

УДК550.82:622.24

ББК 33.131

П 78

П 78 **Пронкин А.П., Хворостовский И.С., Хворостовский С.С.**  
Морские буровые моноопорные основания. Теоретические основы проектирования и эксплуатации/Под ред. С.С. Хворостовского. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002. – 303 с. ил.  
ISBN 5-8365-0106-8

Освещены проблемы обеспечения надежности и эффективности бурения разведочных скважин на шельфе с моноопорных оснований, приемы практического расчета и выбора рациональных параметров моноопор и их грунтовой заделки. Приведены материалы, необходимые для вычисления основных характеристик моноопор и оценки их статической и динамической прочности в различных гидрологических условиях моря.

Для специалистов геологоразведочной отрасли, занимающихся проектированием буровой техники и ее эксплуатацией при бурении на шельфе.

**Pronkin A.P., Khvorostovskiy I.S., Khvorostovskiy S.S.**

Marine Drilling Monosupport Foundations. Theoretical basis for the design and exploitation/Edited by S.S. Khvorostovskiy.

The problem concerning the provision of reliability and efficiency of drilling exploratory wells in a shelf from monosupport foundations are discussed together with the methods of practical calculations and selections of the optimal parameters of monosupports and ground mounting of them. The materials are given needed to calculate the main parameters of monosupports and estimate their static and dynamic strength under various hydrological marine conditions.

Advisable for specialists engaged in geological exploration industry dealing with the design of drilling equipment and its exploitation in shelf drilling.

ISBN 5-8365-0106-8

© А.П. Пронкин, И.С. Хворостовский,  
С.С. Хворостовский, 2002

© Оформление.  
ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2002

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Бурение скважин на море значительно труднее и дороже, чем на суше. Обусловлено это наличием водного пространства над придонным устьем скважины и необходимостью применять специальные плавучие или стационарные морские основания для размещения на них бурового оборудования и выполнения с них комплекса работ, связанных с проводкой скважин в сложных гидрологических и метеорологических условиях.

Специфические гидрологические и метеорологические условия моря (ветры и волнения, приливы, отливы и течения, туманы, морось, снег и ограниченная горизонтальная видимость, ледовый режим, температура воздуха и воды), а также сильная обводненность находящихся под водной толщей горных пород ограничивают возможности и снижают эффективность применения способов, технических средств и технологий бурения, используемых на суше. Поэтому проблема повышения эффективности бурения скважин на море остается одной из наиболее важных в процессе вовлечения в производство минеральных ресурсов подводных месторождений.

Сравнительно успешные решения этой проблемы достигнуты в области бурения на море нефтегазовых скважин. Их глубина достигает нескольких тысяч метров, а время сооружения каждой из них исчисляется месяцами и годами. Поэтому для бурения и последующей эксплуатации таких скважин экономически оправданно создание дорогостоящих массивных стационарных, полустационарных и погружных конструкций оснований, которые позволяют размещать на них традиционную буровую

технику и использовать хорошо отработанные на суше технологии бурения, добычи, сбора и подготовки нефти и газа к транспортированию.

Глубина геологоразведочных скважин в десятки и сотни раз меньше нефтегазовых. К разведочным можно отнести следующие скважины, имеющие, как будет показано далее, много общего по параметрам и требованиям к качеству и технологии их бурения:

для поисков и разведки рассыпных месторождений драгоценных металлов и камней, месторождений угля и нерудных материалов;

структурно-картировочные и опорные для изучения геологического строения подводных участков моря;

инженерно-геологические для проектирования и строительства различного рода сооружений на море;

геотехнологические для безвскрышной разработки морских погребенных месторождений твердых полезных ископаемых;

технические для различных целей.

Морские основания, рациональные при бурении нефтегазовых скважин, применять для бурения сравнительно мелких разведочных скважин экономически невыгодно. Изготовление и использование аналогичных конструкций оснований уменьшенных размеров эффективно проблему бурения разведочных скважин тоже не решает, так как в одних и тех же гидродинамических условиях моря легкие основания противостоят давлению волн хуже, чем массивные. Несоответствие традиционных способов, технических средств и технологий бурения условиям работы с таких оснований снижает не только производительность, но и качество разведки месторождений и инженерных изысканий.

Исследования авторов в направлении повышения качества и уменьшения стоимости бурения разведочных и инженерно-геологических скважин на море привели к выводам:

для эффективного бурения таких скважин одним из рациональных типов опорных оснований является одноколонное (моноопора);

наиболее простая и дешевая конструкция моноопорного основания – колонна обсадных труб, нижний конец которой погружен на необходимую глубину в породы морского дна, а верхний – возвышается над уровнем моря (моноопора свайного типа).

Специалистами Московского геологоразведочного института им. Серго Орджоникидзе (МГРИ)<sup>1</sup> была реализована на практике новая технологическая схема бурения с моноопорного основания. Для этого в 1977–1979 гг. был разработан, изготовлен и успешно использован для бурения натуральных скважин на акваториях Балтийского моря действующий макет буровой установки на моноопорном трубчатом основании [2].

Бурение по такой схеме осуществляли фирмы Норвегии (с 1985 г.) в районе острова Шпицберген на глубине моря до 40 м при высоте волны до 5 м, Великобритании на глубине моря до 25 м. Известны принципиально близкие по конструкции модели легких и тяжелых буровых установок на моноопорном основании, разработанные фирмами США, Японии и других стран [12].

Несмотря на мировое признание эффективности бурения разведочных скважин на море с моноопорного основания, широкого практического применения на производстве в нашей стране эта схема пока не получила. Тормозит широкое внедрение в производство прогрессивной схемы бурения прежде всего отсутствие методической литературы для выбора рациональных конструкций и параметров моноопорного основания и устанавливаемых на нем буровых механизмов.

---

<sup>1</sup>Впоследствии Московская Государственная геологоразведочная академия им. Серго Орджоникидзе (МГГА), ныне Московский Государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе (МГРУ).

При написании работы использованы литературные и патентные материалы и результаты собственных теоретических и практических исследований авторов, полученные при разработке и конструировании буровых установок на трубчатом моноопорном основании, а также при бурении по такой схеме на акваториях Балтийского моря.

Теоретические решения базируются на фундаментальных положениях классической механики расчета устойчивости и прочности стержней, классической механики грунтов и расчета прочности фундаментов и оснований высотных сооружений.

Основная цель настоящей работы – привлечь внимание, заинтересовать и убедить проектировщиков и потребителей морской буровой техники в эффективности бурения с моноопорного основания на обширных площадях шельфа морей, омывающих берега России.

# РАЦИОНАЛЬНЫЕ ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА ШЕЛЬФЕ

Эффективность бурения скважин на море зависит от множества естественных, технических и технологических факторов, в том числе от типа используемого морского бурового основания (рис. 1.1). На выбор рационального типа, конструкции и параметров морского бурового основания также влияет множество факторов: назначение, глубина по воде и по породам, конструкция, начальный и конечный диаметры скважины, гидрологическая и метеорологическая характеристики района работ, свойства пород, способ бурения, мощностные и массовые характеристики располагаемых на основании буровых механизмов, оборудования и инструмента.

## 1.1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ШЕЛЬФА, ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО ОСНОВАНИЯ

Основные гидрологические и метеорологические характеристики шельфа, влияющие на выбор рационального типа бурового основания, следующие: глубина моря в районе бурения, степень его волнения, сила ветра, ледовый режим и видимость.

Максимальная глубина шельфа большинства морских акваторий составляет 100–200 м, но на некоторых акваториях она достигает 300 м и более. До настоящего времени основным объектом геологического исследования шельфов являются участки в прибрежных районах с глубиной акваторий до 50 м и редко до 100 м. Это объясняется меньшей стоимостью разведки и разработки месторождений на меньших глубинах и достаточно большой площадью шельфа с глубинами до 50 м.

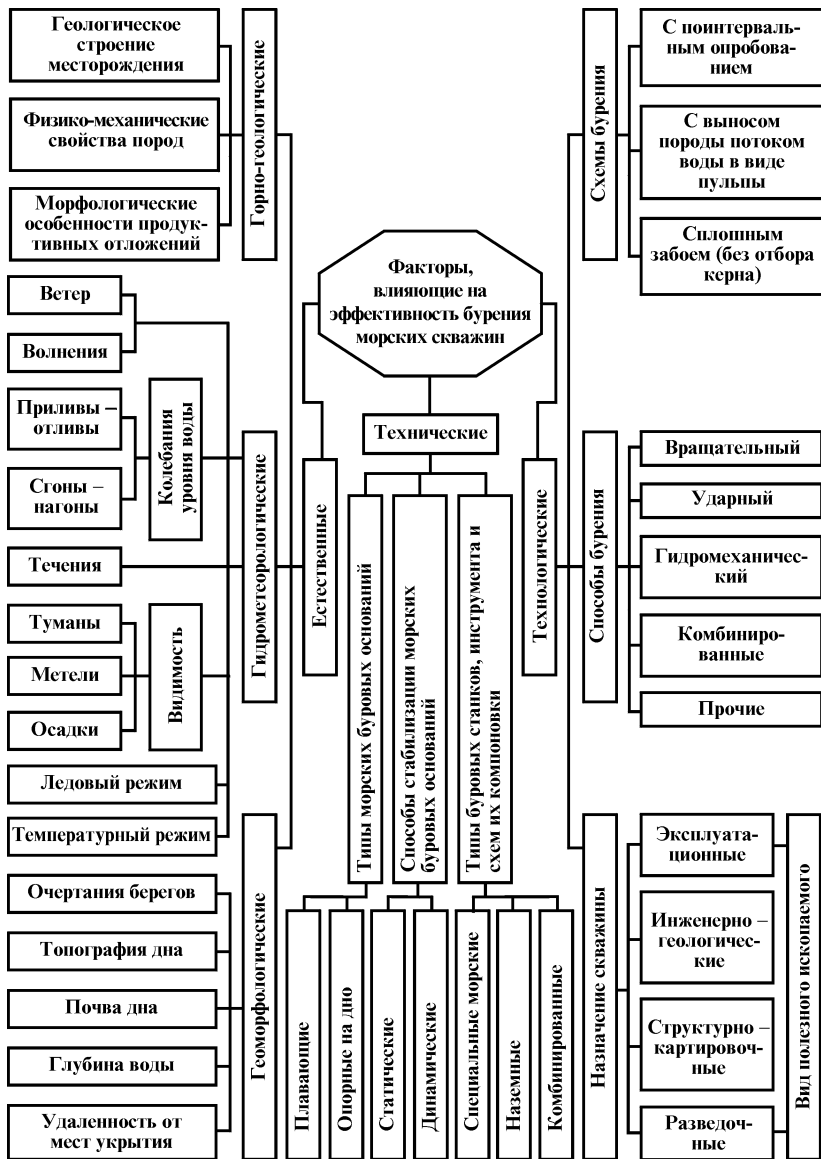


Рис. 1.1. Факторы, влияющие на эффективность бурения скважин на море

Подтверждением мелководности больших площадей шельфов являются соответствующие данные по морям, омывающим берега России [19]: глубина Азовского моря не превышает 15 м; средняя глубина северной части Каспийского моря (площадь 34 360 квадратных миль) составляет 6 м, наибольшая – 22 м; преобладающие глубины Чукотского моря 40–50 м, 9 % площади с глубинами до 25 м, 56 % – с глубинами до 50 м, 78 % – с глубинами 25–100 м; 45 % площади моря Лаптевых с глубинами 10–50 м, 64 % – с глубинами до 100 м; в западной и центральной частях Восточно-Сибирского моря преобладают глубины 10–20 м, в восточной – 30–40 м, средняя глубина моря 54 м; преобладающие глубины Карского моря 30–100 м, глубины прибрежной отмели до 50 м; преобладающие глубины Балтийского моря 40–100 м, в заливах – менее 40 м; средняя глубина Белого моря 67 м, в заливах – до 50 м; преобладающие глубины Баренцева моря 100–300 м, в Юго-Восточной части 50–100 м; глубины Печорской губы (длина около 100 км, ширина 40–120 км) не превышают 6 м.

Более глубокие Японское, Черное, Охотское моря и Татарский пролив тоже имеют большие площади отмелей, бухт, заливов и участков с глубинами до 100 м. Так глубины северо-западных частей Черного моря и Татарского пролива меньше 100 м, Охотского моря – меньше 200 м.

Анализ вероятности появления ветровых волн различной интенсивности на шельфах морей, омывающих берега России,

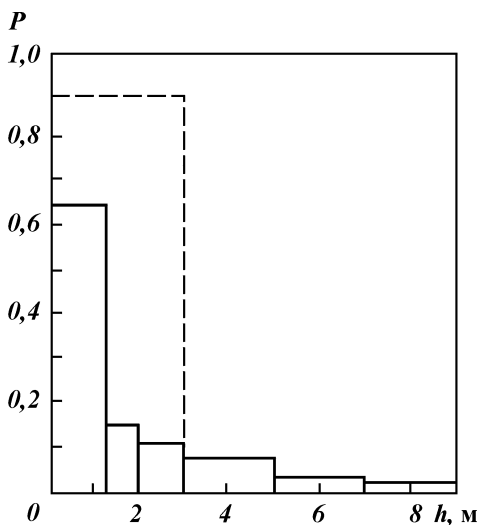


Рис. 1.2. Вероятность  $\hat{\epsilon}$  возникновения волн различной высоты  $h$



показывает, что для бурения на море желательно и достаточно располагать буровыми установками, позволяющими эксплуатировать их при высоте морских волн до 3 м. Стремление к проведению работ при большем волнении экономически нецелесообразно, так как техническое обеспечение бурения при волнении моря более 5 баллов очень сложно, а вероятность встречи такого волнения на шельфе мала (рис. 1.2).

Средняя повторяемость волн высотой более 3 м на морях Каспийском, Черном, Балтийском, Белом, Лаптевых и Восточно-Сибирском в любое время года не превышает 10 %, а в весенние и летние месяцы составляет 3–5 %. На Азовском море волн высотой более 3 м почти не бывает (табл. 1.1).

Таблица 1.1

**Повторяемость ветров и волнения по морям, омывающим берега России, %**

Море	Месяцы года	Скорость ветра, м/с			Высота морской волны, м			
		0–10	0–15	>15	0–1,25	0–2	0–3	>3
Азовское	ХII–III	84	97	3	87	97	100	0
	IV–V	90	99	1	96	99	100	0
	VI–VIII	97	100	<0,5	98	99	100	0
	IX–XI	92	99	1	96	98	99	1
Каспийское	ХII–III	87	97	3	67	79	90	10
	IV–V	93	99	1	78	87	95	5
	VI–VIII	93	100	0	78	87	95	5
	IX–XI	88	97	3	69	81	92	8
Черное	ХII–III	82	97	3	72	85	93	7
	IV–V	94	99	1	87	93	97	3
	VI–VIII	95	99	1	88	94	97	3
	IX–XI	89	98	2	79	90	95	5
Балтийское	ХII–II	81	94	6	64	79	90	10
	IV–V	91	99	1	81	90	97	3
	VI–VIII	92	99	1	84	92	97	3
	IX–XI	83	95	5	72	84	93	7
Баренцево	ХII–III	63	92	8	36	53	69	31
	IV–V	75	97	3	53	68	81	19
	VI–VIII	85	99	1	72	83	92	8
	IX–XI	72	96	4	50	64	78	22
Берингово	ХII–III	60	85	15	36	56	74	26
	IV–V	84	95	5	50	69	84	16
	VI–VIII	92	98	2	65	80	91	9
	IX–XI	74	89	11	49	68	82	18
Охотское	ХII–III	73	91	9	40	61	79	21
	IV–V	84	93	7	56	74	88	12
	VI–VIII	91	97	3	66	81	91	9
	IX–XI	73	91	9	42	62	79	21

Продолжение табл. 1.1

Море	Месяцы года	Скорость ветра, м/с			Высота морской волны, м			
		0–10	0–15	>15	0–1,25	0–2	0–3	>3
Татарский пролив	XII–III	78	93	7	57	74	88	12
	IV–V	85	95	5	59	76	88	12
	VI–VIII	93	98	2	71	84	93	7
	IX–XI	83	94	6	60	77	87	13
Японское	XII–III	76	94	6	53	68	82	18
	IV–V	86	96	4	64	79	89	11
	VI–VIII	94	99	1	69	84	92	8
	IX–XI	85	96	4	60	76	87	13
Белое	XII–III	74	95	5	*	*	*	*
	IV–V	84	98	2	*	*	*	*
	VI–VIII	86	99	1	74	86	95	5
	IX–XI	72	95	5	65	79	90	10
Карское	VII	92	99	1	–	–	96	4
	VIII	88	98	2	–	–	93	7
	IX	81	97	3	–	–	87	13
	X	73	95	5	–	–	83	17
Лаптевых	VII	–	–	–	–	–	97	3
	VIII	90	99	1	–	–	93	7
	IX	88	99	1	–	–	90	10
	X	86	97	3	–	–	96	4
Восточно-Сибирское	VII	93	99	1	*	*	*	*
	VIII	93	99	1	–	–	96	4
	IX	92	99	1	–	–	95	5
	X	92	98	2	*	*	*	*
Чукотское	VII	94	99	1	–	–	94	6
	VIII	94	100	< 0,5	–	–	93	7
	IX	87	98	2	–	–	88	12
	X	76	98	2	–	–	83	17

*Примечание.* Условные обозначения: \* – значительное волнение ограничено из-за ледовых условий; "–" – данные отсутствуют.

Прибрежные районы арктических морей, их заливы и бухты большую часть года покрыты неподвижными припайными льдами. В суровые зимы здесь возможно бурение со льда. Представляет опасность бурение со льда в периоды его таяния, разламывания и дрейфа. В то же время дрейфующий лед сглаживает волнение даже при больших скоростях ветра. Судходство и бурение на акваториях с открытой водой в этих морях возможно лишь 2–2,5 мес. в году. Охотское море покрыто сплошным и битым льдом 5–6 мес. в году, Японское – 4 мес. в году. Наиболее неблагоприятны для бурения режимы ветров и волнения дальневосточных и арктических морей. Однако в

летние месяцы года и здесь повторяемость волн высотой более 3 м не превышает 3–7 % (см. табл. 1.1).

Ограничивает время бурения на море также снижение видимости из-за туманов, облачности, осадков и темноты в ночное время. Годовое число дней с туманами и осадками соответственно по морям следующее: 30–55 и 105–125 – Азовское; 4–9 и 75–169 – Черное; 28–47 и 105–125 – Каспийское. Наименьшая повторяемость туманов и осадков – в летние месяцы года.

## **1.2. ПАРАМЕТРЫ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ И ОСОБЕННОСТИ ИХ БУРЕНИЯ**

Бурение скважин разведочных на твердые полезные ископаемые, разведочных на строительные материалы, инженерно-геологических и структурно-картировочных должно обеспечить получение, соответственно:

полной и исчерпывающей информации, необходимой для всесторонней оценки месторождения полезного ископаемого;

гранулометрического и вещественного состава пород месторождения и информации о количестве тонкодисперсного материала, характеризующегося количеством глинистых составляющих;

высококачественных проб грунта (монолитов) и проведения исследований физико-механических свойств грунтов в условиях их естественного залегания, т.е. непосредственно в стволе скважины, с целью оценки грунтового массива как основания, материала или среды будущего сооружения;

данных по керну выбуриваемых пород и геофизическим исследованиям для составления геологического разреза по скважине.

Скважины указанных назначений отличаются глубиной по воде и по породам. В табл. 1.2 к преобладающим отнесены глубины скважин, до которых бурение осуществляется повсеместно или редко, но крайне необходимо в настоящее время. Максимальные глубины скважин по воде и по породам – это желаемые, эффективное бурение которых пока затруднено из-за несовершенства технических средств, в частности буровых оснований.

Глубина акватории в месте бурения и скважины по породам являются главными факторами, влияющими на выбор типа бурового основания. Проектировать универсальное основание, пригодное для бурения скважин всех параметров в любых гидрологических условиях, экономически нецелесообразно. Для

достижения высоких технико-экономических показателей бурения разведочных скважин целесообразно классифицировать их, разделив на группы в зависимости от глубины по воде и породам, и для каждой группы проектировать соответствующий тип основания.

Из данных табл. 1.2 сравнительно четко прослеживается первая группа скважин: глубина по воде до 50 м; глубина по породам до 100 м. Остальные скважины охватывают довольно большие интервалы глубин: от 50 до 300 м по воде и от 100 до 500 м и более по породам. Условно эти скважины можно разделить еще на две группы. Тогда ко второй группе можно отнести скважины глубиной от 50 до 150 м по воде и от 100 до 250 м по породам, к третьей группе – глубиной от 150 до 300 м по воде и от 250 до 500 м и более по породам.

В первую группу входят скважины, основной объем бурения которых приходится на сильно обводненные неустойчивые при их вскрытии рыхлые породы I–IV категорий по буримости для вращательного бурения с включениями галечников и валунов (рис. 1.3). К этой группе относятся скважины разведочные на стройматериалы и россыпи, а также большинство инженерно-геологических. Наиболее часто глубина скважин этой группы по породам не превышает 35 м. В то же время максимальное значение глубины скважин этой группы по породам установлено на отметке 100 м. Обусловлено такое расхождение следующим.

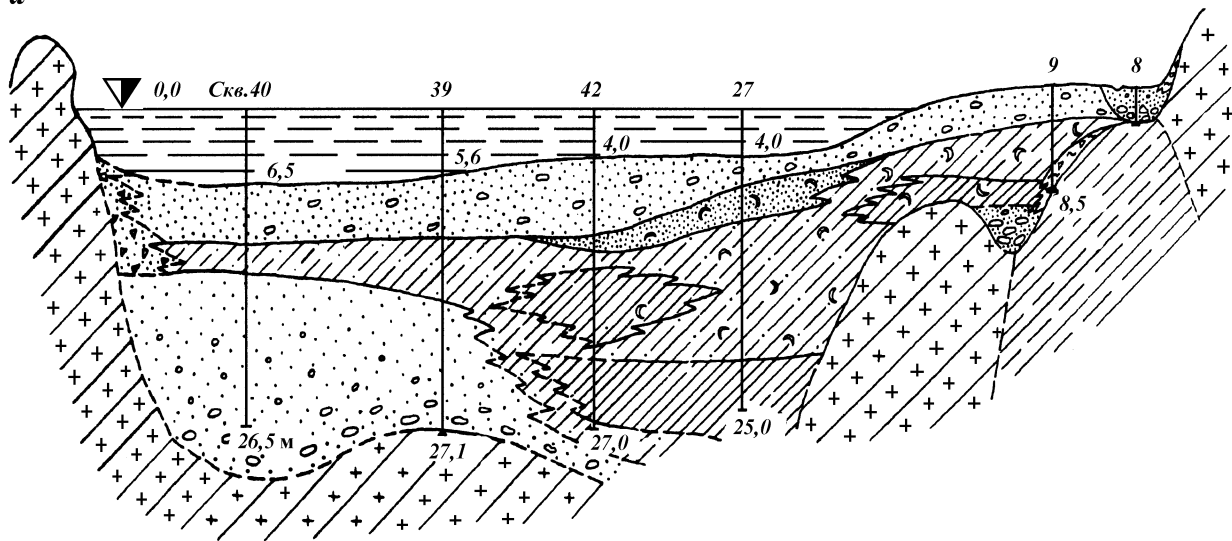
При изучении отдельных геологических объектов ставится задача на какое-то количество скважин сравнительно малой глубины по породам бурить одну примерно в 2 раза большей

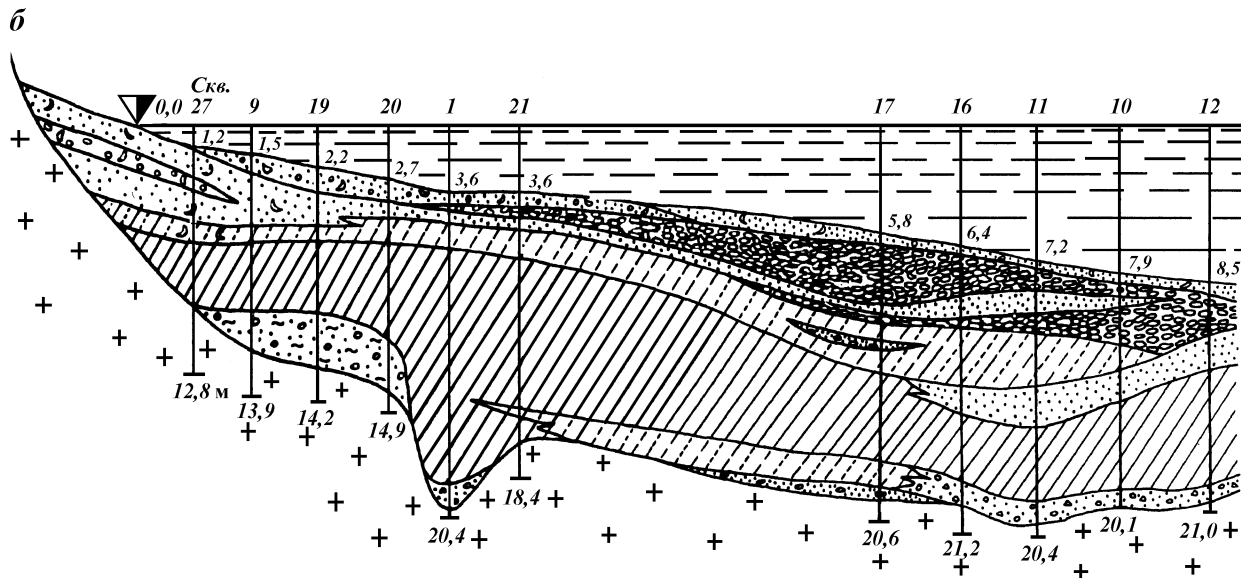
Таблица 1.2

**Параметры и конструкции геолого-разведочных скважин на шельфе**

Назначение скважины	Глубина, м, акватории/скважины		Диаметр скважины, м		Интервал крепления трубами, м	
	преобладающая	максимальная	начальный	конечный	I колонна	II колонна
Разведочные на: россыпи стройматериалы уголь и т.п.	50/20	120/100	168–245	146	0–20	0–40
	20/10	40/40	146–168	89	0–15	0–35
	50/300	300/750	168	76	0–20	0–40
Инженерно-геологические	50/70	300/200	168	108	0–20	0–40
Структурно-картировочные	100/200	300/500 и более	168	59	0–20	0–50

**a**





**Рис. 1.3. Литологические разрезы (+, ·, ·) акваторий Японского моря:**  
 1 – валуны, галечники, гравий; 2 – пески разнозернистые; 3 – алевриты крупные песчаные; 4 – илы мелкоалевритовые; 5 – ракушечный детрит, ракушечник; 6 – глина, суглинок; 7 – гранитная дресва; 8 – кора выветривания гранитов

6

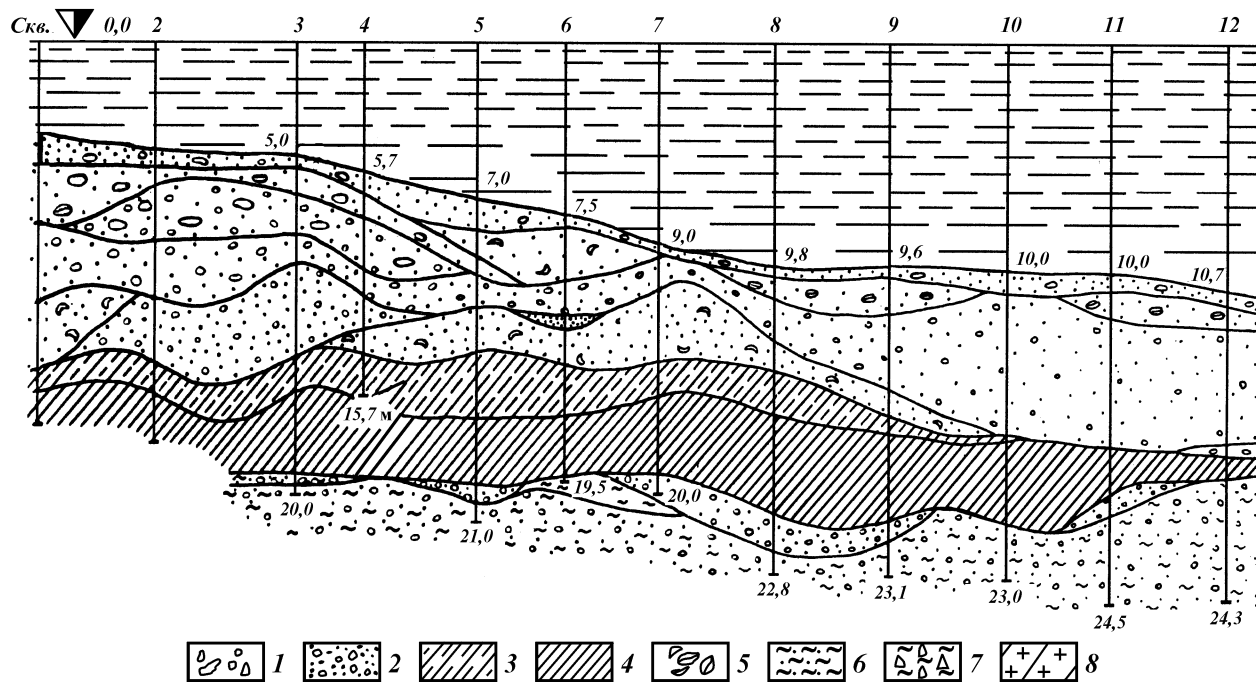


Рис. 1.3. Продолжение

глубины. Например, на каждой площадке под опорное нефтяное буровое основание в районе северной части Каспийского моря требуется пробурить по породам три-четыре скважины глубиной 30–35 м (под опоры основания) и одну скважину глубиной 70–75 м для определения рациональной глубины посадки бурового кондуктора нефтегазовой скважины.

Кроме того, нет необходимости группировать скважины с более мелкими интервалами бурения по породам. Незначительное увеличение глубины скважины по породам даже за пределы интервала группы не оказывает существенного влияния на выбор рационального типа бурового основания. Определяющим здесь является глубина скважины по воде.

Скважины второй и третьей групп тоже пересекают интервалы неустойчивых рыхлых пород первой группы. Их количество в практике бурения на порядок меньше, чем скважин первой группы. Однако на долю каждой скважины второй и особенно третьей группы приходится значительно большие объемы бурения в твердых и крепких породах, чем на долю скважины первой группы.

В табл. 1.2 приведены, а в работе [35] обоснованы минимально допустимые (конечные) диаметры скважин указанных назначений, обеспечивающие необходимую достоверность опробования. Они колеблются в значительных пределах (от 0,059 до 0,146 м), но начальные диаметры всех скважин практически одинаковы. Обусловлено это следующим.

Из-за сильной обводненности, неустойчивости и частой перемежаемости мягких и твердых пород в интервале преимущественно 0–30 м создаются неблагоприятные условия кернообразования. Это вынуждает увеличивать диаметр даже сравнительно неглубоких инженерно-геологических и разведочных на стройматериалы скважин до 0,146–0,168 м. Более глубокие инженерно-геологические и структурно-картировочные скважины имеют двух- или даже трехступенчатое изменение увеличивающихся к устью диаметров. Это является дополнительной важной причиной того, что начальные их диаметры близки к диаметрам скважин, разведочных на россыпи.

В подавляющем большинстве случаев скважины на море бурят с применением так называемой водоотделяющей колонны, которая соединяет надводную буровую установку с придонным устьем скважины и является одновременно направлением для спуска в нее необходимых снарядов и инструментов. При бурении скважин указанных назначений эту колонну обычно называют кондуктором и погружают ее в обводненные рыхлые и мягкие породы морского дна на глубину преимущественно до



20 м с целью предотвращения обрушения пород из стенок скважины. В этом случае кондуктор является первой обсадной колонной труб.

Обсадные трубы погружают обычно до коренных пород. Поэтому при большом интервале между дном моря и коренными породами внутрь кондуктора спускают вторую колонну обсадных труб, преимущественно до глубин скважины не более 40–50 м по породам. Верхний конец второй колонны обсадных труб обычно выводят на поверхность. Это обеспечивает удобство принудительного погружения в породы и последующего извлечения этой колонны из них поверхностными буровыми механизмами, а также надежную изоляцию вод акватории от загрязнения циркулирующими в скважине буровыми растворами.

При бурении разведочных, инженерно-геологических и картировочных скважин предъявляются повышенные требования к качеству отбираемого керна. Поэтому для предотвращения обеднения или обогащения полезного ископаемого, нарушения структуры и свойств пород разведываемых горизонтов бурение на море осуществляют с соблюдением особых требований к технологии отбора керна и крепления стенок скважины.

Длина рейса при разведке рассыпных месторождений и инженерных изысканиях ограничивается и составляет преимущественно 0,2–0,5 м. При разведке стройматериалов и месторождений угля длина рейса тоже ограничивается и составляет 0,5–1,0 м. Длина рейса при бурении структурно-картировочных скважин может достигать 3 м и более в зависимости от качества и количества получаемого керна, крепости выбуриваемых пород и скорости бурения.

Бурение в обводненных рыхлых и мягких породах осуществляют с креплением скважины обсадными трубами, как правило, погружением их в целик (т.е. с опережением башмаком колонны труб забоя скважины) по одной из двух схем. При первой схеме колонну обсадных труб погружают в породы на длину рейса, а затем из ее полости отбирают керн. Вторая схема заключается в погружении в породы колонны одновременно с зафиксированным у ее башмака керноприемником.

Процессы бурения скважин любой из трех групп, даже существенно различающихся по глубинам, имеют много общего, так как каждую из них необходимо бурить:

с обязательным непрерывным отбором керна;

по рыхлым породам с опережением забоя обсадными трубами из-за неустойчивости стенок скважины в обводненных и набухающих при вскрытии в воде породах;

по породам различной крепости, так как почти все скважины должны внедряться в коренные породы. При разведке строительных материалов и инженерных изысканиях некоторые скважины не бурят до коренных пород. Однако и здесь приходится разбуривать чередующиеся песчаные и гравийно-галечниковые отложения, которые также существенно отличаются между собой по крепости, характеризуются плохой буримостью и трудностью получения качественного керна из них;

при сравнительно большом начальном диаметре.

Близость диаметров, схожие условия и требования к бурению разведочных скважин рассматриваемых назначений позволяют использовать для бурения одинаковые способы и типы оборудования.

Анализ технологических возможностей известных способов бурения показывает, что применительно к условиям работы на акваториях только ударно-забивной, вибрационный и вдавливающий обеспечивают бурение в рыхлых породах с опережающим креплением скважины обсадными трубами. Качество керна, отбираемого впоследствии из внутренней полости труб, которые погружены этими способами в породы с опережением забоя, исследовано экспериментально и подтверждено практикой. В результате установлено следующее [35].

Наибольший выход керна рыхлых пород при бурении на море отмечается при вдавливающем способе со скоростями погружения обсадных труб и грунтоносов в породы менее 0,02 м/с и всего на 3–4 % меньший при ударно-забивном (разновидность ударного) со скоростями погружения труб и керноприемных снарядов в породы более 0,16 м/с. Показатели вибрационного способа бурения в условиях моря по количеству отбираемого керна существенно уступают вдавливающему и забивному способам.

Ударно-забивной способ в условиях моря эффективнее всех остальных известных способов по обеспечению вертикальности и удобству погружения обсадных труб в породы, особенно с качающегося на волнах плавучего бурового основания. Кроме того, этот способ позволяет бурить разведочные скважины любых необходимых диаметров в рыхлых и перемежающихся по крепости породах. Встречающиеся на пути погружаемых в рыхлые породы обсадных труб валуны или прослойки уплотненных пород небольшой мощности бурят ударным или вращательным способом. Затем ударами по обсадной колонне погружают ее в подбуренную пилот-скважину сначала до ее забоя и далее в целик для бурения с опережением забоя башмаком обсадной колонны.

Бурение скважин вдавливанием экономически оправдано только диаметром до 0,108 м и только в рыхлых отложениях без включения гальки и валунов. Поэтому вдавливающий способ бурения не отвечает геолого-методическим требованиям, предъявляемым к бурению некоторых скважин, например, разведочных на россыпи. В то же время при бурении вдавливанием наиболее легко применимы и совершенны пенетрационно-каротажные методы исследования физико-механических свойств песчано-глинистых грунтов малой твердости в условиях их естественного залегания под водой, что очень ценно при проведении инженерных изысканий.

При бурении скважин структурно-картировочных, разведочных на россыпи, уголь и т.д. требуется внедрение в коренные породы. В коренных породах бурят обычно вращательным способом без закрепления стенок скважины обсадными трубами. Выбуривание керна из коренных пород возможно только вращательным способом. Это единственный способ бурения, обеспечивающий получение качественного керна в твердых и крепких породах. Во многих условиях вращательный способ незаменим при инженерно-геологических изысканиях, так как позволяет получать колонки керна мягких и твердых пород без существенного искажения их природных физико-механических свойств. Следовательно, основание для бурения разведочных скважин на шельфе должно быть укомплектовано механизмами ударно-забивного, вращательного и вдавливающего способов. Мощностные, технологические и массовые характеристики необходимых буровых механизмов определяются традиционными инженерными расчетами с использованием исходных данных из практического опыта бурения скважин аналогичного назначения, в том числе на шельфе. В качестве примеров из практического опыта бурения разведочных скважин можно отметить следующее.

Вращатель для бурения инженерно-геологических скважин в рыхлых породах должен обеспечить минимальное значение частоты вращения породоразрушающего инструмента не более 40–60 об/мин. При этом, с целью экономии энергетических затрат, уменьшения габаритов и массы вращателя, предел развиваемой им максимальной частоты вращения для разбуривания небольших прослоев твердых пород можно ограничить значением 100–200 об/мин. Значения указанных пределов частоты вращения у вращателей для бурения в коренных породах должны быть в 5–10 раз больше.

Для производительного бурения скважин III группы необходим вращатель с крутящим моментом порядка 1,4–1,6 кН·м.

Усилие механизма подачи бурового снаряда при вращательном бурении достаточно 15–20 кН, для отбора монолитов грунтов вдавливаемыми грунтоносами и пенетрационно-каротажных исследований грунтов при инженерно-геологических изысканиях желателно располагать механизмом подачи с усилием 60–100 кН.

Анализ гидрологических, метеорологических и геологических условий шельфа, целевое назначение разведочных скважин, геолого-методические и эксплуатационно-технические требования к их бурению определяют следующие обобщенные параметры скважин, условия и требования к технике и технологии их бурения.

Способ бурения.....	Ударно-забивной, вращательный, вдавливающий
Максимальная глубина скважины (по воде/по породам), м:	
I.....	50/100
II.....	150/250
III.....	300/500
Диаметр скважины (в рыхлых отложениях/коренных породах), м:	
максимальный.....	0,245°/0,127°
минимальный.....	0,146°/0,057°
Частота вращения породоразрушающего инструмента, об/мин.....	30–1000
Крутящий момент на вращателе, кН·м.....	1,4–1,6
Усилие механизма подачи, кН:	
вниз.....	60–100
вверх.....	30–50
Способ получения информации.....	Непрерывный отбор керна, монолитов, статическое зондирование
Максимальная высота волны моря, м.....	3

\*По диаметру обсадных труб или грунтоносов и колонковых снарядов.

Приведенные обобщенные характеристики являются исходными данными для выбора рационального типа, конструкции и параметров основания и буровых механизмов для качественного и производительного бурения разведочных скважин на шельфе.

### 1.3. ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БУРЕНИЯ С МОНООПОРНОГО ОСНОВАНИЯ

Морское буровое основание – элемент морской буровой установки (МБУ), на котором размещаются механизмы, оборудование и специальная аппаратура для выполнения комплекса работ по бурению скважин на море. К настоящему времени

известно большое количество типов МБУ и оснований, обладающих различными эксплуатационно-техническими возможностями (рис. 1.4).

Бурение на море скважин любого целевого назначения наиболее качественно и производительно с опорных о морское дно оснований. Процесс бурения с опорных оснований не зависит от волнения моря. Наибольшее распространение среди опорных оснований получили самоподъемные. Они, в отличие от опорных стационарных, передвижные и позволяют буксировать их для бурения в разные районы без демонтажа с основания буровых механизмов.

Самоподъемные передвижные основания в отличие от стационарных опираются на дно моря выдвигающимися трубчатыми или ферменными опорами, которые при буксировке основания по морю подняты вверх и не касаются дна. Число опор может достигать 10 и более в зависимости от несущей способности донных грунтов и волнения моря в районе бурения, площади опорной поверхности опор и рациональной величины их заглубления в грунт. В настоящее время самоподъемные основания для бурения на глубинах моря до 40 м имеют преимущественно четыре опоры, а для бурения на больших глубинах – чаще три опоры.

Самоподъемные буровые основания традиционных конструкций – дорогостоящие, и возможности каждой из них ограничены конкретными интервалами глубин моря, для которых они сконструированы. Стоимость самоподъемных установок для бурения скважин глубиной 6000–9200 м на глубинах моря до 60–90 м составляет 7–18,5 млн. долл. Стоимость их эксплуатации достигает 15–20 тыс. долл. в сутки, т.е. 5–7 млн. долл. в год [29]. Стоимость сравнительно легкого самоподъемного основания для бурения инженерно-геологических и поисково-разведочных скважин на твердые полезные ископаемые глубиной до 100 м по породам на глубинах моря до 20 м составит по данным судостроительного завода г. Астрахани ориентировочно 6 млн. долл.

Использование самоподъемных буровых оснований традиционных конструкций сопряжено с большими затратами средств и времени на следующее: предварительные инженерные изыскания донных грунтов (в том числе бурением) в районе заложения скважины; буксировку основания на точку бурения; перевод основания из транспортного положения в рабочее и наоборот; надлежащий контроль за состоянием основания в процессе его эксплуатации; ликвидацию различного рода аварий с основанием.

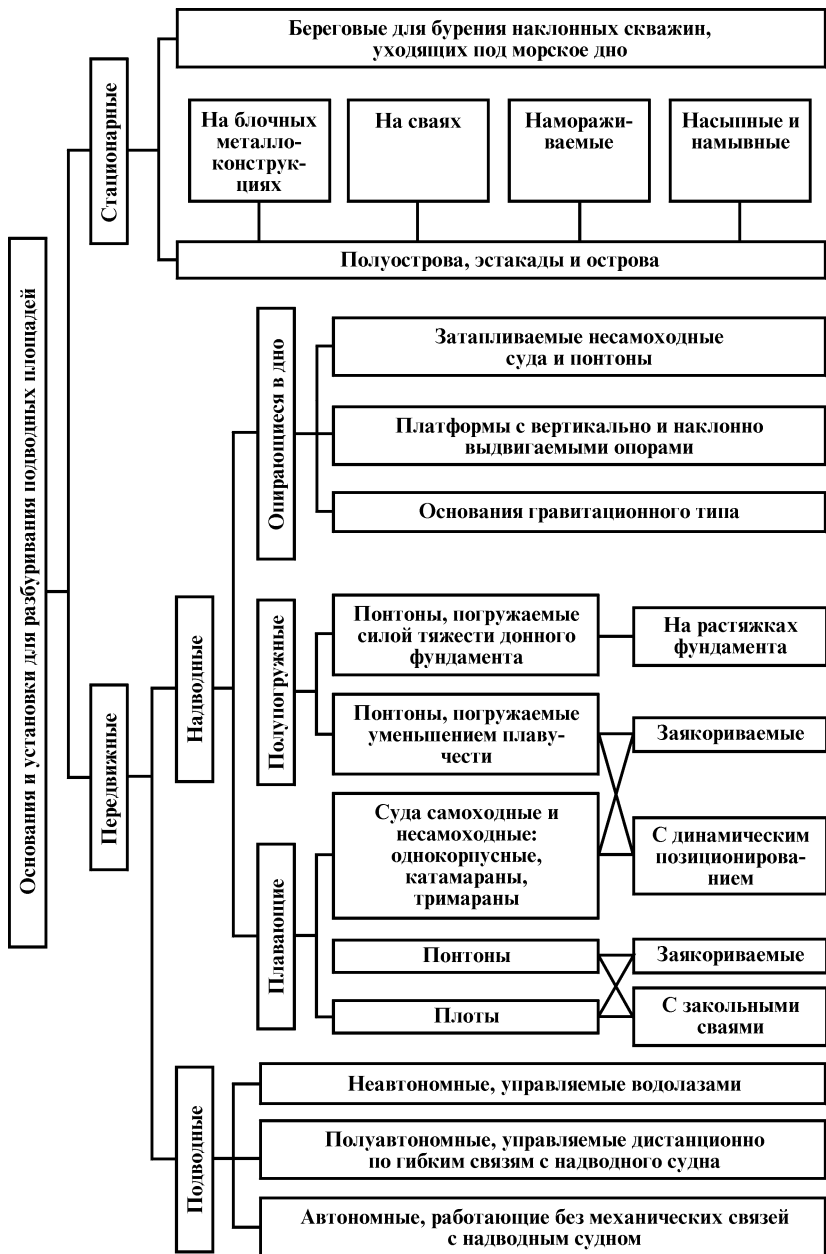


Рис. 1.4. Классификация типов оснований и установок для разбуривания подводных площадей

Наиболее ответственными при эксплуатации самоподъемных установок являются операции по их стабилизации на точке бурения и снятию с нее. При выполнении этих операций происходит около 30 % всех аварий самоподъемных установок. Еще около 30 % всех аварий происходит при буксировке самоподъемных установок [29].

Применение самоподъемных оснований экономически оправдано преимущественно для бурения разведочных и эксплуатационных нефтегазовых скважин. Их глубины достигают нескольких тысяч метров, а время сооружения каждой из них исчисляется месяцами и годами. Здесь стоимость самоподъемного основания, приходящаяся на 1 м бурения скважины, составляет 1–2 тыс. долл.

С увеличением глубины и времени бурения каждой скважины сокращается частота постановок основания на точку, снятий с нее и буксировок на новую точку бурения. Соответственно уменьшается число аварийных ситуаций с самоподъемными установками.

Самоподъемные установки для бурения глубоких скважин рассчитаны на круглосуточную работу людей на них в любую, в том числе штормовую, погоду. Они оснащены вертолетными площадками, что позволяет снимать людей с установки в аварийных ситуациях при помощи вертолетов.

Глубины бурения разведочных скважин на море составляют преимущественно 10–200 м по породам. Время их бурения составляет от нескольких часов до максимум 3 сут. Бурить такие скважины целесообразно со сравнительно легких и дешевых оснований, но которые гарантировали бы соблюдение требований качества, безопасности и экологичности работ на море.

Самоподъемные основания, рациональные при бурении нефтегазовых скважин, применять для бурения разведочных экономически невыгодно. Стоимость даже сравнительно легкого самоподъемного основания, приходящаяся на 1 м бурения разведочной скважины, в 30–100 раз больше стоимости самоподъемного основания, приходящейся на 1 м бурения нефтегазовой скважины.

Легкие самоподъемные основания не позволяют монтировать на них вертолетные площадки. Поэтому в соответствии с требованиями техники безопасности при волнении моря в 3 балла, плохой видимости из-за тумана или окончания светового дня буровые работы с легкого самоподъемного основания прекращают, оборудование крепят по-штормовому и всех людей с основания переводят на самоходное судно.

Швартовка к самоподъемному основанию судна и перемещение на него людей при волнении моря свыше 3 баллов опасны для их жизни, целостности судна и основания, так как судно при шторме качается на волне порывисто и непредсказуемо. Эта опасность усиливается в условиях плохой видимости.

Иногда для завершения бурения и ликвидации скважины требуется всего 1–2 ч работы. Но из-за наступления темноты или опасности усиления волнения моря люди вынуждены покинуть установку. При этом не обеспечивается выполнение общеизвестного в бурении правила: *скважину от начала до конца желательно бурить непрерывно.*

Длительные перерывы в процессе бурения скважины приводят к осложнениям: происходит адгезия пород, контактирующих с погружаемыми в целик обсадными трубами, и после отстоя значительно труднее производить их погружение; породы интервалов стенок скважины, не закрепленные трубами, набухают, обваливаются, скважина заплывает породами или зашламовывается. Поэтому после нескольких часов отстоя много времени затрачивается на восстановление как скважины, так и рациональных режимов ее бурения.

Средняя повторяемость возникновения волн силой более 3 баллов, вынуждающих прекращать бурение с легкого самоподъемного основания, составляет по шельфам морей, омывающих берега России, около 0,4 (см. табл. 1.1). Дополнительно увеличивается время простоя самоподъемной установки и затраты на бурение скважин на море из-за плохой видимости (ночь, туманы и пр.).

Самоподъемные основания небольших размеров и масс иногда используют для бурения разведочных скважин в закрытых и полузакрытых бухтах, где волнение моря редко достигает 3 баллов, причем только в светлое время суток. Частое, непредсказуемое во времени изменение гидрометеорологических условий моря, необходимость каждый вечер снимать людей с такого основания и каждое утро высаживать их на него вынуждают постоянно удерживать при основании в процессе бурения самоходное судно. Его содержание дополнительно увеличивает материальные затраты на бурение.

Таким образом, легкие самоподъемные основания характеризуются высокой стоимостью, недостаточной безопасностью работающих на них людей и низким коэффициентом использования, значение которого в большой степени зависит от погодных и гидродинамических условий моря. Поэтому практического применения при бурении разведочных скважин на открытых акваториях шельфа такие основания не получили.



Оценка известных типов морских буровых установок по основополагающим критериям их выбора для бурения разведочных скважин показывает, что наиболее полно отвечают требованиям безопасности, мобильности и стоимости выполнения буровых работ на море самоходные суда [12, 35]. На них имеются условия для работы, отдыха, питания и проживания бурового персонала. Поэтому при наступлении темноты или усилении волнения моря людей с самоходных буровых установок не снимают. Бурение с таких установок и контроль за состоянием скважины можно вести круглосуточно или прекращать работы на время шторма только после завершения бурения и ликвидации разведочной скважины.

Комфортные и безопасные условия пребывания людей на самоходных судах позволяют увеличить продолжительность бурового сезона (начинать в более ранние весенние месяцы и заканчивать в более поздние осенние) и работать даже в ледовой обстановке. В осенние и зимние месяцы, когда на шельфе часто бывают неблагоприятные для бурения метеорологические и штормовые условия, самоходные буровые суда могут использоваться для выполнения геологоразведочных работ, предъявляющих менее жесткие требования к стабилизации и устойчивости судна: отбора проб донных отложений породотборниками, буксировки сейсмокос, магнитометров и другой аппаратуры.

Буровые установки на самоходных судах являются автономными и в отличие от буксируемых установок способны работать и переходить с одной точки бурения на другую без вспомогательных плавсредств. При правильной организации геологоразведочных работ на море самоходные суда используют почти круглогодично, чередуя бурение, пробоотбор, геофизические исследования, транспортировку грузов и другие операции в зависимости от времени года и гидрометеорологических условий моря.

Неблагоприятные особенности бурения скважин с судов — их качка и дрейф, вызываемые изменяющимися во времени по силе и направлению ветрами, волнением и течениями находящегося над устьем скважины водного пространства. Качка и дрейф судна создают при бурении ряд трудно решаемых проблем. Вертикальные перемещения и горизонтальный снос судна от оси скважины вызывают вертикальные и угловые перемещения бурового станка и бурильной колонны. Из-за этого трудно поддерживать рациональные режимы бурения и обеспечивать надежность работы бурового оборудования, получать качественный керн и высокую производительность бурения

традиционными способами, техническими средствами и технологиями, признанными рациональными для бурения скважин аналогичного назначения на суше.

Качка вызывает более частые, чем при бурении на суше, поломки буровых снарядов, отрицательно сказывается на работоспособности находящихся на судне людей, вынуждает прекращать бурение на время шторма, снижает производительность и повышает стоимость бурения.

Для устранения влияния качки судна на качество и производительность бурения с него необходимо разрабатывать новые эффективные технологические схемы и технические средства бурения.

В результате многолетних работ в этом направлении зарубежных и отечественных специализированных научных и конструкторских организаций разработано большое количество оригинальных схем бурения, в том числе с применением следующих элементов: компенсаторов перемещений обсадной и бурильной колонн; подвешиваемых на мачте судна буровых площадок; системы динамической стабилизации судна; различного типа успокоителей качки судна и т.д. Эти разработки лишь частично уменьшают качку судна и ее влияние на процесс бурения, так как создают силы и моменты, стабилизирующие судно или буровые механизмы, только при уже состоявшемся угловом отклонении или изменении положения судна по вертикали от его положения и значения углового отклонения на тихой воде [36].

Бурение с плавсредств, оснащенных даже компенсаторами их качки и системой динамической стабилизации, сопровождается частыми поломками буровых снарядов и низким выходом керна. Особенно затруднено качественное исследование грунтов пенетрационно-каротажными методами при бурении с судов инженерно-геологических скважин.

При традиционных методах статического зондирования и пенетрационного каротажа вдавливанием в грунт соответствующих зондов и снарядов на бурильных трубах качественные результаты исследований обеспечиваются только при абсолютно неизменном положении вдавливающих буровых механизмов. Достичь такого положения при размещении этих механизмов на качающемся и дрейфующем из-за морского волнения судне невозможно.

Исследования специалистов Московского геологоразведочного института в направлении уменьшения влияния качки плавучей буровой установки на качество и производительность бурения привели к следующим выводам [12, 36]:

для эффективного бурения разведочных скважин одной из рациональных является схема бурения с моноопорного основания;

наиболее простая и дешевая конструкция моноопорного основания – обсадная колонна труб, предварительно погруженная в породы ударным (или вибрационным) способом для перекрытия водонасыщенных грунтов и являющаяся одновременно направляющей и водоотделяющей колонной;

схемы и технику вращательного и вдавливающего способов бурения разведочных скважин необходимо разрабатывать с учетом наличия на скважине предварительно погруженной в породы обсадной колонны (опоры) и использовать ее для стабилизации на ней исполнительных буровых механизмов (вращатель, гидроцилиндры, лебедка, мачта и т.п.);

каждый исполнительный механизм, установленный на моноопоре, с целью исключения его жесткой связи с качающимся на волнах судном должен оснащаться индивидуальным силовым приводом.

# Моноопорное бурение

Моноопорным называют основание, выполненное из одной опоры. Нижний конец морской буровой моноопоры погружен на необходимую для устойчивости глубину (3–8 м) в породы морского дна (свайный тип) или удерживается на дне на специальном массивном фундаменте ( гравитационный тип).

Фундаментом служат опорные пустотелые металлические или железобетонные плиты, выполняющие роль понтонов во время всплытия и буксировки. В качестве моноопорного основания может быть использована металлическая или железобетонная колонна труб, трех- или четырехгранная ферма или буровая вышка из металлоконструкций, комбинация по высоте опоры секций фермы и колонны труб.

Начало создания буровых установок на моноопорном основании относится к середине 70-х годов. Из зарубежных стран бурение на море по этой схеме осуществляли Великобритания, Норвегия, Нидерланды, США, Япония (табл. 2.1). В нашей стране разработкой схем бурения с моноопорного основания занимались специалисты Всесоюзного проектно-изыскательского и научно-исследовательского института “Гидропроект” и б. МГРИ. Специалисты МГРИ создали экспериментальный образец техники для бурения с моноопорного основания и бурили по этой схеме натурные скважины на акваториях Балтийского моря.

Из небольшого пока числа известных технических комплексов для бурения с моноопорного основания можно выделить два основных конструктивно-технологических направления их создания.

1. *С дистанционным управлением процессом бурения.* При этом на моноопоре монтируются только исполнительные механизмы (вращатель, механизм подачи, трубодержатель и т.п.). Буровая вышка, лебедка, приводные агрегаты, маслостанция, буровой насос, обсадные и бурильные трубы, а также

**Морские буровые установки на моноопоре, разрабатывающие их страны и фирмы**

Установка	Страна разработчик	Глубина скважины, м		Диаметр труб опоры, м	Особенности установки	Способ стабилизации моноопоры
		по воде	по породам			
Комплекс фирмы "Пилкон Вайфарер"	Великобритания	9–15	37	0,152	Вращательное бурение, диаметр КС* 0,089 м	Заглубление в грунт дна на 3 м
Комплекс фирмы "Энкоре Дриллинг"	"	5–25	20	0,152	Станок Диамек-250Е, выход керна 97 % (с судна 40 %)	То же до 10 м
Комплекс фирмы "Антон ван дер Липпе"	Норвегия	40	–	–	Установка ДВН-1500, при волне до 5 м	Моноопора в шахте судна
PWSPD	Нидерланды	40	–	0,25	Ударное бурение при скорости течения до 5 м/с	Башмак диаметром 5 м, массой 40 т, подвеска к порталу понтона
Комплекс фирмы "Сойлтест"	США	–	45	0,102	Станок ДР-845, диаметр КС 0,046–0,051 м	Растяжка заякоренными тросами
Установка СТМ фирмы "Тоне Боринг"	Япония	70	200	0,5	Станок 101 WL	То же
Система MCR-70/100 фирмы "Кокен Боринг"	"	18–70	100	1,8 и 0,3	Станок РК-3А, вращательное бурение, диаметр КС 0,118 м	Плита диаметром 7 м и заякоренные тросовые растяжки

ВМБ-1 конструкции МГРИ	СССР	20	50	0,324	Роторный вращатель, диаметр буровой коронки 0,112 м	Заглубление в грунт дна до 5 м
ВМБ-2 конструкции МГРИ	“	20	150	0,168	Вращатель, гидроподача, диаметр буровой коронки 0,112 м	То же до 3,8 м
МБУ “Старт”*** конструкции МГГРУ (изготовители ОАО “Геомаш”, ГПП “Южморгеология”)	Россия	50	100	0,168 и 0,324	Бурение вращательное и вдавливанием, диаметр буровой коронки 0,76–0,132 м	“ на 4 м и более

\* Колонковый снаряд.

\*\* Отличительные особенности: подвижный вращатель с двумя гидродвигателями, установленными симметрично оси моноопоры, исключает ее колебания и эксцентриситет нагружения; стабилизация моноопоры в грунте дна ударами кольцевым забивным снарядом по переходнику с ее верхней секции на нижнюю повышает КПД и вертикальность погружения, препятствует выдавливанию из грунта при статическом зондировании.

инструмент находятся на заякоренном у моноопоры плавосновании. Силовые механизмы плавоснования связаны с исполнительными буровыми механизмами на моноопоре лишь гибкими линиями (шланг, кабель, трос и т.п.). Буровой персонал также находится на плавосновании и поднимается на платформу опоры лишь в экстренных случаях, например, для проверки надежности работы исполнительных механизмов, их смазки и мелкого ремонта.

2. *С полностью автономным выполнением всех операций, необходимых для бурения скважины.* В этом случае на платформе моноопоры находятся обсадные и бурильные трубы, все необходимое для бурения оборудование, запасы горючесмазочных материалов и буровых растворов. Управление процессом бурения ведется буровым персоналом, находящимся на платформе моноопоры.

Для бурения на море используют трубчатые моноопорные основания свайного и бессвайного типов. Основания первого типа чаще используют в установках с дистанционным управлением процессом бурения, основания второго типа – в установках с автономным управлением. Описанные в настоящем разделе установки на трубчатых моноопорных основаниях с дистанционным и автономным управлением процессом бурения скважин на море позаимствованы из аналитического обзора, выполненного по заказу б. МГРИ Всесоюзным научно-исследовательским институтом экономики минерального сырья и геологоразведочных работ.

## **2.1. УСТАНОВКИ С ДИСТАНЦИОННЫМ УПРАВЛЕНИЕМ ПРОЦЕССОМ БУРЕНИЯ**

К установкам на трубчатой моноопоре свайного типа с дистанционным управлением процессом бурения относится комплекс фирмы “Пилкон Вайфарер” (Великобритания), созданный на базе серийного шпиндельного станка. Комплекс монтировался на трубах диаметром 0,152 м, заглублявшихся в породы морского дна на глубину 3 м при глубине моря 9–15 м. Станок обеспечивал бурение скважин глубиной до 37 м по породам диаметром 0,089 м при частоте вращения бурового снаряда 500 об/мин и крутящем моменте 36,2 Н·м. Подача бурового снаряда осуществлялась гидроцилиндрами с ходом 0,7 м, которые развивали усилие до 10 кН вниз и вверх.

Другая модель установки с дистанционным управлением была разработана английской фирмой “Энкорэ Дриллинг”,

которая применила в составе комплекса дистанционно управляемый станок Диамек-250Е шведской фирмы “Крелиус”. В качестве моноопоры использовалась водоотделяющая колонна диаметром 0,152 м. Максимальная глубина ее погружения в породы морского дна достигала 10 м при глубине моря от 5 до 25 м.

Моноопора погружалась в донные грунты с помощью станка фирмы “Пилкон Вайфарер”, который обеспечивал вращение колонны в сочетании с ударно-канатным бурением желонкой и долотом. Станок монтировался на четырехсекционном понтоне типа “Унифлот”, удерживаемом на точке бурения четырьмя якорями. На понтоне размещалась буровая вышка, дизель-генератор мощностью 44 кВт (60 л.с.), маслостанция и пульт управления.

На верхнем торце опорной колонны устанавливалась рабочая платформа площадью  $1 \times 1$  м<sup>2</sup>. На платформе монтировалась направляющая стойка станка Диамек-250Е с подвижным вращателем и механизмом его подачи, который имел ход 0,85 м и развивал усилие вниз до 32 кН и вверх до 24 кН.

Бурение велось алмазными коронками типа ТТ-46 с применением легкосплавных бурильных труб ЛБТ-43 длиной 3 м и массой 7,5 кг каждая. Частота вращения менялась от 200 до 2000 об/мин. С учетом большого диаметра опорной колонны по сравнению с диаметром бурильной для стабилизации последней применялась промежуточная обсадная колонна труб диаметром 0,054 м с импрегнированной алмазной коронкой.

Результаты бурения 11 скважин глубиной по 20 м по породам показали, что выход керна по твердым породам достигал 97 %, в то время как в случае применения на том же участке обычного роторного бурового станка, смонтированного на борту судна, выход керна не превышал 40 %.

Позднее, в 1985 г., такая же конструктивно-технологическая схема была применена норвежской фирмой “Антон ван дер Липпе, А.С.” при работах в арктических водах в районе о. Шпицберген. Бурение осуществлялось при глубине моря 40 м и высоте волн до 5 м с бурового судна, через шахту которого была выведена опорная колонна труб. На верхнем торце колонны монтировалась рабочая платформа и на ней располагалась буровая установка типа ДВН-1500 фирмы “Диамант Борт” (Бельгия).

Буровая установка имела вращатель с проходным отверстием диаметром 0,127 м и двумя рабочими диапазонами частоты вращения: низким – 0–400 об/мин и высоким – 0–900 об/мин. Максимальный момент силы при низком диапазоне составлял



380 Н·м, при высоком – 190 Н·м. Конструкция установки предусматривала отвод вращателя от оси скважины на расстояние 0,5 м.

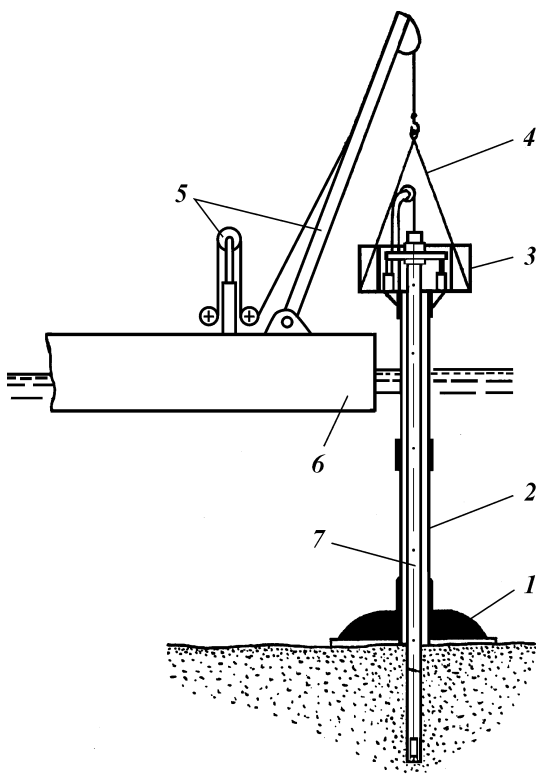
Свинчивание и развинчивание колонны осуществлялось при крутящем моменте 540 Н·м с помощью гидropатрона и трубодержателя пружинного типа с одинаковыми плашками, обеспечивающими необходимые размеры проходных отверстий и удерживающее усилие 15 кН. Механизм подачи обеспечивал максимальное усилие вверх и вниз, составляющее 15 кН при максимальной скорости подачи 0,6 м/мин. Скорость подачи при спускоподъемных операциях достигала 48 м/мин. Бурение велось усиленными буровыми снарядами со съёмными керноприемниками модели Н.ДВ.СР.

## 2.2. АВТОНОМНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Комплекс автономной буровой установки на трубчатом моноопорном основании включает колонну-монопод (моноопору) и смонтированную на ее верхнем конце большую (как правило, двухэтажную) рабочую платформу с буровой вышкой и полным комплектом буровых механизмов и оборудования. В этом случае моноопора монтируется из труб большого диаметра и снабжается донным опорным башмаком, выполняющим роль стабилизирующего груза. Моноопора дополнительно поддерживается в субвертикальном положении одним из 2-х следующих основных способов: подвеской рабочей платформы к portalу обслуживающего плавоснования или установкой системы растягивающих тросов, заякориваемых на морском судне.

Примером реализации первого способа может служить установка PWSPD, созданная специалистами Нидерландского государственного агентства по освоению шельфа (рис. 2.1). Она включает донный опорный башмак 1 диаметром 5 м и массой 40 т (в воздухе), к которому крепится моноопора 2 диаметром 0,25 м, снабженная в верхней части платформой 3 с установленным на ней комплектом буровых механизмов и оборудования.

Рабочая платформа подвешивается на тросах 4 к тросу крана 5 вспомогательного плавоснования (понтон) 6 через компенсатор вертикальной качки, обеспечивающий почти постоянное натяжение колонны по вертикали силой 50 МН. В инструкции по эксплуатации установки рекомендуется поднимать рабочую платформу на высоту не менее 2 м над уровнем моря.



**Рис. 2.1. Принципиальная схема оснастки колонны-монопода буровой установки PWSP (Нидерланды):**

1 – донный опорный башмак; 2 – колонна-монопод; 3 – рабочая платформа; 4 – тросы; 5 – кран; 6 – понтон; 7 – обсадная колонна

Установка используется для бурения на глубинах воды до 40 м при течении со скоростью до 1,5 м/с. Бурение ведется ударно-забивным способом с применением обсадной колонны 7 диаметром 0,18 м. Для спуска и подъема обсадной колонны применяется гидравлический домкрат с усилием 200 кН.

Большее практическое применение получили установки этой группы с удержанием моноопоры в вертикальном положении при помощи системы заякоренных растягивающих тросов. Известны многочисленные модели таких установок, предназначенных для работы как на мелководье, так и при глубине моря до 70 м и более.

Примером легкой установки с системой заякоренных растягивающих тросов может служить комплекс, серийно выпускаемый американской фирмой “Сойлтест” и предназначенный для работы в мелководных зонах озер и заливов с использованием моноопоры из труб диаметром 0,102 м. Технические параметры основного бурового оборудования, используемого в этом комплексе, следующие:

*Буровой станок*

Модель.....	ДР-845
Максимальная глубина скважины, м.....	45
Диаметр скважины, 10 <sup>-3</sup> м.....	46; 51
Ход подачи, м.....	0,89
Тип подачи.....	Ручной
Диапазоны регулирования частоты вращения инструмента, об/мин:	
I.....	0–587
II.....	0–1043
Мощность привода, кВт.....	4,5
Масса, кг.....	125

*Лебедка*

Модель.....	ДР-386
Подъемное усилие, кН.....	2,27
Мощность, кВт.....	3
Масса, кг.....	45

*Насос*

Модель.....	ДР-930
Подача, л/мин.....	55
Напор, МПа.....	2,76
Мощность, кВт.....	5

*Мачта*

Модель.....	ДР-385
Тип.....	Трехногая из алюминиевых труб
Высота, м.....	4,8
Масса, кг.....	43

Примером тяжелой установки этого типа является модель СТМ-2012 японской фирмы “Тоне Боринг”, в которой применена опорная колонна из труб диаметром 0,5 м, обеспечивающая возможность бурения скважин глубиной до 200 м по породам при глубине моря до 70 м. Используемый в установке буровой станок типа 101 WL имеет два диапазона частоты вращения (0–80 об/мин и 0–240 об/мин) при крутящем моменте 3 кН·м. Максимальное усилие подачи бурового инструмента вниз 23 кН, вверх 35 кН. Суммарная мощность привода буровой установки 37 кВт.

Интерес представляет модульная система MCR-70/100 японской фирмы “Кокен Боринг”. С 1984 г. эта система применялась в б. СССР при бурении на дальневосточном шельфе. Она включает семь видов модифицированных трубчатых модулей, из которых могут быть собраны 10 типоразмеров колонн-

монопопов для бурения при глубинах моря от 18 до 70 м. При этом для бурения в любой точке акватории собирается колонна монопоп длиной, превышающей глубину моря на 12 м.

Модули представляют собой двойные полые кольцеобразные конструкции из труб наружным диаметром 1,8 м и внутренним – 0,3 м. Нижний конец монопопы соединен с конусообразной опорной плитой диаметром около 7 м, внедряемой в донные отложения на глубину 2 м. В верхней части монопопы монтируют квадратную двухэтажную рабочую платформу высотой 2 м и размерами сторон 6,5×6,5 м.

На рабочей платформе установлены буровой станок типа РК-3А, промывочный насос, буровая вышка высотой 9 м и другое оборудование, обеспечивающее бурение скважин глубиной до 100 м и диаметром 0,118 м по породам. Общая масса набора труб опорной колонны составляет 100 т, общая масса всего комплекса – 132 т.

Для бурения скважин при глубине моря до 300 м одна калифорнийская фирма запатентовала морскую буровую установку, состоящую из цилиндрической колонны и установлен-

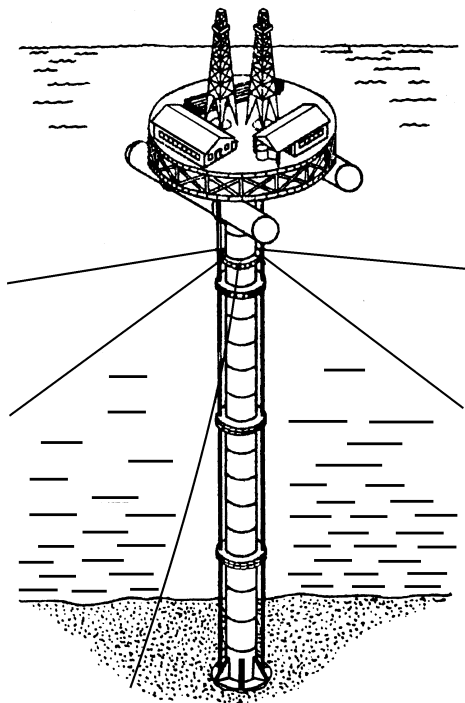


Рис. 2.2. Буровая установка на расчлененной колонне

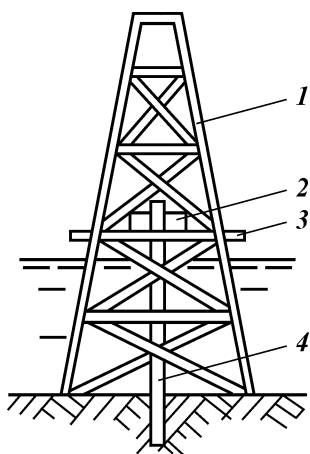
ной на ее верхнем конце платформы с буровым оборудованием, смонтированной на двух горизонтальных понтонах трубчатой формы (рис.2.2).

Колонну собирают на суше из отдельных секций, представляющих собой герметические емкости, буксируют к месту бурения и переводят в рабочее положение плавучим краном. При этом нижние секции колонны или их специальные ниши заполняют песком, гравием или другим природным материалом, средние – водой, а верхние – оставляют заполненными воздухом.

В результате средние секции имеют почти нулевую плавучесть, верхние сообщают колонне усилие, направленное вверх, а нижние, имеющие отрицательную плавучесть, перемещают центр тяжести колонны вниз и предотвращают ее всплытие. Под действием усилий со стороны крайних секций средняя оказывается растянутой, что исключает продольный изгиб колонны. От заваливания колонну предохраняют растяжки, закрепленные на тяжелых якорях.

### 2.3. ФЕРМЕННЫЕ МОНООПОРНЫЕ ОСНОВАНИЯ

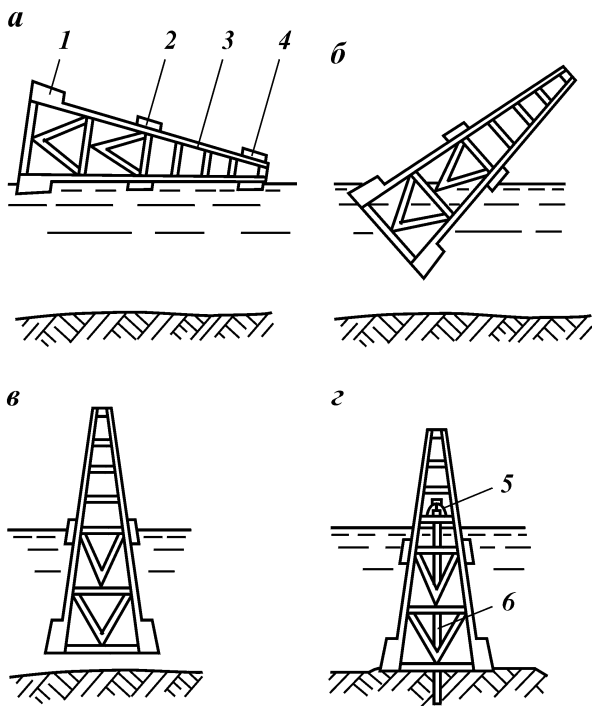
Ферменные моноопорные буровые основания могут быть свайными и безсвайными. Последние более удобны при монтаже и транспортировке с одной точки бурения на другую. Буровые установки, смонтированные на базе ферменных моноопорных оснований, могут быть автономными и с дистанционным управлением процессом бурения.



**Рис. 2.3. Основание – вышка:**  
1 – вышка; 2 – буровой станок; 3 – рабочая площадка; 4 – обсадная колонна

Для бурения разведочных скважин в зонах осушки приливо-отливных акваторий используют в качестве основания обыкновенную буровую вышку (рис. 2.3). Монтаж основания ведут во время отлива. После установки вышки на грунт вертикально поднимают копровой лебедкой на требуемую высоту площадку с буровым оборудованием и закрепляют ее на ногах вышки. По окончании бурения дожидаются отлива и демонтируют установку в обратной последовательности.

Сквозная конструкция любого ферменного основания уменьшает силу волнового давления на него. Однако небольшая масса бессвайного вышечного основания не обеспечивает его достаточной устойчивости при сильном ветре. Поэтому в районах с сильными ветрами и накатами волн вышечные основания следует дополнительно раскреплять растяжками или использовать вышки гравитационного типа.

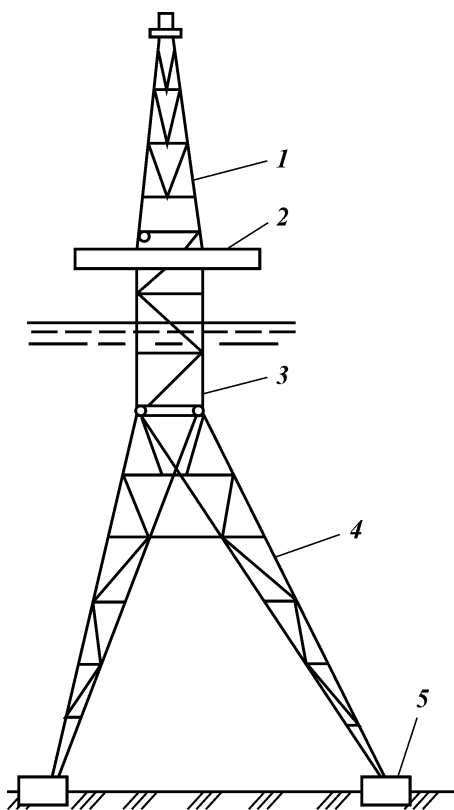


**Рис. 2.4. Буровая вышка-понтон в положении:**

*а* – горизонтальном; *б* – промежуточном; *в*, *г* – вертикальном; 1, 2, 4 – камеры; 3 – буровая вышка; 5 – буровой станок; 6 – обсадная колонна

Один из вариантов вышечного бурового основания гравитационного типа представляет собой изготовленную из труб вышку с тремя рядами балластных камер (рис. 2.4). Верхние камеры съемные, средние могут перемещаться вдоль ног вышки (на точке бурения их фиксируют под уровнем моря), нижние неподвижны.

При горизонтальном (транспортном) положении вышки все ее камеры продуты и выполняют функции поплавков. При заполнении водой нижних камер вышка переходит в вертикальное положение. Заполнив водой средние камеры, вышку опускают на дно и устанавливают в рабочее положение. После этого на вышке над поверхностью воды монтируют рабочую площадку и буровое оборудование. При демонтаже все операции выполняются в обратной последовательности. Для опорожнения камер от воды используют сжатый воздух из баллонов или от компрессора [1].



**Рис. 2.5. Мобильная морская буровая установка:**

1 – буровая вышка; 2 – рабочая площадка; 3 – ферма прямоугольной конструкции; 4 – трехпорная ферма; 5 – понтон

Известен проект мобильной морской буровой установки (МБУ) с ферменным моноопорным основанием гравитационного типа (патент США № 3456447). МБУ состоит из рабочей площадки 2 с буровыми механизмами и буровой вышкой 1 и подводной части, выполненной в виде трехопорной фермы 4 (рис. 2.5). Ферма опирается на три понтона 5, которые при необходимости стабилизируют МБУ или придают ей нужную плавучесть. Подводная часть МБУ заканчивается отдельной фермой 3 прямоугольной конструкции, позволяющей наращивать ее и устанавливать рабочую площадку на необходимой высоте над уровнем моря.

## **2.4. ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ БУРЕНИЯ С МОНООПОРНЫХ ОСНОВАНИЙ**

В нашей стране особенности, проблемы и методы бурения на море с моноопорного основания также исследовались. Работы выполнялись в направлении создания установок с дистанционным управлением процессом бурения с трубчатого моноопорного основания свайного типа. Наиболее полно результаты конструктивно-технологических работ в этом направлении могут быть представлены комплексами технических средств, разработанными специалистами Московского государственного геологоразведочного университета (б. МГРИ) [2, 12].

### **2.4.1. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ БУРОВОЙ КОМПЛЕКС**

Экспериментальный буровой комплекс, разработанный МГРИ, включает трубчатую моноопору, установленную на ее верхнем конце платформу с исполнительными буровыми механизмами и плавоснование с расположенным на нем энергосиловым, грузоподъемным и технологическим буровым оборудованием. На платформе моноопоры смонтирован буровой вращатель и механизм гидроподдачи бурового инструмента. На плавосновании установлены буровая вышка, лебедка, силовые приводные агрегаты, буровой насос, механизм для погружения моноопоры в породы морского дна, бурильные и обсадные трубы и пр. Управляет работой всех исполнительных, силовых и грузоподъемных буровых механизмов буровой персонал, находящийся на плавосновании, т.е. управление процессом бурения осуществляется дистанционно.

Экспериментальный буровой комплекс предназначался для бурения скважин на акваториях Балтийского моря с глубинами



до 10 м с целью обработки: а) рациональной конструкции комплекса и технологии бурения им разведочных и инженерно-геологических скважин; б) технологии определения отметок кровли и подошвы янтаросодержащего пласта и последующей его разработки геотехнологическими методами из этой же скважины.

Для выполнения первой задачи применялась моноопора из обсадных труб диаметром 0,168 м, соединяемых муфтами с левой резьбой. Левая резьба предотвращала развинчивание труб моноопоры под действием реактивного момента, возникающего в процессе вращательного бурения.

Для выполнения второй задачи применялась моноопора из обсадных труб диаметром 0,324 м тоже муфтового соединения, но с правой резьбой. Здесь момент затяжки резьбы при монтаже моноопоры превышал значение реактивного момента от вращения бурового снаряда и резьбовые соединения ее труб не развинчивались. Увеличение диаметра моноопоры для выполнения второй задачи было обусловлено необходимостью спуска в скважину геотехнологического оборудования требуемых размеров.

На акваториях Балтийского моря в районе обработки технологий бурения разведочных скважин геологический разрез до глубины 3,8 м был представлен разнородными песками, глубже – отложениями с включениями галечников и валунов из крепких кристаллических пород (гранитов, кварцевых диоритов и гнейсов) с поперечными размерами больше диаметра труб моноопоры. Поэтому колонну обсадных труб диаметром 0,168 м погружали в породы морского дна до глубины 3,6–3,8 м, которая была достаточной для использования этой колонны в качестве надежного моноопорного основания.

В районе янтароносного месторождения мощность рыхлых отложений составляла в среднем 20 м и примерно на глубине 7–8 м от дна моря находилась кровля янтаросодержащего пласта (“голубая земля”). Здесь моноопору диаметром 0,324 м погружали в породы морского дна на глубину 4,5–5,0 м. Затем на ее верхнем торце монтировали вращатель и бурили до коренных пород вращательным способом с отбором керна колонковым снарядом диаметром 0,108 м с твердосплавной коронкой диаметром 0,112 м.

Сборку моноопоры диаметром 0,168 м, ее стабилизацию в грунте морского дна, обработку рациональной конструкции бурового комплекса и технологии бурения им разведочных скважин осуществляли с экспериментального катамарана с П-образным проемом в его носовой части. Сборку и стабилизацию в

грунте морского дна моноопоры диаметром 0,324 м и бурение геотехнологических скважин осуществляли с борта научно-исследовательского судна “Шельф-1”.

Для частичного уменьшения трудностей и ограничений работы с борта судна буровая вышка была выполнена с возможностью наклона в сторону моря и между ногами вышки была смонтирована откидывающаяся с борта площадка с П-образным проемом. В рабочем положении кронблок вышки находился за пределами борта судна и свисающий трос лебедки находился в центре П-образного проема откинутой площадки.

Для сборки и стабилизации моноопоры в морском дне, последующего монтажа на ней вращателя с механизмом подачи и бурения скважин каждое плавоснование было оснащено лебедкой бурового станка ЗИФ-300 с грузоподъемной силой 20 кН, буровой вышкой высотой 10 м с грузоподъемной силой 300 кН, буровым промывочным насосом (11ГР – на судне, НБ-3 – на катамаране), механизмом для погружения моноопоры в грунт дна, необходимым количеством обсадных и бурильных труб. При этом плавоснование располагало запасом энергетической мощности, достаточной для работы буровых механизмов.

Для удержания судна на точке бурения использовались только два носовых якоря массой 600 кг каждый. Катамаран удерживался на точке бурения четырьмя якорями (два кормовых массой по 300 кг и два носовых – по 450 кг каждый).

Для решения поставленных задач по бурению скважин с моноопорного основания специалистами б. МГРИ был разработан и изготовлен с использованием трубоизогнателя РТ-1200 вращатель морской буровой ВМБ-1. При бурении ВМБ-1 на акваториях Балтийского моря отмечались колебания бурового снаряда и моноопоры из обсадных труб диаметром 0,324 м с толщиной стенки 0,012 м. Эти колебания ускоряли износ буровых коронок, ухудшали качество выбуриваемого керна и затрудняли процесс бурения.

Выявлено, что причина колебаний моноопоры и бурового снаряда в одностороннем (эксцентричном) расположении электропривода вращателя относительно оси моноопоры. При таком расположении привода на моноопору при вращении снаряда действует пара сил, создающая реактивный момент, и сила, изгибающая моноопору. Последняя отклоняет верхний не заземленный конец моноопоры от вертикали на величину, пропорциональную значению этой силы. Силы упругости моноопоры постоянны. Поэтому верхний конец моноопоры отклоняется от вертикали то на большую, то на меньшую величину, т.е. приходит в колебание, которое усиливается силой тяжес-

ти буровых механизмов, установленных на площадке моноопоры.

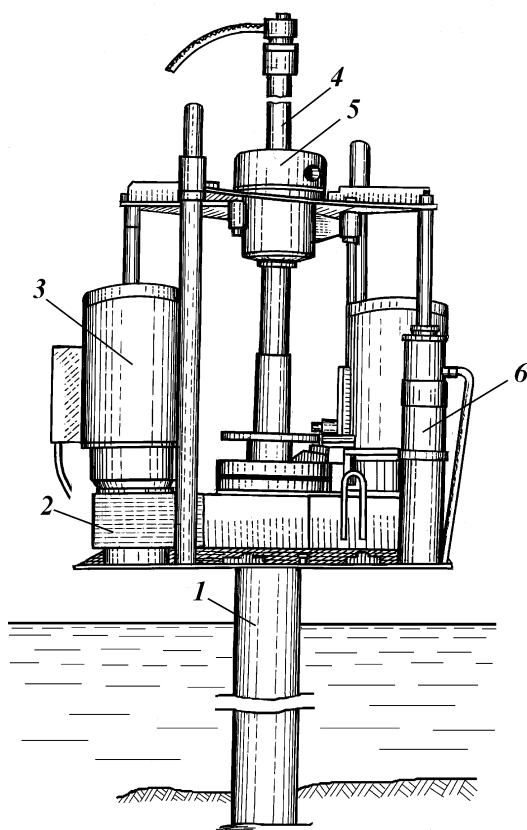
Для исключения указанных колебаний был изготовлен действующий макет специального вращателя ВМБ-2 для бурения с моноопоры (рис. 2.6). Вращатель ВМБ-2 отличается от известных конструкций расположением симметрично оси моноопоры двух электродвигателей переменного тока (свидетельство № 10416 на полезную модель “Устройство для бурения разведочных скважин”, 1999 г.).

#### Техническая характеристика ВМБ-2

Номинальная глубина скважины, м.....	150
Диаметр скважины, $10^{-3}$ 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 плавоснования спускают до дна акватории колонну обсадных труб 21 (рис. 2.7) и на всю мощность рыхлых отложений бурят ударно-забивным способом. При встрече валунов, плотных или коренных пород ударно-забивное бурение прекращают и погруженную в грунт морского дна обсадную колонну используют в качестве моноопорного основания. При этом на моноопору 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, операции свинчивания и отвинчивания бурильных труб при спуске и подъеме снаряда выполняют механически.

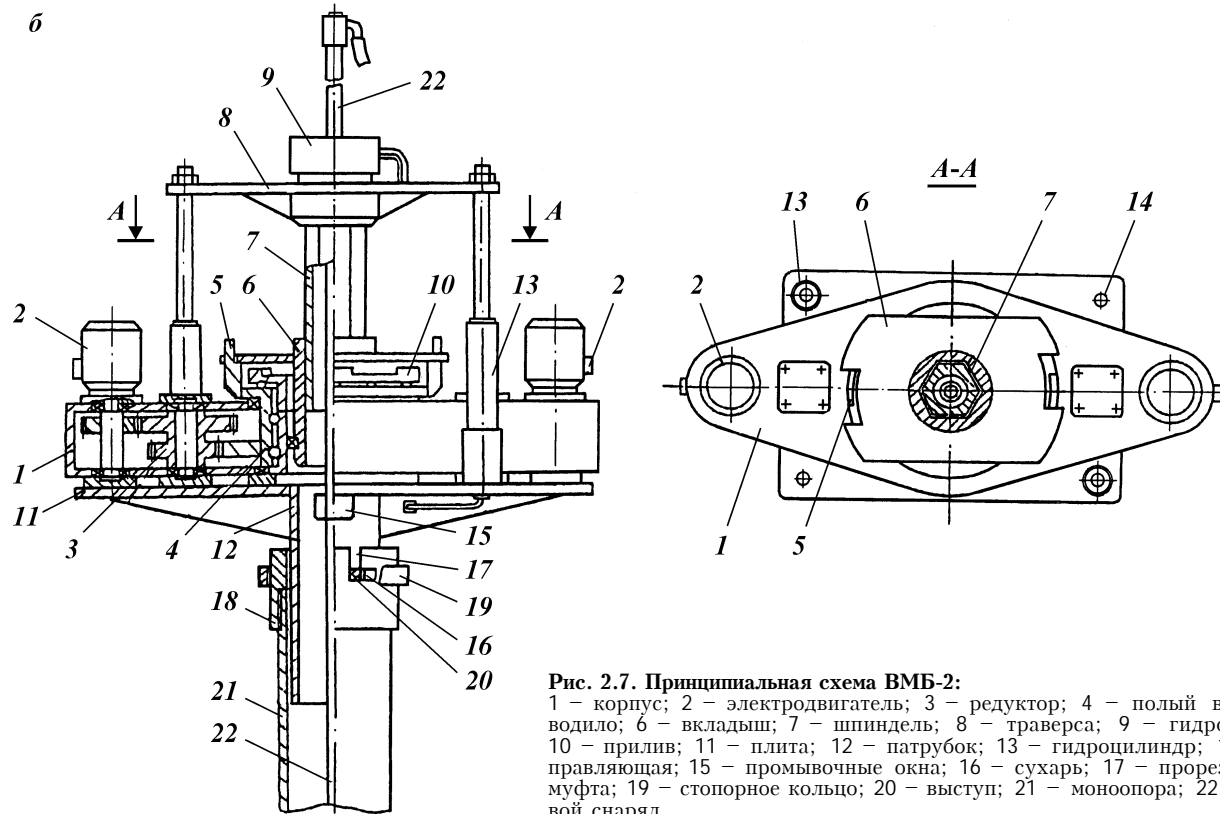


**Рис. 2.6.** Действующий макет вращателя морского бурового (ВМБ-2) на моноопоре диаметром 0,168 м при бурении на море с катамарана:

1 – моноопора; 2 – корпус вращателя; 3 – электродвигатель; 4 – ведущая буровая труба; 5 – зажимной патрон; 6 – гидроцилиндр

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 процесс бурения. Подъем снаряда из скважины производят в обратной последовательности.

б



**Рис. 2.7. Принципиальная схема ВМБ-2:**

1 – корпус; 2 – электродвигатель; 3 – редуктор; 4 – полый вал; 5 – водило; 6 – вкладыш; 7 – шпindelь; 8 – траверса; 9 – гидродатчик; 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 – моноопора; 22 – буровой снаряд

Работоспособность и эффективность ВМБ-2 подтверждена при бурении производственных скважин с промывкой морской водой при помощи насоса НБ-3 по схеме с открытой циркуляцией промывочной жидкости. Для уменьшения загрязнения вод акватории поступающим из скважины шламом, на верх моноопоры устанавливали “юбку” с отводным патрубком и соединенным с ним шлангом. Шланг 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 сброшенного в воду 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 трубу диаметром 0,108 м, бурильные трубы диаметром 0,042 м и ведущую трубу 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 керноприемной 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 постановки на вращатель двух двигателей подтверждена практикой. Это исключило биевание ведущей штанги и в 2 раза, по сравнению с ВМБ-1, повысило мощность привода вращателя. Теоретические расчеты показывают, что ВМБ-2 обеспечивает с запасом по мощности в 1,16 кВт нормальное бурение скважин диаметром 0,112 м и глубиной до 150 м с частотой вращения бурового снаряда 78 об/мин при осевой нагрузке 10 кН.

Вращатель ВМБ-2 не подвержен качке, так как установлен на погруженной в грунт моноопоре, которую из-за ее малого миделевого сечения волна не раскачивает. Гибкая связь вращателя с плавоснованием (электрокабель и водяной шланг) позволяет плавоснованию без заметного влияния на процесс бурения дрейфовать и качаться в пределах, допустимых по усло-

виям выполнения на нем работ. Поэтому ВМБ-2 позволяет бурить при волнении моря до 3 баллов без применения специальных дорогостоящих и громоздких компенсаторов качки.

Независимо от качки плавоснования гидроцилиндры ВМБ-2 позволяют регулировать и поддерживать необходимую нагрузку на забой скважины и тем самым бурить породоразрушающим инструментом любого известного типа, использовать прогрессивные технологии бурения, отработанные и применяемые в условиях суши, и добиваться высоких скоростей бурения.

#### **2.4.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПЛЕКСУ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ТРУБЧАТОЙ МОНООПОРЫ**

Комплекс оборудования для бурения скважин с моноопорного основания на акваториях должен включать буровое плавоснование, трубчатую моноопору и механизмы для ее монтажа, стабилизации в грунте дна и демонтажа, а также буровые исполнительные механизмы (буровой станок), устанавливаемые на платформе моноопоры.

**Требования к плавоснованию.** Плавоснование должно быть оснащено: П-образным проемом под буровой вышкой, позволяющим при необходимости отходить плавоснованию от моноопоры и повторно к ней подходить; четырьмя якорями массой не менее 800 кг каждый и необходимым количеством якорных лебедок с емкостью барабанов на длину тросов, равную не менее пяти глубинам моря в точке бурения. Рабочая площадь палубы для размещения бурового оборудования, труб и инструмента должна составлять примерно 10×15 м.

Плавоснование должно быть оснащено следующим основным буровым оборудованием: Л-образной вышкой высотой 10–14 м и грузоподъемностью до 300 кН; лебедкой буровых станков ЗИФ-650, СКБ-5 или ЗИФ-1200; насосом НБ-4 или НБ-5, развивающим напор до 10 МПа, что позволит использовать его как для бурения вращательным способом с промывкой, так и для извлечения обсадных труб из скважины и моноопоры из грунта гидравлическим способом. Плавоснование должно позволять задействовать 80 кВт от имеющейся энергетической мощности на процесс бурения или на нем должна быть установлена дополнительная электростанция мощностью 80–100 кВт.

**Требования к трубчатой моноопоре.** Моноопора должна включать следующие основные элементы: набор обсадных труб

с толщиной стенки 0,012 м и более для составления колонны длиной, превышающей глубину моря в точке бурения примерно на 10 м; башмак моноопоры, армированный твердым сплавом; соединения труб фланцевые или замковые с левой конусной резьбой; переходник с труб моноопоры на замок бурильных труб диаметром 0,0635 м с лысками под элеватор для спуска, наращивания и извлечения труб моноопоры. Для свинчивания и развинчивания труб моноопоры вручную необходимы облегченные ключи, выполненные, например, по принципу хомута.

Диаметр труб для моноопоры следует выбирать в зависимости от глубины и гидрологических условий моря. Преимущество следует отдавать моноопорам со ступенчато изменяющимися поперечными сечениями их по высоте. Поэтому в наборе должны быть обсадные трубы различных диаметров. Для повышения прочности моноопоры желательно использовать стальные обсадные трубы с повышенным пределом текучести (550 МПа и более).

Левая резьба замковых соединений труб моноопоры предназначена для предотвращения развинчивания труб реактивным моментом, возникающим при вращательном бурении. В замковых соединениях резьба должна быть крупнее и с большей конусностью, чем в муфтовых, с целью облегчения свинчивания труб, что особенно важно в условиях качки плавоснования. Достичь этого возможно за счет уравнивания внутреннего диаметра замка с внутренним диаметром соединяемых труб. Прочность замкового соединения не должна быть меньше муфтового.

В конструкциях снарядов для стабилизации моноопоры в грунте морского дна целесообразно использовать успешно апробированные идеи и технические решения специалистов МГГРУ: подводный забивной кольцевой снаряд или телескопическую моноопору с использованием верхнего телескопа в качестве ударника для погружения нижнего телескопа в грунт ударами; способы и технические средства для погружения моноопоры в грунт одновременно с раскрепляемым у ее башмака керноприемным снарядом с целью повышения производительности отбора керна из моноопоры и качества геологического изучения этого интервала (описание этих решений приведено в разделах 6.2 и 6.3).

**Требования к буровым исполнительным механизмам на моноопоре.** Эти механизмы должны обеспечивать бурение различными способами: вращательным для бурения скважин любых назначений в плотных и крепких породах и для отбора керна



с ненарушенной структурой (монолитов) при инженерно-геологических изысканиях; ударным для бурения поисково-разведочных скважин на россыпи и для разрушения валунов; вдавливающим для отбора проб грунтов снарядами со штампом и для определения их свойств в естественном залегании путем статического зондирования пенетрационно-каротажными методами.

Бурение ударным способом обеспечивают буровые механизмы и снаряды, установленные на плавосновании (лебедка станка типа ЗИФ или СКБ, забивные керноприемные снаряды и т.п.). Бурение вращательным и вдавливающим способами должны обеспечивать вращатели и гидросистемы, монтируемые на платформе трубчатой моноопоры.

Буровые механизмы, устанавливаемые на платформе моноопоры, (буровой станок) должны включать: вращатель, механизм подачи инструмента, гидропатрон, трубордержатель бурильных труб диаметром 0,0635 м, спайдер для обсадных труб диаметрами 0,108–0,146 м. Наличие лебедки в комплексе механизмов бурового станка необязательно. Это уменьшит количество маслошлангов, габариты и массу бурового станка. Спуско-подъемные операции в процессе бурения должны осуществляться при помощи гидроцилиндров станка. Монтаж и демонтаж моноопоры и бурового станка осуществляется лебедками плавоснования.

Привод вращателя должен быть от двух моторов, располагаемых симметрично относительно его центрального проходного отверстия, с целью исключения колебаний моноопоры при одностороннем расположении силового привода. Механизмы бурового станка следует размещать на платформе так, чтобы не создавать значительного эксцентриситета по силе тяжести платформы с механизмами относительно осевой плоскости трубчатой моноопоры.

Механизм подачи (гидроцилиндры) должен развивать усилие вниз 60–100 кН (6–10 тс) для пенетрационных исследований грунтов, вверх достаточно 30 кН (3 тс). Желательно, чтобы ход цилиндров составлял 3,5 м с целью наращивания бурового снаряда трубами диаметром 0,0635 м со стандартными длинами 3,2 м. Гидроцилиндры механизма подачи должны находиться строго в плоскости оси моноопоры, использоваться для создания осевой нагрузки на забой скважины и для спуска-подъема бурового снаряда. В последнем случае скорость подачи гидроцилиндров должна достигать 1,0 м/с.

Вращатель должен перемещаться вместе с гидроцилиндрами, т.е. должен быть подвижным. Желательно, чтобы он мог отклоняться от вертикали в пределах до 90° с целью удобства

использования его при спускоподъемных операциях бурового снаряда.

Вращатель должен быть снабжен гидropатроном с проходным отверстием для спуска через него гладкоствольных бурильных труб диаметром 0,0635 м (по сварочному шву 0,0645 м) и позволять использовать его для свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб.

Вращатель должен обеспечивать правое и левое вращение. Нижний предел частоты правого вращения не должен превышать 40 об/мин, верхний не должен быть меньшим 300 об/мин. При этом вращатель должен обеспечивать крутящий момент 1,2–1,6 кН·м.

Управление работой механизмов бурового станка должно осуществляться персоналом, находящимся на палубе плавоснования, дистанционно (по типу тельфера) или вручную при помощи пульта, укрепленного на буровом станке на досягаемой, удобной и безопасной для работы высоте. К пульту управления от маслостанции плавоснования не должно подходить больше трех масляных шлангов. Число масляных шлангов от пульта управления к потребителям станка неограничено.

Буровой станок должен иметь узел быстрого и надежного соединения и разъединения его платформы с моноопорой. Причем высота от верхней поверхности платформы до нижней кромки узла соединения с моноопорой не должна превышать 0,35 м. Это необходимо, чтобы при расстоянии 0,8–1,0 м от платформы до палубы плавоснования, обусловленном его качкой на волне, находящийся на плавосновании буровой персонал мог управлять бурением при помощи пульта, укрепленного на станке, и при необходимости направлять очередную наращиваемую или отводить отвинченную бурильную трубу непосредственно руками.

Размеры платформы бурового станка должны определяться его размерами и быть как можно меньшими (не более 1,5×1,0 м). Ремонт механизмов станка необходимо проводить на плавосновании. Для осмотра механизмов станка в процессе бурения можно использовать трап. Он может соединяться с платформой шарнирно и его нижний конец катками должен опираться о палубу плавоснования.

Масса бурового станка вместе платформой и узлом закрепления ее на моноопоре не должна превышать 2,0 т.

Конструкция ВМБ-2 и схема бурения с его применением не отвечают в полной мере выработанным требованиям. Их необходимо совершенствовать в основном в следующих двух направлениях: 1) облегчение и ускорение спуска в скважину,

наращивания и подъема из скважины бурового снаряда; 2) 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.

Решение первой задачи возможно путем выполнения вращателя с симметрично расположенным силовым приводом, подвижным по вертикали. Решение второй задачи сводится к замене электродвигателей переменного тока гидромоторами или электродвигателями постоянного тока.

Вращатели с двумя гидродвигателями создают необходимый крутящий момент при меньшем давлении масла в гидросистеме, которое при одном гидродвигателе достигает 30 МПа. Уменьшение давления масла в гидросистеме снижает вероятность ее протечек в соединительных узлах с буровыми механизмами, что крайне важно для обеспечения экологических требований при бурении на акваториях.

Для привода механизмов бурового станка трубчатой моноопоры наиболее экологично применение электродвигателей постоянного тока. Частоту вращения бурового снаряда при этом можно регулировать от нуля и выше плавно, и она не зависит от крутящего момента, необходимого для разбуривания пород на забое скважины. Электродвигатель постоянного тока можно запускать без холостого разгона, коробки скоростей, редуктора и муфты сцепления. При возможности использования двигателей постоянного тока следует оценить схемы вращателей с двумя и одним электродвигателями.

В последней схеме электродвигатель необходимо располагать по оси моноопоры и вал его ротора должен быть пустотелым для подачи в скважину промывочной жидкости. Важное преимущество этой схемы состоит в том, что в ней можно ограничиться одним гидроцилиндром для создания осевой нагрузки. Причем корпус цилиндра можно установить внутри моноопоры и этим почти в 2 раза уменьшить высоту бурового станка, что особенно важно при желании иметь большой ход механизма подачи.

Мощность электропривода до 14 кВт может быть достаточной для бурения разведочных скважин. Изготовление электродвигателей постоянного тока мощностью 6–8 кВт (для работы вращателя необходимо два таких электродвигателя) и электродвигателей с пустотелым валом ротора мощностью 10–14 кВт уже давно не является проблемой.

В эффективных для бурения с моноопоры станках с электроприводом полностью исключить гидросистему затруднитель-

но. Она необходима, например, для работы гидроцилиндров, обеспечивающих поддержание оптимальных осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент, и т.д. Однако необходимое давление масла в гидросистеме для работы гидроцилиндров, гидропатронов и трубордержателей в 4–5 раз меньше, чем в гидросистеме для привода гидродвигателей. А это, как уже отмечалось, уменьшает вероятность протечек масла и загрязнения морских акваторий.

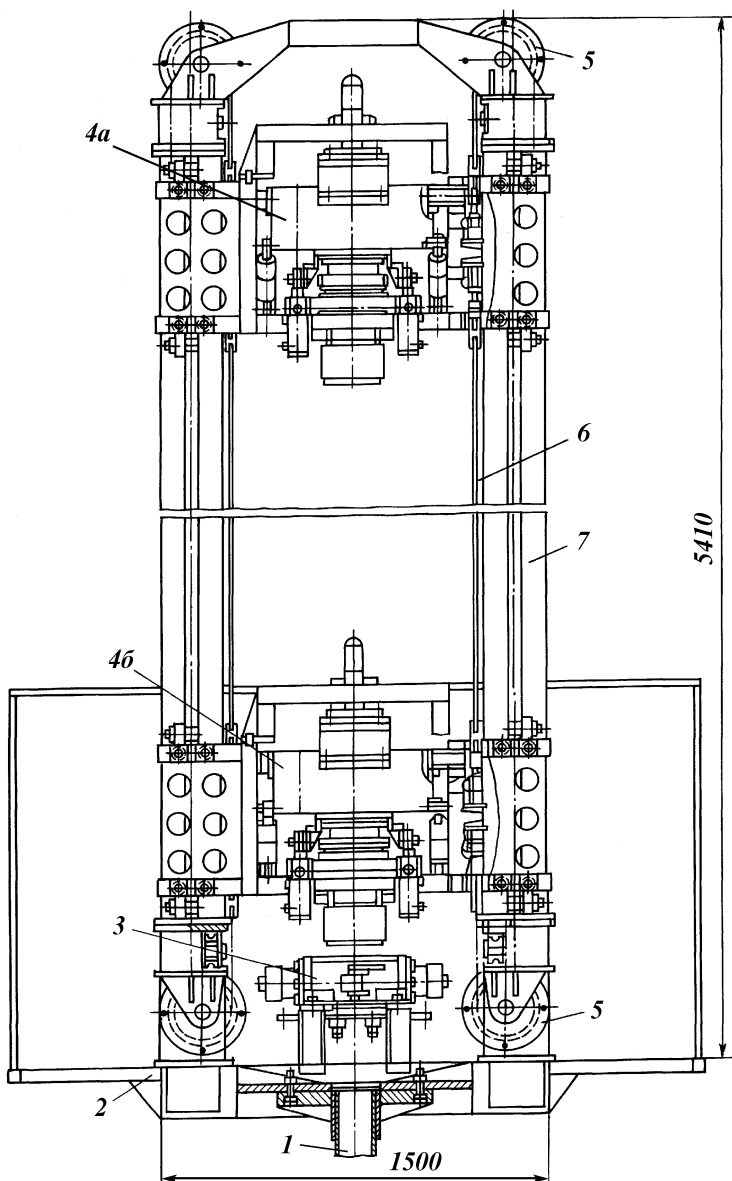
Кроме того, при размещении на моноопоре станков с электроприводом вообще отпадает необходимость создания и расположения на плавосновании специальной маслостанции. В этом случае работу механизма подачи, гидропатрона и трубордержателей обеспечит бездействующая гидросистема находящегося на плавосновании станка типа ЗИФ или СКБ, от которого используется в работе только лебедка.

Таким образом, преимущества конструкций вращателей с симметричным расположением привода очевидны и отвечают современным требованиям технологии бурения. У них число находящихся в зацеплении зубьев ведомого колеса и ведущей шестерни в 2 раза больше, чем у вращателей с приводом от одного эксцентрично расположенного двигателя. Поэтому для передачи одинакового крутящего момента зубчатые шестерни и колеса вращателей первого типа могут быть меньшими по размерам, чем второго. Наконец, вообще не требует зубчатых передач выполняющий роль вращателя электродвигатель постоянного тока, установленный по оси скважины.

С учетом изложенных технических требований, некоторых рекомендаций и пожеланий авторов к конструкции бурового станка для бурения на море с моноопорного основания ОАО “Геомаш” изготовил опытный образец морской буровой установки (МБУ) “Старт”.

МБУ “Старт” включает комплекс исполнительных буровых механизмов, смонтированных на рабочей платформе, установленной на период бурения на моноопоре, и силового и грузоподъемного оборудования, смонтированного на буровом плавосновании.

В состав исполнительных буровых механизмов МБУ “Старт”, смонтированных на платформе, входят: подвижный вращатель с двумя симметрично расположенными относительно его рабочего колеса (относительно оси бурового снаряда) гидродвигателями; два гидроцилиндра, симметрично расположенные относительно оси моноопоры; трубордержатель для зажима и удержания от вращения бурильных и обсадных труб; П-образная мачта; пульт электрогидроуправления работой механизмов (рис. 2.8).



**Рис. 2.8. Принципиальная схема морской буровой установки "Старт":**  
 1 – моноопора трубчатая; 2 – платформа; 3 – трубодержатель; 4 – вращатель (а – верхнее положение; б – нижнее положение); 5, 6 – соответственно блоки и тросы гидротросовой подачи вращателя и бурового снаряда; 7 – стойка мачты

Электрогидравлическое управление распределительными устройствами масла, установленными на платформе МБУ “Старт”, позволяет выполнять следующие операции: управлять некоторыми процессами бурения дистанционно, т.е. без нахождения на платформе моноопоры бурового персонала; сократить число масляных шлангов высокого давления для работы четырех основных механизмов-потребителей с 12 до 4. Этим соответственно повышается безопасность работы, облегчаются условия монтажа и демонтажа гидросистемы и возрастает вероятность исключения протечек в соединениях маслошлангов, что крайне важно для обеспечения экологических требований при бурении на акваториях.

#### **Техническая характеристика МБУ “Старт” (проектная)**

Глубина скважины, м:	
по воде .....	30
по породам .....	100
Диаметр скважины по породам, $10^{-3}$ м.....	76–152
Угол наклона скважины, градус .....	90
<i>Вращатель</i>	
Тип .....	Подвижный
Привод .....	От двух гидродвигателей
Максимальный крутящий момент, кН·м (кгс·м).....	1,6 (160)
Частота вращения бурового снаряда, $c^{-1}$ (об/мин):	
минимальная.....	0,66 (40)
максимальная.....	5,5 (330)
<i>Бурильные трубы</i>	
Максимальная длина, м .....	3,2
Диаметр, м.....	0,0635
<i>Механизм подачи</i>	
Тип .....	Гидротросовый с двумя цилиндрами
Максимальный ход, м.....	3,52
Максимальное усилие подачи, кН (тс):	
вниз.....	60 (6)
вверх .....	30 (3)
Максимальная скорость подачи, м/с:	
вниз.....	0,5
вверх .....	0,7
<i>Грубодержатель</i>	
Тип .....	Пружинно-гидравлический
Диаметр проходного отверстия, м.....	0,18
Минимальный диаметр зажимаемых труб, м.....	0,0635
<i>Мачта</i>	
Грузоподъемность, кН (тс) .....	100 (10)
Высота, м .....	5
Габариты платформы, м.....	1,5×1,0
Масса бурового блока с платформой, кг ...	2500

## СХЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ХАРАКТЕР НАГРУЖЕНИЯ МОНООПОРЫ

Бурение с моноопорных оснований можно осуществлять по различным эксплуатационным схемам. Наиболее целесообразно классифицировать их по наличию и виду внешних связей, накладываемых на участок моноопоры, возвышающийся над поверхностью моря. Условия закрепления и величина внешнего нагружения конструкций имеют принципиальное значение для их прочности. Поэтому разработку проекта бурения с моноопорного основания следует начинать с выбора эксплуатационной схемы и определения максимальных значений и характера изменения во времени действующих на моноопору силовых факторов.

### 3.1. СХЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОНООПОРЫ

Моноопора в процессе сооружения с нее разведочной скважины может находиться в различных эксплуатационных состояниях. Их выбор зависит от типа используемого бурового плавоснования, глубины и гидрологических характеристик разведываемой акватории, геометрии сечения и свойств материала моноопоры.

Для бурения разведочных скважин на акваториях глубиной до 80 м обычно используют заякориваемые плавоснования с буровыми проемами двух типов: позволяющими и не позволяющими отойти им от моноопоры без ее демонтажа. К плавоснованиям с проемами первого типа относятся преимущественно катамараны (двухкорпусные суда) с кормовым П-образным проемом, к плавоснованиям с проемами второго типа – однокорпусные суда с буровым проемом (шахтой) в их центре.

Эксплуатационные состояния моноопоры отличаются характером ее нагружения и видом наложенных на нее связей.

Нижний конец моноопоры при любой схеме ее эксплуатации защемлен в грунте дна.

Монтаж и стабилизацию моноопоры в грунте морского дна осуществляют при спокойном море механизмами плавоснования. К началу выполнения этих работ и бурения скважины якорные тросы плавоснования натянуты с положенной силой. Часть надводного участка моноопоры при выполнении этих операций находится в направляющей или непосредственно в шахте плавоснования (в проемах второго типа возможно нахождение моноопоры без направляющей).

После стабилизации моноопоры на ее верхний конец устанавливают платформу с буровыми исполнительными механизмами и начинают бурение. Верхний конец моноопоры и, следовательно, платформа с буровыми механизмами при этом возвышаются над палубой плавоснования примерно на 1 м. При волнении моря силой до 3 баллов такое возвышение достаточно для предотвращения соударения платформы с палубой и приемлемо для управления работой буровых механизмов техническим персоналом, находящимся на палубе плавоснования.

При стабильном положении плавоснования на точке бурения верхний участок моноопоры под действием нагрузки может сместиться от вертикали до соприкосновения со стенкой бурового проема на величину, определяемую поперечными размерами проема, моноопоры и направляющей. С усилением волнения моря всегда имеющийся провес якорных тросов со стороны ветрового и волнового давления на плавоснование уменьшается и оно смещается по направлению ветра. На такую же величину и в том же направлении дополнительно может сместиться и верхний конец моноопоры. Его смещение тем больше, чем больше сила волнения моря. Смещение верхнего конца моноопоры на величину, большую допустимой, вызывает ее разрушение.

Контролировать положение плавоснования и верхнего конца моноопоры относительно ее нижнего конца визуально трудно. Неопределенность величины и направления смещения плавоснования затрудняет выбор правильного решения по его уменьшению в процессе бурения. Накопленный опыт работы с заякориваемых плавоснований позволяет рекомендовать следующие технологические схемы бурения с моноопоры, уменьшающие опасность ее поломки.

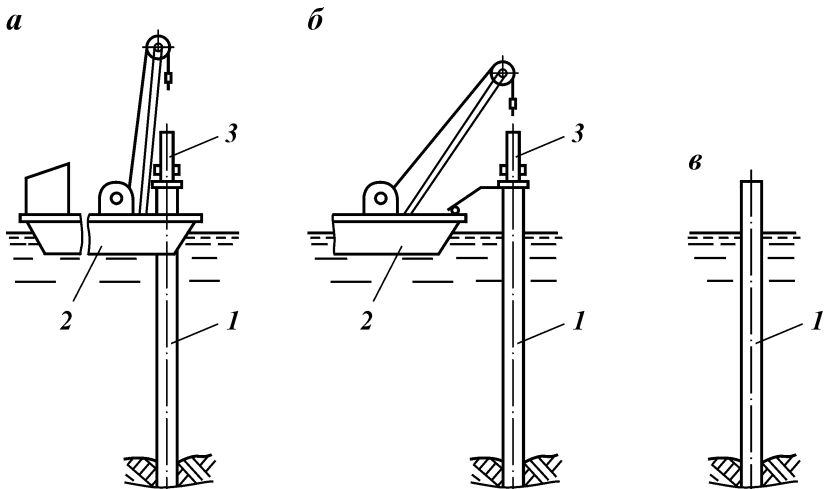
Бурение с моноопоры, находящейся в проеме плавоснования первого или второго типа, можно осуществлять непрерывно и эффективно при волнении моря до 3 баллов. При волнении



моря более 3 баллов качка и дрейф плавоснования значительно усиливаются. В этих условиях на моноопору передается сила давления не только морских волн, но и смещающегося и качающегося на волнах плавоснования. На период с волнением моря силой более 3 баллов с целью облегчения напряженного состояния моноопоры бурение следует прекратить и снять с нее платформу с буровыми механизмами.

В результате верхний конец моноопоры остается в направляющей дрейфующего и качающегося на волнах плавоснования, но полностью освобожден от сил технологических и тяжести буровых механизмов. В том случае если прочность моноопоры достаточна, то плавоснование первого типа (с П-образным проемом) целесообразно отвести от моноопоры на расстояние, предотвращающее их удары друг о друга.

При сравнительно небольшой глубине акватории и высоте морской волны и достаточной прочности моноопоры бурение можно осуществлять при нахождении моноопоры вне плавоснования (рис. 3.1). Силовые приводы в этом случае можно размещать на легких плавоснованиях. С исполнительными механизмами на моноопоре они могут быть связаны только гибкими линиями (трос, шланг, кабель) и линиями дистанционно-го управления. К типу эксплуатационного состояния моноопо-



**Рис. 3.1. Эксплуатационные состояния моноопоры:**

*а* – бурение с моноопоры, находящейся в направляющей плавоснования; *б* – бурение с моноопоры, находящейся вне плавоснования; *в* – моноопора в период отстоя на время шторма; *1* – моноопора; *2* – плавоснование; *3* – буровые механизмы моноопоры

ры вне плавоснования можно отнести также бурение с использованием плавоснований с легкими бортовыми или кормовыми откидными или выдвижными площадками.

По виду наложенных на моноопору связей все ее эксплуатационные состояния можно сгруппировать в две схемы: с верхним концом в проеме плавоснования и вне него. Однако конструктивные исполнения буровых проемов П-образного и шахтного типов отличаются друг от друга. Поэтому характеры наложения связей на моноопоры, находящиеся в буровых проемах первого и второго типов, тоже различны. Это по разному влияет на напряженно-деформированное состояние моноопор, условия их работы и возможности по глубине разведываемых акваторий.

В связи с изложенным возможные эксплуатационные состояния буровой моноопоры следует группировать в три схемы: I – моноопора в буровом проеме П-образного типа; II – моноопора в буровом проеме шахтного типа; III – моноопора вне плавоснования. Все три схемы отличаются друг от друга характером наложения связей на верхний конец моноопоры. В свою очередь, каждая из схем может включать множество эксплуатационных состояний моноопор, отличающихся только наличием и величиной сил их нагружения.

Моноопоры по I и II схемам находятся в более легких эксплуатационных условиях, чем моноопоры по III схеме. Они частично защищены плавоснованием от давления наиболее сильного поверхностного слоя волн и при стабильном положении плавоснования над придонным устьем скважины более устойчивы, так как дополнительно им поддерживаются. Поэтому при стабильном положении или незначительном смещении плавоснования относительно придонного устья скважины бурение с моноопоры при эксплуатации ее по I и II схемам возможно на значительно больших глубинах акваторий, чем с моноопоры таких же поперечных сечений, эксплуатируемой по III схеме.

Однако положение плавоснования на точке бурения нестабильно. Поэтому эффективными для бурения по I и II схемам могут быть плавоснования с динамическим позиционированием или надежной якорной системой и известными характеристиками дрейфа для конкретных гидрологических условий моря.

Моноопора, эксплуатируемая по III схеме, ничем не защищена от воздействия волн и перемещения ее верхнего участка не ограничены дополнительными связями. Однако действующие на такую моноопору силы более определены и ее напряженно-деформированное состояние в процессе эксплуатации

более прогнозируемо. На акваториях с гидрологическими характеристиками, при которых обеспечивается достаточная прочность моноопоры, эксплуатируемой по любой из трех схем, применение III схемы экономически более целесообразно, так как не требует использования плавоснования большого водоизмещения.

### 3.2. СИЛЫ НАГРУЖЕНИЯ МОНООПОРЫ

Моноопора в процессе бурения подвергается воздействию на нее продольных и поперечных сил, а также крутящего момента.

**Продольные силы** можно подразделить на три вида: 1) тяжести непосредственно моноопоры; 2) тяжести установленных на ней буровых механизмов; 3) технологические, возникающие в процессе выполнения некоторых буровых операций. Характер действия и максимальные значения этих сил, необходимые для расчета прочности моноопоры, обычно известны.

Силы собственной тяжести распределены по высоте моноопоры. Силы тяжести буровых механизмов и создаваемые ими технологические силы приложены к ее верхнему концу. При изгибе моноопоры под действием внешних нагрузок силы тяжести остаются постоянными по величине и направлены вертикально вниз. Обычно сила тяжести механизмов для бурения разведочных и инженерно-геологических скважин, включая платформу, на которой они установлены, не превышает 25 кН.

Технологическая сила при изгибе моноопоры меняет свое направление. Но линия ее действия всегда остается перпендикулярной к верхнему сечению моноопоры. В зависимости от вида выполняемых операций технологическая сила может иметь различное значение и направление, но ее, как и силы тяжести, можно считать приложенной к моноопоре статически.

При передаче усилия на забой скважины технологическая сила направлена вверх. Обычно ее значение при вращательном бурении не превышает 15 кН, при статическом зондировании может достигать 100 кН.

При подъеме бурового снаряда из скважины механизмами на моноопоре технологическая сила направлена вниз и перпендикулярно к верхнему сечению моноопоры. Значение этой силы не должно превышать 25 кН. Извлечение из скважины колонны обсадных труб и прихваченных буровых снарядов механизмами на моноопоре недопустимо. Эти операции следует

выполнять буровыми грузоподъемными механизмами плавоснования.

Под действием поперечной нагрузки ось моноопоры деформируется. Верхние сечения моноопоры смещаются относительно нижних. В результате от действия продольных сил возникают дополнительные изгибающие моменты, приводящие к дополнительным деформациям изогнутой оси и дополнительным напряжениям изгиба. Влияние подобных дополнительных напряжений на общее напряженное состояние моноопоры может быть значительным и должно учитываться при проектировании.

**Поперечные силы** обусловлены главным образом силами давления от ветровых волн и морских течений. Значения поперечных сил в большой степени зависят от гидрологических условий района работ и переменчивы во времени.

Основная причина образования волн на поверхности моря — действие ветра. На величину силы волнового давления влияют такие факторы как продолжительность действия ветра, длина разгона волны, наличие зыби. Точные зависимости между ветровым режимом и волнением отсутствуют. Поэтому определение волновых нагрузок на моноопорное основание представляет собой сложную задачу.

Геологическая служба не располагает достаточным количеством экспериментальных данных и методикой для определения волновых нагрузок. В то же время в специальной технической литературе приводятся сведения и рекомендации по их расчету для разнообразных гидротехнических и нефтепромысловых сооружений.

Классические теории и нормативные методики определения сил волнового давления сложны для применения в повседневной инженерной практике. Предложенные некоторыми исследователями более простые приближенные алгоритмы основаны на данных, полученных в результате экспериментов и справедливых для частных случаев сочетания гидрологических условий, которые не соответствуют режимам эксплуатации моноопорных оснований.

Течения на конкретных акваториях, как правило, имеют постоянный или постоянный на протяжении длительного периода времени характер. В большинстве случаев силы давления от течений можно рассчитать по относительно простым формулам.

На основе обобщения имеющихся в литературе сведений по определению волновых нагрузок и сил давления течений на сооружения и преграды применительно к условиям эксплуата-

ции цилиндрических моноопор нами рекомендуются для использования в инженерных расчетах сил волнового давления и течений относительно простые полуэмпирические формулы. Эти формулы позволяют определить максимальное значение равнодействующих этих сил, координаты их приложения, а для силы волнового давления и описать характер ее изменения во времени. Полученные формулы могут быть полезными при проектировании рациональных конструкций моноопор и выполнении расчетов на их прочность.

**Крутящему моменту** моноопора подвергается при вращательном бурении установленными на ней механизмами. Оценка сил, воспринимаемых моноопорой от крутящего момента, и их влияния на ее прочность приведена ниже в отдельном разделе настоящей главы.

### 3.3. ВОЛНОВОЕ ДАВЛЕНИЕ НА МОНООПОРУ

#### 3.3.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ТЕОРИИ ВЕТРОВЫХ ВОЛН

Волнение сопровождается перемещением водных масс. Движение частиц воды при волнении происходит по незамкнутым орбитам и представляет собой сложный для теоретического описания случайный неупорядоченный процесс, зависящий от многих факторов.

Основные элементы морских ветровых волн следующие: высота  $h$  – расстояние по вертикали от впадины волны до гребня; длина  $\lambda$  – горизонтальное расстояние между двумя последовательно расположенными гребнями или впадинами; период  $T_v$  – интервал времени между прохождением вершин двух последовательно идущих волн через фиксированную вертикаль.

Высота морских ветровых волн уменьшается по мере движения от поверхности к дну моря. Согласно классической трохоидальной теории волн их высота уменьшается с глубиной по экспоненциальному закону

$$h_z = h e^{-2\pi z/\lambda}, \quad (3.1)$$

где  $z$  – глубина от поверхности моря;  $h_z$  и  $h$  – высота волн на глубине  $z$  и на поверхности моря соответственно.

В действительности затухание волн с глубиной происходит несколько быстрее, чем это следует из классической теории волн. Результаты натурных исследований [5] показывают, что уменьшение высоты поверхностных волн с глубиной для аква-

торий, глубина которых в 2 раза и более превосходит длину волны, правильнее оценивать по выражению

$$h_z = h e^{-5,5(z/\lambda)^{0,8}} \quad (3.2)$$

Однако для инженерных расчетов такие уточнения не существенны. На указанных акваториях приближенно рассчитать высоту волны  $h_z$  на глубине  $z$  можно, исходя из несложного правила: если глубина увеличивается в арифметической прогрессии, то высота волн уменьшается в геометрической прогрессии (табл. 3.1).

Ветровые волны подразделяют на вынужденные, возникающие и находящиеся под воздействием ветрового давления, и свободные, имеющие место после прекращения ветра или вышедшие за зону его действия. Свободные волны иначе называют волнами зыби. Результаты многочисленных наблюдений за волнением в натуральных условиях показывают, что для глубоководных акваторий, где дно не влияет на форму и размеры ветровых волн, можно считать, что  $\lambda \approx 20h$  для ветровых волн и  $\lambda \approx 30h$  для волн зыби (табл. 3.2). Встречающиеся на пути волн преграды подвергаются гидродинамическим нагрузкам. Согласно современным представлениям гидродинамики основными компонентами общей силы давления волн на любую цилиндрическую преграду являются сила лобового сопротивления, инерционная сила и сила удара воды о преграду.

Сила лобового сопротивления пропорциональна квадрату линейной скорости орбитального движения. Ее максимальное значение достигается при прохождении у моноопоры вершины гребня волны. Сила лобового сопротивления обусловлена тем, что на поверхности преграды при обтекании ее вязкой жидкостью возникает, а при определенных условиях периодически отрывается, пограничный слой вихревой структуры. Энергия,

Таблица 3.1

**Уменьшение высоты волн с глубиной моря (в относительных единицах)**

Относительная глубина моря $z/\lambda$	Высота волны $h_z$ (в долях от $h$ ) <sup>z</sup>	Относительная глубина моря $z/\lambda$	Высота волны $h_z$ (в долях от $h$ ) <sup>z</sup>
0	1	5/9	1/32
1/9	1/2	6/9	1/64
2/9	1/4	7/9	1/128
3/9	1/8	8/9	1/256
4/9	1/16	9/9	1/512

Таблица 3.2

**Шкалы степени ветрового волнения (числитель) и зыби (знаменатель)**

Волнение	Балл волнения и зыби	Размеры волн			Наименьшая глубина моря (м), при которой действительны приведенные соотношения
		высота, м	длина, м	период, с	
Слабое	1	$\frac{< 0,25}{< 0,25}$	$\frac{< 5,0}{< 10}$	$\frac{< 2,0}{< 2,0}$	$\frac{2}{5}$
		$\frac{< 0,25 - 0,75}{< 0,5}$	$\frac{5 - 15}{15}$	$\frac{2 - 3}{3}$	$\frac{3}{7}$
Умеренное	3	$\frac{< 0,75 - 1,25}{< 1,0}$	$\frac{15 - 25}{30}$	$\frac{3 - 4}{4}$	$\frac{7}{15}$
		$\frac{1,25 - 2,0}{2,0}$	$\frac{25 - 40}{60}$	$\frac{4 - 5}{6}$	$\frac{12}{30}$
Сильное	5	$\frac{2,0 - 3,5}{3,0}$	$\frac{40 - 75}{90}$	$\frac{5 - 7}{8}$	$\frac{20}{45}$
		$\frac{3,5 - 6,0}{5,0}$	$\frac{75 - 125}{150}$	$\frac{7 - 9}{10}$	$\frac{35}{75}$
Штормовое	7	$\frac{6,0 - 8,5}{7,0}$	$\frac{125 - 170}{210}$	$\frac{9 - 11}{110}$	$\frac{60}{110}$
		$\frac{8,5 - 11,0}{> 7,0}$	$\frac{170 - 220}{> 210}$	$\frac{11 - 12}{> 12}$	$\frac{80}{> 110}$
Ураганное*	9	$> 11,0$	$> 220$	$> 12$	$> 80$

\* Зыбь градуируется только на 8 баллов.

затрачиваемая на образование вихрей и на преодоление трения воды о преграду, создает силу лобового сопротивления.

Инерционная сила объясняется тем, что в условиях волнового режима преграда обтекается переменным по скорости потоком воды. Изменение во времени скорости движения воды создает силу, величина которой прямо пропорциональна ускорению потока. Максимальное значение этой силы достигается на участке волны, положение которого примерно соответствует невозмущенному уровню моря. Таким образом, по отношению к силе лобового сопротивления инерционная сила имеет смещение по фазе, равное  $\pi/2$ .

Сила удара обусловлена внезапной потерей скорости потока и сопровождается всплеском. Эта сила пропорциональна квад-

рату скорости потока. Ее максимальное значение достигается синфазно с максимумом силы лобового сопротивления.

Роль отдельных составляющих в общей силе для волн и преград различных параметров различна. Для сравнительно небольших волн, не сопровождаемых всплеском, наибольшую роль играет инерционная составляющая. Для больших крутых волн, особенно при всплеске, основную роль играют силы лобового сопротивления и удара.

Одним из важных критериев в определении сил волнового давления является параметр относительной глубины – отношение глубины акватории  $H$  к длине волны  $\lambda$ . Если  $H/\lambda \geq 0,5$ , то акватория считается глубоководной и предполагается, что морское дно не оказывает существенного влияния на процесс обтекания преграды.

Из табл. 3.1 видно, что уже при  $z/\lambda = 5/9$  высота волны составляет всего около 3 % от поверхностной. Очевидно, что на глубине, где высоты волн малы, невелико и волновое давление на преграды. Это обуславливает независимость значений равнодействующей волнового давления на преграду от глубины акватории, если  $H/\lambda \geq 0,5$ .

Устойчивый характер зависимости между элементами волн  $\lambda$  и  $h$  (см. табл. 3.2) позволяет от параметра  $H/\lambda$  перейти к более удобному при расчетах на практике параметру  $H/h$ . Тогда можно сделать вывод, что при определении силы волнового давления влияние дна на характер обтекания волнами преграды можно не учитывать, если  $H/h \geq 10$ .

На мелководье и в прибойной зоне рост длины волн отстает от увеличения их высоты. Пологость волн здесь уменьшается и достигает значения  $\lambda/h = 8+12$ . Поэтому влияние дна на процесс обтекания преграды на мелководье можно не учитывать при меньших значениях параметра  $H/h$ .

### **3.3.2. РАСЧЕТ ВОЛНОВОЙ НАГРУЗКИ СОГЛАСНО ИНЖЕНЕРНОЙ ТЕОРИИ ОБТЕКАНИЯ ПРЕГРАД**

Точное механико-математическое представление процесса обтекания морскими волнами преград сложно. Достоверная теоретическая оценка роли каждого компонента волновой нагрузки (лобового сопротивления, инерционной и удара) на моноопору в отдельности и определение их равнодействующей вызывают большие трудности. Результаты теоретических методов расчета давления волн на цилиндрические преграды часто расходятся с экспериментальными данными на десятки процентов.



Более надежный метод определения характеристик волнового давления на моноопорные основания – экспериментальный в природных условиях. Однако проведение натурных исследований для всех возможных сочетаний гидрологических условий моря и характеристик моноопор экономически не оправдано, так как требует значительных финансовых затрат и времени. Поэтому на современном этапе развития науки в инженерных расчетах волновых нагрузок на преграды применяют преимущественно приближенные полуэмпирические теории, основанные на ряде допущений.

Ввиду малых внешних размеров поперечного сечения моноопоры (обычно, не более 0,5 м) ее можно отнести к классу сквозных сооружений [25, 33]. Считается, что такие преграды при достаточных глубинах акваторий существенного влияния на кинематические и динамические характеристики волнового потока не оказывают. Инженерные расчеты гидродинамической нагрузки, действующей на сооружения подобного типа, в настоящее время принято выполнять по теории, предложенной независимо друг от друга американским исследователем Дж. Морисоном и советским ученым Д.Д. Лаппо.

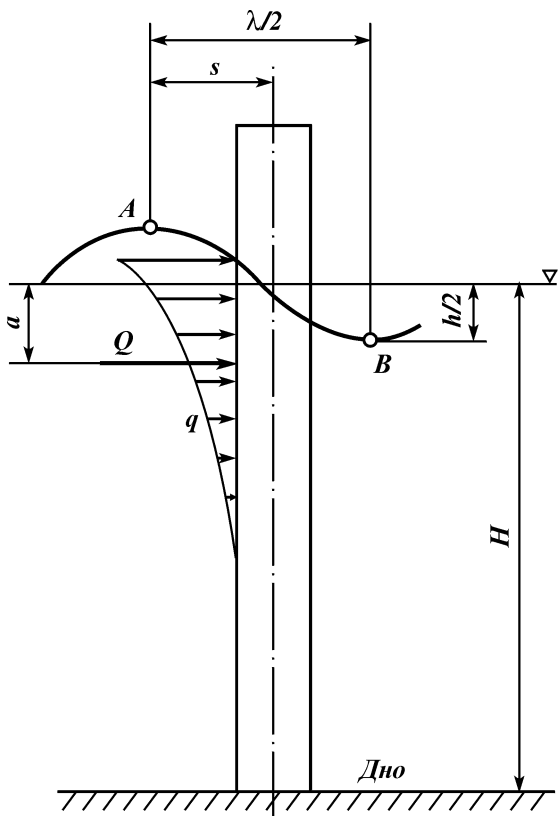
В этой теории волнение рассматривают как регулярный процесс, т.е. предполагают неизменность элементов волн: периода  $T_B$ , длины  $\lambda$  и высоты  $h$ . Считают, что колебания уровня воды при волнении моря подчиняются гармоническому закону, а преграда относительно набегающих волн остается неподвижной.

Волновую нагрузку  $q(z, t)$  на элемент единичной длины вертикальной цилиндрической преграды, расположенный на расстоянии  $z$  от дна акватории (рис. 3.2), в каждый момент времени  $t$  вычисляют как сумму двух составляющих – инерционной  $q_H$  и скоростной  $q_v$ :

$$q(z, t) = q_H(z, t) + q_v(z, t) = 0,25C_H\rho_B\pi D^2\partial v(z, t)/\partial t + 0,5C_v\rho_B Dv(z, t) |v(z, t)|, \quad (3.3)$$

где  $C_H$  и  $C_v$  – гидродинамические коэффициенты инерционного и скоростного сопротивления;  $v(z, t)$  и  $\partial v(z, t)/\partial t$  – горизонтальные проекции скорости и ускорения движения жидкости при волнении;  $\rho_B$  – плотность воды;  $D$  – внешний диаметр цилиндрической преграды.

Во втором слагаемом в правой части формулы (3.3) одно из значений  $v(z, t)$  берется по модулю, так как волновое движение имеет знакопеременный периодический характер. При оп-



**Рис. 3.2. Схема к определению волновой нагрузки на моноопору:**

$q$  и  $Q$  – распределенная волновая нагрузка и ее равнодействующая;  $a$  – координата точки приложения равнодействующей;  $h$  и  $\lambda$  – высота и длина волны;  $A$  и  $B$  – вершина и подошва волны;  $H$  – глубина акватории;  $s$  – расстояние от вершины волны до оси моноопоры;  $\nabla$  – расчетный уровень

ределении волновой нагрузки необходимо учитывать, что с изменением направления скорости движения частиц жидкости меняется и направление действия инерционной составляющей  $q_v(z, t)$ . За расчетный уровень принимают уровень воды с учетом сезонных и годовых колебаний, ветрового нагона, приливов и отливов.

Согласно инженерной теории обтекания преград для глубоководных и мелководных акваторий, где выполняется условие  $H/\lambda > 0,2$ , величины  $v$  и  $\partial v/\partial t$  можно выразить через элементы волн:

$$v(t) = \frac{\pi h \operatorname{ch}(kz) \cos \omega t}{T_B \operatorname{sh}(kH)}; \quad \frac{\partial v}{\partial t} = \frac{-\pi h \omega \operatorname{ch}(kz) \sin \omega t}{T_B \operatorname{sh}(kH)}, \quad (3.4)$$

где  $k = 2\pi/\lambda$  – волновое число;  $\omega$  – круговая частота волнового движения.

Подставляя формулы (3.4) в выражение (3.3), с учетом  $\omega = 2\pi/T_B$  имеем

$$q(z, t) = \frac{-C_{II} \rho_B \pi^3 D^2 h \operatorname{ch}(kz) \sin \omega t}{2T_B^2 \operatorname{sh}(kH)} + \frac{C_v \rho_B \pi^2 D h^2 \operatorname{ch}^2(kz) \cos \omega t |\cos \omega t|}{2T_B^2 \operatorname{sh}^2(kH)}. \quad (3.5)$$

На практике в инженерных расчетах при описании волновой нагрузки часто распределенные по высоте преграды силы  $q$ ,  $q_H$ ,  $q_v$  заменяют их равнодействующими соответственно  $Q$ ,  $Q_H$ ,  $Q_v$ . Из теории волн следует, что для акваторий, где  $H/\lambda \geq 0,2$ , при волнении с высотами волн до 3 м с достаточной точностью можно полагать, что расстояние от дна до поверхности жидкости у преграды в каждый момент времени определяется выражением  $H_1 = H + 0,5h \cos \omega t$ , а период волны связан с ее длиной зависимостью  $T_B^2 = 2\pi\lambda/g \operatorname{th}(kH)$ , где  $g$  – ускорение свободного падения. Поэтому в каждый момент времени равнодействующую полной волновой нагрузки  $Q(t)$  и ее составляющие инерционную  $Q_H(t)$  и скоростную  $Q_v(t)$  на вертикальную преграду можно определять по выражениям

$$Q(t) = \int_0^{H_1} q(z, t) dz = \int_0^{H_1} q_H(z, t) dz + \int_0^{H_1} q_v(z, t) dz = Q_H(t) + Q_v(t),$$

$$Q_H(t) = -\rho_B g C_{II} \pi D^2 h \frac{\operatorname{sh}(kH_1) \sin \omega t}{8 \operatorname{ch}(kH)},$$

$$Q_v(t) = \rho_B g C_v \pi D h^2 [\operatorname{sh}(2kH_1) + 2kH_1] \frac{\cos \omega t |\cos \omega t|}{8k\lambda \operatorname{sh}(2kH)}. \quad (3.6)$$

Координату точки приложения полной равнодействующей волновой нагрузки  $Q$  отсчитывают от расчетного уровня и находят по формуле

$$a = \int_0^{H_1} q(z,t)z dz / \int_0^{H_1} q(z,t) dz. \quad (3.7)$$

### 3.3.3. РАСЧЕТ ВОЛНОВОЙ НАГРУЗКИ ПО НОРМАТИВНЫМ ДОКУМЕНТАМ

Под руководством Д.Д. Лапко на основе инженерной теории обтекания преград разработан действующий в настоящее время СНиП 2.06.04–82\*. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) [25]. Максимальное значение равнодействующей волнового давления  $Q_B$ , определенное по рекомендованной этим документом методике, достаточно хорошо согласуется с результатами натуральных исследований и лабораторных опытов [33].

Как следует из формул (3.6) инерционная  $Q_H$  и скоростная  $Q_v$  составляющие равнодействующей волновой нагрузки достигают своих максимумов  $Q_H^m$  и  $Q_v^m$  в разные моменты времени. Инерционная составляющая максимальна, когда отношение расстояния  $s$  от вертикальной оси моноопоры до вершины набегающей волны к длине  $\lambda$  этой волны  $s/\lambda \approx 0,25$ . Скоростная составляющая максимальна, когда  $s/\lambda = 0$  (см. рис. 3.2). Зависимости инерционного  $Q_H$  и скоростного  $Q_v$  компонентов волновой нагрузки и их равнодействующей  $Q$  от параметра  $s/\lambda$  на установленную на глубоководье моноопору диаметром 0,168 м при высоте волны 1,5 м представлены на рис. 3.3.

С учетом несинфазности компонентов волновой нагрузки по методике [25] максимальную силу  $Q_B$  на вертикальную преграду диаметром  $D \leq 0,4\lambda$  на всех акваториях морей (за исключением прибойной зоны) рекомендуется определять, находя максимум из ряда значений, получаемых при различных положениях вершины волны относительно преграды (разных значениях параметра  $s/\lambda$ ), по формуле

$$Q_B = Q_H^m \delta_H + Q_v^m \delta_v, \quad (3.8)$$

где  $\delta_H$  и  $\delta_v$  – коэффициенты сочетания, переменные в течение времени прохождения через преграду волны и учитывающие

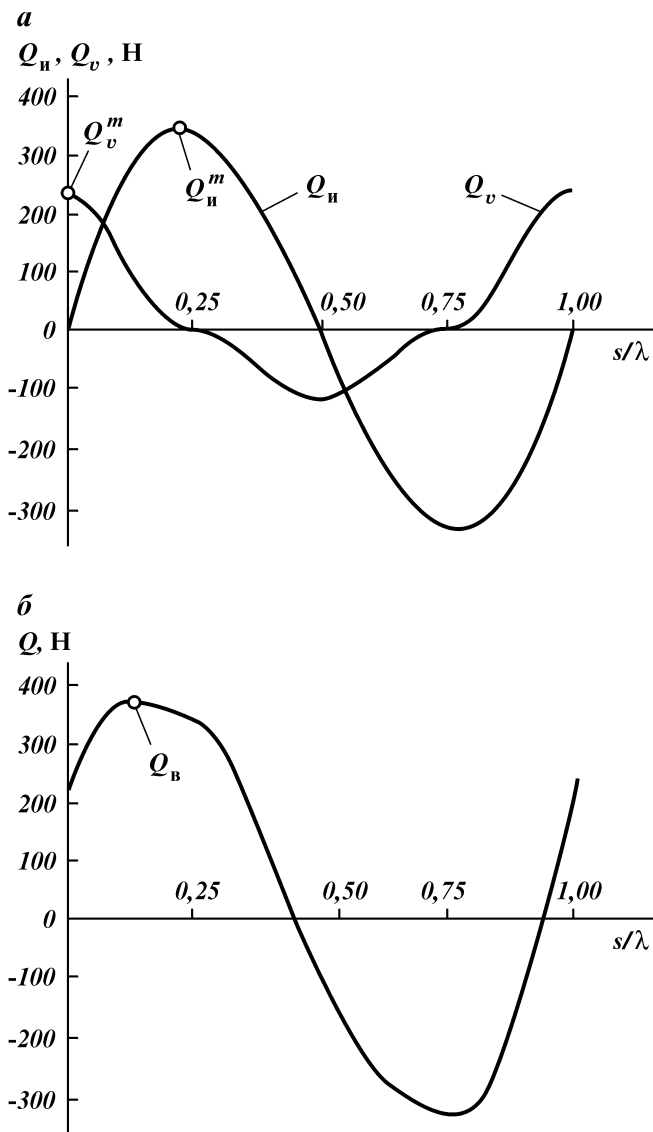


Рис. 3.3. Зависимость волновой нагрузки на моноопору диаметром 0,168 м при высоте морской волны 1,5 м,  $H/\lambda > 0,5$  и  $\lambda = 20h$  от параметра  $s/\lambda$ :

а – инерционный  $Q_H$  и скоростной  $Q_v$  компоненты; б – равнодействующая  $Q$ ;

$Q_H^m$ ,  $Q_v^m$ ,  $Q_B^m$  – максимальные значения;  $s$  – расстояние от вершины волны до оси моноопоры;  $\lambda$  – длина волны

несинфазность инерционной и скоростной составляющих волновой нагрузки,

$$\delta_{\text{И}} = \frac{Q_{\text{И}}(t)}{Q_{\text{И}}^m}; \quad \delta_v = \frac{Q_v(t)}{Q_v^m}. \quad (3.9)$$

С учетом (3.6) выражения (3.9) можно представить в виде

$$\delta_{\text{И}} \approx \frac{\text{sh}(kH_1) \sin \omega t}{\text{sh}(kH)}; \quad (3.10)$$

$$\delta_v = \frac{[\text{sh}(2kH_1) + 2kH_1] \cos \omega t |\cos \omega t|}{\text{sh}[2k(H + h/2)] + 2k(H + h/2)},$$

где, как и ранее,  $H_1 = H + 0,5h \cos \omega t$ ;  $k = 2\pi/\lambda$ .

Максимальные значения инерционной и скоростной составляющих волновой нагрузки на цилиндрические преграды определяют согласно методике [25] по формулам

$$Q_{\text{И}}^m = \rho_v \pi g D^2 h \kappa_v \partial_{\text{И}} C_{\text{И}} / 8; \quad (3.11)$$

$$Q_v^m = \rho_v g D h^2 \kappa_v^2 \partial_v C_v / 12,$$

где  $\kappa_v$  – коэффициент, зависящий от относительного размера преграды  $D/\lambda$ ;  $\partial_{\text{И}}$  и  $\partial_v$  – инерционный и скоростной коэффициенты глубины акватории.

Для нахождения координаты точки приложения равнодействующей волнового давления в методике СНиП 2.06.04-82\* предложена формула

$$a = (Q_{\text{И}}^m \delta_{\text{И}} \mu_{\text{И}} \zeta_{\text{И}} \lambda + Q_v^m \delta_v \mu_v \zeta_v \lambda) / Q_v, \quad (3.12)$$

где  $\delta_{\text{И}}$  и  $\delta_v$  – те же значения коэффициентов сочетания, что и в формуле (3.8);  $\mu_{\text{И}}$  и  $\mu_v$  – инерционный и скоростной коэффициенты фазы;  $\zeta_{\text{И}}$  и  $\zeta_v$  – относительные безразмерные ординаты точек приложения инерционного и скоростного компонентов сил;  $\lambda$  – длина волны. Все коэффициенты в формулах (3.8), (3.9), (3.11) и (3.12) безразмерные.

Произведения  $\mu_{\text{И}} \zeta_{\text{И}} \lambda$  и  $\mu_v \zeta_v \lambda$  в формуле (3.12) представляют собой ординаты  $a_{\text{И}}$  и  $a_v$  точек приложения соответственно инерционной и скоростной составляющих равнодействующей волнового давления.

Значения коэффициентов  $\delta_n, \delta_v, \partial_n, \partial_v, \mu_n, \mu_v$  и ординат  $\zeta_n$  и  $\zeta_v$  для каждого конкретного случая в методике СНиП 2.06.04–82<sup>в</sup> находят по графикам. Также графоаналитическим способом на основе гидрологических характеристик акватории и данных о ветровых режимах определяют расчетную длину волны  $\lambda$ . Коэффициент  $\kappa_v$  находят по табличным данным. Значения гидродинамических коэффициентов сопротивления  $C_n$  и  $C_v$  выбирают в соответствии со значением числа Рейнольдса, шероховатостью и формой поверхности преграды.

### 3.3.4. ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЯ ВОЛНОВОЙ НАГРУЗКИ НА МОНООПОРУ ВО ВРЕМЕНИ

Согласно инженерной теории обтекания преград, равнодействующая волнового давления представляет собой не статическую приложенную, а изменяющуюся во времени возмущающую силу [см. формулы (3.6)]. Знать характер изменения волнового давления во времени важно для динамического расчета моноопорного основания. Согласно теории Дж. Морисона и Д.Д. Лаппо, полная волновая нагрузка сохраняет периодический характер кинематики волн, но из-за негармоничности скоростной составляющей в общем случае гармоническому закону не подчиняется.

Однако при относительно малых высотах волн и больших внешних диаметрах преград, когда инерционный компонент волновой силы в 2 раза и более превосходит скоростной, полную гидродинамическую нагрузку можно приближенно считать гармонической, полагая  $Q(t) = Q_B \cos \omega t$ , где  $t$  – время;  $\omega$  – циклическая частота проходящей волны.

В корректности аппроксимации волнового давления на моноопору в отдельных случаях гармонической функцией можно убедиться по рис. 3.4. На нем представлены построенные по методике [25] графики изменения волнового давления во времени в зависимости от высоты морской волны и диаметра гладкой цилиндрической преграды для акватории глубины 15 м.

Согласно теории волн круговая частота волны  $\omega$  связана с ее длиной  $\lambda$  зависимостью  $\omega = 2\pi v / \lambda$  или с учетом (3.4)  $\omega^2 = gk \operatorname{th}(kH)$ . Тогда, если характер изменения во времени равнодействующей волновой нагрузки близок к гармоническому, имеем

$$Q(t) = Q_B \cos \left( t \sqrt{2\pi g / \lambda \operatorname{th} \frac{2\pi H}{\lambda}} \right). \quad (3.13)$$

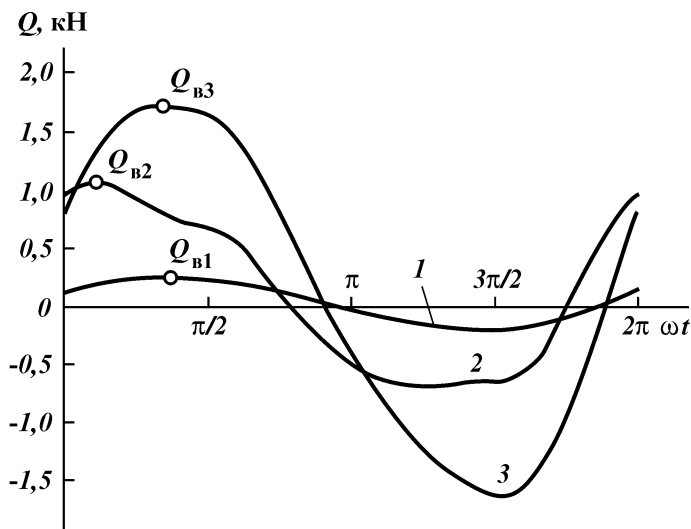


Рис. 3.4. Характер изменения равнодействующей  $Q$  волнового давления на моноопору за период прохождения волны:

1, 2 – моноопора диаметром 0,168 м при высоте волны 1 и 3 м соответственно; 3 – моноопора диаметром 0,324 м при высоте волны 2 м;  $Q_{в1}$ ,  $Q_{в2}$  и  $Q_{в3}$  – точки максимумов равнодействующей;  $\omega$  – круговая частота волны;  $t$  – время

Для глубоководных акваторий, полагая  $\lambda = 20h$ , из формулы (3.13) можно получить  $Q(t) \approx Q_v \cos(1,75t / \sqrt{h})$ .

Если равнодействующая волнового давления во времени имеет ярко выраженный негармонический характер (см., например, рис. 3.4, кривая 2), то представить силу  $Q(t)$  в удобном для анализа процесса колебаний моноопоры виде можно, используя прием разложения в ряд Фурье. Для нахождения коэффициентов членов ряда Фурье в этом случае придется воспользоваться гармоническими анализаторами или прибегнуть к численным методам вычисления интегралов. Более рационально находить эти коэффициенты, непосредственно интегрируя выражения (3.6).

### 3.3.5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ОБТЕКАНИИ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ПРЕГРАД

Проблема определения коэффициентов сопротивления, особенно скоростного, – одна из сложнейших в гидромеханике. На границе потока с поверхностью обтекаемого тела возникает



пограничный слой жидкости. В некоторых критических точках этот слой срывается с поверхности тела, образуя вихревую зону пониженного давления. От разности давлений на передней по движению волны и задней поверхностях преграды зависит ее сопротивление обтеканию.

В результате многочисленных натуральных и лабораторных исследований установлено, что скоростной коэффициент сопротивления полностью определяется положением точек отрыва пограничного слоя на контуре цилиндрического тела. Чем точки отрыва дальше от передней по движению волн направляющей цилиндра, тем меньше вихревая зона, коэффициент скоростного сопротивления и скоростная составляющая волнового давления.

До настоящего времени удовлетворительного теоретического описания процесса вихреобразования и турбулентного вихревого обтекания преград специалистами не предложено. Поэтому основным методом определения коэффициента  $C_v$  остается экспериментальный. Вместе с тем исследователями установлена связь между коэффициентом скоростного сопротивления  $C_v$  и числом Рейнольдса  $Re = vD/\nu$ , где  $v$  – горизонтальная проекция скорости движения жидкости, определяемая по формуле (3.4);  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости жидкости, принимаемый для воды в зависимости от ее температуры по данным табл. 3.3.

Накоплено большое количество результатов экспериментальных исследований, позволяющих установить характер зависимости для цилиндрического тела между коэффициентом  $C_v$  и числом Рейнольдса. Однако они получены преимущественно для случая обтекания цилиндра равномерным (не колебательным) потоком, когда точки отрыва пограничного слоя имеют стационарное положение на контуре обтекаемого тела. По данным [33, 45], зависимость коэффициента  $C_v$  от числа Рейнольдса при стационарном характере обтекания гладких

Таблица 3.3

**Зависимость коэффициента кинематической вязкости воды от ее температуры**

$T, ^\circ\text{C}$	$\nu, 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	$T, ^\circ\text{C}$	$\nu, 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$
0	1,80	20	1,01
5	1,52	22	0,99
10	1,31	24	0,92
15	1,15	26	0,88
18	1,06	30	0,80

цилиндров следующая: при  $Re < 2 \cdot 10^5$  (докритическая зона)  $C_v = 1,2$ ; при  $2 \cdot 10^5 \leq Re \leq 4 \cdot 10^5$  (критическая зона)  $C_v$  линейно уменьшается от 1,2 до 0,3; при  $4 \cdot 10^5 < Re < 4 \cdot 10^6$  (закритическая зона)  $C_v$  увеличивается от 0,3 до 0,7 и далее практически не меняется (рис. 3.5, кривая 1).

Интенсивное падение значения коэффициента  $C_v$  при  $2 \cdot 10^5 \leq Re \leq 4 \cdot 10^5$  получило название кризиса сопротивления. Это явление обусловлено интенсивным развитием турбулизации ламинарного пограничного слоя и изменением положения точек срыва вихрей, в результате чего существенно изменяются размеры области разряжения позади цилиндра.

Обтекание моноопорного основания морскими течениями может рассматриваться как стационарное. Обтекание моноопорного основания морскими ветровыми волнами не является стационарным в каждый момент времени. Здесь горизонтальная проекция скорости волн непостоянна во времени. Поэтому вихревая зона, возникающая позади моноопоры при ее волновом обтекании, нестабильна. Следовательно, зависимость коэффициента скоростного сопротивления от числа Рейнольдса для колебательного волнового обтекания также будет отличаться от подобной зависимости, полученной для равномерного потока.

Экспериментальные исследования позволили сделать вывод, что кризисная зона для максимальной горизонтальной проекции скорости волны за период ее прохождения при обтекании цилиндра сдвинута влево по сравнению с ее положением соот-

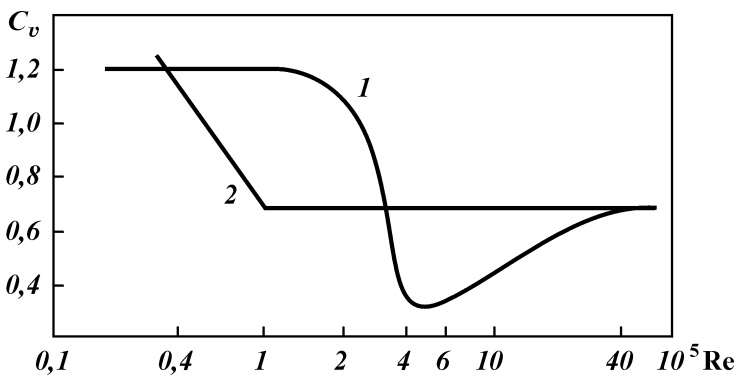


Рис. 3.5. Зависимость коэффициента скоростного сопротивления  $\dot{e}_v$  от числа Рейнольдса  $Re$  при обтекании гладкого цилиндра равномерным (1) и волновым (2) потоком

ветствующим обтеканию стационарным потоком<sup>1</sup>. Для гладких цилиндров при волновом обтекании эта зона начинается при  $Re \approx 3 \cdot 10^4$  и заканчивается при  $Re \approx 10^5$  (см. рис. 3.5, кривая 2). В области после кризиса значение коэффициента  $C_v$  остается неизменным и составляет 0,7.

Следует отметить, что увеличение шероховатости поверхности приводит к существенному возрастанию коэффициента лобового сопротивления и исчезновению эффекта кризиса сопротивления. Установлено, например, что для свайных конструкций цилиндрической формы, подверженных значительной коррозии и морским обрастаниям, значение  $C_v$  практически не зависит от числа  $Re$  и составляет 1,2 [33].

В отличие от скоростного коэффициента сопротивления  $C_v$ , представление о величине которого базируется исключительно на результатах экспериментальных исследований, значение инерционного коэффициента сопротивления  $C_{II}$  для гладкого цилиндра можно установить на основе инженерной теории обтекания преград волнами<sup>2</sup>. На основе этой теории можно принять  $C_{II} = 2$ . Экспериментальные исследования обтекания цилиндра колебательным потоком показали, что при  $Re \geq 2 \cdot 10^5$  коэффициент  $C_{II}$  достигает значения 1,8 и далее остается постоянным [51]. Увеличение шероховатости поверхности цилиндра приводит к уменьшению инерционного коэффициента сопротивления.

Скорость движения жидкости при волнении изменяется по величине и направлению не только в течение периода волны, но и по глубине акватории. Следовательно, с глубиной изменяются и значения гидродинамических коэффициентов сопротивления. Тем не менее в инженерной практике расчетов значения коэффициентов  $C_{II}$  и  $C_v$  и во времени, и по глубине принимают постоянными.

Ввиду орбитального характера движения частиц жидкости при волнении происходит косое обтекание преград (векторы скорости и ускорения не остаются нормальными к оси преграды). Изменение коэффициентов сопротивления, связанное с искажением процесса вихреобразования из-за сдува пограничного слоя жидкости, наблюдающегося при наличии вертикаль-

---

<sup>1</sup> Д.Д. Лапто, Ю.Н. Шестаков. Некоторые результаты исследований коэффициентов сопротивления при обтекании круглого цилиндра. Труды координационного совещания по гидротехнике. Вып. 34. М. - Л.: Энергия, 1967.

<sup>2</sup> См. также Д.Д. Лапто, В.В. Каплун. Исследование волнового давления на вертикальные обтекаемые преграды. Труды координационного совещания по гидротехнике. Вып. 34. - М. - Л.: Энергия, 1967.

ных проекций скорости и ускорения жидкости, в инженерных расчетах также не учитывается.

В отечественных нормативных документах и ведомственных инструкциях по определению сил волнового давления на преграды, в том числе в СНиП 2.06.04–82\*, рекомендуется принимать  $C_{\text{н}} = 2$ ,  $C_{\text{в}} = 0,7$ . Нормативные документы других стран устанавливают несколько отличающиеся значения для этих коэффициентов: норвежское бюро “Веритас” предлагает считать  $C_{\text{н}} = 1,6$ ,  $C_{\text{в}} = 0,75$ ; АНИ (США) –  $C_{\text{н}} = 1,5$ ,  $C_{\text{в}} = 0,6$ ; регистр Ллойда (Великобритания) –  $C_{\text{н}} = 1,5$ ,  $C_{\text{в}} = 0,5$ .

В заключение обратим внимание на мало освещенный в специальной литературе вопрос зависимости гидродинамических коэффициентов сопротивления от податливости преграды. Если период собственных колебаний преграды близок к периоду волновой нагрузки (резонанс), то относительная скорость обтекания преграды волной мала. По-видимому, в этом случае должна быть мала и скоростная составляющая волновой нагрузки.

Последние исследования в области уточнения значений гидродинамических коэффициентов сопротивления свидетельствуют, что на зависимость этих коэффициентов от числа Рейнольдса при волновом обтекании цилиндрических преград влияет также параметр Кэйлегана – Карпендера  $N_{\text{к}} = 2\pi A/D$ , где  $A$  – амплитуда вынужденного колебательного движения преграды под действием волновой нагрузки [33]. В зависимости от величины этого параметра несколько изменяются границы областей, где гидродинамические коэффициенты сопротивления обращаются в константы.

### **3.4. РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ РАСЧЕТА РАВНОДЕЙСТВУЮЩЕЙ ВОЛНОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЦИЛИНДРИЧЕСКУЮ МОНООПОРУ**

Предлагаемые СНиП 2.06.04–82\* значения коэффициентов для определения волновой нагрузки на преграду зависят от ее конструктивных особенностей, параметров и условий обтекания. Анализ особенностей конструкции, параметров и условий эксплуатации трубчатых моноопорных оснований позволяет конкретизировать значения некоторых этих коэффициентов и во многих случаях упростить расчет волновой нагрузки.

### 3.4.1. ВЫБОР ЗНАЧЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТОВ ДЛЯ РАСЧЕТА ВОЛНОВОЙ НАГРУЗКИ НА ЦИЛИНДРИЧЕСКУЮ МОНООПОРУ

Бурение разведочных скважин на море, в том числе с моноопорных оснований, начинают преимущественно весной и заканчивают осенью. Стабилизацию моноопоры в грунте морского дна, бурение скважин и демонтаж моноопоры с легких плавно оснований по технологическим причинам осуществляют при волнении моря до 3 баллов (высота волны 0,75–1,25 м). С усилением волнения бурение прекращают. При этом моноопора нагружена только силами давления морских волн высотой преимущественно не более 3 м.

Согласно справочным данным [19], в прибрежных районах морей, омывающих территорию России, такие условия характерны для большей части времени года. На Каспийском море, например, волны в прибрежных районах не превышают 1,25 м 84 % дней в году, на Японском море – 70 % дней в году. Степень волнения устанавливается гидрометеослужбой с определенным уровнем обеспеченности, т.е. допускается, что отдельные волны могут иметь высоту на 20–30 % большую, чем та, которая нормативно соответствует волнению.

Для бурения разведочных скважин рационально использование моноопорных оснований из труб серийно выпускаемого промышленностью сортамента диаметрами 0,168–0,508 м. Бурение с таких трубчатых моноопорных оснований эффективно на акваториях глубиной до 50 м. Расчет моноопор для бурения на акваториях с глубинами до 10 м не представляет особого практического интереса. На малых глубинах менее вероятны волны большой высоты (они разрушаются при соприкосновении с дном моря). Изгибающий момент от волнового давления и продольных сил с уменьшением глубины моря и, следовательно, высоты моноопоры уменьшается. Поэтому на глубине до 10 м моноопора из обсадных труб даже с относительно малым внешним диаметром 0,168 м заведомо обладает достаточной прочностью.

Исходя из изложенного выше, можно сделать вывод. В большинстве случаев моноопорные основания эксплуатируются на акваториях: а) с температурой морской воды 5–20 °С; б) с высотой морской волны до 1,5 м при бурении и до 3 м при отстое на время шторма; в) удовлетворяющих в период осуществления технологических операций условию глубоководности  $H/\lambda \geq 0,5$  ( $H/h \geq 10$ ).

Конструктивным характеристикам моноопор и гидрологическим условиям их эксплуатации соответствуют следующие

значения коэффициентов и констант, входящих в выражения (3.8)–(3.12) для определения максимальных значений инерционной и скоростной составляющих волновой нагрузки и точки приложения их равнодействующей.

**Коэффициент**  $\Gamma_v$ , зависящий от относительного размера преграды  $D/\lambda$ , для расчета моноопорных оснований можно принять равным единице. Для труб диаметром до 0,5 м даже при легком волнении (см. табл. 3.2) значение параметра  $D/\lambda \leq 0,1$ . В подобных случаях считается, что преграда практически не оказывает существенного влияния на кинематические и динамические характеристики волнового потока [25, 33].

**Инерционный  $\partial_n$  и скоростной  $\partial_v$  коэффициенты глубины акватории** зависят от параметра  $H/\lambda$ . При возрастании параметра  $H/\lambda$  от 0,5 значения компонентов волновой нагрузки и, следовательно, общей волновой силы практически не изменяются. Для таких акваторий соответственно несколько упрощается и методика расчета волнового давления по СНиП 2.06.04–82\*. Здесь коэффициенты  $\partial_n$ ,  $\partial_v$  и ординаты  $\zeta_n$  и  $\zeta_v$  становятся константами.

Подобный характер зависимости волновой нагрузки от параметра  $H/\lambda$  можно установить и из теоретических формул (3.6). Входящие в них значения гиперболических функций с ростом параметра  $H/\lambda$  от величины 0,5 меняются мало. Фактическая независимость величины равнодействующей волновой нагрузки от глубины на акваториях, где  $H/\lambda > 0,5$ , подтверждена результатами многочисленных экспериментов [5, 7 и др.]. Причиной этого является быстрое затухание высот волн по мере движения от поверхности моря ко дну.

В отсутствие опытных данных для конкретной акватории согласно результатам многочисленных наблюдений и измерений элементов волн на глубоководье, например [19], можно приближенно считать  $\lambda = 20h$ . Тогда в соответствии с графиками СНиП 2.06.04–82\*  $\partial_n = 0,98$  и  $\partial_v = 1,05$ .

При определении максимального значения равнодействующей волновой нагрузки в мелководной зоне, когда  $0,2 \leq H/\lambda < 0,5$ , следует учитывать влияние на процесс обтекания моноопоры дна моря. С уменьшением параметра  $H/\lambda$  от 0,5 до 0,2 коэффициент  $\partial_n$  на 10–15 % уменьшается. Коэффициент  $\partial_v$  при этом увеличивается. Причем с учетом характерного для мелководья уменьшения пологости волны  $\lambda/h$  рост  $\partial_v$  может составить более 50 %. Здесь для определения входящих в формулы (3.11) инерционного  $\partial_n$  и скоростного  $\partial_v$  коэффициентов глубины акватории следует пользоваться графиками СНиП 2.06.04–82\*.

**Значения инерционного  $\ddot{\epsilon}_n$  и скоростного  $\ddot{\epsilon}_v$  коэффициентов гидродинамического сопротивления** зависят преимущественно от числа Рейнольдса. Трубы, используемые для сооружения моноопорных оснований, можно считать гладкими. Минимально возможное значение числа Рейнольдса для моноопор соответствует их меньшим диаметрам и высотам волн и большим значениям кинематической вязкости. Даже при высоте волны 0,5 м и максимальном значении кинематической вязкости воды, характерном для ее температуры 5 °С (см. табл. 3.3), для моноопоры диаметром 0,168 м на акватории с  $H/\lambda \geq 0,5$  для  $\lambda = 20h$  имеем  $Re \approx 4,4 \cdot 10^5$ . Следовательно, при сколь-либо значительном волнении моноопорные основания практически всегда будут находиться за пределами критической зоны обтекания и значение коэффициента  $C_v$  всегда будет равно 0,7, а значение коэффициента  $C_n = 2$  [25, 33].

**Плотность морской воды  $\rho_v$  и ускорение свободного падения  $g$**  являются известными справочными величинами:  $\rho_v \approx 1030 \text{ кг/м}^3$ ;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ . Их значения от гидрологических условий и характеристик моноопоры не зависят.

#### 3.4.2. РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ ВОЛНОВОЙ НАГРУЗКИ НА МОНООПОРУ

Используя рекомендуемые выше значения коэффициентов и констант, для большинства случаев можно значительно облегчить вычисления значений равнодействующей волнового давления на моноопору и координаты точки ее приложения к ней.

**Волновое давление на глубоких акваториях.** Формулы (3.11) для определения максимальных значений инерционного и скоростного компонентов волновой нагрузки после введения в них рекомендуемых значений соответствующих коэффициентов и констант преобразуются в более простые выражения

$$Q_n^m = 7,8D^2h; \tag{3.14}$$

$$Q_v^m = 0,6Dh^2,$$

где  $D$  и  $h$  – в метрах,  $Q_n^m$  и  $Q_v^m$  в килоньютонах.

Для определения равнодействующей волновой нагрузки  $Q_v$  в формулу (3.8) необходимо подставить выражения (3.10) и (3.14). Установлено, что для моноопорных оснований диаметром от 0,168 м при высотах морских волн до 3 м максимальное

значение силы  $Q_B$  достигается до прохождения через моноопору вершины волны (см. например, рис. 3.3, б), когда отношение  $s/\lambda$  находится в диапазоне от 0,05 до 0,25. Поэтому при расчете силы  $Q_B$  для моноопор достаточно произвести вычисления по формуле (3.8) для ограниченного числа вариантов сочетаний коэффициентов  $\delta_n$  и  $\delta_v$ , получая эти коэффициенты по выражениям (3.10), последовательно изменяя величину  $\omega t$  в диапазоне от  $\pi/10$  до  $\pi/2$  с шагом, например,  $0,01\pi$ .

Из полученных результатов следует выбрать наибольший, который и будет соответствовать максимальному значению волновой нагрузки на моноопору за время прохождения через нее волны. С учетом современного развития вычислительной техники выполнить описанные операции нетрудно.

Условия эксплуатации моноопор позволяют в большинстве случаев исключить предварительные графоаналитические вычисления вспомогательных коэффициентов и при определении координаты  $a$  точки приложения равнодействующей волновой нагрузки. При  $H/\lambda \geq 0,5$  и  $\lambda = 20h$  в соответствии с положениями СНиП 2.06.04–82\* величину  $a$  можно приближенно вычислять для моноопор любых диаметров по выражению

$$a = (Q_n^m \delta_n a_n + Q_v^m \delta_v a_v) / Q_B, \quad (3.15)$$

где  $a_n$  и  $a_v$  – координаты точек приложения соответственно инерционной и скоростной составляющих равнодействующей волнового давления.

Выражения для их определения могут быть представлены в виде

$$a_n = 3,1h(0,8 + \omega t / 2\pi); \quad (3.16)$$

$$a_v = 3,1h \omega t / \pi. \quad (3.17)$$

В выражения (3.15)–(3.17) следует подставлять те значения величин  $\delta_n$ ,  $\delta_v$  и  $\omega t$ , при которых было получено максимальное значение равнодействующей волнового давления  $Q_B$ .

Выражения (3.16) и (3.17) получены авторами на основе линейной аппроксимации графиков СНиП 2.06.04–82\* для нахождения коэффициентов  $\mu_n$ ,  $\mu_v$ ,  $\zeta_n$ ,  $\zeta_v$  в областях, соответствующих эксплуатационным режимам моноопорных оснований.

В табл. 3.4 приведены значения величин  $Q_B$  и  $a$ , вычисленные для моноопор из труб наиболее распространенных внешних диаметров при высоте морских волн от 0,5 м до 3 м.

На рис. 3.6 и 3.7 представлены зависимости компонентов волновой нагрузки и их равнодействующей, а также координат



Таблица 3.4

Зависимость величин  $Q_v$ , кН (числитель) и †, м (знаменатель) от диаметра моноопоры и высоты волны для глубоководной акватории

Высота морской волны $h$ , м	Диаметр моноопоры, м					
	0,168	0,219	0,273	0,324	0,377	0,426
0,5	$\frac{0,11}{1,6}$	$\frac{0,19}{1,6}$	$\frac{0,30}{1,6}$	$\frac{0,42}{1,6}$	$\frac{0,57}{1,6}$	$\frac{0,73}{1,6}$
	$\frac{0,23}{2,9}$	$\frac{0,39}{3,1}$	$\frac{0,60}{3,1}$	$\frac{0,85}{3,1}$	$\frac{1,15}{3,1}$	$\frac{1,46}{3,1}$
1,0	$\frac{0,37}{3,5}$	$\frac{0,60}{3,7}$	$\frac{0,92}{4,5}$	$\frac{1,28}{4,6}$	$\frac{1,73}{4,6}$	$\frac{2,20}{4,7}$
	$\frac{0,55}{3,4}$	$\frac{0,84}{4,5}$	$\frac{1,25}{5,4}$	$\frac{1,73}{5,8}$	$\frac{2,32}{6,0}$	$\frac{2,96}{6,1}$
1,5	$\frac{0,78}{3,2}$	$\frac{1,15}{4,4}$	$\frac{1,64}{5,6}$	$\frac{2,22}{6,4}$	$\frac{2,95}{7,0}$	$\frac{3,73}{7,3}$
	$\frac{1,07}{2,9}$	$\frac{1,53}{4,2}$	$\frac{2,11}{5,5}$	$\frac{2,79}{6,6}$	$\frac{3,63}{7,5}$	$\frac{4,54}{8,1}$
2,0						
2,5						
3,0						

точек их приложения от высоты морской волны для моноопор различных диаметров.

При малой высоте волн и (или) большом внешнем диаметре моноопоры основной вклад в равнодействующую волновой нагрузки вносит инерционная составляющая. Так, при высоте волны 1 м для моноопоры даже с малым внешним диаметром 0,168 м инерционный компонент нагрузки  $Q_{II}$  составляет около 94 % общей равнодействующей  $Q_v$ . При высоте волны 2 м для моноопоры диаметром 0,324 м этот компонент составляет около 93 %  $Q_v$ .

При большой высоте волн и малом внешнем диаметре моноопоры больший вклад в равнодействующую волновой нагрузки вносит скоростная составляющая  $Q_v$ . Например, при высоте волны 3 м для моноопоры диаметром 0,168 м скоростной компонент составляет 74 % от общей равнодействующей  $Q_v$ .

Согласно рекомендации СНиП 2.06.04–82\* можно принимать  $Q_v = Q_{II}^m$ , если  $Q_{II}^m / Q_v^m \geq 2$ ;  $Q_v = Q_v^m$ , если  $Q_{II}^m / Q_v^m \leq 0,2$ . В этих случаях расчеты волновой нагрузки на моноопору значительно упрощаются.

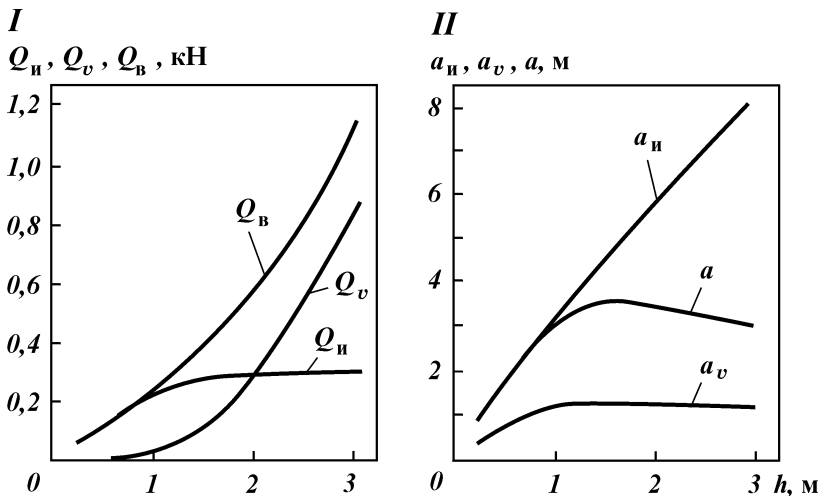


Рис. 3.6. Зависимость максимальной равнодействующей волновой нагрузки и ее составляющих (I) и координат точек их приложения (II) к моноопоре диаметром 0,168 м от высоты морской волны  $h$  при  $\zeta/\lambda > 0,5$  и  $\lambda = 20h$ :  $Q_n$  и  $Q_v$  – инерционная и скоростная составляющие;  $Q_b$  – максимальная равнодействующая;  $a_n$  и  $a_v$  – координата инерционной и скоростной составляющих;  $a$  – координата равнодействующей

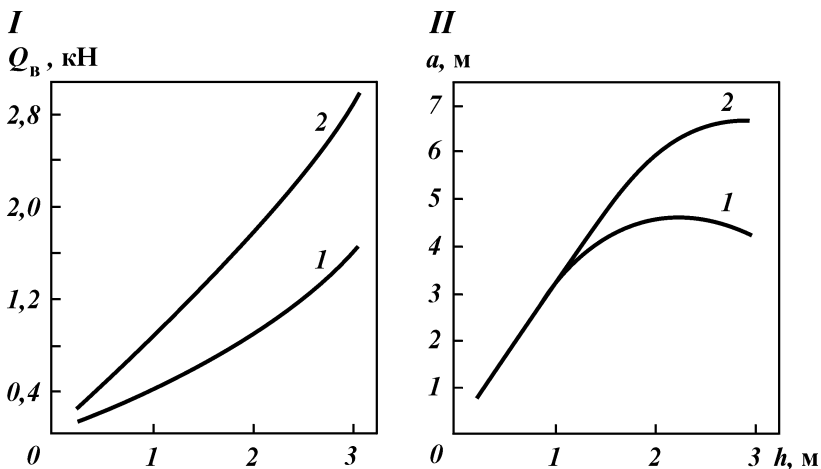


Рис. 3.7. Зависимость максимальной равнодействующей волновой нагрузки  $Q_b$  (I) и координаты  $\ddagger$  точки ее приложения (II) на глубоководных акваториях от высоты морской волны  $h$  для моноопор диаметрами: 1 – 0,219 м; 2 – 0,324 м

Координата  $a_v$  точки приложения скоростной составляющей волновой нагрузки на моноопору расположена значительно ближе к поверхности моря, чем координата  $a_{\Pi}$  инерционной составляющей (см. рис. 3.6, II). Поэтому в результате перераспределения роли составляющих в равнодействующей волновой нагрузки для моноопор диаметром до 0,324 м на графике зависимости координаты  $a$  точки приложения силы  $Q_v$  от высоты волн имеется экстремум. Координата  $a$  при любых высотах волн не больше этого экстремального значения. Чем меньше внешний диаметр моноопоры, тем при меньшей высоте волны достигается экстремум (см. рис. 3.7, II).

**Волновое давление на мелководье.** Если при переходе от глубокой акватории к мелководью пологость волн изменяется незначительно и можно полагать  $\lambda \approx 20h$ , то для приближенного определения максимальных значений инерционной и скоростной составляющих на моноопору можно воспользоваться следующим приемом. Сначала вычислить значения  $Q_{\Pi}^m$  и  $Q_v^m$  для глубоководных акваторий воды по формулам (3.12). Для определения величины этих компонентов на мелководье полученные значения умножить на соответствующие поправочные коэффициенты  $\gamma_{\Pi}$  и  $\gamma_v$ , которые можно рассчитать по выражениям

$$\gamma_{\Pi} = 0,8 + 0,02H/h; \quad (3.18)$$

$$\gamma_v = 1,6 - 0,055H/h.$$

Выражения (3.18) получены нами на основе анализа и обработки приведенных в СНиП 2.06.04-82\* графиков зависимости коэффициентов  $\delta_{\Pi}$  и  $\delta_v$  от параметра  $H/\lambda$  в области  $H/\lambda < 0,5$ .

Максимальное значение общей равнодействующей волнового давления следует вычислять по формуле (3.8), следуя описанному выше алгоритму подбора коэффициентов сочетания  $\delta_{\Pi}$  и  $\delta_v$  для глубоководных акваторий.

Для неглубоких акваторий получить единые, простые и относительно точные математические формулы для определения расстояния от расчетного уровня до точки приложения силы  $Q_v$  затруднительно. На эту величину влияют сразу несколько коэффициентов, зависящих одновременно от относительной глубины моря  $H/\lambda$  и параметров  $s/\lambda$ ,  $h/\lambda$ . В каждом конкретном случае для определения величины  $a$  на мелководье наиболее рационально обращаться к графоаналитической методике расчета СНиП 2.06.04-82\*.

В первом приближении в инженерных расчетах моноопорных оснований на мелководье при малом изменении пологости волн допустимо вычислять значения  $a$  по формуле (3.15), подставляя соответствующие мелководью значения  $Q_n^m$ ,  $Q_v^m$ ,  $\delta_n$  и  $\delta_v$ . Необходимые здесь выражения для  $a_n$  и  $a_v$  можно определять по методике, аналогичной получению выражений (3.16) и (3.17). В результате для определения координаты точки приложения инерционной составляющей волнового давления на мелководье авторы рекомендуют выражение

$$a_n = (0,6h + 0,25H)(0,8 + \omega t / 2\pi). \quad (3.19)$$

Выражение для определения координаты  $a_v$  скоростной составляющей волнового давления на мелкой воде получается таким же, как и для волнового давления на глубокой воде, т. е. соответствует выражению (3.17).

Для более точного расчета параметров волнового давления на моноопорные основания следует использовать формулы (3.5)–(3.7) инженерной теории обтекания преград. Их решение существенно облегчается с применением современных методов программирования и электронно-вычислительной техники.

### 3.5. ДАВЛЕНИЕ МОРСКИХ ТЕЧЕНИЙ НА МОНООПОРУ

По происхождению морские течения могут быть ветровыми, приливоотливными, плотностными, сгонно-нагонными, стоковыми, бароградиентными и компенсационными [1]. Все эти течения можно сгруппировать и отнести к течениям постоянным, ветровым или приливоотливным.

Большим постоянством отличаются сточные течения в некоторых проливах, возникающие в результате неравенства уровней бассейнов, соединенных проливом. Постоянные морские течения связаны также с градиентами плотности морской воды, создающимися вследствие различия температур и солености, и поддерживаются господствующими ветрами, являясь, таким образом, одновременно плотностными и дрейфовыми.

Скорости морских постоянных течений обычно невелики: 0,05–0,16 м/с. Только в проливах они достигают 0,3 м/с, а в проливах Беринговом и Чирикова – даже 0,5 м/с.

Ветер, проносясь над водной гладью, посредством трения и толчков о воду сообщает поступательное движение ее поверх-

ностному слою, увлекающему за собой нижележащие слои, каждый из которых движется медленнее вышележащего. Скорость ветрового течения в поверхностном слое воды (0–10 м) колеблется от 0 до 0,8 м/с.

Приливоотливные течения возникают под воздействием лунного и солнечного притяжений. Направление и скорость течений меняются в продолжение суток в зависимости от периода и высоты прилива. Скорость приливоотливных течений прямо пропорциональна их высоте и зависит от того, через какое поперечное сечение должна пройти определенная масса воды.

Скорости приливоотливных течений достигают следующих значений, м/с: в Карском море и проливах – 0,05–0,4; в проливе Карские Ворота – 1; в морях Лаптевых, Восточно-Сибирском и их проливах – 0,05–0,15; в Чукотском море – 0,1–0,2; в проливах Курильских и Шантарских островов – 4.

Различные типы течений могут накладываться один на другой, в результате чего скорость суммарных течений может быть очень большой.

Основным компонентом общей силы давления течения на моноопору является сила лобового сопротивления. Она может быть рассчитана по классической формуле гидродинамики

$$Q_T = C_v D z_T \rho_B v_T^2 / 2, \quad (3.20)$$

где  $C_v$  – коэффициент лобового сопротивления, принимаемый в соответствии со значением числа Рейнольдса (см. раздел 3.3.5);  $v_T$  – средняя скорость по высоте течения;  $z_T$  – высота участка моноопоры, охваченного течением;  $\rho_B$  – плотность морской воды.

Скорости постоянных течений, как и при волнении, затухают от поверхности на глубину. Однако это затухание происходит значительно медленнее, чем при волнении или волновых течениях. Исследования научно-исследовательского судна “Витязь” в северо-западной части Тихого океана показали, что даже на глубине 1200–1500 м обнаруживаются зоны течения со скоростью 20 м/с.

Скорости, развиваемые приливами, в отличие от волновых движений воды с ростом глубины почти не затухают и даже на больших глубинах близки по значению к скоростям на поверхности моря. Это объясняется тем, что приливообразующая сила воздействует на частицы воды независимо от их положения между поверхностью моря и его дном. В связи с этим мно-

гие исследователи (Ф. Шипард, М.В. Кленова и др.) придерживаются мнения, что приливные течения можно считать наиболее мощными движениями морской воды.

### 3.6. ВЛИЯНИЕ КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА НА ПРОЧНОСТЬ МОНООПОРЫ

При вращательном бурении моноопора испытывает реактивный крутящий момент. В результате в ее сечениях возникают касательные напряжения

$$\tau = M_k / W_p, \quad (3.21)$$

где  $M_k$  – крутящий момент;  $W_p$  – полярный момент сопротивления кручению сечения моноопоры.

Для моноопор из труб круглого поперечного сечения  $W_p = \pi(D^4 - d^4) / 16D$ , где  $D$  и  $d$  – наружный и внутренний диаметры моноопоры. Напряжения кручения не изменяются по высоте моноопоры постоянного сечения, не зависят от величины других нагрузок и положения, которое принимает изогнутая ось моноопоры в равновесном состоянии. Для их определения требуется знать только мощностную характеристику вращателя бурового станка и геометрию поперечного сечения моноопоры. Поэтому целесообразно уже сейчас дать оценку величин касательных напряжений, возникающих при вращательном бурении разведочных скважин, и их влияния на общее напряженное состояние моноопоры.

Для бурения разведочных скважин даже III группы (глубина по воде 300 м, по породам 500 м) достаточно иметь на буровом вращателе крутящий момент 1,4–1,6 кН·м. Значения касательных напряжений в сечениях моноопор из труб диаметрами 0,168 и 0,324 м с толщиной стенок 0,012 м при крутящем моменте даже 2 кН·м составляют 4,7 и 1,1 МПа соответственно. Эти значения малы по сравнению с пределом текучести материала моноопор на кручение, который обычно больше 300 МПа.

Под действием продольно-поперечного изгиба и кручения моноопора находится в двухосном напряженном состоянии. Для оценки влияния крутящего момента и создаваемого им напряжения на общее напряженное состояние моноопоры следует воспользоваться теорией наибольших касательных напряжений. По этой теории условное (без учета коэффициента запаса) допустимое нормальное напряжение в опасной точке моно-

Таблица 3.5

**Расчетные значения  $[\sigma_y]$  моноопоры из труб круглого сечения, кПа**

Диаметр $\overset{\text{тр}}{\text{трубы}}$ , $10^3$ м	Толщина стѐнки трубы, $10^{-3}$ м	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа		
		550	650	750
168	10	$\frac{549,89}{549,34}$	$\frac{649,91}{649,44}$	$\frac{749,92}{749,51}$
		$\frac{549,94}{549,61}$	$\frac{649,95}{649,67}$	$\frac{749,95}{749,71}$
	14	$\frac{549,99}{549,96}$	$\frac{649,99}{649,97}$	$\frac{749,99}{749,97}$
		$\frac{549,99}{549,98}$	$\frac{650,00}{649,98}$	$\frac{750,00}{749,98}$

*Примечание.* В числителе при  $\tau = 2$  кН·м, в знаменателе при  $\tau = 5$  кН·м.

опоры от сил продольно-поперечного изгиба может быть вычислено по условию прочности

$$[\sigma_y] = \sqrt{\sigma_T^2 - 4\tau^2}, \quad (3.22)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести материала моноопоры;  $\tau$  – касательное напряжение в опасной точке моноопоры от крутящего момента.

В табл. 3.5 приведены значения  $[\sigma_y]$  для моноопор из труб диаметрами 0,168 и 0,324 м, рассчитанные по формуле (3.22) при значениях крутящего момента 2 кН·м (числитель) и 5 кН·м (знаменатель). Анализ данных этой таблицы позволяет сделать следующий вывод.

В инженерных расчетах моноопорного основания на прочность касательные напряжения от крутящего момента, возникающего при вращательном бурении, можно не учитывать. Даже при крутящем моменте в 2,5 раза большем, чем используемый на практике,  $[\sigma_y] \approx \sigma_T$ .

При использовании бурового оборудования со значительно большим крутящим моментом или моноопор с меньшим полярным моментом сечения расчеты необходимо выполнять с учетом напряжения кручения.

## êÄëóöî çÄèêüÛöççé- Ñöî éêà àêéÇÄççéÉé ëéëíéüçàü à éçééèéêõ

Определенное сочетание параметров внешних нагрузок с характеристиками моноопоры может привести к ее разрушению или к возникновению таких деформаций, при которых осуществлять с нее технологические операции по бурению скважин опасно и неэффективно. Поэтому на стадии проектных работ необходимо выполнять поверочные расчеты моноопорных оснований. Цель таких расчетов: 1) определение максимального напряжения в моноопоре и его сравнение с напряжением, допускаемым по условию надежности ее работы при заданных эксплуатационных режимах; 2) определение максимальных углов поворота моноопоры и их сравнение с нормативно допустимыми по условию удовлетворительной работы оборудования.

Размеры поперечного сечения моноопоры по сравнению с длиной и радиусом кривизны ее осевой линии малы. Поэтому при расчете моноопор следует применять стержневую модель. В механике стержней приняты в качестве аксиом следующие классические допущения.

1. Материал стержня (моноопоры) подчиняется закону Гука, и возникающие в нем максимальные напряжения остаются меньше предела пропорциональности.

2. Плоские до деформации поперечные нормальные к продольной оси сечения стержня остаются нормальными и плоскими также после деформации, т.е. сдвиги не учитываются (гипотеза Бернулли).

3. Осевая линия стержня считается нерастяжимой.

4. Различные, но статически эквивалентные, локальные нагрузки вызывают в стержне одно и то же (за исключением местных напряжений) напряженное состояние (принцип Сен-Венана).



Бурение с моноопоры эффективно при угле поворота ее верхнего поперечного сечения не более, чем  $10^\circ$  ( $\approx 0,17$  рад) от вертикали. Поэтому исследование напряженно-деформированного состояния моноопоры можно ограничить областью указанного предела ее углового отклонения. В этой области расчет моноопоры допустимо выполнять по линейной теории изгиба, которая основана на предположении, что под действием нагрузок перемещения конструкции остаются малыми по сравнению с ее длиной, а квадраты углов (в радианах) поворота оси моноопоры остаются малыми по сравнению с единицей. Использование линейной теории позволяет свести решение задачи к рассмотрению только линейных дифференциальных уравнений равновесия.

Напряженное состояние моноопоры складывается из напряжений изгиба, сжатия и кручения. Определяющим является напряжение изгиба. В режимах эксплуатации моноопоры оно значительно превосходит напряжения сжатия и кручения.

При малых перемещениях и углах поворота моноопоры для расчета напряжений сжатия и кручения, в отличие от напряжений изгиба, не имеет значения, какое положение займет моноопора под действием внешней нагрузки, какова форма ее изогнутой линии. Достаточно иметь данные только о внешней продольной нагрузке, внешнем крутящем моменте и геометрии моноопоры. Поэтому основной задачей расчета напряженного состояния моноопоры является нахождение значений внутренних изгибающих моментов в ее опасных сечениях.

Для моноопоры постоянного поперечного сечения опасным (с максимальным напряжением) можно считать сечение с максимальным изгибающим моментом. Для моноопоры переменного поперечного сечения из-за изменяющегося по высоте момента сопротивления наиболее опасным может стать сечение, в котором внутренний изгибающий момент может быть меньше максимального. Расчет моноопоры целесообразно начинать с определения ее напряженно-деформированного состояния в равновесном положении, т.е. со статического расчета, который выполняют, как правило, для всех проектируемых конструкций. Он позволяет получить первое общее представление об их работоспособности. В статическом расчете все действующие на моноопору нагрузки рассматриваются как квазистатические, т.е. постоянные во времени. Переменным во времени нагрузкам присваивается их максимальное значение.

Волновое давление на моноопорные основания в течение периода прохождения через них волны непостоянно. Поэтому оно становится причиной вынужденных поперечных колебаний

моноопор. Теоретические и натурные исследования колебаний морских свайных сооружений, установленных на глубинах 10–30 м, показали [33], что при определенных сочетаниях геометрических характеристик этих сооружений и режимов эксплуатации происходит резкое увеличение амплитуд их колебаний. Это свидетельствует о том, что период и основная частота собственных колебаний сооружений в этих случаях оказались близки или совпали с периодом и частотой сил волнового давления (резонанс).

Эксплуатация в резонансных режимах негативно отражается на напряженно-деформированном состоянии сооружений и нередко становится причиной их разрушений. А так как интервал глубин акваторий 10–30 м представляет для бурения с моноопорных оснований большой практический интерес, можно ожидать, что статический расчет не всегда будет способен дать полное представление о возникающих в них напряжениях и деформациях. Поэтому во многих случаях для моноопор дополнительно необходимо выполнять динамический расчет.

Основные задачи динамического расчета моноопоры для бурения в конкретных гидрологических условиях моря следующие: определение возможных частот равнодействующей волновой нагрузки; определение частоты колебаний системы моноопора – буровые механизмы; определение гидрологических условий и режимов работы, при которых происходит резкое ухудшение напряженно-деформированного состояния моноопоры из-за совпадения частоты равнодействующей волновой нагрузки с частотой собственных колебаний системы моноопора – буровые механизмы (резонанс). Эксплуатировать моноопору в резонансном режиме нерационально. Поэтому для бурения в указанных гидрологических условиях необходимо выбрать моноопору с иной геометрией ее поперечного сечения.

Распределение массы моноопоры по высоте обуславливает существование бесконечного множества ее собственных частот. Однако многочисленными наблюдениями и экспериментами установлено, что на практике вынужденные колебания морских свайных сооружений осуществляются по первой собственной форме колебаний [33]. Этой форме соответствует первая (основная) собственная частота. Следовательно, из бесконечного спектра собственных частот колебаний системы моноопора – буровые механизмы достаточно определять только первую. А оценку возможности возникновения в процессе эксплуатации моноопорного основания резонансных режимов следует давать, сравнивая первую собственную частоту моноопоры с частотой действия волновой нагрузки.

Характер зависимости частоты равнодействующей волновой нагрузки от времени и высоты морской волны описан в разделе 3. Первую собственную частоту колебаний системы моноопора – буровые механизмы можно определить, исследовав процесс собственных колебаний этой системы.

В процессе эксплуатации моноопора подвергается нагружению технологическими силами, направление действия которых жестко связано с ориентацией верхнего сечения моноопорного основания. Эти силы по своей природе не консервативны. В системах, нагруженных неконсервативными силами, возможно возникновение динамической потери устойчивости [4, 10]. При этом сколь угодно малое случайное импульсное возмущение даже в отсутствие других нагрузок переменного характера приводит к развитию колебаний с нарастающими амплитудами. Поэтому при проектировании моноопорных оснований следует уделять внимание и вопросу их динамической устойчивости. Ответ на этот вопрос можно получить, проанализировав характер колебаний моноопоры, возникающих после возмущения.

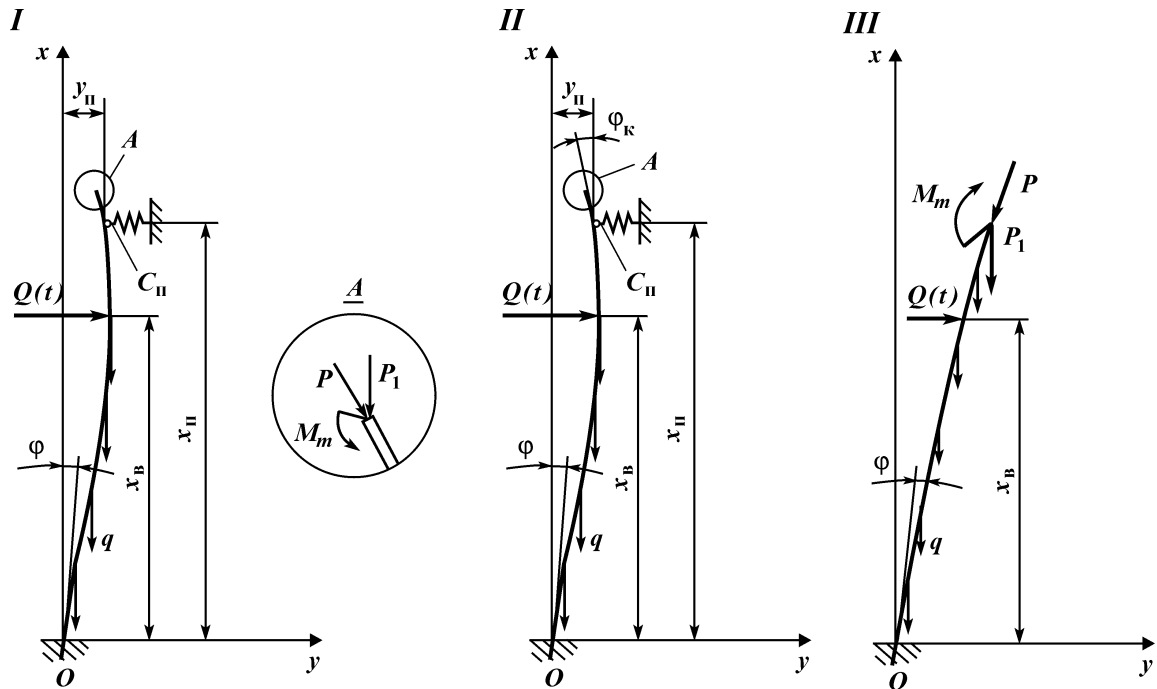
Для практического расчета напряженного состояния моноопоры, выявления резонансных режимов эксплуатации и решения вопроса о ее устойчивости необходимо:

- 1) разработать расчетные схемы моноопорного основания;
- 2) получить уравнения равновесия и собственных колебаний моноопоры;
- 3) предложить методы и приемы решений полученных уравнений.

#### 4.1. $\hat{e}\hat{A}\hat{e}\hat{o}\hat{O}\hat{i}\hat{c}\hat{o}\hat{O}\hat{e}\hat{i}\hat{O}\hat{a}\hat{o}\hat{a}\hat{e}\hat{c}\hat{e}\hat{e}\hat{e}\hat{e}\hat{e}\hat{o}$

Расчетная схема представляет собой приближенное механико-математическое описание конструкции, условий ее закрепления и действующих на нее внешних силовых факторов. На рис. 4.1 в ортогональной неподвижной системе координат  $xOy$  представлены три расчетные схемы моноопоры, соответствующие трем ее эксплуатационным состояниям, описанным в разделе 3.1. Эти схемы универсальны и могут быть использованы как для статического решения, так и для динамического.

Начало координат во всех трех схемах расположено в точке пересечения оси моноопоры с дном моря. Ось  $\hat{e}x$  направлена перпендикулярно к поверхности спокойного моря, а ось  $Oy$  – в сторону движения волн. Ось моноопоры изображена в изогнутом под действием внешней нагрузки состоянии.



**Рис. 4.1. Расчетные схемы моноопоры:**

I – в П-образном проеме; II – в шахтном проеме; III – вне плавоснования;  $Q(t)$  – равнодействующая волнового давления;  $\hat{e}$  – технологическая сила;  $\hat{e}_1$  и  $q$  – сила тяжести соответственно механизмов и единицы высоты моноопоры;  $\hat{a}_m$  – дополнительный изгибающий момент;  $l_B$  и  $l_{II}$  – расстояние от дна моря до точки приложения силы  $Q(t)$  и палубы плавоснования соответственно;  $y_{II}$  – координата максимального перемещения сечения моноопоры на уровне палубы плавоснования;  $\varphi$  – угол наклона моноопоры при установке в дне;  $\varphi_k$  – угол кочки плавоснования

В расчетных схемах приняты следующие обозначения:

$Q(t)$  – переменная во времени  $t$  равнодействующая волновой нагрузки;

$x_B$  – координата точки приложения равнодействующей  $Q(t)$  вдоль оси  $Ox$  от расчетного уровня дна моря;

$L$  – расчетная высота моноопоры;

$x_{\Pi}$  – расстояние от расчетного уровня дна моря до палубы плавоснования;

$y_{\Pi}$  – координата допустимого перемещения сечения моноопоры на уровне палубы дрейфующего плавоснования до контакта со стенкой его проема;

$C_{\Pi}$  – жесткость контакта плавоснования с моноопорой;

$\varphi$  – установочный угол наклона моноопоры к вертикали;

$\varphi_K$  – угол качки плавоснования;

$P$  – технологическая сила (может быть также направлена противоположно указанному направлению);

$P_1$  – сила тяжести буровых механизмов вместе с платформой;

$q$  – сила тяжести единицы высоты моноопоры.

Нижний конец моноопоры во всех эксплуатационных состояниях погружен в грунт морского дна на глубину в несколько метров. Экспериментальные исследования [3, 33] показали, что теоретически рассчитанная форма изогнутой оси морских сооружений свайного типа в большинстве случаев наиболее точно соответствует виду их фактической деформации в условиях волнения, если в качестве вида связей, наложенных на нижний конец этих сооружений, выбирать модель жесткой заделки, т.е., если полагать, что у дна моря перемещения и углы поворота их сечений отсутствуют.

Однако грунт морского дна, как правило, имеет определенную податливость и позволяет сечениям заглубленной в него части моноопорного основания под действием нагрузки перемещаться и поворачиваться. Поэтому защемление нижнего конца моноопоры в грунте нельзя считать абсолютно жестким.

Представляется, что при расчете моноопор все-таки необходимо учитывать податливость верхних слоев грунта морского дна, состоящих в большинстве случаев из илистых грунтов. Для этого целесообразно за расчетную высоту  $L$  моноопоры при описании условий закрепления ее нижнего конца моделью жесткой заделки принимать сумму высоты возвышения моноопоры над фактическим дном моря и  $1/3$  длины  $l$  участка, заглубленного в грунт. Обоснование такой рекомендации приведено в разделе 6. Здесь и далее под высотой моноопоры понимается ее расчетная высота, а под расчетным уровнем дна моря – уровень, лежащий на расстоянии  $l/3$  ниже фактического дна.

Верхний конец моноопоры всегда свободен от внешних связей. Никакие ограничения на его угловые и линейные перемещения не наложены. Однако при эксплуатации моноопоры в проеме плавоснования она под действием нагрузки может вступать в контакт со стенками проема. Это приводит к возникновению дополнительных связей. Характер этих связей целесообразно рассмотреть для каждой из эксплуатационных схем по отдельности.

**Схема I.** Моноопора находится в направляющей трубе, длина которой около 1 м. Изначально направляющая устанавливается в центре проема плавоснования. Однако с плавоснованием она жестко не связана и в пределах проема способна свободно перемещаться. Можно считать, что до контакта со стенками проема плавоснования ограничения на линейные и угловые перемещения моноопоры наложены только в сечении у дна моря.

Морские волны приводят к дрейфу плавоснования, а также совместно с другими нагрузками к изгибу моноопоры. В результате моноопора может вступить в контакт со стенками проема плавоснования. Возможны два варианта контакта: упор направляющей с моноопорой в дальнюю по направлению движения волн стенку проема; упор ближней по направлению движения волн стенки проема в направляющую с моноопорой.

В первом случае дальнейшему горизонтальному перемещению направляющей с моноопорой препятствует сила натяжения якорных тросов плавоснования. Этот вариант облегчает условия последующей эксплуатации моноопоры.

Во втором случае плавоснование наваливается на направляющую с моноопорой, ухудшая ее напряженное состояние. Подобная ситуация для эксплуатации моноопоры недопустима. Визуально установив возможность такого контакта, обслуживающий персонал должен осуществить натяжение якорей, обеспечив свободное положение моноопоры или ее упор в дальнюю стенку проема. Если сделать это не представляется возможным, то плавоснование необходимо отвести от моноопоры.

В дальнейшем при расчете моноопоры по схеме I рассматривается контакт моноопоры только с дальней стенкой проема. Высота стенки проема составляет менее 0,2 м, поэтому можно считать, что контакт моноопоры с проемом плавоснования имеет точечный характер и после его достижения изгибающий момент от качки плавоснования моноопоре не передается. Характер связи моноопоры с плавоснованием после вступления их в контакт можно описать моделью односторон-

ней упругой опоры с переменной жесткостью (рис. 4.1, I). Горизонтальное смещение сечения моноопоры на уровне верхнего конца направляющей трубы в сторону движения волн вызывает реакцию плавоснования, направленную противоположно смещению моноопоры и зависящую от него не линейно. На угол поворота этого сечения ограничения не накладываются.

**Схема II.** Моноопора находится в направляющей трубе длиной не менее 3 м. Направляющая жестко раскреплена в буровом проеме. Внутренний диаметр направляющей превышает наружный диаметр находящейся в ней моноопоры не более чем на 0,2 м.

До контакта моноопоры со стенками направляющей перемещения и углы поворота ее верхнего участка ничем не ограничены. После достижения контакта, как и в случае эксплуатации моноопоры по схеме I, ее дальнейшему горизонтальному перемещению препятствует сила натяжения якорных тросов плавоснования. Кроме того, в отличие от схемы I, с момента контакта верхний участок моноопоры начинает поворачиваться вслед за качающимся на волнах плавоснованием. Обусловлено это значительной высотой, малым поперечным сечением и жестким раскреплением направляющей.

Характер связи моноопоры с плавоснованием после вступления их в контакт можно описать моделью односторонней упругой опоры с переменной жесткостью и заданным угловым перемещением (рис. 4.1, II). Горизонтальное смещение сечения моноопоры на уровне верхнего конца направляющей трубы в сторону движения волн вызывает реакцию плавоснования, направленную противоположно смещению и зависящую от него в общем случае нелинейно. Угол поворота этого сечения равен углу бортовой качки плавоснования  $\varphi_k$ .

Расстояние  $x_n$  от расчетного уровня дна моря до палубы плавоснования для эксплуатационных схем I и II приблизительно на 1 м меньше расчетной высоты  $L$  моноопоры.

При установке моноопоры в центре проема стабилизированного на скважине плавоснования величина возможного перемещения ее сечения на уровне палубы не превышает половины разности между диаметром или шириной проема ( $D_n$ ) и диаметром  $D$  моноопоры. При последующем дрейфе плавоснования это смещение может увеличиться на величину дрейфа. В общем случае моноопора может быть установлена изначально под углом  $\varphi$  к вертикали. Поэтому максимально возможная горизонтальная координата положения сечения моноопоры на уровне палубы плавоснования

$$y_{п(max)} \approx 0,5(D_{п} - D) - \delta_{н} + \Delta_{max} + x_{п} \operatorname{tg}\varphi, \quad (4.1)$$

где  $\delta_{н}$  – толщина стенки направляющей трубы;  $\Delta_{max}$  – максимально возможный дрейф плавоснования в данных гидрологических условиях.

Для схемы II в выражении (4.1) следует принять  $\delta_{н} = 0$ , а  $D_{п}$  равным внутреннему диаметру направляющей трубы.

**Схема III.** При эксплуатации моноопоры вне плавоснования (рис. 4.1, III) дополнительные связи отсутствуют. Ограничения на линейные и угловые перемещения моноопоры наложены только в сечении у дна моря.

**Внешние силовые факторы.** Сведения о характере и величине действующих на моноопору внешних поперечных и продольных сил приведены в разделе 3.

В последующих решениях из поперечных сил учитывается влияние только равнодействующей волнового давления  $Q(t)$ . При наличии в районе бурения морских течений их воздействие на моноопору может быть учтено аналогично учету действия силы волнового давления. Поэтому в расчетную схему моноопоры силы давления течений не включены.

Координата точки приложения равнодействующей волновой нагрузки приближенно может быть найдена по выражению

$$x_{в} = H + l/3 - a, \quad (4.2)$$

где  $H$  – глубина спокойного моря;  $l$  – длина участка моноопоры, заглубленного в грунт;  $a$  – расстояние от уровня спокойного моря до точки приложения равнодействующей волнового давления  $Q(t)$ .

В процессе выполнения технологических операций некоторые исполнительные механизмы моноопоры меняют свое положение. Например, подвижный вращатель платформы на моноопоре в каждом рейсе может неоднократно перемещаться из крайнего нижнего положения в крайнее верхнее. Величина хода подвижного вращателя по вертикальным направляющим стойкам платформы моноопоры достигает 3,5 м. Вращатель передает буровому снаряду крутящий момент до 3 кН·м. Масса вращателя составляет в среднем 500 кг и через него передается на буровой снаряд осевая нагрузка до 100 кН. В результате точка приложения технологической силы и центр масс буровых механизмов меняют свои координаты относительно верхнего сечения моноопоры.

Для общности расчетных схем на рис. 4.1 силы технологические и тяжести буровых механизмов приведены к верхнему сечению моноопоры. Для сохранения статической эквивалент-



ности, нарушаемой при переносе сил, к этому сечению приложен изгибающий момент  $M_m$ .

На практике не всегда удастся изначально установить моноопору в грунте дна строго вертикально. При больших глубинах акваторий даже малые углы (до  $0,5^\circ$ ) отклонения моноопоры от вертикали влекут за собой значительные смещения центров тяжести ее верхних сечений относительно нижних еще в ненагруженном состоянии. Эти смещения становятся причиной возникновения дополнительных изгибающих моментов от сил тяжести.

Кроме того, дополнительный изгибающий момент появляется, если центр масс буровых механизмов на платформе моноопоры расположен с эксцентриситетом относительно ее вертикальной оси.

Дополнительные изгибающие моменты могут негативно влиять на напряженно-деформированное состояние моноопоры. В целях общности решения и возможности оценки их влияния принято, что центр тяжести буровых механизмов, установленных на платформе верхнего конца моноопоры, расположен с эксцентриситетом  $e$  относительно ее оси, а моноопора отклонена от вертикали на угол  $\varphi$ .

Эксцентриситет  $e$  на расчетных схемах не показан. При приведении силы тяжести буровых механизмов к верхнему сечению моноопоры он учтен в моменте  $M_m$ . Общий вид выражения для определения величины этого момента получим, исходя из следующих соображений.

Технологическая сила  $P$  действует всегда вдоль жестких, не поддающихся изгибу, направляющих стоек вращателя (вдоль осевой линии верхнего сечения моноопоры). Изменение координаты точки приложения силы  $P$  вдоль направляющих на результат приведения ее к верхнему концу моноопоры не влияет, и изгибающего момента в этом сечении она не создает.

Сила тяжести буровых механизмов  $P_1$  направлена всегда вертикально вниз. Смещение центра тяжести механизмов вдоль направляющих стоек приводит к смещению точки ее приложения. Из-за этого в верхнем сечении моноопоры возникает дополнительный изгибающий момент. Этот момент, как и дополнительные моменты, связанные с эксцентриситетом расположения центра масс механизмов и погрешностями вертикальности установки моноопоры, в общем случае ухудшает ее напряженное состояние.

Максимальная сумма всех дополнительных моментов для верхнего сечения моноопоры представляет собой момент  $M_m$  (рис. 4.2). При наиболее неблагоприятном для напряженного

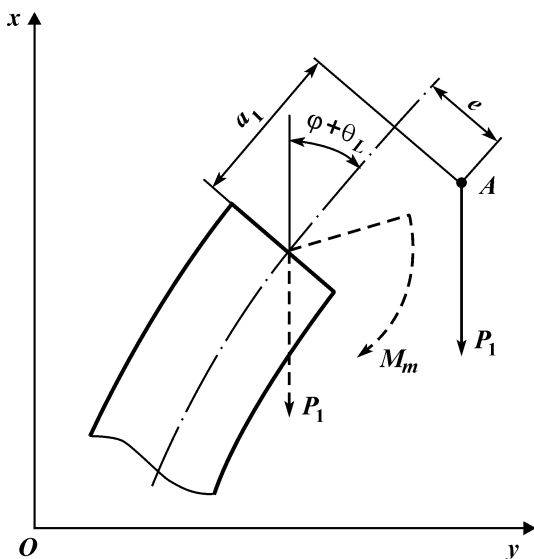


Рис. 4.2. Схема к расчету дополнительного момента  $M_m$ :

$A$  – центр масс механизмов;  $a_1$  и  $e$  – максимальное смещение и эксцентриситет центра масс механизмов соответственно;  $\varphi$  – установочный угол наклона;  $P_1$  – сила тяжести механизмов

состояния моноопоры случае совпадения линии эксцентриситета с плоскостью углов  $\theta_L$  и  $\varphi$  максимальная сумма моментов может быть определена из выражения

$$M_m = P_1[a_1 \sin(\theta_L + \varphi) + e \cos(\theta_L + \varphi)], \quad (4.3)$$

где  $a_1$  – максимальное смещение центра масс буровых механизмов вверх вдоль направляющих стоек;  $\theta_L$  – угол поворота верхнего сечения моноопоры.

В целях удобства изображения расчетные схемы на рис. 4.1 представлены для одноступенчатой моноопоры равного поперечного сечения. В дальнейшем при выводе уравнений равновесия и малых колебаний рассматривается наиболее общая конструкция моноопоры, имеющая  $n$  участков по высоте со ступенчато изменяющимися геометрическими характеристиками сечения. Поэтому для силы тяжести  $q$  и момента инерции сечения  $I$  моноопоры введен нижний индекс  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, n$ ).

В расчетную схему не введен крутящий момент, возникающий при вращательном бурении. При бурении разведочных скважин он настолько мал, что его влиянием на напряженно-деформированное состояние моноопоры можно пренебречь (см. раздел 3.6).

## 4.2. УРАВНЕНИЯ РАВНОВЕСИЯ МОНООПОРЫ

Характерной особенностью расчета сжато-изогнутых стержней, и моноопоры в частности, является то, что пренебрегать перемещениями их оси под действием нагрузок при составлении уравнений равновесия упругой линии в отличие от большинства задач строительной механики и сопротивления материалов здесь нельзя. Только благодаря учету этих перемещений становится возможным определение изгибающего действия от продольных сил, например, сил тяжести буровых механизмов и моноопоры. Указанное делает задачу расчета моноопоры на прочность при любых видах и количестве наложенных на нее связей статически неопределимой.

Рассмотрим статическое равновесие произвольного элемента  $ds$  моноопоры, находящейся под действием внешней нагрузки в изогнутом состоянии (рис. 4.3). Элемент  $ds$  выбран таким образом, что имеет единичную длину (сила тяжести этого элемента равна  $q_i$ ) и к нему не приложены сосредоточенные силовые факторы. Здесь  $R_1$  и  $R_2$  – проекции вектора внутренних усилий в моноопоре на оси  $Ox$  и  $Oy$  соответственно;  $M$  – внутренний изгибающий момент;  $\theta$  – угол поворота оси сечения моноопоры (угол между касательными к осевой линии моноопоры в нагруженном и ненагруженном состоянии).

Предположим, что расчет моноопоры может быть выполнен в линейной постановке, т.е. перемещения и углы поворота осевой линии моноопоры, возникающие при ее изгибе, настолько малы, что можно считать  $\cos\theta = 1$ ;  $\sin\theta = \theta$ ;  $\theta^2 \ll 1$ . Это позволяет с учетом малости установочного угла наклона  $\varphi$  получить уравнение

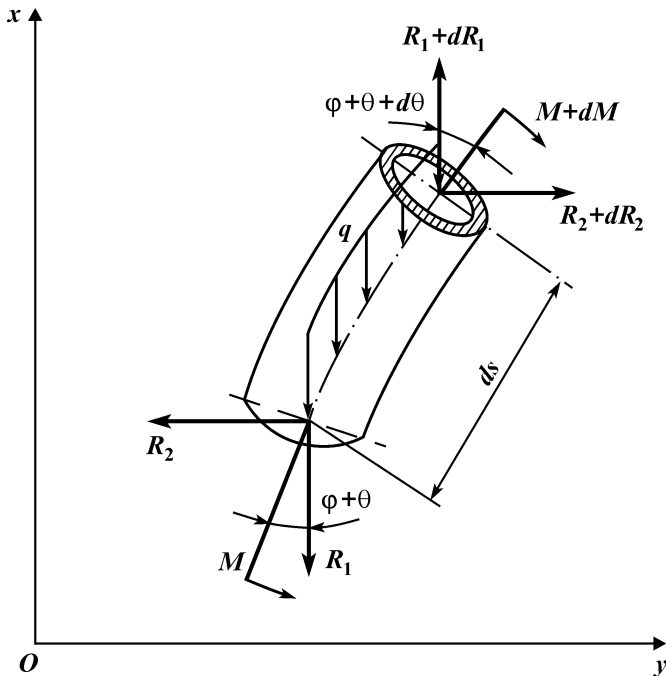
$$dy/dx = \operatorname{tg}(\theta + \varphi) \approx \theta + \varphi, \quad (4.4)$$

связывающее угол поворота  $\theta$  с перемещением  $y$  сечения моноопоры вдоль оси  $Oy$ , и использовать в дальнейшем решении известное из дифференциальной геометрии и линейной теории изгиба приближенное уравнение упругой линии

$$\frac{1}{\rho} = \frac{d^2y}{dx^2} = \frac{d\theta}{dx}, \quad (4.5)$$

где  $\rho$  – радиус кривизны упругой линии.

В состоянии равновесия сумма всех сил и сумма моментов, приложенных к элементу  $ds$ , должны равняться нулю. С учетом предположения о величине линейных и угловых перемещений моноопоры, принимая во внимание, что  $\varphi \leq 0,5^\circ$ , и пре-



**Рис. 4.3.** Схема равновесия элемента  $ds$  моноопоры:

$R_1$  и  $R_2$  – проекции внутреннего усилия на вертикальную и горизонтальную оси соответственно;  $M$  – внутренний изгибающий момент;  $\varphi$  – установочный угол наклона;  $\theta$  – угол поворота оси сечения;  $q$  – сила тяжести единицы высоты моноопоры

небрегая слагаемыми более высокого порядка малости по сравнению с остальными, уравнения равновесия сил в проекциях на оси  $Ox$  и  $Oy$  можно представить, соответственно, в виде

$$dR_1 - q ds = 0; \quad (4.6)$$

$$dR_2 = 0, \quad (4.7)$$

а уравнение равновесия моментов –

$$dM - R_1(\theta + \varphi)ds + R_2 ds = 0. \quad (4.8)$$

Ввиду малости углов  $\theta$  и  $\varphi$  имеем  $ds \approx dx$ . Поэтому во всех уравнениях равновесия дифференцирование по координате  $s$  можно заменить дифференцированием по  $x$  и вместо приращения  $ds$  рассматривать  $dx$ . Далее в рассуждениях эта процедура считается выполненной.

Интегрируя (4.6), получаем

$$R_1 = \int_0^x q_i dz + R^*, \quad (4.9)$$

где  $z$  – вспомогательная переменная интегрирования;  $R^*$  – константа, определяемая из условий нагружения верхнего конца моноопоры.

При  $x = L$  имеем  $R_1 = P \cos(\theta + \varphi) - P_1$ . Технологическая сила  $P$  в это выражение вводится со знаком “+”, если направлена вверх (создает напряжения растяжения в моноопоре), и со знаком “–”, если она направлена вниз (создает напряжения сжатия в моноопоре). Физический смысл константы  $R^*$  – внутреннее продольное усилие в моноопоре в сечении у расчетного уровня дна моря. Поэтому с учетом малости углов  $\theta$  и  $\varphi$  имеем

$$R^* = P - P_1 - \int_0^L q_i dx; \quad (4.10)$$

$$R_1 = P - P_1 - \int_0^{L-x} q_i dz. \quad (4.11)$$

При составлении уравнений равновесия не учитывались сосредоточенные силы и моменты, действующие на моноопору. Влияние силовых факторов, приложенных к верхнему концу моноопоры, если они присутствуют, отражается в граничных условиях при  $x = L$ . Учет равнодействующей сил волнового давления (за которую в статическом расчете принимают ее максимальное значение  $Q_B$ ) произведем следующим образом.

При переходе через точку приложения силы  $Q_B$ , когда  $x = x_B$ , скачкообразно на величину  $Q_B$  меняется сила  $R_2$ . Математически запись этого скачка удобно выразить, добавив в левую часть выражения (4.7) слагаемое  $Q_B \delta(x - x_B)$ , где  $\delta(x - x_B)$  – функция Дирака с характеристиками:  $\delta(x - x_B) = 1$ , если  $x = x_B$ ;  $\delta(x - x_B) = 0$ , если  $x \neq x_B$ . Тогда выражение (4.7) следует переписать в виде

$$dR_2/dx + Q_B \delta(x - x_B) = 0. \quad (4.12)$$

В курсах строительной механики и сопротивления материалов показано, что кривизна упругой линии связана с изгибающим моментом отношением  $1/\rho = M/EI_i$ , где  $E$  и  $I_i$  – модуль

упругости материала и момент инерции сечения  $i$ -й ступени моноопоры. Подставив эту зависимость в формулу (4.5), имеем

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{d\theta}{dx} = \frac{M}{EI_i}. \quad (4.13)$$

Согласно виду выражения (4.11) внутренняя сила  $R_1$  в произвольном сечении моноопоры является функцией только ее геометрии, величины продольных сил и координаты  $x$  сечения. Она не зависит от величин  $y$ ,  $\theta$ ,  $M$  и  $R_2$ . Поэтому уравнения (4.4), (4.8), (4.12), (4.13) с учетом независимого уравнения (4.11) составляют замкнутую систему 4-х линейных дифференциальных уравнений первого порядка относительно величин  $y$ ,  $\theta$ ,  $M$  и  $R_2$ :

$$\frac{dy}{dx} = \theta + \varphi;$$

$$\frac{d\theta}{dx} = \frac{M}{EI_i};$$

(4.14)

$$\frac{dM}{dx} = R_1(\theta + \varphi) - R_2;$$

$$\frac{dR_2}{dx} = -Q_B \delta(x - x_B).$$

Для решения системы уравнений (4.14) необходимо определить граничные условия (по два на нижнем и верхнем концах моноопоры). Для всех эксплуатационных схем они одинаковы. На нижнем конце моноопоры у расчетного уровня дна моря при  $x = 0$   $y = 0$  и  $\theta = 0$ . На верхнем конце моноопоры граничные условия должны учитывать появление в общем случае дополнительного изгибающего момента  $M_m$  и направление технологической силы вдоль осевой линии верхнего сечения моноопоры. Поэтому при  $x = L$

$$M = M_m = P_1[a_1 \sin(\theta + \varphi) + e \cos(\theta + \varphi)] \approx P_1[a_1(\theta + \varphi) + e], \quad (4.15)$$

$$R_2 = P \sin(\theta + \varphi) \approx P(\theta + \varphi),$$

где, как и ранее, технологическая сила  $P$  берется со знаком “+”, если направлена вверх, и со знаком “-”, если направлена вниз.

Система уравнений (4.14) с выше сформулированными граничными условиями полностью описывает состояние равновесия моноопоры при ее эксплуатации вне плавоснования (см. рис. 4.1, III). Для эксплуатационных схем I и II необходимо учесть, что после достижения моноопорой контакта с плавоснованием в сечении на уровне палубы на нее начинает действовать реакция плавоснования  $C_{\Pi}(y - y_{\Pi})$ . Кроме того, для схемы II в решении должно быть учтено, что это сечение поворачивается при качке вместе с плавоснованием на угол  $\varphi_k$  относительно вертикали.

Жесткость  $C_{\Pi}$  контакта плавоснования с моноопорой является функцией характеристик плавоснования и якорной системы, гидрологических условий, перемещений сечений моноопоры и некоторых других факторов. До достижения моноопорой контакта со стенкой проема плавоснования (при  $y < y_{\Pi}$ ) величина  $C_{\Pi} = 0$ . Начиная с момента контакта, моноопора оказывает давление на плавоснование, стремясь сместить его в направлении движения волн. Реакцию плавоснования  $P_{\Pi} = C_{\Pi}(y - y_{\Pi})$  на это давление можно рассматривать как составную часть внешней нагрузки, действующей на моноопору. Поэтому ее рационально ввести в уравнения равновесия аналогично силе  $Q_B$ . Тогда для схем I и II последнее уравнение системы (4.14) можно представить в виде

$$dR_2/dx = P_{\Pi} \delta(x - x_{\Pi}) - Q_B \delta(x - x_B). \quad (4.16)$$

Поскольку заранее величина горизонтального перемещения сечения моноопоры на уровне палубы плавоснования неизвестна, то неизвестными являются и жесткость контакта  $C_{\Pi}$  моноопоры с плавоснованием и реакция  $P_{\Pi}$ .

Величина возможного дрейфа бурового плавоснования в период осуществления технологического цикла нормативно ограничивается. Наихудший вариант напряженного состояния моноопоры будет соответствовать максимальной величине смещения (дрейфа) плавоснования  $\Delta_{\max}$ . В этих условиях координата максимального перемещения сечения моноопоры на уровне палубы может быть вычислена по выражению (4.1).

Запрещение дальнейшего перемещения этого сечения, вводимое из-за ограничения величины дрейфа плавоснования, математически эквивалентно введению в решение дополнительного условия: при  $x = x_{\Pi}$   $y = y_{\Pi(\max)}$ . Таким образом, для определения пяти неизвестных  $y$ ,  $\theta$ ,  $M$ ,  $R_2$  и  $P_{\Pi}$  имеем четыре граничных условия и одно дополнительное. Это позволяет считать систему разрешающих уравнений полностью определенной.

Учесть в уравнениях равновесия, что для схемы II сечение моноопоры на уровне палубы поворачивается при качке вместе с плавоснованием на угол  $\varphi_k$  относительно вертикали, можно, введя дополнительно в этом сечении внешний изгибающий момент  $M_{кп}$ . Величина этого момента такова, что его действие совместно с другими силовыми факторами, приложенными к моноопоре, обеспечивает поворот сечения моноопоры на уровне палубы на заданный угол  $\varphi_k$  качки плавоснования относительно вертикали. Тогда для схемы II третье уравнение системы (4.14) необходимо заменить на следующее:

$$dM/dx = R_1(\theta + \varphi) - R_2 + M_{кп}\delta(x - x_{п}). \quad (4.17)$$

Заранее значение момента  $M_{кп}$ , как и реакции  $P_{п}$ , неизвестно. Но для его нахождения также существует дополнительное условие: при  $x = x_{п}$   $\theta + \varphi = \pm\varphi_k$ . Поэтому число неизвестных в решении остается равным числу условий, из которых они могут быть определены.

Покажем, как можно свести решение задачи, например, для схемы I, к рассмотрению одного линейного дифференциального уравнения относительно величины  $y$ . Дифференцируя третье уравнение в системе (4.14), получаем

$$\frac{d^2M}{dx^2} - (\theta + \varphi)\frac{dR_1}{dx} - R_1\frac{d\theta}{dx} + \frac{dR_2}{dx} = 0. \quad (4.18)$$

Подставив  $dR_2/dx$  из выражения (4.16) в формулу (4.18) и учитывая, что согласно (4.6)  $dR_1/dx = q_i$ , получаем

$$\frac{d^2M}{dx^2} - q_i(\theta + \varphi) - R_1\frac{d\theta}{dx} + P_{п}\delta(x - x_{п}) - Q_{в}\delta(x - x_{в}) = 0. \quad (4.19)$$

С учетом первых двух уравнений системы (4.14) уравнение (4.19) принимает вид

$$\frac{d^2(EI_i d^2y/dx^2)}{dx^2} - R_1\frac{d^2y}{dx^2} - q_i\frac{dy}{dx} + P_{п}\delta(x - x_{п}) - Q_{в}\delta(x - x_{в}) = 0. \quad (4.20)$$

Аналогичным образом, оперируя соответствующими выражениями для  $dM/dx$  и  $dR_2/dx$ , можно получить дифференциальное уравнение равновесия моноопоры 4-го порядка для схем II и III. Решение системы уравнений (4.14) или уравнения (4.20) позволяет определить внутренний изгибающий мо-



мент в моноопоре и, следовательно, рассчитать ее напряженное состояние. При современном развитии электронно-вычислительной техники для этого наиболее целесообразно пользоваться численными методами интегрирования. Точное аналитическое решение уравнений, подобных (4.20), можно получить в бесселевых функциях.

### 4.3. УРАВНЕНИЯ МАЛЫХ КОЛЕБАНИЙ МОНООПОРЫ

Под действием периодически изменяющейся во времени волновой нагрузки моноопора совершает вынужденные поперечные колебания. Совпадение частоты собственных колебаний моноопоры с частотой волновой нагрузки приводит к резонансным режимам. Наиболее общий подход к решению вопросов о величине частоты собственных колебаний моноопоры и возможности возникновения резонансных режимов основан на анализе уравнений ее собственных колебаний.

Для физико-математического описания процесса колебаний и оценки их влияния на напряженно-деформированное состояние моноопоры дополнительно к уже учтенным в статическом расчете силовым факторам нужно ввести в решение инерционные силы, инерционные моменты всех элементов системы моноопора – буровые механизмы и силу сопротивления среды (морской воды). Крутящий момент, передающийся моноопоре при вращательном бурении, имеет малые значения. Поэтому можно считать, что на процесс колебаний моноопоры и ее собственные частоты он влияния не оказывает.

Будем рассматривать только малые колебания моноопоры, для которых остаются справедливыми условия  $\cos\theta = 1$ ;  $\sin\theta = \theta$  и  $\theta^2 \ll 1$ . Поскольку при колебаниях перемещения и внутренние силовые факторы зависят не только от координаты  $x$ , но и от времени  $t$ , то при выводе уравнений колебаний моноопоры следует перейти к частным производным.

Сила инерции, действующая на элемент моноопоры  $ds$ , имеет интенсивность  $\frac{q_i \partial^2 y}{g \partial t^2}$ . Эта сила должна быть включена в уравнения малых колебаний моноопоры.

Сила инерции, действующая на буровые механизмы и платформу, учитывается в граничных условиях. Ее величина  $m \partial^2 y / \partial t^2$ , где  $m$  – масса платформы с буровыми механизмами.

При изгибных колебаниях каждый элемент  $ds$  моноопоры (см. рис. 4.3) и платформа с установленными на ней буровыми

механизмами совершают не только поступательные движения в горизонтальной плоскости, но и вращательные, связанные с изменением углов поворота сечений моноопоры. Поэтому при колебаниях возникают не только инерционные силы, но и инерционные моменты.

Момент инерции массы элемента  $ds$  моноопоры мал, поэтому в инженерных расчетах инерционный момент собственно моноопорного основания не учитывают.

Момент инерции массы платформы с расположенными на ней буровыми механизмами относительно нейтральной линии сечения моноопоры  $J_M = \sum_j m_j z_j^2$ , где  $m_j$  – масса малого  $j$ -го

элемента платформы с буровыми механизмами:  $\sum_j m_j = m$ ;  $z_j$  –

расстояние от центра масс  $j$ -го элемента до нейтральной линии. Инерционный момент, возникающий при угловых колебаниях платформы с буровыми механизмами,  $M_M = J_M \partial^2 \theta_L / \partial t^2$ .

Обычно размеры площадки платформы не превышают  $1 \times 1,5$  м и буровые механизмы расположены на ней компактно. Поэтому, как будет показано на примере в разделе 4.5, при малых колебаниях моноопоры влияние на результаты решения инерционного момента  $M_M$  в большинстве случаев незначительно. Тем не менее в целях сохранения общности решения в этом разделе при формулировке граничных условий на верхнем конце моноопоры момент  $M_M$  учитывается.

Силу сопротивления морской воды принято считать пропорциональной скорости колебаний. Она приложена к каждому элементу системы, совершающему колебания в воде. Для элемента  $ds$  моноопоры ее интенсивность равна  $c dy / \partial t$ , где  $c$  – коэффициент сопротивления.

Силы сопротивления среды, инерции и инерционный момент направлены противоположно направлению движения сечений колеблющейся моноопоры.

Известно, что присутствие в нагрузке продольных сжимающих или растягивающих сил может приводить к существенному изменению частоты собственных изгибных колебаний стержней. Поэтому при выводе уравнений собственных колебаний моноопоры следует учитывать нагружающие ее силы тяжести и технологические, несмотря на их статический и квазистатический характеры соответственно.

В связи с этим целесообразно рассматривать собственные колебания моноопоры не относительно ненагруженного состоя-

ния, а относительно состояния равновесия – положения, которое моноопора занимает под действием статической нагрузки, в том числе и продольных сил. Вместе с тем, по нашему мнению, вывод уравнений собственных колебаний моноопоры будет более понятным, если предварительно получить уравнения вынужденных колебаний моноопоры относительно ее ненагруженного состояния.

Рассмотрим возможный прием получения уравнений малых колебаний моноопоры на примере эксплуатации ее вне плавного основания (схема III). Представим (см. рис. 4.3)

$$R_1 = R_{1c} + R_{1k}, R_2 = R_{2c} + R_{2k}, M = M_c + M_k, y = y_c + y_k, \\ \theta = \theta_c + \theta_k, \quad (4.21)$$

где величины с индексом “с” – статические составляющие внутренних сил, момента и перемещений, а с индексом “к” – их дополнительные составляющие, возникающие при колебаниях.

Аналогично разложим на составляющие внешнюю нагрузку:

$$P = P_c + P_k, P_1 = P_{1c} + P_{1k}, \\ q_i = q_{ic} + q_{ik}, Q(t) = Q_c + Q_k. \quad (4.22)$$

Так как силы тяжести приложены к моноопоре статически, а технологическую силу можно считать квазистатической, то  $P_k = P_{1k} = q_{ik} = 0$ . Тогда при  $x = L$   $R_1 = P_c \cos(\theta_c + \theta_k + \varphi) - P_{1c}$ . Учитывая, что при малых колебаниях угол  $\theta_k$  мал, можно считать  $\cos(\theta_c + \theta_k + \varphi) \approx 1$ . Поэтому  $R_1 = R_{1c}$  и определяется по выражению (4.11), а колебательная составляющая проекции на ось  $Ox$  вектора внутренних усилий в моноопоре  $R_{1k} \approx 0$ .

В разделе 3 показано, что для большинства из возможных в период эксплуатации моноопорного основания гидрологических режимов равнодействующую волновой нагрузки можно аппроксимировать гармонической функцией. В этом случае статическая составляющая  $Q_c$  волнового давления равна нулю и  $Q(t) = Q_k = Q_b \cos \omega t$ , где  $\omega$  – частота волны.

Добавим в уравнения равновесия (4.14) полученные выше выражения для сил сопротивления и инерции моноопоры. Этим мы учтем влияние на напряженно-деформированное состояние моноопоры дополнительных силовых факторов, возникающих при ее колебаниях (влияние инерционных сил и моментов, действующих на платформу с буровыми механизмами, отражается в граничных условиях на верхнем конце моноопоры).

Используя выражения (4.21) и (4.22), входящие в полученные уравнения линейные и угловые перемещения, внутренние силовые факторы и внешнюю нагрузку представим в виде суммы статической и колебательной составляющих. При этом будем иметь в виду изложенные выше соображения по поводу величин этих составляющих для сил  $P$ ,  $P_1$ ,  $q_i$ ,  $R_1$  и  $Q(t)$ . Силы сопротивления и инерционные возникают только при колебаниях моноопоры и статических составляющих не имеют.

В результате выполненных операций для случая эксплуатации моноопоры вне плавоснования и гидрологических условий, когда волновая нагрузка может быть приближенно описана гармонической функцией, получаем *уравнения вынужденных колебаний моноопоры относительно ненагруженного состояния*:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(y_c + y_k)}{\partial x} &= \theta_c + \theta_k + \varphi; \\ \frac{\partial(\theta_c + \theta_k)}{\partial x} &= \frac{M_c + M_k}{EI_i}; \\ \frac{\partial(M_c + M_k)}{\partial x} &= R_{1c}(\theta_c + \theta_k + \varphi) - R_{2c} - R_{2k}; \\ \frac{\partial(R_{2c} + R_{2k})}{\partial x} &= \frac{q_i}{g} \frac{\partial^2 y_k}{\partial t^2} + c_i \frac{\partial y_k}{\partial t} - Q_B \delta(x - x_B) \cos \omega t. \end{aligned} \quad (4.23)$$

Граничные условия на нижнем конце моноопоры для системы уравнений (4.23) идентичны статическим граничным условиям, т.е. при  $x = 0$   $y = y_c + y_k = 0$ ,  $\theta = \theta_c + \theta_k = 0$ . Граничные условия на верхнем конце моноопоры получают вид:

$$M_c + M_k = P_{1c}[a_1(\theta_c + \theta_k + \varphi) + e] - J_M \partial^2 \theta_k / \partial t^2; \quad (4.24)$$

$$R_{2c} + R_{2k} = P_c(\theta_c + \theta_k + \varphi) - m \partial^2 y_k / \partial t^2.$$

Для исследования процесса вынужденных малых колебаний относительно состояния равновесия (нагруженного состояния) достаточно рассматривать только колебательную составляющую уравнений (4.23) и граничных условий. Исключая из (4.23) члены, соответствующие статическому расчету (члены, которые не содержат нижнего индекса "к" или переменной  $t$ ), получаем *уравнения вынужденных колебаний моноопоры относительно состояния равновесия*:

$$\frac{\partial y_{\kappa}}{\partial x} = \theta_{\kappa};$$

$$\frac{\partial \theta_{\kappa}}{\partial x} = \frac{M_{\kappa}}{EI_i}; \quad (4.25)$$

$$\frac{\partial M_{\kappa}}{\partial x} = R_{1c} \theta_{\kappa} - R_{2\kappa};$$

$$\frac{\partial R_{2\kappa}}{\partial x} = \frac{q_i}{g} \frac{\partial^2 y_{\kappa}}{\partial t^2} + c_i \frac{\partial y_{\kappa}}{\partial t} - Q_{\text{в}} \delta(x - x_{\text{в}}) \cos \omega t.$$

Для уравнений (4.25) граничные условия на нижнем конце:  $y_{\kappa} = 0$ ,  $\theta_{\kappa} = 0$ . Граничные условия на верхнем конце:

$$M_{\kappa} = P_{1c} a_1 \theta_{\kappa} - J_{\text{м}} \frac{\partial^2 \theta_{\kappa}}{\partial t^2}; \quad R_{2\kappa} = P_{\text{с}} \theta_{\kappa} - m \frac{\partial^2 y_{\kappa}}{\partial t^2}. \quad (4.26)$$

Для нахождения частоты собственных колебаний моноопоры с буровыми механизмами следует рассматривать свободные (без приложения силы волнового давления) колебания моноопоры относительно состояния равновесия. Математически действие на моноопору силы волнового давления учитывает последний член в правой части последнего уравнения системы (4.25). Поэтому для перехода от системы уравнений вынужденных колебаний к системе уравнений, описывающей свободные колебания, достаточно из последнего уравнения системы (4.25) исключить член  $Q_{\text{в}} \delta(x - x_{\text{в}}) \cos \omega t$ . В результате получаем *уравнения собственных колебаний моноопоры относительно состояния равновесия*:

$$\frac{\partial y_{\kappa}}{\partial x} = \theta_{\kappa};$$

$$\frac{\partial \theta_{\kappa}}{\partial x} = \frac{M_{\kappa}}{EI_i}; \quad (4.27)$$

$$\frac{\partial M_{\kappa}}{\partial x} = R_{1c} \theta_{\kappa} - R_{2\kappa};$$

$$\frac{\partial R_{2\kappa}}{\partial x} = \frac{q_i}{g} \frac{\partial^2 y_{\kappa}}{\partial t^2} + c_i \frac{\partial y_{\kappa}}{\partial t}.$$

Граничные условия для системы уравнений (4.27) идентичны граничным условиям для системы уравнений (4.25).

Используя прием, примененный в предыдущем разделе к системе уравнений равновесия (4.14), систему уравнений (4.27) можно свести к одному дифференциальному уравнению в частных производных, описывающему собственные колебания моноопоры относительно состояния равновесия

$$\frac{\partial^2(EI_i \partial^2 y_{\text{к}} / \partial x^2)}{\partial x^2} - R_{1c} \frac{\partial^2 y_{\text{к}}}{\partial x^2} - q_i \frac{\partial y_{\text{к}}}{\partial x} + \frac{q_i}{g} \frac{\partial^2 y_{\text{к}}}{\partial t^2} + c_i \frac{\partial y_{\text{к}}}{\partial t} = 0. \quad (4.28)$$

Решая системы уравнений (4.23) или (4.25), можно определить напряженное состояние моноопоры в любой момент времени с учетом динамического характера волновой нагрузки. Однако для определения резонансных режимов эксплуатации моноопоры нет необходимости получать решение уравнений вынужденных колебаний. Достаточно ограничиться отысканием первой собственной частоты моноопорного основания из системы уравнений (4.27) или уравнения (4.28) и сравнить ее с частотой волновой нагрузки  $\omega$ .

Значительно сложнее получить корректные уравнения колебаний моноопоры для условий ее эксплуатации в проеме плавоснования. В этом случае необходимо учитывать, что переменная во времени волновая нагрузка действует не только на моноопору, но и на находящееся в контакте с ней плавоснование, а также удерживающую его на точке бурения якорную систему. Поэтому последние также испытывают вынужденные колебания. В общем случае даже при гармоническом характере волновой нагрузки эти колебания не синфазны с колебаниями моноопоры.

Колебания плавоснования зависят от многочисленных характеристик плавоснования и якорной системы, условий их позиционирования относительно направления движения волн и гидрологических характеристик района работ.

Общее аналитическое представление закона изменения во времени реакции плавоснования на давление моноопоры получить практически трудно. Вместе с тем для выполнения инженерных расчетов необходима определенность в вопросе математического описания всех составляющих внешней нагрузки в каждый момент времени. Поэтому приходится вводить дополнительные допущения.

Будем считать, что: 1) при волнении моря до 3 баллов полностью сдрейфовавшее и качающееся на волнах плавоснование горизонтально смещается незначительно; 2) линейные перемещения сечения моноопоры на уровне палубы плавоснования при колебаниях относительно равновесного состояния отсутствуют. Подобные допущения вводят, например, при инженерных расчетах динамического напряженного состояния бурильных колонн, эксплуатируемых при бурении с плавоснований [22]. Используя их, покажем, какие изменения следует внести в систему уравнений (4.27) для того, чтобы описать собственные колебания моноопоры, эксплуатируемой в проеме плавоснования по схеме I.

Разложим реакцию  $P_{\Pi}$  плавоснования, как и другие компоненты внешней нагрузки, действующей на моноопору, на статическую  $P_{\Pi c}$  и колебательную  $P_{\Pi k}$  составляющие. Дальнейшие рассуждения проводим аналогично выполненным выше для случая эксплуатации моноопоры по схеме III. Колебательная составляющая реакции плавоснования оказывает влияние на колебательную составляющую внутренней поперечной силы  $R_{2k}$ . Поэтому для описания собственных колебаний моноопоры, находящейся в проеме плавоснования, величина  $P_{\Pi k}$  должна быть введена в правую часть последнего уравнения системы (4.27). В результате это уравнение получит вид

$$\frac{\partial R_{2k}}{\partial x} = \frac{q_i}{g} \frac{\partial^2 y_k}{\partial t^2} + c_i \frac{\partial y_k}{\partial t} + P_{\Pi k} \delta(x - x_{\Pi}). \quad (4.29)$$

Величина  $P_{\Pi k}$  в уравнении (4.29) неизвестна. Однако в соответствии с введенными допущениями существует дополнительное условие: при  $x = x_{\Pi}$   $y_k = 0$ . Его использование уравнивает число неизвестных в системе уравнений свободных колебаний с числом условий.

В общем случае наиболее эффективными и точными приемами решения задачи нахождения первой собственной частоты колебаний моноопоры являются численные. Алгоритм численного расчета этой величины для случая моноопоры, эксплуатируемой по схеме I, изложен в разделе 4.7. В качестве частного случая при  $P_{\Pi} = P_{\Pi c} + P_{\Pi k} = 0$  этот алгоритм может быть применен и к решению задачи для условий эксплуатации моноопоры по схеме III.

Задача определения резонансных режимов эксплуатации моноопоры при высоте волн более 2 м (такие условия могут возникнуть при невозможности завершения всего технологического цикла работ до ухудшения погодных условий) в некото-

рых случаях требует значительно большего объема вычислений. Это связано с тем, что для моноопор с малыми внешними диаметрами при высоте волн более 1,5–2 м инерционная составляющая волнового давления превосходит скоростную менее чем в 2 раза (см. раздел 3). В этих случаях характер изменения волнового давления во времени, оставаясь периодическим, уже заметно отличается от гармонического. Результат воздействия на моноопору негармонической периодической силы – увеличение количества резонансных областей.

Действительно, любую периодическую функцию можно разложить в ряд Фурье. В результате такого разложения для волновой нагрузки  $Q(t)$  с периодом действия  $T_B$  имеем

$$Q(t) = Q_0 + Q_{01} \cos \omega t + Q_{02} \sin \omega t + Q_{03} \cos 2\omega t + Q_{04} \sin 2\omega t + \\ + Q_{05} \cos 3\omega t + Q_{06} \sin 3\omega t + \dots, \quad (4.30)$$

где  $\omega = 2\pi/T_B$  – круговая частота волнового движения;  $Q_0, Q_{01}, Q_{02}, \dots$  – коэффициенты разложения, определяемые по формулам гармонического анализа,

$$Q_0 = \frac{1}{T_B} \int_0^{T_B} Q(t) dt;$$

$$Q_{0j} = \frac{2}{T_B} \int_0^{T_B} Q(t) \cos j\omega t dt, \quad \text{если } j = 1, 3, 5 \dots \text{ (нечетное);}$$

$$Q_{0j} = \frac{2}{T_B} \int_0^{T_B} Q(t) \sin j\omega t dt, \quad \text{если } j = 2, 4, 6 \dots \text{ (четное).}$$

Если функция  $Q(t)$  гармоническая, т.е.  $Q(t) = Q_B \cos \omega t$ , то очевидно, что  $Q_{01} = Q_B$ , а остальные коэффициенты разложения равны нулю. Если функция  $Q(t)$  не гармоническая, то определить коэффициенты разложения возможно только после предварительного построения по СНиП 2.06.04–82\* и математической обработки графика изменения равнодействующей волнового давления за полный период прохождения волны или используя формулы (3.6), описывающие процесс изменения этой силы во времени в аналитическом виде.

Поэтому при негармоническом характере функции  $Q(t)$  приходится выполнять дополнительные графические или чис-



ленные интегральные вычисления. При графическом представлении  $Q(t)$  можно значительно облегчить выполнение этих расчетов, используя специальные интегрирующие программы и приборы – гармонические анализаторы.

Если в результате вычисления коэффициентов  $Q_{0j}$  окажется, что некоторые из них помимо коэффициента  $Q_{01}$  имеют существенную величину, то, следовательно, на колебания моноопоры значительное влияние будут оказывать и соответствующие этим коэффициентам члены ряда (4.30). Поэтому теоретически возникновение резонансных режимов при негармоническом характере волновой нагрузки возможно не только, если собственная частота колебаний моноопоры совпадает с частотой этой нагрузки  $\omega$ , но и если она кратна ей, т.е. равна  $2\omega$ ,  $3\omega$ ,  $4\omega$  и т.д.

#### **4.4. ПРИБЛИЖЕННЫЕ МЕТОДЫ СТАТИЧЕСКОГО РАСЧЕТА МОНООПОРЫ, НАХОДЯЩЕЙСЯ ВНЕ ПЛАВСОСНОВАНИЯ**

Для инженеров-практиков важно иметь в качестве итоговых расчетных формул простые математические выражения, позволяющие пусть и приближенно, но быстро и легко оценить напряженное состояние моноопоры. Применение теории бесселевых функций к расчету моноопор позволяет получить аналитическое решение уравнений типа (4.20) с необходимой точностью, но не в полной мере отвечает этим пожеланиям. С методами приложения бесселевых функций к расчету на прочность бурового оборудования можно ознакомиться в работе [22]\*.

Качественный физико-математический анализ зависимости напряженного состояния моноопоры от многих факторов более удобно производить приближенными методами, основанными на вариационных принципах и дополнительных предположениях. Рассмотрим методы получения решения задачи для двух случаев.

**I. Моноопора нагружена только силами волнового давления и тяжести буровых механизмов.** Предлагаемый метод может быть полезен для оценки величины максимального напряжения в моноопоре в периоды отстоя в ожидании прекращения шторма и выполнения подготовительных работ, когда

---

\* См. также Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении: Пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1960.

непосредственно буровые работы не производятся и технологическая нагрузка отсутствует. Ограничимся изложением этого метода и алгоритма расчета для моноопоры постоянного поперечного сечения (о возможности применения этого метода к моноопорам переменного сечения будет сказано ниже).

Вместо действительного уравнения упругой линии моноопоры, которое можно получить, точно решив уравнение (4.20), зададимся подходящим, по возможности простым, приближенным выражением

$$y = f \left( 1 - \cos \frac{\pi x}{2L} \right), \quad (4.31)$$

где  $f$  – прогиб верхнего конца моноопоры.

Выражение (4.31) удовлетворяет геометрическим граничным условиям на нижнем конце моноопоры: при  $x = 0$   $y = 0$  и  $\theta = dy/dx = 0$ . Оно удовлетворяет также одному из граничных силовых условий на верхнем конце моноопоры. Действительно, так как верхний конец моноопоры нагружен только силой тяжести буровых механизмов и дополнительный изгибающий момент  $M_m = 0$ , то при  $x = L$  справедливо  $M/EI = d^2y/dx^2 = 0$ .

Силы тяжести сохраняют в процессе деформации моноопоры свою величину и направление неизменными и являются консервативными. Поэтому для определения параметра  $f$  используем общее условие механики. В соответствии с этим условием признаком устойчивого равновесного состояния, которое может принять упругое тело с идеальными связями под действием консервативных сил, является минимум полной потенциальной энергии.

Напомним, что под идеальными понимаются связи, сумма работ реакций которых на любом возможном перемещении равна нулю. Возможным перемещением называется всякое малое перемещение из исходного состояния без нарушения внешних связей.

Моноопора является физически однородной стальной конструкцией, работающей преимущественно на изгиб. Поэтому потенциальной энергией моноопоры от внутренних сил, по сравнению с потенциальной энергией изгиба, можно пренебречь и полную потенциальную энергию представить в виде  $\Pi = U + \underline{U}$ , где  $U$  – внутренняя потенциальная энергия изгиба,  $\underline{U}$  – потенциал внешних сил.

Из курса сопротивления материалов известно, что энергия  $U$  может быть определена по формуле

$$U = \int_0^L \frac{M^2}{2EI} dx = 0,5EI \int_0^L \left( \frac{d^2y}{dx^2} \right)^2 dx. \quad (4.32)$$

Проинтегрировав выражение (4.32) с учетом (4.31), получим

$$U = EI\pi^4 f^2 / 64L^3. \quad (4.33)$$

Потенциал внешних сил можно вычислить, как взятую с обратным знаком работу этих сил на перемещениях, обусловленных изгибом моноопоры.

Потенциал силы  $Q_B$ , приложенной к моноопоре горизонтально на расстоянии  $x_B$  от дна моря, с учетом выражения (4.31)

$$\underline{U}(Q_B) = -Q_B f \left( 1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L} \right). \quad (4.34)$$

Для определения потенциалов сил тяжести необходимо получить выражение для вертикального перемещения произвольного сечения моноопоры под действием внешней нагрузки. Это перемещение обусловлено изгибом моноопоры, т.е. поворотом ее отдельных элементов. Поворот элемента моноопоры  $ds$  на угол  $\theta$  приводит к уменьшению проекции этого элемента на ось  $Ox$  на величину  $\Delta s = ds - ds \cos \theta$ . Разложив  $\cos \theta$  в ряд и ограничившись двумя первыми его членами, имеем

$$\Delta s = \left[ 1 - \left( 1 - \frac{\theta^2}{2!} + \frac{\theta^4}{4!} + \frac{\theta^6}{6!} + \dots \right) \right] ds \approx \frac{\theta^2}{2} ds.$$

Принимая  $ds \approx dx$  (см. раздел 4.2), для случая  $\varphi = 0$  с учетом (4.4) можно получить, что сближение  $\Delta x$  с дном моря сечения, удаленного от него на расстояние  $x$ ,

$$\Delta x = 0,5 \int_0^x \left( \frac{dy}{dx} \right)^2 dz = \frac{\pi f^2}{16L^2} \left( \pi x - L \sin \frac{\pi x}{L} \right). \quad (4.35)$$

Потенциал силы тяжести платформы с буровыми механизмами зависит от сближения верхнего и нижнего концов моноопоры. Поэтому

$$\underline{U}(P_1) = -\frac{P_1 L}{4} \left( \frac{\pi f}{2L} \right)^2. \quad (4.36)$$

Потенциал силы тяжести моноопоры равен

$$\underline{U}(q) = -\int_0^L q \Delta x dx = -q f^2 (\pi^2 - 4) / 32. \quad (4.37)$$

Условие минимума полной потенциальной энергии, рассматриваемой как функции параметра  $f$ , имеет вид  $d\Pi/df = 0$ . Подставляя в него выражения (4.33), (4.34), (4.36) и (4.37), получаем

$$\left[ \frac{EI\pi^4}{32L^3} - \frac{P_1\pi^2}{8L} - \frac{q(\pi^2 - 4)}{16} \right] f - Q_B \left( 1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L} \right) = 0, \quad (4.38)$$

откуда

$$f = \frac{Q_B}{\frac{EI\pi^4}{32L^3} - \frac{P_1\pi^2}{8L} - \frac{q(\pi^2 - 4)}{16}} \left( 1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L} \right). \quad (4.39)$$

Из (4.39) следует, что значение параметра  $f$  при отсутствии продольных сил и действии только силы  $Q_B$

$$f_B = \frac{32L^3 Q_B}{EI\pi^4} \left( 1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L} \right). \quad (4.40)$$

Используя выражение для критического (эйлерова) значения продольной нагрузки для консольной стойки  $P_3 = \pi^2 EI / 4L^2$ , равенство (4.39) можно переписать в виде

$$f = \frac{f_B}{1 - P_0 / P_3}, \quad (4.41)$$

где  $P_0 = P_1 + qL(\pi^2 - 4) / 2\pi^2$ .

Величина  $P_0$  имеет конкретный физический смысл. Ее можно рассматривать как приложенную к верхнему концу моноопоры суммарную продольную нагрузку. Величина  $(\pi^2 - 4) / 2\pi^2 \approx 0,3$  в этом случае представляет собой коэффициент

приведения  $\alpha$  полной силы тяжести моноопоры  $qL$  к ее верхнему концу.

С учетом (4.39) и (4.41) выражение (4.31) примет вид

$$y = \frac{Q_B \left(1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L}\right) \left(1 - \cos \frac{\pi x}{2L}\right)}{\frac{EI\pi^4}{32L^3} - \frac{P_1\pi^2}{8L} - \frac{q(\pi^2 - 4)}{16}} = f_B \left( \frac{1 - \cos \pi x}{1 - \frac{P_0}{P_3}} \right). \quad (4.42)$$

Для определения напряженного состояния моноопоры необходимо получить выражение для изгибающего момента. Так как  $M = EI d^2y/dx^2$ , то формально изгибающий момент можно было бы найти, дважды продифференцировав выражение (4.42). Однако такой путь решения приведет к ошибкам. В работе [14] показано, что погрешность вычисления напряжений в этом случае может достигать 25 % и более.

Связано это с тем, что при выборе функции  $y$  мы удовлетворили обоим геометрическим граничным условиям, но только одному из двух силовых. Мы получили относительно хорошее отражение формы действительной изогнутой линии моноопоры, но не эпюры поперечных сил. Действительно, при  $x = L$  мы должны иметь  $R_2 = 0$ . Однако, выражая  $dM/dx$  и  $\theta$  в третьем уравнении системы (4.14) через соответствующие производные выражения (4.42), можно убедиться, что это условие не выполняется.

Операция дифференцирования приближенных выражений всегда приводит к накоплению погрешностей в окончательном результате. Поэтому максимальный статический изгибающий момент  $M_{\max}^c$ , возникающий для моноопоры постоянного поперечного сечения у дна моря при  $x = 0$ , более корректно вычислять следующим образом.

Представим момент  $M_{\max}^c$  в виде суммы моментов  $M_B$  только от поперечных и  $M_{II}$  только от продольных сил. Учитывая установленный нами ранее физический смысл величины  $P_0$  и вид выражения (4.41), можем записать следующую цепочку равенств:

$$M_{\max}^c = M_B + M_{II} = M_B + P_0 f_B / (1 - P_0/P_3). \quad (4.43)$$

Для вычисления величин  $M_B$  и  $f_B$  целесообразно использовать методы определения прогибов и моментов, известные из курса сопротивления материалов. Момент  $M_B$  в сечении моно-

опоры у дна моря от действия поперечной силы  $Q_B$ , приложенной на расстоянии  $x_B$  от этого сечения, равен  $Q_B x_B$ . Прогиб верхнего сечения моноопоры под действием этой силы может быть вычислен как  $f_B = Q_B x_B^2 (3L - x_B) / 6EI$ . Тогда окончательное выражение для максимального статического изгибающего момента в моноопоре получит вид

$$M_{\max}^c = Q_B x_B [1 + \varepsilon P_0 / (P_3 - P_0)], \quad (4.44)$$

где  $\varepsilon = (3Lx_B - x_B^2) / 24L^2$ .

Для моноопоры постоянного поперечного сечения, находящейся вне плавоснования, максимальное статическое напряжение при отсутствии технологической силы всегда возникает в сечении с максимальным статическим моментом  $M_{\max}^c$  у дна моря при  $x = 0$ .

Предложенный приближенный метод может быть распространен и на моноопоры с переменным по высоте поперечным сечением, например, ступенчато изменяющимся, если моменты инерции ступеней существенно друг от друга не отличаются. Упругую линию в этом случае описывают тем же выражением, что и для моноопоры постоянного поперечного сечения, а в выражении критической (эйлеровой) силы используют момент инерции, усредненный по высоте.

Как уже отмечалось ранее, для моноопор с переменным по высоте поперечным сечением опасное сечение может не совпадать с сечением, где возникает максимальный изгибающий момент. Поэтому для таких моноопор расчеты внутренних изгибающих моментов и напряжений необходимо выполнять дополнительно для нижнего сечения каждой ступени. Следуя рассуждениям, изложенным выше при выводе формулы (4.44), для статического изгибающего момента  $M(x)$  в сечении моноопоры на высоте  $x$  от дна моря имеем

$$M^c(x) = M_B(x) + M_{\Pi}(x) = M_B(x) + \frac{P_0 P_3}{P_3 - P_0} f_B \cos \frac{\pi x}{2L}. \quad (4.45)$$

Величины  $M_B(x)$  и  $f_B$ , как и для формулы (4.44), находят методами курса сопротивления материалов.

Статическое напряжение в сечении моноопоры на высоте  $x$  от дна моря в общем случае

$$\sigma^c(x) = |M^c(x)| / W(x) + |R_1(x)| / F(x), \quad (4.46)$$

где  $W(x)$  и  $F(x)$  – момент сопротивления и площадь поперечного сечения моноопоры на высоте  $x$  от расчетного уровня дна моря;  $|M^c(x)|$  и  $|R_1(x)|$  – абсолютные значения соответственно внутреннего изгибающего момента и продольной силы в моноопоре в сечении на высоте  $x$ .

Важно обратить внимание на то, что область применения линейной теории механики стержней к решению задач продольно-поперечного изгиба ограничена условием  $P_0 \leq P_3$ . Это наглядно проявляется в приведенной выше итоговой формуле приближенного метода. Действительно, уже при  $P_0 = P_3$  выражение (4.44) теряет физический смысл, обращая изгибающий момент в бесконечность.

Это обстоятельство является следствием введения при решении задачи ряда допущений, основанных на предположении о малости прогибов и углов поворота моноопоры. В частности, вместо точного выражения для изгибающего момента используется лианеризованное приближенное выражение (4.13). В литературе [16, 21, 28], в которой рассматриваются вопросы расчета на прочность сжато-изогнутых стержней, принято полагать, что решение этих задач в линейной постановке (в том числе и другими методами) дает хорошие результаты, если  $P_0 < 0,8P_3$ .

Из формулы (4.44) следует, что проектировать моноопоры на работу в эксплуатационных режимах с  $P_0 > 0,8P_3$  не рационально. Здесь возникновение даже незначительных перегрузок в продольной нагрузке и, следовательно, малое увеличение  $P_0$  может привести к существенному росту максимального изгибающего момента и ухудшению напряженного состояния моноопоры. Например, увеличение  $P_0$  от  $0,8P_3$  до  $0,84P_3$ , т.е. всего на 5 %, приводит к увеличению максимального внутреннего изгибающего момента более, чем на 25 %.

Для оценки точности предлагаемого приближенного метода система уравнений равновесия (4.14) для различных возможных вариантов сочетания эксплуатационных условий была проинтегрирована численно по методу начальных параметров. Установлено [14], что в пределах  $P_0 < 0,8P_3$  для моноопор постоянного поперечного сечения с внешними диаметрами от 0,168 до 0,508 м и высотой волн до 3 м погрешность вычисления максимального напряжения при расчете изгибающего момента по выражению (4.44) относительно результатов, полученных численно, не превышает 3 %.

**II. Моноопора нагружена силами волнового давления, тяжести буровых механизмов, технологической и дополнительным изгибающим моментом.** Подобрать простое выраже-

ние, хорошо описывающее форму изогнутой оси моноопоры при таком виде нагружения, сложнее. Более того, так как технологическая сила имеет следящий характер, она не консервативна и не имеет потенциала. Поэтому использованное выше условие экстремума потенциальной энергии в этом случае не применимо. Здесь в целях получения приближенного решения можно рекомендовать воспользоваться следующим достаточно эффективным и приводящим к удовлетворительным результатам приемом.

Рассмотрим моноопору постоянного поперечного сечения. Заменяем действие распределенных сил  $q$  тяжести моноопоры действием приложенной к ее верхнему концу сосредоточенной силы  $P_2 = \alpha qL$ , где  $\alpha$  – коэффициент приведения. Тогда уравнение (4.20) для случая схемы III можно переписать в виде

$$EI \frac{d^4 y}{dx^4} - R_{10} \frac{d^2 x}{dx^2} = Q_B \delta(x - x_B), \quad (4.47)$$

где  $R_{10} = P - P_1 - P_2$ .

Значение коэффициента приведения  $\alpha$  должно определяться из условия удовлетворения силой  $P_2$  некоторому критерию. Выше при изложении метода расчета моноопоры, нагруженной на верхнем конце только силой тяжести буровых механизмов, было получено, что  $\alpha \approx 0,3$ . Критерием в этом случае явилось условие равенства работ, совершаемых распределенной силой тяжести  $q$  и силой  $P_2$  при изгибе моноопоры. В работе [13] на основе применения принципа минимума полной потенциальной энергии механической системы в равновесном положении из условия равенства внутренних изгибающих моментов, возникающих от сил  $q$  и  $P_2$  в сечении у расчетного уровня дна моря, получено для определения коэффициента приведения следующее выражение:

$$\alpha = \frac{\pi - 2}{\pi(1 + \beta)}, \quad (4.48)$$

$$\text{где } \beta = \frac{(\pi - 2)^2 qL}{2\pi^2(P_3 - P)}.$$

Вычисленные по этому выражению значения коэффициента  $\alpha$  располагаются в зависимости от геометрии моноопоры и действующих на нее нагрузок в диапазоне  $0,3 < \alpha < 0,368$ . В специальной, в том числе нормативной, литературе по расчету



высотных сооружений и конструкций при использовании приема переноса сил собственной тяжести к их верхнему сечению рекомендуется принимать более высокие значения коэффициента  $\alpha$ , например, 0,4 [8].

Исследования авторов [13] позволяют заключить: 1) принимая за критерий выбора коэффициента  $\alpha$  условие равенства изгибающих моментов от сил  $q$  и  $P_2$  в сечении у расчетного дна моря, для моноопор практически всегда можно получить  $0,3 < \alpha < 0,4$ ; 2) точность выбора коэффициента  $\alpha$  из диапазона  $0,3 < \alpha < 0,4$  влияет на результаты расчета напряженного состояния реальных моноопор незначительно.

Сформулированные выводы о величине коэффициента приведения  $\alpha$  справедливы для случая мертвой продольной нагрузки, когда изогнутая ось моноопоры близка к виду, описываемому выражением (4.31). Однако эти выводы во многих случаях могут быть распространены и на моноопоры, эксплуатируемые вне плавоснования и нагруженные следящими технологическими силами. Как будет показано в разделе 5.1, характер формы изогнутой оси таких моноопор близок к виду (4.31).

Решение уравнения (4.47) в зависимости от знака величины  $R_{10}$  разветвляется на варианты.

Если  $R_{10} < 0$ , т.е., если технологическая сила  $P$  направлена вниз или вверх, но имеет значение меньшее, чем сумма сил тяжести буровых механизмов  $P_1$  и приведенной к верхнему концу силы тяжести моноопоры  $P_2$ , то алгоритм дальнейшего решения следующий.

Преобразуем выражение (4.47), введя обозначения

$$r = (-R_{10}/EI)^{1/2}, \quad z = rx. \quad (4.49)$$

Согласно этим обозначениям  $z_B = rx_B$ , а  $dy/dx = rdy/dz$ . Поэтому уравнение (4.47) можно представить в виде

$$\frac{d^4 y}{dz^4} + \frac{d^2 y}{dz^2} = \frac{Q_B \delta(z - z_B)}{r^2 R_{10}}. \quad (4.50)$$

Решением уравнения (4.50) является сумма общего решения  $y_0$  соответствующего однородного и частного  $y_{\text{ч}}$  неоднородного дифференциальных уравнений. Из курса математического анализа известно, что

$$y_0 = B_1 + B_2 z + B_3(1 - \cos z) + B_4(z - \sin z), \quad (4.51)$$

где  $B_1, B_2, B_3, B_4$  — константы.

Частное решение уравнения (4.50) можно представить как

$$y_{\text{ч}} = 0, \quad \text{если } z < z_{\text{в}}; \quad (4.52)$$

$$y_{\text{ч}} = Q_{\text{в}}[z - z_{\text{в}} - \sin(z - z_{\text{в}})]/rR_{10}, \quad \text{если } z \geq z_{\text{в}}.$$

Тогда

$$y = B_1 + B_2z + B_3(1 - \cos z) + B_4(z - \sin z), \quad \text{если } z < z_{\text{в}}; \quad (4.53)$$

$$y = B_1 + B_2z + B_3(1 - \cos z) + B_4(z - \sin z) +$$

$$+ Q_{\text{в}}[z - z_{\text{в}} - \sin(z - z_{\text{в}})]/rR_{10}, \quad \text{если } z \geq z_{\text{в}}.$$

Анализируя функцию-решение  $y$  и ее первые три производные, можно установить, что константы  $B_1, B_2, B_3, B_4$  при  $z = 0$  имеют конкретный физический смысл:  $B_1 = y$ ;  $B_2 = dy/dz$ ;  $B_3 = d^2y/dz^2$ ;  $B_4 = d^3y/dz^3$ . Учитывая, что для моноопоры при  $x = 0$   $y = 0$  и  $dy/dx = rdy/dz = \varphi$  (перемещение и угол поворота у расчетного дна моря равны нулю), в (4.53) следует положить  $B_1 = 0$ ;  $B_2 = \varphi/r$ . Константы  $B_3$  и  $B_4$  находят из граничных условий на верхнем конце моноопоры при  $x = L$ . Согласно уравнениям системы (4.14), выражениям (4.15) и принимая во внимание обозначения (4.49), эти условия можно записать в следующем виде:

$$M = EI \frac{d^2y}{dx^2} = EIr^2 \frac{d^2y}{dz^2} = P_1[a_1(\theta + \varphi) + e] = P_1\left(a_1r \frac{dy}{dz} + e\right); \quad (4.54)$$

$$R_2 = R_{10} \frac{dy}{dx} - EI \frac{d^3y}{dx^3} = R_{10}r \frac{dy}{dz} - EIr^3 \frac{d^3y}{dz^3} = P(\theta + \varphi) = Pr \frac{dy}{dz}.$$

Условия (4.54) в развернутой форме имеют вид

$$EIr^2 \left[ B_3 \cos rL + B_4 \sin rL + Q_{\text{в}} \frac{\sin r(L - x_{\text{в}})}{rR_{10}} \right] =$$

$$= P_1a_1r \left[ \frac{\varphi}{r} + B_3 \sin rL + B_4(1 - \cos rL) + Q_{\text{в}} \frac{1 - \cos r(L - x_{\text{в}})}{rR_{10}} \right] + P_1e;$$

$$\begin{aligned}
& (R_{10} - P)r \left[ \frac{\varphi}{r} + B_3 \sin rL + B_4(1 - \cos rL) + Q_B \frac{1 - \cos r(L - x_B)}{rR_{10}} \right] = \\
& = EIr^3 \left[ -B_3 \sin rL + B_4 \cos rL + Q_B \frac{\cos r(L - x_B)}{rR_{10}} \right]. \quad (4.55)
\end{aligned}$$

Решение системы двух линейных алгебраических уравнений (4.55) относительно двух неизвестных констант  $B_3$  и  $B_4$  не представляет сложностей. Поэтому дальнейшие выкладки здесь не приводятся.

Углы поворота и изгибающие моменты в произвольном сечении моноопоры на высоте  $x$  от расчетного уровня дна моря после вычисления констант  $B_3$  и  $B_4$  при  $R_{10} < 0$  находятся по выражениям:

при  $x < x_B$

$$\theta(x) = \varphi + rB_3 \sin rx + rB_4(1 - \cos rx);$$

$$M(x) = EIr^2(B_3 \cos rx + B_4 \sin rx);$$

при  $x \geq x_B$

$$\theta(x) = \varphi + rB_3 \sin rx + rB_4(1 - \cos rx) + Q_B \frac{1 - \cos r(x - x_B)}{rR_{10}},$$

$$M(x) = EIr^2 \left[ B_3 \cos rx + B_4 \sin rx + Q_B \frac{\sin r(x - x_B)}{rR_{10}} \right]. \quad (4.56)$$

Если  $R_{10} > 0$ , т.е., если технологическая сила  $P$  направлена вверх и ее величина больше суммы сил тяжести буровых механизмов  $P_1$  и приведенной к верхнему концу силы тяжести моноопоры  $P_2$ , вместо обозначений (4.49) вводят следующие

$$r = (R_{10}/EI)^{1/2}; \quad z = rx. \quad (4.57)$$

Тогда вместо (4.50) имеем

$$d^4 y / dz^4 - d^2 y / dz^2 = Q_B \delta(z - z_B) / r^2 R_{10}. \quad (4.58)$$

Решением однородного (с нулевой правой частью) уравнения, соответствующего уравнению (4.58), является

$$y_0 = C_1 + C_2 z + C_3 (\operatorname{ch} z - 1) + C_4 (\operatorname{sh} z - z), \quad (4.59)$$

где  $C_1, C_2, C_3, C_4$  — константы.

Частное решение уравнения (4.58) можно представить как

$$y_{\text{ч}} = 0 \quad \text{при } z < z_{\text{в}}; \quad (4.60)$$

$$y_{\text{ч}} = Q_{\text{в}} \text{sh}(z - z_{\text{в}}) - (z - z_{\text{в}}) / rR_{10} \quad \text{при } z \geq z_{\text{в}};$$

Тогда

$$y = C_1 + C_2 z + C_3(\text{ch}z - 1) + C_4(\text{sh}z - z) \quad \text{при } z < z_{\text{в}};$$

$$y = C_1 + C_2 z + C_3(\text{ch}z - 1) + C_4(\text{sh}z - z) + \quad (4.61)$$

$$+ Q_{\text{в}} \frac{\text{sh}(z - z_{\text{в}}) - (z - z_{\text{в}})}{rR_{10}} \quad \text{при } z \geq z_{\text{в}}.$$

Так же, как и в случае  $R_{10} < 0$ , константы  $C_1, C_2, C_3, C_4$  при  $z = 0$  имеют конкретный физический смысл:  $C_1 = y$ ;  $C_2 = dy/dz$ ;  $C_3 = d^2y/dz^2$ ;  $C_4 = d^3y/dz^3$ . Поэтому, учитывая, что при  $x = 0$   $y = 0$  и  $dy/dx = \varphi$ , в (4.61) следует принять  $C_1 = 0$  и  $C_2 = \varphi/r$ . Константы  $C_3$  и  $C_4$  находят из тех же граничных условий (4.54) на верхнем конце моноопоры, что и константы  $B_3$  и  $B_4$ . Однако в развернутом виде для случая  $R_{10} > 0$  эти условия имеют отличный от (4.55) вид:

$$\begin{aligned} EIr^2 \left[ C_3 \text{ch} rL + C_4 \text{sh} rL + Q_{\text{в}} \frac{\text{shr}(L - x_{\text{в}})}{rR_{10}} \right] = \\ = P_1 a_1 r \left[ \frac{\varphi}{r} + C_3 \text{sh} rL + C_4 (\text{ch} rL - 1) + Q_{\text{в}} \frac{\text{chr}(L - x_{\text{в}}) - 1}{rR_{10}} \right] + P_1 e; \end{aligned} \quad (4.62)$$

$$\begin{aligned} (R_{10} - P)r \left[ \frac{\varphi}{r} + C_3 \text{sh} rL + C_4 (\text{ch} rL - 1) + Q_{\text{в}} \frac{\text{chr}(L - x_{\text{в}}) - 1}{rR_{10}} \right] = \\ = EIr^3 \left[ C_3 \text{sh} rL + C_4 \text{ch} rL + Q_{\text{в}} \frac{\text{chr}(L - x_{\text{в}})}{rR_{10}} \right]. \end{aligned}$$

После определения из системы уравнений (4.62) констант  $C_3$  и  $C_4$  углы поворота и изгибающие моменты в моноопоре в произвольном сечении на высоте  $x$  от расчетного дна моря находятся соответственно по выражениям

при  $x < x_B$

$$\theta(x) = \varphi + rC_3 \operatorname{sh}rx + rC_4(\operatorname{ch}rx - 1),$$

$$M(x) = EIr^2(C_3 \operatorname{ch}rx + C_4 \operatorname{sh}rx); \quad (4.63)$$

при  $x \geq x_B$

$$\theta(x) = \varphi + rC_3 \operatorname{ch}rx + rC_4(\operatorname{ch}rx - 1) + Q_B \frac{\operatorname{ch}r(x - x_B) - 1}{rR_{10}},$$

$$M(x) = EIr^3 \left[ C_3 \operatorname{ch}rx + C_4 \operatorname{sh}rx + Q_B \frac{\operatorname{sh}r(x - x_B)}{rR_{10}} \right].$$

Предложенный метод расчета углов поворота и изгибающих моментов в моноопоре имеет достаточную для инженерной практики точность. По сравнению с численным счетом погрешность результатов здесь не превышает 5 %. Основным фактором, влияющим на точность этого метода, является правильность выбора величины коэффициента приведения  $\alpha$ . Напряжения в моноопоре после вычисления внутреннего изгибающего момента могут быть найдены по формуле (4.46).

Этот метод приближенного решения также применим к расчету ступенчатых моноопор с постоянным по длине каждой отдельной ступени моментом инерции. Значение силы  $P_2$  для ступенчатых моноопор следует выбирать, усредняя распределенную силу тяжести моноопоры по ее высоте. Упругая линия каждой ступени описывается в этом случае отдельным дифференциальным уравнением. Интегралы этих уравнений (функции-решения  $y$ ) выражаются через начальные параметры рассматриваемой ступени.

Например, для двухступенчатой моноопоры имеем два решения с четырьмя требующимися определения константами для каждого. По две константы, как и для моноопоры постоянного поперечного сечения, определяются из граничных условий на ее концах, а остальные четыре – из условия сопряжения ступеней: функции-решения и первые три их производные для конца первой ступени и начала второй должны быть соответственно между собой равны. Особым случаем является совпадение границы участков моноопоры с точкой приложения силы  $Q_B$ . Третьи производные функций-решений при этом отличаются на величину, пропорциональную этой силе.

Описанный метод может быть использован и для приближенного расчета моноопор, эксплуатирующихся по схемам I

и II. Упругая линия моноопоры постоянного сечения в этом случае описывается тремя различными выражениями, так как на участке, где  $x \geq x_{\text{п}}$ , должно быть учтено действие реакции плавоснования и (только для схемы II) изгибающего момента от качки судна. В систему уравнений для определения констант  $B_3$  и  $B_4$  ( $C_3$  и  $C_4$ ) будут входить заранее неизвестные величины  $P_{\text{п}}$  и  $M_{\text{кп}}$ . Однако они могут быть выражены через перемещение и угол поворота сечения моноопоры на уровне палубы плавоснования: при  $x = x_{\text{п}}$  существуют два дополнительных условия:  $y = y_{\text{п}}$  и  $\theta = -\varphi \pm \varphi_{\text{к}}$ .

Следует заметить, что значение коэффициента  $\alpha$  для эксплуатационных схем I, II и III неодинаково, так как оно зависит от формы изогнутой линии моноопоры.

#### **4.5. ПРИБЛИЖЕННЫЙ МЕТОД ДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА МОНООПОРЫ, НАХОДЯЩЕЙСЯ ВНЕ ПЛАВОСНОВАНИЯ**

Целью динамического расчета моноопоры является определение недопустимых на практике режимов эксплуатации, резонансных по отношению к волновой нагрузке. Основной задачей при этом становится нахождение первой собственной частоты колебаний системы моноопора – буровые механизмы. Значение частоты колебаний системы целесообразно определять численными или приближенными методами. Первые более универсальны. Ценность последних в удобстве выполнения с их помощью качественного анализа влияния отдельных факторов на процесс колебаний моноопоры.

Рассмотрим моноопорное основание постоянного сечения, эксплуатирующееся вне плавоснования и нагруженное только силами тяжести. Проиллюстрируем, как здесь приближенно можно рассчитать первую собственную частоту и какой характер имеют колебания моноопоры в зависимости от отношения этой частоты к частоте волновой нагрузки. Этот наиболее простой для изложения частный случай позволит сделать принципиальные общие выводы по определению для моноопор границ резонансных областей и о характере изменения в этих областях напряженного состояния конструкции.

Воспользуемся одним из наиболее распространенных методов исследования малых колебаний сооружений с распределенной массой. Он основан на представлении колебательного движения в виде бесконечного ряда, членами которого являются произведения функций времени на нормальные функции

(собственные формы) колебаний этих сооружений. Как уже отмечалось, на практике вынужденные колебания морских свайных конструкций осуществляются по первой собственной форме колебаний. Поэтому, ограничившись из бесконечного ряда даже только одним первым членом, соответствующим первой форме собственных колебаний, можно получить удовлетворительные результаты.

Простых аналитических выражений для нормальных функций колебаний моноопоры подобрать не удастся. Для их точного нахождения приходится решать уравнение (4.28) или систему уравнений (4.27).

В статической постановке приближенное решение задачи расчета напряженного состояния моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования, при отсутствии технологической силы может быть с достаточно высокой для инженерных расчетов точностью получено в предположении, что ее упругая линия в деформированном состоянии близка к виду выражения (4.31). Предположим, что при замене константы  $f$  на функцию времени  $f(t)$  аналогичным образом могут быть описаны перемещения моноопоры при колебаниях. Тогда уравнение, приближенно описывающее вынужденные колебания моноопоры относительно ее ненагруженного состояния, можно представить в виде

$$y = f(t) \left( 1 - \cos \frac{\pi x}{2L} \right). \quad (4.64)$$

Чтобы определить первую собственную частоту колебаний системы моноопора – буровые механизмы, соответствующую первой форме колебаний, необходимо найти неизвестную функцию  $f(t)$ . Для этого воспользуемся принципом Д'Аламбера совместно с принципом виртуальных (возможных) работ.

Напомним формулировку принципа виртуальных работ. Для упругой системы, подчиненной идеальным стационарным связям, необходимым и достаточным условием равновесия является равенство нулю суммы работ внешних и внутренних сил на ее возможных отклонениях от состояния равновесия.

К внешним силам относятся: силы тяжести, гидродинамические (волнового давления), технологические, сопротивления среды и инерционные. К внутренним силам относятся упругие, возникающие при деформации моноопоры.

В решении рассматриваем пять видов сил: упругие; инерционные; тяжести элементов колеблющейся системы; гидродинамические и сопротивления среды. Оценка влияния техноло-

гической силы на первую собственную частоту колебаний моноопоры приведена в разделах 4.6 и 5.2.

Виртуальная работа  $A_1$  упругих сил на возможном перемещении  $\delta y$  равна приращению энергии деформации с обратным знаком. Энергия деформации моноопоры находится аналогично решению задачи в статической постановке [см. (4.32)]

$$U = 0,5EI \int_0^L \left( \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} \right)^2 dx = \frac{EI\pi^4 f^2(t)}{64L^3}. \quad (4.65)$$

Как видно, энергия деформации в каждый момент времени зависит от величины  $f(t)$ , определяющей перемещения моноопоры согласно выражению (4.64). Поэтому, если дать величине  $f(t)$  некоторое приращение  $\delta f(t)$ , то соответствующее возможное перемещение будет  $\delta y = \delta f(t) \left( 1 - \cos \frac{\pi x}{2L} \right)$ . Тогда

$$A_1 = -\delta f(t) \frac{\partial U}{\partial f(t)} = -\frac{EI\pi^4}{32L^3} f(t) \delta f(t). \quad (4.66)$$

Интенсивность сил инерции колеблющейся моноопоры  $\frac{q}{g} \frac{d^2 y}{dt^2}$ . Виртуальная работа этих сил

$$A_2 = -\frac{q}{g} \int_0^L \frac{\partial^2 y}{\partial t^2} \delta y dx = -\frac{qL}{g} \left( \frac{3}{2} - \frac{4}{\pi} \right) \delta f(t) \frac{d^2 f(t)}{dt^2}. \quad (4.67)$$

Так как при  $x = L$  имеем  $\partial^2 y / \partial t^2 = d^2 f(t) / dt^2$  и  $\delta y = \delta f(t)$ , то виртуальную работу сил инерции массы  $m$  буровых механизмов, расположенных на верхнем конце моноопоры, можно определить из выражения

$$A_3 = -m \delta f(t) \frac{d^2 f(t)}{dt^2}. \quad (4.68)$$

Под действием нагрузки произвольное сечение моноопоры, удаленное от дна моря на расстояние  $x$ , вертикально переместится на

$$\Delta x = 0,5 \int_0^x \left( \frac{\partial y}{\partial x} \right)^2 dx = \frac{\pi}{16L^2} \left( \pi x - L \sin \frac{\pi x}{L} \right) f^2(t). \quad (4.69)$$



Работа распределенных сил тяжести моноопоры постоянного сечения при изгибе

$$A_q = q \int_0^L \Delta x dx = \frac{q(\pi^2 - 4)}{32} f^2(t). \quad (4.70)$$

Виртуальная работа этих сил на возможных перемещениях  $\delta y$

$$A_4 = \delta f(t) \frac{\partial A_q}{\partial f(t)} = \frac{q(\pi^2 - 4)}{16} f(t) \delta f(t). \quad (4.71)$$

Из формулы (4.69) следует, что сближение верхнего и нижнего концов моноопоры равно  $\pi^2 f^2(t) / 16L$ . Поэтому работа, совершаемая при изгибе моноопоры силой тяжести буровых механизмов,

$$A_p = \frac{\pi^2 P_1}{16L} f^2(t). \quad (4.72)$$

Виртуальная работа этой силы

$$A_5 = \delta f(t) \frac{\partial A_p}{\partial f(t)} = \frac{\pi^2 P_1}{8L} f(t) \delta f(t). \quad (4.73)$$

Колебаниям моноопоры препятствуют силы сопротивления среды (морской воды). Для моноопоры с постоянным поперечным сечением интенсивность этих сил по высоте моноопоры можно считать постоянной и равной  $c \delta y / \delta t$ , где  $c$  — коэффициент сопротивления среды. Тогда виртуальная работа силы сопротивления среды определится из выражения

$$A_6 = -c \int_0^L \frac{\partial y}{\partial t} \delta y dx = -cL \left( \frac{3}{2} - \frac{4}{\pi} \right) \delta f(t) \frac{df(t)}{dt}. \quad (4.74)$$

Сумма виртуальных работ всех сил в системе должна равняться нулю. Сгруппировав выражения для работ  $A_1 - A_6$  по степеням производных функции  $f(t)$  и приравняв их сумму нулю, получим уравнение свободных колебаний моноопоры, не учитывающее действие волновой нагрузки,

$$\frac{d^2 f(t)}{dt^2} + 2n \frac{df(t)}{dt} + p^2 f(t) = 0, \quad (4.75)$$

где

$$2n = cL(3/2 - 4/\pi)/b; \quad (4.76)$$

$$p^2 = \left[ \frac{EI\pi^4}{32L^3} - \frac{q(\pi^2 - 4)}{16} - \frac{(P + P_1)\pi^2}{8L} \right] / b; \quad (4.77)$$

$$b = \frac{qL}{g} \left( \frac{3}{2} - \frac{4}{\pi} \right) + m. \quad (4.78)$$

При выводе уравнения (4.75) нами не учитывался возникающий при колебаниях верхнего конца моноопоры инерционный момент  $M_M = \sum_j m_j z_j^2 \partial^2 \theta_L / \partial t^2$  платформы с буровыми механизмами (см. раздел 4.3). Покажем, что его влияние на решение действительно незначительно.

При  $x = L$  величину  $\partial^2 \theta_L / \partial t^2 = \partial^3 y / \partial x \partial t^2$ , входящую в выражение для момента  $M_M$ , можно представить в виде  $\frac{\pi}{2L} \frac{d^2 f(t)}{dt^2}$ ,

а возможное угловое перемещение  $\delta \theta_L$ , на котором момент  $M_M$  способен совершить виртуальную работу, — в виде  $\delta(\partial y / \partial x) = (\pi/2L) \delta f(t)$ . Тогда виртуальную работу инерционного момента можно найти из выражения

$$A_0 = - \sum_j m_j z_j^2 \left( \frac{\pi}{2L} \right)^2 \delta f(t) \frac{d^2 f(t)}{dt^2}. \quad (4.79)$$

Поскольку размеры поверхности платформы обычно не превышают  $1 \times 1,5$  м, то расстояние  $z_j$  от нейтральной оси моноопоры до центра массы  $m_j$  любого малого элемента платформы с буровыми механизмами меньше единицы. А так как  $m = \sum_j m_j$ , то  $m > \sum_j m_j z_j^2$ . Высота  $L$  моноопор над расчетным уровнем дна моря составляет десятки метров. Поэтому  $(\pi/2L)^2 \ll 1$ . Но тогда очевидно, что  $A_3 \gg A_0$ , т. е. виртуальная работа силы инерции платформы с механизмами значительно больше виртуальной работы от их инерционного момента. Следовательно, влияние момента  $M_M$  на результаты решения действительно можно не учитывать.

Решением однородного дифференциального уравнения (4.75) при  $n < p$  (что, как будет показано ниже, в нашем случае выполняется) является

$$f_0(t) = e^{-nt}(C_1 \cos p_1 t + C_2 \sin p_1 t), \quad (4.80)$$

где  $C_1, C_2$  – константы, определяемые из начальных условий движения;

$$p_1 = \sqrt{p^2 - n^2}. \quad (4.81)$$

Согласно виду решения (4.80) величина  $p_1$  представляет собой частоту, с которой происходят свободные колебания системы моноопора – буровые механизмы, т.е. частоту собственных колебаний.

Величина  $p$  в формуле (4.81) является функцией только характеристик моноопоры и буровых механизмов [см. (4.77)]. Величина  $n$  отражает влияние на частоту собственных колебаний сопротивления среды. Значение  $n$  для моноопоры можно определить на основании результатов натурных исследований колебаний стальных цилиндрических морских сооружений свайного типа, приведенных в работах, например [3, 33, 44].

При проектировании морских сооружений свайного типа в работе [33] рекомендуется в отсутствие опытных данных принимать, что логарифмический декремент затухания  $\zeta$  (натуральный логарифм отношения двух амплитуд колебаний, следующих друг за другом через период) равен 0,314. В соответствии с выражением (4.80) через период  $T$  амплитуда свободных колебаний моноопоры уменьшается в отношении  $e^{-nt} / e^{-n(t-T)} = e^{-nT}$ . Тогда

$$\zeta = \ln e^{-nT} = nT = \frac{2\pi n}{p_1} = \frac{2\pi n}{\sqrt{p^2 - n^2}}, \quad (4.82)$$

откуда

$$n^2 = \zeta^2 p^2 / (4\pi^2 + \zeta^2) \quad (4.83)$$

и с учетом  $\zeta = 0,314$

$$n \approx 0,05p. \quad (4.84)$$

Согласно (4.84)  $n < p$ . Следовательно, выбор решения уравнения (4.75) в виде (4.80) сделан правильно. Так как  $n^2 \ll \sqrt{p^2}$ , то, анализируя выражение (4.81), можно сделать

важный вывод, что сопротивление морской среды существенно влияния на собственную частоту колебаний системы моноопора – буровые механизмы не оказывает. Для инженерных расчетов допустимо считать  $p_1 \approx p$ . Далее в изложении эти величины отождествляются.

Подставив выражение (4.84) в (4.76), при необходимости можно получить приближенное выражение для коэффициента сопротивления морской среды. С учетом (4.78) имеем

$$c = \frac{2nb}{L\left(\frac{3}{2} - \frac{4}{\pi}\right)} = 0,1p \left[ \frac{q}{g} + \frac{m}{L\left(\frac{3}{2} - \frac{4}{\pi}\right)} \right]. \quad (4.85)$$

Так как выражения (4.84) и (4.85) получены на основе экспериментальных данных о величине логарифмического декремента затухания, то фактически неявным образом в них учтены все виды трения: заземленного конца моноопоры о грунт; в сочленении моноопоры с платформой и механизмами; внутреннее в материале моноопоры и др.

Для исследования динамического напряженного состояния моноопоры, подвергающейся воздействию волновой нагрузки, необходимо получить выражение для виртуальной работы, совершаемой на возможных перемещениях равнодействующей волнового давления  $Q(t)$ . Если характер ее изменения во времени может быть аппроксимирован гармонической функцией, то эта работа может быть найдена из выражения

$$A_7 = Q(t)\delta y = Q_B \delta f(t) \left( 1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L} \right) \cos \omega t. \quad (4.86)$$

Сумма выражений  $A_1-A_7$  представляет собой сумму виртуальных работ всех сил системы моноопора – буровые механизмы. Согласно принципу виртуальных работ эта сумма должна быть равна нулю. Предварительно сгруппировав выражения  $A_1-A_7$  по степеням производных функции  $f(t)$ , после сложения и некоторых преобразований получим неоднородное дифференциальное уравнение, описывающее процесс вынужденных колебаний моноопоры

$$\frac{d^2 f(t)}{dt^2} + 2n \frac{df(t)}{dt} + p^2 f(t) = \frac{Q_B}{b} \left( 1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L} \right) \cos \omega t. \quad (4.87)$$

Его решением является сумма общего решения однородного дифференциального уравнения (4.75), соответствующего свободным затухающим колебаниям, и частного решения  $f_{\text{ч}}(t)$  неоднородного дифференциального уравнения (4.87), соответствующего вынужденным колебаниям. Поскольку с течением времени свободные колебания согласно виду решения (4.80) затухают, практическое значение имеет только вынужденная составляющая колебаний  $f_{\text{ч}}(t)$ . Частное решение неоднородного уравнения будем искать в виде

$$f_{\text{ч}}(t) = C_3 \cos \omega t + C_4 \sin \omega t. \quad (4.88)$$

где  $C_3$  и  $C_4$  – константы.

Подставляя выражение (4.88) в уравнение (4.87) и требуя, чтобы последнее удовлетворялось при любом  $t$ , для  $t = 0$  и  $t = \pi/2$  получим соответственно

$$\begin{aligned} -C_3 \omega^2 + 2C_4 \omega n + C_3 p^2 &= \frac{Q_{\text{В}}}{b} \left( 1 - \cos \frac{\pi x_{\text{В}}}{2L} \right); \\ -C_4 \omega^2 - 2C_3 \omega n + C_4 p^2 &= 0. \end{aligned} \quad (4.89)$$

Решаем систему двух уравнений (4.89) относительно констант  $C_3$  и  $C_4$  и подставляем найденные для них выражения в (4.88). Опуская промежуточные выкладки, получаем

$$f_{\text{ч}}(t) = \frac{Q_{\text{В}}}{b\Psi} [(p^2 - \omega^2) \cos \omega t + 2n\omega \sin \omega t] \left( 1 - \cos \frac{\pi x_{\text{В}}}{2L} \right), \quad (4.90)$$

где  $\Psi = (p^2 - \omega^2)^2 + 4n^2 \omega^2$ .

Формулу (4.90) путем тригонометрических преобразований можно привести к более удобному для последующего анализа виду:

$$f_{\text{ч}}(t) = \frac{Q_{\text{В}}}{b\sqrt{\Psi}} \left( 1 - \cos \frac{\pi x_{\text{В}}}{2L} \right) \cos(\omega t - \beta), \quad (4.91)$$

где  $\beta = \arctg \frac{2n\omega}{p^2 - \omega^2}$ .

Тогда уравнение, приближенно описывающее вынужденные колебания моноопоры относительно ненагруженного состояния, получит вид

$$y = \frac{Q_{\text{В}}}{b\sqrt{\Psi}} \left( 1 - \cos \frac{\pi x_{\text{В}}}{2L} \right) \left( 1 - \cos \frac{\pi x}{2L} \right) \cos(\omega t - \beta). \quad (4.92)$$

Из формулы (4.92) следует, что амплитуда колебаний (максимальное перемещение во времени) произвольного сечения моноопоры на высоте  $x$  от дна моря

$$y_A = \frac{Q_B}{b\sqrt{\Psi}} \left(1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L}\right) \left(1 - \cos \frac{\pi x}{2L}\right). \quad (4.93)$$

В области малых перемещений изгибающие моменты в моноопоре связаны с перемещениями зависимостью  $M = EId^2y/dx^2$ . Продифференцируем дважды выражение (4.93) для амплитуды вынужденных колебаний и выражение (4.42) для перемещений сечений моноопоры, полученное при решении задачи в статической постановке, и разделим первый результат на второй.

В итоге, с учетом выражения для  $b$ , получим величину  $p^2/\Psi^{1/2}$ , которую можно рассматривать как коэффициент динамичности  $K_d$  по изгибающему моменту. Коэффициент  $K_d$  показывает во сколько раз максимальный (амплитудный) изгибающий момент в моноопоре, вычисленный с учетом динамического характера волнового давления  $Q(t) = Q_B \cos \omega t$ , больше максимального изгибающего момента, полученного в результате статического расчета, предполагающего, что эта равнодействующая постоянна и равна значению  $Q_B$ .

Развернув выражение для  $\Psi$ , можно получить

$$K_d = \left[ \left(1 - \frac{\omega^2}{p^2}\right)^2 + 4n^2 \frac{\omega^2}{p^4} \right]^{-1/2}. \quad (4.94)$$

Этот результат имеет универсальный характер. Приближенный расчет коэффициента динамичности по выражению (4.94) может быть выполнен и для других схем эксплуатации моноопоры. При этом в выражение (4.94) следует подставлять значения собственных частот  $p$  и коэффициентов  $n$ , вычисленные не по выражениям (4.76)–(4.78), а определенные для исследуемых схем и условий нагружения. Зная величину  $\zeta$ , в каждом конкретном случае можно рассчитать значение  $n$  и при известной круговой частоте волнового движения  $\omega$  свести задачу определения коэффициента динамичности к отысканию первой собственной частоты моноопоры с буровыми механизмами.

График зависимости коэффициента динамичности от величины  $\omega/p$  при различных значениях логарифмического дек-

реманта затухания  $\zeta$  и соответственно  $n$  представлен на рис. 4.4. Его анализ позволяет сделать важный вывод о том, что ширина резонансной области (интервала на оси абсцисс графика), в которой коэффициент динамичности быстро возрастает при сближении  $p$  с  $\omega$ , мало зависит от логарифмического декремента затухания. Поэтому резонансные области эксплуатации моноопор для любых эксплуатационных схем приближенно можно определять по графику, соответствующему  $\zeta = 0,314$ .

С учетом  $n \approx 0,05p$  для моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования, из (4.94) можно получить

$$K_d = \left[ \left( 1 - \frac{\omega^2}{p^2} \right)^2 + 0,01 \frac{\omega^4}{p^4} \right]^{-1/2} \quad (4.95)$$

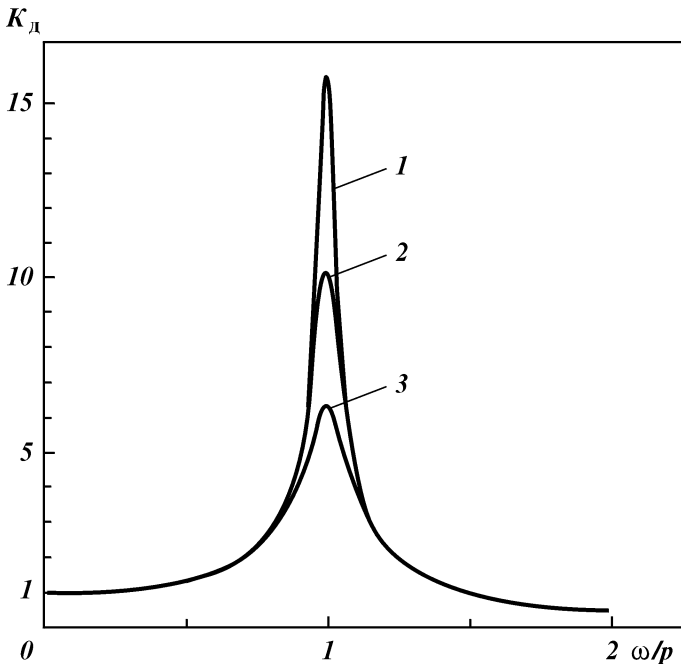


Рис. 4.4. Зависимость коэффициента динамичности  $K_d$  от отношения частоты  $\omega$  волнового давления к первой собственной частоте  $p$  колебаний моноопоры и логарифмического декремента затухания  $\zeta$ :  
 1 -  $\zeta = 0,2$ ; 2 -  $\zeta = 0,314$ ; 3 -  $\zeta = 0,5$

В отсутствие технологической силы при известных характеристиках моноопоры и массе буровых механизмов частота  $p$  ее собственных колебаний находится по формуле (4.77). Как будет показано в разделах 4.6 и 5.2, растягивающая технологическая сила несколько понижает частоту собственных колебаний, а сжимающая – повышает.

Частота волновой нагрузки  $\omega$  связана с периодом волны  $T_B$  зависимостью  $\omega = 2\pi/T_B$ . Значения периода волны для разных гидрологических условий приводятся в многочисленных справочных материалах, например в [19]. Кроме того, в разделе 3 приведена приближенная формула, позволяющая выразить циклическую частоту  $\omega$  волны через ее высоту  $h$  следующим образом:  $\omega \approx 1,75/\sqrt{h}$ .

Зная отношение  $\omega/p$ , по формулам (4.94) или (4.95) можно определить коэффициент  $K_d$ . Решение задачи по определению динамических (фактических) изгибающих моментов  $M^d$  в моноопоре сводится тогда к элементарному вычислению произведения

$$M^d(x) = K_d M^c(x). \quad (4.96)$$

Динамическое напряжение в сечении моноопоры на высоте  $x$  от дна моря

$$\sigma^d(x) = \frac{|M^d(x)|}{W(x)} + \frac{|R_1(x)|}{F(x)}, \quad (4.97)$$

где  $W(x)$ ,  $F(x)$ ,  $|R_1(x)|$  – те же величины, что и для формулы (4.46).

Из выражений (4.46) и (4.97) следует, что максимальное динамическое напряжение в моноопоре возникает в том же сечении, что и максимальное статическое. Учитывая, что определяющее значение для напряженного состояния моноопоры имеет напряжение изгиба, можно считать

$$\sigma^d(x) \approx K_d \frac{|M^c(x)|}{W(x)}. \quad (4.98)$$

Согласно (4.94) коэффициент динамичности тем больше, чем ближе величины  $p$  и  $\omega$ , и тем меньше, чем больше сопротивление среды. Максимальное значение коэффициента динамичности приблизительно соответствует случаю  $p = \omega$ . Согласно формуле (4.95) для моноопоры, эксплуатирующейся вне



плавоснования, максимальное значение коэффициента динамичности равно 10. Следовательно, для схемы эксплуатации III при совпадении первой собственной частоты колебаний системы моноопора – буровые механизмы с частотой гидродинамического давления волн фактический максимальный изгибающий момент в моноопоре в 10 раз больше, чем определенный по статическому расчету. Соответственно примерно в 10 раз больше и фактические напряжения.

Общие выводы, которые можно сделать на основании полученных в этом разделе результатов, заключаются в следующем:

при больших статических напряжениях в моноопоре эксплуатировать ее в режимах, где величины  $p$  и  $\omega$  близки, недопустимо из-за опасности возникновения разрушающих динамических напряжений;

если в диапазоне возможных гидрологических условий для проектируемой моноопоры оказывается справедливым отношение  $0,7 < \omega/p < 1,2$ , то во избежание возникновения резонансных режимов необходимо изменить конструктивные характеристики моноопоры, например геометрию ее сечения;

если  $K_d < 1$ , что соответствует случаю  $\omega/p > 1,4$ , то динамический характер волнового давления можно вообще не учитывать, ограничиваясь результатами решения задачи в статической постановке.

В случае действия на моноопору волновой нагрузки не гармонического характера для получения решения можно использовать прием разложения этой нагрузки в ряд Фурье [см. (4.30)]. В результате вместо правой части уравнения вынужденных колебаний (4.87) будем иметь

$$\frac{Q(t)}{b} \cos \omega t \left( 1 - \cos \frac{\pi x_B}{2L} \right),$$

где  $Q(t)$  находится по выражению (4.30). Уравнение вынужденных колебаний остается линейным, поэтому его частное решение может быть получено сложением решений от каждого из членов ряда по отдельности. Эти решения находят способом, изложенным выше для случая  $Q(t) = Q_B \cos \omega t$ .

Если, как и ранее, не рассматривать быстро затухающие со временем собственные колебания, то можно сделать вывод. В случае негармонического характера равнодействующей волнового давления колебания моноопоры будут складываться из статического смещения, соответствующего среднему значению  $Q_0$  силы волнового давления за период  $T_B$ , и ряда колебаний с частотами  $\omega$ ,  $2\omega$ ,  $3\omega$  и т.д. Это убеждает, что явление резонанса в таком случае возможно не только, когда первая собст-

венная частота колебаний  $p$  равна частоте волновой нагрузки  $\omega$ , но и когда кратна ей, т.е. равна  $2\omega$ ,  $3\omega$  и т.д.

Значения коэффициентов динамичности для каждого из этих резонансных режимов будут зависеть от величины коэффициентов разложения  $Q_{0j}$  (4.30), т.е. от характера изменения волновой нагрузки во времени. Максимальный из коэффициентов динамичности соответствует условию  $p = \omega$ .

#### **4.6. СТАТИЧЕСКАЯ И ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ МОНООПОРЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ ВНЕ ПЛАВОСНОВАНИЯ**

В состав внешней нагрузки, действующей на моноопору в процессе ее эксплуатации, входят продольные силы: тяжести и технологические. Определенные сочетания значений этих сил могут привести к потере устойчивости моноопоры. В большинстве случаев результатом становится разрушение конструкции. Поэтому оценка устойчивости моноопоры – важная процедура на первом этапе ее проектирования.

Особенностью расчетов моноопорных оснований является то обстоятельство, что для них возможны два типа потери устойчивости – статический и динамический. Обусловлено это присутствием в составе нагрузки технологических сил, которые имеют следящий характер.

Под статическим типом потери устойчивости подразумевается, что при некоторых критических значениях внешней продольной нагрузки возможно существование одновременно сразу нескольких форм равновесия. Например, из курса сопротивления материалов известно, что при приложении сжимающей силы величиной  $\pi^2 EI / 4L^2$  к свободному от закрепления концу прямолинейной стойки кроме тривиальной прямолинейной формы равновесия возникает и криволинейная. Причем при такой нагрузке устойчивой формой, т.е. той, которую примет стойка при всегда имеющих место на практике малых возмущениях, является вторая. Скачкообразный переход конструкции в новое равновесное состояние неизбежно приводит к изменению напряженно-деформированного состояния и может стать причиной серьезных аварий.

В конструкциях, подобных моноопоре, работающих в условиях продольно-поперечного изгиба, интенсивное изменение напряженно-деформированного состояния возникает при продольных силах, значения которых меньше, чем те, которые

являются критическими с точки зрения статической устойчивости. Например, в разделе 4.4 показано, что если суммарная приведенная к верхнему концу моноопоры сила тяжести  $P_0$  составляет  $4/5$  от критического значения, то напряжения в моноопоре способны возрасти пропорционально квадрату увеличения этой силы.

Такой же характер зависимости между напряжениями и величиной сил тяжести (но уже в области своих критических значений) отмечается и при эксплуатации моноопоры в проеме плавоснования. В результате на практике напряжения, превосходящие допустимые, возникают в моноопоре еще до потери устойчивости. Поэтому отдельную проверку моноопорного основания на устойчивость при наличии только продольной нагрузки, величина и направление которой не меняются в процессе деформации моноопоры, можно не производить.

Более существенное значение имеет решение вопроса об устойчивости моноопорного основания, находящегося под действием одновременно сил тяжести и технологической сжимающей силы. Технологическая сила является следящей. Ее направление связано с направлением оси верхнего сечения моноопоры, которое при изгибе меняется. Такой характер поведения нагрузки способен привести к особому виду потери устойчивости, когда устойчивое равновесное состояние моноопоры будет отсутствовать вообще. Моноопора в этом случае даже в отсутствие нагрузки, изменяющейся во времени, при любом малом возмущении перейдет от состояния покоя к состоянию движения с возрастающими амплитудами. Такой тип потери устойчивости называется динамическим.

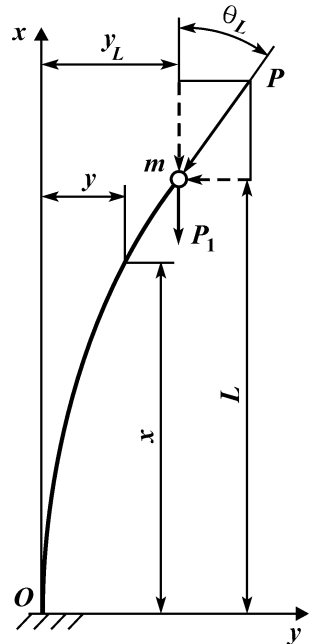
Для установления критического значения комбинации продольных сил, приводящих к потере устойчивости подобного рода, необходимо исследовать движение моноопоры после некоторого начального возмущения, т.е. решить задачу устойчивости в динамической постановке. Если окажется, что возмущенное движение происходит в виде колебаний с возрастающими амплитудами или представляет собой не колебательный уход от состояния равновесия, то такое состояние неустойчиво. Следует отметить, что исследование устойчивости моноопоры в динамической постановке позволяет определить и величину нагрузки, приводящей к потере устойчивости статического типа, если для исследуемой системы такой тип может иметь место.

Для иллюстрации возможности потери устойчивости моноопорой по статическому и динамическому типу рассмотрим частный случай. Предположим, что моноопора установлена

идеально вертикально, эксплуатируется вне плавоснования, нагружена только силами тяжести  $P_1$  центрально установленных относительно ее оси буровых механизмов и сжимающей технологической силой  $P$ . Силами собственной тяжести моноопоры по сравнению с силами тяжести буровых механизмов и технологической для простоты изложения пренебрегаем (при малых высотах моноопор такой подход допустим и при выполнении практических расчетов).

Расчетная схема для этого случая представлена на рис. 4.5, где моноопора изображена в отклоненном состоянии после приложения к ней малого импульсного возмущения. Будем считать, что моноопора имеет постоянное по высоте сечение. Тогда после возмущения уравнение ее малых колебаний без учета сил сопротивления среды можно записать следующим образом:

$$EI \frac{\partial^2 y}{\partial x^2} = P_1(y_L - y) + P \cos \theta_L (y_L - y) - P \sin \theta_L (L - x) - m(L - x) \frac{\partial^2 y_L}{\partial t^2}, \quad (4.99)$$



**Рис. 4.5. Расчетная схема к исследованию устойчивости моноопоры:**  
 $m$  и  $P_1$  – масса и сила тяжести платформы с буровыми механизмами;  $P$  – технологическая сила;  $y_L$  и  $\theta_L$  – перемещение и угол поворота верхнего сечения моноопоры;  $L$  – расчетная высота моноопоры;  $x$  и  $y$  – координаты произвольного сечения моноопоры

где  $y_L$  и  $\theta_L$  – зависящие от времени перемещение и угол поворота верхнего сечения моноопоры соответственно.

Решение уравнения (4.99) будем искать в виде:  $y(x, t) = y(x)e^{ipt}$ ,  $y_L(t) = y_{L0}e^{ipt}$ ,  $\theta_L(t) = \theta_{L0}e^{ipt}$ , где  $p$  константа, подлежащая определению;  $i$  – мнимая единица. Если константа  $p$  действительна, то, следовательно, моноопора после возмущения будет совершать гармонические колебания с частотой  $p$  около прямолинейного начального положения. Так как на практике всегда присутствуют силы сопротивления среды, с течением времени эти колебания затухают. Следовательно, прямолинейное положение моноопоры устойчиво.

Если окажется, что величина  $p$  является комплексным числом, причем его мнимая часть отрицательна, то в выражении для  $y(x, t)$  в этом случае появляется экспоненциально возрастающий множитель. Это будет соответствовать возникновению колебаний моноопоры с возрастающими с течением времени размахами. В этом случае прямолинейная форма равновесия моноопоры устойчивой не является.

Введем обозначения

$$k^2 = (P_1 + P)/EI; \quad n^2 = P/EI. \quad (4.100)$$

Рассматривая малые колебания моноопоры, можно считать, что  $\cos\theta_L = 1$ ,  $\sin\theta_L = \theta_L$ . Тогда с учетом обозначений (4.100) и выбранного выше вида решений после несложных преобразований уравнение (4.99) можно переписать в виде:

$$\frac{d^2y(x)}{dx^2} + k^2y(x) = k^2y_{L0} - n^2\theta_{L0}(L-x) + \frac{m(L-x)y_{L0}p^2}{EI}. \quad (4.101)$$

Решением уравнения (4.101) является

$$y = C_1 \cos kx + C_2 \sin kx + y_{L0} - \frac{n^2\theta_{L0}(L-x)}{k^2} + \frac{m(L-x)y_{L0}p^2}{k^2EI}, \quad (4.102)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  неизвестные константы.

Выражение (4.102) должно удовлетворять граничным условиям: при  $x = 0$   $y = 0$  и  $dy/dx = 0$ ; при  $x = L$   $y = y_{L0}$  и  $dy/dx = \theta_{L0}$ . Таким образом для определения четырех заранее неизвестных величин  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $y_{L0}$  и  $\theta_{L0}$ , содержащихся в решении (4.102), существует такое же количество условий. В развернутой форме эти условия имеют вид:

$$C_1 + y_{L0} - \frac{n^2 \theta_{L0} L}{k^2} + \frac{m L y_{L0} p^2}{k^2 EI} = 0;$$

$$k C_2 + \frac{n^2 \theta_{L0}}{k^2} - \frac{m y_{L0} p^2}{k^2 EI} = 0; \quad (4.103)$$

$$C_1 \cos kL + C_2 \sin kL = 0;$$

$$-k C_1 \sin kL + k C_2 \cos kL + \theta_{L0} \left( \frac{n^2}{k^2} - 1 \right) - \frac{m y_{L0} p^2}{k^2 EI} = 0.$$

Система уравнений (4.103) является относительно неизвестных  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $y_{L0}$  и  $\theta_{L0}$  линейной и однородной. Так как устойчивое прямолинейное состояние равновесия моноопоры нас не интересует, то этот тривиальный случай, которому соответствует решение  $C_1 = C_2 = y_{L0} = \theta_{L0} = 0$ , из рассмотрения исключаем. Чтобы однородная система линейных алгебраических уравнений имела решение, отличное от тривиального, необходимо, чтобы был равен нулю определитель, составленный из коэффициентов при неизвестных

$$\begin{vmatrix} 1 & 0 & 1 + \frac{m L p^2}{k^2 EI} & -\frac{n^2 L}{k^2} \\ 0 & k & -\frac{m p^2}{k^2 EI} & \frac{n^2}{k^2} \\ \cos kL & \sin kL & 0 & 0 \\ -k \sin kL & k \cos kL & -\frac{m p^2}{k^2 EI} & \frac{n^2}{k^2} - 1 \end{vmatrix} = 0. \quad (4.104)$$

Для выполнения условия (4.104) необходимо, чтобы выполнялось другое условие:

$$p^2 = \frac{k(P + P_1)}{m(\sin kL - kL \cos kL)} \left[ \frac{n^2}{k^2} + \left( 1 - \frac{n^2}{k^2} \right) \cos kL \right]. \quad (4.105)$$

При малых значениях сил  $P$  и  $P_1$  и, следовательно, малом параметре  $kL$  числитель  $k(P + P_1) \left[ \frac{n^2}{k^2} + \left( 1 - \frac{n^2}{k^2} \right) \cos kL \right]$  и зна-

менатель  $m(\sin kL - kL \cos kL)$  выражения (4.105) положительны и частота  $p$  является вещественным числом. Поэтому, при свободном от нагрузки верхнем конце моноопоры ее колебания представляют собой устойчивый процесс. Исследуем устойчивость моноопоры в нагруженном состоянии при различных сочетаниях значений сил  $P$  и  $P_1$ .

1. Если  $P = 0$  (моноопора нагружена только силой тяжести буровых механизмов  $P_1$ ), то  $n^2/k^2 = 0$  и частота  $p$  станет чисто мнимым числом при переходе параметра  $kL$  через значение  $\pi/2$ . Действительно, при дальнейшем увеличении этого параметра числитель выражения (4.105) становится отрицательным, а знаменатель остается положительным. Принимая во внимание первое из обозначений (4.100), можно заключить, что из условия  $kL = \pi/2$  следует  $P_1 = \pi^2 EI / 4L^2$ . Таким образом, критическое значение силы тяжести буровых механизмов  $P_1$ , найденное при исследовании устойчивости моноопоры в динамической постановке, совпадает с эйлеровой критической нагрузкой для стойки, нагруженной сжимающей силой.

Переход собственной частоты  $p$  колебаний моноопоры из вещественной области в мнимую через ноль всегда означает, что потеря устойчивости произошла по статическому типу с переходом в новое равновесное положение. В рассмотренном случае моноопора вместо начальной прямолинейной скачкообразно займет новую криволинейную форму равновесия при выполнении условия  $kL = \pi/2$ .

2. Если  $0 < P < P_1$ , то  $n^2/k^2 < 0,5$  и потеря устойчивости также происходит по эйлеровому статическому типу разветвления форм равновесия при достижении критического значения комбинацией сил  $P$  и  $P_1$ . Критическое значение параметра  $kL$  в этом случае также определяется из условия равенства нулю числителя выражения (4.105). С учетом обозначений (4.100) это условие можно записать в виде  $\cos kL = -P/P_1$ .

Как и следовало ожидать, с увеличением технологической силы критическое значение суммарной нагрузки возрастает, так как сила  $P$  стремится вернуть моноопору к начальному прямолинейному состоянию. Например, при  $P/P_1 = 0,5$  имеем  $kL = 2\pi/3$  и, следовательно, критическое значение нагрузки  $P + P_1 = 4\pi^2 EI / 9L^2$ , т.е. почти в 1,8 раза больше, чем при отсутствии силы  $P$ .

Выражая силу  $P$  через  $P_1$ , можно также сделать вывод, что введение в состав внешней нагрузки сжимающей технологической силы позволяет без потери устойчивости увеличить силу тяжести буровых механизмов. В случае, когда  $P = 0,5P_1$ , имеем

$1,5P_1 = 4\pi^2 EI / 9L^2$ . При этом критическое значение  $P_1 = 8\pi^2 EI / 27L^2$ , что на 18,5 % больше, чем для моноопоры, нагруженной только силой тяжести буровых механизмов. Следовательно, технологическая сила, не превышающая некоторого порогового значения, оказывает стабилизирующее действие на моноопору.

3. Если  $P > P_1$ , то переход от вещественных собственных частот к чисто мнимым через значение  $p = 0$  невозможен. Ни при каких значениях параметра  $kL$  числитель выражения (4.105) нулю не равен. Однако из этого не следует, что потеря устойчивости в подобном случае невозможна вообще.

С увеличением силы  $P$  собственные частоты моноопоры растут и при выполнении условия

$$\operatorname{tg} kL = kL \quad (4.106)$$

обращаются в бесконечность, так как обращается в ноль знаменатель выражения (4.105). При дальнейшем увеличении силы  $P$  частоты становятся чисто мнимыми, так как знаменатель меняет знак. Наименьший корень уравнения (4.106) соответствует переходу от устойчивой прямолинейной формы равновесия к неустойчивой. Это происходит при достижении параметром  $kL$  значения 4,493. Поэтому критическое значение суммарной продольной нагрузки, при котором происходит динамическая потеря устойчивости, можно найти из выражения

$$P + P_1 \approx 20EI / L^2. \quad (4.107)$$

Решить задачу о критическом значении комбинации сил с  $P$  и  $P_1$ , если первая больше последней, в статической эйлеровой постановке не удастся. Обусловлено это тем, что при применении статического метода рассматривают лишь возможные формы равновесия, а то, что исходная форма равновесия может стать неустойчивой, сменившись некоторой формой движения, не учитывается. При достижении суммарной продольной нагрузки критического значения (4.107) не появляется новых альтернативных форм равновесия. Однако прямолинейная форма перестает быть устойчивой и переход к колебаниям с возрастающими амплитудами и разрушению неизбежен при сколь угодно малых возмущениях.

Отдельного рассмотрения требует случай нагружения моноопоры одновременно силой тяжести  $P_1$  буровых механизмов и растягивающей технологической силой  $P$ . С одной стороны, здесь технологическая сила оказывает благоприятное влияние на устойчивость моноопоры, так как дает положительную реакцию на вертикаль, частично или полностью компенсируя



сжимающее действие силы  $P_1$ . С другой стороны, технологическая сила  $P$  способствует отклонению моноопоры от прямолинейного равновесного состояния, т.е. становится дестабилизирующим по отношению к устойчивости фактором, так как дает положительную проекцию и на ось  $Oy$ . Проведя рассуждения аналогично приведенным выше при выводе выражения (4.105), для случая растягивающей технологической силы получим:

1. Если  $P < P_1$ , то критическое значение нагрузки будет определяться из выражения  $\cos kL = P/P_1$ , где  $k = [(P_1 - P)/EI]^{-1/2}$ . Из этого результата следует, что направленная вверх технологическая сила оказывает негативное влияние на устойчивость моноопоры.

Например, при  $P/P_1 = 0,5$  имеем  $kL = \pi/3$ , откуда критическое значение нагрузки  $P_1 - P = \pi^2 EI/9L^2$ . Выражая силу  $P$  через  $P_1$ , получаем  $P_1 = 2\pi^2 EI/9L^2$ . Следовательно, критическое значение силы тяжести  $P_1$  механизмов приблизительно на 11 % меньше, чем для моноопоры, нагруженной только силой тяжести механизмов.

2. Если  $P > P_1$ , то критическое значение нагрузки будет определяться из выражения  $\operatorname{ch} kL = P/P_1$ , где  $k = [(P - P_1)/EI]^{-1/2}$ . Анализ этого выражения позволяет сделать вывод о негативном влиянии технологической силы и в этом случае. Например, при  $P/P_1 = 2$  имеем  $kL \approx 1,32$ , откуда критическое значение нагрузки  $P - P_1 = 1,74EI/L^2$ . Выражая силу  $P$  через  $P_1$ , получаем, что критическое значение силы тяжести  $P_1$  механизмов в этом случае равно  $1,74EI/L^2$ , что приблизительно на 30 % меньше, чем для моноопоры, нагруженной только силой тяжести механизмов.

Таким образом, если при расчете моноопоры оказывается, что ее частота близка нулю или устремляется в бесконечность, то это свидетельствует о близости режимов эксплуатации, в которых моноопорное основание способно потерять устойчивость. Проектирование моноопор на работу в этих условиях недопустимо.

Технологическая сила, направленная вниз, повышает собственную частоту моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования. Эта сила оказывает стабилизирующее влияние на устойчивость моноопоры. Сжимающая технологическая сила, которая направлена вниз и больше силы тяжести буровых механизмов, может привести к динамической потере устойчивости моноопоры.

Технологическая сила, направленная вверх, понижает собственную частоту моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования. Она всегда, независимо от ее величины, оказывает дестабилизирующее влияние на устойчивость моноопоры.

#### 4.7. РАСЧЕТ МОНООПОРЫ, НАХОДЯЩЕЙСЯ В ПРОЕМЕ ПЛАВОСНОВАНИЯ

Уже отмечалось, что для случаев эксплуатации моноопоры по схемам I и II даже при отсутствии технологической силы подобрать простое выражение, достаточно хорошо описывающее форму изогнутой оси в нагруженном состоянии, как это было сделано в разделе 4.4. для схемы III, не удастся. Большого объема вычислений требует для схем I и II и решение задачи, основанное на идее приведения распределенных сил тяжести моноопоры к ее верхнему концу. Кроме того, для этих схем сложно выбрать корректно и обоснованно величину коэффициента приведения  $\alpha$ . Поэтому приближенные решения для случаев эксплуатации моноопоры по схемам I и II часто будут иметь либо громоздкий вид, либо неудовлетворительную точность. И в том и в другом случаях ценность таких решений в инженерной практике незначительна.

Для получения результатов, наиболее точно отражающих влияние на напряженное состояние моноопоры технологической силы  $P$ , эксцентриситета расположения механизмов  $e$ , установочного угла наклона  $\varphi$  моноопоры и смещения  $a_1$  центра масс механизмов в процессе выполнения технологических операций, расчеты моноопор, эксплуатируемых по любым схемам, целесообразно выполнять численно. Численные методы универсальны и в отличие от приближенных не требуют предварительной аппроксимации формы изогнутой оси моноопоры функцией, которая хорошо описывает ее действительную форму, или использования каких либо других специальных приемов. Кроме того, они применимы к моноопорам с поперечным сечением, изменяющимся по ее высоте по любому закону.

Алгоритмы численных методов решения краевых задач (задач с условиями на границах) достаточно широко и полно освещены в литературе. С примерами их использования в области расчетов стержней можно ознакомиться, например, в монографии [23].

Одним из распространенных численных методов является метод начальных параметров. С учетом современного развития электронно-вычислительной техники его можно признать наиболее эффективным инструментом для расчета моноопорных оснований. Покажем, как по этому методу может быть произведен расчет напряженно-деформированного состояния моноопоры, эксплуатирующейся по схеме I.

**Статический расчет.** Система уравнений равновесия моноопоры, эксплуатирующейся по схеме I, имеет вид

$$\frac{dy}{dx} = \theta + \varphi;$$

$$\frac{d\theta}{dx} = \frac{M}{EI_i};$$

(4.108)

$$\frac{dM}{dx} = R_1(\theta + \varphi) - R_2;$$

$$\frac{dR_2}{dx} = P_{\Pi}\delta(x - x_{\Pi}) - Q_{\text{В}}\delta(x - x_{\text{В}}).$$

Для численных методов удобнее векторное представление системы уравнений. Составим матрицу-столбец (вектор состояния) из неизвестных:

$$Z(x) = [y(x), \theta(x), M(x), R_2(x)]^T, \quad (4.109)$$

где верхний индекс "Т" — знак транспонирования.

Тогда в матричной форме система уравнений равновесия (4.108) может быть представлена как

$$dZ(x)/dx = B_1 Z(x) + B_2, \quad (4.110)$$

где  $B_1$  — матрица (4×4) коэффициентов при элементах вектора состояния;  $B_2$  — вектор свободных членов (не зависящих от элементов вектора состояния)

$$B_1 = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/EI_i(x) & 0 \\ 0 & R_1(x) & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad (4.111)$$

$$B_2 = [\varphi, 0, R_1(x)\varphi, P_{\Pi}\delta(x - x_{\Pi}) - Q_{\text{В}}\delta(x - x_{\text{В}})]^T. \quad (4.112)$$

Напомним, что величина  $R_1$  для каждого значения координаты  $x$  может быть найдена из независимого от элементов вектора состояния уравнения (4.11). Поэтому она включена не в вектор состояния, а в матрицу коэффициентов  $B_1$  и вектор свободных членов  $B_2$ .

В элементе  $1/EI_i(x)$  матрицы  $B_1$  учтено, что моноопора в общем случае может иметь переменное, в том числе ступенчато изменяющееся по высоте, сечение. Для каждой координаты  $x$  значения  $1/EI_i(x)$ ,  $R_1(x)$  и матрица  $B_1$  в целом могут быть найдены независимо от значений элементов вектора состояния  $Z(x)$ .

Значения всех четырех элементов вектора состояния  $Z(x)$  ни на одном конце опоры заранее не известны. Поэтому непосредственное интегрирование матричного уравнения (4.110) невозможно. Решение системы четырех линейных неоднородных дифференциальных уравнений в общем случае представляет собой сумму четырех линейно независимых решений  $z_j(x)$  ( $j = 1, 2, 3, 4$ ) однородной системы уравнений

$$dZ(x)/dx = B_1 Z(x) \quad (4.113)$$

и одного частного решения  $z_0(x)$  неоднородной системы (4.110), т. е. имеет вид

$$Z(x) = \sum_j C_j z_j(x) + z_0(x), \quad (4.114)$$

где  $C_j$  – постоянные интегрирования, определяемые из граничных условий;  $j = 1, 2, 3, 4$ .

Метод начальных параметров позволяет сократить количество вычисляемых решений однородного уравнения. Так как два из граничных условий заданы в начале интервала интегрирования:  $y = 0$  и  $\theta = 0$  при  $x = 0$ , из четырех постоянных  $C_j$  независимыми оказываются лишь две. Решение поэтому можно представить в виде

$$Z(x) = C_1 z_1(x) + C_2 z_2(x) + z_0(x), \quad (4.115)$$

где начальные значения векторов решений  $z_1(x)$ ,  $z_2(x)$ ,  $z_0(x)$  задают так, чтобы выражение (4.115) удовлетворяло граничным условиям на нижнем конце моноопоры при  $x = 0$  при любых значениях постоянных  $C_1$  и  $C_2$ . Например, можно положить:  $z_1(0) = (0, 0, 1, 0)^T$ ;  $z_2(0) = (0, 0, 0, 1)^T$ ;  $z_0(0) = (0, 0, 0, 0)^T$ .

Проинтегрировав численно уравнения (4.110) и (4.113) от  $x = 0$  до  $x = L$  при выбранных таким образом начальных векторах, находим значения векторов  $z_0(x)$ ,  $z_1(x)$ ,  $z_2(x)$  на верхнем конце моноопоры. Интегрирование проводят любым удобным пользователю методом, например, получившим широкое распространение в инженерных расчетах методом Рунге – Кутты. На каждом шаге интегрирования по  $x$  векторы  $z_0(x)$ ,  $z_1(x)$ ,  $z_2(x)$  запоминаются. Используя граничные условия на верхнем конце, определяем константы  $C_1$  и  $C_2$ . Согласно (4.15) при  $x = L$

$$M = M_m \approx P_1 [a_1(\theta + \varphi) + e]; \quad R_2 \approx P(\theta + \varphi)$$

или в матричной форме

$$Z^3(L) = P_1\{a_1[Z^2(L) + \varphi] + e\}; \quad (4.116)$$

$$Z^4(L) = P[Z^2(L) + \varphi],$$

где верхние индексы соответствуют номерам элементов в столбцах вектора  $Z(x)$ , а величина  $P$  вводится со знаком “+”, если технологическая сила направлена вверх, и со знаком “-”, если она направлена вниз.

Согласно (4.115) выражение (4.116) можно представить в развернутом виде

$$C_1z_1^3(L) + C_2z_2^3(L) + z_0^3(L) = P_1\{a_1[C_1z_1^2(L) + C_2z_2^2(L) + z_0^2(L) + \varphi] + e\}; \quad (4.117)$$

$$C_1z_1^4(L) + C_2z_2^4(L) + z_0^4(L) = P[C_1z_1^2(L) + C_2z_2^2(L) + z_0^2(L) + \varphi].$$

Поскольку элементы векторов  $z_0(L)$ ,  $z_1(L)$ ,  $z_2(L)$  после интегрирования становятся известными, нахождение двух постоянных  $C_1$  и  $C_2$  из системы двух линейных алгебраических уравнений (4.117) не представляет труда. После их определения элементы вектора состояния  $Z(x)$  могут быть вычислены по формуле (4.115) в любом сечении по высоте моноопоры, где были запомнены векторы  $z_0(x)$ ,  $z_1(x)$ ,  $z_2(x)$ .

Кажется, однако, не понятным, как вычислить элементы векторов  $z_0(L)$ ,  $z_1(L)$ ,  $z_2(L)$ . Ведь процесс интегрирования от начальных значений этих векторов требует заранее знать величину реакции плавоснования  $P_{\Pi}$ , так как она входит в матрицу  $B_2$ . Решается эта проблема следующим образом.

Зададимся некоторым произвольным значением  $P_{\Pi}$ , заведомо большим, чем действительная реакция плавоснования. После подстановки  $P_{\Pi}$  в матрицу  $B_2$  проводим интегрирование векторного уравнения (4.110) от  $x = 0$  до  $x = L$ . В результате определяем элементы векторов  $z_0(L)$ ,  $z_1(L)$  и  $z_2(L)$ . Используя граничные условия на верхнем конце моноопоры, находим константы  $C_1$  и  $C_2$ . По формуле (4.115) рассчитываем первый элемент вектора состояния при  $x = x_{\Pi}$ :

$$Z^1(x_{\Pi}) = C_1z_1^1(x_{\Pi}) + C_2z_2^1(x_{\Pi}) + z_0^1(x_{\Pi}).$$

Этот элемент представляет собой перемещение сечения моноопоры на уровне палубы плавоснования.

Очевидно, что выбранная нами завышенная реакция плавоснования приведет к выполнению неравенства  $Z^1(x_{\Pi}) < y_{\Pi(\max)}$ .

Действительная реакция  $P_{\Pi}$  на давление моноопоры при  $x = x_{\Pi}$  должна обеспечивать условие  $y = y_{\Pi(\max)}$  (см. раздел 4.1). Поэтому уменьшаем значение  $P_{\Pi}$  и повторяем описанные выше операции, пока не достигнем того, чтобы  $Z^1(x_{\Pi})$  стало больше  $y_{\Pi(\max)}$ . Это означает, что при заданной реакции  $P_{\Pi}$  плавоснование под давлением моноопоры перемещается на величину, большую нормативной.

Далее можно начать двигаться в обратную сторону со сколь угодно малым шагом и приблизиться к значению  $P_{\Pi}$ , которое обеспечивает выполнение условия  $Z^1(x_{\Pi}) = y_{\Pi(\max)}$ . Подбор величины  $P_{\Pi}$ , при котором с требуемой точностью выполняется это условие, легко запрограммировать. Если в сечении при  $x = x_{\Pi}$  уже при первом выборе величины  $P_{\Pi}$  в результате решения имеем  $Z^1(x_{\Pi}) > y_{\Pi(\max)}$ , то, следовательно, выбранное значение реакции плавоснования недостаточно и необходимо задаться значением  $P_{\Pi}$ , большим первоначального.

Может оказаться, что при положительных значениях  $P_{\Pi}$  (когда направление реакции противоположно направлению перемещения моноопоры на уровне палубы) невозможно выполнить условие:  $y = y_{\Pi(\max)}$  при  $x = x_{\Pi}$ . Это означает, что при расчетных гидрологических условиях и технологических силах моноопора заданной геометрии не достигает контакта со стенкой проема плавоснования. В этом случае необходимо перейти к рассмотрению решения задачи по схеме III, т.е. принять  $P_{\Pi} = 0$ .

После нахождения координат опасных сечений в моноопоре расчет статических напряжений выполняется по формуле (4.46). На основе сведений о найденном действительном значении реакции  $P_{\Pi}$  можно сделать вывод о силе давления моноопоры на плавоснование. Эта информация полезна также для оценки эффективности и надежности якорной системы плавоснования, используемой для его позиционирования на точке бурения.

**Динамический расчет и проверка устойчивости.** Метод начальных параметров позволяет произвести и динамический расчет моноопоры, в частности получить значение первой собственной частоты системы моноопора – буровые механизмы. Оценив значение этой частоты, можно сделать вывод о возможности возникновения резонансных режимов и устойчивости моноопоры. Алгоритм этого решения может быть следующим.

В разделе 4.5 показано, что на величину первой собственной частоты  $p_1$  колебаний моноопоры с буровыми механизмами сопротивление со стороны морской среды существенного влия-

ния не оказывает. Это позволяет при нахождении значения частоты собственных колебаний исключить силу сопротивления из рассмотрения и считать, что  $p_1 \approx p$ , где  $p$  – собственная частота моноопоры с буровыми механизмами, рассчитываемая без учета сопротивления среды.

Согласно допущениям, принятым при выводе уравнений собственных колебаний моноопоры, эксплуатируемой в проеме плавоснования, в сечении на уровне его палубы колебательная составляющая перемещения  $y_{\text{пк}} = 0$ . Физически это условие соответствует наличию в сечении при  $x = x_{\text{п}}$  абсолютно жесткой опоры. Приблизительно такую опору можно рассматривать как упругую с большой жесткостью  $C_{\text{пк}}$  (большой по сравнению с изгибной жесткостью моноопоры). Поэтому неизвестную колебательную составляющую  $P_{\text{пк}}$  реакции плавоснования, входящую в уравнение (4.29) собственных колебаний моноопоры, можно представить в виде  $P_{\text{пк}} = C_{\text{пк}} y_{\text{пк}}$ , где  $C_{\text{пк}}$  – выбираемая нами большая величина.

В результате такого представления, практически не нарушив условия  $y_{\text{пк}} = 0$ , мы исключили из решения неизвестную величину  $P_{\text{пк}}$ . Тогда для схемы I система уравнений, описывающих малые свободные колебания моноопоры с буровыми механизмами относительно состояния равновесия, получит вид

$$\begin{aligned} \frac{\partial y_{\text{к}}}{\partial x} &= \theta_{\text{к}}; \\ \frac{\partial \theta_{\text{к}}}{\partial x} &= \frac{M_{\text{к}}}{EI_i}; \\ \frac{\partial M_{\text{к}}}{\partial x} &= R_{1\text{к}}\theta_{\text{к}} - R_{2\text{к}}; \\ \frac{\partial R_{2\text{к}}}{\partial x} &= C_{\text{пк}}y_{\text{к}}\delta(x - x_{\text{п}}) + \frac{q_i}{g} \frac{\partial^2 y_{\text{к}}}{\partial t^2}. \end{aligned} \quad (4.118)$$

Решение системы (4.118) ищется в виде:  $y_{\text{к}} = y_{\text{к}}(x)e^{ipt}$ ;  $\theta_{\text{к}} = \theta_{\text{к}}(x)e^{ipt}$ ;  $M_{\text{к}} = M_{\text{к}}(x)e^{ipt}$ ;  $R_{2\text{к}} = R_{2\text{к}}(x)e^{ipt}$ , где  $i$  – мнимая единица. Подставив эти выражения в соответствующие уравнения (4.118), получаем

$$\begin{aligned} \frac{dy_{\text{к}}(x)}{dx} &= \theta_{\text{к}}(x); \\ \frac{d\theta_{\text{к}}(x)}{dx} &= \frac{M_{\text{к}}(x)}{EI_i}; \end{aligned}$$

$$\frac{dM_K(x)}{dx} = R_{1c}\theta_K(x) - R_{2K}(x); \quad (4.119)$$

$$\frac{dR_{2K}(x)}{dx} = C_{пк}y_K\delta(x - x_{п}) - \frac{q_i}{g}p^2y_K(x).$$

Как и для статического расчета составим вектор состояния:

$$Z_K(x) = [y_K(x), \theta_K(x), M_K(x), R_{2K}(x)]^T. \quad (4.120)$$

Матрица коэффициентов  $B_{1к}$  при элементах этого вектора в системе (4.119) имеет вид

$$B_{1к} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1/EI_i(x) & 0 \\ 0 & R_{1c}(x) & 0 & -1 \\ C_{пк}\delta(x - x_{п}) - \frac{q_i p^2}{g} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}. \quad (4.121)$$

Система уравнений (4.119) в отличие от системы уравнений (4.108) не содержит свободных не связанных с элементами вектора состояния членов. Поэтому вектор свободных членов для системы уравнений (4.119) нулевой, и в матричной форме данная система может быть представлена как

$$dZ_K(x)/dx = B_{1к}Z_K(x). \quad (4.122)$$

Следуя рассуждениям, приведенным выше при изложении алгоритма метода начальных параметров применительно к статическому расчету, представим

$$Z_K(x) = C_{1к}z_{1к}(x) + C_{2к}z_{2к}(x), \quad (4.123)$$

где  $C_{1к}$  и  $C_{2к}$  – постоянные интегрирования; векторы  $z_{1к}(x)$  и  $z_{2к}(x)$  – линейно независимые решения системы однородного матричного уравнения (4.122).

Так как граничные условия на нижнем конце моноопоры для статического и динамического расчетов одинаковы, то за начальные значения векторов решений можно, как и выше, принять:

$$z_{1к}(0) = (0, 0, 1, 0)^T; \quad z_{2к}(0) = (0, 0, 0, 1)^T.$$

Граничные условия на верхнем конце моноопоры для процесса ее свободных колебаний относительно состояния равно-



веса сформулированы в разделе 4.3. Пренебрегая инерционным моментом платформы с буровыми механизмами, для изгибающего момента и поперечной силы здесь имеем:  $M_K(L) = P_{1c}a_1\theta_K$  и  $R_{2K}(L) = P_c\theta_K - m \partial^2 y_K / \partial t^2$ . С учетом вида решения  $R_{2K} = R_{2K}(x)e^{ipt_c}$  условие для поперечной силы можем переписать как  $R_{2K}(L) = P_c\theta_K + mp^2 y_K(L)$ . В матричной форме граничные условия на верхнем конце моноопоры приобретают вид

$$Z_K^3(L) = P_{1c}a_1 Z_K^2(L); \quad (4.124)$$

$$Z_K^4(L) = P_c Z_K^2(L) + mp^2 Z_K^1(L).$$

Согласно (4.123) в развернутом виде из (4.124) можно получить

$$C_{1K} z_{1K}^3(L) + C_{2K} z_{2K}^3(L) = P_{1c} a_1 [C_{1K} z_{1K}^2(L) + C_{2K} z_{2K}^2(L)];$$

$$C_{1K} z_{1K}^4(L) + C_{2K} z_{2K}^4(L) = P_c [C_{1K} z_{1K}^2(L) + C_{2K} z_{2K}^2(L)] +$$

$$+ mp^2 [C_{1K} z_{1K}^1(L) + C_{2K} z_{2K}^1(L)]. \quad (4.125)$$

Верхние индексы при  $Z_K(x)$ ,  $z_{1K}(x)$  и  $z_{2K}(x)$  в уравнениях (4.124) и (4.125), как и для статического расчета соответствуют номерам элементов в столбцах этих векторов.

Чтобы система двух однородных линейных уравнений (4.125) имела нетривиальное решение, т.е. чтобы  $C_{1K}$  и  $C_{2K}$  не были тождественно равны нулю, должен быть равен нулю определитель, т.е.

$$D^* = \begin{vmatrix} z_{1K}^3(L) - P_{1c}a_1 z_{1K}^2(L); & z_{2K}^3(L) - P_{1c}a_1 z_{2K}^2(L) \\ z_{1K}^4(L) - mp^2 z_{1K}^1(L) - & z_{2K}^4(L) - mp^2 z_{2K}^1(L) - \\ - P_c z_{1K}^2(L); & - P_c z_{2K}^2(L) \end{vmatrix} = 0. \quad (4.126)$$

Условие  $D^* = 0$  в развернутом виде можно представить как

$$[z_{1K}^3(L) - P_{1c}a_1 z_{1K}^2(L)][z_{2K}^4(L) - mp^2 z_{2K}^1(L) - P_c z_{2K}^2(L)] - \\ - [z_{2K}^3(L) - P_{1c}a_1 z_{2K}^2(L)][z_{1K}^4(L) - mp^2 z_{1K}^1(L) - P_c z_{1K}^2(L)] = 0. \quad (4.127)$$

Уравнение (4.127) линейно относительно  $p^2$ , поэтому определить из него собственную частоту колебаний моноопоры не сложно. Однако, как и при статическом расчете, возникает проблема определения элементов  $z_{1к}(L)$  и  $z_{2к}(L)$ . Процесс интегрирования от начальных значений этих векторов требует заранее знать величину  $p^2$ , так как она входит в матрицу  $B_{1к}$ .

Решается эта проблема следующим образом. Зададимся некоторым значением  $p^*$ , заведомо меньшим, чем действительная первая собственная частота системы моноопора – буровые механизмы. Значения  $p^*$  можно выбрать, руководствуясь опытом и результатами приближенных решений, или произвольно сколь угодно малой величиной.

После подстановки  $p^*$  в матрицу  $B_{1к}$  проводим интегрирование векторного уравнения (4.122) от  $x = 0$  до  $x = L$ . В результате определяем элементы векторов  $z_{1к}(L)$  и  $z_{2к}(L)$ , которые являются элементами определителя  $D^*$ . Так как  $p^*$  не является собственной частотой системы моноопора – буровые механизмы, то этот определитель нулю не равен. Но для решения задачи значение имеет только его знак.

Давая величине  $p^*$  небольшие приращения и повторяя описанные выше операции, достигнем смены знака определителя  $D^*$ . Это свидетельствует о том, что значение определителя прошло через ноль, а частота – через свое действительное значение. Последний интервал приращения  $p^*$  можно пройти с любым сколь угодно малым шагом и получить действительное значение частоты  $p$  с необходимой степенью точности. В дальнейшем на основании сравнения этого значения с частотой волновой нагрузки можно оценить возможность возникновения резонансных режимов эксплуатации моноопоры.

Отметим, что поскольку масса моноопоры распределена по ее высоте, то имеется бесконечное число собственных частот колебаний системы моноопора – буровые механизмы. Поэтому, если продолжать описанные выше операции и давать приращения уже найденной частоте  $p$ , то можно достичь еще одного изменения знака определителя  $D^*$ . Это будет соответствовать нахождению второй частоты собственных колебаний системы и т.д. Однако практическое значение для расчетов имеет только величина первой собственной частоты.

Поскольку приведенный алгоритм решения позволяет на выходе получить значения собственной частоты моноопоры, то он может быть использован и для исследования ее устойчивости.

## **ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА НАПРЯЖЕННО- ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ МОНООПОРЫ**

### **5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Использование моноопор с большими внешними диаметрами на малой глубине, когда возникающие в них под действием внешней нагрузки напряжения незначительны, нерационально. Уменьшение диаметра моноопоры в пределах достаточной ее прочности снижает ее массу, габариты, стоимость изготовления и эксплуатации, повышает производительность и экономическую эффективность бурения.

При проектировании моноопоры необходимо осуществлять проверку: 1) на допустимые напряжения по ее прочности; 2) на допустимые угловые перемещения по надежности работы буровых механизмов на платформе моноопоры, удобству и безопасности выполнения ими технологических операций.

Для проектирования моноопорного основания, рационального одновременно по надежности эксплуатации, стоимости изготовления и обслуживания, необходимо иметь представление о влиянии различных факторов на его напряженно-деформированное состояние. К числу этих факторов относятся: волновая нагрузка; силы технологическая и тяжести буровых механизмов; диаметр и толщина стенки труб моноопоры; установочный угол наклона моноопоры к вертикали; эксцентриситет положения центра масс механизмов относительно оси верхнего сечения моноопоры.

Установленная на точке бурения моноопора всегда находится под воздействием сил собственной тяжести и волнового давления. В период отстоя и ожидания прекращения неблагоприятных для производства работ погодных условий, буровые механизмы с моноопоры снимают, и никакой другой нагрузке

она не подвергается. В процессе подготовительных работ на верхнем конце моноопоры на платформе устанавливают буровое оборудование и какой-то промежуток времени она находится под действием трех видов сил: собственной тяжести  $P_2$ , равнодействующей волнового давления  $Q_B$  и тяжести буровых механизмов  $P_1$ .

При бурении механизмы на платформе создают технологические усилия. Они передаются моноопоре в виде сжимающих до 25 кН или растягивающих до 60 кН нагрузок, направленных перпендикулярно плоскости ее верхнего сечения. Таким образом, в период бурения кроме сил тяжести  $P_1$  и  $P_2$  и волновой нагрузки  $Q_B$  моноопора нагружена дополнительно растягивающей или сжимающей технологической силой  $P$ .

Волновая нагрузка переменна во времени. Изменение того или иного фактора, способствующее улучшению статического напряженного состояния, может привести к сближению частот собственных колебаний моноопоры с частотой приложения равнодействующей волнового давления (резонанс). Эксплуатация моноопоры в резонансных режимах сопровождается значительным ухудшением ее напряженного состояния. Поэтому отдельно необходимо рассматривать также влияние геометрии и условий нагружения на статическое напряженно-деформированное состояние моноопоры и значение ее первой собственной частоты колебаний.

При эксплуатации по схеме I в период подготовительных и буровых работ, а при эксплуатации по схеме II и в период шторма, моноопора находится в проеме плавоснования. Под действием нагрузок она деформируется и вступает в контакт со стенками его проема. В результате моноопора дополнительно подвергается воздействию реакции  $P_n$  на это давление со стороны плавоснования. При эксплуатации по схеме II в состав внешней нагрузки следует включать также изгибающий момент  $M_{кп}$ , передающийся моноопоре от качающегося на волнах плавоснования.

Условия нагружения моноопоры зависят от схемы ее эксплуатации. Поэтому анализ напряженно-деформированного состояния моноопоры целесообразно производить отдельно для ее эксплуатации вне плавоснования и внутри его проема. Ниже проанализирована зависимость максимальных напряжений в моноопоре от ее геометрии и условий нагружения для экономически наиболее доступных на современном этапе эксплуатационных схем I и II.

В этом разделе рассмотрены моноопорные основания, изготовленные из буровых обсадных труб серийно выпускаемого

промышленностью сортамента с внешними диаметрами 0,168–0,508 м. Если нет специальных указаний, то результаты расчетов и графики приводятся для моноопор с толщиной стенки  $\delta = 0,01$  м при установочном угле наклона к вертикали  $\varphi = 0,5^\circ$ , эксцентриситете расположения буровых механизмов на верхнем конце моноопоры  $e = 0,25$  м и максимальном смещении центра масс буровых механизмов вдоль направляющих стоек  $a_1 = 2$  м. Превышение моноопоры над уровнем моря всегда принимается равным 2 м, а заглубление ее нижнего конца в грунт составляет 6 м. Следовательно, расчетная высота  $L$  моноопоры на 4 м больше глубины моря  $H$  (обоснование см. в разделе 4.1).

Все приводимые в этом разделе результаты получены на основе численного интегрирования уравнений равновесия и малых колебаний моноопоры.

## **5.2. СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ МОНООПОРЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ ВНЕ ПЛАВОСНОВАНИЯ**

**Влияние внешней нагрузки и глубины акватории.** Оценку влияния отдельных факторов на статическое напряженно-деформированное состояние моноопоры целесообразно начать с определения худших условий ее нагружения. Очевидно, что чем больше волнение, тем больше статические напряжения в моноопоре. Поэтому ее напряженное состояние исследуется для предельных значений волновых нагрузок и различных условий нагружения ее верхнего конца, характерных для каждого периода эксплуатации. Анализ результатов этих исследований позволяет сделать следующие выводы.

С ростом высоты моноопоры и величины воздействующих на нее внешних нагрузок возникающие в ней напряжения увеличиваются (рис. 5.1). С увеличением диаметра и толщины стенки моноопоры напряжения в ней уменьшаются (рис. 5.2).

Худшее напряженное состояние возникает в моноопоре при передаче через буровой снаряд осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент при вращательном бурении, вдавливании грунтоноса при отборе монолитов грунтов из скважины или вдавливании геофизического зонда в породы забоя при исследовании их свойств пенетрационно-каротажными методами. При выполнении этих операций технологическая сила  $P$  направлена вдоль оси верхнего сечения моноопоры вверх и

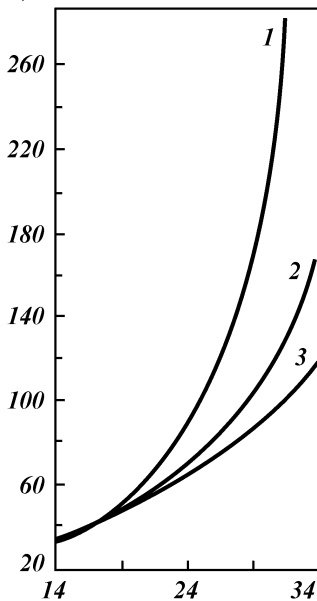
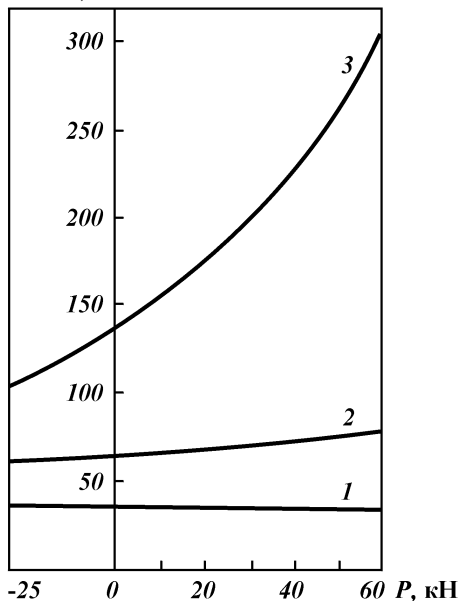
**a** $\sigma$ , МПа**б** $\sigma$ , МПа

Рис. 5.1. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре диаметром 0,324 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м от разных факторов:

*a* – расчетной высоты  $L$  моноопоры: 1 –  $P = 60$  кН и направлена вверх; 2 –  $P = 0$ ; 3 –  $P = 25$  кН и направлена вниз; *б* – величины и направления технологической силы  $P$ : 1 –  $L = 14$  м; 2 –  $L = 23$  м; 3 –  $L = 32$  м

приводит к возникновению в ее опасном сечении у дна моря изгибающего момента, сонаправленного изгибающим моментам от остальных нагрузок (рис. 5.3, *a*).

В период подъема бурового снаряда из скважины приложенная к моноопоре технологическая сила  $P$  направлена вниз. При этом она приводит к возникновению в сечениях моноопоры изгибающего момента, направленного противоположно изгибающим моментам от остальных нагрузок (рис. 5.3, *б*). Поэтому в таком случае ее напряженно-деформированное состояние менее опасно, чем даже при отсутствии технологической силы.

Для моноопоры высотой 30 м и диаметром 0,324 м, эксплуатируемой при высоте морской волны 1,5 м, построены эпюры напряжений для различных значений и вариантов направления технологической силы (рис. 5.4). Вид формы изогнутой

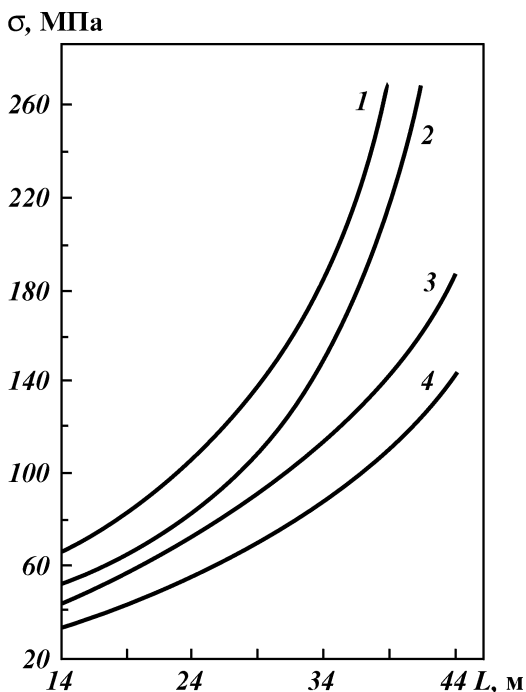


Рис. 5.2. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопорах разных диаметров  $D$  и толщин стенки  $\delta$  в период отстоя ( $P = P_1 = 0$ ) при высоте морской волны 3 м от расчетной высоты  $L$  моноопоры:

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4
$D$ , м.....	0,219	0,219	0,324	0,324
$\delta$ , м.....	0,01	0,014	0,01	0,014

оси моноопоры от величины и направления силы  $P$  существенно не меняется. Для случая, когда сила  $P = 60$  кН и направлена вверх, форма изогнутой оси моноопоры изображена на рис. 5.5.

Худшему напряженному состоянию моноопоры соответствуют максимальные углы поворота ее верхнего сечения (рис. 5.6). В подтверждение справедливости высказанного выше утверждения об ухудшении напряженного состояния моноопоры с ростом высоты морской волны, на рис. 5.7 представлена зависимость максимальных напряжений в моноопорах различных диаметров и высот от высоты волны.

Следовательно, для определения наихудшего статического напряженно-деформированного состояния моноопоры ее расчет должен выполняться для условий предусмотренных макси-

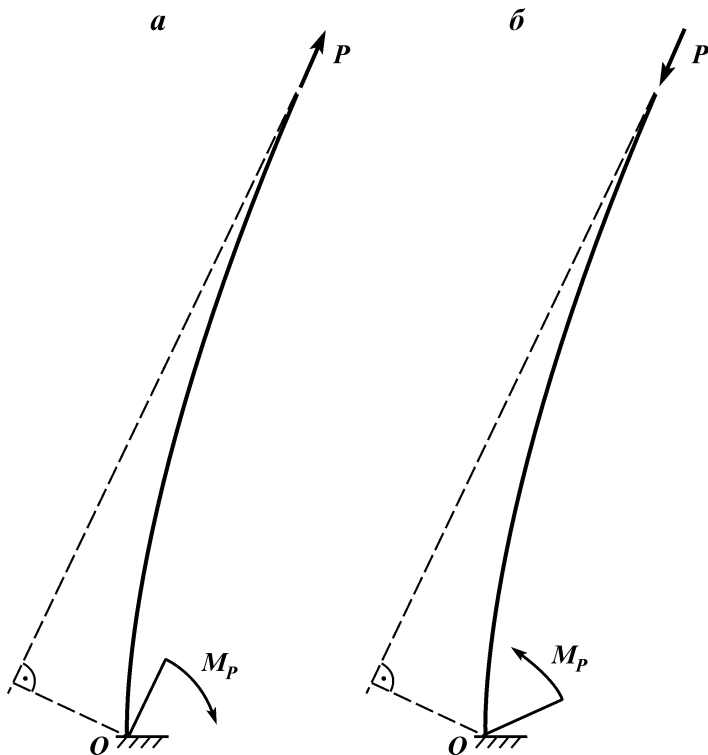


Рис. 5.3. Схемы к оценке влияния действия технологической силы  $P$ , направленной вверх (а) и вниз (б), на напряженно-деформированное состояние моноопоры

мально возможных высот волн и нагружения ее верхнего конца силами тяжести буровых механизмов и растягивающей технологической. В дальнейшем в этом разделе анализ влияния на статическое напряженное состояние моноопоры остальных рассматриваемых факторов выполнен для следующих условий (если специально не оговаривается): эксплуатации ее при высоте морской волны 1,5 м; нагружения ее верхнего конца силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН, соответствующей их массе в 2500 кг, и растягивающей технологической силой  $P = 60$  кН.

**Влияние геометрии сечения моноопоры.** Определяющими для напряженного состояния моноопоры являются напряжения изгиба. С увеличением внешнего диаметра  $D$  труб при постоянной толщине их стенки  $\delta$  и с ростом толщины стенки труб при постоянном диаметре максимальные напряжения в моно-



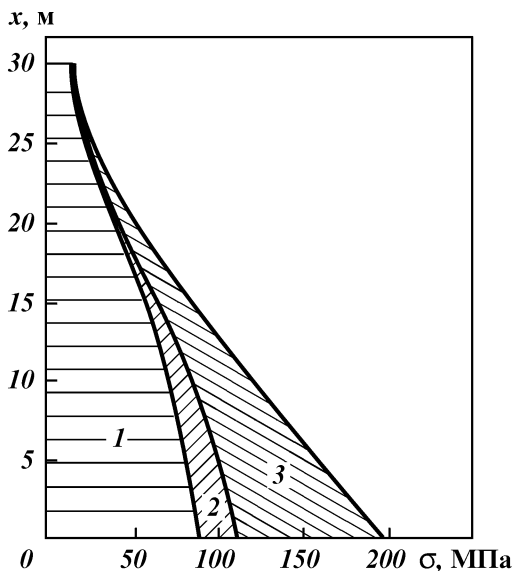


Рис. 5.4. Эпюры напряжений в моноопоре диаметром 0,324 м, эксплуатируемой на глубине акватории 26 м (расчетная высота моноопоры 30 м) при высоте морской волны 1,5 м, в зависимости от величины и направления технологической силы  $P$ :

1 —  $P = 25$  кН и направлена вниз; 2 —  $P = 0$ ; 3 —  $P = 60$  кН и направлена вверх

опоре уменьшаются (рис. 5.8, см. также рис. 5.2). Обусловлено это в первую очередь тем, что напряжения изгиба обратно пропорциональны моменту сопротивления  $W$  сечения моноопоры, который, в свою очередь, зависит от параметров  $D$  и  $\delta$  (для тонкостенных труб справедливо  $W \approx \pi D^2 \delta / 4$ ).

Однако в общем случае нельзя утверждать, что изменения напряжений изгиба в моноопоре строго обратно пропорциональны квадрату изменения диаметра и толщине их стенки труб.

Во-первых, изменение параметров  $D$  и  $\delta$  приводит к изменению момента инерции  $I = \pi D^3 \delta / 8$  сечения моноопоры. При продольно-поперечном изгибе момент инерции сечения оказывает влияние на величину внутреннего изгибающего момента. Как следует, например, из формулы (4.44), с ростом момента инерции  $I$  уменьшается значение второго слагаемого в скобках и, следовательно, уменьшается изгибающий момент от сил тяжести моноопоры.

Во-вторых, при изменении внешнего диаметра моноопоры изменяются равнодействующая волнового давления  $Q_B$  и для

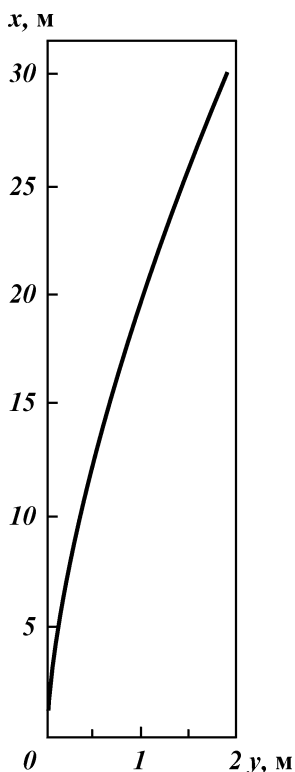


Рис. 5.5. Форма изогнутой оси моноопоры диаметром 0,324 м, эксплуатируемой на глубине акватории 26 м (расчетная высота моноопоры 30 м) при высоте морской волны 1,5 м и технологической силе  $P = 60$  кН, направленной вверх

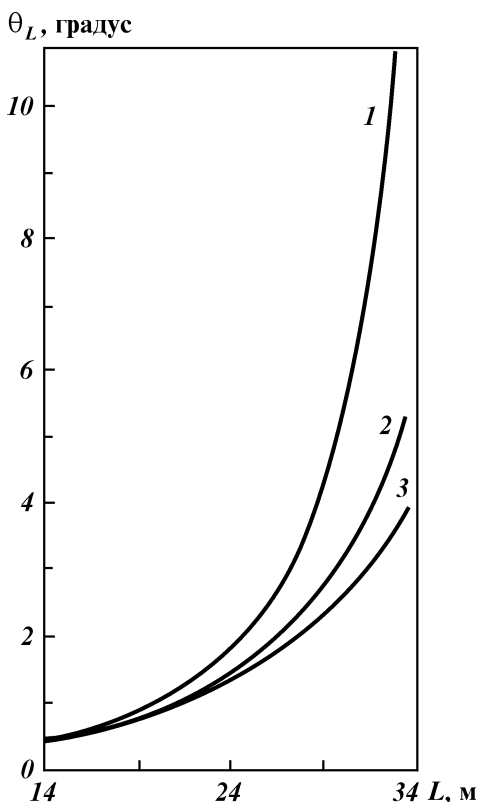


Рис. 5.6. Зависимость угла поворота  $\theta_L$  верхнего сечения моноопоры диаметром 0,324 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от ее расчетной высоты  $L$ , величины и направления технологической силы  $P$ :  
 1 -  $P = 60$  кН и направлена вверх; 2 -  $P = 0$ ;  
 3 -  $P = 25$  кН и направлена вниз

большинства высот волн координаты точки  $a$  ее приложения к моноопоре (см. табл. 3.4). Соответственно изменяется и изгибающий момент в опасном сечении от этой силы.

В-третьих, от параметров  $D$  и  $\delta$  моноопоры зависит распределенная сила ее тяжести:

$$q = \gamma F \approx \gamma \pi D \delta,$$

где  $\gamma$  - плотность материала моноопоры в воде. Сила собст-

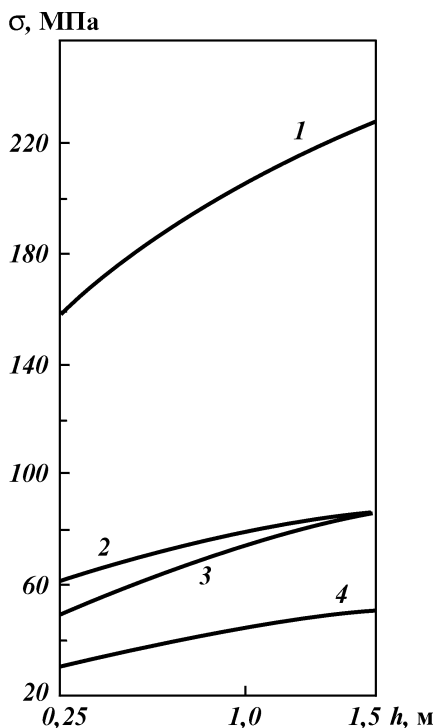


Рис. 5.7. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопорах разных диаметров  $D$  и высот  $L$  из труб с толщиной стенки 0,01 м при  $P = 0$  и  $P_1 = 0$  от высоты морской волны  $h$ :

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4
$D$ , м	0,273	0,273	0,324	0,324
$L$ , м	24	19	24	19

венной тяжести при изгибе моноопоры приводит к возникновению дополнительных изгибающих моментов. Поэтому изменение величины  $q$  также будет влиять на напряжения в моноопоре.

Составной, хотя в большинстве случаев незначительной, частью общих напряжений в моноопоре являются напряжения растяжения-сжатия. Площадь поперечного сечения  $F$  моноопоры пропорциональна ее диаметру и толщине стенки, а сила тяжести собственно моноопоры – ее площади. Если верхний конец моноопоры не нагружен, то изменение ее диаметра и толщины стенки не влияет на возникающие напряжения растяжения-сжатия. В случае присутствия в составе внешней нагрузки приложенных к верхнему концу моноопоры продольных

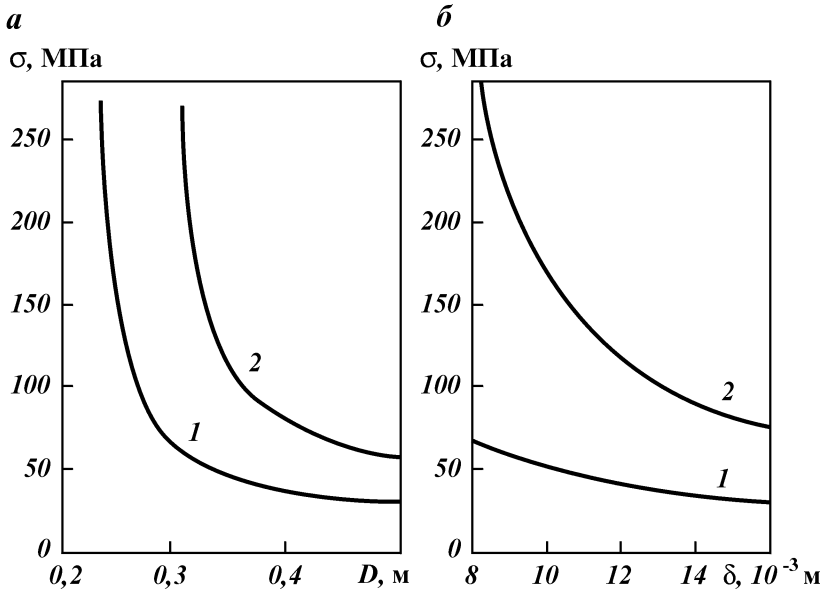


Рис. 5.8. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН и технологической растягивающей силой  $P = 60$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от различных факторов: *a* – диаметра  $D$  моноопоры; *б* – толщины  $\delta$  стенки моноопоры диаметром  $D = 0,324$  м; 1 –  $L = 19$  м; 2 –  $L = 29$  м

сил  $P$  и  $P_1$ , увеличение ее диаметра и толщины стенки приводит к снижению в ней напряжений растяжения-сжатия.

Таким образом, при эксплуатации моноопоры вне плавсостояния увеличение диаметра и толщины стенки труб положительно влияет на ее напряженное состояние. Зависимость максимальных напряжений в моноопоре от параметров  $D$  и  $\delta$  имеет ярко выраженный гиперболический характер. Поэтому оптимальный выбор этих параметров для конкретной глубины акватории, волнового режима и диапазона изменения технологической нагрузки – одна из основных задач создания моноопоры, рациональной по прочностным характеристикам.

**Влияние установочного угла и эксцентриситета расположения буровых механизмов.** В общем случае центр масс буровых механизмов, установленных на верхнем конце моноопоры, может располагаться эксцентрично относительно центра ее сечения, а сама моноопора может быть установлена с отклонением от вертикали. В случае совпадения линии эксцентриситета  $e$  центра масс механизмов и плоскости установочного угла

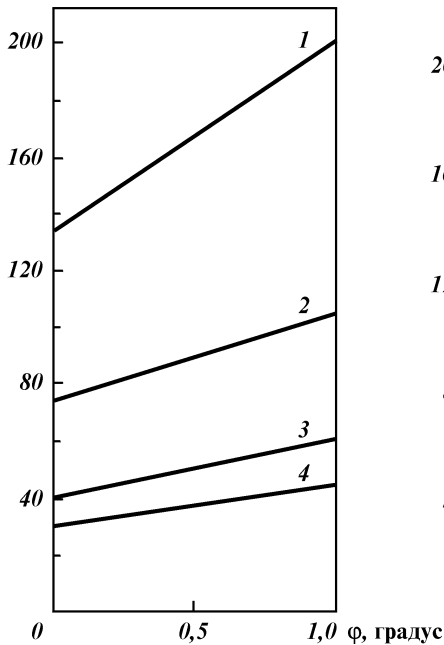
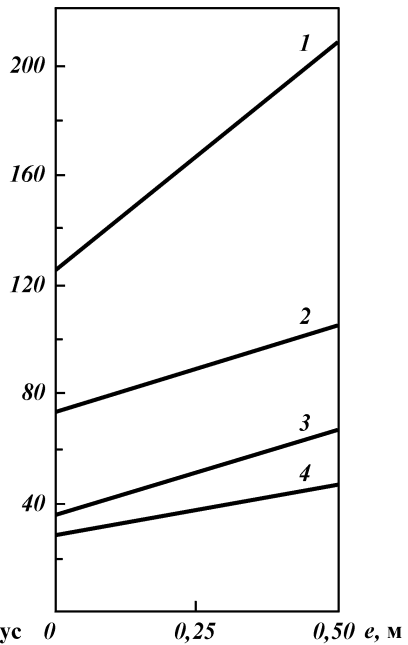
**a** $\sigma$ , МПа**б** $\sigma$ , МПа

Рис. 5.9. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН и технологической растягивающей силой  $P = 60$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от установочного угла  $\varphi$  наклона моноопоры (а) и эксцентриситета  $e$  положения центра масс механизмов на моноопоре (б):

Номер кривой на рисунке	1	2	3	4
$L$ , м.....	29	29	19	19
$D$ , м.....	0,324	0,377	0,324	0,377

$\varphi$  с направлением волновой нагрузки напряженное состояние моноопоры заметно ухудшается, особенно с ростом глубины акватории. Причиной этого является возникновение дополнительных изгибающих моментов, сонаправленных с суммарным изгибающим моментами от основной нагрузки. Зависимость роста максимальных напряжений в моноопоре от параметров  $e$  и  $\varphi$  имеет практически линейный характер (рис. 5.9). Оценивая полученные графические результаты, можно сделать следующее заключение.

При проектировании механизмов для бурения с моноопоры и выбора схемы их компоновки на ее платформе нельзя допускать большого эксцентриситета центра масс этих механизмов.

При стабилизации моноопоры в грунте морского дна и в процессе бурения с нее необходимо контролировать допустимое значение ее установочного угла наклона.

### **5.3. ПЕРВАЯ СОБСТВЕННАЯ ЧАСТОТА КОЛЕБАНИЙ МОНООПОРЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ ВНЕ ПЛАВОСНОВАНИЯ**

Результаты, приведенные в разделах 4.5 и 4.6, свидетельствуют о том, что первая собственная частота  $p$  колебаний моноопоры зависит от условий нагружения ее верхнего конца, т.е. от сил тяжести буровых механизмов  $P_1$  [см. выражение (4.77)], величины и направления технологической силы  $P$  [см., например, выражение (4.105)]. Существенное влияние на значение  $p$  оказывает также расчетная высота  $L$  моноопоры, определяемая глубиной  $H$  акватории и свойствами донных грунтов, и геометрия сечения моноопоры.

Для проектирования моноопорного основания должны быть известны параметры и целевое назначение скважины. При этом, как правило, ориентируются на уже имеющееся в наличии буровое оборудование и на известные характеристики акваторий (глубина, состав грунта дна, волновые режимы). Поэтому анализ влияния на величину  $p$  различных факторов целесообразно начать с оценки роли параметров  $P_1$ ,  $P$  и  $L$ .

**Влияние внешней нагрузки и глубины акватории.** Анализ результатов исследований зависимости первой собственной частоты  $p$  моноопоры от условий ее работы и нагружения показывает следующее.

С ростом расчетной высоты  $L$  моноопоры ее первая собственная частота  $p$  уменьшается независимо от условий нагружения верхнего конца (рис. 5.10). Причем размещение на моноопоре платформы с буровыми механизмами приводит к существенному снижению собственной частоты колебаний по сравнению с состоянием, когда верхний конец моноопоры абсолютно свободен от нагрузок (рис. 5.10, *a*). Эффект снижения собственной частоты колебаний стержня в результате приложения не меняющей направления сжимающей силы, которой для моноопоры становится сила тяжести платформы с буровыми механизмами, хорошо известен из курса теории колебаний. Вывод о существовании подобного эффекта можно сделать и на основе анализа структуры выражения (4.77).

Технологические нагрузки, имеющие следящий характер, на собственную частоту колебаний моноопоры оказывают менее

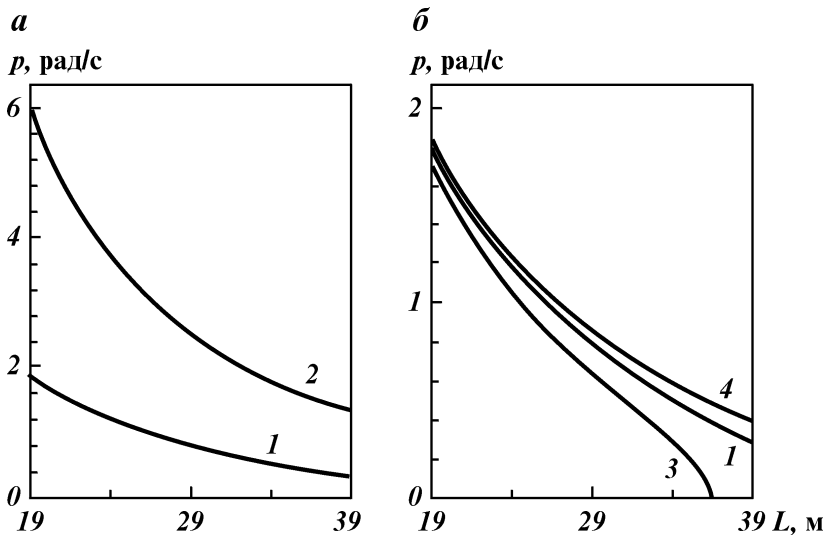


Рис. 5.10. Зависимость первой частоты  $p$  собственных колебаний моноопоры диаметром  $D = 0,324$  м от ее расчетной высоты  $L$  и условий нагружения: 1 – масса буровых механизмов  $m = 2500$  кг, технологическая сила  $P = 0$ ; 2 –  $m = 0$ ,  $P = 0$ ; 3 –  $m = 2500$  кг,  $P = 60$  кН и направлена вверх; 4 –  $m = 2500$  кг,  $P = 25$  кН и направлена вниз

значительное влияние (рис. 5.10, б). Действие сжимающей технологической нагрузки несколько повышает собственную частоту колебаний моноопоры, нагруженной буровыми механизмами, а действие растягивающей – понижает.

Обращение собственной частоты колебаний в ноль соответствует статической потере устойчивости моноопоры. В разделе 4.6 установлено, что с точки зрения устойчивости моноопоры наихудшие условия ее нагружения возникают во время действия растягивающей технологической силы. Это наглядно иллюстрируется и кривой 3 на рис. 5.10, б.

Сравнительная оценка характера зависимостей на рис. 5.1, а; 5.4 и 5.10, б убеждает, что еще до потери статической устойчивости углы поворота и напряжения в моноопоре достигают таких значений, при которых ее дальнейшая эксплуатация становится невозможной. Поэтому расчеты моноопор на статическую устойчивость можно не выполнять.

**Влияние геометрии сечения моноопоры.** Комплектность и характеристики используемого для бурения оборудования на практике варьировать сложно. Поэтому повышение статической прочности цилиндрических моноопор, эксплуатируемых

вне плавоснования, преимущественно реализуется за счет изменения характеристик сечения труб.

Следует, однако, принимать во внимание, что изменение геометрии моноопоры влечет за собой изменение ее первой собственной частоты. В результате одновременно с улучшением статического напряженного состояния может иметь место сближение частот собственных колебаний моноопоры с частотой приложения равнодействующей волнового давления, вплоть до резонанса. Эксплуатация моноопоры в резонансных режимах приводит к значительному ухудшению ее динамического напряженного состояния и может свести на нет результаты мероприятий по улучшению статических напряжений в ней. Покажем это на следующем примере.

Наихудшее напряженное состояние в моноопоре диаметром 0,219 м с расчетной высотой  $L = 18$  м, эксплуатируемой на акватории глубиной 14 м, возникает при ее нагружении растягивающей технологической силой  $P = 60$  кН. При высоте волны  $h = 1,5$  м в опасном сечении моноопоры статические напряжения составляют около 400 МПа. Первая собственная частота  $p$  рассматриваемого моноопорного основания составляет 0,52 рад/с. Поэтому при работе в условиях высоты волн от 0,25 до 1,5 м, когда частота  $\omega$  волновой нагрузки располагается соответственно в диапазоне от 3,5 до 1,4 рад/с, резонансные режимы не возникают. Более того, поскольку максимальное значение отношения  $\omega/p > 1,4$ , то согласно сделанным в разделе 4.5 выводам волновую нагрузку можно считать квазистатической и динамические эффекты, возникающие при колебаниях моноопоры, не рассматривать.

Стремление улучшить напряженное состояние моноопоры за счет увеличения ее диаметра с 0,219 до 0,299 м приведет к следующему. Максимальное статическое напряжение действительно существенно уменьшится и при высоте волны 1,5 м составит около 56 МПа. Первая собственная частота моноопоры возрастет до значения 1,6 рад/с.

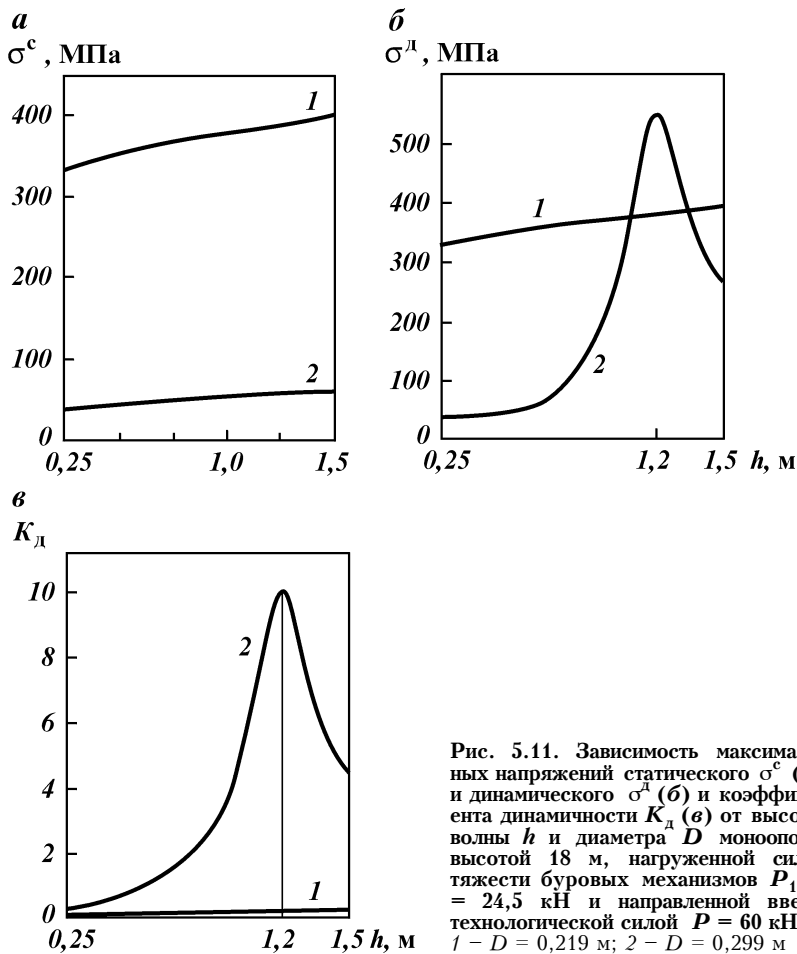
Частоту 1,6 рад/с имеет волновая нагрузка при высоте волны 1,2 м. Поэтому при эксплуатации моноопоры диаметром 0,299 м возможно возникновение резонансных эффектов. Исследуем напряженное состояние моноопоры диаметром 0,299 м в условиях резонанса.

Максимальное статическое напряжение в этой моноопоре при высоте морской волны 1,2 м не превышает 53 МПа. Приблизительно, считая справедливым выражение (4.95) и для случая моноопоры, нагруженной растягивающей технологической силой, получим, что значения динамического напряжения в



этих условиях составляют порядка 550 МПа (коэффициент динамичности равен 10,03). Таким образом, более чем на треть увеличив диаметр труб моноопоры (с 0,219 м до 0,299 м) и, следовательно, увеличив затраты на ее изготовление, нам не удалось бы повысить ее прочность. Зависимости статического и динамического напряжения и коэффициента динамичности от высоты морской волны для моноопор диаметром 0,219 и 0,299 м представлены на рис. 5.11.

Вместе с тем, если использовать моноопору диаметром 0,245 м, то максимальное статическое напряжение в ней для



рассматриваемых условий нагружения при высоте волн 1,5 м составит около 130 МПа. Собственная частота колебаний этой моноопоры равна 0,94 рад/с. В диапазоне волн от 0,25 до 1,5 м для нее выполняется условие  $\omega/p > 1,4$ . Поэтому динамический характер волновой нагрузки при расчете моноопоры диаметром 0,245 м можно не учитывать и при анализе ее напряженного состояния допустимо ограничиться результатами статического решения. В результате увеличения диаметра моноопоры с 0,219 м до 0,245 м (менее чем на 12 %) ее прочность возрастает более, чем в 3 раза.

Эффективность использования моноопор различного диаметра из труб промышленного сортамента для условий  $L = 18$  м,  $P_1 = 24,5$  кН,  $P = 60$  кН и направлена вверх,  $h = 0,25+1,5$  м проиллюстрирована диаграммой (рис. 5.12). Хорошо видно, что для исследованных условий при расчете моноопор из труб диаметром более 0,245 м необходимо учитывать динамический характер волнового давления. При волнении до 3 баллов для моноопор диаметром 0,299 м и более первая собственная частота колебаний при определенных высотах волн может совпасть с частотой волновой нагрузки. Для этих моноопор существуют резонансные режимы эксплуатации.

$\sigma$ , МПа

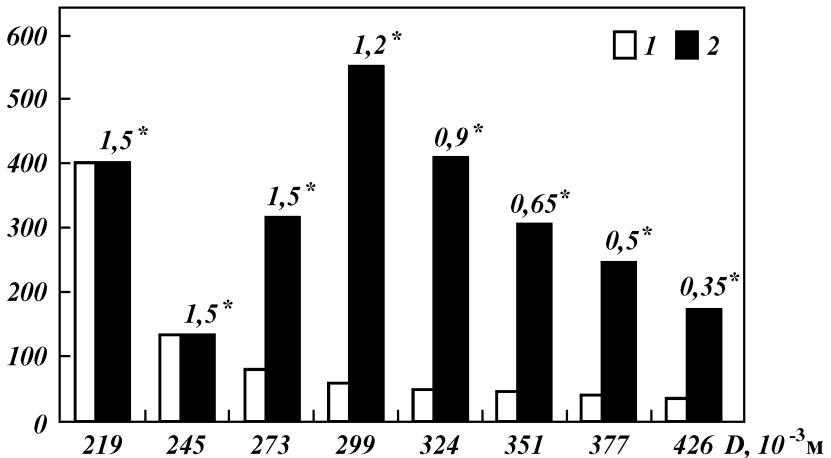


Рис. 5.12 Диаграмма максимальных напряжений  $\sigma$  в моноопорах разных диаметров высотой 18 м, нагруженных силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН и направленной вверх технологической силой  $P = 60$  кН: 1 – статические  $\sigma^c$ ; 2 – динамические  $\sigma^d$ ; цифры со звездочкой – высота морской волны, при которой возникают максимальные значения  $\sigma$

С ростом диаметра моноопоры частота  $p$  ее собственных колебаний практически линейно возрастает. Ощутимо возрастает частота  $p$  и с увеличением толщины  $\delta$  стенки труб моноопоры в случае присутствия на верхнем конце нагрузки (рис. 5.13, *a* и *б*). В период отстоя, когда буровые механизмы на моноопоре не установлены и, следовательно, отсутствуют технологические силы, увеличение частоты  $p$  с ростом толщины стенки

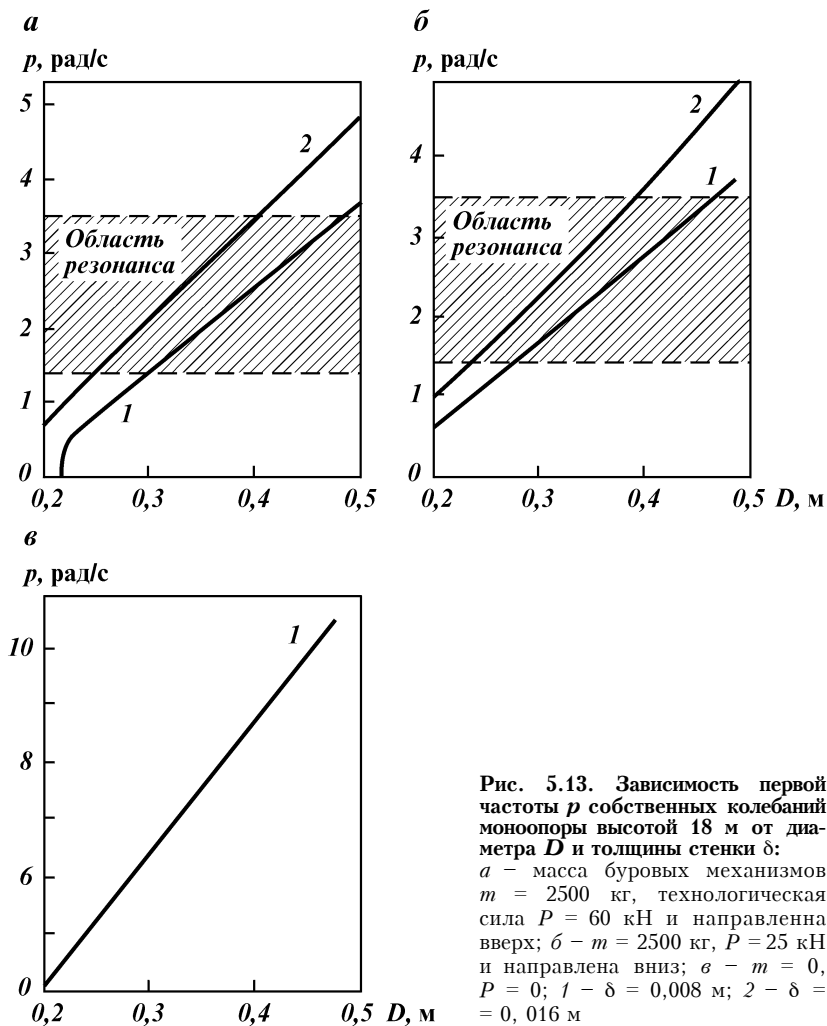


Рис. 5.13. Зависимость первой частоты  $p$  собственных колебаний моноопоры высотой 18 м от диаметра  $D$  и толщины стенки  $\delta$ :  
*a* – масса буровых механизмов  $m = 2500$  кг, технологическая сила  $P = 60$  кН и направлена вверх; *б* –  $m = 2500$  кг,  $P = 25$  кН и направлена вниз; *в* –  $m = 0$ ,  $P = 0$ ; 1 –  $\delta = 0,008$  м; 2 –  $\delta = 0,016$  м

пренебрежимо мало, поэтому на рис. 5.13, *в* приведена зависимость только для  $\delta = 0,008$  м.

Графики на рис. 5.10 и рис. 5.13 убеждают, что вывод о малом влиянии величины и направления технологической силы на частоту собственных колебаний моноопоры и значительном влиянии на нее сил тяжести буровых механизмов справедлив для моноопор любого диаметра. Поэтому для моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования, диапазон глубин акваторий, на которых в период осуществления технологических операций возможно возникновение резонансных режимов, приближенно можно определять, сравнивая частоту волновой нагрузки с частотой колебаний моноопоры, нагруженной только силами собственной тяжести и тяжести установленных на ней буровых механизмов.

Таким образом, при проектировании и оптимизации параметров моноопорного основания по прочности необходимо уделять внимание не только ее статическому напряженному состоянию, но производить проверку рассматриваемых вариантов ее конструкции на возможность возникновения в процессе выполнения технологических операций резонансных режимов.

При расчетах моноопор обычно ограничиваются высотами морских волн, при которых предполагается их эксплуатация: в период бурения  $h = 0,25 \div 1,5$  м; в период отстоя  $h = 0,25 \div 3,0$  м. В диапазоне высот волн от 0,25 до 3 м частота волновой нагрузки  $\omega$  изменяется от 3,5 до 1 рад/с соответственно.

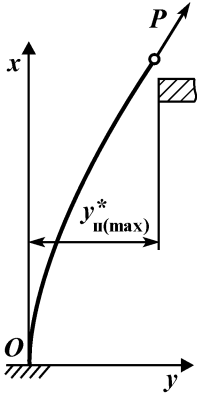
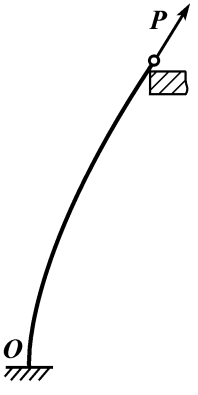
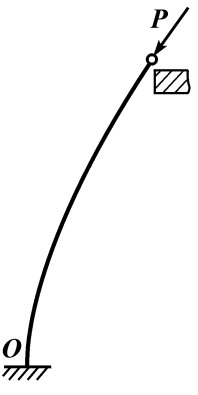
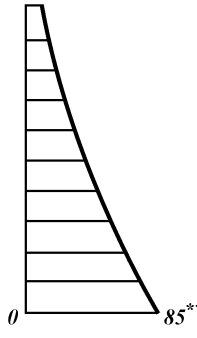
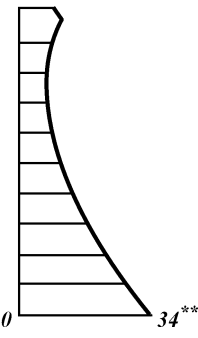
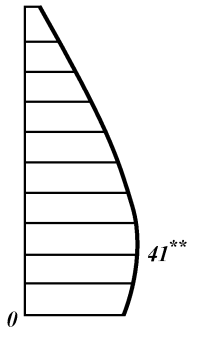
Оптимальными с точки зрения исключения резонансных режимов являются конструкции моноопор, для которых  $\omega / p > 1,4$  (см. рис. 4.4). Таким условиям удовлетворяют те конструкции моноопор, первая собственная частота которых при бурении (нагружении) менее 1 рад/с, а при отстое менее 0,7 рад/с.

#### **5.4. СТАТИЧЕСКОЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ МОНООПОРЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ В ПРОЕМЕ ПЛАВОСНОВАНИЯ**

Моноопора, эксплуатируемая в проеме плавоснования, в отличие от эксплуатируемой вне плавоснования, может принимать множество существенно отличающихся друг от друга равновесных форм. Возможность возникновения той или иной равновесной формы моноопоры зависит от сочетания различных факторов и в первую очередь от гибкости моноопоры (сочетания ее высоты и геометрии сечения), величины и направления технологической силы.

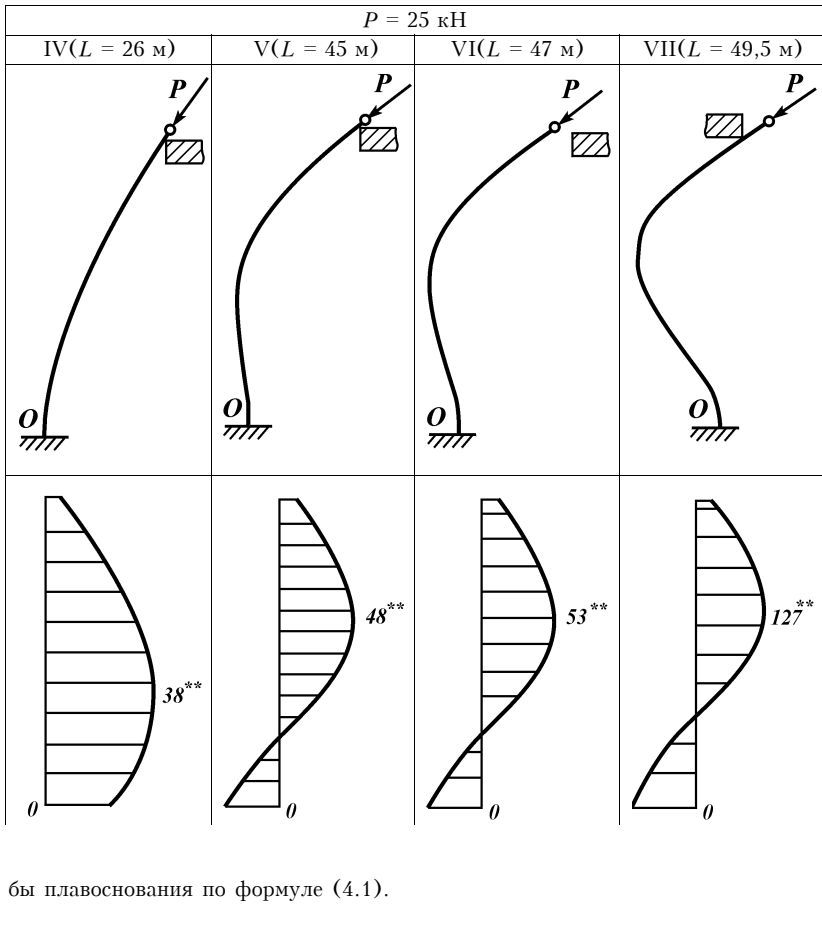
Таблица 5.1

Характер напряженно-деформированного состояния моноопоры диаметром и направления технологической силы  $P$  при высоте морской волны 1,5 м

Характеристика	$P = 60 \text{ кН}$		
	I ( $L = 17 \text{ м}$ )	II ( $L = 34 \text{ м}$ )	III ( $L = 22 \text{ м}$ )
Форма изогнутой оси			
Эпюра изгибающего момента			
<p>* Координата допускаемого положения сечения моноопоры на уровне палу-  ** Максимальные значения изгибающего момента в кН·м.</p>			

В качестве иллюстрации этого обстоятельства в табл. 5.1 изображены изогнутая ось и эпюра изгибающего момента в моноопоре диаметром 0,219 м в зависимости от ее расчетной высоты, величины и направления технологической силы при высоте морской волны 1,5 м. Изогнутые оси и эпюры в таблице построены с учетом действия сил тяжести моноопоры и буровых механизмов.

0,219 м в зависимости от ее расчетной высоты  $L$ , величины



Здесь и далее в разделе 5 результаты расчетов, графические зависимости и данные в таблицах представлены для следующих условий: ширина проема плавоснования  $D_{\text{п}} = 1 \text{ м}$ ; толщина стенки направляющей трубы  $\delta_{\text{п}} = 0,01 \text{ м}$ ; максимально возможный дрейф плавоснования  $\Delta_{\text{max}} = 1 \text{ м}$ ; масса платформы с буровыми механизмами 2500 кг. Волновая нагрузка на моноопору рассчитывается исходя из предположения, что плавоснования

нование не защищает ее от волнового давления, т. е. волновая нагрузка принимается такой же, как и при отсутствии плавоснования.

**Влияние внешней нагрузки и глубины акватории.** Моноопора при эксплуатации на глубинах моря, относящихся к областям слева от точек  $A_0$  на кривых 1 и 2 (рис. 5.14), имеет форму изогнутой оси, соответствующую формам I и III, приведенным в табл. 5.1. Контакт моноопоры со стенками проема плавоснования при этом отсутствует, поэтому ее напряженно-деформированное состояние идентично случаю эксплуатации вне плавоснования.

Глубинам акваторий, при которых моноопора вступает в контакт с дальней по направлению движения волн стенкой проема плавоснования, соответствуют точки  $A_0$  на кривых 1 и 2 рис. 5.14. При эксплуатации вне плавоснования рационально спроектированной моноопоры ее худшее напряженно-деформированное состояние возникает при растягивающей технологической нагрузке (см. рис. 5.1). Поэтому при технологической силе, равной 60 кН и направленной вверх, контакт моноопоры с плавоснованием достигается на меньших глубинах, чем при технологической силе, равной 25 кН и направленной вниз.

При выполнении операций, связанных с использованием растягивающей моноопору технологической силы, переход от бесконтактного состояния моноопоры к контакту со стенкой проема плавоснования приводит к существенному улучшению ее напряженного состояния (кривая 1, справа от точки  $A_0$ ). При этом, с ростом глубины акватории в представляющем большой практический интерес диапазоне глубин 10–50 м такое улучшение носит монотонный характер.

При выполнении операций, приводящих к появлению сжимающей моноопору технологической силы, напряженное состояние моноопоры, находящейся в контакте со стенками проема плавоснования, не однозначно зависит от глубины акватории. Обусловлено это тем, что, форма изогнутой оси моноопоры здесь является функцией ее расчетной высоты, т.е. ее гибкости.

Изменение гибкости моноопоры, соответствующее изменению ее высоты в диапазоне между точками  $A_0$  и  $A$ , при сжатии технологической силой приводит не только к количественным, но и к качественным изменениям формы изогнутой оси. Сначала она соответствует форме IV из табл. 5.1 и имеет кривизну одного знака. Затем постепенно принимает вид, соответствующий форме V в этой же таблице, и знак кривизны перестает быть постоянным. Следом за изменением формы изогнутой оси изменя-

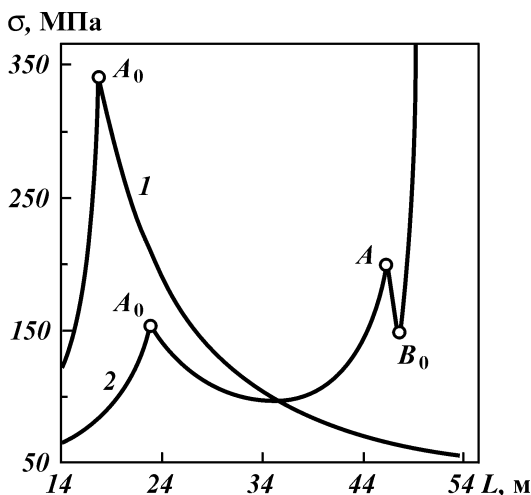


Рис. 5.14. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре диаметром 0,219 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от высоты моноопоры  $L$ , величины и направления технологической силы  $P$ :

1 –  $P = 60$  кН и направлена вверх; 2 –  $P = 25$  кН и направлена вниз;  $A_0$ ,  $B_0$  – вступление моноопоры в контакт с плавоснованием;  $A$  – отход моноопоры от плавоснования

ется и напряженное состояние моноопоры. Поэтому на участке глубин между точками  $A_0$  и  $A$  зависимость максимального напряжения в моноопоре от глубины не имеет монотонного характера.

На глубине, соответствующей точке  $A$ , гибкость моноопоры становится настолько большой, что она перестает касаться дальней по направлению движения волн стенки проема плавоснования (см. форму VI изогнутой оси в табл. 5.1). За этой точкой с ростом высоты моноопоры сначала, до точки  $B_0$ , происходит некоторое падение максимальных напряжений в ней. Затем, после точки  $B_0$ , наблюдается интенсивный рост напряжений, быстро приводящий к разрушению моноопоры. Причина изменения характера зависимости максимальных напряжений от расчетной высоты моноопоры (глубины акватории) в этой области – вступление моноопоры, в контакт (точка  $B_0$ ) с ближней по направлению движения волн стенкой проема плавоснования (см. форму VII изогнутой оси в табл. 5.1).

Анализируя графические зависимости на рис. 5.14, можно сделать вывод, что с увеличением высоты моноопоры (глубины акватории) худшими условиями ее работы становятся те, когда



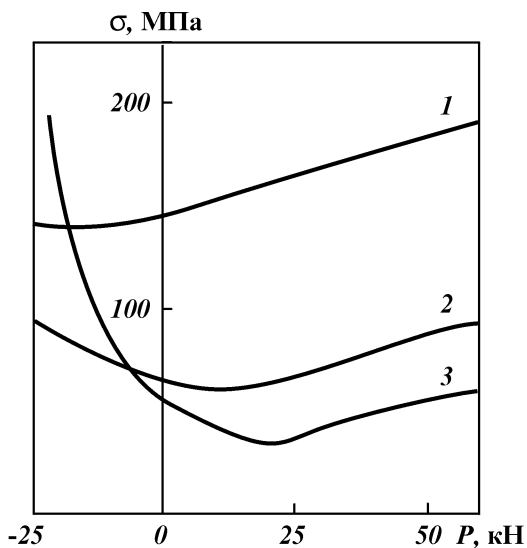


Рис. 5.15. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре диаметром 0,219 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от величины и направления технологической силы  $P$  и высоты моноопоры  $L$ :  
 1 –  $L = 24$  м; 2 –  $L = 36$  м; 3 –  $L = 48$  м

она подвергается воздействию сжимающей технологической силы. В качестве дополнительной наглядной иллюстрации этого на рис. 5.15 представлены зависимости максимального статического напряжения в моноопоре трех различных высот диаметром 0,219 м при высоте волн 1,5 м от величины и направления технологической силы  $P$  (слева от оси ординат силы  $P$  сжимающие, справа – растягивающие). Худшему нагруженному состоянию моноопоры соответствует и больший угол поворота  $\theta_L$  ее верхнего сечения (рис. 5.16).

В отличие от случая эксплуатации моноопоры вне плавоснования высота морской волны не оказывает значительного влияния на напряженное состояние моноопоры, контактирующей со стенками проема плавоснования. Это видно по изображенным на рис. 5.17 зависимостям максимального напряжения от высоты морской волны  $h$  для моноопоры диаметром 0,219 м. Сравнив эти зависимости с зависимостями на рис. 5.14, можно установить, что ухудшение напряженного состояния с ростом высоты морской волны характерно только при эксплуатации моноопоры той высоты, при которой она не касается стенок проема плавоснования.

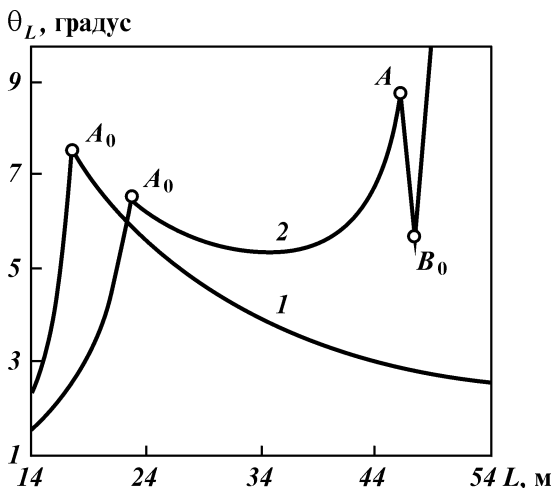
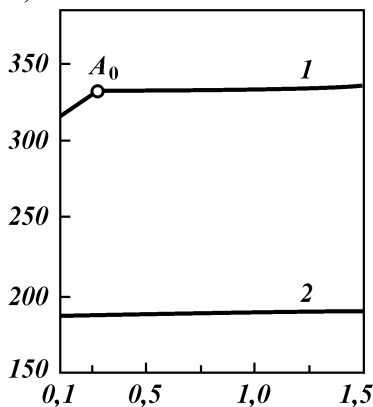


Рис. 5.16. Зависимость угла поворота  $\theta_L$  верхнего сечения моноопоры диаметром 0,219 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от ее расчетной высоты  $L$ , величины и направления технологической силы  $P$ : 1 -  $P = 60$  кН и направлена вверх; 2 -  $P = 25$  кН и направлена вниз;  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $A$  - см. подрисуночную подпись к рис. 5.14

*a*

$\sigma$ , МПа



*б*

$\sigma$ , МПа

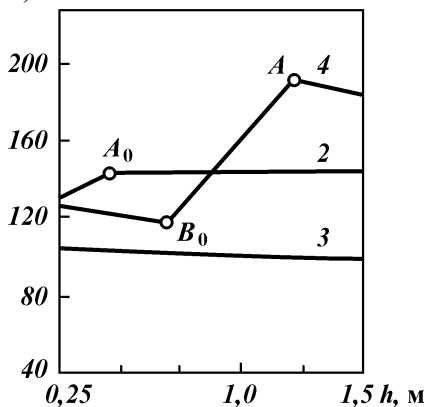


Рис. 5.17. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре диаметром 0,219 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН, от высоты морской волны  $h$ , высоты моноопоры  $L$ , величины и направления технологической силы  $P$ : *a* -  $P = 60$  кН и направлена вверх; *б* -  $P = 25$  кН и направлена вниз; 1 -  $L = 18$  м; 2 -  $L = 24$  м; 3 -  $L = 35$  м; 4 -  $L = 46$  м;  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $A$  - см. подрисуночную подпись к рис. 5.14

При высотах волн, меньших, чем соответствующие точкам  $A_0$  графиков 1 на рис. 5.17, а и 2 на рис. 5.17, б, волновая нагрузка оказывается не достаточной для того, чтобы совместно с другими нагрузками заставить моноопору вступить в контакт со сдрейфовавшим плавоснованием. Поэтому зависимости на этих графиках слева от точек  $A_0$  идентичны зависимостям в случае эксплуатации моноопоры вне плавоснования.

При высотах волн, меньших, чем соответствующие точке  $A$ , но больших, чем соответствующие точке  $B_0$  (см. рис. 5.17, б, кривая 4), волновая нагрузка также не достаточна для того, чтобы совместно с другими нагрузками заставить моноопору вступить в контакт со сдрейфовавшим плавоснованием. Однако в этом случае изгиб оси моноопоры из-за большой гибкости соответствует уже форме VI в табл. 5.1. При высотах волн, меньших соответствующих точке  $B_0$  (см. рис. 5.17, б, кривая 4) моноопора находится в контакте с ближней по направлению движения волн (левой) стенкой проема (см. форму VII в табл. 5.1).

В целом из анализа зависимостей, представленных на рис. 5.14–5.17, можно сделать вывод, что работа в проеме плавоснования позволяет существенно расширить возможности бурения с моноопорных оснований и осуществить выход на значительно более глубоководные акватории, чем при работе по схеме вне плавоснования. При рациональном проектировании моноопорных оснований, позволяющем максимально использовать их прочностной ресурс, наилучшее статическое напряженно-деформированное состояние возникает, когда в составе внешней нагрузки присутствует сжимающая технологическая сила.

**Влияние геометрии сечения моноопоры.** На характер зависимости напряженного состояния моноопоры от ее диаметра при эксплуатации в проеме плавоснования существенное влияние оказывают ее высота, величина и направление технологической силы. При технологической силе, направленной вверх, эта зависимость имеет линейный характер, если моноопора касается стенок проема, и гиперболический – если она не достигает их (рис. 5.18). В последнем случае (участки кривых 1 и 2 справа от точек  $A_0$ ) зависимость максимальных напряжений в моноопоре от диаметра идентична зависимости в случае ее эксплуатации вне плавоснования.

Из анализа графиков на рис. 5.18 видно, что зависимости напряженного состояния моноопоры, нагруженной растягивающей технологической силой, при отсутствии контакта с плавоснованием и при наличии такого контакта прямо противоположны. В первом случае с увеличением диаметра напряженное

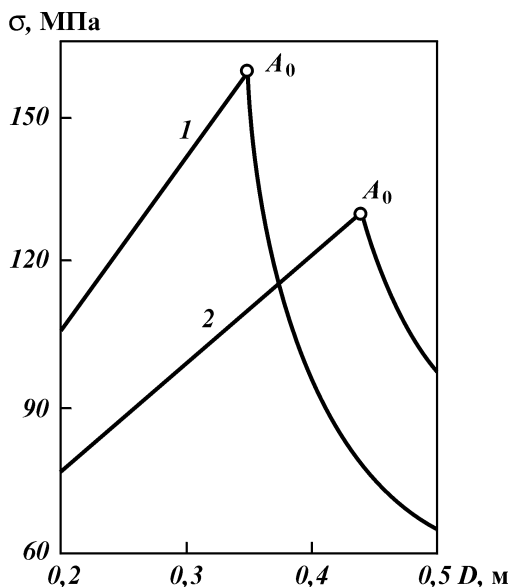


Рис. 5.18. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН и направленной вверх технологической силой  $P = 60$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от диаметра  $D$  и высоты  $L$  моноопоры:

1 -  $L = 32$  м; 2 -  $L = 39$  м;  $A_0$  - см. подрисовочную подпись к рис. 5.14

состояние улучшается, во втором – ухудшается. При проектировании моноопорных оснований на работу в проеме плавоснования эту особенность следует учитывать.

Зависимость напряжения в моноопоре от ее диаметра при технологической силе, направленной вниз, представлена на рис. 5.19. При сжимающей технологической силе  $P = 25$  кН и высоте волн 1,5 м в моноопоре высотой 54 м диаметром меньше 0,23 м возникают недопустимые по условию прочности напряжения (участок кривой 2 слева от точки  $B_0$ ). Изогнутая ось таких моноопор соответствует форме VII в табл. 5.1.

Моноопоры с диаметрами, соответствующими значениям между точками  $B_0$  и  $A$  на кривой 2, при эксплуатации в рассматриваемых условиях не имеют контакта с плавоснованием. Форма их изогнутой оси аналогична форме VI в табл. 5.1. На практике такое промежуточное состояние не является устойчивым. Поэтому использовать моноопоры диаметрами меньше, чем соответствующие точке  $A$ , на глубине акватории 50 м и более также не рекомендуется.

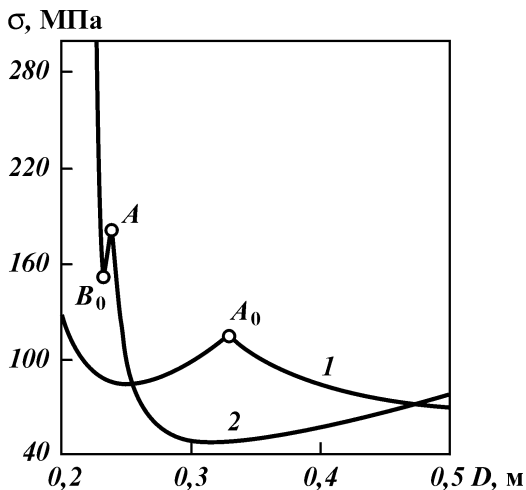


Рис. 5.19. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН и направленной вниз технологической силой  $P = 25$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от диаметра  $D$  и высоты  $L$  моноопоры:

1 -  $L = 34$  м; 2 -  $L = 54$  м;  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $A$  - см. подрисуночную подпись к рис. 5.14

Моноопоры с диаметрами большими, чем соответствующие точке  $A$  (см. рис. 5.19), сохраняют контакт с плавоснованием и могут иметь формы изогнутой оси, аналогичные формам V и IV в табл. 5.1. Согласно участку кривой 2, расположенному справа от точки  $A$ , в зависимости от реализации той или иной из этих форм напряженное состояние с увеличением диаметра моноопоры может соответственно резко улучшаться и затем несколько ухудшаться.

Моноопоры высотой 34 м и диаметром свыше приблизительно 0,33 м при сжимающей технологической силе до 25 кН в процессе эксплуатации не достигают стенок проема плавоснования. Поэтому участок кривой 1 справа от точки  $A_0$  (см. рис. 5.19) будет идентичен зависимости максимального напряжения в моноопоре от ее диаметра для случая эксплуатации ее вне плавоснования. Гибкость моноопор с диаметрами меньшими, соответствующего точке  $A_0$ , такова, что под действием внешней нагрузки они уже касаются стенок проема плавоснования.

На кривых 1 и 2 справа от точки  $A$  и слева от точки  $A_0$  существуют экстремумы. Следовательно, если под действием сжимающей технологической силы моноопора находится в кон-

также с плавоснованием, то существует оптимальный диаметр, при выборе которого в ней будет достигнуто наилучшее напряженное состояние.

Так как в процессе бурения скважины моноопора подвергается воздействию сжимающих и растягивающих технологических сил, окончательное решение по выбору ее диаметра при проектировании должно приниматься на основе комплексного анализа зависимостей на рис. 5.18 и 5.19.

Зависимость максимального напряжения в моноопоре от толщины стенки ее труб имеет более простой характер, чем от их диаметра. Для случая растягивающей технологической силы (рис. 5.20, *a*) практически можно говорить о независимости напряженного состояния моноопоры, находящейся в контакте со стенками проема, от толщины ее стенки.

При действии сжимающей технологической силы (рис. 5.20, *б*) с ростом толщины стенки труб в моноопоре, находящейся в контакте с дальней по направлению движения волн (правой) стенкой проема, напряжения падают (см. участки кривых 1 и 4 справа от точки *A* и слева от точки *A*<sub>0</sub> соответственно, а также кривую 3). Интенсивность их падения тем больше, чем больше

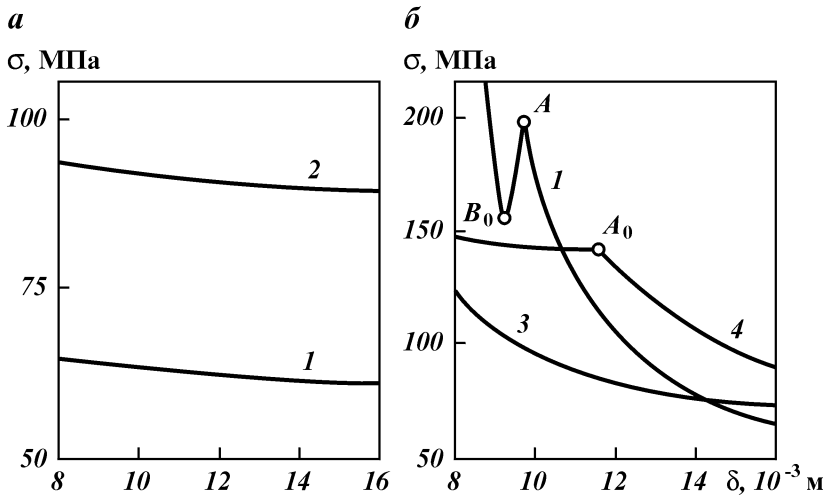


Рис. 5.20. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре диаметром 0,219 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от толщины стенки моноопоры  $\delta$ , ее высоты  $L$ , величины и направления технологической силы  $P$ :

*a* -  $P = 60$  кН и направлена вверх; *б* -  $P = 25$  кН и направлена вниз; 1 -  $L = 46$  м; 2 -  $L = 36$  м; 3 -  $L = 35$  м; 4 -  $L = 24$  м;  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $A$  - см. подписанную подпись к рис. 5.14

гибкость (высота) моноопоры, т.е. чем более явно форма ее изогнутой оси соответствует форме V в табл. 5.1.

Участки справа от точки  $A_0$  на кривой 4 и между точками A и  $B_0$  на кривой 1 описывают зависимость напряжения от толщины стенки труб моноопоры при отсутствии контакта ее со стенками плавоснования. Моноопоры с относительно большой толщиной стенок, установленные на малых глубинах акваторий (см. рис. 5.20, б, кривая 4), могут не достигать контакта с правой стенкой проема плавоснования. Моноопоры, установленные на относительно больших глубинах акваторий (кривая 1), при большой гибкости, соответствующей малой толщине стенок, могут под действием сжимающей технологической силы отходить от этой стенки проема, принимая форму, аналогичную форме VI в табл. 5.1.

Моноопора расчетной высотой 46 м (кривая 1) с толщиной стенки труб менее 0,009 м касается левой стенки проема плавоснования. Форма ее изогнутой оси при этом становится аналогичной форме VII в табл. 5.1. Уменьшение толщины стенок моноопор от точки  $B_0$  на кривой 1 рис. 5.20, б влечет за собой стремительное ухудшение их напряженного состояния.

Из анализа зависимостей, представленных на рис 5.20, следует вывод, что при бурении на больших глубинах акваторий увеличение толщины стенки моноопоры, работающей в контакте со стенками проема плавоснования, может рассматриваться в качестве действенного инструмента для улучшения ее напряженного состояния.

**Влияние установочного угла и эксцентриситета расположения буровых механизмов.** Если моноопора вступила в контакт с правой стенкой проема, то независимо от ее высоты, величины и направления технологической силы в инженерных расчетах можно приближенно считать, что незначительные погрешности ее вертикальной установки существенного влияния на напряженное состояние не оказывают (рис. 5.21).

Значения максимальных напряжений зависят от величины установочного угла  $\varphi$  в тех случаях, когда дополнительные изгибающие моменты, возникающие при наклонной установке моноопоры, не достаточны для достижения ею контакта с плавоснованием (см. рис. 5.21, б). Во-первых, такая ситуация характерна для моноопор с очень малой гибкостью (малой расчетной высотой), когда при малых установочных углах она не достигает правой стенки плавоснования, что иллюстрирует участок кривой 3 слева от точки  $A_0$ , во-вторых, — для моноопор с большой гибкостью, когда при малых установочных углах она под действием сжимающей технологической силы отходит от правой

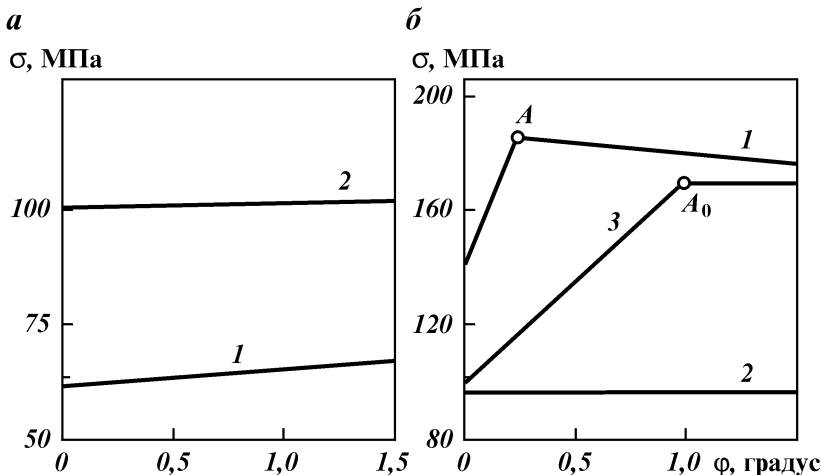


Рис. 5.21. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре диаметром 0,219 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от установочного угла наклона  $\varphi$  моноопоры, ее высоты  $L$ , величины и направления технологической силы  $P$ :  
 а -  $P = 60$  кН и направлена вверх; б -  $P = 25$  кН и направлена вниз; 1 -  $L = 46$  м; 2 -  $L = 34$  м; 3 -  $L = 22$  м;  $A_0, A$  - см. подрисуючную подпись к рис. 5.14

стенки проема. Этот случай иллюстрирует участок на кривой 1 слева от точки А. Форма изогнутой оси моноопоры в первом случае аналогична форме III, во втором - форме VI в табл. 5.1.

Максимальные напряжения в моноопоре, нагруженной растягивающей технологической силой (рис. 5.22, а) и касающейся стенок проема плавоснования, практически не зависят и от эксцентриситета  $e$  положения центра масс буровых механизмов на платформе (участок кривой 1 справа от точки  $A_0$  и кривые 2 и 3). Вместе с тем, если контакта с плавоснованием не произошло, что соответствует случаю эксплуатации моноопоры по схеме III, то с увеличением значения  $e$  наблюдается интенсивный рост напряжений (участок кривой 1 слева от точки  $A_0$ ).

Максимальные напряжения в моноопоре, нагруженной сжимающей технологической силой (рис. 5.22, б) и касающейся стенок проема плавоснования, с увеличением эксцентриситета положения центра масс буровых механизмов на платформе могут как практически не изменяться (участок кривой 2 справа от точки  $A_0$ ), так и изменяться весьма существенно (участок кривой 5 слева от точки А). Причина подобной неоднозначнос-



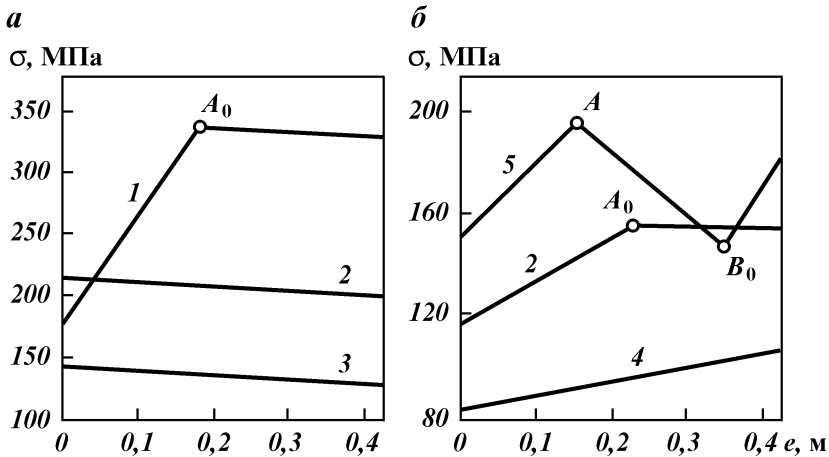


Рис. 5.22. Зависимость напряжения  $\sigma$  в моноопоре диаметром 0,219 м, нагруженной силой тяжести буровых механизмов  $P_1 = 24,5$  кН при высоте морской волны  $h = 1,5$  м, от эксцентриситета  $e$  положения центра масс механизмов на моноопоре, величины и направления технологической силы  $P$  и высоты моноопоры  $L$ :

*а* -  $P = 60$  кН и направлена вверх; *б* -  $P = 25$  кН и направлена вниз; 1 -  $L = 18$  м; 2 -  $L = 23$  м; 3 -  $L = 29$  м; 4 -  $L = 35$  м; 5 -  $L = 47$  м;  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $A$  - см. подрисуночную подпись к рис. 5.14

ти - различие в форме изогнутой оси моноопоры при ее малой и большой гибкости.

Моноопора малой гибкости (высоты) при малых значениях эксцентриситета, приводящих к малым дополнительным изгибающим моментам от силы тяжести буровых механизмов, может не достигнуть стенок проема плавоснования. В этих условиях напряжения в моноопоре линейно растут с увеличением эксцентриситета (см., например, кривую 2 слева от точки  $A_0$ ). При величине  $e$ , соответствующей точке  $A_0$ , моноопора вступает в контакт с плавоснованием. Дальнейшее увеличение эксцентриситета в исследуемом диапазоне к росту напряжений в моноопоре малой гибкости не приводит. Форма изогнутой оси моноопоры малой гибкости до и после достижения контакта с плавоснованием соответствует формам III и IV в табл. 5.1.

Моноопора большой гибкости (высоты) при малых значениях эксцентриситета, приводящих к малым дополнительным изгибающим моментам от силы тяжести буровых механизмов, касается стенок проема плавоснования. В этих условиях с увеличением эксцентриситета напряжения в моноопоре растут линейно и по сравнению с моноопорой малой гибкости, более интенсивно (см., например, участок кривой 5 слева от точки

А). При величине  $e$ , соответствующей точке А, моноопора под действием нагрузок, включающих сжимающую технологическую силу, отходит от стенки проема плавоснования. Дальнейший рост эксцентриситета до величины, соответствующей точке  $B_0$ , приводит к падению напряжений в моноопоре. Форма изогнутой оси моноопоры большой гибкости до и после отхода от стенки проема плавоснования соответствует формам V и VI в табл. 5.1.

С увеличением эксцентриситета расположения центра масс механизмов от величины, соответствующей точке  $B_0$ , максимальные напряжения в моноопоре высотой 47 м начинают резко расти (см. кривую 5). При таких значениях  $e$  моноопора уже находится в контакте с левой стенкой плавоснования и форма ее изогнутой оси аналогична форме VII в табл. 5.1. Таким образом, зависимость напряженного состояния моноопоры большой гибкости от эксцентриситета может иметь кусочно-линейный характер.

Кривая 4 на рис. 5.22, б иллюстрирует зависимость максимальных напряжений от эксцентриситета для моноопоры средней гибкости. В этом случае напряженное состояние моноопоры с увеличением эксцентриситета монотонно линейно возрастает.

Проанализировав зависимости на рис. 5.22, можно сделать следующий вывод. Если в процессе эксплуатации моноопоры в проеме плавоснования обеспечивается их контакт, то максимальные напряжения в ней в целом менее чувствительны к возможным погрешностям вертикальной установки и наличию эксцентриситета расположения центра масс буровых механизмов на платформе. Вместе с тем на больших глубинах акваторий (при большой гибкости моноопор) при действии направленных вниз технологических сил эксцентричное расположение компоновки буровых механизмов существенно ухудшает напряженное состояние моноопор. Поэтому при проектировании моноопоры такие варианты размещения на ней буровых механизмов допускать не следует.

## **5.5. ПЕРВАЯ СОБСТВЕННАЯ ЧАСТОТА КОЛЕБАНИЙ МОНООПОРЫ, ЭКСПЛУАТИРУЕМОЙ В ПРОЕМЕ ПЛАВОСНОВАНИЯ**

Из теории колебаний механических систем известно, что с увеличением числа внешних связей, наложенных на конструкцию, частота ее собственных колебаний повышается. Поэтому

первая собственная частота колебаний моноопоры при эксплуатации ее в проеме плавоснования (схема I) существенно выше, чем при эксплуатации ее вне плавоснования (схема III). Убедиться в этом можно, сравнив зависимости первой собственной частоты  $p$  колебаний моноопоры от ее расчетной высоты  $L$ , величины и направления технологической силы  $P$ , приведенные на рис. 5.10 для эксплуатационной схемы III и на рис. 5.23 для эксплуатационной схемы I.

Изменение частоты  $p$  собственных колебаний моноопоры с ростом ее высоты имеет гиперболический характер как при эксплуатации моноопоры вне проема плавоснования, так и внутри него. Однако характер влияния технологической силы  $P$  на частоту колебаний моноопоры от схемы ее эксплуатации зависит существенно.

Частота собственных колебаний моноопоры, находящейся вне плавоснования, уменьшается при приложении к ней растя-

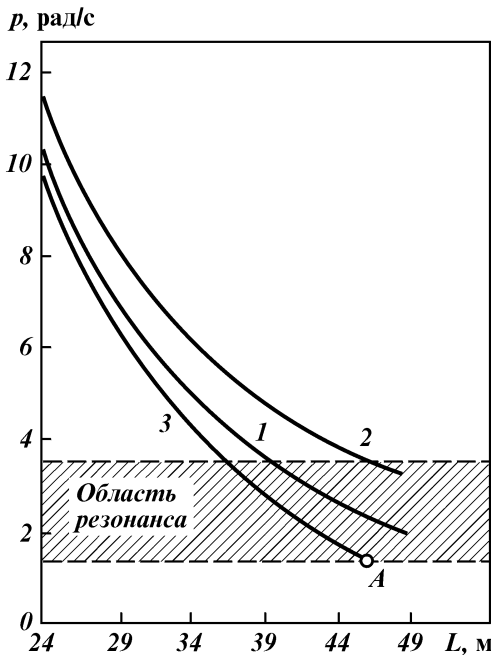


Рис. 5.23. Зависимость первой частоты  $p$  собственных колебаний моноопоры диаметром  $D = 0,219$  м от ее расчетной высоты  $L$  и условий нагружения верхнего конца:

1 — масса буровых механизмов  $m = 2500$  кг, технологическая сила  $P = 0$ ; 2 —  $m = 2500$  кг,  $P = 60$  кН и направлена вверх; 3 —  $m = 2500$  кг,  $P = 25$  кН и направлена вниз; A — см. подрисуючную подпись к рис. 5.14

гивающей технологической силы и увеличивается при приложении к ней сжимающей технологической силы (см. рис. 5.10, б, кривые 3 и 4 соответственно). Влияние направления технологической силы на частоту  $p$  собственных колебаний моноопоры, эксплуатируемой внутри проема плавоснования, противоположно: при воздействии растягивающей силы частота  $p$  колебаний моноопоры увеличивается, сжимающей — уменьшается (см. рис. 5.23).

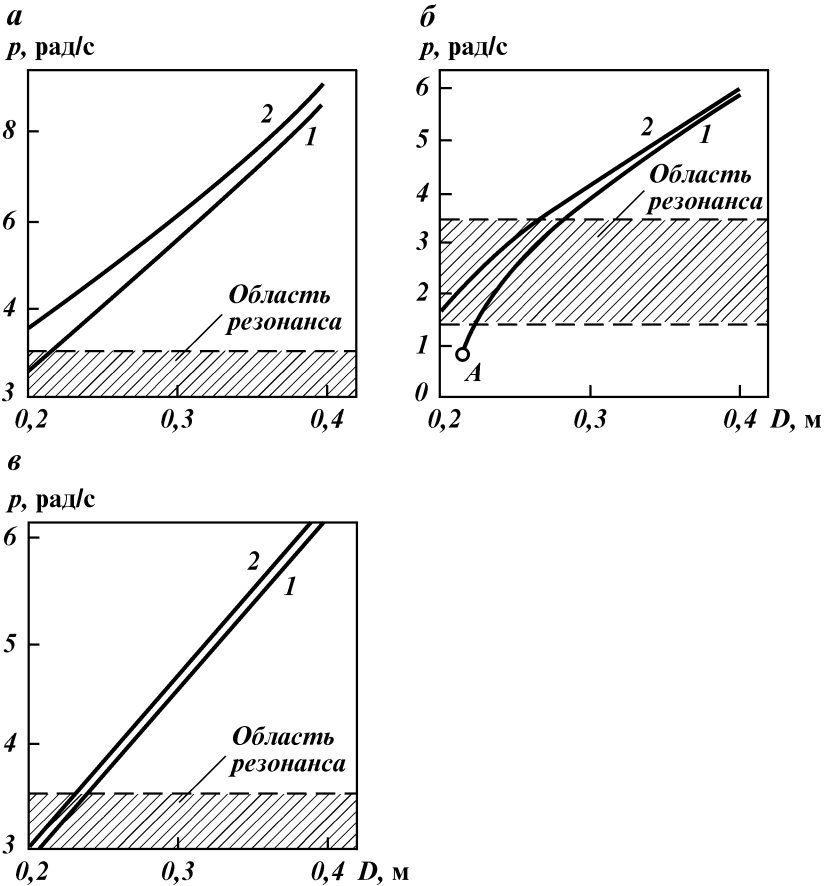


Рис. 5.24. Зависимость первой частоты  $p$  собственных колебаний моноопоры высотой 44 м от диаметра  $D$  и толщины стенки  $\delta$  при:

*а* — массе буровых механизмов  $m = 2500$  кг и направленной вверх технологической силе  $P = 60$  кН; *б* —  $m = 2500$  кг и направленной вниз  $P = 25$  кН; *в* —  $m = 0$  и  $P = 0$ ; 1 —  $\delta = 0,008$  м; 2 —  $\delta = 0,016$  м; А — см. подрисуючную подпись к рис. 5.14

Кроме того, при эксплуатации моноопоры в проеме плавоснования величина технологической силы оказывает более существенное влияние на значение частоты  $p$ , чем при эксплуатации моноопоры вне плавоснования. Точка  $A$  на кривой 3 рис. 5.23 соответствует расчетной высоте моноопоры, при которой по результатам статического решения она впервые отходит от правой стенки проема плавоснования.

Увеличение диаметра и толщины стенки труб моноопоры приводит к росту ее момента инерции и частоты собственных колебаний (рис. 5.24).

Анализируя зависимости на рис. 5.23 и 5.24 можно сделать вывод, что в случае эксплуатации моноопоры в проеме плавоснования возможно совпадение первой собственной частоты ее колебаний с частотой волновой нагрузки. Следовательно, возможна реализация резонансных режимов, приводящих к значительному ухудшению напряженного состояния моноопоры. Поэтому для эксплуатационной схемы I, так же как и для схемы III, необходимо выполнять динамический расчет, учитывающий переменный во времени характер волновой нагрузки.

Соответственно и вывод, сделанный в разделе 5.3 по поводу оптимизации конструкции моноопорного основания, которое эксплуатируют вне плавоснования, может быть применим к моноопорам, проектируемым на работу в его проеме: в процессе поиска рациональных по прочности вариантов сечений моноопор необходимо уделять внимание не только статическому напряженному состоянию, но и производить их проверку на возможность возникновения в процессе выполнения технологических операций резонансных режимов.

Основные приемы, позволяющие исключить возможность возникновения резонансных режимов работы моноопоры, когда  $\omega \approx p$ , следующие: изменение схемы эксплуатации (числа и вида внешних связей, наложенных на моноопору); изменение геометрии сечения (диаметра и толщины стенки) моноопоры.

## **5.6. РАСЧЕТ МОНООПОРЫ ПО ДОПУСКАЕМЫМ НАПРЯЖЕНИЯМ И ПРЕДЕЛЬНЫМ СОСТОЯНИЯМ**

В конечном итоге в результате расчетов необходимо получить ответ на вопрос, удовлетворяет или нет моноопорное основание при заданных условиях эксплуатации тем требованиям надежности, которые к нему предъявляются. Без этого анализ напряженного состояния сам по себе не имеет целевого назначения.

Наиболее часто расчеты на прочность выполняют по допускаемым напряжениям  $[\sigma]$ . В расчетах на статическую и динамическую прочность стальных конструкций допускаемое напряжение представляет собой частное от деления предела текучести материала конструкции  $\sigma_T$  на коэффициент запаса  $K_\sigma$ . В расчетах на выносливость величина  $[\sigma]$  устанавливается относительно предела выносливости материала. При необходимости контроля значений линейных или угловых перемещений расчеты выполняют в соответствии с допускаемыми перемещениями.

Расчеты на статическую прочность выполняют для большинства конструкций. При этом рассматриваются худшие экстремальные условия эксплуатации, а внешним силовым факторам присваиваются максимально возможные их значения.

Если внешняя нагрузка переменна во времени и частота ее изменения достаточно близка к частоте собственных колебаний конструкции, то ее напряженно-деформированное состояние значительно ухудшается. Сделать правильное заключение о надежности в этом случае можно только, произведя расчет на динамическую прочность.

Расчет на выносливость (усталостное разрушение) выполняют, если конструкция воспринимает многократно повторяющиеся нагрузки с количеством циклов нагружения 100 тыс. и более [27]. Необходимость таких расчетов при переменных напряжениях обусловлена эффектом понижения прочности из-за прогрессивно развивающихся микротрещин в конструктивно ослабленных зонах и опасных сечениях.

Для моноопоры повторяющейся переменной во времени нагрузкой является волновое давление. Периодический характер волнового давления может стать причиной возникновения в моноопорах колебаний напряжений, амплитуда которых в 10 раз больше значений напряжений, полученных в результате статического расчета (см. раздел 4. 5). Поэтому расчет динамической прочности для моноопор обязателен.

Число циклов  $N_n$  нагружения моноопоры связано с периодом  $T_B$  волновой нагрузки соотношением  $N_n = T_\varepsilon / T_B$ , где  $T_\varepsilon$  – время эксплуатации моноопорного основания. В диапазоне высот волн от 0,25 до 3 м их период составляет от 2 до 7 с (см. табл. 3.2) и с ростом высоты волн увеличивается. Время с момента установки моноопоры до окончания буровых работ обычно не превышает 1–2 световых дней. С учетом темного времени суток можно считать, что нахождение моноопоры на точке акватории ограничено в большинстве случаев 36 часами. За 36 ч при высоте волн 0,25 м волновая нагрузка произведет

около 65 тыс. циклов нагружения моноопоры, а при высоте волн 3 м – около 18,5 тыс. И в том и другом случаях число циклов нагружения меньше, чем то, по достижении которого предусмотрено выполнение расчетов на выносливость.

Однако при многократном повторном использовании труб моноопоры общее число циклов нагружения, воспринятых ими от волновой нагрузки, может превысить порог 100 тыс. (хотя при различной ориентации труб моноопоры относительно движения волн, меняющихся гидрологических условиях и технологической нагрузке простое суммирование циклов нагружения неприемлемо).

При расчетах на усталостное разрушение в качестве напряжения предельного состояния принимается предел выносливости, значение которого будет уменьшено за счет коэффициентов, учитывающих концентрацию напряжений, размеры конструкции, асимметрию цикла нагружения и некоторые другие факторы. Значение предела выносливости для сталей примерно в 2 раза меньше предела текучести. Очевидно, что необоснованное решение о необходимости расчета моноопор на выносливость приведет к значительному снижению допускаемых напряжений. Это сузит область практического применения моноопор или потребует их изготовления из дорогостоящих высокопрочных сталей.

Представляется, что в настоящее время для моноопор следует ограничиваться расчетами только по динамической прочности. Располагая методиками динамического расчета напряженного состояния моноопор, для расчета прочности по допускаемым напряжениям остается решить только вопрос о назначении коэффициента запаса.

Коэффициент запаса прочности  $K_{\sigma}$  учитывает влияние тех факторов, которые оказывают существенное влияние на надежность эксплуатации конструкции. К этим факторам относятся следующие: неоднородность механических свойств материала; наличие местных напряжений; неточности при определении значений и характера действия внешних нагрузок; приближенность методов расчета напряжений; специальные требования по ответственности и безопасности и т.п.

Правильно оценить и учесть при расчетах долю влияния каждого перечисленного фактора в отдельности часто сложно. Поэтому обоснованный выбор коэффициента запаса является очень важной задачей. Занижение его величины способно повлечь разрушение конструкции. Увеличение этого коэффициента сверх необходимого значения ведет к возрастанию массы, габаритов, стоимости изготовления и эксплуатации моноопоры.

Таким образом, требование по надежности вступает в противоречие с требованием по экономичности.

При выборе коэффициентов запаса для проектируемых конструкций целесообразно сравнивать условия их эксплуатации с условиями эксплуатации конструкций, подобных им и удовлетворительно работающих. Руководствуясь этим соображением, при выборе коэффициента запаса для моноопор рекомендуется обратить внимание на большой накопленный опыт эксплуатации на шельфе бурильных колонн.

Анализ специальной литературы по теории и практике работы бурильных и обсадных труб, в том числе эксплуатируемых при бурении нефтегазовых скважин с плавоснований, показывает, что в расчетах на прочность бурильных и обсадных колонн коэффициенты запаса по динамической прочности отдельно не вводят. Динамический характер нагрузок, включая волновое давление, учитывают, увеличивая в 1,2–1,3 раза их максимальные значения, а общий коэффициент запаса прочности устанавливают в диапазоне 1,3–1,5 [22, 31].

Из анализа результатов, полученных в разделе 4 и разделах 5.1–5.5 настоящей главы, следует, что механическое распространение такого подхода к расчетам моноопорных оснований неприемлемо. Коэффициент динамичности по изгибающим моментам для моноопор может быть существенно больше, чем 1,2–1,3.

Определяющее значение для напряженного состояния моноопоры имеют напряжения от продольно-поперечного изгиба, а влиянием напряжений кручения практически можно пренебречь. Поэтому условие прочности для моноопор можно представить в виде

$$\sigma \leq [\sigma] = \sigma_r / K\sigma, \quad (5.1)$$

где  $\sigma$  – напряжение в моноопоре только от продольно-поперечного изгиба.

Существенным недостатком метода расчета по допускаемым напряжениям и допускаемым угловым перемещениям является то, что многообразии факторов, влияющих на прочность, учитывается только одним общим коэффициентом запаса. Часто это приводит к тому, что прочностная способность спроектированных конструкций используется далеко не полностью, т.е. наибольшие рабочие напряжения в них оказываются значительно ниже опасных. С точки зрения экономической эффективности такие конструкции не являются оптимальными. Применительно к моноопорным основаниям существенное заниже-



ние рабочих напряжений по сравнению с пределом текучести материала означает, что для работы в заданных условиях могла бы быть использована моноопора из труб меньшего диаметра. Следовательно, меньше были бы затраты материальных и финансовых средств на изготовление, транспортировку, монтаж моноопоры и т.п.

Устанавливая единый для всех случаев коэффициент запаса, судить о прочности моноопоры сложно. Проанализируем, например, влияние на напряженное состояние в моноопоре возможных перегрузок по волновой нагрузке и технологической силе.

Величина волновой нагрузки  $Q_v$  и координата  $a$  точки ее приложения к моноопоре являются функциями непосредственно высоты  $h$  морской волны и сразу нескольких параметров, которые изменяются с изменением  $h$  (см. раздел 3). Зависимость  $\sigma$  от  $h$  при эксплуатации моноопоры вне плавоснования близка к линейной (см. рис. 5.7), а при эксплуатации в его проеме она практически кусочно-линейна (см. рис. 5.17). Однако коэффициент пропорциональности между величинами  $\sigma$  и  $h$  (угол наклона кривых на рисунках) не является постоянным для моноопор с разными характеристиками и установленных на акваториях с разными глубинами. Следовательно, для различных условий эксплуатации зависимость коэффициента запаса по напряжениям  $K_\sigma$  от коэффициента запаса по высоте морской волны неоднозначна. Увеличение высоты волны от одного и того же значения на одну и ту же величину может в различных условиях привести к росту напряжения в различное количество раз.

Зависимость напряжений от величины и направления технологической силы в целом имеет нелинейный характер (см. рис. 5.1, б и 5.15). При этом чем более экономически эффективна конструкция моноопоры для работы на акватории заданной глубины (чем меньше ее диаметр при соблюдении условия прочности), тем нелинейность этой зависимости более выражена. Очевидно, что для различных условий эксплуатации зависимость  $K_\sigma$  от коэффициента запаса по технологической силе, так же как и от коэффициента запаса по высоте волны, не будет однозначной.

Выполненный анализ зависимости напряженного состояния моноопоры от высоты морской волны и технологической силы позволяет заключить, что из-за неопределенности зависимости коэффициента запаса по напряжениям  $K_\sigma$  от коэффициентов запаса по технологической силе и высоте волны сделать корректный вывод о возможности восприятия моноопорой пере-

грузок без нарушения ее работоспособности затруднительно. Поэтому на практике при расчете моноопор более целесообразно использовать дифференциальный метод выбора коэффициентов запаса. В нем возможность отклонения в неблагоприятную сторону влияющих на напряженное состояние факторов учитывают путем введения коэффициентов запаса по каждому из них отдельно.

Введем обозначения:  $K_{01}$  – коэффициент запаса, учитывающий неоднородность свойств (надежность) материала и отступления, допущенные в процессе изготовления моноопоры, от заданной геометрии;  $K_{02}$  – коэффициент запаса, учитывающий упрощения и допущения, введенные в расчетные схемы и методы определения волновой нагрузки и максимальных напряжений в моноопоре;  $K_1$  – коэффициент запаса, отражающий достоверность определения величины технологической силы и возможность перегрузок для нее;  $K_2$  – коэффициент запаса, отражающий возможность образования морских волн с высотой больше максимальной нормативной, соответствующей гидрологическим режимам волнения, при которых возможна эксплуатация моноопоры. Коэффициент  $K_2$  используется при расчете равнодействующей волновой нагрузки  $Q_v$  и координаты точки ее приложения.

К силам тяжести буровых механизмов и моноопоры понятие перегрузок неприменимо. Они постоянны и могут быть рассчитаны с высокой точностью.

Влияние на напряженное состояние моноопоры местных напряжений незначительно, так как появление локальных пластических деформаций не представляет опасности для прочности стальных конструкций в целом. Поэтому коэффициент запаса по местным напряжениям для моноопоры можно не вводить.

Специфических требований по безопасности для бурения с моноопоры по схеме с дистанционным управлением не предъявляется, условия ее эксплуатации не относятся к особым и неблагоприятным. Поэтому коэффициент запаса по назначению моноопоры также не вводится.

Коэффициенты  $K_{01}$  и  $K_{02}$  учитывают, уменьшая предел текучести материала, в результате чего получают так называемый расчетный предел текучести материала. Возможность превышения своих нормативных значений технологической силой  $P$  в  $K_1$  раз и высотой  $h$  волны в  $K_2$  раз учитывается умножением этих коэффициентов соответственно на нормативную величину силы  $P$  и параметра  $h$ . Максимальные напряжения в моноопоре, рассчитанной с учетом введения коэф-

фициентов  $K_1$  и  $K_2$ , должны оставаться меньше расчетного предела текучести материала.

При кратковременных перегрузках, незначительно превышающих предел текучести, возникающие в моноопоре пластические деформации достаточно малы и не приводят к потере ее несущей способности и разрушению. Поэтому при достаточной точности методов расчета напряжений коэффициенты запаса  $K_1$  и  $K_2$  для моноопоры можно устанавливать минимальными.

Коэффициент перегрузки по технологическим силам при проектировании морских стационарных буровых платформ рекомендуется<sup>1</sup> принимать равным 1,2. Столь высокое его значение обусловлено тем, что необходимо учесть динамическую составляющую вертикальных нагрузок от двигателей и механизмов, которая возникает в пусковых режимах и при внезапном изменении сопротивления пород на забое.

При бурении разведочных скважин с моноопорных оснований для создания технологических усилий используют преимущественно гидравлическое оборудование. Создаваемые им усилия даже при внезапном возрастании сопротивления пород на забое в процессе бурения практически не приводят к динамическим эффектам. Принимая решение при выборе коэффициента запаса по технологической силе целесообразно разделять случаи эксплуатации моноопоры вне плавоснования и внутри его проема.

Для рационально спроектированных моноопор, эксплуатирующихся вне плавоснования, напряженное состояние в период действия сжимающей технологической силы неопасно. Перегрузки в силе  $P$  в этот период наоборот приводят к уменьшению максимального сжимающего напряжения в моноопоре (см. рис. 5.1, б). Поскольку для схемы III величина и направление технологической силы оказывают незначительное влияние на собственную частоту колебаний моноопоры, то здесь использование коэффициента запаса по сжимающей технологической силе теряет физический смысл и для статического, и для динамического расчета.

Коэффициент  $K_1$  запаса по технологической силе для моноопор, эксплуатирующихся вне плавоснования, следует устанавливать только при расчетах напряженного состояния, когда эта сила направлена вверх. Особенности бурения на базе гидравлического оборудования позволяют выбрать этот коэффициент минимальным, например, равным 1,05.

---

<sup>1</sup>Инструкция по проектированию морских стационарных платформ (ВСН 51.1–81). – М.: Мингазпром, 1998.

Как следует из графиков, представленных на рис. 5.14 и 5.15, при эксплуатации моноопор в проеме плавоснования напряженное состояние в период действия сжимающей технологической силы может быть более опасным, чем в период действия растягивающей силы. Поэтому здесь коэффициент запаса по технологической силе необходимо вводить в расчеты в обоих случаях. Значение коэффициента  $K_1$  по возможным перегрузкам в растягивающей технологической силе может быть выбрано таким же, как и в случае эксплуатации вне плавоснования. При выборе коэффициента  $K_1$  по перегрузкам в сжимающей технологической силе целесообразно ориентироваться на рекомендации нормативных документов, т.е. устанавливать  $K_1 = 1,2$ .

При выборе коэффициента  $K_2$  запаса по высоте морской волны следует учитывать результаты многочисленных наблюдений за характеристиками элементов волн. Согласно сведениям, приведенным в работе [19], отдельные волны могут иметь высоту на 20–30 % больше той, которая нормативно соответствует волнению. Поэтому, при расчете статического напряженно-деформированного состояния моноопоры, следует назначать  $K_2 = 1,2+1,3$ . Значения нормативных высот волн можно принимать по табл. 3.2.

Для моноопор необходимо выполнять динамический расчет прочности. В инженерных расчетах максимального динамического напряжения допустимо возникающие в опасных сечениях моноопор напряжения от внутренних продольных сил суммировать с напряжениями от статических внутренних изгибающих моментов, которые определяются с учетом введения коэффициентов  $K_1$  и  $K_2$  и умножаются на коэффициент динамичности [см. выражения (4.96) и (4.97)].

В период бурения скважины возможно изменение режима волнения в диапазоне высот волн от 0 до 1,5 м. Частота  $\omega$  волновой нагрузки с изменением высоты волны существенно меняется. Это приводит к изменению значения коэффициента динамичности  $K_d$ . Интенсивность роста коэффициента  $K_d$  с изменением величины  $\omega$  в области, где эта величина близка к значению первой собственной частоты колебаний моноопоры, чрезвычайно высокая. Поэтому для оценки возможности возникновения резонансных режимов необходимо исследовать динамическое напряженное состояние в моноопоре во всем диапазоне возможного изменения высот волн. В противном случае расчет моноопорного основания будет некорректным (см., например, результаты, представленные графически на рис. 5.11).

Государственным стандартом введены достаточно жесткие требования по предельным отклонениям в геометрии обсадных буровых труб, допускаемым при их изготовлении. Например, отклонения величины внешнего диаметра могут составлять не более 1 %. Высокие требования предъявляются и к однородности материала труб [27]. Поэтому для моноопор можно принять  $K_{01} = 1,05$ .

В соответствии с нормами проектирования гидротехнических сооружений<sup>1</sup> при определении максимального значения равнодействующей  $Q_{\text{в}}$  волнового давления по методике [25] коэффициент запаса (надежности) по точности этого расчета разрешено принимать равным 1. Учитывая введение ряда допущений при выборе расчетных схем и методов определения внутренних силовых факторов в моноопоре, значение  $K_{02}$  следует выбирать не ниже 1,2.

При расчете напряженно-деформированного состояния моноопоры в решении целесообразно сразу использовать значения нагрузок, умноженные на их коэффициенты запаса, а вычисленное в опасном сечении динамическое напряжение сравнивать с пределом текучести, деленным на произведение коэффициентов  $K_{01}$  и  $K_{02}$ . Аналогичным образом следует проверять моноопоры на допустимость угла поворота ее верхнего сечения. Вычисленное в результате расчета значение этого угла следует сравнивать с его нормативно допустимым значением, также деленным на произведение коэффициентов  $K_{01}$  и  $K_{02}$ .

Дифференциальный подход при выборе коэффициентов запаса позволяет проектировать более рациональные по прочности, жесткости и экономичности моноопоры. По существу он идентичен методу расчета по предельным состояниям, который используется при оценке эксплуатационной пригодности конструкций в строительстве и признан наиболее прогрессивным в настоящее время.

## **5.7. МЕТОДИКА ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ТРУБЧАТЫХ МОНООПОР**

Достаточного опыта бурения разведочных скважин на шельфе с моноопорных оснований пока нет ни в нашей стране, ни за рубежом. Поэтому специалистам, желающим использовать такую

---

<sup>1</sup>СНиП 2.06.01–86. Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989.

схему бурения на практике, приходится сталкиваться с проблемой отсутствия специальной и справочной литературы по вопросам проектирования и эксплуатации моноопорных оснований.

Приведенные в этой книге методики расчета статического и динамического напряженно-деформированного состояния моноопорных оснований позволяют проектировщикам оценивать их работоспособность при эксплуатации практически в любых условиях. Вместе с тем процесс принятия решения о возможности и рациональности использования моноопоры с теми или иными характеристиками требует выполнения комплексного анализа. Как уже отмечалось, это связано с тем, что с момента установки и до момента извлечения из грунта дна моноопора может находиться в различных гидрологических условиях и при различных видах и сочетаниях нагрузки.

В этом разделе приведены вычисленные по методу начальных параметров значения допустимых высот моноопор из серийно выпускаемых промышленностью труб. Эти значения сведены в табл. 5.2–5.5 в зависимости от схемы эксплуатации (I и III) и вида нагружения верхнего конца моноопоры. На основе совместного анализа табличных значений предложена и обоснована методика выбора параметров моноопоры, при которых гарантируется надежность и эффективность ее эксплуатации в течении всего периода времени с момента установки на точке бурения до момента извлечения из грунта.

Табл. 5.2 и 5.3 составлены для эксплуатационного периода, когда с моноопоры, находящейся соответственно вне плавоснования и внутри его проема, осуществляется процесс бурения. В этот период верхний конец моноопоры нагружен силами тяжести буровых механизмов и технологической, а высота морских волн не превышает 1,5 м. Результаты приведены для следующих условий нагружения моноопоры: буровые механизмы, установленные на платформе моноопоры, имеют массу 2500 кг и расположены с эксцентриситетом  $e = 0,25$  м относительно ее оси; максимальное смещение центра масс буровых механизмов по высоте направляющих стоек в процессе выполнения технологических операций – 2 м; превышение моноопоры над уровнем моря – 2 м; максимальные растягивающая и сжимающая технологические силы соответственно 60 и 25 кН (без учета коэффициента запаса). В случае эксплуатации моноопоры в проеме плавоснования полагалось: ширина проема плавоснования  $D_{\text{п}} = 1$  м; толщина стенки направляющей трубы  $\delta_{\text{н}} = 0,01$  м; максимально возможный дрейф плавоснования  $\Delta_{\text{max}} = 1$  м; плавоснование не защищает моноопору от волнового давления.

Таблица 5.2

Допустимая расчетная высота моноопор из труб промышленного сортамента, эксплуатируемых при бурении по схеме вне плавоснования

Толщина стенки трубы, м	Диаметр, $10^{-3}$ м						
	168	219	273	324	377	426	508
Предел текучести материала труб 550 МПа							
0,010	$\frac{11}{6-10}$	$\frac{18}{14-15}$	$\frac{25}{15-19}$	$\frac{32}{19-22}$	$\frac{39}{23-25}$	$\frac{46}{26-29}$	$\frac{56}{30-34}$
0,014	$\frac{13}{7-11}$	$\frac{20}{14-16}$	$\frac{29}{18-20}$	$\frac{36}{23}$	$\frac{44}{-}$	$\frac{51}{30}$	$\frac{61}{34-36}$
Предел текучести материала труб 750 МПа							
0,010	$\frac{11}{6-10}$	$\frac{18}{14-15}$	$\frac{25}{16-18}$	$\frac{32}{20-22}$	$\frac{39}{24}$	$\frac{46}{28-29}$	$\frac{56}{32}$
0,014	$\frac{13}{8-11}$	$\frac{20}{14-16}$	$\frac{29}{19-20}$	$\frac{36}{-}$	$\frac{44}{-}$	$\frac{51}{-}$	$\frac{61}{-}$

Таблица 5.3

Допустимая расчетная высота моноопор из труб промышленного сортамента, эксплуатируемых при бурении по схеме в проеме плавоснования

Толщина стенки трубы, м	Диаметры трубы, $10^{-3}$ м					
	219	273	324	377	426	508
0,010	31	39	45	51	55	61
0,014	33	40	46	52	55	61

*Примечания.* 1. Предел текучести материала труб 550–750 МПа. 2. Для труб диаметром 168 мм результат идентичен схеме эксплуатации вне плавоснования (см. табл. 5.2), так как моноопора не вступает в контакт с его стенками.

Расчетные высоты, указанные в табл. 5.2 и 5.3, установлены из условия, что максимальные напряжения в моноопоре и углы поворота ее верхнего сечения не должны превышать допустимых значений. За предельно допустимое напряжение принято  $[\sigma] = \sigma_T/1,2$ . Предельно допустимый угол поворота верхнего сечения определен равным  $9^\circ$ .

Табл. 5.4 и 5.5 составлены для периода ожидания прекращения шторма, когда бурение прекращено и плавоснование от моноопоры отведено. В табл. 5.4 приведены результаты для случая, когда буровые механизмы с верхнего конца моноопоры сняты, а в табл. 5.5 – когда механизмы массой 2500 кг на моноопоре оставлены и расположены с эксцентриситетом  $e = 0,25$  м относительно ее оси. Допустимая расчетная высота моноопоры

Таблица 5.4

**Допустимая расчетная высота трубчатых моноопор со свободным верхним концом для периода отстоя вне плавоснования**

Толщина стенки тру- бы, м	Диаметр трубы, $10^{-3}$ м						
	168	219	273	324	377	426	508
Предел текучести материала труб 550 МПа							
0,010	$\frac{35}{26 - 32}$	$\frac{43}{29 - 37}$	$\frac{50}{32 - 42}$	$\frac{56}{35 - 46}$	$\frac{62}{37 - 50}$	$\frac{67}{39 - 53}$	$\frac{73}{43 - 59}$
	$\frac{36}{26 - 31}$	$\frac{45}{30 - 36}$	$\frac{52}{34 - 41}$	$\frac{58}{37 - 45}$	$\frac{64}{38 - 50}$	$\frac{70}{40 - 53}$	$\frac{77}{45 - 57}$
0,014	$\frac{37}{27 - 31}$	$\frac{45}{30 - 36}$	$\frac{52}{34 - 41}$	$\frac{59}{37 - 45}$	$\frac{65}{39 - 49}$	$\frac{70}{41 - 52}$	$\frac{77}{45 - 58}$
	$\frac{38}{27 - 30}$	$\frac{47}{31 - 35}$	$\frac{54}{35 - 40}$	$\frac{60}{38 - 45}$	$\frac{67}{40 - 49}$	$\frac{72}{43 - 52}$	$\frac{80}{47 - 57}$
Предел текучести материала труб 750 МПа							
0,010	$\frac{9}{3 - 9}$	$\frac{22}{12 - 18}$	$\frac{29}{17 - 22}$	$\frac{37}{21 - 27}$	$\frac{44}{24 - 31}$	$\frac{50}{27 - 36}$	$\frac{60}{31 - 42}$
	$\frac{11}{4 - 9}$	$\frac{24}{15 - 19}$	$\frac{33}{20 - 25}$	$\frac{41}{24 - 29}$	$\frac{49}{28 - 34}$	$\frac{56}{31 - 38}$	$\frac{66}{34 - 44}$
0,014	$\frac{10}{4 - 9}$	$\frac{22}{13 - 18}$	$\frac{30}{19 - 22}$	$\frac{38}{23 - 26}$	$\frac{46}{26 - 31}$	$\frac{52}{29 - 35}$	$\frac{62}{34 - 42}$
	$\frac{12}{6 - 10}$	$\frac{25}{16 - 19}$	$\frac{34}{22 - 25}$	$\frac{43}{26 - 28}$	$\frac{51}{30 - 33}$	$\frac{57}{33 - 37}$	$\frac{68}{37 - 44}$

Таблица 5.5

**Допустимая расчетная высота трубчатых моноопор, нагруженных буровыми механизмами массой 2500 кг для периода отстоя вне плавоснования**

Толщина стенки тру- бы, м	Диаметр, $10^{-3}$ м						
	168	219	273	324	377	426	508
Предел текучести материала труб 550 МПа							
0,010	$\frac{9}{3 - 9}$	$\frac{22}{12 - 18}$	$\frac{29}{17 - 22}$	$\frac{37}{21 - 27}$	$\frac{44}{24 - 31}$	$\frac{50}{27 - 36}$	$\frac{60}{31 - 42}$
	$\frac{11}{4 - 9}$	$\frac{24}{15 - 19}$	$\frac{33}{20 - 25}$	$\frac{41}{24 - 29}$	$\frac{49}{28 - 34}$	$\frac{56}{31 - 38}$	$\frac{66}{34 - 44}$
0,014	$\frac{10}{4 - 9}$	$\frac{22}{13 - 18}$	$\frac{30}{19 - 22}$	$\frac{38}{23 - 26}$	$\frac{46}{26 - 31}$	$\frac{52}{29 - 35}$	$\frac{62}{34 - 42}$
	$\frac{12}{6 - 10}$	$\frac{25}{16 - 19}$	$\frac{34}{22 - 25}$	$\frac{43}{26 - 28}$	$\frac{51}{30 - 33}$	$\frac{57}{33 - 37}$	$\frac{68}{37 - 44}$

для этого периода определена из условия, что максимальные напряжения в моноопоре не превышают величины  $[\sigma] = \sigma_T / 1,2$  при высоте морских волн до 3 м. Технологические ограничения на величину угла поворота верхнего сечения в этом случае не накладывались.



При вычислении данных всех четырех таблиц предполагалось: моноопора изначально установлена под углом  $\varphi = 0,5^\circ$  к вертикали; расчетная высота моноопоры превышает глубину моря на 4 м. В табл. 5.2, 5.4 и 5.5 в числителе указана расчетная высота моноопоры, при которой максимальные статические напряжения и (или) углы поворота ее верхнего сечения начинают превосходить их допустимые значения. В знаменателе этих таблиц указана расчетная высота моноопоры, при которой амплитуды напряжений и углов поворота верхнего сечения моноопоры, возникающие в результате резонансных эффектов, превосходят их допустимые значения. Приведенные в таблицах значения допустимых высот вычислены с точностью до 1 м.

Прочность моноопоры при любой схеме ее эксплуатации должна быть достаточной, чтобы не повлечь разрушений в процессе непосредственно бурения при высоте морской волны до 1,5 м и в период отстоя на время шторма при высоте морской волны до 3 м. Заранее определить условия нагружения, при которых в моноопоре возникает наихудшее напряженно-деформированное состояние, трудно. Связано это с тем, что потеря несущей способности моноопоры (превышение допустимых напряжений и углов поворота верхнего сечения) может носить как статический, так и динамический, обусловленный периодическим действием волновой нагрузки, характер. Приводящие к динамической потере несущей способности резонансные режимы могут возникать при различном сочетании нагрузок и высот волн. Проиллюстрируем это на примере.

Для схемы эксплуатации вне плавоснования наихудшие условия нагружения рационально спроектированной моноопоры с точки зрения ее статического напряженно-деформированного состояния соответствуют периоду выполнения рабочих операций, приводящих к возникновению растягивающей технологической силы (см. раздел 5.2). Например, при эксплуатации вне плавоснования моноопоры диаметром 0,377 м расчетной высотой 38 м в условиях высот волн 0,25–1,5 м возникающее в ней при действии растягивающей технологической силы  $P = 60$  кН максимальное напряжение составляет около 250 МПа. Собственная частота колебаний моноопоры при этом значительно меньше частоты волновой нагрузки. Поэтому напряжениями динамического характера при анализе ее напряженного состояния можно пренебречь.

При ухудшении погоды бурение с моноопоры прекращают, и плавоснование отводят от нее на безопасное расстояние. Как правило буровые механизмы при этом снимают с моноопоры.

Если механизмы снимают, то даже при увеличении высоты волны до 3 м статическое напряженное состояние в моноопоре остается менее опасным, чем при высотах волн до 1,5 м и при наличии в составе внешней нагрузки сил технологической  $P$  и тяжести буровых механизмов  $P_1$ .

Однако освобождение верхнего конца моноопоры от действия сил  $P$  и  $P_1$  приводит к значительному повышению первой собственной частоты колебаний моноопоры. Для моноопоры рассматриваемых параметров она принимает значение 1,64 рад/с. При высоте волны 1,15 м это значение практически совпадает с частотой волновой нагрузки. Поэтому при такой (резонансной) высоте волны на напряженное состояние моноопоры значительное влияние оказывают динамические эффекты. Для рассматриваемой моноопоры амплитуды динамических напряжений составляют около 530 МПа. Следовательно, напряженное состояние моноопоры со свободным верхним концом, несмотря на меньшие значения статических напряжений, оказывается хуже ее напряженного состояния при действии сил тяжести и технологической.

Анализируя данные табл. 5.2 и 5.4, можно установить, что для моноопор с относительно малыми внешними диаметрами (до 0,324 м включительно), эксплуатирующихся вне плавоснования, опасные резонансные режимы и максимально возможные высоты можно определять, ограничиваясь проверкой на допустимость напряженно-деформированного состояния для случая присутствия в составе внешней нагрузки технологических сил, т.е. по табл. 5.2. Причем значение максимально возможной высоты моноопоры допустимо находить на основе результатов только статического расчета. При этом, как правило, условие прочности ( $\sigma < [\sigma]$ ) не является определяющим. В большинстве случаев критерием здесь становится допустимость угла поворота верхнего сечения моноопоры при направленной вверх технологической силе 60 кН.

Максимально возможные высоты моноопор больших внешних диаметров для схемы эксплуатации вне проема плавоснования находят в результате анализа их динамического напряженного состояния в период отстоя на время шторма по табл. 5.4. Значения этих высот определяют из условия допустимости возникающих в моноопоре резонансных напряжений (на величину угла поворота верхнего сечения здесь ограничения не накладываются). Промежуточные опасные резонансные режимы находят в результате расчета динамического напряженно-деформированного состояния моноопоры, нагруженной технологическими силами, т.е. по табл. 5.2.

Таким образом, если на период отстоя буровые механизмы с моноопоры снимать, то вывод о ее эксплуатационной пригодности может быть сделан: а) для моноопор малых внешних диаметров – на основе оценки напряженно-деформированного состояния только в период бурения по табл. 5.2; б) для моноопор больших внешних диаметров – по табл. 5.2 и на основе дополнительной оценки возможности возникновения резонансных режимов в период отстоя по табл. 5.4.

Если на время ожидания прекращения шторма буровые механизмы оставляют на моноопоре, то собственная частота  $p$  колебаний моноопоры близка к ее частоте в период выполнения технологических операций и значительно ниже, чем при абсолютно свободном от нагрузки верхнем конце (см. например, рис. 5.10, *a*). Для рассмотренной выше моноопоры диаметром 0,377 м и расчетной высотой 38 м при нагружении верхнего конца только силой тяжести буровых механизмов массой 2500 кг значение  $p$  составляет 0,59 рад/с. Поскольку в диапазоне высот волн от 0,25 до 3 м частота волновой нагрузки  $\omega$  не опускается ниже 1 рад/с, то резонансных эффектов, как и в период бурения, не возникает.

Более того, так как в этом случае всегда остается  $\omega/p > 1,4$ , то, как было показано в разделе 4.5, динамической составляющей напряжений в моноопоре можно пренебречь и полагать, что периодический характер волновой нагрузки не оказывает существенного влияния на ее напряженное состояние. Ограничившись статическим расчетом, можно определить, что максимальное напряжение в рассматриваемой моноопоре при высоте волн до 3 м всегда остается меньше 220 МПа.

Следовательно, с целью исключения опасных резонансных режимов в период отстоя с моноопор больших диаметров, эксплуатируемых на больших глубинах моря, целесообразно буровые механизмы не снимать. За счет этого можно повысить максимально допускаемую высоту моноопоры (см. данные табл. 5.2, 5.4 и 5.5). Для моноопор с малыми диаметрами допускаемую высоту определяют на основе анализа их напряженно-деформированного состояния в период бурения по табл. 5.2. Сохранение буровых механизмов на период отстоя на моноопоре малого диаметра не приведет к положительным результатам.

Сравнивая данные табл. 5.2 и 5.5, можно установить, что если не снимать буровые механизмы с моноопоры на период отстоя, то это приводит к расширению области их высот, опасных с точки зрения возникновения резонансных эффектов. Поэтому при использовании такого варианта отстоя вывод об эксплуатационной пригодности моноопор заданных харак-

теристик можно сделать всегда только на основе совместного анализа данных табл. 5.2 (напряженно-деформированное состояние моноопоры вне плавоснования в период бурения) и данных табл. 5.5 (напряженно-деформированное состояние нагруженной моноопоры в период отстоя).

Для моноопор, находящихся в процессе бурения в проеме плавоснования, опасные резонансные режимы и максимально возможные высоты следует определять из совместного анализа данных табл. 5.3 и 5.4, если во время отстоя предполагается снимать механизмы с моноопоры, или данных табл. 5.3 и 5.5, если на этот период механизмы предполагается на ней оставлять. В первом случае наступление предельного состояния в моноопоре, как правило, всегда будет связано с возникновением динамических резонансных эффектов в период отстоя. Поэтому здесь при оценке максимально допустимой высоты моноопоры можно ориентироваться на меньшее число в знаменателе табл. 5.4.

Сравнительный анализ данных табл. 5.2 и 5.3 позволяет сделать вывод, что повысить допустимую высоту моноопоры можно за счет перехода от схемы эксплуатации III (вне плавоснования) к схеме I (в проеме плавоснования). Особенно эффективно изменение схемы эксплуатации при использовании моноопор малых и средних внешних диаметров.

Результаты, приведенные в табл. 5.2–5.5, позволяют в целом утвердительно ответить на вопрос о перспективности бурения с моноопорных оснований на больших площадях морского шельфа. Данные этих таблиц при сходных условиях эксплуатации могут быть взяты за основу при проектировании моноопорных оснований на практике.

В заключение рассмотрим два примера практического выбора рациональных параметров моноопоры по данным табл. 5.2–5.5.

**Пример 1.** Выбрать рациональные характеристики труб моноопоры для бурения на глубине акватории 25 м по схеме в проеме плавоснования при высоте морской волны до 1,5 м и схему безопасного отстоя вне плавоснования на время шторма при высоте морской волны до 3 м.

#### *Порядок определения*

1. Необходимая расчетная высота моноопоры должна быть большей глубины акватории на 4 м, т.е. должна составлять 29 м.

2. По табл. 5.3 определяем, что прочность моноопоры с расчетной высотой 29 м при бурении по схеме в проеме плавосно-

вания обеспечивается, если использовать трубы со следующими минимально допускаемыми характеристиками: диаметр 0,219 м, толщина стенки 0,01 м, предел текучести 550 МПа. Допускаемая высота моноопоры с этими характеристиками составляет 31 м, т.е. на 2 м больше фактически необходимой.

3. Если на период отстоя буровые механизмы с моноопоры снимают, то по табл. 5.3 устанавливаем, что у моноопоры из труб с выбранными по п. 2 характеристиками при высоте 29 м возникает резонансный режим.

4. Если на период отстоя буровые механизмы с моноопоры не снимать, то для решения поставленной задачи необходимо использовать трубы диаметром не менее 0,273 м.

5. Окончательное решение можно принимать из оценки следующих вариантов выбора характеристик труб моноопоры: а) использовать трубы диаметром 0,219 м, но с другими значениями толщины стенки и предела текучести, позволяющими выйти из прежней области резонансного режима; б) использовать трубы диаметром 0,273 м.

При диаметре моноопоры 0,219 м с характеристиками по п. 2 выйти из области резонансного режима, включающей расчетную высоту 29 м, можно тремя способами (см. табл. 5.4):

использовать трубы с той же толщиной стенки 0,01 м, но с пределом текучести 750 МПа (резонансный режим возникает при высоте 30 м);

использовать трубы с тем же пределом текучести 550 МПа, но с толщиной стенки 0,014 м (резонансный режим возникает при высоте 30 м);

использовать трубы с толщиной стенки 0,014 м и пределом текучести 750 МПа (резонансный режим возникает при высоте 31 м).

**Пример 2.** Выбрать рациональные характеристики труб моноопоры для бурения на глубине акватории 40 м по схеме вне плавоснования при высоте морской волны до 1,5 м и схему безопасного отстоя на время шторма при высоте морской волны до 3 м.

#### *Порядок определения*

1. Необходимая расчетная высота моноопоры должна быть больше глубины акватории на 4 м, т.е. составлять 44 м.

2. По табл. 5.2 определяем, что прочность моноопоры с расчетной высотой 44 м при бурении по схеме вне плавоснования обеспечивается, если использовать трубы со следующими минимально допустимыми характеристиками: диаметр 0,377 м, толщина стенки 0,014 м, предел текучести 550 МПа.

3. Если на период отстоя буровые механизмы с моноопоры снимают, то по табл. 5.4 устанавливаем, что высота 44 м моноопоры диаметром 0,377 м с любой толщиной стенки и пределом текучести материала труб находится в области опасных резонансных режимов.

4. Если на период отстоя буровые механизмы на моноопоре оставить, то по табл. 5.5 устанавливаем, что указанная в п. 2 моноопора обладает достаточной статической прочностью и ее эксплуатация безопасна с точки зрения возможности возникновения резонансных режимов. Поэтому при оставлении на период отстоя буровых механизмов на моноопоре ее минимально допустимые характеристики должны быть следующими: диаметр 0,377 м, толщина стенки 0,014 м, предел текучести 550 МПа.

Из табл. 5.4 видно, что опасные резонансные режимы в моноопоре высотой 44 м, оставленной на период шторма со свободным (не нагруженным) верхним концом, не возникают только в случае, если она обладает следующими минимальными характеристиками: а) диаметр 0,508 м, толщина стенки 0,014 м, предел текучести 550 МПа или б) диаметр 0,508 м, толщина стенки 0,01 м, предел текучести 750 МПа.

Диаметр моноопоры, составляющий 0,377 м, меньше диаметра 0,508 м в 1,35 раз и, как следствие, меньше расход металла, трудоемкость изготовления, транспортировки и эксплуатации моноопоры из труб меньшего диаметра. В конечном счете выше производительность и меньше стоимость бурения разведочных скважин с моноопоры меньшего диаметра. Поэтому с такой точки зрения предпочтительнее оставлять на период шторма буровые механизмы на моноопоре. Однако следует учитывать, что при большой высоте волн буровые механизмы на моноопоре заливаются морской водой, т.е. подвергаются нежелательному воздействию агрессивной морской среды.

Одним из решений, позволяющим избежать резонансных режимов и одновременно обезопасить буровые механизмы от агрессивного воздействия морской среды, может быть следующее. На время шторма буровые механизмы с моноопоры снять на плавоснование. На моноопоре на этот период можно оставить платформу и при необходимости загрузить ее, например, буровым забивным снарядом (ударной бабой) или любым балластом расчетной массы.

## ПРОБЛЕМЫ И МЕТОДЫ СТАБИЛИЗАЦИИ МОНООПОРЫ В МОРСКОМ ДНЕ

В схеме бурения с трубчатой моноопоры предусмотрено предварительное погружение ее нижней части в породы морского дна. Это погружение осуществляют обычно ударным или вибрационным способом.

Моноопора, при недостаточной глубине погружения ее в породы морского дна, может: проворачиваться в них под воздействием реактивного крутящего момента, создаваемого при вращательном бурении; опрокинуться (завалиться) в результате действия на нее сил волнения, течений и дрейфа плавоснования; извлекаться из них (выдавиться) реактивной подъемной силой, возникающей при статическом зондировании и вдавлении буровых керноприемных снарядов в породы забоя; погрузиться глубже (осадка) при ее нагружении дополнительными силами, возникающими в процессе выполнения некоторых технологических операций при бурении, например, при расхаживании или извлечении прихваченного в скважине бурового снаряда.

Необходимая глубина погружения моноопоры в грунт морского дна должна быть тем больше, чем слабее этот грунт и чем выше крутящий момент и силы нагружения моноопоры: волновая, тяжести буровых механизмов, вдавливания в породы забоя и извлечения из скважины буровых снарядов. Зависимость необходимой глубины погружения моноопоры в грунт морского дна от силы тяжести ее и установленных на ней механизмов неоднозначна.

Большая величина силы тяжести моноопоры и установленных на ней буровых механизмов препятствует ее выдавливанию из грунта при вдавливающим способе бурения, но может привести к ее изгибу и опрокидыванию. Малое значение силы тяжести моноопоры и установленных на ней механизмов по-

вышает ее устойчивость и уменьшает возможность опрокидывания, но не в состоянии предотвратить выдавливания ее из грунта при, например, статическом зондировании.

Прочность грунтовой заделки в большой степени зависит от способа погружения в нее моноопоры. Исследования авторов [11] показали, что несущая способность железобетонных трубчатых свай, погруженных в пылеватые водонасыщенные супеси средней плотности вибропогружателем, длительное время после погружения остается значительно меньше несущей способности свай, погруженных молотом (примерно на 35 % меньше после 20 дневного “отдыха”). Минимальное нарушение свойств грунта происходит при погружении в него сваи способом вдавливания.

Прочность структурных связей глинистого грунта при вибрации изменяется намного больше, чем при ударном и вдавливающем способах погружения моноопоры. Однако по истечении некоторого времени разница в несущей способности моноопоры, погруженной указанными выше способами, уменьшается. Следовательно, на несущую способность грунтовой заделки существенно влияет время нахождения в ней моноопоры. На эту возможность повышения несущей способности моноопоры следует обратить внимание для выработки правильной организации работ по ее стабилизации и непосредственно бурению с нее.

Несущая способность и минимально необходимая глубина погружения моноопоры в грунт зависят также от условий ее работы в грунте. Моноопора для бурения на море воспринимает постоянно меняющиеся во времени значения горизонтальных нагрузок от сил давления волн и течений, а также меняющиеся в процессе выполнения технологических операций значения осевых сил. Работающие в таких условиях сваи диаметром до 0,8 м рекомендуется погружать в грунт на глубину не менее 4 м, а в расчетах параметров грунтовой заделки учитывать коэффициент условий работы свай  $\gamma = 0,8$  [26].

Свойства и геологические характеристики грунтов из интервала, на который погружают моноопору, представляют для геологии и инженерной геологии практическую ценность. Поэтому после погружения моноопоры в грунт из нее извлекают керн, применяя известные способы и технические средства. Однако плотность, структура, другие свойства и качества поступившего в моноопору грунта после двойного механического воздействия на него (первый раз при погружении в него моноопоры, второй – при отборе керна из нее) далеки от фактических, т.е. не соответствуют его природным характеристикам.



Керн из моноопоры желательно извлекать только после ее погружения одним рейсом на глубину, при которой моноопора надежно стабилизирована и любые выполняемые в ней операции, в том числе извлечение из нее керна, не нарушат ее положения. Необходимая рейсовая величина погружения моноопоры при стабилизации ее в сильно обводненных илистых и песчаных грунтах может достигать 8 м.

В то же время при большой рейсовой глубине погружения моноопоры в грунт часть его вообще не поступает в нее из-за усиления влияния свайного эффекта, а отбираемый впоследствии из моноопоры керн сильно уплотнен и качество его существенно нарушено. Общеизвестно, что чем меньше глубина погружения колонны труб в грунт, тем качественнее извлекаемый из нее керн. По опыту работы однорейсовыми пробоотборниками приемлемое качество отбираемых образцов донных грунтов обеспечивается при длине рейса до 3–4 м.

Поэтому важной задачей при стабилизации моноопоры в грунте морского дна является также уменьшение искажения геологической информации из интервала погружения ее в грунт. Решение этой задачи возможно двумя путями: 1) использованием для стабилизации моноопоры эффективных способов погружения ее в грунт и отбора из нее керна; 2) уменьшением глубины погружения моноопоры в грунт морского дна.

Для стабилизации моноопоры с использованием первого пути перспективны способы ударного бурения и устройства для их осуществления с одновременным погружением в грунт моноопоры и зафиксированного в ней керноприемника. Совмещение процессов погружения моноопоры в грунт и отбора из нее керна повышает также производительность стабилизации, так как существенно сокращает затраты времени на отбор керна.

Простые конструктивные решения по второму направлению могут быть особенно эффективными для стабилизации моноопоры на участках с близким расположением от дна моря скальных пород, так как в этом случае трудно погрузить трубчатую моноопору на сравнительно большую необходимую глубину. Однако уменьшение глубины погружения моноопоры в грунт потребует, по-видимому, определенного увеличения диаметра части ее труб, погружаемой в грунт. Наибольший эффект стабилизации моноопоры в грунте морского дна может быть достигнут при одновременном использовании технологических и технических решений по разным направлениям.

Таким образом, вопрос надежной, качественной и производительной стабилизации буровой трубчатой моноопоры в грун-

те морского дна является комплексным. Он включает множество задач, основные из которых следующие:

расчет параметров грунтовой заделки – получение математических зависимостей необходимой глубины погружения в грунт нижней части моноопоры от ее физических и геометрических характеристик, параметров нагружения и свойств грунтов, при которых не будет опрокидывания, выдавливания, осадки и проворачивания моноопоры;

проектирование грунтовой заделки моноопоры – определение конкретного необходимого диаметра нижней части моноопоры, погружаемой в грунт с известными свойствами на заданную глубину, т.е. определение конструкции моноопоры;

обоснование рациональных способов монтажа и погружения моноопоры в грунт морского дна;

выбор рациональной технологии и технических средств для отбора керна из моноопоры.

Важный показатель эффективности разведочного бурения на акваториях с трубчатой моноопоры – возможность ее быстрого извлечения из грунта используемыми буровыми механизмами. В связи с этим заслуживает внимания также разработка эффективных способов и технических средств для извлечения моноопоры из грунта и ее демонтажа.

## **6.1. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГРУНТОВОЙ ЗАДЕЛКИ И КОНСТРУКТИВНЫХ СХЕМ МОНООПОРЫ**

Для предотвращения опрокидывания, выдавливания, осадки и проворачивания моноопоры по причине недостаточной прочности грунтовой заделки необходимо погружать моноопору конкретных физических и геометрических характеристик в породы морского дна на заранее вычисленную достаточную глубину и соблюдать рациональные режимы ее стабилизации в грунте и эксплуатации в процессе бурения.

Выполнение этого требования необходимо начинать с выяснения по данным геофизических исследований или литературных источников физико-механических свойств грунтов в районе работ на глубину до 4–6 м от дна моря. Затем, используя эти данные, можно определить расчетным путем необходимые параметры грунтовой заделки моноопоры – диаметр и глубину погружения в грунт нижней части моноопоры. При этом следует учитывать при помощи соответствующих коэффициентов

возможную неоднородность состава и физико-механических свойств донных грунтов по простираанию и в глубину массива.

### 6.1.1. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ГРУНТОВОЙ ЗАДЕЛКИ

**Расчет на проворачивание.** Для предотвращения проворачивания моноопоры тормозной момент ее грунтовой заделки в дне моря должен быть больше крутящего момента, создаваемого вращателем. Тормозной момент грунтовой заделки можно определить из выражения

$$\hat{a}_T = \Upsilon \Upsilon_f \tau_f \pi D^2 l / 2, \quad (6.1)$$

где  $D$  и  $l$  – диаметр и длина заглубленной в породы части трубчатой моноопоры соответственно;  $\tau_f$  – расчетное удельное сопротивление пород на боковой поверхности труб моноопоры;  $\Upsilon$  – коэффициент условий работы моноопоры в грунте, принимаемый  $\Upsilon = 0,8$ ;  $\Upsilon_f$  – коэффициент условий работы грунта на боковой поверхности моноопоры, зависящий от способа ее погружения. При погружении молотами любой конструкции полых свай с открытым нижним концом диаметром до 0,6 м принимают  $\Upsilon_f = 1$  [37].

Коэффициент запаса прочности грунтовой заделки при вращательном бурении повышается за счет инерционного момента массы моноопоры и установленных на ней буровых механизмов.

**Расчет на выдавливание.** Для предотвращения выдавливания моноопоры из грунта технологическая сила  $\hat{e}$  давления на породы забоя через бурильную колонну должна быть меньше суммы сил: трения пород по боковой поверхности заглубленной в них части моноопоры  $N$ ; тяжести установленных на моноопоре буровых механизмов  $\hat{e}_1$  и тяжести непосредственно моноопоры  $\hat{e}_2$ . Расшифровав выражение для силы  $N$ , это требование можно представить в виде соотношения

$$\Upsilon \Upsilon_f \tau_f \pi D l + \hat{e}_1 + \hat{e}_2 \geq \Upsilon_n \hat{e}, \quad (6.2)$$

где  $\Upsilon_n$  – коэффициент надежности (запаса сил, удерживающих моноопору от выдавливания из грунта),  $\Upsilon_n \geq 1,2$ .

При бурении разведочных и инженерно-геологических скважин в качестве запасных сил, удерживающих моноопору от выдавливания из грунта, можно принять силу тяжести моноопоры с установленными на ней буровыми механизмами. Тогда для удовлетворения требования предотвращения

выдавливания моноопоры из грунта следует соблюдать условие

$$\gamma \gamma_f \tau_f \pi D l \geq \hat{e}. \quad (6.3)$$

**Расчет на осадку.** Для предотвращения осадки моноопоры в грунт в процессе выполнения технологических операций, например, при подъеме из скважины бурового снаряда, должно соблюдаться следующее условие: сумма сил тяжести моноопоры с буровыми механизмами и тяжести бурового снаряда с учетом силы его прихвата в скважине должна быть меньше суммы сил трения  $N$  грунта по боковой поверхности заглубленной в него части моноопоры и сил лобового сопротивления  $R$  грунта под нижним концом моноопоры по площади  $F$  опирания ее о грунт, т.е.

$$(\hat{e} + \hat{e}_1 + \hat{e}_2) < \gamma (\gamma_f \tau_f \pi D l + \gamma_R R F), \quad (6.4)$$

где  $\hat{e}$  – технологическая сила, равная в данном случае силе тяжести поднимаемого из скважины бурового снаряда с учетом архимедовой силы и силы его прихвата в скважине;  $\gamma_R = 0,7 \div 1,2$  – коэффициент работы грунта под нижним концом моноопоры, учитывающий влияние способа ее погружения на величину лобового сопротивления.

**Расчет на опрокидывание.** Значение изгибающего момента не постоянно в процессе бурения даже одной и той же скважины. На его величину влияет не только высота моноопоры, но и изменяющиеся во времени силы давления на нее волн и течений морской воды, дрейфа плавоснования, нагружения моноопоры при выполнении тех или иных технологических операций и т.п.

При вычислении необходимой глубины погружения моноопоры в грунт морского дна, предотвращающей ее опрокидывание, предлагается исходить из максимально возможных ее нагружений продольными и поперечными силами и в качестве расчетного изгибающего момента принимать его максимально допустимое значение по прочности моноопоры. Тогда минимально необходимая глубина погружения моноопоры в грунт дна с целью использования ее в качестве основания для размещения на ней необходимых буровых механизмов определится из условия равенства прочности моноопоры и ее грунтовой заделки. Так как напряжения изгиба в моноопоре значительно превосходят напряжения растяжения и сжатия, это условие приближенно можно заменить условием равенства удерживающего момента грунтовой заделки  $\hat{a}_r$  максимально допустимому изгибающему моменту моноопоры  $M_{II}$ .

Максимально допустимый изгибающий момент моноопоры по условию ее прочности определяется известными физическими и геометрическими характеристиками труб моноопоры. При этом можно полагать

$$\hat{a}_n = [\sigma]W, \quad (6.5)$$

где  $[\sigma]$  – допустимое напряжение в трубах моноопоры;  $W$  – момент сопротивления моноопоры.

Для определения момента грунтовой заделки необходимо знать ее модель, физические характеристики грунтов, параметры и характер изменения формы ствола заделки при изгибе моноопоры. Модель заделки зависит от физико-механических свойств грунтов, в которые погружена моноопора. Близкими к свойствам грунтов большей части площадей морского дна являются свойства слабо увлажненной супеси.

Модель грунтовой заделки из слабо увлажненной супеси исследована авторами экспериментально при погружении в нее на различные глубины стальных труб диаметрами,  $10^{-3}$  м: 8, 25, 28 и 42. К верхнему концу каждой заглубленной в супесь трубы прикладывали силы, опрокидывающие или изгибающие их, в зависимости от величины заглубления в супесь. После этого в плоскости изгиба трубы прокапывали шурф до обнажения заглубленной в супесь части трубы и исследовали получившуюся форму ствола грунтовой заделки. В результате при изгибе труб, достигших глубины, при которой они не опрокидываются, установлено следующее (рис. 6.1, †):

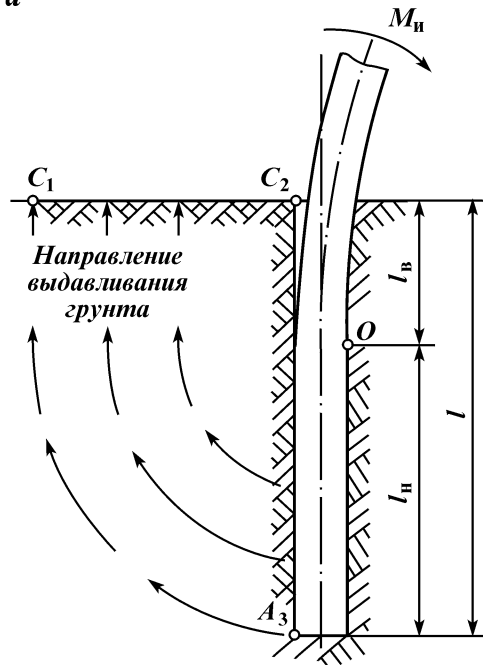
супесь на длине  $l_b = 1/3$  от ее поверхности сминается, и трубы изгибаются по допустимому для них радиусу кривизны;

на длине  $l_n = 2l/3$  от нижнего заглубленного конца трубы не отклоняются от вертикального положения даже при создании изгибающего момента, ломающего трубу.

Полученная форма ствола грунтовой заделки позволяет считать, что при необходимой величине заглубления моноопоры сопротивление грунта смятию на участке трети длины ее заглубленной части от поверхности грунта достаточно для удержания нижних двух третей в практически вертикальном положении.

Непосредственно перед опрокидыванием под действием внешней нагрузки верхняя треть заглубленной части моноопоры уже максимально изогнулась и смяла грунт справа от себя. Опираясь на него, моноопора, по сути, является рычагом, выдавливающим грунт слева за счет изгибающего момента  $\hat{a}_n$ . Если этот момент будет меньше момента  $\hat{a}_r$  грунтовой задел-

*a*



*б*

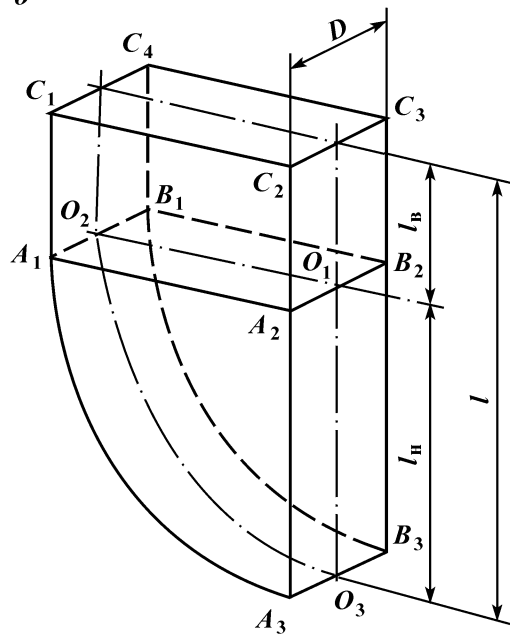


Рис. 6.1. Принципиальная (†) и геометрическая (·) модели выдавливаемого грунта

ки от действия всех сил, препятствующих выдавливанию грунта, то опрокидывания моноопоры до ее разрушения не произойдет.

При опрокидывании моноопоры сдвиг грунта реализуется по направлениям наиболее слабого сцепления между его частицами. Эти направления, форма и объем выдавливаемого фрагмента грунта, как правило, заранее неизвестны. Однако очевидно, что опрокидывание происходит вокруг некоторой точки (малой площадки) на поверхности контакта моноопоры со смятым грунтом в верхней части справа.

Примем, что опрокидывание моноопоры происходит вокруг точки  $\epsilon$  (нижняя на участке смятых пород) и будем считать, что при повороте вокруг нее выдавливаемый фрагмент грунта представляет собой сумму объемов:  $\dot{A}_1\dot{A}_2\dot{A}_3\zeta_3\zeta_2\zeta_1$  – четверти цилиндра радиусом  $l_n$  и шириной  $D$  и  $\dot{A}_1\dot{A}_2\zeta_2\zeta_1\dot{\epsilon}_4\dot{\epsilon}_3\dot{\epsilon}_2\dot{\epsilon}_1$  – параллелепипеда длиной  $l_n$ , шириной  $D$  и высотой  $l_B$  (рис. 6.1, ·).

Выбор точки  $\epsilon$  и формы выдавливаемого грунта не является произвольно случайным. Для предложенного фрагмента при фиксированной глубине погружения моноопоры характерны минимальные, по сравнению с любыми другими формами выдавливаемого грунта, объем и площади поверхности, по которым происходит сдвиг. Следовательно, из всех возможных к реализации фрагментов для предложенного характерны минимальные силы сопротивления подъему и сдвигу пород и максимальные значения вычисляемых глубин погружения моноопоры, гарантирующие надежность грунтовой заделки.

Момент грунтовой заделки  $\dot{a}_r$  создают распределенные силы сопротивления пород:  $N_1$  – сдвигу по боковым плоскостям  $\dot{A}_1\dot{A}_2\dot{\epsilon}_1\dot{\epsilon}_2$  и  $\zeta_1\zeta_2\dot{\epsilon}_3\dot{\epsilon}_4$  параллелепипеда и плоскостям  $\dot{A}_1\dot{A}_2\dot{A}_3$  и  $\zeta_1\zeta_2\zeta_3$  секторов (рис. 6.2, †, ·);  $N_2$  – сдвигу по торцовой плоскости  $\dot{A}_1\zeta_1\dot{\epsilon}_4\dot{\epsilon}_1$  параллелепипеда и образующей поверхности  $\dot{A}_1\zeta_1\zeta_3\dot{A}_3$  четверти цилиндра (рис. 6.2, ,, „);  $N_3$  – подъему (тяжести) грунта объемом параллелепипеда и четверти цилиндра (рис. 6.2, %, A).

Поэтому момент грунтовой заделки можно представить в виде

$$\dot{a}_r = \dot{a}_{1ц} + \dot{a}_{1п} + \dot{a}_{2ц} + \dot{a}_{2п} + \dot{a}_{3ц} + \dot{a}_{3п}, \quad (6.6)$$

где соответственно:  $\dot{a}_{1ц}$  и  $\dot{a}_{1п}$  – моменты грунтовой заделки от сил  $N_1$ , действующих по боковым плоскостям четверти цилиндра и параллелепипеда;  $\dot{a}_{2ц}$  и  $\dot{a}_{2п}$  – моменты грунтовой заделки от сил  $N_2$ , действующих по образующим поверхностям

четверти цилиндра и параллелепипеда;  $\hat{a}_{3ц}$  и  $\hat{a}_{3п}$  – моменты грунтовой заделки от сил  $N_3$ , действующих по объему четверти цилиндра и параллелепипеда.

Для удобства решения задачи по определению моментов правой части выражения (6.6) перейдем от точки  $\epsilon$  к точке  $\epsilon_1$  на поверхности контакта моноопоры с фрагментом непосредственно выдавливаемого грунта (см. рис. 6.1, ·). Точка  $\epsilon_1$  обладает особыми геометрическими характеристиками: через нее проходит вертикальная плоскость  $\epsilon_1\epsilon_2\epsilon_3$  симметрии всего объема выдавливаемого фрагмента грунта и она является центром окружности с дугой  $\epsilon_2\epsilon_3$ .

Для определения момента  $\hat{a}_{1ц}$  от сил  $N_1$ , действующих на боковых плоскостях четверти цилиндра, рассмотрим элементарную площадку  $dF_{1ц}$  на секторе  $\hat{A}_1\hat{A}_2\hat{A}_3$ . Ее площадь определяется выражением  $dF_{1ц} = r dr d\psi$ , где  $r$  – радиус удаления площадки от точки  $\hat{A}_2$ ;  $dr$  и  $d\psi$  – соответственно линейная и угловая меры, определяющие размеры площадки (см. рис. 6.2, ·).

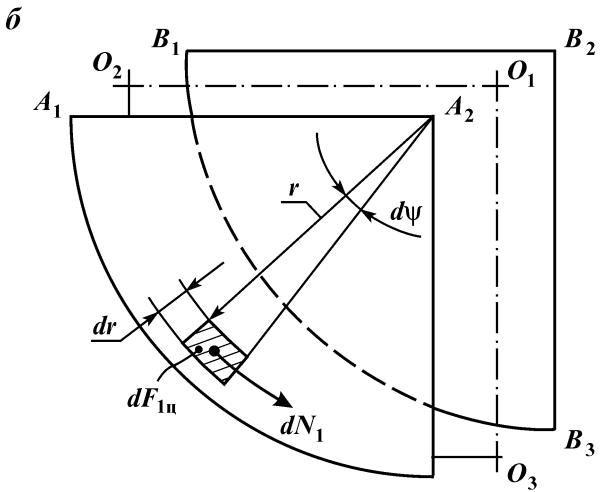
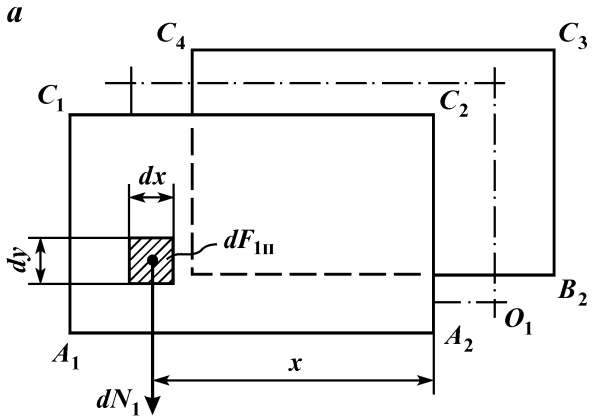
Сила  $dN_1$ , действующая на эту площадку, равна  $\tau dF_{1ц}$ , где  $\tau$  – удельное сопротивление пород сдвигу. Она направлена противоположно направлению движения выдавливаемой части грунта – против часовой стрелки и перпендикулярно радиусу  $r$ . Точно такая же сила действует на симметричную относительно плоскости  $\epsilon_2\epsilon_1\epsilon_3$  элементарную площадку  $dF_{1ц}$  на плоскости  $\zeta_1\zeta_2\zeta_3$ .

Перенесем силы, действующие на обе симметричные площадки, на плоскость  $\epsilon_2\epsilon_1\epsilon_3$ . Для соблюдения статической эквивалентности такого переноса следовало бы ввести моменты, представляющие собой произведение переносимых сил на расстояние от площадок их действия до этой плоскости. Однако в этом нет необходимости, так как данные моменты равны по модулю и противоположны по направлению, т.е. в сумме дают ноль.

Поэтому можно сделать вывод, что относительно точки  $\epsilon_1$  момент  $dM_{1ц}$  от сил  $dN_1$ , действующих на симметричных элементарных площадках, равен моменту от результирующей переноса этих сил на плоскость  $\epsilon_2\epsilon_1\epsilon_3$ . Их результирующая имеет модуль  $2dN_1$  и сонаправлена с силами  $dN_1$ . Линия ее действия перпендикулярна к радиусу из точки  $\epsilon_1$ , а ее момент относительно этой точки равен  $2dN_1 r$  или, в развернутом виде,  $dM_{1ц} = 2\tau r dr d\psi$ .

Для определения момента относительно точки  $\epsilon_1$  от сил  $dN_1$ , действующих на всех элементарных площадках на боковых плоскостях рассматриваемой четверти цилиндра, необходимо проинтегрировать выражение для  $dM_{1ц}$  по всей площади





сектора  $\ddot{A}_1\ddot{A}_2\ddot{A}_3$  в пределах изменения  $r$  от 0 до  $l_H$  и  $\psi$  от 0 до  $90^\circ$

$$M_{III} = \int_0^{\pi/2} \int_0^{l_H} 2\tau r r dr d\psi. \quad (6.7)$$

С учетом, что  $l_H = 2l/3$ , после интегрирования получаем

$$\ddot{a}_{III} = 8\pi l^3 / 81. \quad (6.8)$$

Для определения момента от сил  $N_1$ , действующих по боко-

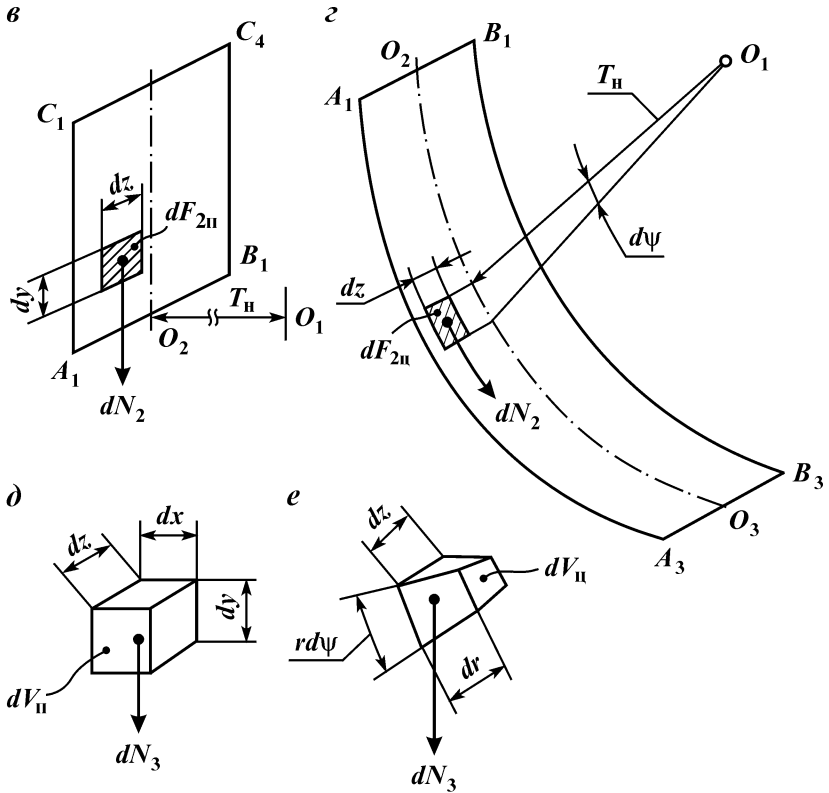


Рис. 6.2. Схема расчета грунтовой заделки с силами:  
 †, · -  $N_1$  по боковым плоскостям; ·, ·, · -  $N_2$  по образующей поверхности;  
 %, ·, · -  $N_3$  тяжести грунта

вым плоскостям параллелепипеда, проведем аналогичные рассуждения. Выражение для площади элементарной площадки параллелепипеда имеет вид  $dF_{1n} = d\bar{l} d\bar{U}$ , где  $\bar{l}$  и  $\bar{U}$  - линейные меры по длине и высоте параллелепипеда (см. рис. 6.2, †). Сила  $dN_1$ , действующая на эту площадку, равна  $\tau dF_{1n}$  и направлена вертикально вниз. Поэтому момент от результирующей переноса относительно точки  $\bar{e}_1$  для параллелепипеда равен  $2dN_1\bar{l}$ , или в развернутом виде  $dM_{1n} = 2\tau\bar{l} d\bar{U}$ .

Момент от сил  $dN_1$ , действующих на всех элементарных площадках боковых плоскостей параллелепипеда, получаем, проинтегрировав выражение для  $dM_{1n}$  по площади  $\bar{A}_1\bar{A}_2\bar{e}_2\bar{e}_1$  в пределах изменения  $\bar{l}$  от 0 до  $l_n$  и  $\bar{U}$  от 0 до  $U_n$

$$M_{1\pi} = \int_0^{l_B} \int_0^{l_H} 2\tau x dx dy. \quad (6.9)$$

После интегрирования с учетом, что  $l_H = 2l/3$  и  $l_B = l/3$ , получаем

$$\dot{a}_{1\pi} = 4\tau l^3 / 27. \quad (6.10)$$

Для определения моментов от сил  $N_2$ , действующих по образующей поверхности четверти цилиндра и торцевой плоскости параллелепипеда, рассмотрим на них элементарные площадки  $dF_{2\pi} = l_H dz d\psi$  и  $dF_{2\pi} = dz d\hat{U}$ , где  $z$  – линейная мера по ширине выдавливаемого фрагмента (см. рис. 6.2, , , „). Проведя рассуждения аналогично определению выражения для  $\dot{a}_1$  с той разницей, что перенос сил  $dN_2$  осуществляется не на плоскость, а на линию симметрии  $\acute{e}_2\acute{e}_3$ , получим следующие выражения для моментов  $d\dot{a}_{2\pi} = 2\tau l_H^2 dz d\psi$  и  $d\dot{a}_{2\pi} = 2\tau l_H dz d\hat{U}$ . И далее

$$M_{2\pi} = \int_0^{\pi/2} \int_0^{D/2} 2\tau l_H^2 dz d\psi = 2\pi\tau D l^2 / 9, \quad (6.11)$$

$$M_{2\pi} = \int_0^{l_B} \int_0^{D/2} 2\tau l_H dz dy = 2\tau D l^2 / 9. \quad (6.12)$$

Для определения момента от действия сил тяжести  $N_3$  выдавливаемого грунта необходимо рассматривать не элементарные площадки, а элементарные единицы объема  $dV_{\pi} = d\hat{U} dz$  для параллелепипеда и  $dV_{\pi} = r dr d\psi dz$  для четверти цилиндра (см. рис. 6.2, „, „). Отметим, что силы тяжести  $dN_3$ , действующие на эти объемы, в любой точке фрагмента направлены вертикально вниз в отличие от сил  $dN_1$  и  $dN_2$ , направление которых зависело от направления выдавливания грунта.

Выполнив перенос сил  $dN_3$  к плоскости симметрии  $\acute{e}_2\acute{e}_1\acute{e}_3$ , проведем дальнейшие рассуждения аналогично случаю получения выражения для определения  $\dot{a}_1$  и получим следующие выражения для моментов:

$$dM_{3\pi} = 2\gamma r \cos\psi r dr d\psi dz \quad \text{и} \quad dM_{3\pi} = 2\gamma x dx dy dz,$$

где  $\gamma$  – удельный вес выдавливаемых пород.

Интегрируя по всему объему выдавливаемого фрагмента, имеем

$$M_{3ц} = \int_0^{D/2} \int_0^{\pi/2} \int_0^{l_H} 2\gamma r^2 \cos \psi dr d\psi dz = 8\gamma D l^3 / 81, \quad (6.13)$$

$$M_{3п} = \int_0^{D/2} \int_0^{l_B} \int_0^{l_H} 2\gamma x dx dy dz = 2\gamma D l^3 / 27. \quad (6.14)$$

Условием исключения опрокидывания моноопоры (выворачивания грунта) является соблюдение неравенства

$$\ddot{a}_{1ц} + \ddot{a}_{1п} + \ddot{a}_{2ц} + \ddot{a}_{2п} + \ddot{a}_{3ц} + \ddot{a}_{3п} \geq [\sigma]W. \quad (6.15)$$

Минимально необходимое значение глубины  $l$  погружения моноопоры в грунт следует вычислять из предельного случая, когда выражение (6.15) является равенством. Это равенство с учетом выражений (6.8) и (6.10)–(6.14) после преобразований можно записать в форме

$$l^3(8\pi\tau + 12\tau + 14\gamma D) / 81 + 2(\pi + 1)l^2\tau D / 9 = [\sigma]W. \quad (6.16)$$

Для удобства вычислений необходимой глубины погружения моноопоры в грунт морского дна, при которой исключается ее опрокидывание, выражение (6.16) после подстановки в него числового значения  $\pi$  с достаточной для практики точностью можно представить в виде

$$l^3(0,46\tau + 0,17\gamma D) + 0,92l^2\tau D = [\sigma]W. \quad (6.17)$$

Достоверность выражений (6.16) и (6.17) проверена при экспериментальном сломе моноопоры из труб наружным диаметром 0,325 с толщиной стенки 0,0125 м муфтового соединения с  $[\sigma] = 550$  МПа, погруженной в грунт морского дна с  $\tau = 16$  кПа на глубину 4,7 м [достаточная глубина ее погружения, вычисленная по выражению (6.17), составляет 3,74 м].

При скорости 6 узлов судна “Шельф-1” петля выброшенной на дно моря его якорной цепи с якорем массой 900 кг охватила моноопору на высоте 7 м от дна моря и вывернула ее секцию из находящейся у дна муфты. Затем на оставшуюся в грунте часть моноопоры навинтили новую секцию труб и убедились, что угол наклона оси моноопоры к поверхности моря не изменился. Следовательно, при изгибе моноопоры из обсадных

труб указанного выше диаметра нагрузками, близкими к предельно допустимым, состояние ее грунтовой заделки не было нарушено, и это подтверждает пригодность выражения (6.17) для практических вычислений.

### **6.1.2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГРУНТОВОЙ ЗАДЕЛКИ ТРУБЧАТОЙ МОНООПОРЫ**

Задача проектирования грунтовой заделки заключается в обосновании ее рациональных параметров. Под рациональными параметрами грунтовой заделки подразумевается сочетание минимальных значений глубины и диаметра погружаемой в грунт части моноопоры, при котором исключается ее проворачивание, выдавливание, осадка и опрокидывание. Значения рациональных параметров зависят друг от друга, от физико-механических свойств грунта заделки и условий ее работы, величин сил нагружения, характера и условий работы моноопоры.

Физико-механические свойства грунта заделки, характер нагружения и условия работы моноопоры обычно заданы и изменять их при проектировании практически сложно, в то время как диаметр труб моноопоры, находящихся в грунтовой заделке, можно изменять. Поэтому при проектировании грунтовой заделки следует обосновать рациональный диаметр труб моноопоры, находящихся в грунтовой заделке. При необходимости уменьшения глубины грунтовой заделки следует увеличить диаметр заглубленной в нее части труб моноопоры и именно для этого диаметра выполнить необходимые расчеты на прочность заделки.

Значения физико-механических свойств донных грунтов, необходимые для расчета параметров грунтовой заделки, определяются при проведении соответствующих инженерных изысканий в заданном районе бурения или по данным фондовых материалов. В табл. 6.1 приведены необходимые для расчетов обобщенные значения сопротивления сдвигу грунтов некоторых генетических типов. Эти значения получены из опубликованных материалов [30, 39].

Расчетное удельное сопротивление пород на боковой поверхности труб моноопоры  $\tau_f$  можно принять равным 20 кПа. Это обусловлено тем, что по результатам извлечения из скважин обсадных труб, погруженных ударным способом на глубины 10–15 м в породы Дальневосточных морей, авторами вычислено среднее значение удельного сопротивления пород на боковой поверхности труб равное 21,8 кПа [2]. Удельный вес  $\gamma$

**Соппротивления сдвигу грунтов различных генетических типов**

τ, кПа	Характеристика грунта	Источник
2–21 13–27 17–35	Ил глинистый Ил суглинистый Ил супесчаный	[30]
1–5 5–40 11–45  20 30–60 35–110 14–152	Песок слабо увлажненный Суглинки водонасыщенные Глины Северного Прикаспия с песчаными линзами Глины дна Каспийского моря Глины озера Байкал Суглинки естественной влажности Глины естественной влажности	[39]

пород грунтовой заделки трубчатой моноопоры для приближенных расчетов можно принять равным 20 кН/м<sup>3</sup>.

Соппротивления по лобовой поверхности имеют наименьшие значения при погружении моноопоры в илистых грунтах. К ним относятся также глинистые грунты, образовавшиеся как структурный осадок в воде при наличии микробиологических процессов. Расчетное соппротивление R по лобовой поверхности трубчатых элементов в глинистых грунтах зависит от консистенции и глубины расположения слоя грунта.

Показатель консистенции ζ глинистых грунтов и супесей по их плотности от твердых до текучих изменяется в пределах 0 < ζ < 1 соответственно, т.е. увеличивается с уменьшением плотности грунта. Ориентировочно значения соппротивления R грунтов по лобовой поверхности внедряемой в них трубчатой моноопоры могут быть оценены по данным табл. 6.2.

После стабилизации моноопоры в морском дне ниже ее башмака осуществляют бурение скважины. Если диаметр скважины близок к диаметру труб моноопоры, то грунт из под ее башмака обычно вымывается или обрушается. В этом случае сила лобового соппротивления оказывается равной нулю. Поэтому при расчете грунтовой заделки на осадку следует учитывать соотношение диаметров моноопоры и скважины.

Чем слабее грунты морского дна, тем на большую глубину необходимо погружать в них моноопору. Вычислим минимально необходимые глубины погружения моноопоры для сравнительно слабых характеристик грунтовой заделки. При расчете грунтовой заделки на проворачивание, выдавливание и осадку в ней моноопоры таким условиям соответствует заделка моноопоры малого диаметра в грунтах с τ<sub>f</sub> = 20 кПа.

**Соппротивления грунтов R, МПа, по лобовой поверхности внедряемых в них элементов [17]**

Глубина расположения слоя, м	Глинистые грунты консистенции С						
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
3	7	4	3	2	1,2	1	0,6
4	8,2	5,1	3,8	2,5	1,6	1,2	0,7
5	8,8	5,5	4	2,8	1,9	1,3	0,75
7	9,5	6,2	4,3	3,2	2,1	1,4	0,8
10	10,5	6,8	4,9	3,5	2,4	1,5	0,9
15	11,7	7,5	5,6	4	2,8	1,6	1,0
20	12,6	8,2	6,2	4,5	3,1	1,7	1,1

Тормозной момент грунтовой заделки, вычисленный по выражению (6.1) для условий погружения моноопоры из труб диаметром 0,168 м в грунты с  $\tau_f = 20$  кПа на глубину 4 м (минимальная глубина, рекомендуемая для свай, нагружаемых изгибающими и выдавливающими их силами [26]), составляет 2836 Н·м. Для бурения многих разведочных и инженерно-геологических скважин на море достаточно использовать вращатели, развивающие в 2 раза меньший крутящий момент.

С увеличением диаметра труб моноопоры, находящихся в грунтовой заделке, тормозной момент ее существенно возрастает. Так при погружении на ту же глубину и в тот же грунт труб диаметром 0,324 м тормозной момент грунтовой заделки составит 10 548 Н·м.

Вычисления по выражению (6.3) показывают, что моноопора из труб диаметром 0,168 м, погруженная в те же грунты на глубину 4 м, не выдавливается из грунта при передаче на забой усилия  $\hat{e} \leq 28$  кН. Для бурения на рациональных режимах вращательным колонковым способом этого усилия достаточно, для статического зондирования его может оказаться мало.

Так, морская буровая установка “Старт”, предназначенная для бурения с моноопоры вращательным и вдавливающим способами, позволяет передавать на забой осевую нагрузку  $P = 60$  кН. При этом возможно предотвратить выдавливание моноопоры из грунта, если увеличить диаметр или глубину погружения в грунт труб моноопоры, увеличить силу тяжести моноопоры с установленными на ней буровыми механизмами или ограничить значение осевой нагрузки на забой скважины.

Вычисления по выражению (6.4) показывают, что та же грунтовая заделка глубиной 4 м при отсутствии лобового сопротивления (грунт из-под башмака моноопоры вымыт или об-

рушен) в состоянии предотвратить осадку моноопоры из труб диаметром 0,168 м при нагружении заделки суммарной продольной силой в пределах до 33,76 кН. Фактическое нагружение грунтовой заделки продольными силами может быть большим. Так, МБУ “Старт” позволяет нагружать ее силой 50 кН.

Предотвратить осадку моноопоры в грунтовой заделке возможно тоже различными конструктивными и технологическими способами: увеличить глубину погружения или диаметр погружаемых в грунт труб моноопоры, обеспечить сохранность лобового сопротивления грунта, исключив его обрушение из-под опорной площади погруженной в него части моноопоры; уменьшить силу тяжести моноопоры с установленными на ней буровыми механизмами и ограничить силу нагружения моноопоры при извлечении из скважины бурового снаряда.

Из анализа полученных результатов следует, что удерживающая или несущая сила грунтовой заделки глубиной 4 м может быть недостаточной для предотвращения выдавливания из грунта или осадки в него моноопоры диаметром 0,168 м. Ограничения режимов по мощности бурения (уменьшение осевой нагрузки на забой скважины при статическом зондировании и тягового усилия при извлечении из нее бурового снаряда) позволяют повысить надежность работы грунтовой заделки. Однако эти методы снижают эффективность бурения.

Увеличение массы моноопоры и установленных на ней буровых механизмов влияет на выдавливание, осадку и опрокидывание моноопоры неоднозначно: препятствует выдавливанию, но способствует осадке и опрокидыванию. Поэтому возможными методами повышения надежности работы грунтовой заделки трубчатой моноопоры являются увеличение длины и диаметра только той части труб моноопоры, которая погружена в грунт морского дна.

В табл. 6.3 приведены примерные значения несущей силы боковой поверхности моноопоры, препятствующей ее выдавливанию и осадке, в зависимости от диаметра труб моноопоры и глубины их погружения в грунт на глубину от 1 до 10 м. Эти значения вычислены по левой части выражения (6.3) и округлены с точностью до целого числа силы (в кН). Вычисления выполнены с использованием данных СНиП [26], учитывающих увеличение расчетного сопротивления  $\tau_f$  песчаных средней плотности и пылевато-глинистых грунтов на боковой поверхности моноопоры по мере возрастания глубины ее погружения и снижения показателя текучести грунта.

По условиям предотвращения опрокидывания глубина погружения в слабые грунты на 4 м моноопоры равного по высо-



Таблица 6.3

Несущая способность грунтовой заделки моноопоры на вертикальные нагрузки, кН,  
в зависимости от величины ее заглубления  $l$

$l$ , м	Диаметр труб заглубленной части моноопоры $D$ , м																	
	0,168			0,219			0,273			0,324			0,351			0,426		
	Показатель текучести грунта $I_L$																	
	0,5	0,7	0,9	0,5	0,7	0,9	0,5	0,7	0,9	0,5	0,7	0,9	0,5	0,7	0,9	0,5	0,7	0,9
1	6	2	1	8	3	2	10	3	2	12	4	3	13	4	3	16	5	4
2	15	6	4	20	7	5	25	9	6	29	11	7	32	12	7	39	14	9
3	26	10	7	34	13	9	42	16	11	50	19	13	54	21	14	65	25	17
4	37	15	10	49	19	14	61	24	17	72	28	20	78	31	22	95	37	27
5	50	20	14	65	26	18	81	32	23	96	38	27	105	42	30	127	51	36
6	63	25	18	82	33	23	103	41	29	122	49	34	132	53	37	160	64	45
7	76	30	21	100	40	28	124	50	35	147	59	42	160	64	45	194	77	55
8	90	36	25	117	47	33	146	58	41	174	69	49	188	75	53	229	91	64
9	104	41	29	135	53	38	169	67	47	200	79	56	217	86	60	263	104	73
10	118	46	33	154	60	42	192	75	53	228	89	63	247	68	68	300	118	83

*Примечания.* 1. Значения несущей силы в плотных песчаных грунтах следует увеличивать на 30 % по сравнению с приведенными значениями. 2. Значения несущей силы супесей и суглинков с коэффициентом пористости менее 0,5 и глин с коэффициентом пористости менее 0,6 следует увеличивать на 15 % по сравнению с приведенными значениями, при любых значениях показателя текучести.

те поперечного сечения практически любого диаметра тоже недостаточна. Минимально необходимые глубины погружения в грунты с различными значениями коэффициента сдвига  $\tau$  моноопор из труб разных диаметров, вычисленные по выражению (6.17), приведены в табл. 6.4. Эти значения рассчитаны для условий сравнительно высокой прочности труб моноопоры: толщина стенки всех труб 0,014 м, допустимое (расчетное) напряжение 750 МПа.

Приведенные в табл. 6.4 значения необходимой глубины погружения моноопоры в грунт увеличиваются с ростом диаметра ее труб. Обусловлено это тем, что с увеличением диаметра моноопоры повышается ее прочность, а параметры грунтовой заделки определяют, исходя именно из этой прочности.

Таким образом, параметры грунтовой заделки (глубина и диаметр) следует выбирать из условий ее прочности на выдавливание, осадку и опрокидывание моноопоры. Для этого по выражениям (6.3), (6.4) и (6.17) применительно к конкретным физико-механическим свойствам пород грунтовой заделки, условиям и силовым нагружениям ее рассчитывают минимально необходимые значения глубины погружения в нее труб определенного диаметра. Сравнивая эти значения, следует выбрать большее. При необходимости уменьшения вычисленной глуби-

Таблица 6.4

**Значения необходимого заглубления (м) в грунт моноопоры из труб с толщиной стенки 0,014 м и допустимым напряжением 750 МПа**

Удельное сопротивление сдвигу $\tau$ , кПа	Диаметр труб заглубленной части моноопоры, м					
	0,168	0,219	0,273	0,324	0,351	0,426
1	5,6	6,4	7,2	7,8	8,1	8,9
3	4,5	5,3	6,1	6,7	7,0	7,8
5	3,9	4,7	5,4	6,0	6,3	7,0
7	3,6	4,3	4,9	5,5	5,8	6,5
10	3,2	3,9	4,5	5,0	5,2	5,9
15	2,8	3,4	4,0	4,5	4,7	5,3
20	2,6	3,1	3,6	4,1	4,3	4,9
25	2,4	2,9	3,4	3,8	4,0	4,5
30	2,3	2,7	3,2	3,6	3,8	4,3
35	2,2	2,6	3,0	3,4	3,6	4,1
40	2,1	2,5	2,9	3,3	3,4	3,9
50	1,9	2,3	2,7	3,0	3,2	3,6
60	1,8	2,2	2,5	2,8	3,0	3,4

ны грунтовой заделки до конкретного заданного значения выражения (6.3), (6.4) и (6.17) следует решать относительно необходимого диаметра погружаемых в грунт труб и тоже выбрать его большее значение.

Рациональные параметры грунтовой заделки и конструктивной схемы трубчатой моноопоры для грунтов с используемыми выше при вычислениях физико-механическими свойствами ( $\tau = 20$  кПа;  $\tau_f = 20$  кПа;  $\gamma = 20$  кН/м<sup>3</sup>), можно выбрать по данным табл. 6.3 и 6.4. Порядок выбора проиллюстрируем на следующем примере.

**Пример.** *Исходные данные.* Несущая способность моноопоры должна составлять 50 кН. Глубина грунтовой заделки не должна превышать 6 м. Сила лобового сопротивления отсутствует. Показатель текучести грунта 0,7. Определить конструктивную схему и диаметры моноопоры из труб с толщиной стенки 0,014 м и допустимым напряжением 750 МПа.

#### *Порядок определения*

1. По табл. 6.3 определяем минимальный диаметр труб моноопоры, находящихся в грунтовой заделке, несущая сила боковой поверхности которых при погружении в грунт с показателем текучести 0,7 на глубину 6 м составляет не менее 50 кН. Этим требованиям удовлетворяют трубы диаметром 0,351 м и более. Несущая способность поверхности труб диаметром 0,351 м, погруженных на глубину 6 м в грунт указанных свойств, составляет 53 кН.

2. По табл. 6.4 для грунтов с  $\tau \leq 20$  кПа определяем диаметры труб моноопоры с глубиной грунтовой заделки по условиям опрокидывания, меньшей или близкой 6 м. Такому требованию удовлетворяют трубы диаметрами 0,168; 0,219; 0,273; 0,324; 0,351 и 0,426 м.

3. Выбранные по табл. 6.4 трубы до диаметра 0,351 м включительно оцениваем по их возможности обеспечить прочность моноопоры на требуемой глубине разведываемой акватории. Если на данной глубине акватории прочность моноопоры обеспечивается трубами любого выбранного диаметра, то возможны двух-, трех-, четырех- и пятиступенчатые конструкции моноопоры с уменьшающимися к верху сечениями.

Таким образом, рациональные параметры грунтовой заделки трубчатой моноопоры в морском дне должны определяться из условий выдавливания, осадки и опрокидывания моноопоры по выражениям (6.3), (6.4) и (6.17). Вычисленные значения необходимого погружения нижнего конца моноопоры в плотные грунты морского дна могут оказаться малыми (1–3 м). Однако с

учетом рекомендаций [37] сваи и моноопоры, подвергающиеся многократно изменяющимся значениям изгибающих, вдавливающих и выдавливающих сил, желателно погружать в грунт на глубину не менее 4 м независимо от его плотности.

При ограниченных возможностях погружения нижнего конца моноопоры на необходимую глубину в породы морского дна, например, из-за близкого залегания от него крепких пород или по другим причинам, предотвратить опрокидывание моноопоры можно изготовлением специального массивного придонного основания с соответствующим расчетным удалением его опорных точек от оси моноопоры.

### **6.1.3. РАЦИОНАЛЬНАЯ КОНСТРУКТИВНАЯ СХЕМА ТРУБЧАТОЙ МОНООПОРЫ**

Прочность грунтовой заделки на проворачивание, выдавливание и осадку (при  $R = 0$ ) моноопоры изменяется пропорционально изменению площади ее боковой поверхности, контактирующей с грунтом. При уменьшении глубины грунтовой заделки в 2 раза ее прочность на проворачивание, выдавливание и осадку остается прежней, если в 2 раза увеличить диаметр части моноопоры, погружаемой в грунт.

В то же время прочность грунтовой заделки на опрокидывание моноопоры изменяется не пропорционально изменению ее диаметра и глубины погружения в грунт. Так, необходимая глубина погружения в обводненные донные илы или пески (сопротивление сдвигу  $\tau = 1$  кПа; удельный вес  $\gamma = 20$  кН/м<sup>3</sup>) моноопоры из труб равного по высоте поперечного сечения диаметром 0,245 м с толщиной стенки 0,01 м и допустимым напряжением  $[\sigma] = 550$  МПа, вычисленная из условий прочности грунтовой заделки по выражению (6.17), составляет 5,6 м.

Для обеспечения аналогичной прочности грунтовой заделки глубиной 4 м в тех же грунтах погружаемую в них часть моноопоры необходимо выполнить из труб диаметром 0,86 м. Следовательно, в данном случае при уменьшении глубины грунтовой заделки в 1,4 раза ее диаметр необходимо увеличить в 3,5 раза.

В трубах погружаемой части моноопоры оказывается донный грунт, который по мере ее стабилизации или после нее необходимо извлекать на поверхность. Объем этого грунта пропорционален квадрату внутреннего диаметра труб погружаемой части моноопоры. Поэтому извлечение керна из моноопоры с увеличенным диаметром труб ее погружаемой в грунт части затруднительно и продолжительно. Качество отбираемых об-

разцов грунта в этом случае нарушается из-за перемешивания его верхних слоев с нижними.

Это обусловлено тем, что диаметр спускаемого в моноопору керноприемника ограничен внутренним диаметром труб ее вышерасположенной секции и меньше диаметра труб, из которых необходимо отобрать грунт. После первого рейса отбора грунта таким керноприемником из секции увеличенного диаметра у стенок труб этой секции остается толстое кольцо неотобранного грунта. При последующих рейсах грунт из этого кольца частично осыпается и перемешивается с нижележащими слоями.

В конструкции моноопоры (свидетельство № 20662 на полезную модель “Устройство для ударно-забивного бурения на акваториях”, 2001 г.), приведенной на рис. 6.3, эти недостатки отсутствуют. Моноопора включает в себя башмак 1, навинченный на нижний конец секции 2 из двух концентрично смонтированных и жестко соединенных между собой труб. К верхнему концу секции 2 присоединена при помощи муфты 3 колонна, состоящая из секций 4 одинарных труб, соединенных между собой также при помощи муфт 3.

При этом прочность и надежность работы грунтовой заделки обеспечиваются тем, что наружный диаметр секции из концентрично смонтированных труб предлагается брать больше наружного диаметра остальных секций и определять из условия, получаемого после преобразования выражения (6.17):

$$D \geq \frac{[\sigma]W - 0,46\tau l^3}{0,17\gamma l^3 + 0,92\tau l^2}, \quad (6.18)$$

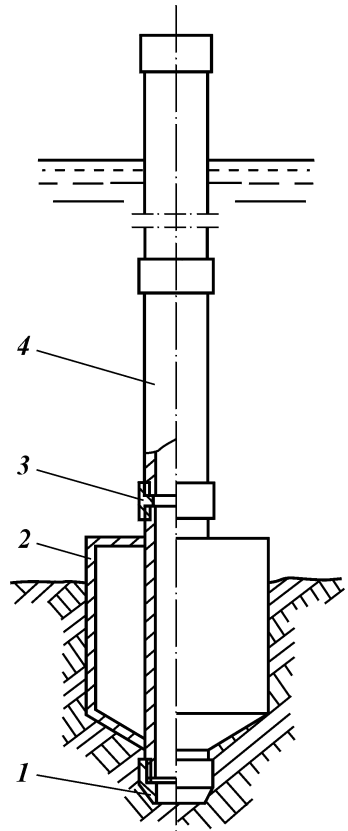
где соответственно  $D$  и  $l$  – наружный диаметр и величина заглубления в грунт морского дна секции из концентрично смонтированных труб;  $\gamma$  и  $\tau$  – удельная сила тяжести и удельное сопротивление грунта дна сдвигу;  $[\sigma]$  и  $W$  – допустимое напряжение труб и момент сопротивления наиболее опасного сечения моноопоры.

С увеличением наружного диаметра труб нижней части моноопоры, заглубленной в грунт, возрастают моменты от сил его сопротивления смятию, тяжести и среза по образующей выдавливаемого объема грунта, т.е. повышается прочность грунтовой заделки.

Рациональные сочетания величин наружных диаметров нижней секции 2 и верхней 4 двухступенчатой моноопоры описываемой конструкции (см. рис. 6.3) из труб с толщиной стенки 0,01 м и допустимым напряжением 550 МПа, вычислен-

**Рис. 6.3. Рациональная конструктивная схема моноопоры:**

1 – башмак; 2 – секция двойных труб; 3 – соединительная муфта; 4 – секция одинарных труб



ные по выражению (6.18), приведены в табл. 6.5. Эти сочетания рациональны по условиям прочности грунтовой заделки глубиной 4 м на опрокидывание в грунтах с различным удельным сопротивлением сдвигу.

При выполнении погружаемой в грунт секции моноопоры из одинарных труб любого диаметра лобовое сопротивление грунта ее просадке практически отсутствует. Как уже отмечалось, это обусловлено тем, что при бурении скважины ниже башмака моноопоры породы из-под его нижнего торца вымываются или обрушаются на забой.

Повышение эффективности извлечения грунта из моноопоры данной конструкции обеспечивается за счет выполнения погружаемой в грунт секции моноопоры из двух концентрично смонтированных труб с внутренним диаметром, равным внут-

Таблица 6.5

**Необходимый диаметр (м) нижней секции двухступенчатой моноопоры по условиям прочности грунтовой заделки глубиной 4 м на опрокидывание**

Диаметр верхней секции, $10^{-3}$ м	Удельное сопротивление грунта сдвигу $\tau$ , кПа				
	2	4	6	8	10
168	180	*	*	*	*
194	325	*	*	*	*
219	530	245	*	*	*
245	1020	426	*	*	*
273	1220	630	377	*	*
299	1420	920	630	351	*
325	1720	1120	810	630	351

\*Необходимая прочность грунтовой заделки обеспечивается, даже если диаметр нижней секции меньше диаметра верхней секции.

ренному диаметру выше расположенных секций. При этом обеспечивается соответствие диаметров поступающего в трубы моноопоры грунта и применяемого для его отбора керноприемника (пробоотборника или грунтоноса).

Выполнение погружаемой в донный грунт секции моноопоры из концентрично смонтированных труб увеличивает площадь ее поперечного сечения и тем самым повышает лобовые сопротивления грунта просадке в него моноопоры. Это положительно влияет на прочность грунтовой заделки, так как при небольшой глубине погружения моноопоры в грунт дна удерживающая сила по боковой поверхности труб может оказаться меньше сил, возникающих, например, при расхаживании или извлечении из скважины прихваченного в породах бурового снаряда. В этих случаях моноопора при отсутствии лобового сопротивления может погружаться, что приведет к аварийной ситуации.

Секция 2 (см. рис. 6.3) при сравнительно большом ее наружном диаметре и герметичном исполнении может обладать положительной плавучестью. Для устранения положительной плавучести секция 2 может быть заполнена балластом, что повысит остойчивость моноопоры, в этой секции может быть установлен специальный забивной механизм или она может быть выполнена жесткой, но не герметичной и заполненной морской водой.

До начала монтажа и стабилизации моноопоры должны быть известны средние показатели физико-механических ха-

рактических грунтов дна акватории в районе предстоящего бурения. Желаемая величина погружения нижнего конца моноопоры в грунт задается. Затем по расчетам ее прочности в конкретных гидрологических условиях определяют необходимый диаметр, толщину стенки и предел текучести материала труб секций 4 (см. рис. 6.3).

Параметры грунтовой заделки по условиям выдавливания и осадки моноопоры не зависят от физических и геометрических характеристик труб ее секций, а зависят от физико-механических свойств грунтов и сил нагружения моноопоры. Параметры грунтовой заделки по условиям опрокидывания моноопоры зависят от физико-механических свойств грунтов и сил нагружения заделки, а также очень существенно от физических и геометрических характеристик труб верхней секции ступенчатой моноопоры.

Для стабилизации в слабых грунтах моноопоры с верхней секцией из труб сравнительно малой прочности (малые диаметр, толщина стенки и допустимое напряжение) больший наружный диаметр труб нижней секции получается при вычислении его по условиям выдавливания (6.2) и (6.3) и осадки (6.4). Так, для предотвращения выдавливания моноопоры из грунтов с  $\tau_f = 20$  кПа при передаче осевой нагрузки на забой скважины  $P = 60$  кН (статическое зондирование) наружный диаметр однотрубной нижней секции моноопоры должен быть не менее 0,249 м независимо от диаметра ее верхней секции. Для предотвращения осадки моноопоры, нагружаемой силой 50 кН (характерная при бурении МБУ "Старт") в грунтах с  $\tau_f = 20$  кПа, наружный диаметр однотрубной нижней секции должен быть не менее 0,299 м независимо от диаметра верхней секции.

Для предотвращения опрокидывания моноопоры с диаметром верхней секции 0,168 м из труб с толщиной стенки 0,01 м и допустимым напряжением 380 МПа в грунтах с  $\tau = 1$  кПа и  $\tau = 2$  кПа достаточно, чтобы наружный диаметр нижней секции составлял соответственно 0,176 и 0,046 м. При таких физических и геометрических характеристиках труб верхней секции моноопоры в грунтах любой плотности вычисленные значения диаметра ее нижней секции по опрокидыванию значительно меньше, чем по условиям выдавливания и осадки.

С повышением плотности донных грунтов и прочности верхней секции больший наружный диаметр труб нижней секции может получаться при вычислении его по условию опрокидывания (6.18). Для предотвращения опрокидывания моноопоры с диаметром верхней секции 0,325 м из труб с толщи-



ной стенки 0,014 м и допустимым напряжением 750 МПа минимально необходимый наружный диаметр нижней секции в грунтах с  $\tau = 1$  кПа и  $\tau = 2$  кПа должен составлять 2,3 и 2,0 м соответственно.

Следовательно, рациональные конструкцию и диаметры труб при проектировании ступенчатой моноопоры с применением секции из двух концентрично смонтированных труб следует выбирать по результатам сравнения вычисленных параметров грунтовой заделки на выдавливание, осадку и опрокидывание и последующего уточнения этих параметров, исходя из ближайших диаметров серийно выпускаемых труб в сторону их увеличения. Высоту секции 2 (см. рис. 6.3) моноопоры при изготовлении можно взять больше заданной глубины погружения ее нижнего конца в грунт.

Стабилизацию моноопоры в грунте дна акватории осуществляют следующим образом. Секцию 2 моноопоры вместе с навинченным на ее нижний конец башмаком 1 при помощи грузоподъемных средств плавоснования опускают через его проем в воду и подвешивают на хомуте (на рисунке не показаны). Затем наращивают секции 4 с муфтами 3 и колонну труб опускают до упора башмака 1 в дно акватории.

Далее при помощи ударно-забивного снаряда собранную колонну погружают на необходимую глубину в грунт дна. По мере погружения моноопору наращивают секциями 4 расчетной длины так, чтобы по завершении погружения верхний конец моноопоры возвышался над палубой плавоснования на 0,8–1,0 м.

Затем на верхний конец моноопоры монтируют площадку с установленными на ней основными исполнительными механизмами (вращатель, механизм подачи инструмента, мачта и т.п.) и приступают к бурению скважины. По завершении бурения моноопору демонтируют в обратной последовательности: грузоподъемными механизмами плавоснования с моноопоры снимают буровые механизмы с площадкой, извлекают из грунта моноопору, поочередно разбирая ее на отдельные секции и укладывая их на плавосновании.

Использование моноопоры описанной конструкции позволяет повысить качество исследований свойств донных грунтов, производительность стабилизации моноопоры в грунте морского дна и надежность ее эксплуатации. Это достигается за счет уменьшения глубины погружения моноопоры в грунт и изготовления ее нижней секции из труб рационального наружного диаметра, вычисляемого по математически обоснованному и практически проверенному выражению (6.18). Повышение гео-

логической информативности при выполнении геологоразведочных работ крайне важно, так как именно с этой целью проводят бурение разведочных и инженерно-геологических скважин.

## **6.2. СПОСОБЫ ПОГРУЖЕНИЯ МОНООПОРЫ В ГРУНТ ДНА**

Для погружения трубчатой моноопоры в грунт морского дна приемлемы лучшие способы, схемы, техника и технологии, используемые для погружения колонны обсадных труб в породы (целик) при бурении разведочных скважин на море. Наиболее эффективными для погружения моноопоры в грунт являются ударно-забивной способ, а для его осуществления – забивные снаряды [12].

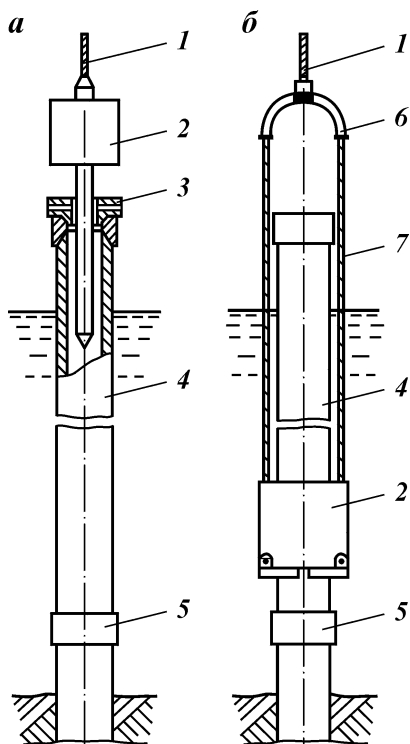
### **6.2.1. ТРАДИЦИОННЫЙ СПОСОБ**

*Традиционная схема* (рис. 6.4, а) погружения моноопоры в донные грунты ударно-забивным способом заключается в нанесении ударов по верхнему торцу (наголовнику 3) моноопоры 4 забивным снарядом 2, выполненным в виде стального монолитного груза (ударная баба) с направляющей штангой. Забивной снаряд подвешивают на тросе 1 лебедки со свободным спуском инструмента.

Погружение в грунт морского дна моноопоры с плавоснования по традиционной схеме неэффективно по ряду причин.

При традиционной схеме после погружения моноопоры на каждые 1–2 м в породы с нее снимают ЗС и укладывают на палубе плавоснования, отбирают грунтовые пробы (кern) из внутренней полости моноопоры, а затем ЗС снова вывешивают и устанавливают на моноопору.

Операции снятия с моноопоры и постановки на нее ЗС трудоемки, требуют больших затрат труда и времени на их выполнение и, главное, опасны для жизни людей, так как ЗС при постановке на моноопору и снятии с нее раскачивается на тросе, как маятник в окрестности рабочих мест над головами обслуживающего персонала. Удержать ЗС от раскачивания тем труднее, чем больше его масса. Поэтому массу ЗС при работе с плавоснования по традиционной схеме ограничивают до 600 кг независимо от диаметра, длины и массы погружаемой моноопоры.



**Рис. 6.4. Принципиальные схемы (способы) погружения трубчатой моноопоры в грунт морского дна:**  
*а* – традиционная; *б* – разработанная авторами; 1 – трос лебедки; 2 – забивной снаряд; 3 – наголовник; 4 – моноопора; 5 – муфта; 6 – уравновешивающая дуга; 7 – тросовая петля

Эффективное погружение моноопоры в грунт обеспечивается, когда масса ЗС близка к массе моноопоры. С учетом этого требования применительно к морским условиям бурения аналитически обоснованно и рекомендовано удобное для практических вычислений условие: масса ЗС (кг) рациональна, если она равна произведению диаметра труб погружаемой колонны (мм) на толщину их стенки (мм) [34].

Вычисленные по этому условию рациональные значения масс забивных снарядов для моноопор из труб диаметрами 0,168 и 0,324 м больше соответственно в 2,5 раза и в 5 раз массы снаряда, ограниченной качкой плавоснования. Следовательно, традиционная схема погружения моноопоры в породы с плавоснования не позволяет использовать необходимую энергию удара.

Стремление компенсировать недостаток энергии удара увеличением высоты сбрасывания ЗС приводит к уменьшению частоты нанесения ударов. При этом, высота расхаживания ЗС

при погружении моноопоры в породы ограничена длиной направляющей штанги, перемещающейся возвратно-поступательно в погружаемой колонне, а также ограничена допустимой скоростью соударения: увеличение скорости падения ЗС свыше 3 м/с приводит к наклепу, повреждению резьбовых соединений и разрывам муфт.

Малые значения соотношения масс ЗС и погружаемой моноопоры уменьшают КПД удара. Еще большее уменьшение КПД удара обусловлено потерями энергии удара на продольные и особенно радиальные деформации части моноопоры труб, перекрывающей толщу воды.

Наконец, положение стабилизированной в грунте морского дна обсадной колонны труб, используемой в качестве бурового основания, должно быть практически вертикально. Выполнить это требование в условиях качки плавоснования и нахождения массивного забивного снаряда или вибропогружателя на верхнем конце длинной колонны труб крайне трудно.

#### **6.2.2. ПОГРУЖЕНИЕ МОНООПОРЫ ПОДВОДНЫМ ЗАБИВНЫМ СНАРЯДОМ**

*Новый способ* (рис. 6.4, б) погружения моноопоры в грунт морского дна свободен от перечисленных ограничений и трудностей традиционного. Он специально разработан для бурения и стабилизации моноопор в условиях моря. От традиционного новый способ отличается тем, что моноопору или обсадную колонну 4 погружают в породы ударами не по наголовнику, а по торцу придонной муфты 5 колонны кольцевым забивным снарядом 2, скользящим по ее наружной поверхности. Забивной снаряд может быть подвешен на одном тросе или на двух концах тросовой петли. Каждый вариант имеет свои достоинства и недостатки. В частности, второй вариант способствует вертикальному погружению колонны труб в породы, поэтому для стабилизации моноопоры с целью использования ее в качестве бурового основания он предпочтительнее.

Новый способ бурения и стабилизации трубчатой моноопоры в морском дне, а также конструкция забивного снаряда для осуществления этого способа защищены двумя авторскими свидетельствами (№ 939647, 1982 г. и № 1173001, 1985 г.) и патентом РФ № 1011783 на изобретение "Устройство для забивки обсадных труб", 1993 г.

Способ и кольцевой забивной снаряд получили практическое применение в производстве при бурении скважин с погружением обсадных труб диаметром 0,168 и 0,273 м на глубину

до 20 м по породам в целях разведки месторождений россыпей и стройматериалов на акваториях Японского и Охотского морей, а также при погружении в грунт морского дна моноопорных оснований из труб диаметрами 0,168 и 0,324 м на акваториях Балтийского моря.

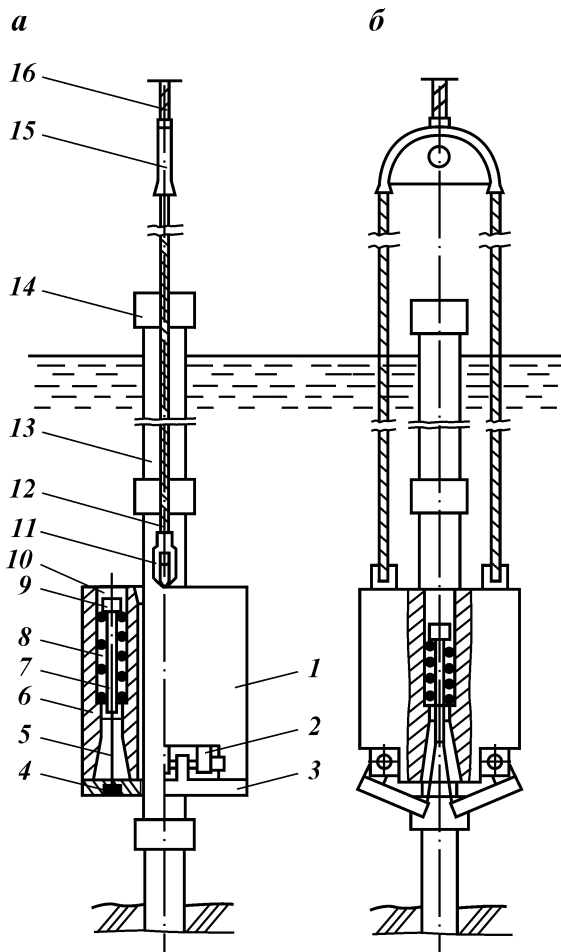
Забивной снаряд (рис. 6.5) состоит из цилиндрического корпуса 1 и двух полукольцевых пластин 3, симметрично охватывающих обсадную трубу 13. Выпуклые вершины полукольцевых пластин при помощи шарниров 2 соединены с нижним торцом корпуса ЗС в его диаметрально противоположных сторонах. На пластинах 3 закреплены зажимами 4 концы гибкой связи (тросов) 5, пропущенной через отверстия в стержнях 7, установленных внутри подвижных пружин 8 и опирающихся на их верхние концы жестко соединенными со стержнями цилиндрическими головками 9.

Пружины и стержни с головками установлены в сквозных вертикальных каналах 10, выполненных в корпусе ЗС симметрично и параллельно его центральной оси. Диаметры каналов 10 на  $(1\div 3)\cdot 10^{-3}$  м больше диаметра цилиндрической головки с целью обеспечения ее беспрепятственного вертикального перемещения по каналу, в нижнем конце которого выполнен цилиндрический упор 6 для постановки на него пружины. На верхнем торце ЗС установлены две грузоподъемные проушины 11, с которыми соединены концы тросовой петли 12, пропущенной через подъемную уравнивающую дугу 15.

В готовом для работы виде пластины ЗС прижаты к нижнему торцу его корпуса силой межвиткового давления пружин, которая обеспечивается их предварительным сжатием. Эта сила больше силы тяжести пластин и регулируется длиной гибкой связи при сборке ЗС. В перерывах между бурением скважин ЗС уложен на палубе или подвешен в специальной нише плавоснования.

Сборку и спуск моноопоры до дна акватории и установку на ней ЗС можно осуществлять по различным схемам. В этом разделе описана схема моноопоры из труб одинакового диаметра. В следующем разделе описана схема, приемлемая для моноопор из труб одинакового и разных по высоте диаметров.

По первой схеме ЗС вывешивают при помощи уравнивающей дуги на тросе 16 буровой лебедки, опускают в буровой проем плавоснования на 0,1–0,2 м ниже его палубы и в таком положении фиксируют при помощи патрубков или хомута. Затем на трос 16 буровой лебедки подвешивают вертлюжную скобу и соединяют ее с первой секцией моноопоры, предвари-



**Рис. 6.5. Подводный кольцевой забивной снаряд (ЗС):**

*а* – при нанесении ударов по муфте труб моноопоры; *б* – при подъеме на вышерасположенную муфту; 1 – корпус; 2 – шарнир; 3 – пластина; 4 – зажим; 5 – трос; 6 – упор; 7 – стержень; 8 – пружина; 9 – шайба; 10 – канал; 11 – проушина; 12 – тросовая петля; 13 – труба; 14 – муфта; 15 – уравнивающая дуга; 16 – трос лебедки

тельно собранной из двух-трех труб, соединенных муфтами 14, и оканчивающейся башмаком.

Секцию труб вывешивают над палубой плавоснования и опускают в центральное отверстие забивного снаряда. Под тяжестью труб секции пластины ЗС раскрываются и проускают

вниз башмак и муфты труб. Подвешенную на вертлюжной скобе секцию опускают в ЗС до прохождения ниже его пластин первой от башмака муфты. Затем секцию вместе с ЗС, упирающимся пластинами в верхний торец первой от башмака муфты, приподнимают, освобождают ЗС от фиксаторов на плавосновании, опускают секцию с ЗС в буровой проем до уровня палубы плавоснования и подвешивают на хомуте.

Далее моноопору наращивают отдельными секциями труб и спускают до дна моря вместе с ЗС по обычной схеме. Спуск моноопоры до дна осуществляют с подвеской ее на вертлюжной скобе. Вертлюжная скоба исключает вращение колонны труб при снятии ее с хомута и тем самым исключает закручивание тросовых ветвей уравнивающей дуги 15 вокруг моноопоры. Наращивание труб моноопоры после достижения ее башмаком морского дна производят без вертлюжной скобы, так как вращение моноопоры при этом предотвращается силами трения ее труб о породы дна.

Моноопору погружают в грунт дна следующим образом. Поочередно поднимая лебедкой и сбрасывая ЗС под водой на находящуюся ниже него муфту, колонну труб погружают в грунт на необходимую глубину, фиксируемую замером превышения моноопоры над палубой плавоснования. При этом пластины 3 снаряда находятся в закрытом положении, т.е. плотно прижаты к нижнему торцу корпуса 1 силой межвиткового давления пружин 8 (см. рис. 6.5, а).

В пределах одной трубы ЗС беспрепятственно перемещается вверх и вниз, 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 моноопоры.

Когда ударяемая муфта дойдет до дна акватории, буровой лебедкой перемещают ЗС по моноопоре 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 центрального канала корпуса. 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. 6.5, б). После этого пластины автоматически закрываются.

ся силой межвиткового давления пружин, и процесс погружения моноопоры в грунт ударами продолжают.

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

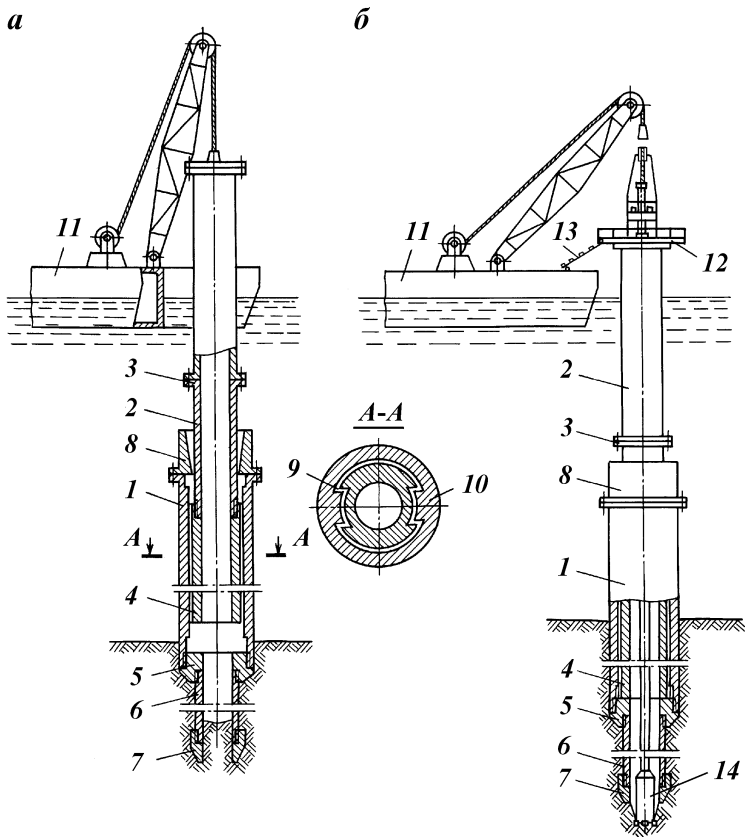
По окончании погружения моноопоры на необходимую глубину в грунт морского дна ЗС оставляют на придонной муфте или снимают с моноопоры, поднимая его лебедкой плавоснования. При движении ЗС по моноопоре вверх его пластины, проходя множество соединительных муфт, автоматически раскрываются и закрываются по описанной схеме (см. рис. 6.5).

### **6.2.3. ТЕЛЕСКОПИЧЕСКАЯ МОНООПОРА И СПОСОБ ЕЕ ПОГРУЖЕНИЯ**

Перспективным решением для реализации некоторых рекомендаций по повышению прочности моноопоры и ее грунтовой заделки, КПД ударов и скорости погружения, обеспечению вертикальности погружения, снижению трудоемкости и стоимости монтажа и стабилизации моноопоры является следующая разработка авторов. Отличительная особенность ее состоит в том, что моноопору монтируют из верхней и нижней секций труб, соединяют их между собой телескопически и нижнюю секцию погружают на необходимую глубину в грунт ударами верхней секции по нижней путем расхаживания верхней секции относительно нижней (свидетельство № 16337 на полезную модель “Морское буровое одноколонное основание”, 2000 г.; патент РФ № 2171349 на изобретение “Способ монтажа и стабилизации морского бурового одноколонного основания и устройство для его осуществления”, 2001 г.).

Телескопическая моноопора (рис. 6.6) включает нижнюю секцию 1 и коаксиально установленную в ней с возможностью ограниченного перемещения верхнюю секцию 2 труб, соединенных между собой при помощи фланцев 3. На нижнем конце секции 2 установлен кольцевой ударник 4, а на нижнем конце секции 1 установлена кольцевая наковальня 5, ограничивающая продольное перемещение верхней секции с ударником 4 вниз. С наковальней жестко соединен трубчатый удлинитель 6, оканчивающийся породоразрушающим башмаком 7. На верхнем конце нижней секции смонтирован раструб 8, ограничивающий продольное перемещение верхней секции с ударником 4 вверх,





**Рис. 6.6. Телескопическая моноопора:**

*a* – при погружении в грунт; *б* – при бурении с нее; 1, 2 – нижняя и верхняя секции; 3 – фланец; 4 – ударник; 5 – наковальня; 6 – удлинитель; 7 – башмак; 8 – раструб; 9, 10 – пазы и выступы шлицевого соединения; 11 – плав-основание; 12 – платформа; 13 – трап; 14 – буровой снаряд

а также ограничивающий радиус изгиба труб верхней секции в пределах, допустимых по их прочности.

На наружной поверхности ударника 4 выполнены продольные пазы 9, а на внутренней поверхности нижней секции в интервале расхаживания ударника 4 – продольные выступы 10. Число пазов 9 и выступов 10 одинаково и они образуют шлицевое соединение, которое не препятствует продольному перемещению ударника 4 вверх и вниз в интервале расхаживания. Одновременно при вращательном бурении сила трения

нижней секции труб о грунт морского дна уравнивает реактивный момент и не позволяет проворачиваться верхней секции и установленной на ней платформе с буровыми механизмами.

Способ монтажа и стабилизации моноопоры в морском дне осуществляют с заякоренного плавоснования следующим образом. На точке заложения скважины при помощи грузоподъемных механизмов (лебедка, вышка и т.п.) плавоснования 11 спускают к дну моря необходимое количество труб удлинителя 6 с породоразрушающим башмаком 7.

С целью обеспечения сохранности качественного керна поступление грунта в трубчатый удлинитель выше наковальни нежелательно. Поэтому необходимая длина удлинителя должна определяться, исходя из физических свойств донных грунтов, которые могут быть известны до бурения по данным предшествующих геофизических исследований. В большинстве случаев требуется, чтобы длина удлинителя составляла не менее 1,5 м.

С верхним концом удлинителя соединяют кольцевую наковальню 5, а с ней – первую трубу нижней секции с выступами 10 шлицевого соединения на ее внутренней поверхности. На трубу шлицевого соединения наращивают необходимое количество обыкновенных труб нижней секции, спускают ее по мере наращивания и подвешивают на трубодержателе любой известной конструкции.

Затем в наружную секцию спускают кольцевой ударник 4, с ним соединяют первую трубу верхней секции с надетым на эту трубу раструбом 8 и последний жестко соединяют с верхним концом нижней секции. При помощи лебедки плавоснования приподнимают первую трубу верхней секции до упора верхнего торца ударника 4 в нижний торец раструба 8, вывешивают спущенную нижнюю секцию, освобождают ее от трубодержателя, спускают всю систему и подвешивают за верхний конец трубы верхней секции на трубодержателе.

Далее поочередно наращивают и спускают трубы верхней секции. При этом башмак 7 первым достигает морского дна, но процесс наращивания и спуска верхней секции продолжают до упора ударника 4 в наковальню 5. Под тяжестью труб нижней и верхней секций трубчатый удлинитель 6 с башмаком 7 может сразу погрузиться на некоторую глубину в донный грунт, который окажется внутри трубчатого удлинителя. В случае, если под тяжестью моноопоры удлинитель погрузился в донный грунт на глубину, близкую длине удлинителя, и дальнейшее погружение моноопоры прекратилось, то возвы-

шающуюся над палубой плавоснования трубу фиксируют в трубодержателе и из удлинителя извлекают kern поступившего в него грунта известными способами и техническими средствами, например забивным керноприемником (см. разд. 6.3.2).

Затем верхнюю секцию освобождают от трубодержателя, наращивают очередной трубой и процесс погружения в грунт удлинителя и труб нижней секции продолжают ударами кольцевого ударника по наковальне. Для этого верхнюю секцию труб с ударником приподнимают на тросе лебедки плавоснования и затем сбрасывают на наковальню (рис. 6.6, а).

Так как масса труб верхней секции и ударника большая, то достаточная энергия ударов обеспечивается при высоте расхаживания до 0,8 м. Поэтому выступы 10 шлицевого соединения в первой от наковальни трубе нижней секции достаточно выполнить на длине до 1,5 м.

В случае если под тяжестью труб нижней и верхней секций удлинитель погрузился в донный грунт на глубину меньше 1 м, то верхнюю секцию не фиксируют в трубодержателе и погружают удлинитель на всю его длину нанесением ударов верхней секции с ударником по наковальне. Затем, как и в первом случае, известными способами и техническими средствами извлекают из удлинителя kern, наращивают верхнюю секцию очередной трубой и, расхаживая верхнюю секцию с ударником, погружают нижнюю секцию на длину, не превышающую длину удлинителя. Далее из удлинителя снова извлекают kern и повторяют процесс наращивания труб верхней секции до погружения нижней секции на необходимую глубину, при которой моноопора не опрокинется при максимально возможных ее осевых и поперечных нагружениях при бурении в конкретных условиях моря.

После стабилизации моноопоры в грунте дна на ее верхний конец при помощи лебедки плавоснования устанавливают платформу 12 одновременно со смонтированными на ней буровыми механизмами (вращатель, мачта, механизм передачи усилия на забой и т.п.). Работой этих механизмов управляют дистанционно с плавоснования. Для профилактического осмотра обслуживающим персоналом механизмов на платформе с ней соединен трап 13, второй конец которого снабжен катками, опирающимися на палубу плавоснования (рис. 6.6, б).

Процесс бурения скважин механизмами на моноопоре не зависит от волнения моря. Поэтому бурить с нее можно любым из известных способов (ударно-забивным, вдавливающим, вра-

щательным). При этом спуск в скважину и подъем из нее буровых снарядов 14 может осуществляться механизмами на моноопоре, спуск и подъем колонн обсадных труб – лебедкой плавоснования.

Демонтаж моноопоры проводят в последовательности, обратной монтажу. Для извлечения из грунта прихваченной в нем моноопоры можно использовать способ выбивания, применяемый на суше при извлечении обсадных труб из скважин. Для этого расхаживают подвешенную на тросе лебедки плавоснования верхнюю секцию труб и верхним торцом ударника наносят удары по нижнему торцу раструба.

Применение телескопической моноопоры из труб различных диаметров и использование верхней секции в качестве забивного и выбивного снаряда обеспечивает ряд преимуществ по сравнению с известными конструкциями моноопор и способами их стабилизации в грунте.

Использование верхней секции моноопоры в качестве ударного снаряда обеспечивает вертикальность погружения в грунт нижней секции, исключает затраты материалов, труда и времени на изготовление специальных снарядов, погружение моноопоры в грунт и ее последующее извлечение из грунта.

Ударный снаряд в виде колонны труб характеризуется малым поперечным сечением и большой длиной. Этим достигаются рациональные соотношения ударных жесткостей ударного снаряда и погружаемых труб нижней секции и исключается отрицательное влияние ударной волны, отраженной от свободного конца верхней секции, на процесс взаимодействия ударника с наковальной. В результате в ударной системе генерируются ударные волны прямоугольной формы, которые обеспечивают энергию удара с наибольшим КПД [34].

При нанесении ударов верхней секцией по нижней через ударник и наковальню не нарушается прочность соединительных элементов между трубами моноопоры и повышается надежность ее работы.

Перечисленные преимущества увеличивают скорость монтажа, стабилизации и демонтажа моноопоры и уменьшают стоимость выполнения этих работ, что в целом повышает эффективность геологоразведочных работ на море при оптимизации критерия сложность – стоимость – эффективность.

### **6.3. СПОСОБЫ И СНАРЯДЫ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА ИЗ МОНООПОРЫ**

Наиболее эффективным способом отбора грунтовых проб (керн) из моноопоры является ударно-забивной. При бурении скважин на суше он позволяет отбирать керн рыхлых пород, в том числе перемежающейся крепости, в трубах любых больших диаметров. Однако эффективность работы технических средств и технологии отбора керна, применяемых при бурении на суше, в условиях моря мала.

#### **6.3.1. ТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ И КЕРНОПРИЕМНИКИ**

Забивные керноприемники (ЗК), применяемые при бурении на суше, состоят из керноприемного стакана, жестко соединенной с ним трубчатой направляющей и установленной в ней ударной штанги с возможностью ее перемещения в пределах до 0,6 м. Использование этих забивных керноприемников для бурения с плавоснования неэффективно, так как качка приводит к отрыву стакана от забоя, перемешиванию, растворению в воде и утрате керна. Кроме того, энергии удара штанги, падающей с высоты до 0,6 м в заполненной водой трубчатой направляющей, недостаточно для погружения стакана в породы. Увеличение хода штанги ведет к удлинению и утяжелению керноприемника, затрудняет его обслуживание и снижает производительность бурения.

При бурении на море по традиционным схемам ударно-забивного способа трудно обеспечить высокий выход керна по следующим причинам:

часть пород уплотняется и отжимается в затрубное пространство уже при погружении в них обсадной колонны труб (моноопоры) из-за гидродинамического воздействия на них находящейся в колонне воды и проявления свайного эффекта; поступившие в моноопору грунты по тем же причинам уплотнены;

керноприемник, погружаемый затем ударами в поступившие в моноопору и ограниченные ее стенками грунты, дополнительно уплотняет и отжимает их в забой;

в каждом рейсе после извлечения керноприемника на стенках труб остается уплотненное кольцо пород, которые в следующем рейсе при работе ударной штангой перемешиваются с водой и вместе с ней изливаются из скважины при извлечении керноприемника.

При отборе из колонны труб керна сильно обводненных пород имеют место случаи их дополнительного поступления с забоя из-за уменьшения над ними горного и гидростатического давления. Поступлению пород в колонну способствует разрежение, возникающее над ними в период извлечения из скважины керноприемника, который при подъеме в интервале его погружения движется вверх в уплотненном породном кольце как поршень и засасывает породы забоя в колонну.

Похожий процесс наблюдается и в случае свободного от пород кольцевого зазора, но при большой скорости подъема керноприемника, так как только часть находящейся выше него воды успевает перетекать в освободившийся под ним объем по кольцевому зазору, а часть изливается из скважины через верх колонны. Разрежение под поднимаемым керноприемником также может привести к выпадению керна. Это подтверждается тем, что во многих случаях после извлечения керноприемника скважина почти свободна от воды, упругие лепестки кернодержателя вывернуты наружу и керна в керноприемнике отсутствует.

Трудности возникают и при отборе керна ударно-забивным способом в породах с включением галечников и валунов. В этом случае при погружении колонны труб поступающие в нее галечники и валуны расклиниваются и распределяются по всему ее сечению. Последующее погружение в них керноприемника затруднительно, так как галька и валуны не поступают в керноприемник из-за их расклинивания или из-за того, что их размеры превышают его диаметр. Смещение гальки и валунов керноприемником в стороны ограничено стенками колонны.

Отбор керна пород, содержащих большое количество валунов и галечника, при бурении на суше осуществляют с применением долот для их разрушения, разжижения в воде и извлечения желонкой в виде шлама. При бурении на море скважина часто до уровня моря заполнена водой, которая создает сопротивление движению ударных инструментов, и энергии удара их недостаточно для эффективного разрушения пород. Поэтому при бурении на море в суглинках с включениями 20 % гравия и гальки на погружение обсадных труб на глубину 10–20 м требуется 15–20 мин, а на отбор из труб пород, поступивших в них из этого интервала, затрачивается 3–3,5 ч [2].

*Свободна от перечисленных недостатков схема бурения с поинтервальным отбором керна, в которой колонну погружают в породы совместно с зафиксированным в ней керноприемником.* При этом не требуется применять долота, так как

башмак колонны, армированный твердым сплавом, разрушает или раздвигает в стороны небольшие валуны и галечники и формирует поступающий в керноприемник цилиндрический столбик керна.

Отбор керна у башмака колонны повышает его качество и выход, так как породы забоя поступают в керноприемник без уплотнения, легко и быстро из него извлекаются. Практического применения эта схема бурения не получила из-за несовершенства конструкций механизмов фиксации керноприемника в колонне труб. При ударах по колонне элементы механизма фиксации воспринимают усилия в сотни килоньютон и в них возникают напряжения, превышающие допустимые.

Для эффективного отбора керна при стабилизации моноопоры в морском дне и ударно-забивном способе бурения в рыхлых породах авторами созданы новые типы керноприемных снарядов.

### **6.3.2. КЕРНОПРИЕМНИК ДЛЯ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ОТБОРА КЕРНА НА МОРЕ**

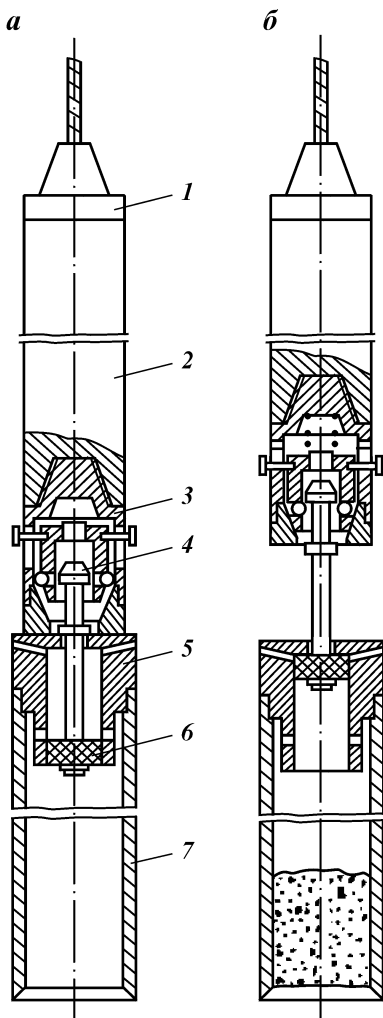
Забивной керноприемник для поинтервального отбора проб грунта из внутренней полости колонны труб и моноопоры отличается от известных конструкций отсутствием связи между ударной штангой 2 и керноприемным стаканом 7 в процессе погружения его в породы ударами (рис. 6.7). Это позволяет исключить отрывы стакана от забоя, свести к минимуму влияние качки плавоснования 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. 6.7, *а*). После погружения стакана на необходимую величину (обычно 0,2–1,0 м) ударную штангу поднимают на поверхность и ловитель настраивают на захват стакана. Затем штангу вновь опускают в скважину, ловитель захватывает стакан (рис. 6.7, *б*) и керна поднимают на поверхность. Последовательность выполнения операций в рейсе при погружении моноопоры в грунт подводным кольцевым забивным снарядом и отборе керна из нее забивным керноприемником описываемой конструкции показана на рис. 6.8.

Описанный ЗК и способ отбора им керна внедрены в АО “Дальморгеология”. С 1972 г. этот ЗК является основным средством отбора керна из скважин при бурении на море с целью разведки россыпей и строительных материалов, а также ин-

**Рис. 6.7. Общий вид забивного керноприемника для поинтервального отбора керна из моноопоры:**

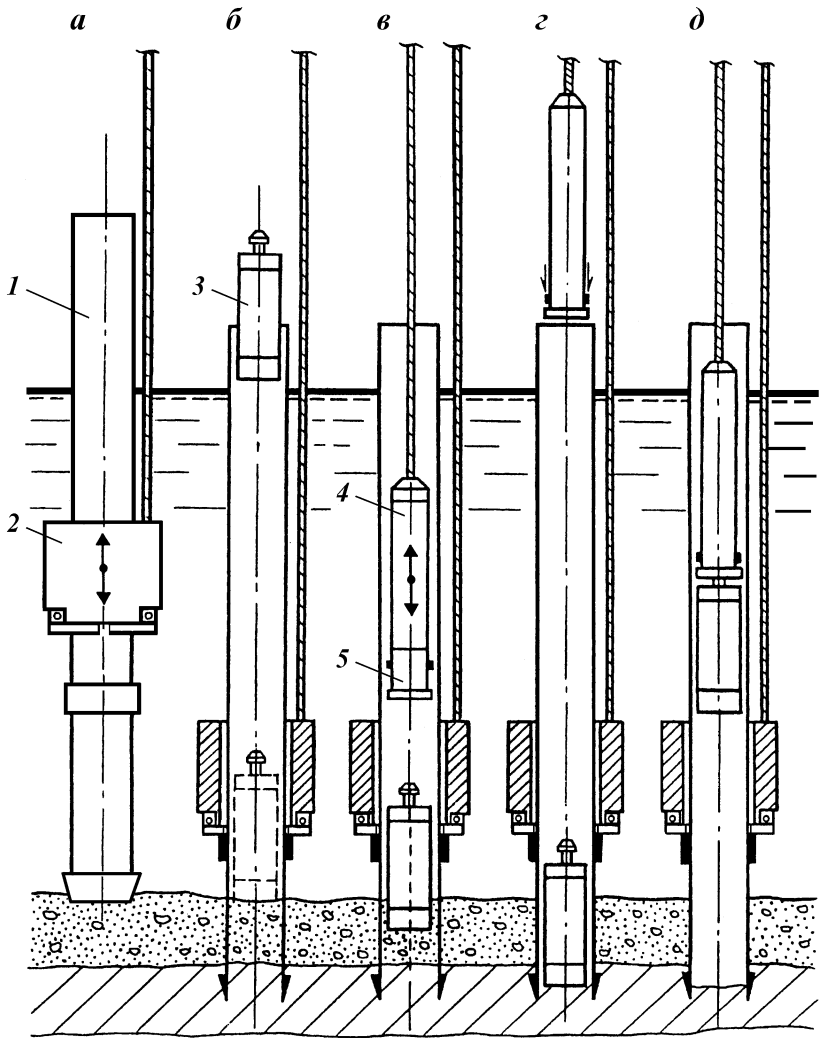
*a* – при погружении в грунт; *б* – при подъеме из моноопоры; 1 – канатный замок; 2 – ударная штанга; 3 – ловитель; 4 – грибок; 5 – наголовник; 6 – поршень; 7 – керноприемный стакан



женерных изысканий. К настоящему времени отработаны рациональные параметры забивного керноприемника и режимы бурения им в колонне труб диаметром 0,168 м:

Максимальная высота поднятия штанги над стаканом, м.....	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





**Рис. 6.8.** Последовательность выполнения операций в рейсе при погружении в грунт моноопоры и отборе из нее керна с использованием новых конструкций забивного снаряда и забивного керноприемника:

*а* – погружение моноопоры в грунт; *б* – сбрасывание керноприемного стакана в моноопору; *в* – спуск в моноопору ударной штанги и погружение стакана в грунт; *г* – извлечение ударной штанги из моноопоры и настройка ловителя на захват стакана; *д* – спуск ударной штанги с ловителем в моноопору, захват стакана и подъем их на поверхность; 1 – моноопора; 2 – забивной снаряд; 3 – стакан керноприемный; 4 – ударная штанга; 5 – заблокированный ловитель

Для отбора керна забивными керноприемниками в плотных породах рекомендуется использовать известные конструкции разрезных керноприемных стаканов. При отборе керна ЗК в слабосвязных обводненных породах лучшие результаты по выходу керна обеспечивают глухие керноприемные стаканы разработанной конструкции. Выход керна при бурении в илистых и песчаных породах с использованием глухого стакана с поршнем составляет 85–95 % и удовлетворяет геологическим требованиям.

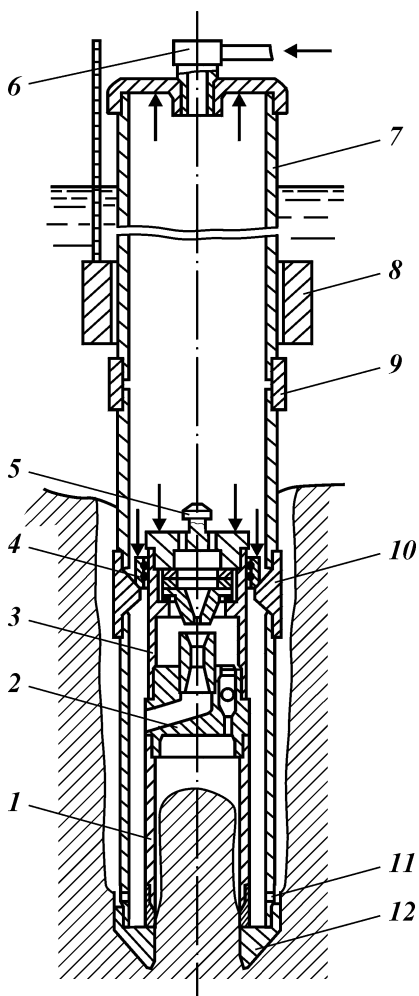
Внутри глухого стакана установлен поршень (см. рис. 6.7). При погружении стакана в породы поршень находится в нижнем крайнем положении и не препятствует выходу воды из внутренней полости стакана по мере поступления в него керна. При подъеме стакана поршень принудительно перемещается вверх, изолирует керн от действия столба воды, находящегося в скважине, и создает разрежение в полости керноприемного стакана между керном и поршнем. Это разрежение удерживает керн даже слабосвязных пород от выпадения из керноприемника при подъеме из скважины.

### **6.3.3. СПОСОБ ПОГРУЖЕНИЯ МОНООПОРЫ ОДНОВРЕМЕННО СО СЪЕМНЫМ ГИДРОРАСКРЕПЛЯЕМЫМ КЕРНОПРИЕМНИКОМ**

Отличительная конструктивная особенность съемного гидрораскрепляемого керноприемника (СГК), применяемого для реализации настоящего способа, обусловлена использованием принципиально нового способа его фиксации (удержания) в колонне обсадных труб или моноопоре. В соответствии с этим способом СГК фиксируется в моноопоре давлением нагнетаемой в нее воды и совместное их погружение в породы осуществляется ударами кольцевого забивного снаряда по придонной муфте (патент РФ № 1571212 на изобретение “Буровой снаряд”, 1993 г.).

При таком принципе фиксации керноприемник в моменты нанесения ударов забивным снарядом по придонной муфте моноопоры может незначительно отходить от башмака моноопоры (и места фиксации), а в промежутках между ударами под действием давления нагнетаемой воды возвращается в исходное положение. Нагнетаемая в колонну труб под давлением вода выполняет при этом роль буфера. Фиксация съемного керноприемника давлением воды в отличие от механической фиксации повышает надежность работы раскрепляющего механизма.

Для реализации способа керноприемник снабжен эжектором, который формирует потоки воды в керноприемном стакане, заколонном пространстве и кольцевом зазоре между колонной и стаканом (рис. 6.9). Поток воды в кольцевом зазоре между колонной и керноприемным стаканом предотвращает попадание в зазор выбуриваемых пород и тем самым исключает заклинивание СГК в колонне и засасывание в нее пород забоя при извлечении из скважины. Обратный поток воды в стакане снижает сопротивление входу в него пород,



**Рис. 6.9. Схема погружения моноопоры совместно с СГК:**

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

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.

Погружение моноопоры в грунт и бурение скважин на акваториях по описанному способу осуществляют следующим образом. На палубе плавоснования 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 плавоснования. Затем на верхнюю трубу узла навинчивают обсадную трубу и, последовательно наращивая обсадную колонну, спускают 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 возвышающийся над палубой плавоснования верхний конец моноопоры или обсадной колонны 7 устанавливают вертлюг-сальник 6, соединенный шлангом с буровым насосом, и в полость колонны нагнетают воду.

К этому времени SGK 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 этой воды в соответствии с принципом работы эжектора засасывается внутрь керноприемного стакана и через обратный клапан, камеру смешения и диффузор снова попадает в зазор между стенками колонны и стакана. Таким образом осуществляется принудительный отсос воды из керноприемного стакана и обратная циркуляция воды 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 погружение колонны в породы и ее последующее извлечение 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 погружения моноопоры или бурения: параметров и назначения скважины, свойств грунтов или разбуриваемых пород, сопротивляемости их разрушению обратным потоком воды, диаметра скважины, длины рейса и т.д.

Продолжая нагнетание воды, моноопору погружают в грунт на длину рейса ударами по муфтам 9 забивным снарядом 8, поочередно поднимая и сбрасывая его на тросе инструментальной лебедки. При этом одновременно с моноопорой погружается в грунт керноприемник, удерживаемый у башмака давлением воды в моноопоре.

Давление жидкости в моноопоре, 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 моноопоре давление 10 МПа и больше. В то же время для эффективного погружения моноопоры или бурения с использованием СГК при рациональных режимах и длинах рейсов достаточно давление 1–3 МПа. При этом отставание СГК от башмака погружаемой моноопоры в течение удара не превышает  $10^{-3}$  м и ликвидируется в промежутки времени между ударами досылкой СГК до башмака давлением морской воды в моноопоре или колонне. Досылка СГК до башмака обеспечивается, если сила давления воды на керноприемник больше силы трения грунта по его внутренней поверхности.

#### **6.3.4. КЕРНОПРИЕМНЫЙ СНАРЯД, РАСКРЕПЛЯЕМЫЙ В КОЛЬЦЕВОЙ ПРОТОЧКЕ МОНООПОРЫ**

Разработанный авторами керноприемный снаряд (а.с. № 1484908 на изобретение “Буровой снаряд и ловитель для

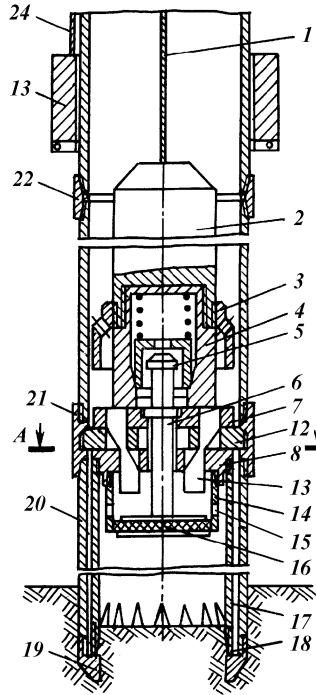
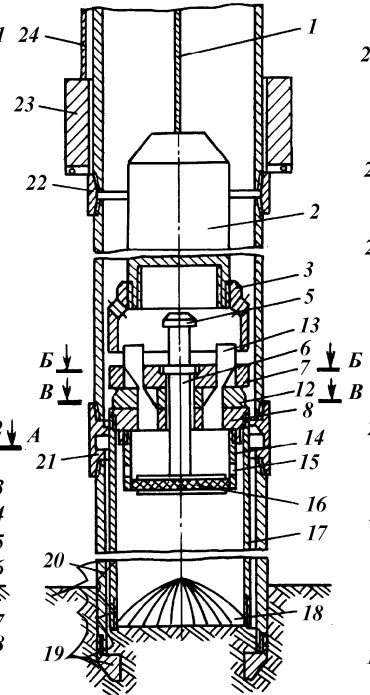
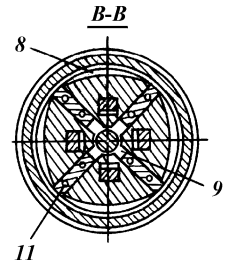
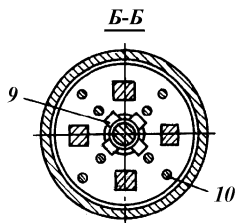
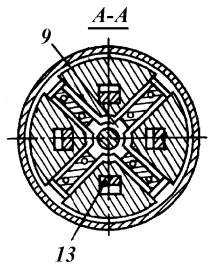
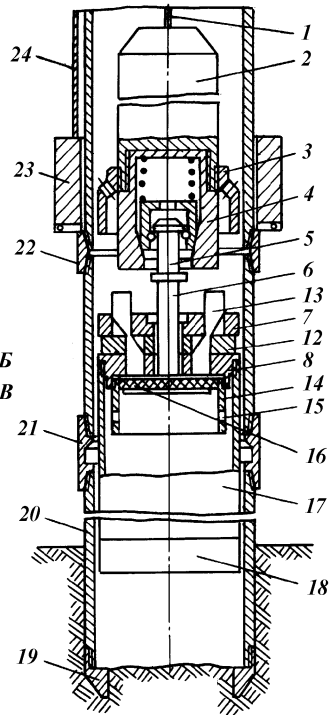
съемного керноприемника бурового снаряда”, 1987 г.) содержит подвешенный на тросе 1 подвижный груз 2 (рис. 6.10), нижний конец которого снабжен наружной и внутренней резьбой для кольцевого ударника 3 и ловителя 4 соответственно. Ловитель 4 соединен с ловильной головкой 5, установленной на штоке 6, пропущенном через центральные отверстия верхней 7 и нижней 8 пластин наковальни. В пластинах выполнены каналы 9 для перетекания воды.

Пластины 7 и 8 соединены между собой болтами 10, ввинченными в радиально расположенные упоры 11 нижней пластины 8. Между пластинами установлены с возможностью перемещения в радиальном направлении плоские секторные элементы 12 со скошенными верхними периферийными ребрами. В пластинах 7 и 8 и в секторных выдвигных элементах 12 выполнены сквозные прямоугольные отверстия, в которых установлены с возможностью продольного перемещения в ограниченных пределах в направлении, перпендикулярном к радиальному, толкатели 13. Каждый толкатель выполнен в виде двух односторонних центрально симметричных клиньев, жестко соединенных между собой вершинами.

С нижней пластиной 8 наковальни жестко соединен цилиндр 14 с окнами 15. Внутри цилиндра установлен с возможностью продольного перемещения поршень 16, соединенный с нижним концом штока 6. С пластиной 8 наковальни соединен также керноприемный стакан 17 с кернодержателем 18. Цилиндр 14 и стакан 17 образуют между собой в верхней своей части кольцевой зазор.

Керноприемный снаряд работает следующим образом. Перед спуском снаряда в моноопору его выдвигные секторные элементы 12 максимально смещают к центру. При этом они не выступают за периферийные кромки пластин 7 и 8 наковальни и не препятствуют движению снаряда в моноопоре. Для этого при помощи ловильной головки 5 и штока 6 перемещают поршень 16 в его верхнее крайнее положение в цилиндре 14 и тем самым перемещают толкатели 13 в их крайнее верхнее положение. При этом толкатели 13 смещают элементы 12 максимально к центру снаряда.

Затем поршень 16 перемещают в его крайнее нижнее положение в цилиндре 14, снаряд в таком виде без подвижного груза 2, кольцевого ударника 3 и ловителя 4 сбрасывают в моноопору и он движется вниз к ее башмаку под действием собственного веса. В моноопоре, заполненной водой, что практически всегда имеет место при ее погружении на акваториях, снаряд падает относительно медленно из-за сопротивления

**a****б****в**

воды. При этом вода перетекает по кольцевому зазору между снарядом и стенками моноопоры. Кроме того, вода перетекает также через окна 15 цилиндра 14, которые при крайнем нижнем положении поршня 16 открыты.

При необходимости уменьшения скорости падения снаряда в моноопоре поршень 16 перед сбрасыванием снаряда оставляют в его крайнем верхнем положении. Этим исключают перетекание воды через окна 15 и увеличивают сопротивления движению снаряда.

Далее в моноопору на тросе 1 спускают подвижный груз 2 с навинченным на него кольцевым ударником 3 и проверяют положение снаряда в моноопоре относительно ее башмака. При необходимости керноприемный снаряд добивают до контакта его кернодержателя 18 с башмаком 19 моноопоры 20 подвижным грузом 2 путем его поочередного поднятия и сбрасывания на пластину 7 наковальни (рис. 6.10, ·).

Момент контакта снаряда с башмаком моноопоры улавливается по характерному звуку удара металла о металл, а также контролируется по меткам на тросе 1. При наличии контакта выдвижные секторные элементы 12 находятся на уровне кольцевой проточки муфты 21 моноопоры. Это предварительно обеспечивают подбором соответствующих длин керноприемного стакана 17 и трубы 20 моноопоры.

После достижения снарядом башмака моноопоры подвижный груз 2 с кольцевым ударником 3 извлекают на тросе на поверхность, навинчивают на нижний конец груза 2 ловитель 4 и снова на тросе 1 спускают их в моноопору до упора нижнего торца корпуса ловителя 4 в верхние торцы толкателей 13. Под тяжестью подвижного груза 2 толкатели 13 перемещаются в нижнее крайнее положение и выдвигают элементы 12 в радиальном направлении в кольцевую проточку муфты 21. Одновременно ловитель 4 соединяется с ловильной головкой 5, а при нахождении поршня 16 в верхнем положении перемещает и его своей силой тяжести в нижнее крайнее положение в цилиндре 14.

Теперь ударами по соединительным муфтам 22 моноопоры забивным снарядом 23, подвешенным на тросе 24 другой буровой лебедки, моноопору погружают в породы на необходимую глубину одновременно с раскрепленным в ее кольцевой про-

---

**Рис. 6.10. Керноприемный снаряд, раскрепляемый в кольцевой проточке моноопоры:**

‡ – при погружении совместно с моноопорой в грунт; · – при досылке ударами до места фиксации в проточке; , – при подъеме из моноопоры



точке керноприемным снарядом. Поступающие в керноприемный стакан породы вытесняют находящуюся в его полости воду через кольцевой зазор между внутренними стенками стакана 17 и наружными стенками цилиндра 14. Далее вытесненная вода поступает через окна 15 цилиндра, каналы 9 пластин 7 и 8, зазоры между ними и выдвижными секторными элементами 12 в кольцевой зазор между керноприемным снарядом и стенками труб моноопоры.

Каналы в нижней и верхней пластинах наковальни необходимо выполнять по возможности с максимальными площадями сечений, а площадь сечения кольцевого зазора между внутренними стенками керноприемного стакана и наружными стенками цилиндра и площадь окон цилиндра выбирать равными или большими площади сечения каналов каждой пластины в отдельности. Это уменьшит гидравлические сопротивления вытеснению воды из полости стакана и давление воды в ней. При этом уменьшатся уплотнение и нарушение структуры, т.е. повысится качество поступающего в керноприемный стакан керна.

После погружения моноопоры на длину рейса или на необходимую глубину керноприемный снаряд извлекают из нее путем наматывания троса 1 на барабан лебедки (рис. 6.10, , ). При этом подвижный груз 2 поднимается, увлекая за собой при помощи ловителя 4 ловильную головку 5 со штоком 6 и перемещая поршень 16 в верхнее крайнее положение. Поршень 16, перемещаясь вверх, упирается в нижние торцы толкателей 13. Толкатели под действием тягового усилия лебедки перемещаются в крайнее верхнее положение, выдвигая секторные элементы 12 из кольцевой проточки муфты 21. Скошенные верхние периферийные ребра секторных элементов 12 исключают их заклинивание в кольцевой проточке и облегчают выход из нее этих элементов.

Таким образом, при подъеме керноприемного снаряда из скважины поршень максимально смещает секторные элементы 12 к центру снаряда, т.е. в положение, при котором эти элементы не выступают за образующие пластин 7 и 8 наковальни и не мешают извлечению снаряда из моноопоры. Кроме того, при перемещении поршня 16 в цилиндре 14 вверх в полости керноприемного стакана 17 между керном и поршнем образуется разрежение, так как вытесненный из цилиндра 14 поршнем 16 объем воды ничем не компенсируется. В связи с этим на находящийся в стакане 17 керн снизу действует большее давление, чем сверху и под действием этого перепада давления керн из стакана 17 при его подъеме на поверхность не выпадает.

После подъема керноприемного снаряда из моноопоры ловитель 4 отсоединяют от ловильной головки 5 и из керноприемного стакана 17 вынимают керн. При необходимости керноприемный снаряд снова спускают в моноопору и продолжают их совместное погружение в грунт по описанной схеме.

Описываемый керноприемный снаряд отличается от известных конструктивно, принципом, надежностью и качеством работы. Основная отличительная особенность этого снаряда – в конструкции механизма его закрепления в кольцевой проточке моноопоры.

Выдвижные элементы механизма закрепления выполнены в виде секторов круга радиусом кольцевой проточки. Это обеспечивает контакт выдвижных секторов почти по всей длине и площади кольцевой проточки и, как следствие, уменьшает напряжения, возникающие при погружении моноопоры в контактирующих с ней элементах механизма закрепления, исключает его деформации и поломки, снижает аварийность, повышает надежность и эффективность работы.

### **6.3.5. КЕРНОПРИЕМНИК, ЖЕСТКО СОЕДИНЯЕМЫЙ С МОНООПОРОЙ**

Для повышения эффективности погружения моноопоры в грунт морского дна одновременно с раскрепляемым в ней съёмным керноприемником необходимо исключить поступления выбуриваемых пород в кольцевой зазор между стенками моноопоры и керноприемника, а также исключить выпадение из него керна при подъеме на поверхность.

В предлагаемом новом способе ударно-забивного бурения и буровом снаряде для его осуществления (свидетельство № 20661 на полезную модель “Буровой снаряд для ударного бурения на акваториях”, 2001 г.) поставленная цель достигается следующим: а) фиксацию керноприемника в моноопоре осуществляют путем жесткого соединения их башмаков; б) керн в извлекаемом из моноопоры керноприемнике удерживают принудительно и автоматически срабатывающим кернодержателем; в) спуск керноприемника к месту фиксации, его фиксацию, расфиксацию и подъем из моноопоры осуществляют на колонне бурильных труб.

Жесткая фиксация башмаков съёмного керноприемника и моноопоры (например, при помощи резьбы) исключает отставание керноприемника от башмака моноопоры при нанесении по ней ударов. Это исключает возможность попадания выбури-

ваемых пород в кольцевой зазор между стенками моноопоры и керноприемника и возможность его заклинивания. Использование при этом бурильной колонны труб позволяет осуществлять на ней не только спуск и подъем съемного керноприемника, но и навинчивание его башмака на башмак моноопоры и последующее их отвинчивание.

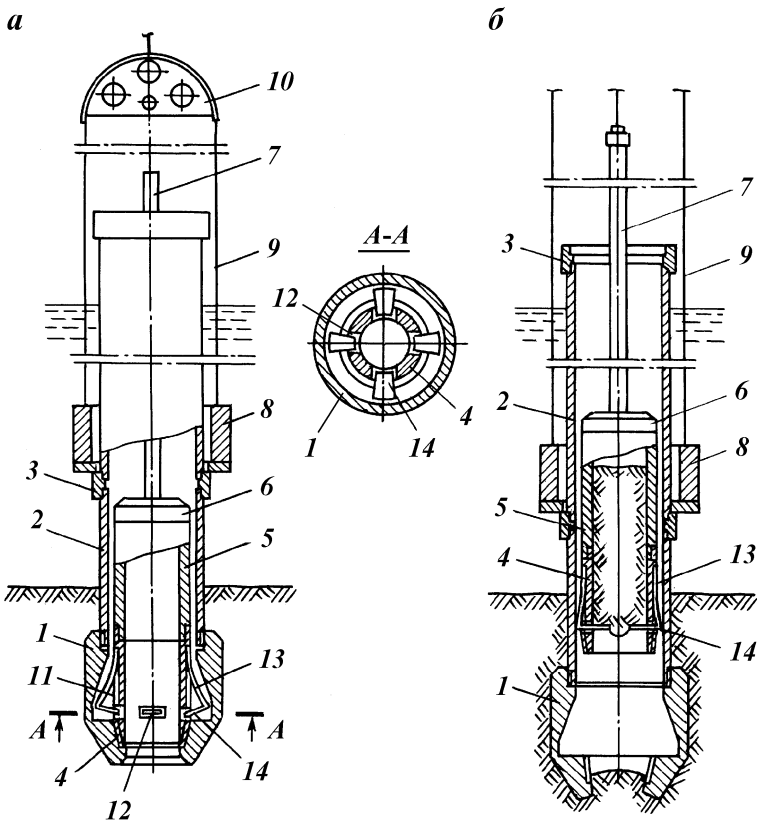
Комплекс технических средств для осуществления нового ударно-забивного способа погружения моноопоры в грунт совместно с керноприемником (рис. 6.11) включает: моноопору, содержащую башмак 1 и обсадные трубы 2, соединенные муфтами 3; съемный керноприемник, состоящий из башмака 4, керноприемного стакана 5, переходника 6 под бурильную колонну 7; забивной механизм, состоящий из забивного снаряда 8, тросовой оснастки 9 с уравнивающей дугой 10. Башмаки 1 обсадной колонны и 4 съемного керноприемника снабжены резьбовым соединением с левым заходом, которое позволяет жестко их соединять.

На внешней поверхности башмака 4 съемного керноприемника выполнены продольные пазы 11 и в нижнем конце каждого паза в теле башмака (над резьбой) выполнена сквозная прямоугольная щель 12. В пазы 11 вмонтированы пружинящие пластины 13 и их верхние концы жестко соединены (например, болтами) с башмаком 4. С нижним концом каждой пружинящей пластины 13 жестко соединен в перпендикулярной к пластине плоскости подрезной нож 14, свободный конец которого установлен в сквозной прямоугольной щели 12.

Погружение моноопоры в грунт или бурение скважин на акваториях разработанными способом и устройством осуществляют следующим образом. На палубе бурового плавоснования собирают часть моноопоры (башмак 1 и две обсадные трубы 2, соединенные муфтой 3) и на нее надевают до упора в муфту 3 забивной снаряд 8, соединенный с тросовой оснасткой 9 и уравнивающей дугой 10.

В точке заложения скважины собранную часть устройства (кроме уравнивающей дуги 10) опускают при помощи лебедки в проем плавоснования. Нарастив обсадные трубы 2, моноопору спускают вместе с находящимся на ее муфте забивным снарядом 8 до упора башмака 1 в дно акватории и подвешивают на плавосновании при помощи хомута (плавоснование и хомут на рисунках не показаны).

Затем утапливают пружинящие пластины 13 съемного керноприемника в продольные пазы 11, керноприемник вводят в моноопору и на колонне бурильных труб 7 опускают



**Рис. 6.11. Схема погружения в грунт моноопоры и отбора из нее керна с применением жестко фиксируемого в ней керноприемника:**

‡ – при зафиксированном в моноопоре керноприемнике; · – при извлечении керноприемника с керном из моноопоры; 1, 2, 3 – башмак, труба и муфта моноопоры соответственно; 4, 5, 6 – башмак, керноприемный стакан и переходник керноприемника соответственно; 7 – бурильная колонна; 8 – забивной снаряд; 9 – тросовая оснастка; 10 – уравнивающая дуга; 11 – пазы; 12 – щель; 13 – пластины; 14 – подрезной нож

до упора его башмака 4 в башмак 1 моноопоры, и вращением бурильной колонны труб 7 влево ввинчивают башмак 4 в башмак 1.

При движении съемного керноприемника в моноопоре пружинящие пластины удерживаются в сжатом состоянии силой давления на них со стороны стенок обсадных труб. Это обусловлено незначительным зазором между стенками башмака 4 керноприемника и моноопоры. В зафиксированном положении

керноприемника и моноопоры пружинящие пластины находятся в зазоре между стенками их башмаков. В таком положении размеры этого зазора больше, и пружинящие пластины 13 разжимаются настолько, что полностью уведут подрезные ножи 14 из внутренней полости башмака 4, освобождая ее для беспрепятственного поступления керна.

Далее, расхаживая забивной снаряд 8 вверх и вниз, наносят удары им по муфте 3 и моноопору вместе с зафиксированным в ней керноприемником погружают в породы на необходимую длину рейса. После этого вращением колонны бурильных труб 7 вправо вывинчивают башмак 4 из башмака 1 и керноприемник с керном поднимают из моноопоры на поверхность, развинчивая по мере подъема бурильную колонну на отдельные трубы.

При подъеме керноприемника вверх пружинящие пластины 13 с момента их входа из башмака 1 в трубу 2 автоматически сжимаются силой давления на них внутренней стенки труб моноопоры. При этом подрезные ножи 14 выдвигаются из щелей 12 к оси керноприемника и перекрывают его сечение, предотвращая тем самым выпадение керна.

Пружинящие пластины 13 с момента их появления над торцом верхней муфты 3 и до укладки съемного керноприемника на палубе плавоснования удерживают в сжатом положении, с целью предотвращения выпадения керна. Удержание пластин в сжатом состоянии возможно различными способами, в том числе руками или при помощи одеваемого на этот период на керноприемник металлического кольца (на рисунках не показано).

Съемный керноприемник после очистки от керна снова опускают в моноопору на бурильных трубах, и башмак 4 ввинчивают в башмак 1 по описанной схеме. В случае затруднения свинчивания башмаков из-за оставшихся на башмаке 1 пород к забою по колонне бурильных труб 7 можно подать воду и под напором смыть породы с башмака 1, мешающие ввинчиванию в него башмака 4.

Особенно эффективно применение описываемого способа и устройства для его осуществления при стабилизации моноопоры в сильнообводненных грунтах. Их мощности часто достигают нескольких метров. Здесь моноопору необходимо погрузить на весь интервал обводненных пород одним рейсом. При этом длина съемного керноприемника должна достигать 5–6 м. Погружение моноопоры в такие грунты с отбором керна рейсами меньшей длины неэффективно, так как в этом случае после извлечения керноприемника под действием перепада горного и

гидростатического давлений в трубы с забоя поступают обводненные грунты до первоначального их уровня.

С увеличением длины рейса повышаются сопротивления вхождению керна в керноприемный стакан. Поэтому погружение моноопоры одним рейсом на глубину более 2 м с гидрораскрепляемым или зафиксированным в ней керноприемным снарядом, конструкции которых описаны выше, сопряжено со следующими осложнениями: а) поломками механизма фиксации керноприемника в моноопоре, так как с увеличением сопротивлений вхождению керна в керноприемный стакан возрастают нагрузки на механизм фиксации; б) заклиниванием керноприемника в моноопоре, так как с увеличением сопротивлений вхождению керна в керноприемный стакан часть выбуриваемых пород отжимается в кольцевой зазор между моноопорой и керноприемником.

Для ликвидации заклиниваний съемного керноприемника в обсадной колонне при бурении часто требуется извлечение ее из скважины. При бурении на море это равносильно потере скважины. Поэтому действительные объемы бурения с применением известных в литературе съемных керноприемников в 1,3–1,5 раза больше проектных.

Применение керноприемника, жестко соединяемого с моноопорой, позволит в 2–3 раза увеличить длину рейса и исключить заклинивания его в моноопоре за счет улучшения условий поступления керна в керноприемный стакан. Это сократит число рейсов, время на бурение скважины и стабилизацию моноопоры, повысит качество и производительность, т.е. эффективность выполнения этих работ на море.

#### **6.4. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СПОСОБОВ СТАБИЛИЗАЦИИ МОНООПОРЫ**

При стабилизации моноопоры в грунте морского дна, как и при ударно-забивном бурении в рыхлых породах, выполняются два основных процесса: погружение колонны обсадных труб в грунт и отбор из нее грунтовых проб. В зависимости от используемых способов выполнения этих процессов можно выделить две схемы стабилизации и бурения – традиционную и новую.

Обычно для моноопоры используются трубы большего диаметра, чем для бурения скважин. Поэтому для стабилизации

моноопоры особенно важны энергетические показатели схем погружения труб. Важны они и для бурения скважин, так как здесь хотя погружается в породы колонна меньшего диаметра, но на большую глубину. Показатели схем отбора керна из полости погружаемых труб тоже одинаково важны при стабилизации моноопоры и при бурении скважин.

Большее количество важных технико-экономических показателей традиционной и новой схем погружения колонн обсадных труб в породы и отбора из нее керна установлены именно при бурении скважин. Поэтому при оценке схем погружения в породы колонны обсадных труб и отбора керна для стабилизации моноопоры и бурения скважин с целью краткости изложения текста выражение “стабилизация моноопоры и бурение скважин” заменено выражением “бурение”.

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 керноприемниками.

Бурение по новой схеме имеет две разновидности. Первая включает поинтервальное погружение колонны обсадных труб в породы ударами по ее придонной муфте кольцевым забивным снарядом (ЗС) и последующий отбор керна из колонны забивными керноприемниками. Вторая разновидность предусматривает совместное погружение в породы колонны обсадных труб и раскрепленного в ней съемного керноприемника ударами по придонной муфте колонны кольцевым забивным снарядом.

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 традиционной схеме и новой с использованием съемного гидрораскрепляемого керноприемника в колонне обсадных труб диаметром 0,168 м муфтового соединения (табл. 6.6) составлен по усредненным 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 глубина внедрения за удар велика даже при относительно небольшой энергии удара. Здесь при традиционном способе погружения недостаток массы снаряда компенсируют увеличением высоты его сбрасывания до 1,5 м, при новом способе наме-

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

Операция	Традиционная схема		Новая схема с погружением колонны труб 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

ренно 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 глубине 30 м – 6,5 м/ч. При традиционном способе погружения колонны труб из-за недостаточной энергии удара вынуждены увеличивать высоту сбрасывания снаряда до 2,5 м. Этим достигается скорость погружения колонны 4,3 и 1,4 м/ч при глубине скважины соответственно 20 и 30 м (рис. 6.12).

Опыт бурения производственных скважин подтвердил, что при переносе ЗС ниже уровня моря повышается безопасность работы и при ударах по придонной муфте увеличивается глубина и диаметр скважин, расширяется площадь разведки, снижаются потери энергии удара. Это приводит к большему,



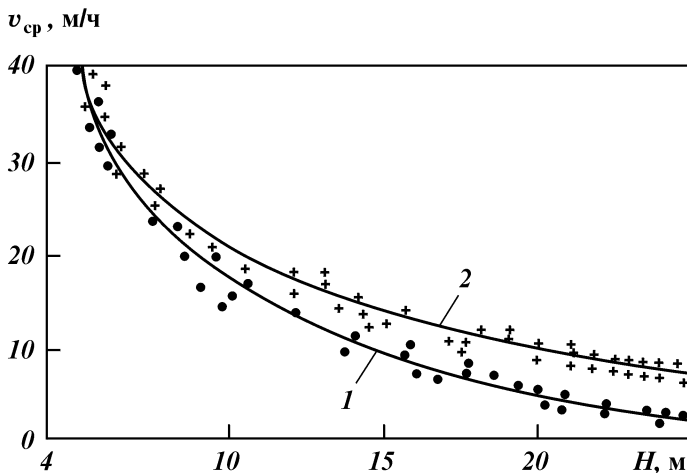


Рис. 6.12. Зависимость скорости  $v_{ср}$  погружения труб диаметром 0,168 м в породы от глубины скважины  $H$  традиционным (1) и новым (2) способами ударно-забивного бурения

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.

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

Использование новых конструкций керноприемников позволяет при бурении в безвалунных породах увеличить в 2–5 раз длину отбираемого в рейсе керна без существенного снижения его качества. Это существенно сокращает затраты времени на бурение всей скважины.

Так, затраты времени на один рейс бурения длиной 0,8–1,2 м в безвалунных породах по новой схеме с раздельным погружением колонны ЗС и отбором керна ЗК составляют 7–10 мин. При этом выход керна в илистых и песчаных породах с использованием глухого стакана с поршнем составляет 85–95 % и удовлетворяет геологическим требованиям.

Производственные испытания нового способа бурения в песчано-глинистых отложениях с совмещением процессов погружения обсадной колонны труб и СГК 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 забивным керноприемником, требуется минимум три рейса общей продолжительностью около 40 мин.

Практический опыт стабилизации моноопоры в грунте морского дна и бурения разведочных скважин на акваториях подтвердил существенные преимущества новых способов погружения обсадных труб в породы и отбора из них керна перед традиционными. Новые способы позволяют:

- повысить безопасность, удобство и снизить трудоемкость бурения за счет переноса ЗС под уровень моря, устранения его раскачивания, снятия и постановки его на погружаемую колонну труб в каждом рейсе, обусловленном необходимостью чередования интервалов погружения колонны труб в породы и отбора из нее кернового материала;

- уменьшить влияние качки и дрейфа плавоснования на процесс бурения благодаря удлинению тросовой связи между ЗС и точкой его подвеса на вышке, отсутствию жесткой связи между керноприемными стаканами и погружающими их в породы механизмами;

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

- повысить качество отбираемого керна за счет исключения отрыва от забоя керноприемного стакана при его погружении в породы;

- увеличить механическую скорость погружения моноопоры или колонны обсадных труб в породы за счет повышения энергии и КПД единичного удара, а также частоты нанесения ударов путем уменьшения высоты подъема и сбрасывания ЗС;

- существенно повысить производительность бурения благодаря эффективному совмещению процессов погружения в по-

роды колонны труб и отбора керна вследствие постоянно открытого верхнего конца колонны, повышению механической скорости погружения колонны труб в породы в результате увеличения частоты нанесения ударов, энергии и КПД единичного удара;

повысить вероятность вертикального погружения колонны обсадных труб в породы морского дна (это особенно важно при стабилизации моноопоры), так как центр массы колонны труб с находящимся на ней ЗС полностью смещен с верхнего торца колонны к ее придонному сечению;

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

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

Анализ баланса времени (см. табл. 6.6) дает возможность вскрыть резервы дальнейшего повышения производительности труда при бурении по традиционной и новой схемам.

Например, увеличение механической скорости бурения в 2 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 2 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 м до 68,5 м.

Сокращение в 2 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.

Таким образом, новые технологические схемы и технические средства стабилизации моноопоры в грунте морского дна и бурения разведочных скважин ударно-забивным способом, включающие новые методы, забивные снаряды и керноприемники для погружения колонны обсадных труб в породы и отбора керна, эффективнее традиционных, способствуют значительному увеличению продолжительности сезонных морских буровых работ и бурению на более глубоких и открытых акваториях и обладают большими резервами повышения производительности труда.

Для практической реализации этих резервов представляется целесообразным прежде всего автоматизировать выполнение некоторых процессов бурения и стабилизации моноопоры. В частности, для повышения эффективности работы ЗС его конструкцию необходимо дополнить механизмом, автоматически отцепляющим трос лебедки от ударной штанги в начале ее падения. Это исключит сопротивление движению штанги со стороны лебедки и тросовой оснастки, повысит скорость ее падения и энергию удара.

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

Задача автоматизации процесса нанесения ударов по придонной муфте погружаемой колонны труб практически 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 различных направлениях, например, разработка специального механизма, поднимающего забивной снаряд на заданную высоту от ударяемой муфты колонны независимо от качки плавоснования, а также создание подводного автономного дистанционно управляемого ударного механизма с индивидуальным силовым приводом. Практический интерес для решения задачи по второму направлению представляют импульсный гидроударник и установка для бурения с использованием импульсного гидроударника (свидетельство № 20530 на полезную модель, 2001 г.), а также гидромолоты, использующие энергетические возможности морской воды.

Решение проблемы автоматизации процессов погружения колонны труб в породы морского дна и отбора из нее керна существенно облегчит труд бурильщика, повысит производительность бурения скважин и стабилизации моноопоры в морском дне.

## **6.5. ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К ТЕХНИКЕ И ТЕХНОЛОГИИ СТАБИЛИЗАЦИИ МОНООПОРЫ**

Стабилизация моноопоры включает ее погружение в грунт дна акватории и отбор из нее образцов грунта в виде керна. Рациональные схемы, технические средства и режимы стабилизации моноопоры в грунте морского дна в полном объеме пока не отработаны. Тем не менее накопленный опыт бурения разведочных скважин на акваториях, в том числе с трубчатых моноопорных оснований, позволяет сформулировать некоторые рекомендации по рациональным типам плавоснований, конструкций снарядов для погружения моноопоры в грунт и отбора из нее керна, а также по технологическим режимам выполнения этих операций.

1. Лучшим для сборки и стабилизации трубчатой моноопоры в грунте морского дна является плавоснование катамаранного типа, благодаря наличию П-образного проема, через который моноопора спускается до дна моря и в котором может находиться ее верхний конец при бурении. На катамаране значительно удобнее, чем с борта или с кормы однокорпусного судна, выполнять трудоемкие операции монтажа и демонтажа моноопоры. Применение П-образного проема ограничивает передвижения верхнего конца моноопоры в горизонтальной плоскости, в результате чего повышаются устойчивость моноопоры и глубина разведываемых акваторий.

2. Плавоснование для монтажа моноопоры, обслуживания бурения с нее и ее демонтажа должно оборудоваться буровой вышкой высотой не менее 12 м с грузоподъемной силой не менее 300 кН.

3. Для частичной компенсации трудностей и ограничений работы с борта или с кормы судна его необходимо оборудовать специальными буровой вышкой и рабочей площадкой. Вышка должна быть выполнена с возможностью наклона в сторону моря. Площадка должна быть выдвижной или откидывающейся с П-образным проемом. В рабочем положении кронблок вышки должен выступать за пределы борта судна, а свисающий с него трос буровой лебедки должен находиться в

центре П-образного проема откинутой или выдвинутой площадки.

4. На плавосновании рационально установить две буровые лебедки: одну – с однострунной талевой оснасткой – для спуска и подъема буровых снарядов и выполнения технологических операций в процессе бурения, другую – с многострунной талевой оснасткой – для монтажа и демонтажа моноопоры и установленных на ней буровых механизмов.

5. Наиболее эффективным способом погружения моноопоры в грунт морского дна и отбора из нее керна является ударно-забивной. Он позволяет погружать в грунт трубы любых больших диаметров и отбирать из них керн рыхлых пород, в том числе перемежающейся крепости.

6. Так как морское дно представлено в большинстве случаев илистыми и обводненными грунтами, начинать погружение (забуривание) в них моноопоры следует сбрасыванием ее с установленным на ней забивным снарядом с максимально возможной высоты. Это обеспечит высокий выход керна и вертикальность положения моноопоры. Последнее важно для дальнейшего погружения моноопоры, работы с нее и извлечения при демонтаже.

7. Процессы погружения моноопоры в грунт и отбора из нее керна можно выполнять раздельно и с их запараллеливанием. В первом случае для отбора керна из моноопоры используют самостоятельные керноприемники, забиваемые в поступивший в моноопору грунт после ее погружения на заданную глубину, во втором – следует применять керноприемники, фиксируемые в моноопоре.

8. Погружать моноопору в водонасыщенные донные грунты предпочтительнее одновременно с зафиксированным в ней керноприемным снарядом.

9. Керноприемный снаряд должен быть простым и удобным в обслуживании, надежным и высокопроизводительным в работе, не требовать выполнения большого количества трудоемких операций, на режим его работы не должна влиять качка плавоснования.

10. Конструкция керноприемного снаряда не должна допускать отхода керноприемного стакана от башмака моноопоры в течение ее рейсового погружения независимо от свойств разбуриваемых пород.

11. Детали снарядов, раскрепляемых в проточках моноопоры, испытывают большие динамические нагрузки при погружении ее ударами. Для предотвращения быстрого износа и поломки механизма раскрепления необходимо, чтобы возни-

кающие при многократных ударах напряжения в соприкасающихся элементах механизма и моноопоры были меньше допустимых напряжений и не вызывали остаточных деформаций этих элементов. Некоторые возможные конструктивные пути решения этой задачи: а) увеличение площади контакта в горизонтальной плоскости соприкасающихся элементов механизма раскрепления и кольцевой проточки моноопоры; б) изготовление деталей механизма раскрепления из высокопрочных сталей.

12. Конструкция керноприемного снаряда должна позволять принудительно досылать его ударами или вдавливанием до башмака моноопоры.

13. Принцип работы и конструкция керноприемного снаряда должны исключать его заклинивание в моноопоре.

14. Конструкция керноприемного снаряда должна исключать отрицательное воздействие находящейся в моноопоре воды на качество отбираемого керна. Поэтому керноприемные снаряды должны разрабатываться с использованием принципов конструкций прямоточных, вакуумных, с элементами, отделяющими керн от находящегося выше него столба воды, и т.п.

15. Для отбора керна обводненных пород необходим кернодержатель, обеспечивающий минимальное сопротивление продвижению через него керна и надежное его удержание при извлечении керноприемника из моноопоры. В основе работы кернодержателя для таких пород должен быть заложен принцип принудительного закрытия нижнего торца керноприемника при его подъеме из моноопоры.

16. Наиболее полно перечисленным требованиям к отбору керна из моноопоры отвечают снаряды, жестко соединяемые с моноопорой.

17. Для лучшей сохранности структуры керна и удобства его извлечения из керноприемного стакана последний целесообразно снабдить вставными керноприемными гильзами, а также разработать и установить на плавосновании специальное устройство для извлечения керна (основанное, например, на выдавливании гидравлическим или механическим способом).

18. При подъеме керноприемного снаряда из моноопоры не должно быть засасывания и подпора в нее пород забоя. Положительные конструктивные решения могут быть найдены в направлении создания башмака моноопоры, который бы позволял изменять его длину и, следовательно, размер предохранительного целика от 0,5 до 5 м в процессе стабилизации моноопоры.

19. Моноопору перед началом извлечения из нее керноприемника следует полностью заполнить водой. Это повысит противодавление на породы забоя.

20. Отбирать керн из моноопоры самостоятельными керноприемниками необходимо с соблюдением следующего режима: вначале приподнять керноприемник на 0,1–0,2 м от забоя и на мгновение приостановить его движение. При этом вода, находящаяся выше керноприемника, устремится по кольцевому зазору между ним и моноопорой на забой в освободившееся под керноприемником пространство и размоет кольцо грунта, устранив тем самым поршневание при извлечении керноприемника.

21. Скорость извлечения из моноопоры керноприемника любого типа должна быть такой, чтобы при его подъеме уровень воды в моноопоре не повышался. Это гарантия того, что под керноприемником не образуется полости, свободной от воды, т.е. нет разрежения.

22. Для обеспечения работы керноприемного снаряда любого типа необходима двух- или трехскоростная лебедка плавоснования со свободным спуском инструмента. Причем первая скорость ее подъема на прямом тросе не должна превышать 0,2 м/с во избежание излива воды из моноопоры и засасывания в нее пород забоя при подъеме керноприемника. Такими лебедками оснащены многие установки для бурения неглубоких скважин. Применение для этих целей лебедок станков ЗИФ-650 и СБА-500 с минимальными скоростями навивки троса на барабан 0,7 и 1,0 м/с нецелесообразно.

23. Грузоподъемная сила лебедки для работы керноприемными снарядами при однострунной оснастке должна составлять не менее 15–20 кН.

24. Емкость барабана лебедки для работы керноприемными снарядами должна быть достаточной для навивки на него 100 м троса диаметром 14 мм.

## **6.6. ИЗВЛЕЧЕНИЕ МОНООПОРЫ ИЗ ГРУНТА**

### **6.6.1. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СИЛУ ПРИХВАТА МОНООПОРЫ В ГРУНТЕ**

Большие трудности могут возникать при извлечении из грунта моноопоры после завершения бурения скважины на море. Усилие (кН), необходимое для извлечения труб, зависит в ос-



новном от диаметра и длины погруженных в грунт труб, свойств грунтов, конфигурации внешней поверхности колонны труб, времени нахождения ее в грунте и может быть определено из выражения

$$F_{\text{н}} = K \tau S, \quad (6.19)$$

где  $\tau$  – среднее удельное извлекающее усилие, кПа;  $S$  – площадь боковой поверхности колонны труб, контактирующая с грунтом морского дна, м<sup>2</sup>;  $K$  – безразмерный коэффициент увеличения извлекающего усилия из-за влияния муфтовых соединений труб и продолжительности нахождения колонны в грунте.

Экспериментально установлено, что минимальные усилия необходимы для извлечения труб из илистых отложений, максимальные – из валунно-галечниковых и вязких глин. Для труб диаметром 0,168 м эти усилия достигают 5 и 12 кН/м соответственно. Так как в отложениях дна большей части акваторий илы, пески, глины, гравий и галечники чередуются, то при расчете усилий, необходимых для извлечения труб любого размера, можно использовать значение среднего удельного извлекающего усилия. Для акваторий Дальневосточных морей это значение установлено экспериментально и составляет 21,8 кПа [2].

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

Надежная стабилизация моноопоры в грунте морского дна обеспечивается при сравнительно большом диаметре труб ее нижней секции. Для этой секции при погружении ее в грунт на глубину 5 м использовать трубы диаметром менее 0,324 м нерационально. Несмотря на то что наружная поверхность погружаемой в грунт секции в большинстве случаев гладкоствольная, усилия для извлечения моноопоры из грунта могут достигать больших значений.

Это подтверждается ориентировочными данными расчетных значений извлекающих усилий для моноопор с различными диаметрами секции, погружаемой в грунт с  $\tau = 20$  кПа на глубину 5 м. Эти усилия складываются из силы тяжести моноопоры в воде и силы прихвата ее в грунте. В приведенных ниже

расчетных значениях извлекающих усилий учтена сила тяжести двухсекционной моноопоры, выполненной по схеме, приведенной на рис. 6.3, со следующими конструктивными параметрами: общая высота моноопоры 30 м; верхняя секция высотой 25 м во всех типоразмерах оцениваемых моноопор выполнена из труб диаметром 0,324 м с толщиной стенки 0,012 м; нижняя секция высотой 5 м выполнена из труб различных диаметров с толщиной стенки 0,012 м.

Диаметр нижней секции, м.....	0,324	0,426	0,820	1,020
Сила прихвата моноопоры в грунте, кН....	101,7	133,8	257,5	320,3
Расчетное извлекающее усилие, кН.....	130	170	300	370

Использование для извлечения таких моноопор из грунта буровой лебедки и вышки с многострунной талевой оснасткой может привести к деформациям вышки, обрывам труб моноопоры в резьбовых или другого типа соединениях, к большим материальным и трудовым затратам. На море ситуация извлечения из грунта моноопоры осложняется волнением.

При перемещении плавоснования с гребня во впадину волны расстояние между верхним концом извлекаемой моноопоры и кронблоком вышки уменьшается, работающая на извлечение моноопоры лебедка выбирает слабины троса, соединенного с моноопорой, и натягивает его с усилием, равным своей грузоподъемной силе. Зафиксировав трос лебедки в таком положении при помощи тормоза, добиваются увеличения силы натяжения троса на величину, определяемую увеличением водоизмещения судна при подходе под него гребня волны.

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

При выборе рационального способа извлечения моноопоры из грунта следует ориентироваться на такие способы, которые исключают критические нагрузки на моноопору, плавоснование и грузоподъемное оборудование, не требуют расположения на плавосновании громоздкого и дорогостоящего дополнительного оборудования и не противоречат требованиям охраны морской среды. Одним из таких способов является гидравлический.

### 6.6.2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ СПОСОБ ИЗВЛЕЧЕНИЯ МОНООПОРЫ

Гидравлический способ извлечения моноопоры из грунта и колонн обсадных труб из скважин предусматривает нагнетание в ее полость воды. Величина подъемного (извлекающего) усилия равна произведению давления нагнетаемой насосом воды на площадь сечения полости труб моноопоры.

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 его технической реализации.

**Первый вариант** – извлечение с полной передачей страгивающего усилия на извлекаемую моноопору или колонну обсадных труб и плавоснование (а.с. № 599042 на изобретение “Устройство для извлечения обсадных труб”, 1977 г.).

Устройство (рис. 6.13, †) для извлечения колонны труб 1 с плавоснования 2 имеет установленный внутри колонны поршневой отражатель 3 с возможностью их относительного осевого перемещения, навинченную на верхний конец колонны герметизирующую заглушку 4, пропущенный через ее центральное отверстие с возможностью поступательного перемещения в сальниковом уплотнении шток 5 поршневого отражателя, тросовую тягу 6, жестко соединяющую шток с установленным на плавосновании подъемником 7, а также установленный на плавосновании насос 8, нагнетательный рукав 9 которого соединен с полостью колонны труб, ограниченной с двух противоположных сторон отражателем и заглушкой.

Извлечение моноопоры или 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 насосом в моноопору закачивают промывочную жидкость (воду), которая давит на отражатель и заглушку, стремясь раздвинуть их в противоположные стороны. Отражатель удерживается от перемещения подъемником. Поэтому под действием давления нагнетаемой насосом воды, действующего на заглушку, которая жестко соединена с моноопорой, последняя скользит относительно отражателя и извлекается из грунта.

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

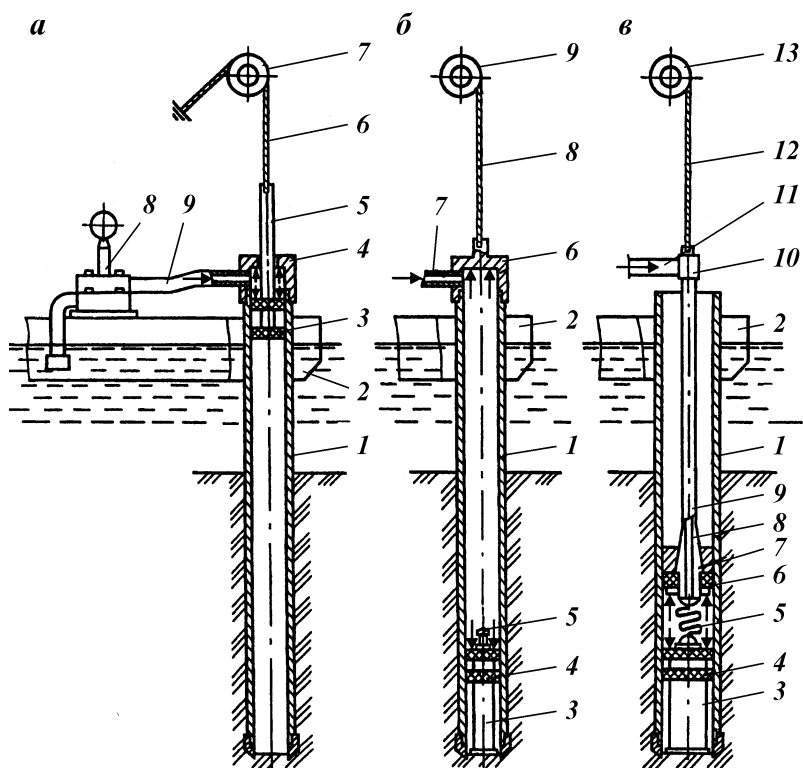


Рис. 6.13. Схемы извлечения моноопоры из грунта:

† – с полной передачей страгивающего усилия на плавоснавание и извлекаемую моноопору; · – с передачей страгивающего усилия только на извлекаемую моноопору; , – с передачей только части страгивающего усилия на извлекаемую моноопору

Устройство позволяет извлекать трубчатые моноопоры из грунта и колонны обсадных труб из скважин, не применяя громоздкие домкраты, лебедки и многострунные талевые оснастки.

**Второй вариант** – извлечение моноопор и труб с передачей страгивающего усилия только на извлекаемую моноопору или колонну труб.

Устройство для извлечения моноопоры 1 (рис. 6.13, ·) с плавоснавания 2 содержит установленный внутри моноопоры с упором на забой скважины трубчатый стояк 3, смонтированный на его верхнем конце поршневой отражатель 4 с грибком 5 под

ловитель, навинченную на верхний конец моноопоры заглушку 6, к которой подведен напорный рукав 7 установленного на плавосновании насоса. Заглушка снабжена переходником для соединения с вибромеханизмом или тросовой тягой 8 лебедки 9.

Порядок извлечения моноопоры из грунта или колонны обсадных труб из скважины с применением этого устройства следующий. В колонну труб сбрасывают трубчатый стояк с поршневым отражателем и грибком, на верхнюю часть моноопоры навинчивают заглушку, к которой подсоединяют напорный рукав насоса, и подают в моноопору воду. Поршневой отражатель вместе со стояком под напором закачиваемой воды движется вниз, выдавливая находящуюся ниже в колонне воду в заколонное пространство. После упора стояка 3 в забой скважины в колонне повышается давление. При определенном его значении моноопора срагивается с места и движется вверх. После подъема моноопоры на высоту стояка насос отключают, из моноопоры извлекают при помощи ловителя поршневой отражатель со стояком и дальнейшее извлечение моноопоры продолжают только лебедкой.

Если на забое водоупорные или слабофильтрующие породы и применяется насос с большой подачей, то извлечение труб напором воды можно осуществлять без установки в колонне отражателя. Герметичность забоя можно обеспечить также путем тампонирования его глиной.

Преимущество этого устройства перед предыдущим состоит в том, что оно не требует плавоснования большого водоизмещения. Его использование особенно эффективно при извлечении труб с плавоснований, на которых разместить громоздкие грузоподъемные устройства не представляется возможным.

**Третий вариант** заключается в извлечении моноопоры из грунта или обсадной колонны труб из скважины с передачей на трубы только части срагивающего усилия (а.с. № 848573 на изобретение “Способ извлечения обсадных труб”, 1981 г.).

Устройство для извлечения обсадной колонны труб или моноопоры 1 с плавоснования 2 с применением этого способа (рис. 6.13, ,) включает установленный внутри колонны труб с упором на забой скважины трубчатый стояк 3, смонтированный на его верхнем конце отражатель 4 и соединенную с ним при помощи гибкой связи 5 заглушку. Заглушка состоит из поршня 6, распорных клиновых плашек 7, установленных на конусообразном стержне 8. Стержень выполнен с центральным проходным каналом и соединен с бурильной ко-

лонной 9, которая при помощи вертлюга-сальника 10 соединена с напорным рукавом 11 насоса и подвешена на тяге 12 лебедки 13.

Для извлечения обсадной колонны труб из скважины или моноопоры из грунта этим способом в колонну спускают на бурильных трубах в собранном 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 от насоса подают воду. В полости колонны труб между отражателем 4 и поршнем 6 возникает давление, под действием которого заглушка перемещается вверх, увлекая за собой плашками моноопору или обсадную колонну. Стояк с отражателем при этом остаются на забое.

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

При установке заглушки в середине заглубленной в породы части колонны труб максимальные напряжения в ней при извлечении снижаются в 2 раза, так как в этом случае нижняя часть труб работает на растяжение, а верхняя — на сжатие. Напряжения растяжения нижней части колонны и напряжения сжатия верхней определяются половинными значениями усилия, удерживающего моноопору в грунте или колонну в скважине.

Применение третьего варианта способа совместно с другими грузоподъемными средствами (вибратор, лебедка) позволяет снизить напряжения в колонне более чем в 2 раза. Так, при установке заглушки на расстоянии от ее башмака, равном  $1/3$  части колонны, погруженной в породы, напряжения сжатия верхней части колонны в 2 раза превосходят 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 2 раза, сравнив их с напряжениями растяжения в нижней части колонны. При этом напряжения в колонне будут снижены в 3 раза по сравнению с напряжениями, возникающими при извлечении той же колонны домкратом или лебедкой с многострунной талевой оснасткой.

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

Для гидравлического способа извлечения моноопор и обсадных труб не требуется сложных конструктивных разработок. Необходимым агрегатом для его применения является насос, которым оснащена почти каждая буровая установка. Для надежного извлечения моноопор из грунта и обсадных труб из скважин желательнее использовать насосы высокого давления.

На практике успешно применяли второй из описанных вариантов гидравлического способа извлечения труб. При бурении на Японском море этим способом извлекали обсадные 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 выдвигаемой 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. Этот способ позволяет использовать легкие, потребляющие малое количество энергии буровые лебедки, упростить и облегчить конструкции кронблока и вышки, отказаться от громоздких многострунных талевых оснасток, приме-

нять малогабаритные плавоснования, а остойчивость крупногабаритных – повысить путем заполнения их нижних отсеков балластом.

### **6.6.3. ẽ0äéáŮçÑŃŋaa èé ÇŮŒéèi à èèaaŮçŮçau èèèèèŒéç à iŮi çabŮèääi èèŮŇei Ç aaçãŮŮŮçau áéçéééééè**

Перед извлечением моноопоры из грунта расчетным путем с использованием выражения (6.19) следует оценить необходимое извлекающее усилие. Если применяемый способ извлечения моноопоры и технические средства для его осуществления не обеспечат этого усилия, то требуется предусмотреть одновременное применение других способов.

Моноопору, которая длительное время находилась в грунте, перед извлечением можно стронуть с места ударами, наносимыми сверху, и довинтить ее резьбовые соединения с использованием патрубка.

Используя любой немеханический способ извлечения моноопоры из грунта, а также вибрационный, ударный сверху вниз и выбивной снизу вверх, необходимо создавать максимально возможное натяжение моноопоры лебедкой или гидравлической системой буровой установки.

Достаточно полно отвечает требованиям к способам извлечения моноопоры буровыми механизмами плавоснования способ извлечения с размывом ее затрубного пространства водой. Полное освобождение моноопоры от прихвата в грунте при помощи размыва требует много времени. Но даже частичный размыв затрубного пространства моноопоры существенно облегчает последующее извлечение ее из грунта другими способами.

Применение гидравлического способа особенно эффективно для извлечения моноопор из труб больших диаметров, так как подъемная сила, создаваемая насосом, пропорциональна диаметру труб в квадрате. Так, давление воды, равное 1 МПа, в моноопоре из труб наружным диаметром 0,324 и 0,426 м с толщиной стенки 0,012 м создает подъемное усилие, равное соответственно 70,6 и 126 кН. Буровой насос НБ-5, развивающий напор до 10 МПа, может создать подъемное усилие в 10 раз большее соответственно диаметрам труб моноопоры. Такого усилия достаточно для извлечения из грунта моноопоры с любым практически разумным диаметром труб нижней секции. Лебедку бурового станка в этом случае можно использовать только для поддержания отдельных труб моноопоры во время их отвинчивания, поднятия и укладки на палубу плавоснования.



## МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ДОПУСТИМОЙ ВЫСОТЫ МОНООПОРЫ

Область бурения с трубчатой моноопоры, нижний конец которой защемлен в грунте морского дна, а верхний находится в направляющей плавоснования, ограничена глубинами моря по условиям устойчивости и прочности моноопоры. В процессе бурения моноопора нагружается продольными силами тяжести установленных на ней буровых механизмов, силами, создаваемыми гидроцилиндрами при расхаживании и подъеме из скважины бурового снаряда; поперечными силами давления волн, течений и дрейфующего плавоснования. Из-за воздействия поперечных сил она часто уже в начале бурения занимает наклонное положение. При больших значениях перечисленных нагрузок моноопора любой высоты может сломаться.

За счет увеличения диаметра моноопоры, предела текучести материала труб и оптимизации толщины их стенки в некоторых случаях можно несколько повысить максимально допустимую высоту моноопоры. Дальнейшее увеличение глубин разведываемых акваторий с моноопорных оснований требует разработки специальных конструкций и схем оснастки морских моноопорных оснований. Некоторые из таких конструкций описаны в последующих разделах.

### 7.1. МОНООПОРА В ТРУБЧАТОМ КОЖУХЕ

Увеличить глубины разведываемых акваторий и осуществлять бурение при волнении моря до 4 баллов позволяет способ оснастки моноопоры, отличающийся тем, что стрелу ее прогиба ограничивают при помощи трубчатого кожуха. Верхний конец кожуха подвешен на плавосновании, а нижний находится на расстоянии от дна моря, минимум на 1–2 м больше величины изменения уровня воды, вызываемого волнением моря, приливно-отливными и сгонно-нагонными явлениями. С нижним кон-

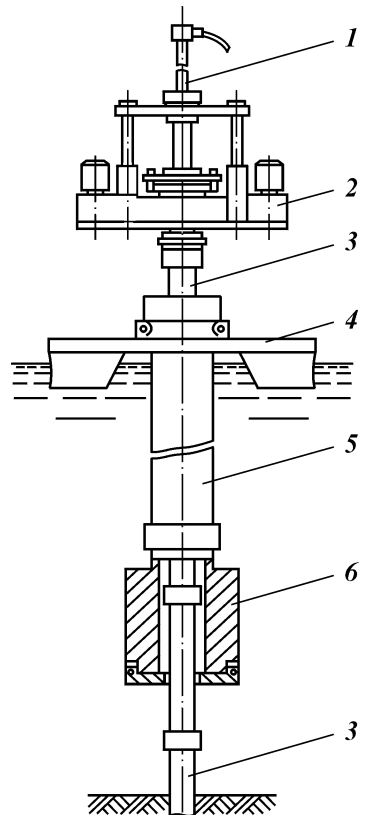
цом кожуха соединен кольцевой подводный забивной снаряд, и моноопору погружают в рыхлые породы путем расхаживания кожуха со снарядом. После стабилизации моноопоры в грунте морского дна бурение продолжают механизмами, установленными на моноопоре (рис. 7.1).

При такой схеме оснастки моноопоры стрела ее прогиба ограничена величиной зазора между стенками кожуха и моноопоры

$$f = 0,5(D - d), \quad (7.1)$$

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

Для моноопоры из труб диаметром 0,168 м, соединяемых муфтами диаметром 0,188 м, рационально использовать кожух из труб с наружным диаметром 0,219 м. При этом стрела про-



**Рис. 7.1. Схема бурения с моноопоры в трубчатом кожухе:**  
 1 – буровой снаряд; 2 – вращатель; 3 – моноопора; 4 – плавоснование; 5 – кожух; 6 – забивной снаряд

гиба моноопоры меньше 0,01 м и напряжение ее изгиба меньше предела упругих деформаций. Допустимая высота  $L$  моноопоры при такой схеме оснастки и незначительном дрейфе плавоснования ограничивается в основном напряжением сжатия в месте защемления моноопоры в грунте и превышает 1000 м ( $L = [\sigma]/\gamma$ , где  $[\sigma]$  и  $\gamma$  – предел текучести и удельный вес материала моноопоры соответственно). Во избежание поломок длинного кожуха от продольного изгиба при нанесении им ударов он может быть выполненным телескопическим.

Принцип бурения скважин комбинированным ударно-забивным и вращательным способами с применением оснастки моноопоры трубчатым кожухом состоит в следующем. В проем плавоснования (см. рис. 7.1) опускают и подвешивают на хомуте подводный кольцевой забивной снаряд 6 (см. рис. 6.5). С его верхним концом соединяют трубчатую секцию кожуха 5 и, наращивая ее последующими секциями, забивной снаряд спускают на расстояние от дна, равное или несколько большее значению изменения уровня воды в месте бурения, вызываемому волнением, приливо-отливными и сгонно-нагонными процессами. В таком положении верхний конец кожуха подвешивают на плавосновании при помощи хомута и во внутрь кожуха опускают до дна моря моноопору 3.

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

Верхний конец погружаемой в породы моноопоры может уходить ниже палубы плавоснования на длину ее наращиваемых секций, после чего перед постановкой забивного снаряда на вышерасположенную муфту моноопору наращивают. Порода, поступающие в моноопору, по мере ее погружения извлекают по традиционным схемам забивными керноприемниками, описанными в разделе 6.3.2.

На завершающей стадии стабилизации моноопоры в морском дне кожух наращивают патрубком, равным примерно половине длины секции моноопоры, и продолжают бурение ударно-забивным способом до максимально возможного при-

ближения верхнего конца патрубка кожуха к палубе плавоснования. Затем кожух приподнимают на высоту патрубка, подвешивают кожух при помощи хомута на плавосновании и патрубок отсоединяют.

В таком положении нижний конец забивного снаряда находится примерно на середине трубчатой секции моноопоры и при качке плавоснования из-за волнения моря не ударяет по муфтам моноопоры. Для гарантированного исключения таких ударов конструкцию забивного снаряда на кожухе целесообразно выполнить в соответствии с принципом, изложенным в а.с. № 1173001 на изобретение "Устройство для забивки обсадных труб" (1985 г.). Особенность этой конструкции в том, что она после завершения погружения в породы ударами моноопоры позволяет отвести вниз пластины 3, подвешенные на шарнирах 2 к корпусу 1 забивного снаряда (см. рис. 6.5). При этом пластины 3 не препятствуют свободному движению забивного снаряда вверх и вниз по моноопоре, в том числе через ее соединительные муфты.

Далее наращивают моноопору с превышением ее верхнего конца над палубой плавоснования, равным или большим амплитуде волны, устанавливают на возвышающийся конец моноопоры платформу с необходимыми буровыми механизмами и бурят любым из известных способом.

Демонтаж оборудования по окончании бурения скважины осуществляют в следующем порядке: грузоподъемными средствами плавоснования снимают с моноопоры платформу с буровыми исполнительными механизмами, извлекают из скважины моноопору и кожух, разбирая их на отдельные секции, и укладывают на палубе плавоснования. Затем извлекают и помещают на палубу или оставляют в проеме плавоснования подвешенным на хомуте подводный забивной снаряд.

Предложенный способ оснастки моноопоры повышает механическую скорость, удобство и производительность погружения моноопоры, так как:

- увеличивает энергию удара за счет использования силы тяжести кожуха в качестве веса забивного снаряда;

- повышает КПД удара за счет увеличения ударяющей массы;

- уменьшает высоту расхаживания ЗС и, следовательно, повышает частоту нанесения ударов за счет увеличения ударяющей массы;

- увеличивает продолжительность удара  $\dot{t}$  и глубину внедрения моноопоры в грунт за удар ввиду увеличения длины  $L_y$  ударника ( $\dot{t} = 2L_y/\dot{t}$ , где  $\dot{t}$  — скорость звука в материале ударника);

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

Перечисленные достоинства подвески подводного ЗС на кожухе убеждают в целесообразности ее применения для ударно-забивного бурения на малых и больших глубинах моря независимо от необходимости использования погружаемой колонны труб в качестве моноопорного основания и применения на скважине вращательного способа. Применение разработанного способа эффективно 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.

В разделе 6 обоснована целесообразность использования моноопоры ступенчатой конструкции и ограничения глубины погружения ее нижней секции до 4–5 м. В этих случаях эффективно: использовать подводный забивной снаряд простейшей конструкции, выполнив его в виде кольцевой болванки; наносить удары ЗС по переходнику с одной ступени на другую, а не по муфтам; погружать моноопору без изменения места положения на ней ЗС. При этом для подвески ЗС приемлемы схемы на тросовой ветви и на трубчатом кожухе.

## **7.2. СПОСОБ СТАБИЛИЗАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ МОНООПОРЫ**

В основе настоящего способа стабилизации и поддержания моноопоры в вертикальном положении заложен принцип подвески на тросах установленной на ней платформы с буровыми механизмами к порталу обслуживающего плавоснования. Примеры реализации такого способа известны. Например, в разделе 2.2 описан способ бурения с установленной на колонне рабочей платформы, которая подвешена к тросу крана качающегося на волнах плавоснования через компенсатор вертикальной качки (см. рис. 2.1).

Однако известные конструкции компенсаторов вертикальных перемещений плавоснования не обеспечивают натяжения моноопоры с постоянной необходимой силой, так как работа компенсатора начинается только после изменения положения плавоснования на волне, т.е. с запаздыванием. Кроме того,

компенсаторы – это громоздкие, массивные и дорогостоящие устройства.

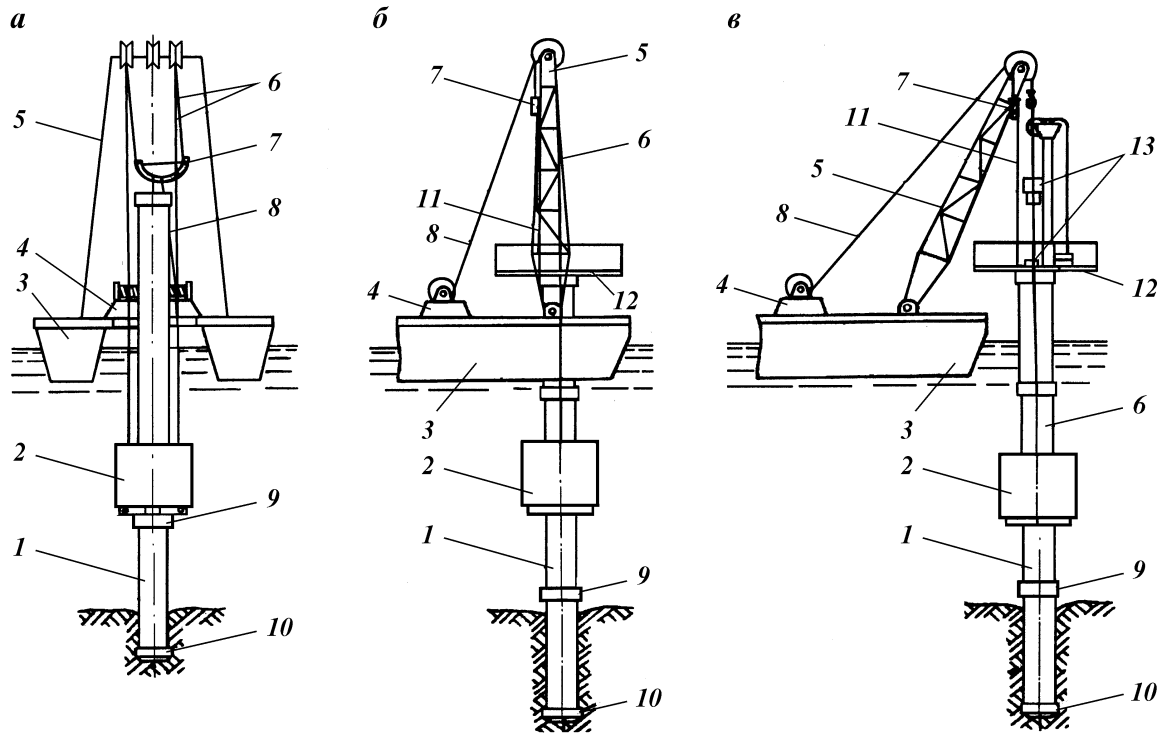
В описываемом ниже способе стабилизацию моноопоры на дне моря осуществляют погружением ее в породы дна ударами по ее придонной муфте подвешенным на тросе лебедки плавсредства кольцевым забивным снарядом (ЗС), который надет на моноопору с возможностью поступательного по ней перемещения, а натяжение моноопоры осуществляют силой тяжести того же ЗС, приподняв его над придонной муфтой на высоту морской волны или большую и зафиксировав на платформе при помощи троса, переброшенного через блок вышки плавоснования (свидетельство № 10765 на полезную модель “Установка для бурения скважин на акваториях”, 1999 г.).

Один из возможных вариантов технического решения предлагаемого способа стабилизации и повышения устойчивости моноопоры для бурения разведочных скважин на море заключается в следующем (рис. 7.2).

Плавоснование 3 выводят на точку заложения скважины, заякоривают, промеряют глубину моря, в соответствии с глубиной моря устанавливают необходимую длину ветвей тросовой петли 6 и в проем в палубе плавоснования спускают секции труб моноопоры 1 до упора башмака 10 в грунт морского дна. Нарращивание секций и спуск их до дна моря осуществляют на тросе 8 буровой лебедки 4, который при этом отсоединен от уравнивающей дуги 7.

Первой в проем спускают секцию, состоящую из башмака 10 и двух труб, соединенных муфтой 9. На вторую от башмака трубу первой секции надевают кольцевой ЗС 2 с присоединенными к нему концами тросовой петли 6. По мере наращивания секций моноопоры ЗС 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 плавосновании. После достижения башмаком 10 морского дна трос 8 соединяют с уравнивающей дугой 7 и, чередуя поднятия и сбрасывания ЗС 2 на муфту 9, ударами погружают моноопору в грунт морского дна. По достижении муфтой 9 дна моря моноопору наращивают очередной трубой, буровой лебедкой 4 ЗС перемещают по моноопоре на вышерасположенную муфту 9 и поочередным его поднятием и сбрасыванием погружение моноопоры в породы дна продолжают. Порядок выполнения технологических операций и принцип работы ЗС при этом достаточно полно описаны в разделе 6.2.2.

Моноопору после погружения в грунт морского дна на глубину, достаточную по условиям прочности узла ее грунтовой



**Рис. 7.2. Схемы способов стабилизации (±) и повышения устойчивости (·, , ) моноопоры:** 1 – моноопора; 2 – забивной снаряд; 3 – плавоснование; 4 – буровая лебедка; 5 – буровая вышка; 6 – тросовая петля; 7 – уравнивающая дуга; 8 – трос буровой лебедки; 9 – муфта; 10 – башмак; 11 – фиксирующий трос; 12 – платформа; 13 – буровые механизмы

заделки, продолжают погружать до положения, при котором возвышение ее верхнего конца над палубой плавоснования при незначительном волнении составит примерно 1 м. Затем на моноопоре монтируют платформу 12 и на этом процесс стабилизации моноопоры считается завершенным. Превышение платформы над палубой плавоснования на 1 м исключает их соударения при волнении моря до 3 баллов.

Устойчивость моноопоры повышают следующим образом (рис. 7.2, б). К дуге 7 присоединяют параллельно с тросом 8 фиксирующий трос 11, длина которого на 2–2,5 м меньше расстояния между платформой 12 и кронблоком буровой вышки 5. Лебедкой 4 поднимают ЗС 2 над муфтой 9 на высоту, равную примерно половине длины трубы, на которой находится в это время ЗС. Эта высота не должна быть меньше высоты волны, при которой предполагается бурить с плавоснования.

Затем свободный конец фиксирующего троса 11 крепят на платформе 12 и дают слабину тросу 8. При этом ЗС находится в подвешенном положении и силой своей тяжести натягивает фиксирующий трос 11. А так как трос 11 соединен с платформой 12, то моноопора натягивается в осевом направлении вверх силой, равной силе тяжести ЗС, и это повышает устойчивость моноопоры. Далее 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 платформе 12 и выполнения технологических операций при бурении скважины. На 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.п. При этом волнение моря и качка плавоснования на процесс бурения с платформы практического влияния не оказывают.

При наличии на плавосновании выдвигной или наклоняющейся буровой вышки, позволяющей выводить ее кронблок за пределы плавоснования, оно после монтажа, стабилизации и натяжения моноопоры может быть отведено от нее в положение, показанное на рис. 7.2, в. В периоды повышенного волнения моря это исключит удары качающегося на волнах плавоснования по моноопоре и предотвратит ее повреждения.

После завершения бурения скважины демонтаж моноопоры осуществляют в приведенной ниже последовательности. Буровой лебедкой 4 с тросом 8 с платформы 12 снимают буровые механизмы 13 и укладывают на плавосновании. Затем трос 8



соединяют с уравнивающей дугой 7, лебедкой 4 приподнимают ЗС 2 до образования слабины фиксирующего троса 11, последний отсоединяют от уравнивающей дуги, ЗС опускают на муфту моноопоры и уравнивающую дугу отсоединяют от троса 8. Далее лебедкой 4 с тросом 8 моноопору поднимают из грунта, разбирая ее на отдельные секции по мере подъема, и укладывают на палубе плавоснования, которое после этого может переходить на другую точку бурения.

Описанный способ стабилизации и повышения устойчивости моноопоры позволяет повысить надежность ее работы и разведывать более глубокие акватории без дополнительных материальных затрат на компенсацию качки плавоснования. Это обусловлено тем, что стабилизация и натяжение моноопоры обеспечиваются при помощи одного и того же устройства – забивного снаряда, используемого для бурения скважины ударно-забивным способом и натяжения моноопорного основания.

Сила натяжения моноопоры при качке плавоснования не меняется, так как плавоснование и ЗС перемещаются на волне синхронно. А так как ЗС надет на зафиксированную в дне моря моноопору, он не раскачивается силами давления волн и течений в горизонтальной плоскости и, в отличие от известных схожих решений, не требует для предотвращения раскачивания применения специальных устройств, затрат материалов, труда и времени на их изготовление, монтаж и демонтаж.

### **7.3. ПРЕДВАРИТЕЛЬНО НАПРЯЖЕННАЯ (РАСТЯНУТАЯ) МОНООПОРА**

Допустимая высота моноопоры ограничена величиной суммарного допустимого напряжения, появляющегося в ее опасном сечении под воздействием на нее поперечных и продольных сил. В основе рассматриваемого способа повышения допустимых высот и сил нагружения моноопоры заложено уменьшение напряжения в ее опасном сечении от воздействия продольных сил.

В продольном (осевом) направлении моноопора нагружена силами собственной тяжести, тяжести расположенных на ней механизмов, а также силами, возникающими в процессе выполнения технологических операций при бурении. Силы тяжести вызывают в моноопоре напряжения сжатия. Силы технологических операций могут вызывать сжатие (например, при спуске и извлечении из скважины бурового снаряда) и растяжение моноопоры (например, при вдавливании грунтоносов или пенетрационно-каротажных зондов в породы). В пер-

вом случае силы технологических операций складываются с силами тяжести, во втором – вычитаются из них.

При изгибе моноопоры указанные силы приводят также к возникновению значительных дополнительных изгибающих моментов и, следовательно, напряжениям изгиба. Для моноопор, эксплуатируемых в проеме плавоснования (схемы I и II), наилучшее напряженное состояние имеет место, когда технологическая сила сжимающая (см. раздел 5.4). Для уменьшения этих напряжений предлагается выполнить моноопору предварительно напряженной. Это означает, что еще до нагружения моноопоры силами тяжести и сжимающими технологическими ее растягивают и она находится в напряженном состоянии.

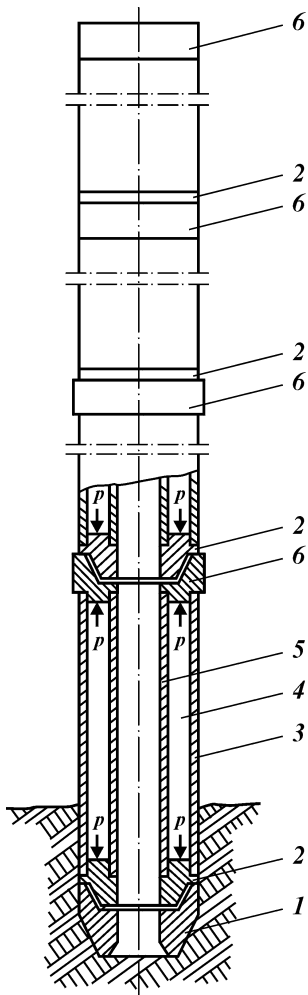
Напряжение от предварительного растяжения моноопоры при нагружении ее силами тяжести буровых механизмов и сжимающими силами технологических операций будет уменьшаться на величину напряжения сжатия, которое способны вызвать в моноопоре указанные суммарные силы ее продольного нагружения. При определенных соотношениях напряжения от предварительного растяжения моноопоры и сил продольного ее нагружения в опасном сечении моноопоры будет либо напряжение растяжения, которое значительно меньше первоначального или близко нулю, либо напряжение сжатия.

Для практической реализации такого решения предлагается секции моноопоры выполнять из концентрично установленных труб, соответствующие концы каждой секции герметично соединять элементами замкового соединения и в образованной полости между наружной и внутренней трубами создавать давление воздуха (рис. 7.3).

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

При погружении в породы морского дна моноопоры из двухтрубных секций ударами по их соединительным элементам подводным кольцевым ЗС (см. разд. 6.2.2, рис. 6.5), наружный диаметр первых трех-четырех замков от башмака должен быть примерно на 0,03 м больше наружного диаметра труб секций. Наружные диаметры остальных замковых соединений и наружных труб секций могут быть одинаковыми, т.е. моноопора выше ударяемых замков может быть гладкоствольной.

И в том и в другом случае толщина стенки замкового соединения, перекрывающего толщины стенок двух труб и зазор



**Рис. 7.3. Схема моноопоры из предварительно растянутых трубчатых секций:**

1 – башмак; 2, 6 – ниппель и муфта соединительного замка соответственно; 3, 5 – наружная и внутренняя трубы секции соответственно; 4 – воздушная полость секции;  $p$  – давление воздуха в полости трубчатой секции

между ними, является достаточной для выполнения резьбы с крупным шагом и конусностью. Это, в отличие от моноопор с муфтовым соединением их труб, существенно облегчает трудно выполнимое, особенно в условиях качки плавоснования, навинчивание труб больших диаметров и ускоряет процессы монтажа и демонтажа моноопоры.

Допускаемая высота моноопоры из секций двойных труб даже без приведения их в предварительно напряженное состояние будет больше допускаемой высоты моноопоры из секций

одинарных труб. Моноопора 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.

Величина силы предварительного растяжения двухтрубной моноопоры определяется произведением величины давления воздуха в полости ее секции на площадь поперечного сечения между ее внутренней и наружной трубами. Площадь поперечного сечения зависит от наружных диаметров труб и толщины стенки наружной трубы. Необходимое давление воздуха в полости между трубами определяется расчетным путем в зависимости от прочности труб моноопоры и предполагаемых максимально возможных сил ее продольного нагружения.

Возможность осуществления настоящего способа повышения допустимой высоты моноопоры и пределов ее нагружения продольными силами проиллюстрируем на примере предварительного растяжения моноопоры высотой 55 м.

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

Значения сил продольного нагружения моноопоры примем максимально возможными, которые могут встречаться при бурении инженерно-геологических скважин: сила тяжести буровых механизмов 30 кН; сила тяжести моноопоры высотой 55 м из двойных труб указанных диаметров 64,2 кН; сила технологических операций, сжимающая и растягивающая моноопору соответственно 15 и 100 кН. Следовательно, максимальные значения сил продольного нагружения моноопоры составляют: вниз 110 кН; вверх 6 кН плюс сила, создаваемая давлением воздуха в полостях секций моноопоры.

Определим давление воздуха в полостях секций моноопоры, необходимое для того, чтобы напряжение в ее опасном 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 увеличивает продольную силу нагружения моноопоры на 6,4 кН. Вычисления по условиям третьей теории прочности показывают, что допустимое давление 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 давлении 1,7 МПа в полостях секций моноопоры напряжения растяжения в сечениях труб с толщинами стенок 0,01 м составят всего 57,8 МПа, что значительно меньше допустимого.

Напряжения в моноопоре от ее сжатия, изгиба и кручения уменьшаются по мере удаления от дна моря. Поэтому в моноопоре по мере удаления от ее нижней части можно использовать секции с уменьшающимися в их полостях расчетными значениями давления воздуха либо переходить на монтаж верхней части моноопоры из однотрубных секций и т.д.

Использование способа предварительного растяжения эффективно для увеличения допустимых высот и нагрузок продольными силами не только буровых моноопорных оснований из двух коаксиально установленных друг в друга труб, но и высотных сооружений из однотрубных и комбинированных секций для другого назначения: опоры для подвески проводов, опоры зданий и т.д. Особенно эффективен этот способ для сооружений, нагружаемых большими продольными силами, например, морских многоопорных оснований для бурения глубоких нефтегазовых скважин (свидетельство № 17332 на полезную модель "Морское буровое основание", 2001 г.; патент РФ № 2180036 на изобретение "Способ повышения устойчивости и прочности морского бурового основания и морское буровое основание", 2002 г.).

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

Значения допустимых высот 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, выше в разделах 4 и 5.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Процесс бурения с моноопорного основания мало зависит от волнения моря при высоте волны до 2 м. Использование моноопорного основания существенно повышает качество получаемой геологической информации, производительность и снижает стоимость бурения на шельфе. Поэтому интерес к бурению разведочных и инженерно-геологических скважин на водных акваториях с моноопорного основания проявляют многие страны. Тем не менее это перспективное направление пока еще недостаточно изучено. При серьезном подходе к его развитию могут быть найдены оригинальные технические и технологические решения, которые будут полезны для бурения, как на море, так и на суше.

Для эффективного бурения разведочных и инженерно-геологических скважин на морском шельфе с моноопорного основания необходимо решить комплекс теоретических и технологических вопросов, связанных с оптимизацией конструкций и параметров моноопоры, устанавливаемых на ней буровых механизмов, грунтовой заделки и т.п. Правильные решения этих вопросов взаимосвязаны между собой. Так, рациональные параметры грунтовой заделки определяют рациональную конструкцию моноопоры – минимум две ступени с увеличением их диаметров от верхнего к нижнему концу моноопоры. При этом прочность и допустимая высота моноопоры зависят от конструктивного исполнения и компоновки располагаемых на ней буровых механизмов.

В этой книге мы попытались рассмотреть в комплексе ряд важнейших вопросов, которые, по нашему мнению, позволят проектировать надежные конструкции моноопорных оснований и обеспечить высокие технико-экономические показатели бурения с них разведочных скважин на шельфе.

Во-первых, разработаны методы статического и динамического расчетов прочности моноопор, нагружаемых одновременно внешними поперечными и продольными нагрузками от сил волнового давления, технологических, тяжести буровых механизмов и собственно моноопоры. Это позволяет получить информацию обо всех факторах, влияющих на напряженно-деформированное состояние моноопоры, а также необходимые

математические выражения для вычисления каждого из них. В помощь проектировщикам и производителям изложены приемы практического расчета и составлены таблицы, позволяющие без трудоемких вычислений выбирать рациональные конструктивные схемы и параметры моноопор для бурения в некоторых конкретных гидрологических условиях шельфа.

Во-вторых, на основе фундаментальных положений классической механики грунтов обоснована методика и выведены математические выражения для определения рациональных параметров грунтовой заделки буровой трубчатой моноопоры, описаны возможные принципиальные конструктивные и технологические решения проблемы стабилизации моноопоры в грунте морского дна.

В-третьих, изложены основные требования к проектированию рациональных конструкций буровых механизмов и схем их расположения на моноопоре. Эти требования учтены при разработке буровых механизмов, которые к концу 2001 г. изготовлены ОАО «Геомаш» по заказу ГНЦ ГПИ НПО «Южморгеология» для укомплектования морской буровой установки «Старт» на трубчатой моноопоре.

Рассмотренные в настоящей книге вопросы касаются преимущественно проектирования технических средств для бурения на шельфе с моноопорного основания из обсадных труб серийно выпускаемого сортамента. Результаты вычислений допустимых высот трубчатых моноопорных оснований позволяют утвердительно ответить на вопрос о возможности бурения с таких оснований на больших площадях морского шельфа.

Так, моноопора из труб диаметром 0,324 м с толщиной стенки 0,014 м и пределом текучести 750 МПа позволяет безопасно бурить с нее по схеме вне плавоснажения на глубинах акваторий до 32 м (см. табл. 5.2), а по схеме в проеме плавоснажения – на глубинах до 42 м (см. табл. 5.3). Моноопоры из труб диаметром 0,508 м с толщиной стенки 0,014 м и пределом текучести 750 МПа позволяют разведывать площади шельфа с глубинами до 57 м. При необходимости бурения на более глубоких акваториях изложенные материалы могут быть полезными для расчета и проектирования моноопор со ступенчато изменяющимися по высоте поперечными сечениями, моноопор ферменного и комбинированного типов.

Использование моноопоры со ступенчато уменьшающимися снизу вверх ее поперечными сечениями эффективно по многим причинам.

1. Повышается прочность и надежность моноопоры. Во-первых, это обусловлено снижением (пропорционально уменьшению диаметра верхней ступени) сил давления на моноопору ветровых волн моря, которые затухают с глубиной по экспоненциальному закону и на глубине, равной половине длины волны, практически равны нулю, а во-вторых, ступенчатая моноопора близка к равнопрочной по высоте, так как площади наиболее опасных нижних сечений больше сечений верхних ступеней.

2. Моноопора может погружаться в грунт морского дна ударами подводного кольцевого снаряда простой конструкции по переходнику с верхней ступени меньшего диаметра на нижнюю ступень большего диаметра, погружаемую в грунт.

3. Прочность грунтовой заделки при малой ее глубине можно повышать, увеличивая диаметр труб только той части, которую погружают в грунт морского дна.

4. Снижаются материальные затраты на изготовление моноопоры пропорционально уменьшению диаметра ее ступеней, а также трудовые затраты при транспортировке, монтаже и демонтаже менее массивной моноопоры, что особенно важно при выполнении этих работ с качающегося на волнах плавоснования.

Бурение с моноопорных оснований – перспективное направление совершенствования и развития новых технических средств и технологий для эффективного бурения разведочных скважин на морском шельфе. По мере накопления практического опыта бурения с моноопорных оснований потребуются более глубокие теоретические проработки и конструкторские решения. Способы и конструкции, описанные в этой книге, могут быть использованы в практической работе при проектировании моноопорных оснований, бурении с них, а также в качестве аналогов и прототипов при разработке более совершенных способов и конструкций.



# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Архангельский И.В.* Морское бурение инженерно-геологических скважин. – Л.: Недра, 1980.
2. *Асеев А.Г., Распопов В.М., Хворостовский С.С.* Бурение разведочных скважин на шельфе. – М.: Недра, 1988.
3. *Барштейн М.Ф., Зубков А.Н., Маслов Б.Е.* Экспериментальное изучение колебаний нефтепромысловых сооружений при нерегулярном волнении/Тр. ЦНИИСК им. Кучеренко, вып. 34. – М.: Стройиздат, 1974.
4. *Болотин В.В.* Неконсервативные задачи теории упругой устойчивости. – М.: Физматгиз, 1961.
5. *Глуховский Б.Х.* Исследования морского ветрового волнения. – Л.: Гидрометеониздат, 1966.
6. *Киселев В.А.* Строительная механика. – М.: Стройиздат, 1980.
7. *Китов К.М.* Расчет затухания волн с глубиной//Морской сборник. – 1971, № 7.
8. *Краны башенные строительные.* Нормы расчета. ГОСТ 13994–68. – М.: Госстандарт СССР, 1970.
9. *Лукошков А.В.* Техника исследования морского дна. – Л.: Судостроение, 1984.
10. *Пановко Я.Г., Губанова И.И.* Устойчивость и колебания упругих систем. – М.: Наука, 1987.
11. *Перлей Е.М., Цукерман Н.Я.* Трубчатые железобетонные сваи и колоды оболочки для промышленного и гражданского строительства. – М.: Стройиздат, 1969.
12. *Пронкин А.П., Хворостовский С.С.* Прогнозирование направлений развития разведочного бурения на шельфе. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 1999.
13. *Пронкин А.П., Хворостовский И.С., Хворостовский С.С.* Учет сил собственной тяжести морской буровой моноопоры при расчетах ее на прочность//Геологическое изучение и использование недр: Науч.-техн. информ. сб./ЗАО “Геоинформмарк”, – М., 2001. – Вып. 3.
14. *Пронкин А.П., Хворостовский И.С., Пронкин А.А., Хворостовский С.С.* Методы расчета морской буровой моноопоры//Геологическое изучение и использование недр: Науч.-техн. информ. сб./ЗАО “Геоинформмарк”. – М., 2001. – Вып. 5.
15. *Пронкин А.П., Хворостовский И.С., Хворостовский С.С.* Проблемы и методы стабилизации бурового моноопорного основания в морском дне//Техника, технология и организация геол.-развед. работ: Обзор/ЗАО “Геоинформмарк”. – М., 2001.
16. *Расчеты на прочность в машиностроении: В 3 т./С.Д. Пономарев, В.Л. Бидерман, К.К. Лихарев и др.* – М.: Машгиз, 1956 – 1959.
17. *Ребрик Б.М.* Ударное бурение грунтов. – М: Недра, 1976.
18. *Ребрик Б.М.* Механика в разведочном бурении: Справ. пособие. – М.: Недра, 1992.
19. *Регистр СССР.* Справочные данные по режиму ветров и волнения на морях, омывающих берега СССР. – Л.: Морской транспорт, 1962.
20. *Решетов Д.Н.* Детали машин. – М.: Машиностроение, 1989.
21. *Рудицын М.Н., Артемов П.Я., Любошиц М.И.* Справочное пособие по сопровитвлению материалов. – Минск: Вышэйшая школа, 1970.
22. *Сароян А.Е.* Теория и практика работы бурильной колонны. – М.: Недра, 1990.
23. *Светлицкий В.А.* Механика стержней. – М.: Высшая школа, 1987.
24. *Смолдырев А.Е.* Методика и техника морских геологоразведочных работ. – М.: Недра, 1978.
25. *СНиП 2.06.04–82*. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)/Минстрой России. – М.: ГП ЦПП, 1995.

26. *СНиП 2.02.03-85*. Свайные фундаменты/Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986.
27. *СНиП II 23-81\**. Стальные конструкции/Минстрой России. – М.: ГИ ЦПП, 1995.
28. *Снитко Н.К.* Строительная механика – М.: Высшая школа, 1980.
29. Современное состояние и перспективы развития технических средств для освоения минеральных ресурсов океана//К.Г. Суворов, Г.К. Крупнов, А.К. Волков и др. – Л.: Судостроение, 1972.
30. *Солодухин М.А., Архангельский И.В.* Справочник техника-геолога по инженерно-геологическим и гидрогеологическим работам. – М.: Недра, 1982.
31. *Справочник инженера по бурению*. В 2 т./Под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М.: Недра, 1973.
32. *Тимошенко С.П.* Колебания в инженерном деле. – М.: Наука, 1967.
33. *Халфин И.Ш.* Воздействие волн на морские нефтегазопромысловые сооружения. – М.: Недра, 1990.
34. *Хворостовский С.С.* Рациональные ударные системы и параметры их элементов для забивного бурения на шельфе. – М.: АО “Геоинформмарк”, 1994. – Вып. 7–8.
35. *Хворостовский С.С., Пронкин А.П., Фоменко В.С.* Рациональные способы и установки для бурения разведочных скважин на шельфе//Обзор/ЗАО “Геоинформмарк” – М., 1998.
36. *Хворостовский С.С., Пронкин А.П.* Методы повышения эффективности бурения разведочных скважин с судов//Обзор/ЗАО “Геоинформмарк”. – М., 1998.
37. *Швецов Г.И.* и др. Основания и фундаменты: Справочник. – М.: Высшая школа, 1991.
38. *Шелковников И.Г., Лукошков А.В.* Технические средства подводного разведочного бурения и опробования. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1979.
39. *Шнайдер Ш.М.* Справочник инженера-геолога линейных изысканий. – Л.: Гостехиздат, 1962.
40. *Эстрин Ю.Я.* Техника и технология освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа. – М.: ВНИЦентр, 1989.
41. *Automated drilling systems make their mark*//Noroil. – 1986. – Vol. 14. – N 3. – P.21.
42. *Drillers look to automated operations*//Noroil. –1986. – Vol. 14. – N 3. – P.23, 25, 27.
43. *Drilling and coring unconsolidated formations. Recording geotechnical information during drilling work. New armored wireline cable*//Mining journal. – 1987. – Vol. 308. – N 7916. – P. 179–180.
44. *Earle E.H., Mandery W.L.* Determination of dynamic characteristics of offshore platforms from random vibrations. 5-th Ann., Offsh. Techn. Conf. Houston, Texas, 1973.
45. *Miller B.L.* The hydrodynamic drag of roughened circular cylinder the naval architect. Journ. Of the Royal Institution of Naval Architects, March № 2, London, p. 55-61, 1977.
46. *Moore Steven D.* Making new drilling technology work for you//Petrol. Eng. Int. – 1987. – Vol. 59. –N 1. – P. 24–25.
47. *Williams G.I.* Operating experience with wireline techniques //Geodrilling. – June 1986. – P. 7–10.
48. *Core drilling via a hose*//Austral. Mining. – 1986. – Vol. 78. – N 3. – P. 33.
49. *Moore S.D.* The hows and whys of downhole drilling motors//Petrol. Eng. Int. – 1986. – Vol. 58. – N 8. – P. 38, 42.
50. *Rodger A.A., Maclaren D.J.G., Fajrweather N.H., Miles A.* Offshore core sampling of soils by vibroimpact//Geodrilling. – 1986. – N 36. – P. 12–13.
51. *Sarpkaya T., Neil J.C., Evans S.R.* Wave forces on rough-walled cylinders at high Reynolds numbers. Proc. 9-th Ann Offsh. Technol. Conf., Houston Tex., 1977, vol 3, P. 175–184.
52. *Ult Michael E.* Sea ice forces and the state of technology of offshore Arctic platforms//J. Petrol. Technol. – 1985. – Vol.37. –N 1. – P. 21–26.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	5
<b>1. Рациональные основания для разведочного бурения на шельфе</b> .....	9
1.1. Характеристики шельфа, влияющие на выбор типа бурового основания .....	9
1.2. Параметры разведочных скважин на шельфе и особенности их бурения .....	14
1.3. Обоснование целесообразности бурения с моноопорного основания .....	23
<b>2. Буровые установки на моноопорном основании</b> .....	31
2.1. Установки с дистанционным управлением процессом бурения .....	34
2.2. Автономные буровые установки .....	36
2.3. Ферменные моноопорные основания .....	40
2.4. Отечественный опыт бурения с моноопорных оснований .....	43
2.4.1. Экспериментальный буровой комплекс .....	43
2.4.2. Технические требования к комплексу оборудования для бурения с трубчатой моноопорой .....	50
<b>3. Схемы эксплуатации и характер нагружения моноопоры</b> .....	58
3.1. Схемы эксплуатации моноопоры .....	58
3.2. Силы нагружения моноопоры .....	62
3.3. Волновое давление на моноопору .....	64
3.3.1. Общие сведения из теории ветровых волн .....	64
3.3.2. Расчет волновой нагрузки согласно инженерной теории обтекания преград .....	67
3.3.3. Расчет волновой нагрузки по нормативным документам .....	71
3.3.4. Характер изменения волновой нагрузки на моноопору во времени .....	74
3.3.5. Гидродинамические коэффициенты сопротивления при обтекании цилиндрических преград .....	75
3.4. Рекомендации для расчета равнодействующей волнового давления на цилиндрическую моноопору .....	79
3.4.1. Выбор значений коэффициентов для расчета волновой нагрузки на цилиндрическую моноопору .....	80
3.4.2. Расчет максимального значения волновой нагрузки на моноопору .....	82
3.5. Давление морских течений на моноопору .....	87
3.6. Влияние крутящего момента на прочность моноопоры .....	89
<b>4. Расчет напряженно-деформированного состояния моноопоры</b> .....	91
4.1. Расчетные схемы моноопоры .....	94
4.2. Уравнения равновесия моноопоры .....	102
4.3. Уравнение малых колебаний моноопоры .....	108
4.4. Приближенные методы статического расчета моноопоры, находящейся вне плавоснования .....	116
4.5. Приближенный метод динамического расчета моноопоры, находящейся вне плавоснования .....	129
4.6. Статическая и динамическая устойчивость моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования .....	141
4.7. Расчет моноопоры, находящейся в проеме плавоснования .....	149

<b>5. Влияние различных факторов на напряженно-деформированное состояние моноопоры</b> .....	158
5.1. Общие положения .....	158
5.2. Статическое напряженно-деформированное состояние моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования .....	160
5.3. Первая собственная частота колебаний моноопоры, эксплуатируемой вне плавоснования .....	169
5.4. Статическое напряженно-деформируемое состояние моноопоры, эксплуатируемой в проеме плавоснования .....	175
5.5. Первая собственная частота колебаний моноопоры, эксплуатируемой в проеме плавоснования .....	189
5.6. Расчет моноопоры по допускаемым напряжениям и предельным состояниям .....	192
5.7. Методика выбора рациональных параметров цилиндрических трубчатых моноопор .....	200
<b>6. Проблемы стабилизации моноопоры в морском дне</b> .....	210
6.1. Методика определения рациональных параметров грунтовой заделки и конструктивных схем моноопоры .....	213
6.1.1. Расчет параметров грунтовой заделки .....	214
6.1.2. Проектирование грунтовой заделки трубчатой моноопоры .....	224
6.1.3. Рациональная конструктивная схема трубчатой моноопоры .....	231
6.2. Способы погружения моноопоры в грунт дна .....	237
6.2.1. Традиционный способ .....	237
6.2.2. Погружение моноопоры подводным забивным снарядом .....	239
6.2.3. Телескопическая моноопора и способ ее погружения .....	243
6.3. Способы и снаряды для отбора керна из моноопоры .....	248
6.3.1. Традиционные способы и керноприемники .....	248
6.3.2. Керноприемник для поинтервального отбора керна на море .....	250
6.3.3. Способ погружения моноопоры одновременно со съёмным гидрораскрепляемым керноприемником .....	253
6.3.4. Керноприемный снаряд, раскрепляемый в кольцевой проточке моноопоры .....	256
6.3.5. Керноприемник, жестко соединяемый с моноопорой .....	261
6.4. Сравнительные технико-экономические показатели способов стабилизации моноопоры .....	265
6.5. Требования и рекомендации к технике и технологии стабилизации моноопоры .....	272
6.6. Извлечение моноопоры из грунта .....	275
6.6.1. Факторы, влияющие на силу прихвата моноопоры в грунте .....	275
6.6.2. Гидравлический способ извлечения моноопоры .....	278
6.6.3. Рекомендации по выбору и применению способов и технических средств извлечения моноопоры .....	283
<b>7. Методы повышения допустимой высоты моноопоры</b> .....	284
7.1. Моноопора в трубчатом кожухе .....	284
7.2. Способ стабилизации и повышения устойчивости моноопоры .....	288
7.3. Предварительно напряженная (растянутая) моноопора .....	292
<b>Заключение</b> .....	297
<b>Список литературы</b> .....	300