeta\epsilon\zeta\epsilon\tilde{E}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{e}\tilde{A}\tilde{A}\tilde{A}\tilde{i}\tilde{e}\tilde{o}\zeta\tilde{a}\tilde{u}$

Обладая рядом технических и технологических достоинств, новый способ ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна перспективен для решения ряда геологических задач на шельфе, в том числе в условиях, когда применение традиционных способов и технических средств малоэффективно или вообще невозможно.

Достоинства нового способа бурения позволяют рекомендовать его для бурения скважин на всех стадиях геологоразведочных работ, в том числе детальной разведки морских россыпей. Возможности этого способа бурения в плане углубления скважины на 0,5–1,5 м в коренные породы (одно из требований, предъявляемых при разведке россыпей) такие же, как и у традиционного ударно-забивного способа. При необходимости бурения в твердых и крепких коренных породах скважина может быть углублена на любую необходимую величину ниже башмака ДКТ другими способами. Большой диаметр внутренних труб ДКТ позволяет опускать до забоя буровой инструмент различного рода, в том числе долота и колонковые снаряды.

Сравнительная простота изготовления ДКТ практически любого необходимого диаметра для бурения новым способом дает возможность успешно использовать его также для скважинного валового опробования погребенных россыпей и отбора технологических проб большого диаметра. Обусловлено это тем, что увеличение диаметра ДКТ не усложняет ее конструкции и не приводит к такому интенсивному росту затрат мощности на ее погружение в породы, как при вращательном бурении.

Отсутствие жесткой связи между наружными и внутренними трубами ДКТ и возможность многократного извлечения внутренней колонны из наружной без потери скважины позволяют рекомендовать новый способ ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна для скважинной камерной разработки на море погребенных месторождений россыпей металлов, янтаря, алмазов и т.д.

Принципиально технологическая схема скважинной камерной разработки при этом может включать: скоростное бурение скважины до необходимого горизонта ударно-забивным способом с гидротранспортированием выбуриваемых пород по ДКТ без опробования кернового материала; извлечение внутренней колонны ДКТ на поверхность и осна-

стку ее оборудованием, необходимым для создания камеры; спуск необходимого геотехнологического оборудования на внутренней колонне ДКТ в наружную; подачу рабочего агента (вода, воздух или их смесь) по кольцевому зазору ДКТ к породоразрушающим элементам оборудования, образующего камеру; выдачу пульпы с полезным ископаемым на-гора по центральному каналу ДКТ.

Внутренний диаметр экспериментальной ДКТ составлял 0,107 м. Внутри такой ДКТ к забою скважины могут быть опущены керноприемники, гильзы, зонды, другие снаряды и приборы наружным диаметром до 0,105 м, что позволяет положительно решать различные задачи инженерных исследований. Многие приборы для скважинных испытаний грунтов имеют меньшие диаметры. Например, диаметры серийно выпускаемых прессиометров составляют от 0,046 до 0,089 м, крыльчаток для испытания грунтов вращательным срезом — от 0,06 до 0,10 м, зондов станций пенетрационного каротажа — от 0,036 до 0,08 м [6]. Для сравнения: внутренние диаметры ДКТ традиционных комплексов вращательного бурения с гидротранспортированием керна КГК-100 и КГК-300 составляют всего 0,042 м, и этого явно недостаточно для исследования пород забоя методом *in situ*.

При бурении с отбором монолитов и исследованиях грунтов в их естественном залегании в скважине внутренняя колонна ДКТ может быть использована для надежной фиксации керноприемника в наружной колонне и совместного погружения их в породы ударами, а также для погружения в породы ударами или вдавливанием различных конструкций керноприемных снарядов, зондов и приборов ниже башмака наружной колонны ДКТ.

Использование внутренней колонны ДКТ для указанных целей существенно упрощает конструктивные решения забойных снарядов и механизмов, повышает надежность их работы и качество исследований грунтов. Например, для статического зондирования грунтов обычно используют колонну пенетрационных труб диаметром 0,063 м. При исследованиях на море такая колонна изгибается, так как ее диаметр сравнительно небольшой, а длина больше глубины скважины на глубину воды в точке бурения. Внутренняя колонна ДКТ при ударно-забивном способе бурения с гидротранспортированием керна обладает большой жесткостью и не изгибается, так как имеет большие диаметр и толщину стенки. В частности, внутренняя колонна труб экспериментальной ДКТ имела диаметры 0,127/0,107 м и была снабжена равномерно распре-

деленными по ее длине замками диаметром 0,146 м, которые выполняли кроме прямого своего назначения также роль центраторов внутренней колонны в наружной внутренним диаметром 0,150 м.

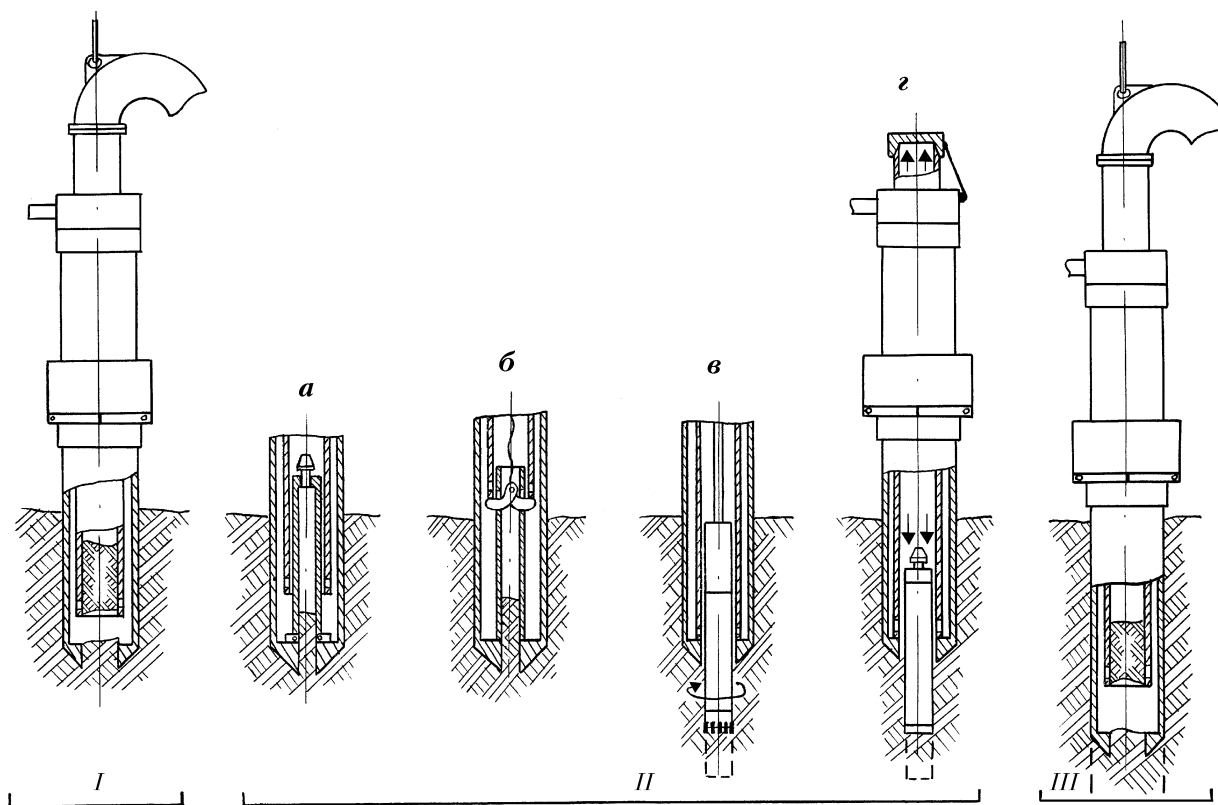
В зависимости от назначения скважины, решаемых бурением задач, применяемых технических средств отбора керна и методов исследований бурение может осуществляться по различным схемам: только с гидротранспортированием керна; с чередованием гидротранспортирования и отбора керна керноприемниками; с чередованием гидротранспортирования керна, отбора его керноприемниками и испытаниями грунтов в их естественном залегании.

Технологическую схему бурения с чередованием гидротранспортирования керна и отбора его керноприемниками можно представить в следующем виде (рис. 53). От дна моря до запроектированного геологами интервала скважину бурят ударно-забивным способом с гидротранспортированием керна восходящим потоком нагнетаемой в ДКТ морской воды (рис. 53, I). Интервал, из которого требуется отбор монолита, бурят с применением керноприемников забивным, вращательным или вдавливающим способами (рис. 53, II). После этого ДКТ погружают до забоя ударно-забивным способом с гидротранспортированием кернового материала (рис. 53, III) и продолжают бурение следующего заданного интервала по схеме с гидротранспортированием керна или с отбором его керноприемниками.

Используемые для отбора монолитов керноприемные снаряды могут быть различные: погружаемые в породы одновременно с наружной колонной ударами внутренней колонны ДКТ (рис. 53, IIa) или ударами подводным кольцевым забивным снарядом (рис. 53, IIб); погружаемые в породы ниже башмака ДКТ вращением с приводом от забойного гидродвигателя Д-85 (рис. 53, IIв); вдавливаемые ниже башмака ДКТ давлением морской воды, создаваемым во внутренней колонне ДКТ (рис. 53, IIг).

При бурении по схеме с чередованием гидротранспортирования керна, отбора его керноприемниками ниже башмака ДКТ и испытаний грунтов в их естественном залегании основные процессы выполняют в следующей последовательности (рис. 54).

От дна моря до запроектированного геологами интервала скважину бурят ударно-забивным способом с гидротранспортированием керна восходящим потоком нагнетаемой в ДКТ морской воды (рис. 54, I). Интервал, из которого требуется



отбор монолита, бурят ниже башмака ДКТ с применением керноприемных снарядов (рис. 54, ·). Затем при необходимости в образованную пилот-скважину опускают приборы для инженерно-геологических исследований грунтов в их естественном залегании методами статического или динамического зондирования, прессиометрии, сдвига крыльчатыми зондами и пр. (рис. 54, ,, „, %). После исследований необходимого интервала грунтов скважину доуглубляют (зачищают) ударно-забивным способом с гидротранспортированием для последующего отбора керна и исследования грунтов нижележащих горизонтов (рис. 54, Â).

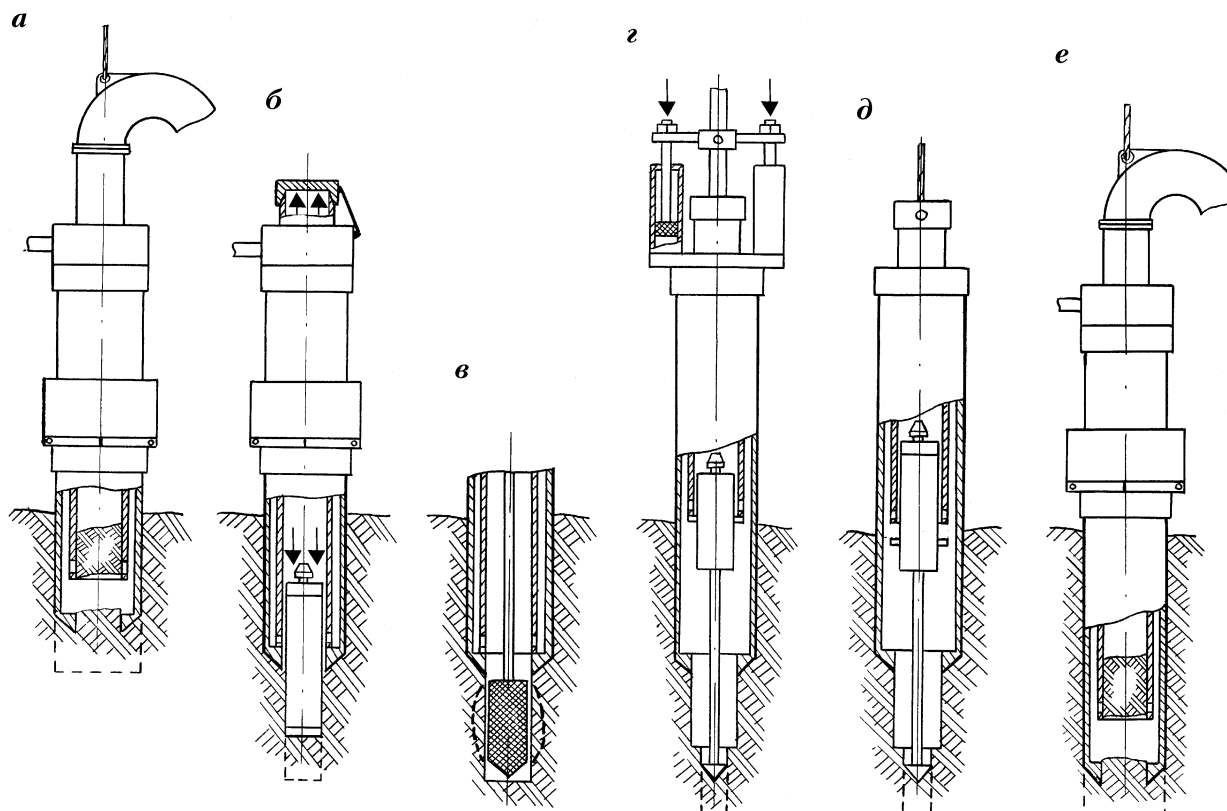
Чтобы исключить искажение свойств исследуемых в скважине грунтов от действия ударных нагрузок, прессиометры и пенетрационно-каротажные зонды необходимо располагать в удалении от башмака ДКТ и пилот-скважину желательно бурить керноприемниками вдавливающего (см. рис. 54, ·) и вращательного (см. рис. 53, II,), а не забивного типа.

В предлагаемых схемах статического и динамического зондирования зонды могут опускаться в скважину на тросе или тросокабеле, что существенно уменьшает затраты времени на выполнение спуско-подъемных операций. Внутренняя колонна используется при статическом зондировании в качестве пенетрационно-каротажной (см. рис. 54, „), а при динамическом зондировании — в качестве ударника (см. рис. 54, %). Эта колонна обладает достаточной жесткостью при вдавливании и ударной силой при погружении зонда ударами благодаря сравнительно большому диаметру и расположенным по ее длине замковым соединениям, выполняющим в процессе исследований также роль центраторов внутренней колонны в наружной.

При необходимости продолжения бурения скважины в плотных и крепких коренных породах можно переходить на традиционный вращательный способ бурения с гидротранспортированием керна по ДКТ меньшего диаметра. При этом ДКТ ударного бурения или только наружная колонна ее будет выполнять роль бурового кондуктора (внутренняя при бурении в сложных гидродинамических условиях для предотвращения ее потери в случае возможных поломок ДКТ может быть извлечена из наружной), ограничивать изгиб и исклю-

Рис. 53. Схемы комбинированного бурения:

I и III — с гидротранспортированием керна; II — отбор керна керноприемниками забивного (·, ·), вращательного (·, ·) и вдавливаемого (·, ·) типов



чать поломки ДКТ вращательного бурения при передаче осевой нагрузки на породы забоя, предохранять скважину от заплывания породами и потерь при извлечении из нее бурового снаряда, например, с целью замены износившегося породоразрушающего инструмента.

При погружении ДКТ в породы ударами по башмаку наружной колонны в ней возникают значительно меньшие напряжения, чем при погружении ударами по наголовнику. Поэтому для нового способа ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна наружную колонну ДКТ можно собирать из труб стальных тонкостенных или из легкосплавных. Уменьшение массы труб облегчает процессы их навинчивания и отвинчивания. Это позволяет увеличить длину наращиваемых труб и сократить затраты времени на спуско-подъемные операции и наращивание.

В связи с уменьшением разрывных напряжений в трубах наружной колонны представляет интерес использование для нее труб из полимерных материалов. Это обусловлено не только значительным снижением массы труб, но и, главным образом, необходимостью скважинного вертикального сейсмического профилирования, выполнение которого в скважинах, обсаженных металлическими трубами, затруднительно.

Для качественного изучения геологического строения шельфа и эффективной разведки морских месторождений полезных ископаемых крайне необходимо применение скважинных геофизических методов исследования. Обусловлено это тем, что геологические, гидрогеологические и экологические особенности бурения на море зачастую затрудняют получение из скважин высококачественного керна рыхлых пород.

Новый способ ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна расширяет границы разведываемых акваторий по их глубине. Это частично достигается тем, что вследствие переноса места нанесения ударов по колонне с ее наголовника к башмаку ударяемая колонна не сжимается, а растягивается. В результате уменьшаются силы нагружения колонны, вызывающие продольный изгиб ее и, следовательно, появляется возможность использовать более длинные

Рис. 54. Схемы бурения для скважинных исследований грунтов:
а, е — бурение с гидротранспортированием керна; *б* — отбор керна вдавливаемым керноприемником; *в* — прессиометрия; *г* — статическое зондирование; *д* — динамическое зондирование

колонны и выходить с бурением на более глубокие акватории.

Более значительное увеличение глубин разведываемых акваторий обеспечивает специально разработанная для этих целей технологическая схема бурения (см. рис. 49, II). Особенно эффективно ее применение на акваториях, глубина которых заведомо больше проектной глубины погружения ДКТ в породы. Здесь ДКТ опускают до дна моря, на ее верхний конец, возвышающийся над палубой БС, наращивают секцию ДКТ с вертлюгом-сальником и ударами погружают ДКТ в породы морского дна на величину рабочего замера. Дальнейшее бурение ведут с наращиванием только внутренней колонны труб и уходом вертлюга-сальника под уровень моря.

При бурении на море возникает необходимость отвода БС от недобуренной скважины вследствие усиления волнения моря, наступления темноты, ремонта БС и т.д. В таких ситуациях при глубине моря 20 м и более колонна труб диаметром 0,168 м может сломаться под действием воздействующих на нее продольных и поперечных сил, что приведет к потере скважины.

Новый способ ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна по описываемой схеме позволяет избежать таких потерь на глубинах моря до 50 м и более. Для этого перед отводом БС от скважины внутреннюю колонну приподнимают от забоя, часть ее секций отворачивают и укладывают на БС. Длина внутренней колонны при этом может быть уменьшена на величину ее возвышения над верхним концом наружной колонны. Затем на верхнем конце оставшейся в скважине внутренней колонны крепят отсоединенный от насоса нагнетательный шланг и на тросе лебедки опускают внутреннюю колонну с шлангом под уровень моря до упора ударника внутренней колонны в башмак. Далее снимают конец троса с барабана лебедки, закрепляют на буй и сбрасывают в море.

В таком положении ДКТ связи между ней и БС нет, и судно, несмотря на его качку и дрейф, может оставаться на точке бурения даже во время шторма. В то же время существенно повышается вероятность предотвращения поломок ДКТ и сохранения скважины, так как, во-первых, величина возвышения ДКТ над дном моря незначительна, а во-вторых, резко уменьшается сила волнового воздействия на ДКТ, затухающая с глубиной моря по экспоненциальному закону.

По окончании шторма буй с тросом поднимают на палубу

БС, трос крепят на барабане лебедки, внутреннюю колонну ДКТ приподнимают до появления ее верхнего конца над палубой БС, нагнетательный шланг соединяют с насосом, наращивают необходимое количество секций внутренней колонны труб и продолжают процесс бурения скважины.

Таким образом, возможность поступательного перемещения внутренней колонны ДКТ относительно наружной повышает производительность бурения, снижает трудоемкость работ и количество поломок ДКТ, так как позволяет использовать ее в качестве телескопического кондуктора и опускать на время шторма его верхний конец под уровень моря, уменьшая тем самым воздействующий на него изгибающий момент за счет уменьшения высоты кондуктора и силы волнового давления на него. Такая схема особенно эффективна для бурения глубоких скважин, например структурно-картировочных, заканчиваемых в твердых породах вращательным способом на большой глубине ниже башмака ДКТ. При этом трудно избежать появления штормовых волн, так как сооружение такой скважины обычно продолжается несколько суток.

Перечисленные достоинства описанной схемы бурения позволяют рекомендовать ее для проходки глубоких скважин также на акваториях, глубины которых меньше предстоящих глубин погружения в породы ДКТ. Здесь первоначально следует бурить с наращиванием секций ДКТ, а с момента, когда до конца погружения ДКТ остается интервал меньше глубины моря, переходить на бурение с уходом вертлюга-сальника под уровень моря и наращивать только трубы внутренней колонны. Последнее снижает трудоемкость работ и повышает производительность бурения.

Благодаря возможности поступательного перемещения внутренней колонны относительно наружной внутреннюю колонну можно использовать для выбивания наружной из скважины после завершения бурения. Это гарантирует извлечение ДКТ при бурении с БС и других типов ПБУ малого водоизмещения без опасности их потопления.

Новый способ ударно-забивного бурения с гидротранспортированием керна позволяет производительно погружать в рыхлые отложения колонны труб практически любого необходимого диаметра (2,2 м и более). Нанесение удара внутренней колонной по башмаку наружной (практически по ее нижнему концу) уменьшает потери энергии удара на продольные и особенно радиальные деформации труб и увеличивает КПД удара. В связи с этим новый способ бурения мож-

но использовать для проходки технических скважин, например для сооружения трубчатых и наливных железобетонных свай под причалы, эстакады, автономные острова в море под оборудование для бурения наблюдательных, глубоких структурно-картировочных, нефтяных скважин и т.п. После погружения ДКТ на необходимую глубину внутреннюю колонну можно извлечь из наружной и использовать последнюю для выполнения поставленных задач.

6.3. ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ

6.3.1. ОСОБЕННОСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ БУРЕНИЯ С ОПОРНОЙ КОЛОННЫ

Наиболее высокие требования к бурению скважин и отбору керна предъявляются при инженерно-геологических изысканиях. Достоверные результаты исследований свойств грунтов обеспечивают здесь пенетрационно-каротажные методы и отбор монолитов грунтоносами преимущественно вращательного типа.

Качка и дрейф БС затрудняют получение необходимой информации о физико-механических свойствах грунтов при бурении требуемыми методами. Качественное выполнение инженерных изысканий на море вращательным и вдавливающим способами бурения возможно только с опорных оснований.

Исследования технических решений для вращательного бурения показали следующее: схемы и технику вращательного бурения разведочных скважин с БС необходимо разрабатывать с учетом наличия на скважине предварительно погруженной в породы дна обсадной колонны и использовать ее для стабилизации вращающих механизмов, каждый из которых с целью исключения его жесткой связи с БС должен оснащаться индивидуальным силовым приводом; технологию бурения и буровые снаряды следует разрабатывать для условий промывки скважин морской водой, причем с призабойной обратной ее циркуляцией для повышения выхода керна и предотвращения загрязнения морской среды.

С учетом этих выводов разработана схема бурения механизмами, располагаемыми на колонне обсадных труб (опорной колонне или морском буровом кондукторе). Нижний конец опоры колонны предварительно погружен ударно-забивным способом на необходимую глубину в породы мор-

ского дна, а верхний расположен в направляющей БС и вышается на 1,2–1,5 м над его палубой.

С целью облегчения условий работы опорной колонны на ней целесообразно устанавливать минимальное количество только исполнительных механизмов: вращатель с моторами, гидроцилиндры, легкие мачту и лебедку для наращивания бурового снаряда. Лебедка и буровая вышка для монтажа и демонтажа опорной колонны, установки на нее и снятия площадки с исполнительными буровыми механизмами, извлечения из скважины обсадных труб и тяжелых буровых снарядов, промывочные насосы и маслостанции, силовой привод буровых механизмов, обсадные трубы, буровые снаряды, инструменты и т.д. желательно располагать на заякоренном БС. Энергопитание к механизмам на опоре подается по кабелю и гидравлическим шлангам с БС (гибкая связь).

Управление процессом бурения осуществляется дистанционно буровым персоналом, находящимся на судне. Если на рабочей площадке, установленной на опоре, смонтированы кроме вращателя самостоятельная мачта и лебедка, то персонал может находиться на рабочей площадке и с нее управлять процессом непосредственно бурения.

Так как опорная колонна при бурении скважины жестко закреплена в грунте морского дна, то размещенные на ее рабочей площадке буровые механизмы не изменяют своего положения из-за качки БС в допустимых пределах. Таким пределом, исключающим влияние бурового судна на процесс бурения разведочных скважин, является волнение моря силой 3 балла. При этом с опорной колонны можно бурить на оптимальных технологических режимах любым из рациональных способов, в том числе: ударно-забивным для разведки россыпей и стройматериалов; вращательным для отбора керна с ненарушенной структурой (монолитов) в любых по крепости породах; вдавливающим для отбора проб грунта снарядами со штампом и определения физико-механических свойств грунтов в их естественном залегании путем статического зондирования пенетрационно-каротажными методами.

На период шторма с высотой волн 1,5 м и более бурение должно быть прекращено, площадку с буровыми механизмами следует снять с опорной колонны и отвести от нее БС на расстояние 15–20 м для предотвращения поломок опоры наваливающимся на нее судном. После прекращения шторма БС подводят к опоре, устанавливают на нее рабочую площадку с буровыми механизмами и продолжают бурение.

Завершив бурение скважины, с опорной колонны снима-

ют площадку с буровыми механизмами и укладывают на палубе БС, опору демонтируют, разбирая ее на отдельные секции по мере подъема из грунта, и также укладывают на палубе БС. После этого БС может переходить на другую точку бурения скважины.

Таким образом, в процессе проводки скважины опорная колонна может находиться в двух состояниях — в период бурения и в период ожидания прекращения шторма. Первый период ограничен волнением моря с высотой волн до 1,5 м. Во втором — штормовом — периоде могут появляться волны любой большой высоты, характерной для данной акватории.

В обоих случаях нижний конец опорной колонны зашцеplen в грунте морского дна. Верхний конец в период бурения расположен в направляющей БС, а в период шторма свободен, так как при волнении свыше 3 баллов БС отводят от опоры. В период бурения с неподвижного в горизонтальной плоскости БС верхний конец опоры имеет возможность только относительного продольного перемещения в направляющей, а в период бурения с подверженного качке и дрейфу БС — продольно-поперечного.

В период бурения опорная колонна подвержена действию сил волнового давления Q , крутящего момента M_k , создаваемого буровым вращателем, технологических нагрузок, собственной силы тяжести P_0 , тяжести забивного снаряда P_c и установленных на ней буровых механизмов P_n . В период ожидания прекращения шторма опорная колонна не подвергается воздействию силы тяжести буровых механизмов и забивного снаряда, крутящего момента и технологических нагрузок.

Тем не менее условия работы опорной колонны в период ожидания прекращения шторма зачастую более неблагоприятные, чем в период бурения. Это объясняется тем, что в период ожидания прекращения шторма опорная колонна ничем не защищена от воздействия волн, высота которых может достигать любой возможной величины, и отклонения верхнего конца опоры от вертикали не ограничены дополнительными связями. В период бурения высота воздействующих на опорную колонну морских волн не превышает 1,5 м, опора частично защищена корпусом БС от давления самого сильного поверхностного слоя волн, на верхний конец опоры наложены дополнительные связи, повышающие ее устойчивость.

В обоих состояниях высота опорной колонны и, следовательно, глубины разведываемых акваторий не безграничны. Опорная колонна при определенных сочетаниях ее физичес-

ких и геометрических характеристик, характеристик узла зацебления ее в грунте морского дна и значений воздействующих на колонну вертикальных и горизонтальных нагрузок может разрушиться.

Для выяснения возможностей опорной колонны необходимо для конкретных условий ее работы определить: 1) максимально допустимое возвышение опоры над дном моря; 2) минимально необходимое заглубление ее нижнего конца в породы морского дна.

Первая величина должна исключать поломки опорной колонны под действием продольно-поперечных ее нагрузений силами давления морских волн и течений, собственным весом и весом установленных на ней механизмов, а также силами, возникающими в процессе выполнения технологических операций, например при спуске и подъеме буровых снарядов. Вторая величина должна исключать выворачивание опоры из грунта под действием тех же продольно-поперечных сил ее нагружения, а также проворачивание ее в грунте под действием реактивного момента, создаваемого вращателем при бурении.

1. Допустимую высоту опорной колонны для различных состояний ее работы можно определить исходя из формул сложного сопротивления ее изгибу, сжатию и кручению. Для условий нагружения опорной колонны продольно-поперечными силами предложены [7] методика вычисления допустимой высоты колонны труб, возвышающейся над дном моря, и выражение для вычисления возникающих в ней напряжений

$$\sigma = \frac{P_n + P_c + P_o}{F} + \frac{1740Dh^2(L - l - 0,8h)P_k}{W[P_k - P_n - P_o / 3 - (b/L)^2 P_c]}, \quad (12)$$

где σ и W — предел текучести материала опоры и момент ее сопротивления соответственно; D и F — наружный диаметр и площадь кольцевого сечения тела опоры соответственно; L и l — высота опоры над дном и уровнем моря соответственно; P_n , P_c и P_o — сила тяжести буровых механизмов, забивного снаряда и возвышающейся части опоры над дном моря соответственно; P_k — критическое значение нагрузки, сжимающей опору; h — высота морской волны; b — расстояние от дна моря до точки приложения силы тяжести забивного снаряда к колонне.

Выразив в формуле (12) значения критической силы, силы тяжести и момента сопротивления опорной колонны через их составляющие, получим

$$L = 1/\gamma \left[\sigma - (P_n + P_c)/\pi\delta(D - \delta) - \frac{1740\pi^2 E D^2 h^2 (L - l - 0,8h)}{0,25\pi^3 E \delta (D - \delta) (D^2 - 2D\delta + 2\delta^2) - 2\pi\mu^2 L^3 \gamma \delta (D - \delta)/3 - 2\mu^2 (L^2 P_n + b^2 P_c)} \right], \quad (13)$$

где γ — удельный вес материала опоры в воде; δ — толщина стенки опорной колонны; E — модуль продольной упругости материала опоры; μ — коэффициент, учитывающий характер наложения связей на опорную колонну.

Выражение (13) не позволяет представить высоту опорной колонны в явном виде. Поэтому числовые значения зависимостей, представляющих практический интерес, получены при решении этого выражения на ЭВМ [7] для стальных колонн труб со следующими физическими константами: $\sigma = 200$ МПа (наименьшее значение предела текучести стальных труб); $\mu = 2$; $E = 2 \cdot 10^5$ МПа; $\gamma = 6,8 \cdot 10^4$ Н/м³; $\delta = 0,01$ м.

Результаты вычислений свидетельствуют о том, что допустимая высота опорной колонны резко падает с увеличением высоты волны. Так, для стальной колонны диаметром 0,325 м она равна 64 м при спокойном море и всего 16 м при высоте волны 5 м. Характер указанной зависимости аналогичен и для колонн труб других диаметров (рис. 55).

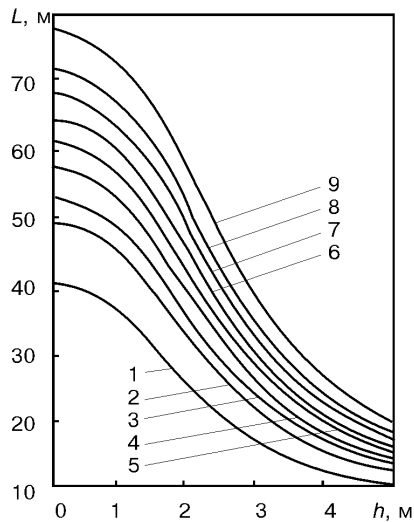


Рис. 55. Зависимость допустимой высоты опорной колонны L от высоты волны h и диаметра колонн при $\sigma_s = 20$ кН и $b = 2$ м:
1 — 0,168; 2 — 0,219; 3 — 0,245; 4 — 0,273; 5 — 0,299; 6 — 0,325; 7 — 0,351; 8 — 0,377; 9 — 0,426

2. Схема бурения с опорной колонны предусматривает предварительное погружение ее нижнего конца в породы морского дна. Глубина его погружения иногда ограничена близким залеганием от дна моря крепких пород. Некоторые участки дна морей покрыты крупными валунами и плотными моренными отложениями, поэтому погружать в них колонну обсадных труб затруднительно.

При малой глубине погружения кондуктора в породы он может вывернуться из них в результате действия на него сил волнения, течений и дрейфа БС или проворачиваться под воздействием реактивного крутящего момента, создаваемого при бурении вращателем. Необходимая глубина погружения опорной колонны труб в породы тем больше, чем выше крутящий и изгибающий моменты и чем слабее породы морского дна. Заваливание и проворачивание опорной колонны недопустимы.

Для предотвращения проворачивания опорной колонны тормозной момент ее грунтовой заделки в дне моря должен быть больше крутящего момента, создаваемого вращателем. Определить тормозной момент можно из выражения

$$M_{\tau} = \tau \pi D^2 L_{\pi} / 2, \quad (14)$$

где D и L_{π} — диаметр и длина заглубленной в породы части опорной колонны соответственно; τ — удельное сопротивление пород сдвигу.

Величина изгибающего момента не постоянна даже в процессе бурения одной и той же скважины, так как на нее влияет не только высота опорной колонны, но и изменяющиеся во времени силы давления волн и течений морской воды, дрейфа БС, осевого нагружения опоры в процессе выполнения тех или иных технологических операций и т.п.

При вычислении необходимой величины погружения опорной колонны в породы морского дна с целью предотвращения ее заваливания предлагается исходить из максимально возможных ее нагружений и в качестве изгибающего момента принимать максимально допустимое его значение по прочности опоры. Тогда минимально необходимая величина погружения колонны в породы морского дна с целью использования ее в качестве опоры для установки на нее необходимых буровых механизмов определится из условия равенства прочности колонны и ее грунтовой заделки, т.е. равенства удерживающего момента грунтовой заделки максимально допустимому изгибающему моменту опорной колонны.

По результатам экспериментальных исследований харак-

тера сопротивляемости грунтов выворачиванию из них трубчатых элементов различных диаметров разработаны модель узла грунтовой заделки и метод определения возникающих в нем моментов [58]. Приравняв момент узла заделки к допустимому моменту изгиба опорной колонны, получили выражение для определения минимально необходимой глубины L_{π} погружения ее в породы, которое после упрощения имеет вид

$$L_{\pi} = \sqrt[3]{\frac{3\pi[\sigma](D^4 - d^4)}{64D\tau}}, \quad (15)$$

где D и d — наружный и внутренний диаметр опорной колонны соответственно; $[\sigma]$ — предел упругости материала колонны; τ — удельное сопротивление пород сдвигу.

Достоверность выражения (15) проверена при экспериментальном сломе опорной колонны из труб диаметром 0,325/0,300 м муфтового соединения с $[\sigma] = 550$ МПа, погруженной в породы морского дна с $\tau = 16$ кПа на глубину 4,7 м (достаточная глубина ее погружения, вычисленная по выражению (15), составляет 3,6 м). При скорости 6 узлов судна "Шельф-1" петля выброшенной на дно моря якорной цепи с якорем массой 900 кг охватила опорную колонну на высоте 7 м от дна моря и вывернула ее секцию из муфты, возвышающейся над поверхностью дна. Затем на оставшуюся в грунте часть колонны навернули новую секцию труб и убедились, что угол наклона оси опорной колонны к поверхности моря не изменился. Следовательно, при изгибе опорной колонны предельно допустимыми нагрузками состояние ее грунтовой заделки не нарушено, и это подтверждает пригодность выражения (15) для практических вычислений.

Тормозной момент грунтовой заделки, рассчитанный по формуле (14) для условий погружения опорной колонны этого же диаметра в грунты аналогичных свойств на глубину всего 1 м, составляет 2653 Н·м. Для бурения большинства разведочных скважин достаточно использовать вращатели с меньшим крутящим моментом.

Таким образом, необходимая глубина погружения опорной колонны в породы морского дна должна определяться преимущественно из условия предотвращения ее заваливания по формуле (15). Но даже для этих условий необходимая глубина погружения опорной колонны в породы морского дна незначительна. При более плотных грунтах морского дна величина необходимого в них погружения колонны будет меньше. На-

пример, среднее значение удельного сопротивления сдвигу грунтов дна акваторий дальневосточных морей составляет 21,8 кПа. Достаточная глубина погружения в эти породы опорной колонны диаметром 0,325/300 м с $[\sigma] = 550$ МПа, вычисленная по выражению (15), составляет 3,3 м.

При ограниченных возможностях погружения опорной колонны на необходимую глубину в породы морского дна, например, из-за близкого залегания от него крепких пород предотвратить заваливание колонны можно увеличением диаметра только ее нижней части либо изготовлением специального массивного придонного основания с соответствующим расчетным удалением его опорных точек от оси колонны.

Более сложной представляется проблема увеличения допустимой высоты опорной колонны, ограниченной условиями ее устойчивости и прочности. Решение ее возможно как путем повышения сопротивляемости опорной колонны разрушению за счет подбора оптимальных физических и геометрических ее характеристик, так и созданием специальных конструкций опор и морских буровых кондукторов.

6.3.2. ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ДОПУСТИМУЮ ВЫСОТУ ОПОРНОЙ КОЛОННЫ И МОРСКОГО БУРОВОГО КОНДУКТОРА

Для выхода с бурением на более глубокие и открытые штормовым ветрам акватории представляет интерес оценка влияния на допустимую высоту опорной колонны и морского бурового кондуктора (в дальнейшем колонны) факторов, входящих в выражение (13).

Допустимая высота колонны труб возрастает по мере увеличения их диаметра. Однако значение коэффициента увеличения высоты колонны уменьшается со снижением воздействующей на нее высоты волны (рис. 56). При высоте волны 5 м указанный коэффициент для колонн, свободных от буровых механизмов, в 4,22 раза меньше, чем при спокойном море. Поэтому увеличение диаметра колонны труб с 0,168 до 0,377 м с толщиной стенки 0,01 м увеличивает ее допустимую высоту при спокойном море с 40,8 до 71,8 м, а при высоте волны 5 м — всего с 10,8 до 18,1 м.

Практическая реализация некоторых возможностей этого метода повышения прочности и устойчивости колонны ограничивается тем, что пропорционально увеличению диаметра колонны возрастают затраты металла на изготовление и ее

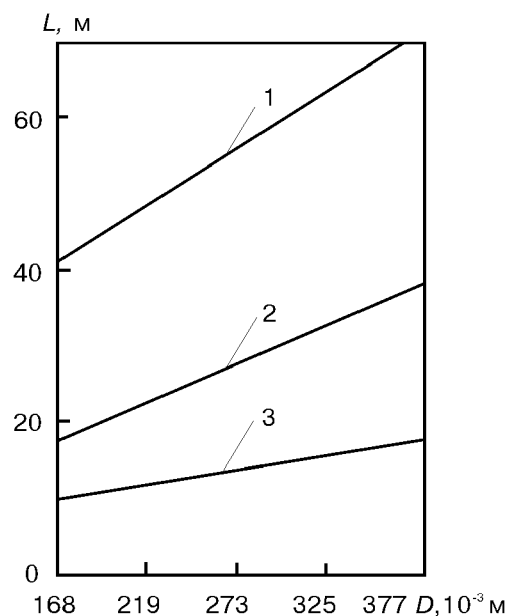


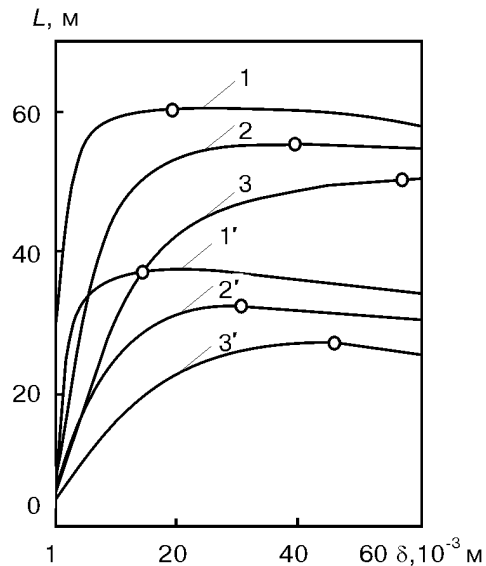
Рис. 56. Зависимость допустимой высоты опорной колонны L от ее диаметра D и высоты волны h :
 1 – $h = 0$; 2 – $h = 3 \text{ м}$; 3 –
 $h = 5 \text{ м}$

масса. Почти пропорционально затратам металла изменяется заводская стоимость колонны. Кроме того, с увеличением диаметра и массы колонны возрастают трудозатраты на ее транспортировку, монтаж, обслуживание в процессе бурения и демонтаж.

Сопротивляемость колонны труб разрушению зависит также от толщины их стенки. Увеличение толщины стенки труб колонны повышает ее прочность, но снижает устойчивость. Поэтому существует оптимальная толщина стенки, обеспечивающая максимальное значение допустимой высоты колонны (рис. 57). Оптимальные толщины стенок колонны смещаются в сторону увеличения по мере возрастания ее диаметра и высоты воздействующих на нее волн. Так, для высоты волн 1 м максимальная высота не нагруженной буровыми механизмами колонны диаметром 0,168 м обеспечивается при толщине ее стенки 0,016 м, а диаметром 0,325 м – при толщине стенки 0,02 м. При высоте волн 3 м максимальная высота колонн указанных диаметров обеспечивается при толщине стенок 0,046 и 0,059 м соответственно.

В то же время даже значительное отклонение толщины стенки колонны в любую сторону от ее оптимального значе-

Рис. 57. Зависимость допустимой высоты опорной колонны L диаметром 0,325 м (1–3) и 0,168 м (1'–3') от толщины стенки δ ее труб: 1, $l' - h = 1$ м; 2, $2' - h = 2$ м; 3, $3' - h = 3$ м



ния не влияет существенно на уменьшение допустимой высоты колонны. Поэтому с целью экономии металла, затрат средств и труда на транспортировку труб колонны, ее монтаж и т.д. при выборе параметров колонны целесообразно ориентироваться не на оптимальное, а на рациональное значение толщины стенки ее труб.

В соответствии с данными рис. 57 рациональные значения толщины стенок колонн, предназначенных для работы при высоте волн 3 м и более, можно принимать на 0,025 м меньше их оптимальных значений. Потеря допустимой высоты колонны при этом незначительна. Уменьшение толщины стенки колонны ниже ее рационального значения резко снижает ее допустимую высоту.

Сравним, например, значения допустимой высоты колонн труб диаметром 0,325 м, работающих при высоте волн 3 м и имеющих следующую толщину стенок: 0,059 м — оптимальная, 0,034 м — рациональная и 0,01 м — средняя из применяемых на практике. Допустимая высота колонны в первом случае равна 49,24 м, во втором — 47,36 м и в третьем — 30,34 м. Допустимая высота колонны при оптимальной толщине ее стенки больше, чем при рациональной, всего на 1,88 м, или на 3,8 %, и больше, чем при средней применяемой на практике, на 18,9 м, или на 38,4 %.

Следовательно, теоретически есть возможность повышения высоты колонн труб путем увеличения толщины их стенок до рациональных значений. Однако промышленный сортамент не располагает трубами с толщиной стенок, рациональной для условий работы опорной колонны. Поэтому для монтажа буровых опорных колонн и свайных оснований, платформ, эстакад и ответственных инженерных сооружений, эксплуатация которых рассчитана на длительное время, представляется оправданным изготавливать трубы с рациональной толщиной их стенок.

Положительное влияние на допустимую высоту колонны оказывает повышение предела текучести стали. При увеличении его в 3 раза допустимая высота колонны возрастает в 1,8 раза (рис. 58). Немаловажным достоинством этого метода повышения прочности и устойчивости колонны является тот факт, что изменение предела текучести стали не влияет на массу колонны. Следовательно, этот метод не увеличивает трудозатраты на транспортировку труб, монтаж и демонтаж колонны.

Значения допустимой высоты колонн возрастают с уменьшением коэффициента μ , учитывающего характер наложения связей на колонну. Однако этот метод обеспечивает увеличение высот колонн труб лишь для условий их работы при спокойном море или незначительной высоте волн. Например, уменьшение коэффициента μ с 2,0 до 0,5 повы-

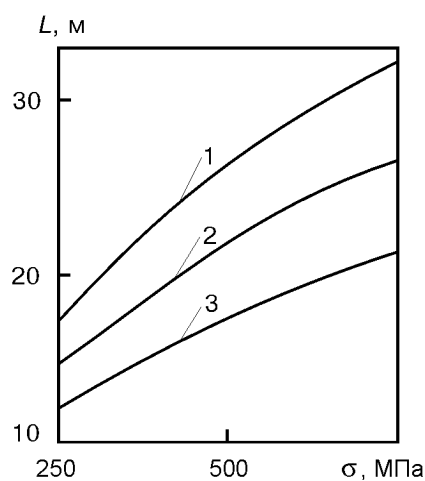


Рис. 58. Зависимость допустимой высоты опорной колонны L от предела текучести σ материала ее труб:
 1 — $D = 0,273$; 2 — $D = 0,219$; 3 — $D = 0,168$ м

шает допустимую высоту колонны труб диаметром 0,168 м с толщиной стенки 0,01 м при спокойном море с 40 до 94 м, а при высоте волны 3 м — всего с 17 до 18 м. Поэтому нельзя признать достаточно эффективным метод укрепления колонны тросовыми растяжками. Кроме того, применение растяжек сопряжено с необходимостью использования массивных якорей, большими затратами материалов, труда и времени на их изготовление и транспортировку, установку и натяжение растяжек, постоянный контроль за изменяющимися в растяжках усилиями и их регулирование.

Положительное влияние на увеличение допустимой высоты колонны труб оказывает снижение удельного веса материала, из которого изготовлены трубы. Уменьшение удельного веса и соответственно массы труб колонны благоприятно сказывается и на работе спуско-подъемного оборудования. В этом отношении представляют интерес из металлов алюминиевые сплавы, а из неметаллов — полимерные материалы. Указанные металлы и материалы обладают рядом физических свойств, выгодно отличающих их от стали при работе в агрессивной морской воде. Однако металлы и материалы меньшего, чем у стали, удельного веса характеризуются также меньшими значениями пределов текучести и модулей упругости, что отрицательно сказывается на устойчивости и прочности морских буровых опорных колонн и кондукторов.

Для высоты волн 5 м допустимая высота свободной от буровых механизмов колонны из наиболее прочных полимерных труб примерно в 2 раза меньше, чем из стальных труб самых малых групп прочности. Поэтому применение полимерных материалов для изготовления опорных колонн и морских буровых кондукторов традиционных конструкций бесперспективно.

Допустимые высоты свободных от буровых механизмов колонн диаметром 0,168 м для высоты волн 5 м из алюминиевых сплавов и из сталей средних групп прочности (Д и К) примерно одинаковы, а для условий спокойного моря первые превосходят вторые на 11,7 %. Возвышающаяся над дном моря колонна в процессе эксплуатации испытывает значительные знакопеременные нагрузки. Важным критерием пригодности материала для колонны, надежно работающей в таких условиях, является усталостная прочность, характеризуемая пределом выносливости. А так как предел выносливости стали группы прочности Д выше, чем у алюминиевых сплавов,

более чем в 2 раза и трубы из алюминиевых сплавов дороже стальных в 1,5–2,8 раза (в зависимости от их марок и групп прочности), то очевидно, что использование алюминиевых сплавов для изготовления опорных колонн и морских буровых кондукторов нерационально.

Увеличение диаметра и толщины стенки труб опорной колонны или морского бурового кондуктора требует пропорционального увеличения для их эффективного погружения в породы массы (см. разд. 6.1) и соответственно силы тяжести P_c забивного снаряда. Однако возрастание массы ЗС и расстояния от дна моря до места нахождения его на колонне уменьшает допустимое значение ее высоты.

Увеличение находящейся на высоте 2 м от дна моря массы ЗС с 2 до 4,5 т уменьшает при высоте волн 1 м допустимую высоту колонны диаметром 0,168 м на 0,32 м, диаметром 0,219 м — на 0,20 м и диаметром 0,325 м — всего на 0,11 м. При том же характере нагружения колонн диаметрами 0,168, 0,219 и 0,325 м увеличение массы ЗС от 0 до 2 т снижает их допустимую высоту соответственно на 0,24, 0,15 и 0,09 м.

Результаты вычислений свидетельствуют, что с ростом диаметров колонн интенсивность уменьшения их допустимой высоты из-за увеличения массы ЗС падает, приближаясь к нулю. Если ЗС на колонне расположен на высоте до 2 м от дна моря, то его влияние на допустимую высоту колонны незначительно. В этом случае его не обязательно снимать с колонны на период отстоя из-за шторма.

По мере удаления места установки ЗС от дна моря допустимая высота колонны уменьшается тем интенсивнее, чем меньше ее диаметр. Допустимая высота колонн диаметрами 0,168, 0,219 и 0,325 м при установке ЗС на их верхние концы уменьшается соответственно в 2; 1,75 и 1,42 раза по сравнению с положением, когда эти же ЗС установлены на высоте 2 м от дна моря. Соответственно во столько же раз новый способ погружения обсадных колонн ударами по их придонным муфтам эффективнее традиционного способа с нанесением ударов по наголовнику колонны.

Следовательно, необходимо всегда стремиться к тому, чтобы после монтажа опорной колонны или морского бурового кондуктора ЗС находился на колонне как можно ближе к дну моря. Технология погружения опорной колонны и бурового кондуктора в породы морского дна ударами по их придонным муфтам позволяет забивному снаряду после их

монтажа и на период отстоя на время шторма находиться непосредственно на дне моря.

Таким образом, реально влиять на допустимую высоту опорной колонны и морского бурового кондуктора можно изменением предела текучести материала труб колонны, их диаметра и толщины стенки.

Практически для бурения разведочных скважин на море желательно ограничиться опорной колонной из серийно выпускаемых труб диаметром 0,325 м исходя из сравнительно эффективного (по сравнению с колоннами других диаметров) сочетания допустимой высоты ее и удобства выполнения транспортных и монтажно-демонтажных работ.

Для определения реальных возможностей опорной колонны из этих труб выполнены расчеты, учитывающие близкие к рациональным физические и геометрические характеристики труб и практические условия работы.

Характеристики труб: диаметр труб 0,324/0,296 м; расчетный диаметр по сечению резьбового соединения $D = 0,3203$ м; $l = 2$ м; расчетная толщина стенки по резьбовому соединению $\delta = 0,0122$ м; $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа; $\sigma = 758$ МПа; $\gamma = 68$ кН/м³ (в воде).

Условия работы в период отстоя: $h = 3$ м; $\mu = 2$; $P_n = 0$; $P_c = 30$ кН; $b = 2$ м.

Условия работы в период бурения: $h = 1,5$ м; $\mu = 1$; $P_n = 30$ кН; $P_c = 30$ кН; $b = 2$ м.

Подставив в выражение (13) указанные значения параметров, получим допустимую высоту опорной колонны в период ожидания прекращения шторма $L = 54,9$ м и в период бурения $L = 75,9$ м. Это подтверждает тот факт, что ограничения допустимой высоты опорной колонны в условиях ее отстоя большие на период шторма и она не должна превышать 54 м.

Допустимые значения высоты указанной опорной колонны вычислены без учета запаса прочности (незначительный запас — до 7 % критической нагрузки обеспечивают принятые приближенные методы получения выражения (13)). Для условий отстоя запас прочности опорной колонны можно принять чуть большим единицы, так как ее поломка не угрожает безопасности людей.

Представляет интерес определение допустимой величины нагружения опорной колонны высотой 54 м буровыми механизмами и технологическими нагрузками при бурении (обратная задача). Подставив в выражение (13) значения физиче-

ских и геометрических характеристик опоры и значения $h = 1,5$ м; $\mu = 1$; $P_c = 30$ кН; $b = 2$ м; $L = 54$ м, получим $P_n = 7,5 \cdot 10^4$ Н.

При бурении разведочных скважин масса рабочей площадки с буровым оборудованием не превышает 3 т. При этом запас прочности опорной колонны высотой 54 м будет достаточным. Однако в процессе вращательного бурения фактическое нагружение колонны может увеличиться из-за необходимости восприятия большого реактивного крутящего момента или расхаживания прихваченного в скважине бурового снаряда и т.п.

Для условий бурения с таким характером нагружения опорной колонны реальны следующие пути повышения ее прочности и устойчивости: сооружение составной моноопоры — в нижней части ферменная конструкция с увеличенным по сравнению с диаметром труб поперечным сечением, а верхняя часть (высота примерно 10 м) выполнена из труб с целью безопасности скольжения относительно них качающегося на волнах БС; увеличение диаметра или уменьшение высоты колонны.

Уменьшение высоты колонны снижает глубины разведываемых акваторий, но позволяет существенно увеличить значение допустимого нагружения колонны в продольном ее направлении. Например, допустимая высота нагружения опорной колонны тех же характеристик и диаметров высотой 30 м составляет $P_n = 29,75 \cdot 10^4$ Н, что почти в 4 раза больше, чем колонны высотой 54 м.

Независимо от используемых методов обеспечения прочности опорной колонны бурение с нее должно осуществляться с соблюдением соответствующих инструкций и правил ее монтажа и эксплуатации.

Рассмотренные методы увеличения допустимой высоты трубчатых колонн базируются на принципе повышения их сопротивляемости разрушению. Эти методы следует учитывать при выборе рациональных параметров опорных колонн и морских буровых кондукторов, а также при проектировании специальных конструкций инженерных сооружений из труб имеющегося сортамента для работы на акваториях с глубинами преимущественно до 50 м.

Объемы бурения с трубчатых опорных колонн могут быть значительными, так как большие площади шельфов морей, омывающих берега России, мелководные. Например, глубина Азовского моря не превышает 13 м; средняя глубина северной части (площадь 34 360 квадратных мили) Каспийского

моря 6 м, наибольшая — 15 м; 45 % площади моря Лаптевых имеют глубину 10–50 м; 9 % площади Чукотского моря — глубиной до 25 м; в западной и центральной частях Восточно-Сибирского моря преобладают глубины 10–20 м, в восточной 30–40 м.*

Для бурения на более глубоких акваториях предлагаются специальные конструкции буровых опорных оснований и морских кондукторов, основанные на принципах снижения воздействующих на них продольных и поперечных нагрузок от сил тяжести бурового оборудования, давления морских волн и течений (см. разд. 6.4).

6.3.3. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ НА ОПОРНОЙ КОЛОННЕ

Допустимые пределы нагружения опорной колонны в большой степени зависят от эксцентриситета расположения на ней буровых механизмов (гидроцилиндры, лебедка и т.п.) и их силовых приводов относительно оси колонны (оси скважины). Поэтому комплекс буровых механизмов для бурения с любого опорного основания небольших поперечных размеров должен разрабатываться с соблюдением соответствующих требований.

Для выработки таких требований и исследования особенностей технологической схемы вращательного бурения с опорной колонны специалистами Московского геологоразведочного института (МГРИ — МГГА) был разработан и изготовлен с использованием трубоизгибающего РТ-1200 морской буровой вращатель ВМБ-1. При бурении с применением ВМБ-1 на акваториях Балтийского моря отмечались колебания бурового снаряда и опорной колонны из обсадных труб диаметром 0,324/0,300 м. Эти колебания ускоряли износ буровых коронок, ухудшали качество выбуриваемого керна и затрудняли процесс бурения.

Выявлено, что причина колебаний опорной колонны и бурового снаряда — одностороннее расположение электропривода вращателя относительно оси колонны. Для исключения указанного недостатка был изготовлен вращатель ВМБ-2, отличающийся от ВМБ-1 расположением симметрично оси опорной колонны двух электродвигателей (рис. 59).

*Регистр СССР. Справочные данные по режимам ветров и волнений на морях, омывающих берега СССР. — Л.: Морской транспорт, 1962.

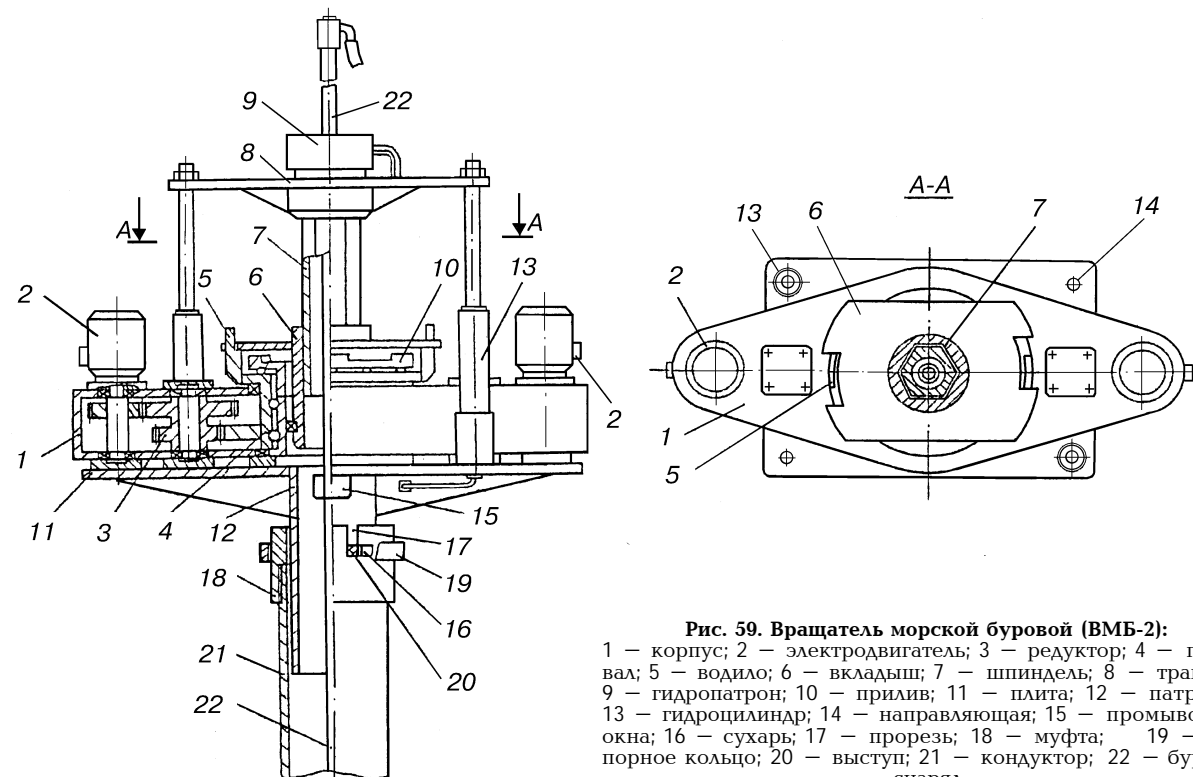


Рис. 59. Вращатель морской буровой (ВМБ-2):

1 — корпус; 2 — электродвигатель; 3 — редуктор; 4 — полый вал; 5 — водило; 6 — вкладыш; 7 — шпиндель; 8 — траверса; 9 — гидropатрон; 10 — прилив; 11 — плита; 12 — патрубок; 13 — гидроцилиндр; 14 — направляющая; 15 — промывочные окна; 16 — сухарь; 17 — прорезь; 18 — муфта; 19 — стопорное кольцо; 20 — выступ; 21 — кондуктор; 22 — буровой снаряд

Техническая характеристика ВМБ-2

Номинальная глубина бурения, м.....	150
Диаметр бурения, 10 ⁻³ м:	
начальный.....	132
конечный.....	59
Диаметр бурильных труб, 10 ⁻³ м.....	42; 50
Частота вращения, об/мин.....	78
Система подачи инструмента.....	Гидравлическая
Ход подачи, м.....	0,4
Число цилиндров гидроподачи.....	2
Максимальная скорость подачи, м/мин:	
вниз.....	1,72
холостого подъема.....	7,05
рабочего подъема.....	1,41
Максимальное усилие гидроподачи, кН	
вверх.....	50
вниз.....	40
Мощность привода, кВт.....	3,0×2
Габариты, м:	
длина.....	0,97
ширина.....	0,48
высота.....	1,25*
Масса, кг.....	450

*При верхнем положении зажимного патрона.

Принцип бурения с применением ВМБ-2 состоит в следующем. Лебедкой БС опускают до дна акватории колонну обсадных труб 21 и на всю мощность рыхлых отложений бурят ударно-забивным способом. При встрече валунов, плотных или коренных пород ударно-забивное бурение прекращают, на кондуктор устанавливают площадку с укрепленным на ней вращателем, подсоединяют гидравлические магистрали, электрокабель и через центральное отверстие вала 4 осуществляют спуск бурового снаряда 22. Так как приводные двигатели реверсивные, то операции свинчивания и отвинчивания труб при спуске и подъеме снаряда выполняют механически.

После спуска снаряда до забоя скважины на плиту площадки устанавливают направляющие, на них и на штоки гидроцилиндров надевают траверсу со шпинделем и патроном так, чтобы шпиндель вошел в отверстие вкладыша, и траверсу закрепляют на штоках гидроцилиндров гайками. От бурового насоса по снаряду подают в скважину промывочную жидкость, включают вращение и осуществляют бурение. Подъем снаряда из скважины производят в обратной последовательности.

Работоспособность и эффективность ВМБ-2 доказана при бурении производственных скважин с промывкой морской водой при помощи насоса НБ-3 по схеме с открытой циркуляцией промывочной жидкости. Для уменьшения загрязнения акватории поступающим из скважины шламом на верх кон-

дуктора устанавливали юбку с отводным патрубком и соединенным с ним шлангом. Шлаг сбрасывали в море, и его свободный конец в зависимости от глубины воды и длины шланга либо достигал дна, либо находился на расстоянии от поверхности моря, равном длине шланга. При бурении насыщенный шламом пород восходящий поток морской воды изливался у дна моря и не загрязнял его поверхностные воды.

Бурение осуществляли снарядом, включающим твердосплавную коронку диаметром 0,112 м, колонковую диаметром 0,108 м, бурильные трубы диаметром 0,042 м и ведущую диаметром 0,05 м. В галечно-щебнистых породах бурили с осевой нагрузкой 3–4 кН и расходом промывочной жидкости 20 л/мин при средней механической скорости 1,5 м/ч, в кварцитовых валунах — с осевой нагрузкой 5–9 кН и расходом жидкости 90 л/мин при средней механической скорости 0,2–0,3 м/ч.

Выход керна при бурении по валунам с прямой промывкой составлял 50–70 %, с обратной, создаваемой при помощи эжекторного колонкового снаряда, — 70–90 %. Обратная призабойная циркуляция создавала в кернаприемной трубе восходящий поток, препятствующий самозаклиниванию и размыву керна. Незначительные потери керна обусловлены повторным перебуриванием валунов, выпадающих из колонковой трубы в процессе ее расхаживания.

Целесообразность симметричной установки на вращатель двух двигателей доказана практикой. Это исключило биение ведущей штанги и в два раза, по сравнению с ВМБ-1, повысило мощность привода вращателя. Теоретические расчеты показывают, что ВМБ-2 обеспечивает с запасом по мощности 1,16 кВт нормальное бурение скважин диаметром 0,112 м глубиной до 150 м с частотой вращения бурового снаряда 78 об/мин при осевой нагрузке 10 кН.

ВМБ-2 не подвержен качке, так как установлен на погруженном в грунт кондукторе, который вследствие его малого миделевого сечения волна не раскачивает. Гибкая связь вращателя с БС (электрокабель и водяной шланг) позволяет судну без заметного влияния на процесс бурения дрейфовать и качаться в пределах, допустимых по условиям выполнения работ. Поэтому ВМБ-2 дает возможность бурить при волнении моря до 3 баллов без применения специальных дорогостоящих и громоздких компенсаторов качки.

Независимо от качки БС гидроцилиндры ВМБ-2 позволяют регулировать и поддерживать необходимую нагрузку на забой

скважины и тем самым применять любой из известных типов породоразрушающего инструмента, использовать прогрессивные технологии бурения, отработанные и применяемые в условиях суши, и добиваться высоких скоростей бурения.

Конструкция ВМБ-2 и схема бурения с его применением требуют совершенствования в следующих направлениях: облегчение и ускорение спуска в скважину, наращивание и подъем из скважины бурового снаряда; регулирование частоты вращения бурового снаряда в зависимости от физико-механических свойств разбуриваемых пород с целью повышения механической скорости бурения, а также качества и количества керна.

Сравнительно простое решение первой задачи возможно путем выполнения вращателя с симметрично расположенным подвижным силовым приводом с ходом по вертикали не менее 3 м. Решение второй задачи сводится к замене электродвигателей переменного тока гидромоторами или электродвигателями постоянного тока.

Применение буровых механизмов с электроприводом наиболее полно отвечает экологическим требованиям, предъявляемым при работах на море. На многих судах имеются генераторы постоянного тока. Частоту вращения бурового снаряда вращателями с электродвигателями постоянного тока можно регулировать от нуля и выше плавно путем изменения подводимого напряжения регулятором возбуждения генератора постоянного тока. При этом частота вращения не зависит от крутящего момента, необходимого для вращения снаряда и разбуривания пород на забое скважины, т.е. электродвигатель можно запускать без разгона, а также без коробки скоростей, редуктора и муфты сцепления.

Обслуживание буровых механизмов с гидроприводом на море более безопасно, чем с электроприводом. Кроме того, в эффективных для вращательного бурения установках с электроприводом полностью исключить гидросистему затруднительно. Она необходима, например, для работы гидроцилиндров, обеспечивающих поддержание оптимальных осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент, и т.д. Вращатели с двумя гидродвигателями создают необходимый крутящий момент при меньшем давлении жидкости в гидросистеме, которое при одном гидродвигателе достигает 30 МПа. Уменьшение давления жидкости в гидropередачах снижает вероятность ее протечек в соединительных узлах с буровыми механизмами и для условий работы на море повышает кон-

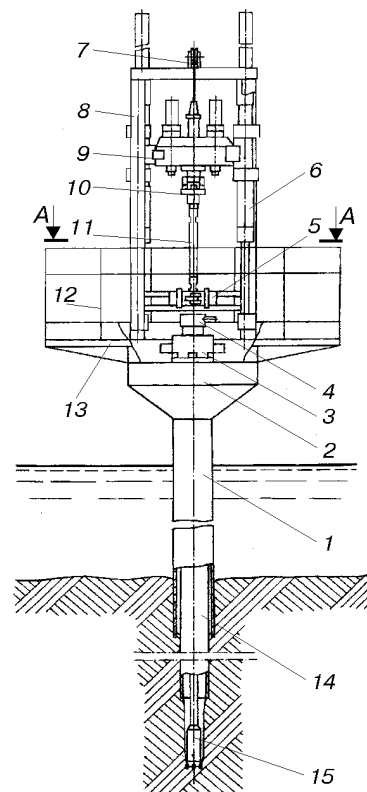
курентоспособность гидродвигателей по сравнению с электродвигателями.

На основе результатов бурения скважин в море с опорной колонны с применением вращателя ВМБ-2 авторами разработаны технические требования и даны некоторые теоретические обоснования их основных положений к комплексу более совершенных буровых механизмов для бурения с колонны. В соответствии с этими требованиями ОАО "Геомаш" изготавливает морскую буровую установку (МБУ) "Старт".

Техническая характеристика МБУ "Старт"

Глубина скважины, м:	
по воде	30
по породам	70
Диаметр скважины по породам, 10^{-3} м	91 – 190
Угол наклона скважины, град.....	90
Вращатель:	
тип.....	Подвижной откидной
привод.....	От двух гидродвигателей
частота вращения, c^{-1} (об/мин).....	0,12 – 8,33 (7 – 500)
крутящий момент, кН·м (кгс·м).....	2(200)
Бурильные трубы:	
длина, м.....	До 3
диаметр, м.....	0,063
Механизм подачи:	
тип.....	Гидравлический
	с двумя цилиндрами
ход подачи, м.....	3,2
усилие подачи (вниз/вверх), кН.....	100/30
скорость подачи (вниз/вверх), м/с.....	0,3/0,4
Лебедка:	
тип.....	Со свободным сбросом
	инструмента
привод.....	Гидравлический
емкость барабана, м, с тросом диаметром 0,008 м.....	40
скорость подъема, м/с.....	До 1,0
грузоподъемная сила на втором слое, кН	6,0
Трубодержатель:	
тип.....	Пружинно-гидравлический,
	откидной
диаметр зажимаемых труб, м.....	0,063
усилие зажима, не менее, кН.....	20
Спайдер:	
тип.....	Гидравлический,
	самоцентрирующий
	зажим призмами
диаметр пропускаемых снарядов, м.....	До 0,18
диаметр зажимаемых труб, м.....	0,127 – 0,168
усилие зажима, не менее, кН.....	60
Мачта:	
грузоподъемная сила, кН.....	100
высота, м.....	5,1
Габариты рабочей платформы, м.....	2,5×2,6
Масса бурового блока и рабочей платформы, кг.....	2800

a



б

A-A

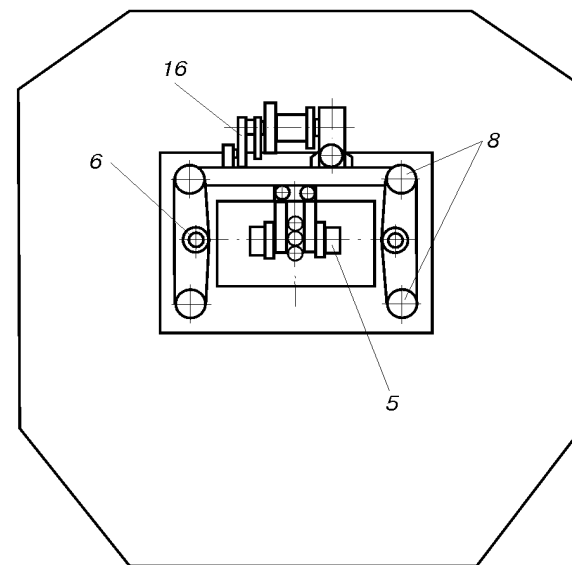


Рис. 60. Морская буровая установка "Старт":

† — вид спереди; · — вид по A-A; 1 — опорная колонна; 2 — наголовник; 3 — спайдер; 4 — сливной переходник; 5 — трубодержатель; 6 — цилиндр подачи; 7 — кронблок; 8 — мачта; 9 — вращатель; 10 — патрон; 11 — бурильная колонна; 12 — ограждение; 13 — рабочая платформа; 14 — обсадная колонна; 15 — колонковый снаряд; 16 — лебедка

МБУ "Старт" включает комплекс исполнительных буровых механизмов, смонтированных на рабочей платформе, установленной в период бурения на опорной колонне, а также силового и грузоподъемного оборудования, смонтированного на буровом судне.

В состав исполнительных буровых механизмов, смонтированных на рабочей платформе, входят: вращатель подвижной с двумя симметрично расположенными относительно его рабочего колеса (относительно оси бурового снаряда) гидродвигателями; два гидроцилиндра, симметрично расположенные относительно оси опорной колонны; лебедка с гидроприводом и свободным сбросом инструмента; трубодержатель и спайдер для зажима и удержания от вращения бурильных и обсадных труб соответственно; мачта П-образная с однорычковым кронблоком (рис. 60).

На буровом судне установлены: маслостанция с приводом от электродвигателя; буровая лебедка станков ЗИФ-650М, ЗИФ-1200МР или СКБ-5; буровая вышка с грузоподъемной силой до 300 кН; набор обсадных и бурильных труб, буровых снарядов и инструментов.

МБУ "Старт" оснащена электрогидравлическим управлением распределительными устройствами масла. Это позволяет управлять некоторыми процессами бурения дистанционно, т.е. без нахождения на рабочей платформе опорной колонны бурового персонала, и сократить число масляных шлангов высокого давления для работы пяти основных механизмов-потребителей с 12 до 4. Благодаря этому повышается безопасность работы, облегчаются условия монтажа и демонтажа гидросистемы, исключается возможность протечек в соединениях маслошлангов, что особенно важно для соблюдения экологических требований при бурении на акваториях.

6.4. СПОСОБЫ БУРЕНИЯ НА ГЛУБОКОВОДНЫХ АКВАТОРИЯХ ШЕЛЬФА

Область применения вращателей, устанавливаемых на опорной колонне, нижний конец которой заземлен в грунте морского дна, а верхний находится в направляющей БС, ограничена глубинами моря по условиям устойчивости и прочности колонны (кондуктора). В процессе бурения кондуктор подвержен осевым нагрузкам от сил тяжести вращателя, бурильных и обсадных труб, сил, создаваемых гидроцилиндра-

ми при расхаживании и ликвидации прихватов снаряда, а также горизонтальным нагрузкам от сил волнения, течений и дрейфа БС. При больших значениях перечисленных нагрузок кондуктор любой высоты может сломаться.

Наибольшие осевые нагрузки возникают при ликвидации прихватов бурового снаряда. В этом случае только гидросистема нагружает кондуктор силой 50 кН и более. С учетом сил тяжести вращателя и непосредственно кондуктора сила нагружения последнего достигает 60–70 кН. Для этих условий предельная высота кондуктора диаметром 0,168/0,148 м по условиям его устойчивости составляет 23–21 м соответственно.

Увеличение диаметра труб кондуктора, предела текучести материала труб и использование труб с оптимальной толщиной стенки существенно повышают допустимые высоты кондукторов (см. разд. 6.3). Однако под действием волнений, течений и качки БС кондуктор зачастую уже в начале бурения занимает наклонное положение. Поэтому использование кондукторов в качестве опорного основания для бурения с него установками типа ВМБ-2 или МБУ “Старт” возможно преимущественно на глубинах моря до 50 м.

Площади шельфов морей с такими глубинами огромны, поэтому велика и область применения опорных оснований в виде колонны обсадных труб. Однако давно назрела необходимость эффективного бурения разведочных и структурно-картировочных скважин вращательным способом с БС на глубинах шельфа 100 м и более.

Для бурения разведочных скважин на глубоких и открытых штормовым ветрам акваториях шельфа должны разрабатываться специальные конструкции и схемы оснастки морских моноопорных оснований и буровых кондукторов. Некоторые из таких конструкций, в основе которых лежат принципы не только повышения прочности, но и снижения воздействующих на них нагрузок, описаны в последующих разделах.

6.4.1. МОРСКОЙ БУРОВОЙ КОНДУКТОР В ТРУБЧАТОМ КОЖУХЕ

Увеличить глубины разведываемых акваторий и осуществлять бурение при волнении моря до 4 баллов позволяет способ оснастки кондуктора, отличающийся тем, что стрелу прогиба его части, перекрывающей слой воды в месте буре-

ния, ограничивают в пределах упругих деформаций кондуктора при помощи трубчатого кожуха. Верхний конец кожуха подвешен на БС, а нижний находится на расстоянии от дна моря, равном или большем величины изменения уровня воды, вызываемого волнением, приливно-отливными и стонно-нагонными явлениями. С нижним концом кожуха соединен кольцевой подводный забивной снаряд, и кондуктор погружают в рыхлые породы путем расхаживания кожуха со снарядом, а в плотных и крепких породах бурят вращателем, устанавливаемым на верх кондуктора (рис. 61).

При такой схеме оснастки кондуктора стрела его прогиба ограничена величиной зазора между стенками кожуха и кондуктора:

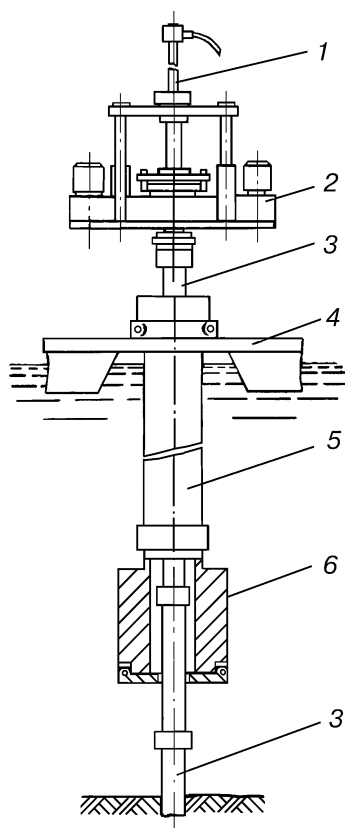


Рис. 61. Схема оснастки кондуктора для бурения на больших глубинах шельфа:
1 — буровой снаряд; 2 — вращатель; 3 — кондуктор; 4 — БС или ПБУ; 5 — кожух; 6 — забивной снаряд

$$f = 0,5(D - d), \quad (16)$$

где f – стрела прогиба кондуктора; D – внутренний диаметр кожуха; d – наружный диаметр кондуктора.

Для кондуктора из труб диаметром 0,168 м, соединенных муфтами диаметром 0,188 м, рационально использовать кожух из труб наружным диаметром 0,219 м. При этом стрела прогиба кондуктора меньше 0,01 м и напряжение его изгиба меньше предела упругих деформаций. Допустимая высота кондуктора при такой схеме оснастки и незначительном дрейфе БС ограничивается в основном напряжением сжатия в месте защемления кондуктора в грунте и превышает 1000 м ($L = [\sigma]/\gamma$, где $[\sigma]$ и γ – предел текучести и удельный вес материала кондуктора соответственно). Во избежание поломок длинного кожуха от продольного изгиба при нанесении им ударов он может быть выполнен телескопическим.

Принцип бурения скважин комбинированным ударно-забивным и вращательным способами с применением оснастки кондуктора трубчатым кожухом состоит в следующем. В проем БС или любого другого плавсредства (см. рис. 61) опускают и подвешивают на хомуте подводный кольцевой забивной снаряд 6 (см. схему на рис. 44). С его верхним концом соединяют трубчатую секцию кожуха 5 и, наращивая ее последующими секциями, забивной снаряд опускают на расстояние от дна, равное или несколько большее, чем величина изменения уровня воды в месте бурения, вызываемого волнением, приливно-отливными и стонно-нагонными процессами. В таком положении верхний конец кожуха подвешивают на БС при помощи хомута и вовнутрь кожуха опускают до дна моря кондуктор 3.

Далее верхний конец кожуха соединяют с тросом лебедки, кожух приподнимают до перехода забивного снаряда через придонную муфту кондуктора. В таком положении верхний конец кожуха возвышается над палубой БС на длину секции кондуктора. Расхаживая кожух, наносят удары забивным снарядом по придонной муфте кондуктора и погружают его в породы дна до достижения верхним концом кожуха уровня палубы БС. Затем кожух снова приподнимают до перестановки забивного снаряда на следующую вышестоящую муфту кондуктора и процесс его погружения в породы продолжают.

Верхний конец погружаемого в породы кондуктора может уходить ниже палубы БС на длину его наращиваемых секций, после чего перед установкой забивного снаряда на вышестоя-

ящую муфту кондуктор наращивают. Породы, поступающие в кондуктор, по мере его погружения выбирают забивными керноприемниками по традиционным схемам.

При приближении башмака кондуктора к твердым или крепким коренным породам оснастку кондуктора готовят к переходу на вращательный способ бурения. Для этого кожух наращивают патрубком, равным примерно половине длины секции кондуктора, и продолжают бурение ударно-забивным способом до максимально возможного приближения верхнего конца патрубка кожуха к палубе БС. Затем кожух приподнимают на высоту патрубка, подвешивают кожух на хомуте на БС и патрубок отсоединяют.

В таком положении нижний конец забивного снаряда находится примерно на середине трубчатой секции кондуктора и при качке БС из-за волнения моря не ударяет по муфтам кондуктора. Для гарантированного исключения таких ударов конструкцию забивного снаряда на кожухе целесообразно выполнить в соответствии с принципом, изложенным в а.с. № 1173001 (1985 г.). Особенность этой конструкции состоит в том, что она после завершения погружения в породы ударами кондуктора позволяет отвести вниз пластины 3, подвешенные на шарнирах 2 к корпусу 1 забивного снаряда (см. рис. 44). При этом пластины 3 не препятствуют свободному движению забивного снаряда вверх и вниз по кондуктору, в том числе через его соединительные муфты.

Далее наращивают кондуктор с превышением его верхнего конца над палубой БС, равным или большим амплитуде волны, устанавливают на возвышающийся конец кондуктора вращатель ВМБ-2 или рабочую платформу с МБУ "Старт" и бурят вращательным способом по известным и описанной в разд. 6.3.3 схемам.

Демонтаж оборудования по окончании бурения скважины осуществляют в следующей последовательности: грузоподъемными средствами БС снимают с кондуктора рабочую платформу с буровыми исполнительными механизмами, извлекают из скважины кондуктор и кожух, разбирают их на отдельные секции и укладывают на палубе БС, затем извлекают и помещают на палубу или оставляют в проеме БС подвешенным на хомуте подводный забивной снаряд.

Предложенный способ оснастки кондуктора повышает механическую скорость, удобство и производительность забивного бурения, так как:

повышает энергию и КПД удара за счет использования массы кожуха в качестве массы забивного снаряда;

позволяет увеличить частоту нанесения ударов и уменьшить наклеп ударяемых муфт за счет уменьшения высоты расхоживания ЗС;

увеличивает продолжительность удара l и глубину внедрения кондуктора в породы за удар за счет увеличения длины l ударника ($l = 2l/\dot{z}$, где \dot{z} — скорость звука в материале ударника);

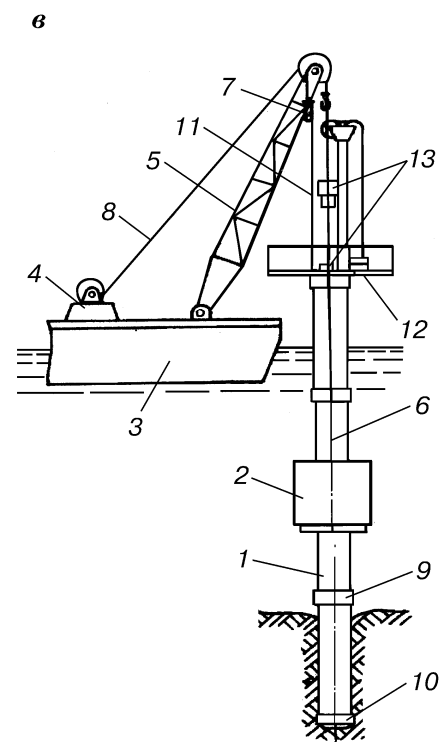
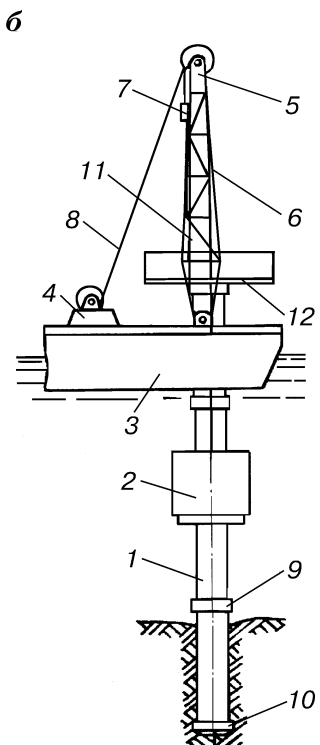
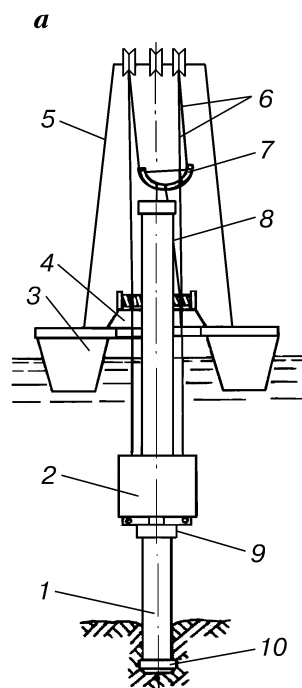
позволяет использовать кожух также в качестве направляющей ПБУ и погружать кондуктор с уходом его верхнего конца ниже уровня моря, а затем наращивать кондуктор секциями по 5–8 м (традиционно по 2 м), уменьшая при этом количество резьбовых соединений, сокращая затраты труда и времени на их изготовление, навинчивание и отвинчивание.

Перечисленные достоинства подвески подводного ЗС на кожухе убеждают в целесообразности ее применения для бурения на малых и больших глубинах моря, независимо от необходимости использования на скважине вращательного способа. Разработанный способ эффективен также для бурения на акваториях с сильными течениями воды. Силы тяжести кожуха и установленного на его нижнем конце ЗС препятствуют отклонению кондуктора от вертикали силами течения.

Разработанный способ оснастки кондуктора трубчатым кожухом дает возможность использовать кондуктор также в качестве опорной колонны для бурения с нее вращательным способом и выполнения пенетрационно-каротажных исследований донных грунтов на любых глубинах шельфа. При этом поломки кондуктора от сил его тяжести, сил тяжести установленных на него буровых механизмов, нагружений ударами по нему забивным снарядом, реактивным крутящим моментом от работы вращателя и сил волнений моря до 4 баллов исключаются.

6.4.2. СПОСОБ СТАБИЛИЗАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ БУРОВОГО ОПОРНОГО ОСНОВАНИЯ

В основе способа стабилизации и поддержания опорной колонны в вертикальном положении заложен принцип подвески на тросах установленной на колонне рабочей платформы с буровыми механизмами к порталу обслуживающего БС или плавсредства другого типа. Примеры реализации такого способа известны. Например, в разд. 3.1 описан способ бурения



с установленной на колонне рабочей платформы, которая подвешена к тросу крана качающегося на волнах плавсредства через компенсатор вертикальной качки (см. рис. 34).

Однако известные конструкции компенсаторов вертикальных перемещений плавсредства не обеспечивают натяжения опоры с постоянной необходимой силой, так как работа компенсатора начинается только после изменения положения плавсредства на волне, т.е. с запаздыванием. Кроме того, компенсаторы — это громоздкие, массивные и дорогостоящие устройства.

В описываемом ниже способе стабилизацию опорной колонны на дне моря осуществляют погружением ее в породы дна ударами по придонной муфте подвешенным на тросе лебедки плавсредства кольцевым забивным снарядом, который надет на колонну с возможностью поступательного перемещения, а натяжение колонны обеспечивают силой тяжести того же забивного снаряда, приподняв его над придонной муфтой на высоту морской волны или большую и зафиксировав на рабочей платформе при помощи троса, переброшенного через блок вышки плавсредства.

Один из возможных вариантов технического решения предлагаемого способа стабилизации и повышения устойчивости опорной колонны для бурения разведочных скважин на море заключается в следующем (рис. 62).

Плавсредство 3 выводят на точку заложения скважины, заякоривают, промеряют глубину моря и в соответствии с ней устанавливают необходимую длину ветвей тросовой петли 6. В проем в палубе плавсредства опускают опорную колонну 1, поочередно наращивая ее секциями, до упора башмака 10 в грунт морского дна. Наращивание секций и опускание опорной колонны до дна моря осуществляют на тросе 8 буровой лебедки 4, который при этом отсоединен от уравнивающей дуги 7.

Первой в проем опускают секцию, состоящую из башмака 10 и двух труб, соединенных муфтой 9. На вторую от башмака трубу первой секции надевают кольцевой забивной снаряд 2 с присоединенными к нему концами тросовой петли 6.

Рис. 62. Схема способа стабилизации (†) и повышения устойчивости (·, ,) опорной колонны:

1 — опорная колонна; 2 — забивной снаряд; 3 — плавсредство; 4 — буровая лебедка; 5 — буровая вышка; 6 — тросовая петля; 7 — уравнивающая дуга; 8 — трос буровой лебедки; 9 — муфта; 10 — башмак; 11 — фиксирующий трос; 12 — рабочая платформа; 13 — буровые механизмы

В процессе наращивания секций опорной колонны забивной снаряд 2 находится на муфте 9 и вместе с тросами петли 6 опускается до упора башмака 10 в грунт морского дна, а уравнивающая дуга 7 находится на плавсредстве.

После достижения башмаком 10 морского дна трос 8 соединяют с уравнивающей дугой 7 и, чередуя поднятие и сбрасывание забивного снаряда 2 на муфту 9, погружают опорную колонну ударами в грунт морского дна. По достижении муфтой 9 дна моря опорную колонну наращивают очередной трубой, буровой лебедкой 4 забивной снаряд перемещают по опорной колонне на вышележащую муфту 9 и поочередным его поднятием и сбрасыванием продолжают погружение колонны в породы дна. Порядок выполнения технологических операций и принцип работы забивного снаряда при этом описаны в разд. 6.1.1.

После погружения опорной колонны в грунт морского дна на глубину, достаточную по условиям прочности узла грунтовой заделки колонны, ее продолжают погружать до положения, при котором возвышение ее верхнего конца над палубой плавсредства на тихой воде составит примерно 1,5 м. Затем на опорной колонне монтируют рабочую платформу 12, и на этом процесс стабилизации опорной колонны считается завершенным. Так как рабочая платформа превышает палубу плавсредства на 1,5 м, исключается их соударение при высоте морской волны до 3 м.

Устойчивость морского бурового основания в виде опорной колонны повышают следующим образом (рис. 62, б). К дуге 7 присоединяют параллельно с тросом 8 фиксирующий трос 11 длиной на 2–2,5 м меньше расстояния между рабочей платформой 12 и кронблоком буровой вышки 5. Лебедкой 4 поднимают забивной снаряд 2 над муфтой 9 на высоту, равную примерно половине длины трубы, на которой находится в это время забивной снаряд. Эта высота не должна быть меньше высоты волны, при которой предполагается бурить с плавсредства.

Затем свободный конец фиксирующего троса 11 крепят на рабочей платформе 12 и дают слаbinу тросу 8. При этом забивной снаряд находится в подвешенном положении и силой, равной силе своей тяжести, натягивает фиксирующий трос 11. А так как трос 11 соединен с закрепленной на опорной колонне рабочей платформой 12, то опорная колонна натягивается в осевом направлении вверх силой, равной силе тяжести забивного снаряда, и это повышает устойчивость опорного основания.

Теперь трос 8 буровой лебедки 4 может быть отсоединен от дуги 7, переброшен через свободный блок буровой вышки 5 и использован для монтажа необходимых буровых механизмов 13 на рабочей платформе 12 и выполнения некоторых технологических операций при бурении скважины. На рабочей платформе 12 в качестве буровых механизмов 13 могут быть установлены лебедка, мачта, вращатель, гидроцилиндры для вдавливания в грунт пенетрационных зондов и поддержания оптимальной осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент при вращательном бурении, трубодержатель и т.д. При этом волнение моря и качка плавсредства не оказывают на процесс бурения с рабочей платформы практического влияния.

При наличии на плавсредстве выдвижной или наклоняющейся буровой вышки, позволяющей выводить ее кронблок за пределы плавсредства, оно после монтажа, стабилизации и натяжения опорной колонны может быть отведено от нее в положение, показанное на рис. 62, в. В периоды повышенного волнения моря это исключит удары качающегося на волнах плавсредства по опорной колонне и предотвратит возможные ее повреждения.

После завершения бурения скважины демонтаж опорного основания осуществляют в следующем порядке. Буровой лебедкой 4 при помощи троса 8 с рабочей платформы 12 снимают буровые механизмы 13 и укладывают на плавсредстве. Затем трос 8 соединяют с уравнивающей дугой 7, лебедкой 4 приподнимают забивной снаряд 2 до образования слабину фиксирующего троса 11, отсоединяют последний от уравнивающей дуги, забивной снаряд опускают на муфту колонны и уравнивающую дугу отсоединяют от троса 8. Далее при помощи лебедки 4 с тросом 8 опорную колонну поднимают из грунта, разбирая ее на отдельные секции по мере подъема, и укладывают на палубе плавсредства, которое после этого может переходить на другую точку бурения.

Описанный способ стабилизации и повышения устойчивости опорной колонны позволяет повысить надежность работы морского бурового моноопорного основания и разведывать более глубокие акватории без дополнительных материальных затрат на компенсацию качки плавсредства, так как стабилизация и натяжение основания обеспечиваются при помощи одного и того же устройства — забивного снаряда, используемого для бурения скважины ударно-забивным способом и натяжения опорного основания.

Сила натяжения опорного основания в процессе качки

плавсредства не меняется, так как плавсредство и забивной снаряд перемещаются на волне синхронно. Так как забивной снаряд надет на зафиксированную в дне моря опорную колонну, он не раскачивается силами давления волн и течений в горизонтальной плоскости и в отличие от известных решений не требует для предотвращения раскачивания применения специальных устройств, затрат материалов, труда и времени на их изготовление, монтаж и демонтаж.

6.4.3. ПРЕДВАРИТЕЛЬНО НАПРЯЖЕННАЯ (РАСТЯНУТАЯ) ОПОРНАЯ КОЛОННА

Допустимая высота опорной колонны ограничена значением суммарного допустимого напряжения, появляющегося в ее опасном сечении под воздействием на нее поперечных и продольных сил. В основе описываемого способа повышения допустимой высоты и сил нагружения опорной колонны заложено уменьшение напряжения в ее опасном сечении от воздействия продольных сил.

В продольном (осевом) направлении колонна нагружена силой собственной тяжести, силами тяжести расположенных на ней механизмов, а также силами, возникающими в процессе выполнения технологических операций при бурении. Силы тяжести вызывают в колонне напряжения сжатия. Силы технологических операций могут вызывать сжатие (например, при спуске и извлечении из скважины бурового снаряда и т.п.) и растяжение колонны (например, при вдавлении грунтоносов или пенетрационно-каротажных зондов в породы забоя и т.д.). В первом случае силы технологических операций складываются с силами тяжести, во втором — вычитаются из сил тяжести.

На практике в большинстве случаев наиболее опасен для работы опорной колонны первый случай, когда все действующие на колонну продольные силы являются силами сжатия. Эти силы вызывают соответствующее напряжение сжатия. Максимальное его значение наблюдается в опасном сечении колонны, которое находится у дна моря.

Для уменьшения этих напряжений предлагается выполнить опорную колонну предварительно напряженной. Это значит, что еще до нагружения колонны силами тяжести и сжимающими силами технологических операций колонну растягивают и она находится в напряженном состоянии.

Напряжение предварительного растяжения колонны при

нагрузении ее силами тяжести буровых механизмов и сжимающими силами технологических операций будет уменьшаться на величину напряжения сжатия, которое способны вызвать в колонне указанные суммарные силы ее продольного нагружения. При определенных соотношениях напряжения предварительного растяжения колонны и сил продольного ее нагружения в опасном сечении колонны будет иметь место либо напряжение растяжения, которое значительно меньше первоначального или равно нулю, либо напряжение сжатия.

Для практической реализации такого решения предлагает-ся секции опорной колонны выполнять из концентрично установленных одна в другую с зазором труб, соответствующие концы каждой секции герметично соединять элементами замкового соединения и в образованной полости между наружной и внутренней трубами создать давление воздуха (рис. 63).

Герметизацию полости между внутренней и наружной трубами секции можно обеспечить сваркой их концов с ниппелем и муфтой замкового соединения. Для нагнетания в образованную полость воздуха и последующего контроля за давлением в ней в теле ниппеля или муфты замкового соединения может быть смонтировано специальное ниппельное устройство.

При погружении в породы морского дна опорной колонны из двухтрубных секций ударами подводного кольцевого забивного снаряда по элементам колонны (см. разд. 6.1.1 и рис. 44) наружный диаметр первых 3–4 замков от башмака должен быть примерно на 0,03 м большим наружного диаметра колонны. Наружные диаметры остальных замковых соединений и наружных труб колонны могут быть одинаковыми, т.е. колонна выше ударяемых придонных замков может быть гладкоствольной.

И в том и в другом случае толщина стенки замкового соединения, перекрывающего толщины стенок двух труб и зазор между ними, достаточна для выполнения резьбы с крупным шагом и конусностью. В отличие от колонн с муфтовым соединением труб это существенно облегчает трудновыполнимое, особенно в условиях качки плавсредства, навинчивание труб больших диаметров и ускоряет монтаж и демонтаж опорной колонны.

Допустимая высота опорной колонны из одинарных труб диаметром 0,324/0,296 м, рассчитанная для наиболее тяжелых условий ее нагружения в период ожидания прекращения

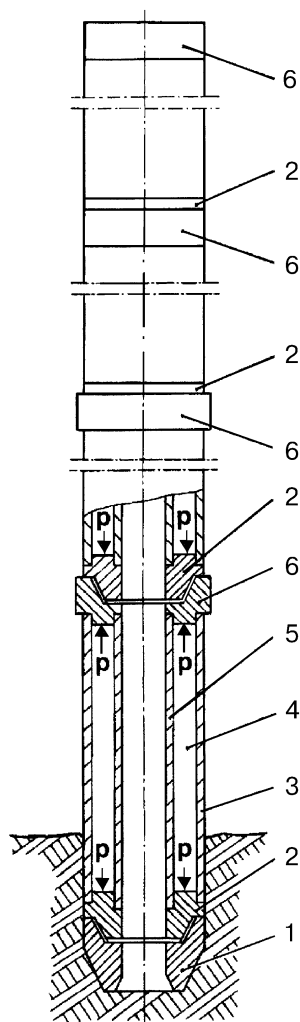


Рис. 63. Схема опорной колонны из предварительно напряженных ее секций:

1 — башмак; 2, 6 — nipple и муфта соединительного замка соответственно; 3, 5 — наружная и внутренняя трубы секции соответственно; 4 — воздушная полость секции; p — давление воздуха в полости секции колонны

шторма, составляет 54,9 м. Допустимая величина нагружения колонны того же диаметра длиной 54 м силами тяжести буровых механизмов и технологических операций, вычисленная для условий ее работы в период бурения, не должна превышать $7,5 \cdot 10^4$ Н. И это без учета необходимого коэффициента запаса прочности (см. разд. 6.3.2).

Допустимая высота опорной колонны из секций двойных

труб даже без приведения их в предварительно напряженное состояние будет больше, чем высота колонны из секций одинарных труб. Опорная колонна из двойных труб представляет собой более жесткую и прочную металлоконструкцию, так как ее наружные и внутренние трубы по высоте в каждой секции жестко соединены между собой и приведенная суммарная их толщина стенки ближе к оптимальной. Поэтому опорная колонна высотой 55 м из двойных труб будет обладать достаточным запасом прочности и может быть безопасно нагружена максимально возможными продольными силами, возникающими в процессе бурения.

Сила растяжения в секции двухтрубной колонны определяется произведением давления воздуха в ее полости на площадь поперечного сечения между внутренней и наружной трубами. Площадь поперечного сечения зависит от наружного диаметра труб и толщины стенки наружной трубы. Необходимое давление воздуха в полости между трубами определяется расчетным путем в зависимости от прочности труб колонны и предполагаемых максимально возможных сил ее продольного нагружения.

Эффективность повышения допустимой высоты опорной колонны и пределов ее нагружения продольными силами путем предварительного ее растяжения подтверждается следующим примером.

Исходя из рациональности сочетания прочности опорной колонны и удобства ее монтажа и демонтажа наружный диаметр секций опоры желательно принять равным 0,324 м. Учитывая достаточность максимального диаметра бурения большинства разведочных скважин, диаметр внутренней трубы секции можно принять равным 0,168 м. Для уменьшения массы каждой секции используем наружные и внутренние трубы с толщинами стенок 0,01 м.

Значения сил продольного нагружения опорной колонны примем максимально возможными: сила тяжести буровых механизмов 30 кН; сила тяжести опорной колонны высотой 55 м из двойных труб указанных диаметров 64,2 кН; силы, возникающие при выполнении технологических операций, — 15 кН на сжатие опоры при извлечении из скважины бурового снаряда лебедкой (грузоподъемная сила лебедки МБУ "Старт" 6 кН) и 100 кН на растяжение опоры при вдавливании в забой измерительных зондов и грунтоносов (максимально возможное усилие гидроцилиндров подачи вниз МБУ "Старт"). Следовательно, максимальные значения сил продольного нагружения опорной колонны составляют: вниз

110 кН; вверх 6 кН плюс сила, создаваемая давлением воздуха в полостях секций колонны.

Определим давление воздуха в полостях секций опорной колонны, необходимое для того, чтобы напряжение в опасном ее сечении от действия продольных сил свести к нулю. Задача сводится к определению давления, которое, будучи умноженным на площадь сечения кольцевого зазора между наружной и внутренней трубами секции, обеспечит растягивающую силу, равную 110 кН.

Такую силу в секциях указанных характеристик способно создать давление в их полостях, равное 1,7 МПа. Повышение давления воздуха в полости секции на каждые 0,1 МПа позволяет увеличить продольную силу нагружения опорной колонны на 6,4 кН. Вычисления, выполненные по условиям третьей теории прочности, показывают, что допустимое значение давления в трубах таких размеров с допустимым напряжением даже всего 200 МПа составляет не менее 13,3 МПа, т.е. почти в 8 раз больше необходимого.

При вдавливании в породы забоя измерительных зондов с силой 100 кН и давлением 1,7 МПа в полостях секций опорной колонны напряжение растяжения в сечениях труб с толщиной стенок 0,01 м составит всего 57,8 МПа, что значительно меньше допустимого.

Использование способа предварительного растяжения колонны эффективно для увеличения допустимой высоты и нагружения продольными силами не только буровых опорных колонн из двух коаксиально установленных друг в друге труб, но и некоторых высотных сооружений из однотрубных и комбинированных секций, а также металлоконструкций из множества соединенных между собой труб.

Напряжения в опорной колонне, вызываемые силами ее сжатия, изгиба и кручения, существенно уменьшаются по мере удаления от дна моря. Поэтому в опорной колонне по мере удаления от ее низа можно использовать секции с уменьшающимся в их полостях расчетным давлением воздуха либо переходить на монтаж верхней части колонны из однотрубных секций и т.д.

Особенно эффективен способ предварительного растяжения колонны для увеличения допустимой высоты и нагружения некоторых сооружений из одинарных труб (например, опоры для подвески проводов, опоры зданий и т.д.), а также металлоконструкций из нескольких соединенных между собой одинарных труб (например, свайные трубчатые основания для бурения в море нефтегазовых скважин и т.д.). Ис-

пользование способа предварительного растяжения трубчатых колонн в этих конструкциях не требует дополнительных затрат металла и не увеличивает их массу. Здесь достаточно загерметизировать концы труб (приварить фланцы) и создать в их полостях необходимое давление воздуха.

Абсолютные значения допустимой высоты и параметров высотных сооружений, в которых планируется использовать способ предварительного растяжения их трубчатых элементов, должны определяться расчетным путем с учетом конкретных условий их нагружения. Решение этих задач возможно по формулам сложного сопротивления сооружений изгибу, кручению и сжатию, в том числе с использованием методики, изложенной в работе [7].

6.4.4. МОРСКОЙ БУРОВОЙ КОНДУКТОР

Для повышения производительности бурения на море путем уменьшения количества поломок морского бурового кондуктора (МБК) вследствие шторма и потерь частично пробуренных скважин разработан телескопический МБК и способ бурения с его применением (а.с. № 1327604).

Телескопический МБК (рис. 64) состоит из основания 5 устья скважины, выполненного в виде герметичной емкости с центральным цилиндрическим проходным отверстием, и соосно установленной в нем трубчатой направляющей 10, жестко соединенных между собой днищем 4 и образующих кольцевой зазор, в котором коаксиально установлены трубчатые секции 11 и 13 с возможностью их продольного перемещения относительно друг друга и трубчатой направляющей.

На верхнем конце внутренней образующей основания и на нижних и верхних концах трубчатых секций установлены фланцы 12, обеспечивающие зацепление секций друг за друга при их раздвижении и препятствующие их выходу друг из друга и из основания. Верхний фланец секции 13 соединен с тросом 17, второй конец которого в процессе бурения закреплен на барабане лебедки БС 14, а в период отстоя на время шторма или отхода БС — на бую 16, указывающем местонахождение МБК.

В диаметральных плоскостях основания симметрично расположены и жестко соединены с его образующей вертикальные грузовые отсеки 6 и 18, выполненные в виде полых свай. Нижние концы отсеков закрыты конусообразными заглушками. Верхние концы отсеков 6 открыты, а отсеков 18 зак-

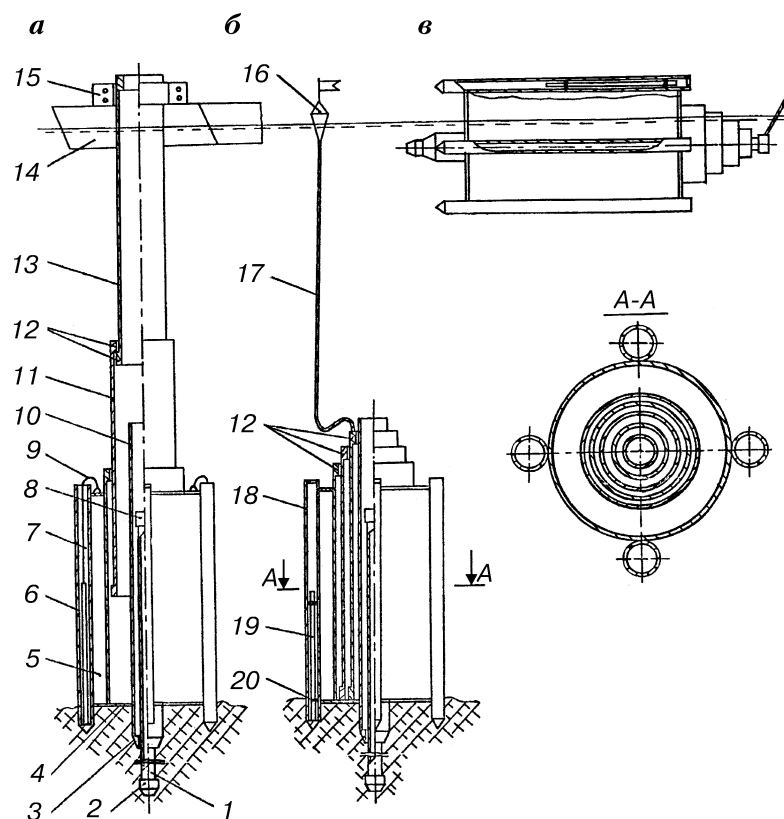


Рис. 64. Схема телескопического МБК при:
а — бурении; *б* — отстое на время шторма; *в* — транспортировке по морю

рыты заглушками. Внутри отсеков установлены цилиндрические пригрузы 7, соединенные тросами 9 со скобами, укрепленными на верхнем торце основания. Внутри отсеков 18 размещены цилиндрические пригрузы 19 с манжетами 20. Внутренние полости отсеков 18 соединены между собой в верхних и нижних концах трубами с установленными на них вентилями.

В направляющей установлена обсадная колонна 1 с возможностью перемещения до упора вверх башмаком 2, а вниз — наголовником 8 в башмак 3 направляющей. Направляющая и отсеки выдвинуты за пределы днища и выполняют

роль опор основания. Величина их выдвижения регулируется добавлением или снятием отдельных труб необходимых размеров в зависимости от плотности донных грунтов.

МБК буксируют на точку бурения на плаву в горизонтальном положении. При этом трубчатые секции переведены до упора в днище, обсадная колонна — до упора ее башмака 2 в башмак 3 направляющей, балластные отсеки 6 свободны от пригрузов 7, пригрузы 19 переведены до упора в верхние заглушки отсеков 18, а противоположные полости отсеков заполнены морской водой и вентили труб, соединяющих отсеки, закрыты.

После выхода на точку бурения МБК переводят в вертикальное положение. Для этого верхние трубы отсеков 18 соединяют с нагнетательной линией насоса, установленного на БС, и в отсеки нагнетают морскую воду. Давлением воды пригрузы 19 перемещают в противоположные концы отсеков, вытесняя находящуюся в них воду через открытый вентиль нижних соединительных труб. Тем самым плавно смещают центр тяжести МБК и переводят его из горизонтального в вертикальное положение. Затем МБК подводят в проем БС, отсоединяют от него нагнетательный шланг насоса, соединяют бурильную колонну с наголовником при помощи резьбы с большим шагом и левым заходом, вывешивают МБК на этой колонне при помощи грузоподъемной лебедки БС, устраняют избыточную плавучесть МБК и опускают его на дно. Для этого в отсеки 6 опускают на тросах 9 пригрузы 7 и свободные концы тросов 9 фиксируют на скобах основания. С пригрузами 7 МБК имеет отрицательную плавучесть, и его опускают до дна на бурильной колонне, постоянно подавая трос 17 и обеспечивая его слабинку.

После достижения дна в бурильную колонну опускают на тросокабеле инклинометр и замеряют зенитное и азимутальное отклонение МБК на дне. Инклинометр может быть предварительно установлен на образующей корпуса основания. Тогда тросокабель, как и трос 17, подают по мере спуска МБК, постоянно обеспечивая их слабинку.

При ровном дне МБК занимает вертикальное положение. Отклонения его от вертикали возможны из-за установки на наклонную площадку дна или различия плотности грунтов под разными опорами основания. В этом случае МБК поднимают на бурильной колонне от дна моря на 1–2 м и сбрасывают на дно. Если и после этого отклонение МБК от вертикали будет больше допустимого, то натяжением бурильной колонны МБК выводят до заданного направления и даль-

нейшую его установку осуществляют путем одновременного принудительного заглубления в грунт опор основания, направляющей и обсадной колонны при натянутой бурильной колонне и непрерывном контроле инклинометром отклонения МБК. Сила натяжения бурильной колонны должна обеспечивать вертикальное положение МБК при его установке и в то же время быть меньше силы, заглубляющей в грунт опоры основания, направляющую и обсадную колонну.

Заглубление в грунт перечисленных элементов МБК осуществляют ударным способом. Для этого подвешенную на тросе 17 секцию 13 приподнимают и сбрасывают на днище основания. Сила удара передается опорам основания и направляющей, и они погружаются в грунт. Так как башмак 3 направляющей упирается в башмак обсадной колонны, последняя погружается в грунт одновременно с направляющей и опорами основания.

Использование телескопических секций кондуктора в качестве ударника сокращает затраты материалов на изготовление специального погружателя, затраты времени на монтаж и демонтаж МБК, снижает массу опускаемого на дно оборудования. Кроме того, на процесс погружения в грунт элементов МБК телескопическими секциями в их подводном положении не влияет волнение, так как оно с глубиной резко затухает. В этой связи способ погружения в грунт морского дна элементов МБК телескопическими секциями в подводном положении ускоряет установку МБК в требуемом направлении.

После погружения направляющей, опор основания и обсадной колонны на необходимую глубину из бурильной колонны извлекают инклинометр; вращая бурильную колонну вправо, отворачивают ее от наголовника обсадной колонны и извлекают на поверхность. Далее, наматывая трос 17 на барабан грузоподъемной лебедки, телескопические секции кондуктора раздвигают до полного перекрытия ими водного слоя, т.е. до появления над палубой БС верхнего фланца секции 13, и последнюю подвешивают на хомуте 15. При этом выдвинутые секции кондуктора находятся в подвешенном состоянии и их сила тяжести препятствует изгибу от волнового воздействия. В то же время телескопическое соединение секций кондуктора позволяет БС перемещаться на волне в вертикальном направлении без нарушения прочности кондуктора.

Подвеска кондуктора на БС разгружает основание, обла-

дающее плавучестью. Для предотвращения его всплытия при подвеске кондуктора на БС массу пригрузов 7 и 19 определяют расчетным путем с учетом глубины погружения в грунт направляющей и опор основания, их диаметров и несущей способности грунта.

Затем из обсадной колонны выбирают любым из известных способов бурения (забивной, вращательный и т.д.) поступившие в нее при погружении породы. Если ниже башмака обсадной колонны находятся рыхлые влагоустойчивые породы, то погружение обсадной колонны в породы продолжают забивным способом. Для этого внутрь телескопических секций опускают на тросе забивной снаряд, выполненный в виде сплошной или кольцевой болванки.

В последнем случае опускаемые в скважину керноприемники проходят внутри забивного снаряда и отбор керна из обсадной колонны производят без подъема в каждом рейсе на поверхность ЗС. По достижении башмаком обсадной колонны плотных пород забивной снаряд извлекают из скважины и бурение ниже башмака продолжают вращательным способом. При необходимости обсадная колонна может быть посажена глубже в уже подработанную скважину снова ударно-забивным способом.

Бурение вращательным способом проводят по известным технологическим схемам, в том числе с промывкой раствором. Утечки раствора через зазоры между секциями кондуктора могут быть предотвращены установкой сальников во фланцах.

При необходимости отвода БС от незаконченной скважины из нее извлекают снаряд вращательного бурения (на рисунке не показан), секцию 13 освобождают от хомута 15 и опускают на тросе 17 до образования его слабины. При этом все секции кондуктора опускаются в кольцевой зазор основания и направляющей. Далее трос 17 отсоединяют от барабана лебедки БС и крепят на буй, а БС уводят.

При штормах, не опасных для БС, его оставляют на якорях на точке бурения. Однако секции кондуктора на время шторма складывают в кольцевой зазор основания по описанной схеме с целью исключения их поломок дрейфующим на якорях БС. При этом трос 17 не отсоединяют от лебедки БС и не используют буй, а только дают слабину тросу в соответствии с величиной дрейфа и качкой БС.

По окончании шторма БС раскрепляют на якорях, по описанной схеме раздвигают секции кондуктора до перекрытия ими водного слоя, подвешивают их на хомуте, опускают

в скважину буровой снаряд и продолжают бурить. В процессе бурения периодически проверяют возможное отклонение кондуктора от заданного направления. Если инклинометр установлен на образующей корпуса основания, то замеры осуществляют включением находящегося на установке регистрационного прибора. Если же инклинометр извлечен на поверхность, то его опускают для замера внутри телескопических секций на тросокабеле непосредственно в обсадную колонну.

По окончании бурения приступают к ликвидации скважины. Для этого из нее извлекают буровой снаряд, внутри телескопических секций до упора в наголовник обсадной колонны опускают бурильную колонну с соответствующей резьбой или метчиком на конце, вращением бурильной колонны соединяют ее с наголовником и извлекают обсадную колонну до упора ее башмака 2 в башмак 3 направляющей. Далее от БС отсоединяют секцию 13 и опускают ее на тросе 17 до образования его слабины, т.е. складывают секции кондуктора на дно основания по описанной выше схеме.

Продолжая поднимать бурильную колонну, на башмаке 2 обсадной колонны поднимают от дна моря до проема БС весь МБК в сложенном положении, и такое положение секций кондуктора и обсадной колонны фиксируют при помощи хомутов и других фиксаторов. В таком положении МБК имеет отрицательную плавучесть и его удерживают на бурильной колонне. Затем из отсеков 6 извлекают на БС пригрузы 7, и МБК принимает положительную плавучесть, но остается в вертикальном положении, так как пригрузы 19 находятся на дне отсеков 18 и центр тяжести МБК расположен ниже его геометрического центра.

Для перевода МБК в горизонтальное (транспортное) положение нижние соединительные трубы отсеков 18 подсоединяют к нагнетательной линии насоса, на наголовнике обсадной колонны или на корпусе МБК крепят буксирный трос, остатки бурильной колонны отсоединяют от наголовника 8 и МБК отводят от БС на необходимое расстояние, потравливая шланг нагнетательной линии насоса. Далее включают насос и давлением воды пригрузы 19 плавно перемещают в противоположные (верхние) концы отсеков 18, вытесняя находящуюся в них воду через вентиль верхних соединительных труб. Этим самым смещают центр тяжести МБК выше его геометрического центра и плавно переводят кондуктор из вертикального в горизонтальное положение. Затем вентили соединительных труб отсеков закрывают, отсоединяют нагнета-

тельный шланг насоса, МБК буксируют на новую скважину и осуществляют ее бурение по описанной схеме.

В конструкции описанного бурового телескопического кондуктора и способе его эксплуатации заложен принцип: во время шторма не противостоять нагрузкам, а уходить от них. Возможность складывания секций телескопического кондуктора до упора в придонное основание устья скважины позволяет при необходимости отойти БС от скважины, а также предотвратить разрушение кондуктора и потерю скважины из-за шторма, т.е. повышает надежность эксплуатации кондуктора, обеспечивает удобство работы и сохранность скважины.

Одновременный спуск на дно моря основания устья скважины, телескопических секций кондуктора, направляющей и обсадной колонны в их сложенном положении, а также стабилизация основания устья скважины путем расхаживания телескопических секций сокращают время монтажа кондуктора и повышают производительность бурения скважин.

6.5. ИЗВЛЕЧЕНИЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЗ СКВАЖИН

При извлечении прихваченных в скважине обсадных труб необходимо учитывать возможность обрыва колонны или троса, деформаций буровой вышки, поломки, крена и опрокидывания БС или ПБУ, других аварий и связанных с ними несчастных случаев. Поэтому при выборе способов извлечения обсадных труб из скважин следует ориентироваться на такие, которые исключают критические нагрузки на колонны, БС или ПБУ и грузоподъемное оборудование, не требуют расположения на плавсредстве громоздкого и дорогостоящего дополнительного оборудования и не противоречат требованиям охраны морской среды.

6.5.1. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУБ

Гидравлический способ извлечения колонн обсадных труб из скважин предусматривает нагнетание в полость колонны воды. Значение подъемного (извлекающего) усилия равно произведению давления нагнетаемой насосом воды на площадь сечения полости колонны труб.

Гидравлический способ извлечения труб и устройства для

его осуществления могут применяться самостоятельно или совместно с вибромеханизмами и лебедками с многострунными талевыми оснастками. Способ имеет три варианта.

Первый вариант — извлечение труб с полной передачей трагивающего усилия на извлекаемую колонну труб и БС (а.с. № 599042) (рис. 65, а).

Устройство для извлечения колонны труб 1 с бурового судна 2 включает установленный внутри колонны поршневой отражатель 3 с возможностью их относительного осевого перемещения, навинченную на верхний конец колонны герметизирующую заглушку 4, пропущенный через ее централь-

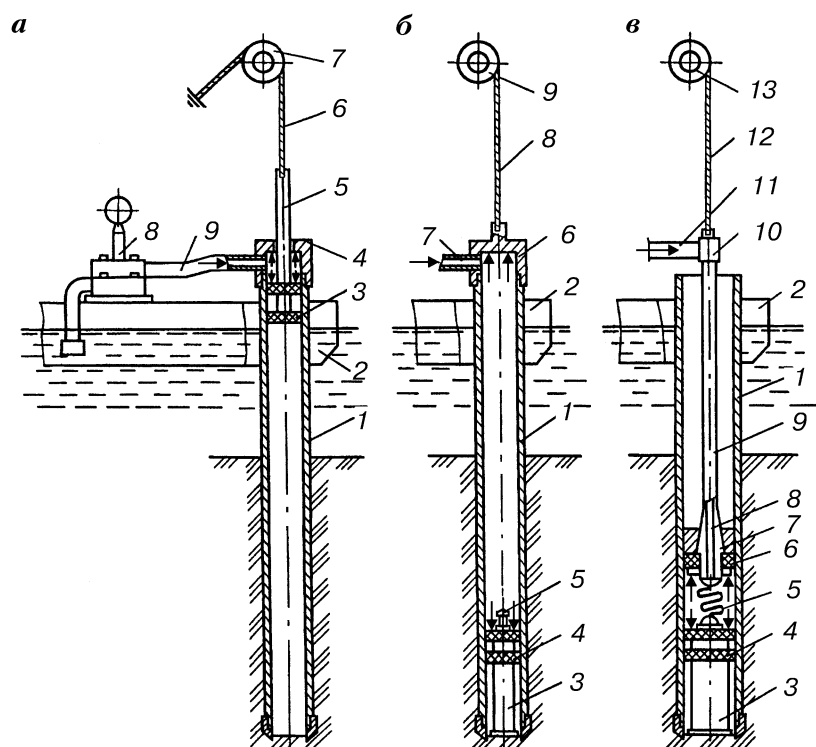


Рис. 65. Схемы извлечения обсадных труб из скважин гидравлическим способом:

а — с полной передачей трагивающего усилия на извлекаемую колонну труб и основание буровой установки; б — с передачей трагивающего усилия только на извлекаемую колонну; в — с передачей только части трагивающего усилия на извлекаемую колонну

ное отверстие с возможностью поступательного перемещения в сальниковом уплотнении шток 5 поршневого отражателя, тросовую тягу 6, жестко соединяющую шток с установленным на БС подъемником 7, а также установленный на БС насос 8, нагнетательный рукав 9 которого соединен с полостью колонны труб, ограниченной с двух противоположных сторон отражателем и заглушкой.

Извлечение колонны обсадных труб с применением описанного устройства осуществляют следующим образом. С помощью подъемника поршневой отражатель перемещают в верхнее крайнее положение и тягу 6 фиксируют на подъемнике. Далее в обсадную колонну закачивают насосом промысловую жидкость (воду), которая давит на отражатель и заглушку, стремясь раздвинуть их в противоположные стороны.

Отражатель удерживается от перемещения подъемником и не пропускает ниже себя нагнетаемую воду. Поэтому под действием давления нагнетаемой насосом воды, действующего на заглушку, жестко соединенную с колонной, последняя скользит относительно отражателя и извлекается из скважины.

После извлечения колонны на величину хода штока насос выключают, подъемником перемещают поршневой отражатель в его верхнее крайнее положение, тягу снова жестко закрепляют на подъемнике, включают насос и продолжают процесс извлечения колонны по описанной схеме.

Устройство позволяет извлекать обсадные трубы из скважин без применения громоздких домкратов, лебедок и многострунных талевых оснасток.

Второй вариант — извлечение труб с передачей сдвигающего усилия только на извлекаемую колонну [7] (рис. 65, б).

Устройство для извлечения труб 1 с БС 2 содержит установленный внутри колонны с упором на забой скважины трубчатый стояк 3, смонтированный на его верхнем конце поршневой отражатель 4 с грибом 5 под ловитель, навинченную на верхний конец колонны заглушку 6, к которой подведен напорный рукав 7 установленного на БС насоса. Заглушка снабжена переходником для соединения с вибромеханизмом или тросовой тягой 8 лебедки 9.

Извлечение колонны обсадных труб из скважины с применением этого устройства производят следующим образом. В колонну труб сбрасывают трубчатый стояк с поршневым отражателем и грибом, на верх колонны навинчивают заглушку, к которой подсоединяют напорный рукав насоса, и

подают в колонну воду. Поршневой отражатель не пропускает ниже себя нагнетаемую в колонну воду. Поэтому он вместе со стояком под напором закачиваемой воды движется вниз, выдавливая находящуюся ниже их в колонне воду в за- колонное пространство. После упора стояка 3 в забой скважины в колонне повышается давление. При определенном значении его колонна срагивается с места и движется вверх. После подъема колонны на высоту стояка насос отключают, из колонны извлекают при помощи ловителя поршневой отражатель со стояком, и дальнейшее извлечение колонны продолжают только лебедкой.

Поршневой отражатель предотвращает утечку воды в за- колонное пространство, в том числе через фильтрующие породы забоя. Герметичность забоя можно обеспечить также путем тампонирования его глиной. Если на забое отмечены водоупорные или слабофильтрующие породы и имеется насос с большой подачей, то извлечение труб напором воды можно осуществлять без установки в колонне отража- теля.

Преимущество этого варианта перед предыдущим состоит в том, что он не требует БС большого водоизмещения. Его использование особенно эффективно при извлечении труб с судов, на которых невозможно разместить громоздкие гру- зоподъемные устройства.

Третий вариант (заключается в извлечении труб с переда- чей только на них и только части срагивающего усилия (а.с. № 848573) (рис. 65, в).

Устройство для извлечения колонны труб 1 с БС 2 с при- менением этого способа включает установленный внутри ко- лонны с упором на забой скважины трубчатый стояк 3, смонтированный на его верхнем конце отражатель 4 и со- единенную с ним при помощи гибкой связи 5 заглушку. По- следняя состоит из поршня 6, распорных клиновых плашек 7, установленных на конусообразном стержне 8. Стержень выполнен с центральным проходным каналом и соединен с бурильной колонной 9, которая при помощи вертлюга- сальника 10 соединена с напорным рукавом 11 насоса и под- вешена на тяге 12 лебедки 13.

Для извлечения обсадной колонны из скважины этим спо- собом в колонну опускают на бурильных трубах в собран- ном виде трубчатый стояк с отражателем и соединенную с ним гибкой тягой заглушку. По достижении стояком забоя скважины, а заглушкой необходимого места ее установки в колонне спуск прекращают, заглушку раскрепляют в колонне

при помощи плашек и насосом подают воду. В полости обсадной колонны между отражателем 4 и поршнем 6 возникает давление, под действием которого заглушка перемещается вверх, увлекая за собой плашками обсадную колонну. Стояк с отражателем при этом остаются на забое.

Запас длины гибкой связи достаточно иметь 4 м, так как после подъема колонны на высоту 1–3 м от забоя сила прихвата труб уменьшается настолько, что они извлекаются лебедкой. После подъема обсадной колонны от забоя на необходимую величину освобождают заглушку от жесткой связи с колонной, бурильные трубы поднимают с заглушкой и стояком на поверхность, а колонну обсадных труб извлекают лебедкой.

Отличительная конструктивная особенность третьего варианта способа от двух предыдущих состоит в том, что заглушку устанавливают не на верхнем конце извлекаемой колонны, а внутри нее — у забоя или в средней части колонны. Это позволяет значительно снизить разрывные напряжения в извлекаемой колонне труб.

При установке заглушки в середине заглубленной в породе части колонны максимальные напряжения в ней при извлечении снижаются в два раза, так как в этом случае нижняя часть колонны работает на растяжение, а верхняя — на сжатие. Напряжения растяжения нижней части колонны и напряжения сжатия верхней определяются половинными значениями усилия, удерживающего колонну в скважине.

Применение третьего варианта способа одновременно с другими грузоподъемными средствами (вибратор, лебедка) позволяет снизить напряжения в колонне более чем в два раза. Так, при установке заглушки на расстоянии от ее башмака, равном $1/3$ части колонны, погруженной в породы, напряжения сжатия верхней части колонны в два раза превышают напряжения растяжения нижней части (при условии примерно одинаковых свойств пород по длине колонны).

Приложив к колонне одновременно грузоподъемную силу лебедки, можно уменьшить максимальные напряжения сжатия в верхней части колонны в два раза, так что они будут равны напряжениям растяжения в нижней части колонны. При этом напряжения в колонне уменьшатся в три раза по сравнению с напряжениями, возникающими при извлечении той же колонны домкратом или лебедкой с многострунной талевой оснасткой.

Уменьшение напряжений в обсадной колонне при ее извлечении из скважины позволяет использовать для ее крепе-

ния легкосплавные или более тонкостенные стальные трубы. Снижение толщины стенок труб обеспечивает экономию металла, сокращение затрат на транспортировку труб, их нарезку и выполнение спуско-подъемных операций при бурении. Особый интерес для бурения в агрессивной среде моря представляет применение неметаллических труб. Обсадная колонна может быть составной: нижний участок, в котором раскрепляют заглушку, состоит из стальных труб, а верхний, работающий при извлечении колонны на сжатие, — из полимерных.

При извлечении обсадных труб из скважин гидравлическим способом по схеме третьего варианта большая часть резьбовых соединений обсадной колонны работает на сжатие. Это уменьшает количество обрывов колонн, снижает затраты времени и труда на их ликвидацию.

Гидравлический способ извлечения обсадных труб может применяться при бурении на море и на суше и не требует сложных конструктивных разработок. Необходимым агрегатом для его применения является насос, которым оснащена почти каждая буровая установка. Для надежного извлечения труб из скважин целесообразно использовать насосы высокого давления.

На практике успешно применяли второй из описанных вариантов гидравлического способа извлечения труб. При бурении на Японском море этим способом извлекали трубы диаметром 0,146 м, погруженные в породы на глубину 20–25 м. Для нагнетания воды применяли насос ГБ-351, развивающий давление до 30 МПа при подаче 30 л/мин.

На шельфе Балтийского моря гидравлическим способом извлекали трубы диаметром 0,325 м с муфтами диаметром 0,351 м, погруженные в породы на глубину 10–17,5 м при бурении с судна, оснащенного выдвижной за борт наклонной мачтой. Для нагнетания воды применяли насос 11ГР, развивающий давление до 6,3 МПа при подаче 250 л/мин.

В последнем случае трубы извлекали только напором воды. Использовать дополнительно к этому лебедку категорически запрещалось, так как приложение даже незначительной силы к выдвинутой за борт подкронблочной раме мачты создавало большой опрокидывающий момент судна.

Практика извлечения обсадных труб гидравлическим способом подтверждает его эффективность и целесообразность широкого внедрения. Его применение позволяет использовать легкие, потребляющие малое количество энергии буровые лебедки, упростить и облегчить конструкции кронблока и

вышки, отказаться от их громоздких многострунных талевых оснасток, использовать более легкие ПБУ и БС, повысить остойчивость тяжелых путем заполнения их нижних отсеков балластом.

Особенно эффективно использование второго и третьего вариантов гидравлического способа извлечения обсадных труб из скважин, пробуренных с ледяного припая и ледовых оснований. При этом буровое основание не подвергается никаким дополнительным нагрузкам и при извлечении труб ледовое основание не разрушается. Это позволяет бурить с менее мощных и прочных ледовых оснований, чем в случаях, когда трубы извлекают традиционными буровыми грузоподъемными механизмами (лебедки, домкраты, вибромеханизмы).

Следовательно, гидравлический способ извлечения обсадных труб из скважин, пробуренных с ледовых оснований, расширяет разведываемые площади и увеличивает сезон буровых работ, так как позволяет бурить на большем удалении от берега на площадях с меньшей толщиной льда, начинать бурение в более ранние периоды образования льда и заканчивать в более поздние периоды его таяния, т.е. в периоды меньшей прочности льда.

6.5.2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ И ПРИМЕНЕНИЮ СПОСОБОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Перед извлечением обсадной колонны труб из скважины расчетным путем с использованием выражения (1) (см. разд. 3.5) следует оценить необходимое извлекающее усилие. Если применяемый способ извлечения труб и технические средства для его осуществления не обеспечивают это усилие, следует предусмотреть одновременное использование других способов.

Колонну обсадных труб, которая длительное время находилась в скважине, перед извлечением можно стронуть с места ударами, наносимыми сверху, и довернуть ее резьбовые соединения с использованием патрубка.

Используя любой из немеханических способов извлечения обсадной колонны из скважины, а также вибрационный, ударный сверху вниз и выбивной снизу вверх, необходимо создавать максимально возможное натяжение колонны лебедкой или гидравлической системой буровой установки.

Указанным требованиям к способам извлечения обсадных

труб из скважин на море буровыми механизмами на плав-
средстве наиболее полно отвечает способ извлечения труб с
размывом их затрубного пространства водой. Однако полное
освобождение колонны труб от прихвата требует много вре-
мени для размыва и возможно только в случаях, когда трубы
погружены в пески, илы и супеси на глубину не более 10 м. В
большинстве случаев размыв лишь облегчает извлечение ко-
лонн обсадных труб из скважин другими способами.

В достаточной степени эффективными и надежными явля-
ются описанные выше второй и третий варианты гидравличе-
ского способа извлечения труб с отражателем, упирающимся
в породы забоя. Применение этих вариантов позволяет из-
влекать трубы без передачи страгивающих нагрузок на БС
или ПБУ и существенно снижает напряжения от этих нагру-
зок в извлекаемой колонне.

Особенно эффективно использование гидравлического
способа для извлечения труб больших диаметров. Поскольку
сила, удерживающая трубы в породах, пропорциональна диа-
метру труб в первой степени, а подъемная сила — диаметру
труб в квадрате, то по мере увеличения диаметра труб подь-
емная сила может превышать удерживающую даже при отно-
сительно небольшом давлении насоса. Лебедку бурового
станка в этом случае можно использовать только для под-
держания во время отвинчивания, снятия, укладки и подъема
свободно извлекаемых труб.

Если для извлечения труб усилия насоса недостаточно, то
совместно с ним следует применять дополнительно вибромех-
анизмы и лебедки с многострунными оснастками.

Для надежного и безаварийного извлечения труб грузо-
подъемная сила оборудования БС должна выбираться с уче-
том диаметра и величины заглубления труб в породы по
предлагаемой номограмме, позволяющей определять средние
значения усилий $F_{\text{н}}$, которые могут возникать при извлечении
труб различных диаметров из различных глубин их погруже-
ния в породы, а также значения усилий $F_{\text{н}}$, создаваемых в
трубах различных диаметров насосами при различном давле-
нии; необходимую грузоподъемную силу $F_{\text{л}}$ бурового оборудо-
вания (вибромеханизмы, лебедки и т.п.) (рис. 66).

Каждая прямая пунктирная линия номограммы показывает
зависимость извлекающего усилия от диаметров обсадных
труб, погруженных в породы морского дна на конкретную
глубину, указанную на концах этой линии. Каждая кривая
линия номограммы показывает зависимость подъемного уси-
лия от диаметра колонны труб при конкретном давлении

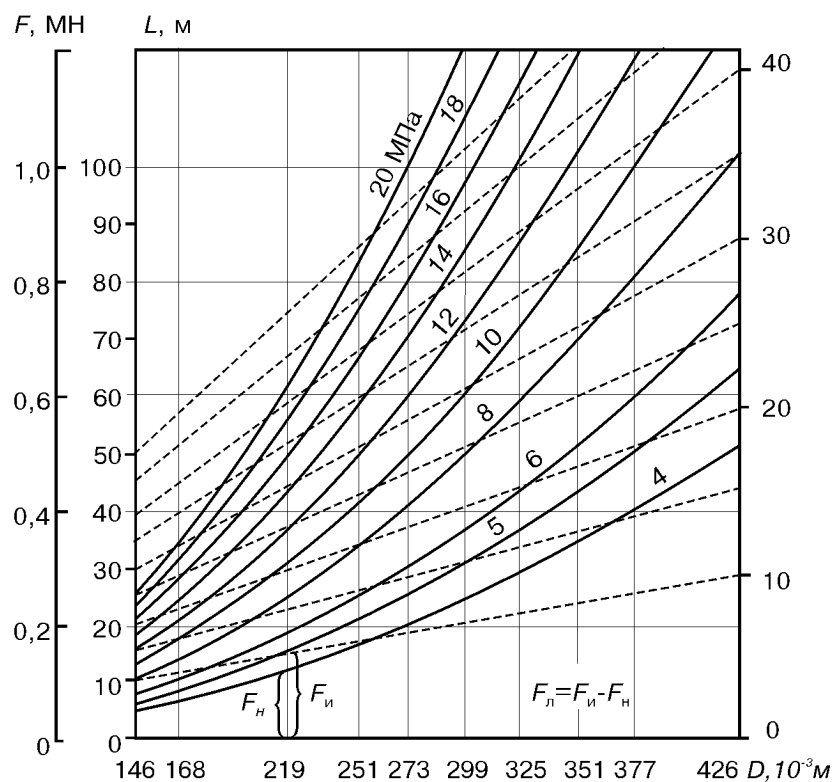


Рис. 66. Номограмма для выбора бурового грузоподъемного оборудования:
 F_{λ} и $F_{\text{н}}$ — грузоподъемная сила, создаваемая буровой лебедкой и давлением жидкости в трубах соответственно; $F_{\text{и}}$ — сила, удерживающая колонну труб в породах; — — — — — $F_{\text{н}}$; — — — — — $F_{\text{и}}$

воды внутри колонны. Это усилие определяется из выражения

$$F_{\text{н}} = p\pi d^2/4, \quad (17)$$

где p — давление, создаваемое насосом внутри колонны обсадных труб; d — внутренний диаметр колонны обсадных труб.

Номограмма позволяет находить значения любого из трех усилий, связанных уравнением

$$F_{\lambda} = F_{\text{и}} - F_{\text{н}}, \quad (18)$$

если известны значения двух других усилий.

Точки пересечения линий $F_{\text{и}}$ и $F_{\text{н}}$, спроектированные на ось абсцисс, показывают минимально допустимые значения диаметров труб, которые можно использовать для крепления скважины конкретной глубины при условии извлечения труб только напором воды определенной величины. Расстояния по вертикали между кривыми и находящимися выше их прямыми линиями соответствуют грузоподъемности лебедки, вышки, БС или ПБУ, которую они должны иметь при извлечении труб определенного диаметра с известной глубины их нахождения в породах с помощью лебедки.