

**О. И. Калиниченко
П. В. Зыбинский
А. А. Каракозов**

ГИДРОУДАРНЫЕ БУРОВЫЕ СНАРЯДЫ И УСТАНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ

Печатается по решению
ученого совета ДонНТУ
(протокол №5 от 15.07.07 г.)

**Видавництво
НОРД-ПРЕС**

Донецьк – 2007

УДК 622.24.085:622.143

Калиниченко О.И., Зыбинский П.В., Каракозов А.А.
Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе. – Донецк: ДонНТУ, 2007. – 270 с., ил.

В книге впервые обобщены результаты исследований, касающиеся разработок, совершенствования и внедрения большого комплекса гидроударных буровых снарядов и установок для бурения геологоразведочных и инженерно-геологических скважин на шельфе, выполненных в Донецком национальном техническом университете (ДонНТУ). Предложены принципиально новые технологические схемы бурения скважин глубиной *б-50 м* с борта неспециализированных судов. Изложены вопросы проектирования многофункциональных гидроударных буровых снарядов и даны рекомендации по их эксплуатации.

Книга предназначена для научных работников и специалистов в области техники и технологии разведочного и инженерно-геологического бурения на шельфе. Может быть полезна студентам геологоразведочных вузов и факультетов.

Рецензент: докт. техн. наук, проф. Давиденко А.Н.

ISBN

© Калиниченко О.И., Зыбинский П.В.,
Каракозов А.А., 2007

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1 ПОГРУЖНЫЕ ГИДРОУДАРНЫЕ БУ- РОВЫЕ СНАРЯДЫ И УСТАНОВКИ ДЛЯ ОДНОРЕЙСОВОЙ ПРОХОДКИ СКВАЖИН	11
1.1. Краткий анализ эксплуатационных возмож- ностей установок для однорейсового буре- ния скважин	11
1.2. Погружные установки УГВП-150 и УГВП- 130.....	31
1.3. Погружные установки с увеличенной рейсо- вой проходкой для эксплуатации с мало- и среднетоннажных судов	44
1.3.1 Установка УГВП-130/8 для бурения сква- жин с борта малотоннажного судна	56
1.3.2 Погружные установки УГВП-150М.....	80
Глава 2 УСТАНОВКИ И ГИДРОУДАРНЫЕ БУ- РОВЫЕ СНАРЯДЫ ДЛЯ МНОГОРЕЙ- СОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН	92
2.1. Первый опыт создания погружных гидро- ударных буровых снарядов для поинтер- вального бурения скважин	92
2.2. Предпосылки разработки установок для многорейсового бурения скважин сеспе- циализированных судов	107
2.3. Установка УМБ-130 для многорейсового бурения скважин	109
2.4. Установка УМБ-130М для многорейсового бурения скважин	119
2.5. Опыт применения гидроударных ПБС для бурения скважин со специализированных судов	143

Глава 3 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГИДРОУДАРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ	152
3.1. Сборка гидроударных механизмов	153
3.2. Регулировка осевых перемещений поршня-бойка и клапанов гидроударного механизма ...	156
3.3. Подготовка к работе гидроударного бурового снаряда для однорейсового бурения	160
3.4. Подготовка к работе гидроударного бурового снаряда для многорейсового бурения	163
Глава 4 ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОГРУЖНЫХ ГИДРОУДАРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ	173
4.1. Исходные данные для проектирования конструктивных и рабочих параметров гидроударных буровых снарядов	176
4.2. Методика расчета параметров и основные закономерности формирования характеристик гидроударных машин	195
4.3. Область эффективной работы насосного блока погружных гидроударных буровых снарядов	224
4.4. Выбор основных параметров и разработка алгоритма оптимизации погружных гидроударных буровых снарядов	239
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	251
ЛИТЕРАТУРА	253
Цветная вкладка	261

ВВЕДЕНИЕ

Развертывание широких поисково-съёмочных и геологоразведочных работ в зоне украинского шельфа относится к началу 80-х годов XX века. Сравнительно позднее начало интенсивного освоения минеральных ресурсов Черного и Азовского морей обусловлено несколькими факторами: наличием более рентабельных источников минерального сырья на суше, недостаточной изученностью шельфа, низким уровнем и избирательностью техники морской добычи.

Сегодня по мере увеличения глубины отработки залежей, при крайне неравномерном географическом размещении и снижении количества естественных запасов полезных ископаемых практикуемые способы добычи полезных ископаемых на суше подходят к пределам своей экономической целесообразности. В большей степени такая тенденция будет постоянно углубляться, прежде всего, по отношению к основным видам континентального топливно-энергетического сырья, из которых важнейшее значение имеют нефть и газ.

По оценкам специалистов, основной углеводородный резерв Украины (около 40% запасов нефти и газа) сосредоточен в районах отечественного сектора шельфа Черного и акватории Азовского морей и составляет более 1,5 млрд. тонн условного топлива. Причем значительную часть ресурсов занимает природный газ (1300 млрд. м³ или 85%), остальная доля – нефть и газовый конденсат. Несмотря на высокую перспективность и значимость углеводородных ресурсов Азово-Черноморского региона, уровень их освоения к середине 90-х годов XX века не превысил 4%.

Отмеченное обстоятельство во многом способствовало подготовке и принятию в 1996 году Государственной

программы «Освоение углеводородных ресурсов Украинского сектора Черного и Азовского морей».

Выполнение этой программы возложено на ГАО «Черноморнефтегаз» - единственную в Украине компанию, которая занимается морской нефтегазодобычей. В рамках выполнения стратегических направлений работ, оговоренных программой, ГАО «Черноморнефтегаз» запланирован более чем 3-х кратный прирост ресурсной базы с одновременным увеличением объемов добычи газа с 1,2 млрд. м³ до 2,6 млрд. м³ (Черное море – 1,7 млрд. м³, Азовское 0,9 млрд. м³). При этом предусматривается полное обеспечение собственным газом потребителей Автономной республики Крым, а также поставки газа в южные регионы Украины.

Реализация намеченных программой проектов (рис. 1) объективно предполагает в весьма сжатые сроки проведение широкомасштабных работ по бурению глубоких разведочно-эксплуатационных скважин, добыче и транспортировке углеводородов. В этой связи перед проектировщиками, буровиками и эксплуатационниками встала не менее сложная задача, связанная с необходимостью инженерного освоения морского дна для получения прочностных характеристик грунтов, слагающих основание для специальных

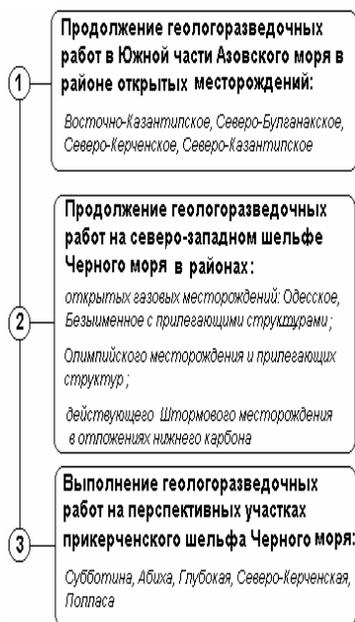


Рис. 1. Главные направления работ по реализации программы освоения углеводородных ресурсов украинского сектора Черного и Азовского морей

морских сооружений. Потребовались большие объемы инженерно-геологических изысканий, прежде всего, на трассах трубопроводов и площадках постановки морских буровых платформ.

Значительную долю этих изысканий составляют мелкие скважины. Глубина таких скважин, определяющаяся целевой направленностью изысканий, колеблется от 6-20 м при проектировании трас трубопроводов, до 50-150 м в местах постановки платформ.

В пределах одной осваиваемой площади, особенно на стадии инженерно-геологической съемки, скважины глубиной 6 м составляют 50-60% в общей структуре объемов буровых работ и достигают 500-1000 м на 1 кв. км акватории. Остальная часть, примерно в равной пропорции, приходится на скважины глубиной 20-50 м и 50-150 м.

При практическом претворении в жизнь широкомаштабных программ инженерно-геологических изысканий ГАО «Черноморнефтегаз» столкнулось с рядом серьезных технических и экономических проблем, возникших из-за полного отсутствия в арсенале отечественного морского бурового производства необходимой технической базы для эффективной и рентабельной проходки мелких (до 10 м) и средней глубины (20-40 м) скважин в условиях ярко выраженной геологической специфики осадочных накоплений украинской зоны акваторий Черного и Азовского морей. Эта специфика обусловлена высокой вероятностью чередования по вертикальному разрезу скважины илов, песков различной плотности, консистенции и гранулометрического состава, а также большого спектра пород глинистого комплекса. Причем мощность выделенных слоев донных осадков в зависимости от района работ, даже при незначительном удалении точек опробования друг от друга, колеблется от 0 до 20 м и более.



Рис. 2. Основные пункты геолого-методических и эксплуатационно-технических требований к бурению инженерно-геологических скважин на шельфе

С точки зрения глубинности изысканий, в соответствии с основными геолого-методическими и эксплуатационно-техническими требованиями к выбору рациональных способов бурения (рис. 2), проблема проходки скважин с отметкой забоя 6-10 м и более могла оказаться преодолимой за счет использования НИС «Диорит», единственного в Украине специализированного бурового судна, укомплектованного серийным буровым агрегатом ЗИФ-1200 МР. Эксплуатационно-технические возможности судна обеспечивают вращательное бурение скважин глубиной до 100-150 м.

В определенных горно-геологических условиях, в силу особенностей морского бурового производства и применяемой технологии, некоторые скважины, глубина которых может быть значительно меньше потенциала НИС «Диорит», и впредь будут проходиться обычным способом с бурового судна. Однако, для отмеченной выше геологической специфики осадочных накоплений, задача получения нормативной геологической информации за счет применения вращательного способа проходки скважин существенно ограничивается или становится невозможной.

Дополнительным сдерживающим фактором использования судов такого класса является их низкая рентабель-

ность при выполнении больших объемов изысканий, связанных с бурением скважин глубиной 20-40 м. Применение традиционной технологической схемы проходки скважин с использованием обсадных колонн обуславливает повышенные требования к раскладке якорей (особенно при течениях свыше 1 м/с), расположению судна вдоль вектора течения, учету возможного рыскания и т.д. В этой ситуации затраты времени на перебазирование судна на новую точку в 8-10 раз превышают продолжительность чистого бурения скважины. Поэтому применение буровых судов при отмеченном значении коэффициента оборачиваемости во времени и высокой арендной стоимости (4000\$ в сутки и более), в десятки раз превышающей затраты на непосредственный процесс бурения скважины, становится экономически невыгодным.

Учитывая отмеченные выше причины, а также сложность комплексной реализации основных позиций геолого-методических и эксплуатационно-технических требований к бурению скважин, можно сделать вывод, что, без коренного изменения технологических схем их проходки, в перспективе не приходится ожидать значительных улучшений технико-экономических показателей традиционного способа бурения со специализированных судов.

В то же время, результаты многочисленных исследований, проведенных в Донецком национальном техническом университете (ДонНТУ), и большой опыт их внедрения в практику буровых работ показали, что реальным направлением повышения производительности и рентабельности бурения инженерно-геологических скважин является использование легких технических средств (ЛТС), которые эксплуатируются с борта неспециализированных судов, в том числе, малого и среднего водоизмещения.

В связи с этим специалистами ГАО «Черноморнефтегаз» и была поставлена задача создания принципиально

новых ЛТС для решения проблемы проходки скважин глубиной от 6 м до 50 м при проведении инженерно-геологических изысканий на морских месторождениях углеводородов.

Производственные требования предприятия были сведены к расширению возможностей установок с многофункциональным гидроударным буровым снарядом, которые чрезвычайно эффективно зарекомендовали себя при однорейсовой проходке скважин глубиной до 10 м с малотоннажных неспециализированных судов.

За период 2001-2007 г.г. кафедрой технологии и техники геологоразведочных работ (ТТГР) Донецкого национального технического университета были созданы универсальные многофункциональные гидроударные буровые снаряды и автономные установки, одинаково успешно работающие как при однорейсовой проходке скважин глубиной 6 м, так и при многорейсовом бесколонном бурении скважин глубиной до 30-50 м с борта неспециализированных судов. Акцент на использовании неспециализированных плавсредств обусловлен наличием в составе флота ГАО «Черноморнефтегаз» спасательных судов и морских буксиров с относительно низкой стоимостью эксплуатации, технические возможности которых приемлемы для реализации новых технологических схем бурения мелких и средней глубины инженерно-геологических скважин.

В настоящей книге авторами сделана попытка обобщить многолетний опыт создания технических средств бурения неглубоких скважин на морских акваториях, накопленный в Донецком национальном техническом университете. При этом основной акцент сделан на принципиально новые авторские технические разработки, вышедшие из стадии экспериментальных испытаний, и которые являются альтернативой традиционному бурению скважин глубиной 6-10 м и до 50 м [62-71].

Глава 1

ПОГРУЖНЫЕ ГИДРОУДАРНЫЕ БУРОВЫЕ СНАРЯДЫ И УСТАНОВКИ ДЛЯ ОДНОРЕЙСОВОЙ ПРОХОДКИ СКВАЖИН

1.1. Краткий анализ эксплуатационных возможностей установок для однорейсового бурения скважин

Технической основой однорейсовой проходки скважин являются легкие установки, эксплуатирующиеся с борта буровых судов или неспециализированных плавсредств. Учитывая, что подавляющая часть верхней толщи морских осадков сложена породами I-IV категорий по буримости, погружение керноприемной части таких установок в грунт обеспечивается с помощью устройств и механизмов, реализующих вибрационные или виброударные нагрузки на породоразрушающий башмак.

К настоящему времени известно чрезвычайно большое число типов морских погружных установок, основанных на использовании динамических нагрузок для погружения пробоотборника в осадки.

В зависимости от способа разрушения горных пород на забое все они могут быть объединены в две группы:

- установки вибрационного действия;
- установки ударно-вибрационного действия.

По виду используемой при работе энергии установки разделяются на три группы:

• с электрическим, • с пневматическим, • с гидравлическим приводом.

В объеме информационных сведений в области создания морских пробоотборников объективно выделены преимущества электрического привода (удобство и про-

стота передачи энергии по кабелю; возможность применения серийных электродвигателей и, в ряде случаев, серийных вибраторов; простота обслуживания и эксплуатации вибропогружателей). Отмеченные преимущества явились благоприятным условием для разработок легких технических средств с вибрационным или виброударным заглублением пробоотборников в грунт («Киль-3», Германия; «Capsub-2000», Франция; «Род-Айленд», США; грунтовые трубки ВПГТ различных модификаций, ПБВ-6, КМО-2, ВБ-7, ПГТУ, Россия и др.) [2, 30, 31, 34, 53, 54].

К настоящему времени около половины объемов бурения мелких скважин (до 3-4 м) в рыхлом комплексе донных отложений проходят вибрационными пробоотборниками, которые внедряются в грунт под действием направленных вертикальных колебаний и силы собственного веса вибратора. Способ эффективен при бурении «легких» грунтов с небольшим лобовым сопротивлением (пески и песчано-глинистые грунты, не содержащие твердых крупных включений). Вместе с тем, глубина погружения вибрационных пробоотборников даже в неплотные пески и грунты с содержанием мелкой гальки и гравия до 20% не превышает 3-3.5 м, а при встрече твердых глин, ракушечника, детритовых известняков, прослоев твердых пород и включений галечного материала бурение вообще прекращается [52].

Предпосылкой дальнейшего развития морских вибрационных пробоотборников явились исследования, прежде всего, советских ученых, направленные на совершенствование виброударных систем и создание мощных вибромашин для строительной, горной и горно-металлургической промышленности.

Использование вибромолотов с высокими частотно-энергетическими характеристиками позволило расширить диапазон условий применения легких погружных устано-

Страна разработчик	Глубина бурения, м					
	1	2	3	4	5	6
Япония					190	
Германия				153		
США	200					
Россия:						
ПГТУ			146			
КМО-2			146			
ПБВ-6					108	

200 - диаметр бурения, мм

Рис. 1.1. Параметры глубин погружения пробоотборников

вок при однорейсовом бурении скважин. Однако это расширение оказалось незначительным и лишь частично приблизили разработки к комплексу современных требований к результативности технических средств однорейсового пробоотбора (рис. 1.1) [52].

Применение вибромолотов при проходке скважин, например, в плотных песках, гравийно-галечных и других «тяжелых» грунтах, оказывается малоэффективным из-за повышенной степени проявления «свайного» эффекта [57]. Кроме того, возрастающая опасность миграции тяжелых минералов в нижние слои колонки керна обуславливает недостаточный показатель геологической информативности бурения [43].

С точки зрения достижения высоких эксплуатационно-технических показателей и рентабельности оборудования основное несовершенство и ограниченность применения рассматриваемых средств для бурения скважин на глубину более 5-6 м заключается в необходимости значительных силовых и габаритных характеристик штатного грузоподъемного оборудования судов, что затрудняет применение таких технических средств с борта экономических неспециализированных плавсредств.

В последние годы достаточно интенсивно ведется освоение технологических схем однорейсового бурения подводных скважин с помощью автономных установок, в которых погружение керноприемной трубы в грунт обеспечивается устройствами ударно-вибрационного и ударного

действия с возвратно-поступательно движущимся рабочим органом.

В использовании рассматриваемых установок значительные резервы заложены в более широком применении прогрессивных источников энергии для привода погружателя. Ссылаясь на информацию ряда исследователей [5, 6, 12, 13], перспективным направлением реализации потенциальных возможностей этого вида однорейсовой проходки скважин является широкое применение пневмо- и гидроударных машин для генерации возмущающих нагрузок, обеспечивающих внедрение керноприемного снаряда в осадки.

Из устройств подводного бурения, в которых для привода использована энергия сжатого воздуха, в СНГ наиболее известен пневматический пробоотборник МП-1 (ЛГИ) с генератором динамических нагрузок, выполненным на базе пневмоударника РП-111 [59].

Одним из наиболее мощных виброотборников является установка «Виброкор» американской фирмы «Elpine geophysical associates», способная отбирать пробы диаметром 89 мм и длиной до 12 м. В качестве привода в ней использован пневматический поршневой вибратор. Так как отработанный воздух из вибратора выходит в атмосферу по специальным шлангам, это позволяет эксплуатировать установку на глубинах моря до 40 м [54].

Канадская фирма «Woodward-Clyde Consultants» использует пневмоударный пробоотборник, который погружается на глубину 12 м при диаметре трубы 100 мм, оснащенной пластиковым вкладышем диаметром 88 мм. Аналогичный пробоотборник используется фирмой «Marine Mining Ltd» (Италия). Весьма существенной конструктивной особенностью рассматриваемых технических средств является то, что пробоотборники снабжены системой подачи воды для размыва породы до определенной глубины.

Такое решение позволило значительно снизить усилие извлечения погружных буровых снарядов из скважины [46].

Достаточно известными являются пробоотборники американских инженеров Б. Дель Ре и Дж. Кастиглиола, английской компании «Терисеч», ведомства ВМФ США [46].

Вместе с тем, даже высокие энергетические и эксплуатационные показатели используемых пневмударников не позволили пробоотборникам такого типа широко войти в практику морского бурения. Главные причины: трудность выпуска отработанного воздуха в окружающую среду при глубине моря более 20 м; ограниченная эффективность проходки «тяжелых» грунтов вследствие проявления «свайного» эффекта.

Более перспективными оказались пробоотборники с гидроударным приводом. Они отличаются управляемостью технологических режимов процесса бурения; возможностью получения значительных усилий на контакте «разрушающий элемент - горная порода»; независимостью работы гидроударника от глубины погружения в воду и др. [42, 48, 49].

Из разработанных за рубежом виброударных агрегатов с гидравлическим приводом известны установки компании «Companie Francaise Geomechanique» (Франция), снаряды голландской фирмы «Konrad Stork d'Arlem».

Имеется информация о создании пробоотборника с гидроударным механизмом в Японии [54].

В стадии опытных испытаний завершилась работа над пробоотборником с кольцевым гидроударником одностороннего действия конструкции Л. Нейтмана и В. Москвитина (Россия), который позволяет отбирать пробы диаметром 100 мм и длиной до 4 м из песчаных осадков средней плотности [36].

Наиболее широко в научной литературе описан российский пробоотборник, входящий в комплекс механизации опробования КМО-3. Его устройство разработано в МГРИ. Особенностью гидравлической схемы пробоотборника является сочетание гидроударного механизма, работающего от водяного насоса низкого напора, с кольцевой насадкой, направляющей отработанную жидкость на образование кольцевой щели вокруг породоразрушающего «башмака» на забое. Испытания этой установки показали работоспособность узлов и возможность бурения скважин на глубину до 4 – 5 м в рыхлых отложениях небольшой плотности (в тонкозернистых песках и их смесях с мелким гравием и ракушки при содержании, примерно, до 15%). Однако, при бурении по плотным глинам и пескам со значительным количеством гравия и гальки, длина рейса в грунтах III-IV категорий по буримости не превышала 2 м [31, 32, 33].

На рис. 1.2 приведена обобщающая информация, показывающая ограниченную продуктивность рассмотренных выше погружных гидроударных снарядов при бурении скважин в широком спектре донных осадков. Пробоотборники, как правило, обеспечивают проходку скважин на



Рис. 1.2. Область применения легких технических средств при однорейсовой проходке скважин (ОПС).

глубину 5-6 м при бурении по рыхлым отложениям небольшой плотности и только до «тяжелых» грунтов (плотные пески, глины, гравийно-галечные отложения и др.).

К середине 80-х годов вышло ряд публикаций, которые свидетельствуют о появлении но-

вых направлений развития техники и технологии однорейсового бурения [16, 18, 37, 38, 39, 40]. Характерной тенденцией научных трудов является постановка проблемы создания технических средств, обеспечивающих комбинированный способ проходки скважин за счет одновременного обеспечения:

- ударно-вибрационного погружения колонкового набора в осадки;
- обратной циркуляции воды в керноприемной трубе (для увеличения рейсовой углубки и повышения качества керна);
- размыва осадков по внешней поверхности колонкового набора (для снижения усилий извлечения погружного бурового снаряда из скважины).

Проведенные в Донецком национальном техническом университете научно-исследовательские и проектно-конструкторские работы показали возможность технической реализации комбинированного способа проходки скважин на базе буровых снарядов с гидроударными механизмами двойного действия с дифференциальным поршнем.

Идею многофункционального гидроударника впервые высказал Г.И. Неудачин. В 1972 году им была создана установка ПГУ-72, результативно эксплуатировавшаяся в течение ряда лет на шельфе морей Дальнего Востока и Крайнего Севера [37].

Установка ПГУ-72 относится к легким техническим средствам, которые предназначены для однорейсового бурения подводных скважин в породах I-IV категорий по буримости. ПГУ-72 предназначена для выполнения работ с мало- и среднетоннажных судов, в том числе, с неспециализированных плавсредств, имеющих необходимые грузо-подъемные средства и рабочие площадки для размещения и обработки установок на палубе. Эксплуатация установок

не требует принципиального изменения состава и схемы размещения палубного оборудования судов.

Спуско-подъемные операции могут выполняться с использованием судовой лебедки и штатной грузовой стрелы. Чаще на место судовой лебедки устанавливается более удобная в эксплуатации буровая лебедка планетарного типа.

Для привода гидроударного механизма используется морская вода, которая подается по нагнетательному шлангу буровым насосом, который может размещаться как на палубе, так и в трюме плавсредства. При достаточной судовой мощности привод бурового насоса обеспечивается электродвигателем от судовой энергоисточника. Автономный дизель или дизель-генератор для привода насоса применяется в случае ограниченного энергообеспечения на плавсредстве.

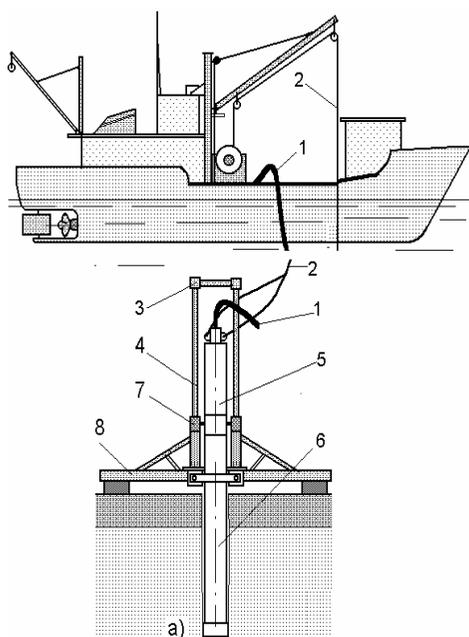


Рис. 1.3. Схема установки ПГУ-72

Основными элементами установки являются стабилизирующая опора и погружной гидроударный буровой снаряд (ПБС), включающий гидроударник 5 и колонковый набор 6 (рис. 1.3).

Стабилизирующая опора выполнена в виде придонной рамы 8, оснащенной направляющими стойками 4, которые жестко установлены в основании рамы. В верхней части

стоек имеется траверса 3, обеспечивающая возможность подъема установки за счет взаимодействия с кареткой 7.

Спуск или подъем установки производится на канате 2, при этом каретка 7 скользит по стойкам 4, обеспечивая свободное осевое перемещение погружного бурового снаряда. Жидкость для привода гидроударного механизма подается насосом по шлангу 1.

В состав ПБС (рис. 1.4) входят кинематически и механически связанные узлы: гидроударник с насосным блоком и колонковый набор, состоящий из одинарной колонковой трубы 15 длиной 4 м диаметром 146 мм и башмака 17 с лепестковым кернорвателем 16.

Работа гидроударника, который является генератором ударных импульсов, сводится к следующему. В исходном положении боёк 10 под действием собственного веса находится в крайнем нижнем положении. Впускной клапан 2 закрыт, а выпускной 4 открыт. Вода, подаваемая от бурового насоса по шлангу к переходнику 1, поступает через канал «б» и далее, по зазору между корпусом 8 и цилиндром 5, под поршень 6, вызывая силой своего давления подъем поршня-бойка.

Жидкость, находящаяся над поршнем 6, вытесняется через сме-

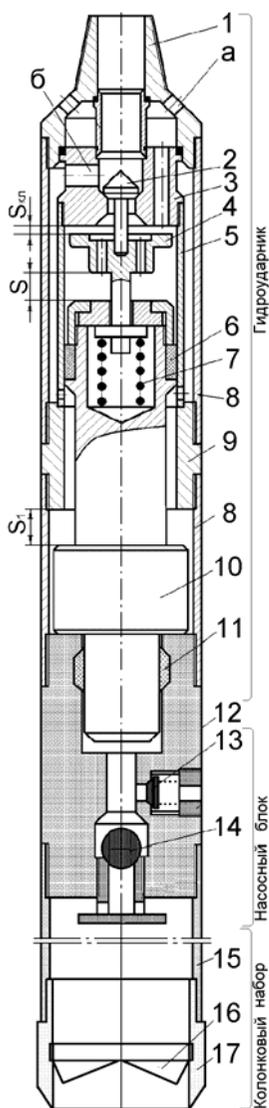


Рис. 1.4. ПБС установки ПГУ-72

щенные осевые каналы клапанной коробки 3 и каналы «а» в скважину. В период хода бойка вверх клапанная группа остается в исходном положении за счет давления жидкости на впускной клапан 2. По мере подъема поршня-бойка пружина 7, упираясь в хвостовик выпускного клапана 4, сжимается.

Поршень, пройдя расстояние S , встречается с выпускным клапаном 4 и наносит по нему удар. За счет энергии удара и силы сжатой пружины выпускной клапан 4 закрывает смещенные осевые каналы клапанной коробки, а впускной клапан 2, перемещаясь вверх, откроет центральный канал клапанной коробки, обеспечив доступ жидкости и в верхнюю полость цилиндра 5.

Так как площадь поршня со стороны верхней полости цилиндра больше, чем его площадь со стороны нижней полости, боёк 10 устремится вниз. При этом клапанная группа сохранит свое верхнее положение за счет давления воды на выпускной клапан 4. В момент, когда поршень захватит хвостовик клапана 4, произойдет перестановка клапанов в исходное положение. Далее цикл работы гидроударника повторится.

В периоды перестановки клапанов боёк, за счет накопленной энергии, продолжает движение вверх или вниз до соударения с наковальнями 9 и 12.

В процессе работы ПБС двигатель гидроударника осуществляет привод встроенного насосного блока, обеспечивающего постоянное движение потока жидкости на забое скважины с принудительным ее удалением из надкernовой полости колонковой трубы 15. Корпусом насосного блока является наковальня 12, в которой установлены всасывающий 14 и нагнетательный 13 клапаны. Роль вытеснителя выполняет шток 11. При движении штока 11 вверх через клапан 14 происходит всасывание жидкости из скважины через башмак 17 в пространство под штоком, а

при его ходе вниз жидкость вытесняется в скважину через нагнетательный клапан 13.

Обратная циркуляция жидкости в призабойной зоне значительно уменьшает вероятность возникновения «свайного» эффекта, что способствует увеличению рейсовой углубке колонкового набора, особенно в песках и плотных глинах, а также повышению геологической информативности бурения, обеспечивая выход керна 95-100%, в том числе при бурении в рыхлых, несвязных грунтах.

Установкой пробурены сотни разведочных и инженерно-геологических скважин глубиной 3-4 м при диаметре отбираемого керна 125 мм. Уровень эффективности ПГУ-72 подтвержден возможностью получения проб в грунтах I-IV категорий по буримости – от илов и обводненных песков до плотных глинистых пород с включениями гальки, валунов и прослоев твердых песчаников и известняка.

Недостатком установки ПГУ-72 является низкая надежность гидроударного механизма. Вследствие того, что впускной клапан 2 полностью воспринимает скоростной напор рабочей жидкости, запуск гидроударника затруднен. Для запуска механизма необходимы дополнительные устройства, позволяющие плавно наращивать подачу бурового насоса и резко сбрасывать давление в напорном трубопроводе.

К 1977 году установка ПГУ-72 была полностью заменена аналогичной по конструкции погружной установкой ударно-вибрационного бурения ПУВБ-150 (рис. 1.5), которая обеспечивала отбор проб в том же спектре осадков на глубину до 5 м [37].

В отличие от варианта ПГУ-72 в установке ПУВБ-150 принципиально изменена конструкция гидродвигателя и насосного блока, что значительно повысило надежность гидроударного бурового снаряда.

В качестве стабилизирующей опоры использована опора установки ПГУ-72 (см. рис. 1.3).

Принципиальная схема гидроударного механизма ПУВБ-150 (рис. 1.6) аналогична принятой для гидроударника, используемого в установке ПГУ-72 (позиции на рис. 1.6 соответствуют рис.1.4; позиции дополнительных элементов ПБС указаны в квадратах). Отличие заключается в реализации технических решений, направленных на увеличение моторесурса впускного клапана 2 и повышение энергии соударения бойка с нижней наковальней. Для этого:

- Впускной клапан 2 выполнен тарельчатой формы, и размещен концентрично на направляющей втулке 20. Клапанная коробка 3 снабжена седлами для впускного 2 (верхняя поверхность клапанной коробки) и выпускного 4 (нижняя поверхность клапанной коробки) клапанов и отверстиями для прохода рабочей жидкости и размещения толкателей 21. Торец тарелки выпускного клапана 4 взаимодействует с впускным клапаном 2 посредством толкателей 21.

- Хвостовик 18 выпускного клапана 4 размещен в компенсирующей втулке 22, которая, опираясь на пружину 7, установлена в расточенной верхней части бойка 10.

Кроме того, нижняя наковальня 12 выполнена с системой перегородок, каналов и камер насосного блока, в которых с вертикальной осевой последовательностью размещены всасывающий клапан 14 с седлом 24 и нагнетательный клапан 13 с седлом 23.

В процессе движения штока 11 вверх происходит всасывание жидкости и шлама из скважины через башмак 17, колонковую трубу 15 и всасывающий клапан 14 в пространство под штоком, а при ходе штока вниз жидкость будет вытесняться в скважину через нагнетательный клапан 13 и радиальный канал «в».



Рис. 1.5. Установка ПУВБ-150 на НИС «Колга»

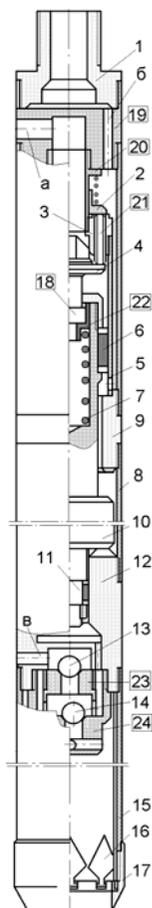


Рис. 1.6. ПБС установки ПУВБ-150

Таким образом, в процессе работы ПБС, как и в случае с рассмотренной выше схемой гидроударника установки ПГУ-72, создается обратная циркуляция жидкости в призабойной зоне. Вместе с тем, принятое осевое размещение и характер взаимодействия клапанов насосного блока значительно повысили надежность работы клапанного узла насосного блока и обеспечили гарантированную

циркуляцию жидкости в керноприемнике, в том числе и в условиях перекачивания зашламованной жидкости.



Рис.1.7. Последовательность выполнения технологических операций бурения скважины установкой ПУВБ-150

тановки над фальшбортом с помощью стрелы и лебедки; вывод установки за борт с помощью стрелы; спуск и стабилизацию установки на дне.

- После стабилизации установки на дне включается буровой насос. С помощью регулировочного вентиля производится увеличение расхода жидкости в нагнетательном трубопроводе, в результате чего происходит запуск гидроударника и последующий вывод его на рабочий режим эксплуатации. Стравливая трос, выполняют визуальный контроль проходки до заданной длины рейса или длины колонкового набора.

Последовательность операций в технологическом цикле проходки скважин установкой ПУВБ-150 приведена на рис. 1.7.

- Под стабилизацией судна после постановки на якорь подразумеваются работы, связанные с вытяжкой цепи якоря по направлению течения до получения данных, подтверждающих неизменность курса судна на точке бурения.

- Спуск установки на дно включает: подъем ПБС на палубе из горизонтального положения в вертикальное; подъем установки над фальшбортом с помощью стрелы и лебедки;

- При извлечении ПБС из скважины часть времени уходит на срыв керна. После подъема установки над фальшбортом она с помощью стрелы переводится на палубу. Затем открывается защелка, выполненная в основании опоры. ПБС выводится из опоры и укладывается в горизонтальное положение на специальные подставки.

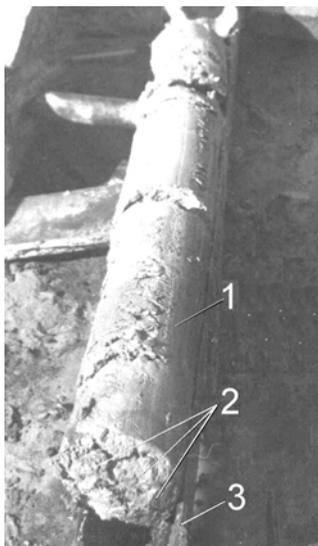


Рис. 1.8 Фрагмент извлеченного керна:

1 – керн плотной глины, насыщенной песком; 2 - обломки песчаника; 3 – желоб

- Для извлечения керна от колонковой трубы отвинчивается башмак и корпус кернорвателя. Верхняя часть бурового снаряда поднимается на 2,5-3 м, а нижняя его часть фиксируется канатом на расстоянии 0,3-0,4 м над палубой. Керн выбивается за счет кратковременных включений гидроударника (или постукиваний молотком по колонковой трубе) в капроновые или металлические желоба 3 (рис. 1.8).

После полного извлечения керна колонковая труба промывается, и ПБС опускается в исходное горизонтальное положение на подставки.

- Подготовка бурового снаряда к спуску предусматривает навинчивание на колонковую трубу ПБС башмака с кернорвателем, подтягивание резьбовых соединений колонкового набора и корпусов гидроударного механизма.

- Переход на точку бурения включает операции, связанные со снятием судна с отработанной точки бурения и с

переходом на новую точку пробоотбора.

Обобщенные затраты времени на выполнение технологических операций при бурении скважины установкой ПУВБ-150 с НИС «Геофизик» на шельфе о. Сахалин показаны в табл. 1.1. Средняя глубина скважины - 3,85 м; средневзвешенная категория пород - 3,6; глубина акватории 20-30 м. Данные обработаны по 70 скважинам без учета переходов судна на точку бурения.

Таблица 1.1. Затраты времени на выполнение основных операций технологического процесса проходки скважины установкой ПУВБ-150

№ п/п	Операция	Затраты времени, мин
1	Постановка судна на якорь. Стабилизация судна на точке бурения	14,6
2	Спуск установки на дно	5,5
3	Запуск гидроударного механизма и бурение скважины	16,7
4	Подъем установки на борт судна	11,2
5	Извлечение керна	20,8
6	Подготовка установки к спуску	3,2
7	Подъем якоря	6,8
8	Итого, на бурение одной скважины	78,8

Анализ затрат времени на выполнение операций показывает, что наиболее трудоемкими являются работы по извлечению керна, подъему бурового снаряда из скважины и перемещению установки на борт судна. Суммарная величина этих затрат в общей структуре объемов буровых работ составляет $\approx 41\%$.

В позиции «Запуск гидроударного механизма и бурение скважины» (более 21% в балансе времени бурения скважины) повышенные затраты времени обусловлены трудностью запуска и выводом гидроударника на рабочий режим (от 20% до 60% времени на операцию).

В данные табл. 1.1 не включены потери времени на техническое обслуживание и ремонт установки. В целом, по сравнению с аналогичной операцией при работе с ПГУ-72, эти потери сократились более чем в два раза и составили 3,8 часа в сутки, из которых, примерно, 80-85% приходится на ремонт гидроударного механизма. Наиболее часто ремонтные работы обуславливались необходимостью восстановления регулировочных размеров гидродвигателя вследствие раскручивания гайки 7 поршня и корпусов механизма. Около 20% ремонтов были вызваны поломками пружины 10, моторесурс которой не превышал 1,5-2 часа.

За период 1975-1983 г.г. морскими геологоразведочными организациями при выполнении изысканий на морях Дальнего Востока и Крайнего Севера с использованием установки ПУВБ-150 пробурены тысячи скважин в осадках различных категорий по буримости.

Несмотря на то, что мощность на привод пробоотборника достигает 22 кВт, показатели эффективности установки являются достаточно высокими.

В первую очередь такая оценка ПУВБ-150 обусловлена реализованной возможностью отбора широкого спектра донных отложений: от илов и сильно обводненных тонкозернистых песков до весьма плотных песков и твердых глин, в том числе, с включениями гальки, валунов, обломков и прослоев песчаника (при диаметре отбираемой колонки 125 мм). При этом выход керна составлял 90-95% при хорошей его представительности и отсутствии видимых нарушений структуры. Отмеченные факторы особо важны при инженерно-геологических изысканиях на ис-

следуемых площадках морских акваторий.

По данным отработки технологии бурения и, исходя из анализа показателей однорейсовой проходки скважин на производственных объектах Балтийского моря и морей Дальнего Востока и Крайнего Севера, уточнена техническая характеристика установки ПУВБ-150 (табл. 1.2).

Таблица 1.2. Техническая характеристика ПУВБ-150

№ п/п	Параметр	Значение
1	Диаметр бурения, мм	150
2	Наружный диаметр гидроударника и колонковой трубы, мм	146
3	Рейсовая углубка, м	4
4	Максимальная глубина моря, м	100
5	Диаметр керна, мм	125
6	Выход керна, %	90-95
7	Механическая скорость бурения (плотные глины, пески), м/мин	0,9-2,0
8	Подача насоса на привод гидроударника, л/мин	250-300
9	Рабочее давление жидкости в цилиндре гидроударника, МПа	2,5-3,0
10	Мощность на привод установки, кВт	22
11	Ресурс рабочего времени, маш-час	500
12	Масса установки (ПБС+опора), кг	550

Несмотря на проведенную модернизацию основных элементов установки, уровень эксплуатационно-технических показателей ПУВБ-150, в целом, оказался недостаточным.

Имея значительный резерв частотно-силовых характеристик, однорейсовый пробоотбор установкой ПУВБ-

150 ограничен 4-5 метрами. Отмеченное противоречие объясняется, в основном, двумя причинами.

Во-первых, область ПУВБ-150 существенно сужена принятым взаимодействием элементов системы «буровой снаряд-стабилизирующая опора». При работе с установкой высота подъема грузовой стрелы над фальшбортом должна превышать длину ПБС. Например, при 6 метровом колонковом наборе и средней длине гидроударника 2 м, стрелу необходимо поднять над фальшбортом более чем на 8 м. Это практически исключает возможность эксплуатации установки с мало- и среднетоннажных судов, имеющих ограниченные габаритные параметры штатных судовых стрел.

Во-вторых, отсутствие технических решений, обеспечивающих размыв стенок скважины, требует больших усилий для извлечения пробоотборника из грунта. Здесь определяющими являются силы трения наружной поверхности погружного бурового снаряда о стенки скважины и гидростатическое давление, поскольку возможно проявление разрежения на забое при подъеме снаряда. Среднее усилие извлечения ПБС в зависимости от диаметра колонкового набора определяется, главным образом, удельным усилием, которое для большинства рыхлых отложений колеблется в пределах 8-12 кН/м. При бурении скважин, особенно, если их разрез сложен песками или твердыми глинами, усилие на срыв керна и извлечение колонкового набора диаметром 130 мм при заглублении его в грунт на 5 м составляет 30-50 кН.

При погружении в грунт такого ПБС на глубину 10 м усилие извлечения возрастает от 60 до 95 кН. Для ПБС диаметром 146 мм эти показатели соответственно равны 40-60 и 80-100 кН. В таких ситуациях подъем установки может выполняться только в аварийном режиме при включенном гидроударном механизме [19, 23].

Совершенно новый этап в создании погружных буро-

вых снарядов и установок начался с 1981 года, когда при Донецком политехническом институте (ныне ДонНТУ) Г.И. Неудачиным была организована отраслевая научно-исследовательская лаборатория Мингазпрома СССР по технологии и технике бурения инженерно-геологических скважин и отбору донных проб.

За период до 1990 года лаборатория выполнила широкий объем теоретических, экспериментальных и конструкторских разработок. Итогом этих исследований стали десятки принципиальных инженерных решений, использование которых обеспечило новый технический уровень и рабочий арсенал прогрессивных технологий однорейсовой проходки скважин.

Г.И. Неудачиным была создана единая структура и универсальная конструкция буровых снарядов с многофункциональным гидроударником. Принципиальность разработанной схемы гидроударников заключалась в возможности обеспечения такими машинами широкого диапазона частотно-силовых характеристик для эффективного погружения колонкового набора в грунт с одновременной реализацией комбинированной промывки на забое скважины и размыва осадков по наружной поверхности колонкового набора.

В настоящее время по схеме Г.И. Неудачина разработаны и получили широкое применение установки УГВП-150, УГВП-130, УГВП-130/8, УГВП-150М, способные выполнять однорейсовое бурение с пересечением по вертикальному разрезу скважин грунтов любой консистенции, относящихся к I-IV категориям по буримости на глубину до 6 - 10 м с борта неспециализированных судов.

1.2. Погружные установки УГВП-150 и УГВП-130

Более высокие эксплуатационно-технические возможности установок УГВП-150 и УГВП-130 по отношению к ПУВБ-150 реализованы, главным образом, за счет расширения функций гидроударного бурового снаряда. В разработанных многофункциональных буровых снарядах, кроме принудительного погружения колонкового набора в грунт и создания обратной циркуляции жидкости в керноприемной трубе, обеспечена возможность размыва стенок скважины вдоль поверхности колонкового набора. При этом создаются условия, при которых погружение и извлечение ПБС производится без существенного влияния усилий трения по поверхности контакта пород с колонковым набором. Это позволило увеличить глубину однорейсовой проходки скважин в осадках с широким спектром свойств до 6 м и расширить область применения установок, обеспечив возможность их эксплуатации с неспециализированных плавсредств, имеющих ограниченные силовые параметры грузоподъемного оборудования.

Установка гидровибрационная погружная УГВП-150.

Погружной буровой снаряд установки УГВП-150 (рис. 1.9) по принципу действия не отличается от выше-рассмотренного ПБС установок ПУВБ-150 (позиции на рис. 1.9 соответствуют рис. 1.6; позиции дополнительных элементов ПБС указаны в квадратах).

Наиболее принципиальным техническим решением является конструкция нижней наковальни, которая выполнена из двух жестко связанных деталей: собственно наковальни 12 и распределительной втулки 28, имеющей сквозные каналы «г» для прохода отработанной в гидроударнике жидкости в кольцевой зазор между внутренней 31 и наружной 15 колонковыми трубами.

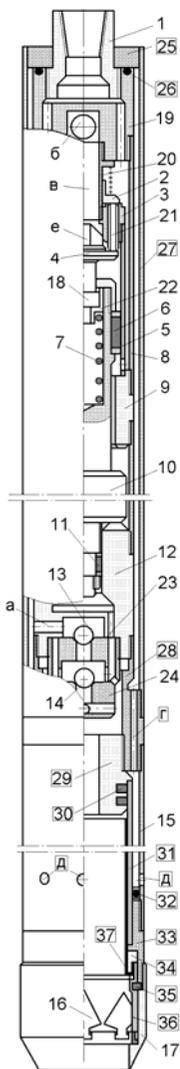


Рис. 1.9. ПБС установки УГВП-150

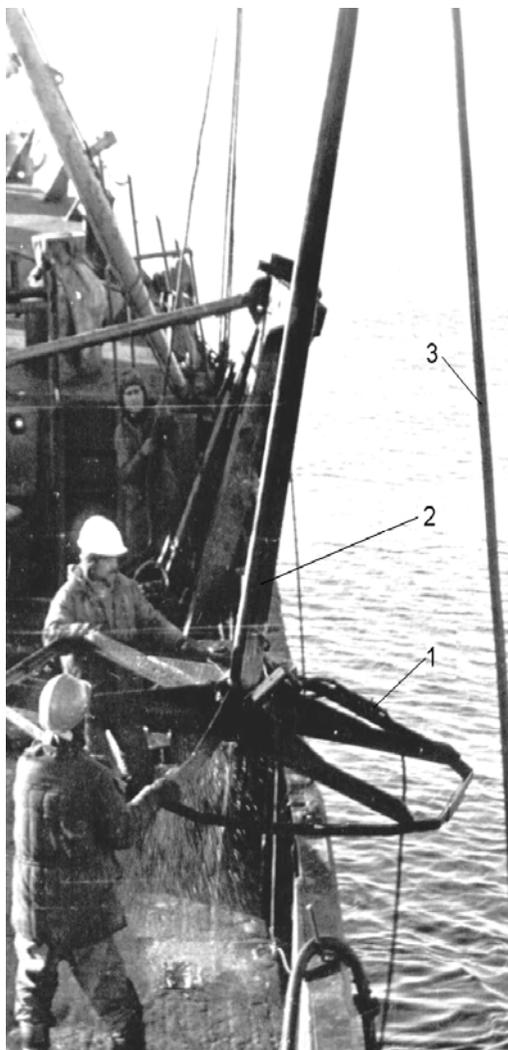


Рис. 1.10. Установка УГВП-150 на НИС «Изыскатель»

Гидроударник помещен в кожух, включающий патрубков 27 с опорным кольцом 25, которое оснащено уплотнительной манжетой 26. Своим нижним торцом кольцо 25

опирается на ступень переходника 1. Резьбовой частью патрубков 27 соединен с распределительной втулкой 28.

К нижней части распределительной втулки 28 прикреплен колонковый набор, состоящий из наружной 15 и внутренней 31 колонковых труб, установленных с кольцевым зазором между собой. Внутренняя труба 31 (керноприемник) верхним концом свободно, с уплотнением манжетами 30, устанавливается на втулке 29. Нижний конец керноприемника концентрично размещается в расточенной части ниппеля 33 и уплотняется резиновыми кольцами 32. Дополнительно внутри керноприемной трубы размещается тонкостенная гильза 37, которая фиксируется в нижней расточенной части ниппеля 33 с помощью ступенчатого кольца 34 и распорных колец 35 и 36.

При ходе бойка 10 вверх, жидкость из надпоршневой полости вытесняется по профрезерованным в головке выпускного клапана 4 окнам «е», осевому каналу «в» патрубка 20 и окнам «б» распределительной коробки 19 в зазор между кожухом 27 и корпусом 8. Далее, через каналы «г», кольцевой зазор между трубами 15 и 31 и выхлопные отверстия «д», выполненные в наружной трубе 15, жидкость поступает в скважину несколько выше ниппеля 33, размывая осадки по внешней поверхности ПБС.

Для стабилизации погружного бурового снаряда использована опора установки ПУВБ-150, имеющую увеличенную длину стоек.

Впервые установка УГВП-150 применена в 1985 г. для однорейсового бурения скважин глубиной до 6 м с судна проекта 04202 «Изыскатель» в Балтийской морской инженерно-геологической экспедиции (БМИГЭ) (рис.1.10). В этот же период в Дальневосточной морской инженерно-геологической экспедиции (ДВМИГЭ) эксплуатация установки осуществлялась с ТБС «Нефтегаз-5» [11, 40, 51].

В табл. 1.3 приведены средние данные, полученные в

результате обобщения производственных показателей использования УГВП-150 морскими партиями БМИГЭ в Баренцевом море (по 175 скважинам) и ДВМИГЭ в Охотском море (по 207 скважинам).

Таблица 1.3. Средние значения механической скорости бурения $V_{\text{мех}}$ и выход керна при бурении скважин глубиной 5,4-6,0 м установкой УГВП-150

Тип пород	$V_{\text{мех}}$, м/мин	Выход керна, %
Песок пылеватый, водонасыщенный	0,8-1,2	60-70
Песок мелкозернистый	0,5-0,9	90-92
Песок среднезернистый с включениями гравия	0,4-0,8	90-95
Гравийно-галечные отложения	0,2-0,4	90-95
Супеси, алевролиты, суглинки	0,4-1,2	95-100
Плотные суглинки, глины плотные	0,2-0,5	100

При эксплуатации установки с погружением колонкового набора на глубину 6 м усилие подъема пробоотборника не превышало 15 кН (при собственном весе установки 7,1 кН).

Время бурения одной скважины по операциям, содержание которых соответствует перечисленным на рис. 1.7, колеблется от 65 до 85 мин при глубине моря 25-30 м. Чистое бурение зависит, в основном, от типа пород и в балансе рабочего времени занимает 21-46%.

В целом, при работе с установкой УГВП-150 соотношения затрат по операциям весьма близко повторяет баланс рабочего времени при работе с установкой ПУВБ-150. Имеет место некоторое перераспределение в длительности операций «бурение скважины», «подъем установки на борт судна» и «извлечение керна».

Вследствие увеличенной толщины лобовой поверх-

ности башмака механическая скорость бурения, особенно при пересечении плотных глинистых пород, снизилась почти на 15%. Это привело к росту времени непрерывной работы гидроударника на забое скважины, и, как следствие, к дополнительным потерям времени на техническое обслуживание и ремонт установки по сравнению с аналогичным показателем установки ПУВБ-150. Практически после каждого рейса возникала необходимость восстанавливать регулировочные размеры гидродвигателя из-за низкой надежности обеспечения длительной фиксации гайки поршня на бойке. Учитывая более сложный характер разборки гидроударника (механизм нужно извлекать из кожуха), межревизионный период гидроударной машины становится соизмеримым с длительностью проходки одной скважины.

Продолжительность операции «подъем установки на борт судна» снизилась на 35-40%, но одновременно более чем на 20% увеличилась длительность процесса извлечения керна, что обусловлено дополнительными затратами на извлечение гильзы 37 и последующий ее монтаж во внутренней колонковой трубе.

На прежнем низком уровне остались показатели надежности запуска и достижения устойчивой работы гидроударника в номинальном режиме эксплуатации.

По результатам экспериментальных исследований выделен основной фактор, существенно определяющий условие запуска гидроударника.

В момент открытия впускного клапана рабочая полость цилиндра связывается со скважиной, давление в полости выпускного клапана резко снижается до $P \rightarrow 0$. Одновременно на впускной и выпускной клапаны действует скоростной напор жидкости (P_v), который может вернуть их в исходное закрытое положение или, при условии $P_v f_k = Z(S_0 + S)$, зафиксирует оба клапана в промежуточ-

ном положении, когда они окажутся открытыми (f_k - площадь клапанов, воспринимающая скоростной напор жидкости; Z , S_0 - жесткость и предварительный натяг пружины выпускного клапана; S - рабочий ход бойка).

На основе обобщения данных испытаний установки уточнена рабочая характеристика УГВП-150 (табл. 1.4), в соответствии с которой можно говорить о более полной реализации возможностей гидровибрационных установок при их эксплуатации с судов, имеющих ограниченные силовые характеристики штатных грузовых стрел и лебедок.

Таблица 1.4. Техническая характеристика установки УГВП-150

№ п/п	Параметр	Значение
1	Диаметр бурения, мм	150
2	Диаметр керна, мм	112
3	Выход керна, %	90 ± 10
4	Рейсовая углубка, м	6
4	Механическая скорость бурения (плотные глины-пески), м/мин	0,2-1,2
5	Максимальная глубина моря, м	100
6	Диаметр кожуха ПБС и наружной колонковой трубы, мм	146
7	Наружный диаметр керноприемной трубы, мм	127
8	Диаметр гидроударника, мм	127
9	Подача насоса на привод гидроударника, л/мин	280-320
10	Рабочее давление жидкости, МПа	2,8-3,5
11	Мощность на привод установки, кВт	22
12	Ресурс рабочего времени, маш-час	500
13	Межревизионный период, маш-час	10
14	Масса установки (ПБС+опора), кг	710
15	Усилie извлечения ПБС, кН	1,3-1,6

Установка гидровибрационная погружная УГВП-130.

В составе УГВП-130 используется модернизированная (по отношению к ПУВБ-150) с некоторой степенью универсальности стабилизирующая опора с жестким придонным основанием и направляющими стойками.

Универсальность опоры обеспечена, прежде всего, возможностью мобильного изменения длины колонкового набора без замены направляющих стоек. Для этого в верхней части стоек вместо траверсы используются цилиндры-ограничители 3 (рис. 1.11), которые установлены с возможностью перемещения вдоль стоек 4 и могут фиксироваться на необходимой высоте, соответствующей длине выбранного колонкового набора 6.

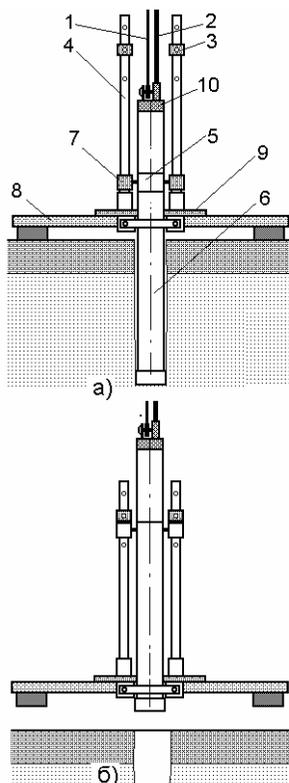


Рис.1.11. Схема установки УГВП-130:

а - стабилизация ПБС на дне моря в процессе бурения; б - подъем установки

в верхней части стоек вместо траверсы используются цилиндры-ограничители 3 (рис. 1.11), которые установлены с возможностью перемещения вдоль стоек 4 и могут фиксироваться на необходимой высоте, соответствующей длине выбранного колонкового набора 6.

Кроме того, конструкция опоры обладает повышенной технологичностью изготовления и упрощенным процессом ее эксплуатации по сравнению с опорой установки ПУВБ-150:

- основание опоры выполнено в виде плоской рамы квадратной формы (2х2 м) со скошенными углами. Рама 8 изготавливается из швеллера или бурильных труб диаметром 89-108 мм. Направляющие стойки 4 фиксируются в патрубках, которые жестко установлены на плите 9 рамы;
- каретка заменена пат-

рубками 7 с пальцами, свободно установленными в глухих отверстиях нижней наковальни 5 гидроударника;

- для подъема и спуска установки предусматривается комбинированный грузовой переходник 10, на котором быстроразъемными соединениями закрепляются канат 1 и нагнетательный шланг 2.

Учитывая, что длина бурового снаряда увеличена до 8-8,5 м, установка с жестким придонным основанием может использоваться на плавсредствах, имеющих грузоподъемные стрелы, которые позволяют переводить в вертикальном положении снаряд такой длины через фальш-борт на палубу судна.

Принципиальная схема гидроударного механизма УГВП-130 аналогична принятой для гидроударника, использующегося в установке УГВП-150. Отличие заключается в реализации инженерных решений, направленных на повышение надежности запуска и исключение развинчивания поршневой группы при длительной работе гидроударника.

Гарантированный запуск механизма обеспечен за счет улучшения условий работы впускного клапана, путем предохранения его от скоростного напора рабочей жидкости. Для этого переходник 1 и клапанная коробка 3 снабжены горизонтальными перегородками «п» и «п1», установленными на входе жидкости, при этом нагнетательные каналы «а» смещены относительно оси гидроударника в сторону, противоположную выхлопным отверстиям «б» (рис. 1.12, а). При этом переходник 1 соединяется с клапанной коробкой 3 через разделительную муфту 2.

Для исключения перенастройки гидроударника в процессе работы, вызванной раскручиванием гайки поршня, предусмотрена жесткая фиксация гайки относительно бойка. При этом поршень представляет собой гайку 31 с U-образными манжетами 29 и уплотнительным кольцом 30

(рис. 1.12, б). В совмещенные радиальные отверстия гайки 31 и бойка 14 вставляется палец 27.

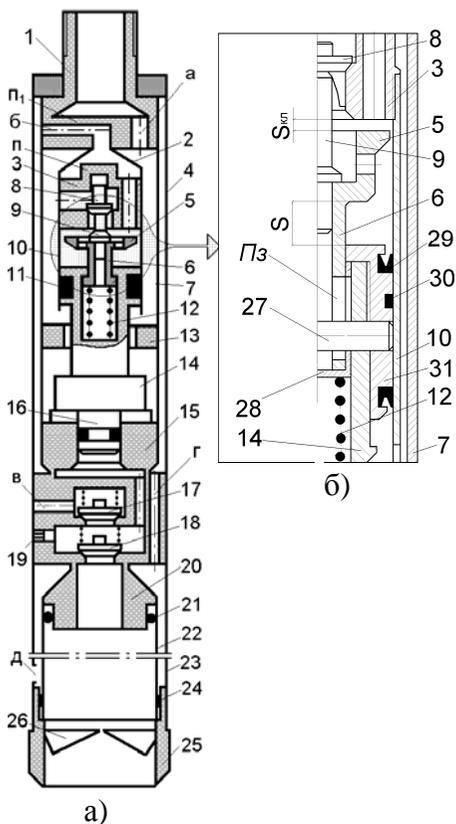


Рис. 1.12. Погружной буровой снаряд установки УГВП-130:
а – схема ПБС; *б* – клапанно-поршневая группа гидроударника

дующей через канал «г».

Это позволило исключить вероятность попадания отработанной в гидроударнике жидкости в колонковую трубу (при возможном зависании клапанов 17 и 18), что положительно сказалось на сохранности керна при бурении в

Клапанная группа гидродвигателя машины включает конусный впускной клапан 8, размещенный в камере клапанной коробки 3; выпускной клапан 5 с хвостовиком 6, в котором выполнены пазы «Пз» для взаимодействия с пальцем 27; толкатель 9 и пружину 12.

Хвостовик 6 выпускного клапана 5 и пружина 12 установлены в верхнем сверлении бойка 14.

В отличие от ПБС установки УГВП-150 (рис. 1.9) нижняя наковальня 15 выполнена с системой перегородок, обеспечивающих гидравлическое разобщение каналов и камер насосного блока от потока жидкости, прохо-

несвязных породах, особенно в пылеватых песках.

Дополнительно в наковальне 15 выполнен канал, соединяющий всасывающую камеру насосного блока с внешней средой (морем). В канале устанавливается дроссельная втулка 19, позволяющая регулировать интенсивность обратной промывки в керноприемной трубе.

Кроме того, для повышения надежности работы насосного блока, в качестве всасывающего 18 и нагнетательного 17 клапанов использованы подпружиненные клапаны, заимствованные из комплекта клапанов буровых насосов НБЗ-120/40.

Работа гидроударника сводится к следующему. В исходном положении боёк 14 под действием собственного веса находится в крайнем нижнем положении. Впускной клапан 8 закрыт, а выпускной 5 открыт.

Скоростной напор рабочей жидкости, подаваемой буровым насосом через верхний переходник 1 в гидроударник, воспринимается горизонтальной перегородкой «п1», не оказывая влияние на впускной клапан 8, и затем через нагнетательный канал «а» переходника 1 жидкость поступает в кольцевой зазор между корпусом 7 и цилиндром 10. Производится запуск гидроударника.

В период перемещения поршня вверх, жидкость, находящаяся над поршнем, через смещенные осевые каналы клапанной коробки 3 и канал «б» вытесняется в зазор между кожухом 4 и корпусом 7 гидроударного механизма.

По мере подъема поршня-бойка палец 27 перемещается по пазам компенсирующей втулки 28 и хвостовика 6. Пружина 12, упираясь в компенсирующую втулку 28, сжимается. В верхнем положении поршень 31, пройдя расстояние S , встречается с выпускным клапаном 5 и наносит по нему удар. За счет энергии удара и силы сжатой пружины 12 выпускной клапан 5 закрывает смещенные каналы клапанной коробки 3, а впускной клапан 8 толкателем 9

перемещается вверх, открывая центральный канал клапанной коробки и обеспечивая доступ жидкости и в верхнюю полость цилиндра 10. Боёк 13 устремится вниз. При этом клапанная группа сохранит свое верхнее положение за счет давления воды на выпускной клапан 5. В момент, когда палец 27 достигнет нижней поверхности пазов хвостовика 6, произойдет перестановка клапанов в исходное положение.

В период перестановки клапанов боёк на пути $\approx S_{кл}/2$ продолжает движение по инерции и, за счет накопленной на фазе разгона энергии, наносит удары по верхней наковальне 13 (при движении вверх) и по нижней наковальне 15 (при перемещении вниз), формируя ударные импульсы в колонковом наборе. Далее цикл работы гидроударника повторится.

В процессе возвратно-поступательного перемещения поршня-бойка работает насосный блок. При движении штока 16 вверх, в полость, образующуюся под ним, всасывается жидкость из скважины по двум гидравлическим линиям: через башмак 25, колонковую трубу 22 и всасывающий клапан 18, а также через дроссельную втулку 19. При ходе штока вниз жидкость вытесняется в скважину через нагнетательный клапан 17 и канал «в». Таким образом, в процессе работы ПБС, как и в случае рассмотренной схемы гидроударника установки УГВП-150, создается обратная циркуляция жидкости в призабойной зоне. Вместе с тем, благодаря выполненному разобщению гидравлических каналов нижней наковальни, установке между всасывающей камерой и скважиной дроссельной втулки, а также изменению формы насосных клапанов, значительно повысилась надежность работы насосного блока ПБС и появилась возможность регулирования интенсивности обратной циркуляции жидкости в кернаприемнике.

Эксплуатация установки УГВП-130 начата в 2001 г.

при бурении скважин на участках прокладки трубопроводов газовых месторождений Черного и Азовского морей с борта МБ «Центавр» водоизмещением *1200 т*. За 5 лет установкой пробурено более *1000* скважин глубиной *6 м* с наработкой более *600 часов* при межревизионном периоде не менее *40 час*.

Среднее время бурения одной скважины в зависимости от глубины моря и характера проходимых пород (без учета времени на постановку судна на якорь) не превышало *50 мин* (табл. 1.5).

Таблица 1.5. Средние затраты времени на бурение скважин глубиной *6 м* установкой УГВП-130 с МБ «Центавр»

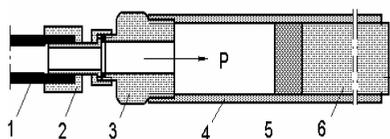
Операция	Глубина моря	
	<i>10-12 м</i>	<i>45-50 м</i>
	Затраты времени, <i>мин</i>	
Спуск установки на дно	2,6	5,8
Запуск гидроударника и бурение скважины	6-12 (в зависимости от плотности грунта)	
Подъем установки на борт судна	4,0	5,5
Извлечение керна	12,5	
Подготовка установки к спуску	13,0	
Постановка судна на якорь.	5,5	24,8
Суммарные затраты времени	46,3-49,6	66,6-72,6

Опыт эксплуатации УГВП-150 показал неэффективность использования керноприемной гильзы для извлечения керна. Поэтому в конструкции колонкового набора установки УГВП-130 такая гильза не предусматривается. Вместо этого внутренняя колонковая труба выполнена из двух соединенных на резьбе патрубков. Верхний патрубок (короткий, длиной не более *0,3 м*) имеет внутреннюю посадочную поверхность под уплотнение 21 втулки 20 (рис. 1.12). За счёт этого операции сборки колонкового набора и извлечения керна стали более простыми и удобными.

Для извлечения керна внутренняя колонковая труба после отвинчивания башмака извлекалась из ПБС и укладывалась на палубу. После отсоединения короткого патрубка к внутренней резьбе в верхней части второго (длинного) патрубка присоединяется выдавливающий переходник, к которому, в зависимости от способа извлечения керна, может присоединяться грузовой переходник.

Извлечение глинистых пород выполняется после присоединения к длинному патрубку выдавливающего переходника с использованием бурового насоса и пробки (рис. 1.13, 1.14).

При заполнении керноприёмной трубы песчаными грунтами к длинному патрубку присоединяются оба переходника, при этом на грузовом переходнике закрепляется трос буровой лебедки. После подъема колонковой трубы под углом к палубе извлечение керна обеспечивается нанесением по трубе интенсивных ударов.



- 1 - шланг; 2 - гайка шлангового соединения;
3 - переходник; 4 - внутренняя керноприёмная труба;
5 - пробка; 6 - керн

Параметры выдавливания керна:

Давление в системе (P) - не более 0,05 - 0,06 МПа
Скорость выхода керна - 10 - 15 см/с

Рис. 1.13. Схема выдавливания керна из керноприёмной трубы



Рис.1.14. Фрагмент керна плотной глины, выдавленного в пластиковые желоба (палуба МБ «Центавр»)

Проведенными испытаниями и анализом результатов дальнейшей эксплуатации УГВП-130 подтверждена проектная характеристика установки (табл. 1.6).

Таблица 1.6. Характеристика установки УГВП-130

№ п/п	Параметр	Значение
1	Диаметр бурения, <i>мм</i>	130
2	Диаметр керна, <i>мм</i>	95
3	Рейсовая углубка, <i>м</i>	6
3	Выход керна, %	90 ± 10
4	Максимальная глубина моря, <i>м</i>	70
5	Механическая скорость бурения (плотные глины, пески), <i>м/мин</i>	0,2-1,2
6	Диаметр кожуха ПБС и диаметр наружной колонковой трубы, <i>мм</i>	127
7	Наружный диаметр внутренней (керноприемной) трубы, <i>мм</i>	108
8	Диаметр гидроударного механизма, <i>мм</i>	108
9	Подача насоса на привод гидроударника, <i>л/мин</i>	250-300
10	Рабочее давление жидкости в цилиндре гидроударника, <i>МПа</i>	2,5-3,0
11	Мощность на привод установки, <i>кВт</i>	20
12	Ресурс рабочего времени, <i>маш-час</i>	1000
13	Межревизионный период, <i>маш-час</i>	40
14	Усилие извлечения ПБС, <i>кН</i>	5-7
15	Масса установки (ПБС+опора), <i>кг</i>	380

1.3. Погружные установки с увеличенной рейсовой проходкой для эксплуатации с мало- и среднетоннажных судов

Как свидетельствует опыт и технико-экономические показатели однорейсовой походки скважин (ОПС) [2, 3, 5,

б), эксплуатационно-технические характеристики средств однорейсового отбора проб должны обеспечивать эффективную ОПС глубиной 6-10 м с уровнем автономности, обеспечивающей независимость от ограниченных колебаний моря и частичных перемещений бурового судна. При этом для реализации экономического фактора необходимым и важным требованием является применение мобильных и относительно дешевых в эксплуатации плавсредств малого водоизмещения [39, 53]. Такие суда отличаются весьма ограниченными рабочими площадками (в основном только вдоль борта), низкими параметрами грузоподъемных устройств с высотой стрелы, обеспечивающей подъем погружных буровых снарядов (ПБС) длиной не более 4-6 м при усилии подъема до 30 кН. Эти факторы оказывают серьезные технические и организационные трудности и предъявляют особые требования к составу и конструкции систем стабилизации установок на морском дне, а также обработки буровых снарядов на палубе.

В общем случае, разработка установок для эксплуатации с борта малотоннажных судов требует решения по крайней мере двух принципиальных задач:

- обеспечить забортное размещение стабилизирующей опоры в процессе всего цикла бурения скважины;
- обеспечить надежное и безопасное перемещение бурового снаряда за борт и на палубу для извлечения керна, а также выполнение работ по техническому обслуживанию пробоотборника.

Как в отечественной, так и зарубежной практике морского бурового производства современные разработки вспомогательного и технологического оборудования (опора для стабилизации ПБС в вертикальном положении на морском дне; манипулятор для размещения бурового снаряда на палубе и приведения его в рабочее положение за бортом судна), как правило, не предусматривают привязки

к объективно существующим техническим и параметрическим ограничениям плавсредств.

Это предопределило задачу разработки комплекса нового технологического и вспомогательного оборудования, обладающего достаточным уровнем эксплуатационно-технических показателей для обеспечения эффективной эксплуатации буровых снарядов длиной 6-12 м с судов водоизмещением от 80 тонн.

В 1979 г. в ДонНТУ Г.И. Неудачиным была разработана одна из первых установок (УГВП-150/8) с заборным размещением стабилизирующей опоры, как в процессе бурения, так и при подъеме ПБС на борт.

Установка (рис. 1.15) состоит из: бурового снаряда, включающего многофункциональный гидроударный механизм 12 и колонковый набор 17; опоры 16 с центратором 8, верхняя часть которого выполнена в виде входной воронки 14; кантователя 19 (рис. 1.15, б).

Тросом 6 (ниже входной воронки 14) опора через траверсу 4 связана с откидным хомутом 10.

На две ветви троса 6 (выше входной воронки 14) надет с возможностью скольжения дополнительный разъемный хомут 18.

К верхнему переходнику бурового снаряда крепится подъемный трос 2, и нагнетательный шланг 1. Цилиндр опоры имеет шарнирно прикрепленные лапы 9, которые посредством троса 15 связаны с воронкой 14.

Хомут 10 удерживается на фальшборте 5 с помощью штырей 3, прикрепленных к плите 11, жестко установленной на планшире, и ответных отверстий на траверсе 4.

Траверса 4 выполнена в виде полукольца диаметром, равным диаметру бурового снаряда, с двумя ушками, на одном из которых шарнирно закреплен откидной хомут, а на другом установлен фиксатор для запираания траверсы.

Дополнительный разъемный хомут 18 состоит из

двух створок (по диаметру ПБС), каждая из которых снабжена двумя полукольцами 13 под трос 6. Одна створка имеет ушки для крепления к ним концов канатов 7, на которых подвешивается хомут 18. Обе створки в сложенном состоянии запираются стопором.

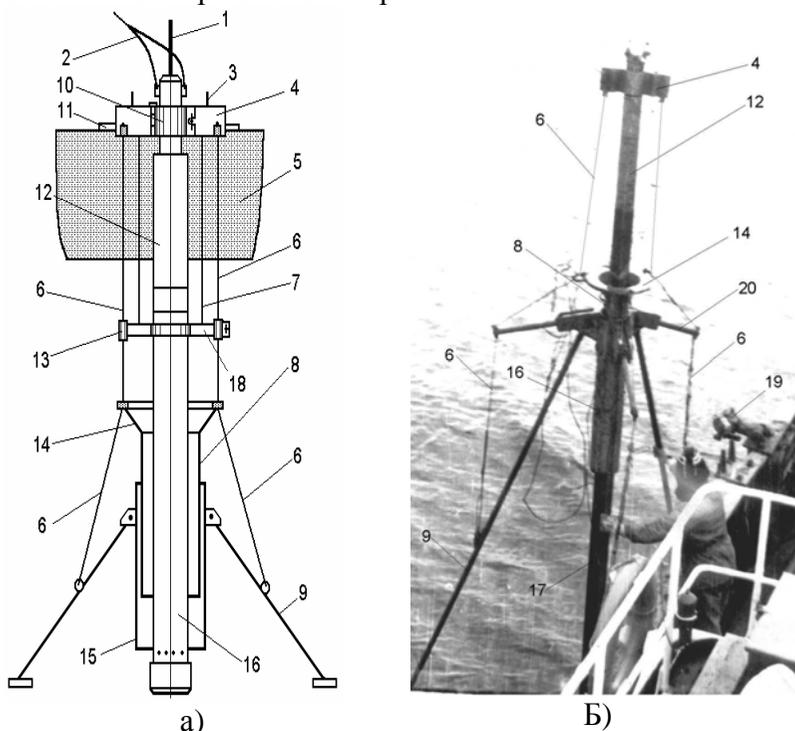


Рис. 1.15. Установка УГВП-150/8:
а - принципиальная схема установки УГВП-150/8;
б - установка УГВП-150/8 на НИС «Колга»

Опора без бурового снаряда собирается в горизонтальном положении на палубе. После сборки в неё заводится трубозахват (не показан), а затем опора переводится за борт судна и траверсой 4 подвешивается на штырях 3. После освобождения трубозахвата опора остается подвешенной за бортом. При этом, под действием веса опоры,

лапы разводятся в стороны, выбирая слабины канатов, соединяющих их с входной воронкой.

Собранный на палубе буровой снаряд при помощи кантователя переводится в забортное вертикальное положение и устанавливается в предварительно открытую траверсу 4. Корпус бурового снаряда слегка (с возможностью осевого перемещения) зажимается откидным хомутом 10 и фиксатором. Дальнейший спуск бурового снаряда в центратор 8 осуществляется после надевания на него дополнительного хомута 18. Для этого предварительно открытый дополнительный хомут створками одевается на буровой снаряд, а полукольцами 13 – на трос 6, после чего закрывается фиксатором с возможностью осевого перемещения вдоль снаряда. Подготовленный таким образом буровой снаряд спускается по тросам 6 с помощью хомута 18 во входную воронку 14 и далее в центратор 8.

Траверса, при совмещении верхнего конца бурового снаряда с ней, фиксатором зажимается на снаряде. Для спуска установки на дно её приподнимают со штырей и опускают на тросе 2 до постановки на грунт. После стабилизации установки на дне запускается гидроударник, и колонковый набор погружается в донные осадки.

После окончания рейса буровой снаряд поднимается тросом 2 вверх до плиты 11 со штырями 3, на которые надевается траверса 4. Затем освобождается фиксатор, и открывается откидной хомут, после чего буровой снаряд с помощью кантователя 19 (рис. 1.15, б) горизонтально перемещается на палубу.

Испытания УГВП-150/8 в производственных условиях проводились в Рижском заливе Балтийского моря и на шельфе Баренцева моря (1980 г.). Испытания проводились в сложных условиях, заключающихся в сильных течениях (до 5 м/с) с наложением частых приливов и отливов. Опытная эксплуатация показала, что в таких условиях тро-

совые направляющие 6 опоры не являются лучшим вариантом, т.к. направляющий патрубок 16 вместе с лапами опоры сносится по вектору течения, и попадание снаряда в воронку 14 затруднено.

Кроме того, в рассмотренной конструкции надежность системы раскрытия лап 9 зависит от соотношения их веса и веса центратора 8. Учитывая малое расстояние (в горизонтальной плоскости) от места закрепления троса 5 на входной воронке 14 до точки закрепления на лапах, величина момента от веса подвижного центратора 8 являлась недостаточной для раскрытия лап. Поэтому в конструкцию опоры дополнительно включены рычаги 20 (рис. 1.15, б), через проушины которых пропущен трос 15. Такое инженерное решение позволило увеличить плечо действия силы, раскрывающей лапы опоры, повысило надежность раскрытия лап, но одновременно усложнило конструкцию опоры.

Несмотря на то, что, по сравнению с опорой ПУВБ-150, рассмотренная опора позволяет использовать более длинные колонковые наборы при ограниченных размерах грузовой стрелы, её применение отличается существенным повышением трудоемкости эксплуатации установки в целом.

На сборку и перевод опоры за борт затрачивается более *2,5 часов*. В *3,5-4 раза* увеличивается время на выполнение операций по спуску и подъему и установки.

По итогам опытной эксплуатации, в первую очередь, выделено несовершенство конструктивного исполнения стабилизирующей опоры при весьма сложном и небезопасном характере технологических приемов по размещению или освобождению бурового снаряда из элементов опоры за бортом судна.

Вместе с тем, данные опытной эксплуатации установки дали толчок к дальнейшему развитию технических

средств бурения скважин глубиной 6–8 м с борта неспециализированных малотоннажных судов.

Как показали дальнейшие результаты исследований и опытно-конструкторских работ, использованная в установке УГВП-150/8 идея забортного размещения стабилизирующей опоры и применения кантователя для перевода ПБС из горизонтального положения на палубе в вертикальное за бортом явилась весьма прогрессивной.

В период 1980-1982 г.г. в Донецком национальном техническом университете были созданы новые установки, которым присвоены индексы УГВП-130/8 и УГВП-150М. В комплект установок, кроме многофункциональных гидродарных снарядов, использующихся, соответственно, в установках УГВП-130 и УГВП-150, включены: усовершенствованная стабилизирующая опора, кантователь и кронштейн, функции которых приведены в табл. 1.7.

Размещение на плавсредстве технологического оборудования, перечисленного в табл. 1.7, в общем случае, является типовым для установок УГВП-130/8 и УГВП-150М. При этом кантователь и кронштейн располагаются вдоль борта и крепятся к планширу фальшборта.

При использовании судов типа СРТ водоизмещением 300 т весь вспомогательный инструмент и ЗИП установки, насосы, привод, компенсаторы могут располагаться в трюме перед капитанской рубкой, что обеспечивает большой запас свободной площади на палубе. Это значительно облегчает монтаж и эксплуатацию технологического и вспомогательного оборудования установок.

Малотоннажные суда, например, серии М-385, имеют весьма ограниченную свободную площадку на палубе и узкое пространство длиной 8-9 м вдоль правого борта, куда нет выходов из служебных и жилых помещений. Рабочая высота стрелы над фальшбортом составляет 5-5,5 м, а максимальное грузоподъемное усилие – 20 кН. Дополни-

тельных трюмов на этих плавсредствах не имеется. Поэтому для размещения, в первую очередь, габаритного насосного агрегата требуется определенное обоснование выбора монтажной площадки с соблюдением условий надежного закрепления насоса и балансировки, отвечающей требованиям Регистра, и с обеспечением необходимых проходов, соответствующих условиям техники безопасности.

Таблица 1.7. Перечень и исходные требования к вспомогательному и технологическому оборудованию

Оборудование	Требования к оборудованию
<i>Стабилизирующая опора</i>	Гарантированная стабилизация ПБС длиной до 12 м на морском дне; возможность оперативного изменения габаритов в рабочем и транспортном положении
<i>Кантователь</i>	Безопасные манипуляции с буровым снарядом длиной 8-12 м: горизонтальное размещение ПБС вдоль борта на палубе судна; перемещения ПБС в горизонтальном положении за борт; поворот и удержание ПБС в вертикальном положении за бортом
<i>Кронштейн</i>	Надежное удержание опоры за бортом, в том числе и при переходах на точки бурения, при размещении в ней или выводе из нее ПБС; безопасное и надежное освобождение опоры при спуске установки на дно

Ниже приведена типовая схема размещения технологического оборудования и принципиальная схема работы установок УГВП-130/8 и УГВП-150М.

В основу конструкции стабилизирующей опоры установок положена идея изменения габаритов опоры в ра-

бочем и транспортном положении (рис. 1.16).

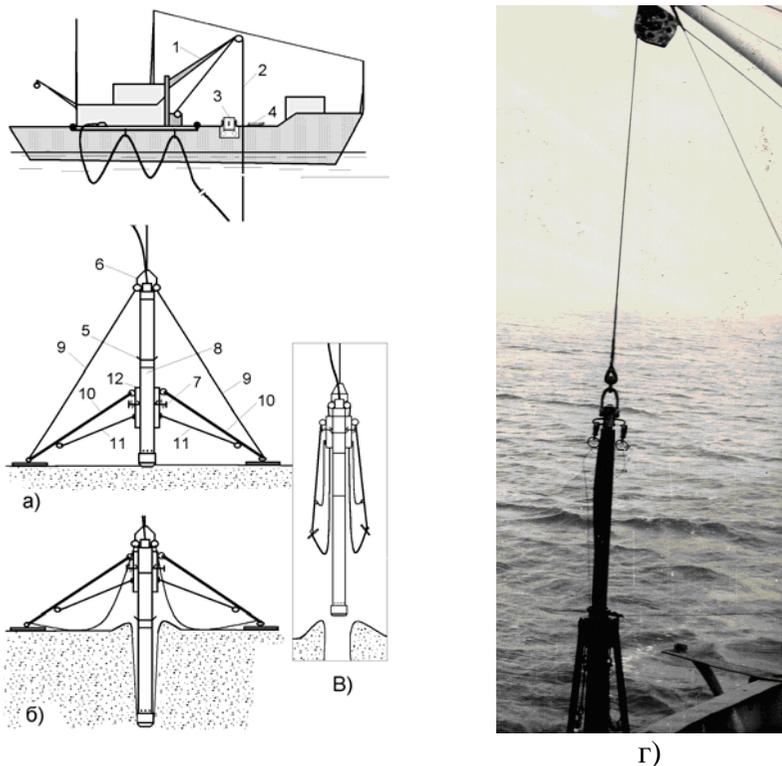


Рис.1.16. Схема работы стабилизирующей опоры: а - при постановке на дно; б - в процессе бурения; в - при подъеме установки; г - фрагмент подъема установки по окончании бурения скважины; 1 - штатная грузовая стрела; 2 - грузовой канат; 3 - кантователь; 4 - кронштейн; 5 - конусное кольцо; 6 - грузовой переходник; 7 - фиксаторы; 8 - погружной буровой снаряд; 9 - тросовые растяжки; 10 - опорные лапы; 11 - цепные растяжки; 12 - цилиндр опоры

Опора представляет собой спускаемую на канате конструкцию, состоящую из раскрывающегося цилиндрического корпуса 12 с шарнирно закрепленными на нем

складывающимися лапами 10, связанными тросами 9 с грузовым переходником 6. Раскрытие опорных лап ограничивается длиной растяжек 11. Дополнительно цилиндр опоры оснащен специальными подпружиненными захватами – фиксаторами 7. В рабочее положение опора переводится за бортом судна при спуске установки на дно моря (рис. 1.16, б).

В процессе погружения пробоотборника фиксаторы 7 скользят по поверхности бурового снаряда 8, не препятствуя углубке скважины. При встрече с кольцом 5, закрепленным на корпусе ПБС и имеющим обратную по отношению к ним конусность, фиксаторы отжимаются, обеспечивая беспрепятственное прохождение колонкового набора. Затем они занимают исходное положение.

Все операции по спуску и подъему установки производятся с помощью лебедки через грузовой трос 2.

По окончании бурения пробоотборник вместе с опорой (за счет взаимодействия конусного кольца 5 и фиксаторов 7) извлекается из скважины и поднимается к борту судна. При подъеме установки лапы 10 складываются (рис. 1.16 в, г), обеспечивая компактные диаметральные размеры, позволяющие закрепить опору на кронштейне 4 за бортом судна.

В дальнейшем опора вместе с буровым снарядом при помощи цепной скобы 5 (рис. 1.17, а) фиксируется на штоках кронштейна 2.

Затем с проушин 3 грузового переходника снимаются карабины 4, раскрывается замок 6, освобождая полустворки 7 и 8 цилиндра стабилизирующей опоры (рис. 1.17, б), из которого выводится буровой снаряд 9.

Буровой снаряд поднимается на максимальную высоту, допускаемую параметрами грузовой стрелы, и размещается в хомуте кантователя 1, смонтированном на фальшборте (рис. 1.17, в).

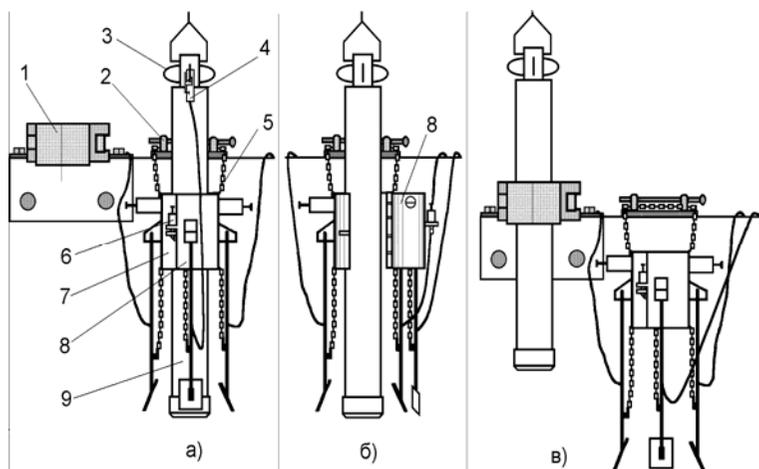


Рис. 1.17. Схема размещения УГВП-130/8 за бортом НИС «Топаз» при подъеме или спуске установки

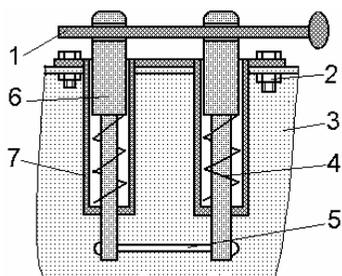


Рис. 1.18. Кронштейн:
1 – палец; 2 – крепежный болт; 3 – фрагмент фальшборта; 4 – пружина; 5 – педаль; 6 – шток; 7 – цилиндр

Кронштейн (рис. 1.18) служит для удержания стабилизирующей опоры за бортом во время извлечения керна из пробоотборника и в процессе перехода бурового судна с одной точки бурения на другую. Он фиксируется болтами 2 на планшине фальшборта в непосредственной близости от кантователя с таким расчетом, чтобы было удобно осуществлять перевод пробоотборника из опоры в кантователь и наоборот.

Для закрепления опоры палец 1 извлекается из штоков 6, цепная скоба опоры набрасывается на штоки и фиксируется пальцем. Для сбрасывания опоры палец 1 извлекается из штоков 6, которые с помощью педали 5 утапливаются, освобождая цепную скобу.

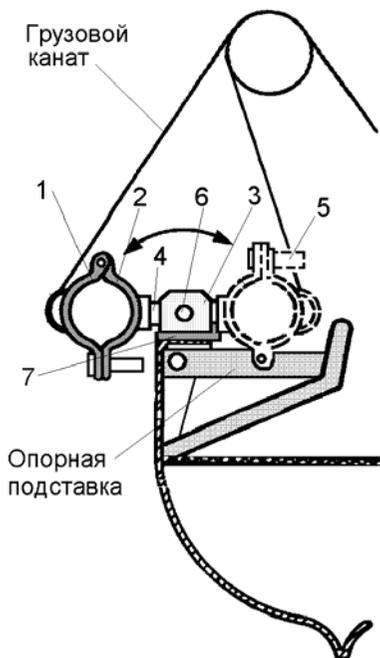


Рис. 1.19. *Схема работы кантователя при переводе ПБС в горизонтальном положении за борт судна*

Кантователь (рис. 1.19) состоит из корпуса, выполненного в виде толсто-стенного цилиндра, в котором на подшипниках установлен вал 4. Шарнирное крепление корпуса обеспечивается его установкой на оси 6, опорной частью которой являются вертикальные пластины 3, приваренные к плите 7. Хомут кантователя выполнен из полустворок 1 и 2. После закрытия хомута створки фиксируются гайкой 5. Задняя створка 2 приварена к валу, который обеспечивает возможность вращения хомута в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, обеспечивая манипуляции с длинным снарядом в ограниченном пространстве с участием лебедки: переключивание горизонтально расположенного бурового снаряда из положения «над палубой» за борт и обратно; поворот бурового снаряда в вертикальное положение.

1.3.1. Установка УГВП-130/8 для бурения скважин с борта малотоннажного судна

В 1980 г. в морской партии Причерноморской ГРЭ ПО «Крымгеология» на НИС «Топаз», относящемуся к ма-

лотоннажным судам серии М-385, реализована схема расположения технологического, приводного и вспомогательного оборудования установки УГВП-130/8 (рис. 1.20).

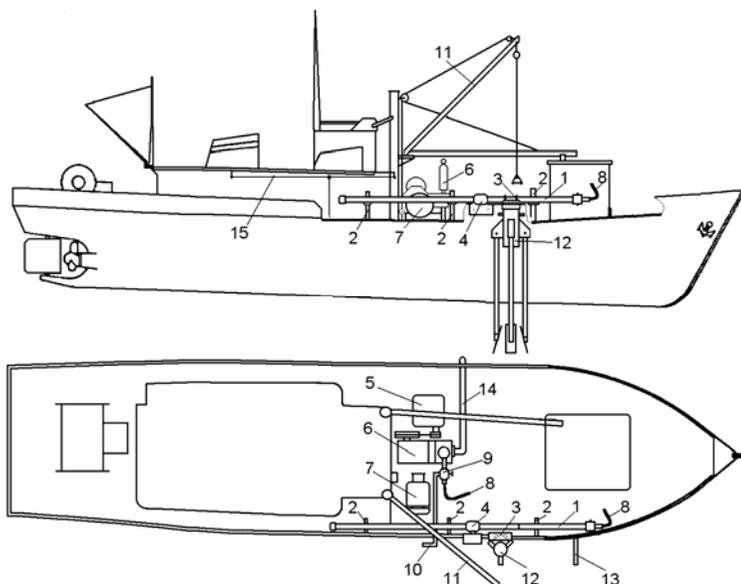


Рис. 1.20. Схема расположения технологического и вспомогательного оборудования установки УГВП-130/8 на НИС «Топаз»:

1 – погружной буровой снаряд; 2 – надпалубные опорные подставки; 3 – кронштейн; 4 – кантователь; 5 – дизель ДТ-54; 6 – буровой насос НБ-32; 7 – штатная судовая лебедка; 8 – нагнетательный шланг; 9 – вентиль для регулирования расхода жидкости, поступающей к гидроударнику; 10 – линия слива воды; 11 – грузовая стрела; 12 – стабилизирующая опора; 13 – выносная опорная подставка; 14 – всасывающий шланг бурового насоса

Комплектность установки приведена на рис.1.21.

Для размещения насосного агрегата использован фундамент демонтированной второй штатной судовой лебедки по левому борту судна.

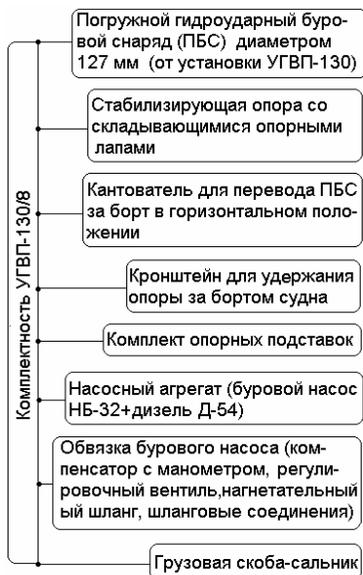


Рис. 1.21. Комплектность установки УГВП 130/8 на НИС «Тоназ»

в виде секций нагнетательного шланга, соединенных специальными шланговыми соединениями (рис. 1.23).

На место лебедки устанавливалась рама с закрепленными на ней буровым насосом НБ-32 и дизелем ДТ-54. Выходной вал дизеля через фрикционную муфту соединялся со шкивом, от которого с помощью клиноременной передачи обеспечивалось вращение шкива насоса (рис. 1.22).

Обвязка бурового насоса включала всасывающий шланг, компенсатор с манометром и нагнетательную линию, состоящую из короткого участка, изготовленного из бурильных труб диаметром 50 мм и проложенного по палубе до борта, и длинного участка в

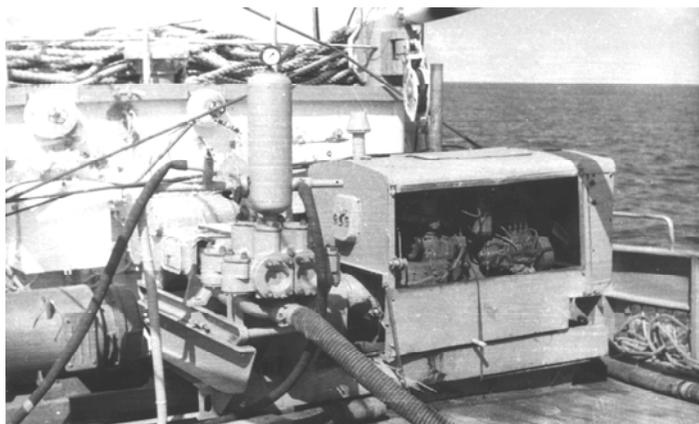


Рис. 1.22. Размещение насосного блока на палубе НИС «Тоназ»

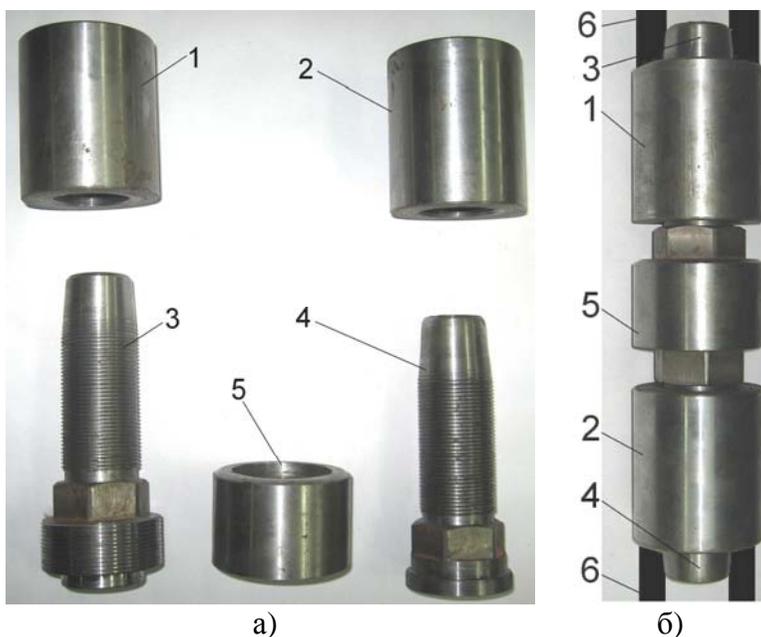


Рис. 1.23. Шланговое соединение:

а – детали шлангового соединения; б – шланговое соединение в сборе

1, 2 – верхняя и нижняя муфты с внутренней «левой» резьбой;

3, 4 – верхний и нижний штуцера с правой нарезкой резьбы; 5 – соединительная гайка; 6 – шланг

Для регулирования расхода жидкости на привод гидроударника в нагнетательную линию обвязки насоса включен регулировочный вентиль.

Для выполнения операций по спуску и подъему установки использовалась штатная грузовая лебедка, расположенная по правому борту судна (рис. 1.24). Грузоподъемность лебедки 25 кН. Мощность двигателя 18 кВт.

Подъем грузовой стрелы на рабочую высоту обеспечивался шпилевой катушкой 1.

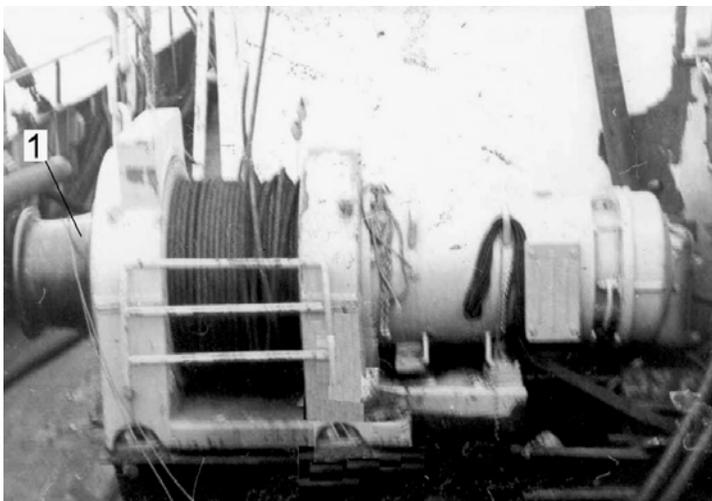


Рис. 1.24. Штатная грузовая лебедка НИС «Топаз»

В общем случае для реализации полного цикла бурения скважин необходимо выполнить ряд последовательных технологических этапов: подготовительные работы, проходка скважины и заключительные работы.

Подготовительный этап (рис. 1.25) включает работы, связанные с монтажом на борту судна технологического и вспомогательного оборудования установки (кантователя, кронштейна и опорных подставок).

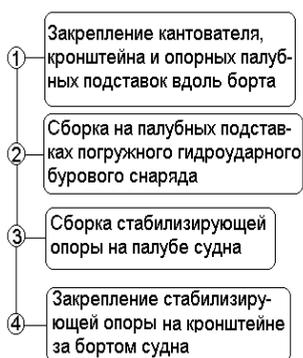


Рис. 1.25. Подготовительный этап бурения скважин установкой УВП-130/8

Операция 1 – Закрепление кантователя, кронштейна и опорных подставок.

- Кантователь и кронштейн крепятся на борту судна в непосредственной

близости друг от друга в секторе действия грузовой стрелы и в зоне полного обзора с пульта управления (рис. 1.26).



Рис. 1.26. Кантователь установки УГВП-130/8 на борту НИС «Топаз»: 1, 2 – полустворки; 3 – корпус; 4 – вал; 5 – гайка; 6 – ось; 7 – опорная плита; 8 – буровой снаряд

- Опорные подставки располагаются вдоль борта. В комплект установки входит три-четыре подставки, представляющие собой однотипную сварную конструкцию из стальных уголков или бурильных труб диаметром 50 мм, состоящую из перекладки с ограничителем и укосины (см. рис. 1.19). Длина перекладки и укосины для каждой подставки регламентируется местом её установки с учетом закругления борта и наклона палубы и соблюдением условия горизонтального размещения бурового снаряда над палубой.

Операция 2 – Сборка погружного бурового снаряда.

- На опорных подставках размещается гидроударный механизм, к которому затем присоединяется колонковый набор. К переходнику погружного бурового снаряда присоединяется грузовой переходник.

Собранный таким образом ПБС закрепляется в хомуте кантователя (рис. 1.27).

После выхода в район бурения на носовой части фальшборта закрепляется выносная опорная подставка.



Рис. 1.27. Сборка погружного бурового снаряда на опорных палубных подставках

Операция 3 - Сборка стабилизирующей опоры.

Сборка опоры выполняется на палубе в горизонтальном положении.

- На цилиндрическом корпусе 1 закрепляются три или четыре (в зависимости от используемой конструкции) опорных лапы 2.
- К проушинам корпуса и опорных лап с помощью монтажных скоб крепятся цепные растяжки 3.
- К проушинам опорных лап на скобах присоединяются тросовые растяжки 4, свободные концы которых оснащаются монтажными карабинами. Длина тросовых рас-



Рис. 1.28. Вывод опоры за борт НИС «Топаз»

вместе с грузовым тросом на палубу для соединения с хомутом кантователя.

тяжек выбирается в соответствии с принятой длиной погружного бурового снаряда.

Операция 4 – Закрепление стабилизирующей опоры на кронштейне за бортом судна.

- С помощью грузовой стрелы стабилизирующая опора выводится за борт (рис. 1.28).

- После спуска опоры на уровень фальшборта на штоки кронштейна 1 набрасывается грузовая цепь 3 (рис. 1.29).

Фиксированное положение опоры на кронштейне обеспечивается пальцем 5, пропущенным через отверстия штоков кронштейна 1. Одновременно к подъемной цепи 4 присоединяется страховочный фал 2.

Операция закрепления стабилизирующей опоры на кронштейне завершается снятием грузовой скобы 6 с подъемной цепи 4 и перемещением ее

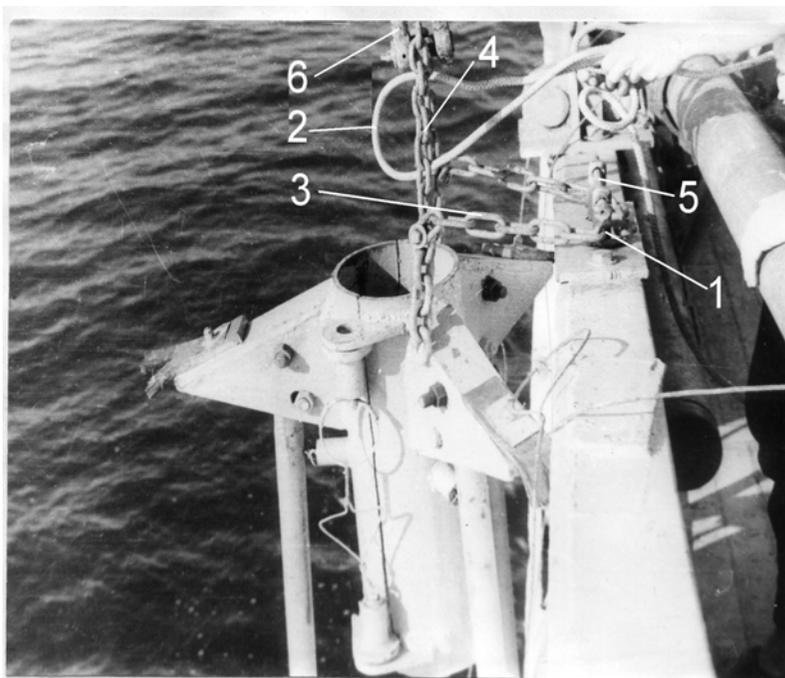


Рис. 1.29. Закрепление стабилизирующей опоры на кронштейне за бортом НИС «Топаз»

Перечень и последовательность операций, выполняемых в процессе *проходки скважины*, приведены на рис. 1.30.

Операция 1 - Перемещение бурового снаряда за борт судна.

Эта операция выполняется кантователем с помощью грузового троса штатной лебедки и грузовой стрелы.

- Грузовой трос лебедки закрепляется на скобе кантователя, при этом верхний блок грузовой стрелы размещается на $0,2-0,5$ м за бортом судна.

- Производится натяжение троса до момента, соответствующего переходу хомутом кантователя верхней точки траектории его вращения, после чего трос стравливает-



Рис. 1.30. Последовательность выполнения этапа «Проходка скважины»

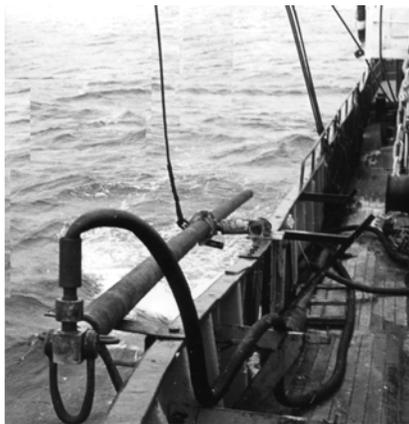


Рис. 1.31 Перемещение бурового снаряда за борт судна с помощью кантователя

ся, и буровой снаряд занимает горизонтальное положение за бортом с упором верхней части гидроударника в выносную подставку (рис. 1.31).

- Грузовой трос перекрепляется на скобу грузового переходника (рис. 1.32, а), и буровой снаряд поднимается лебедкой в вертикальное положение (рис. 1.32, б).

Операция 2 - Размещение бурового снаряда в цилиндре стабилизирующей опоры.

- Перед размещением бурового снаряда в цилиндре опоры раскрепляется хомут кантователя (рис. 1.33) и буровой снаряд опускается вниз на высоту, удобную для закрепления карабинов. В качестве последних могут быть использованы стандартные монтажные карабины или специальные карабины для опор с четырьмя ногами (рис. 1.34).

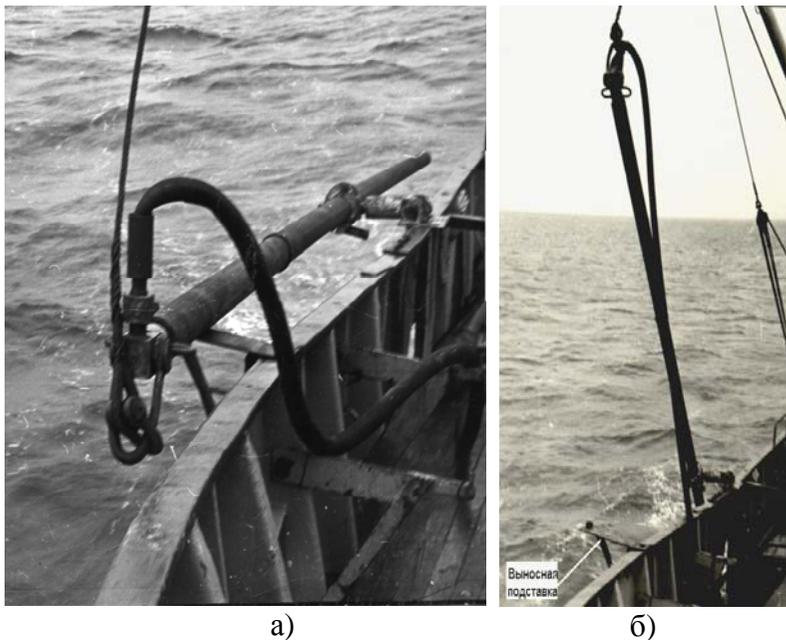


Рис. 1.32. Перемещение бурового снаряда кантователем в вертикальное положение за бортом судна

- К проушинам грузового переходника 1 присоединяются карабины 2 с тросовыми растяжками 3 (рис. 1.35).
- После установки карабинов буровой снаряд поднимается на высоту, когда конусное кольцо 1 на кожухе гидроударника 2 окажется выше боковых захватов (фиксаторов) в цилиндре опоры (рис. 1.36, а). Снаряд заводится в раскрытый цилиндр опоры и поворотом створки 3 цилиндр замыкается (рис. 1.36, б, в).

Операция 3 – Спуск установки на дно.

Для спуска установки на дно вынимается палец из штоков кронштейна. С помощью педали штоки кронштейна утапливаются (см. рис. 1.18). Опора освобождается, и внутренней поверхностью цилиндра скользит вниз по снаряду. Благодаря тросовым растяжкам лапы опоры раскрываются (рис. 1.37).



Рис. 1.33. Раскрепление хомута кантователя

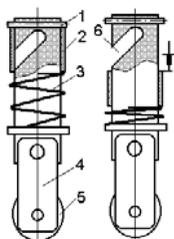


Рис. 1.34. Специальный карабин: 1 – штифт; 2 – цилиндр; 3 – пружина; 4 – планка; 5 – ролик; 6 – паз в грузовом пальце

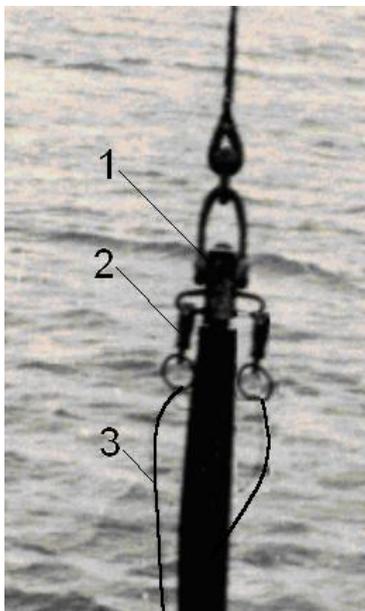


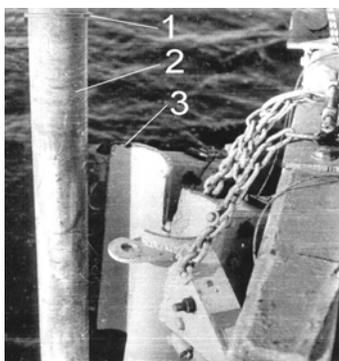
Рис. 1.35. Монтаж карабинов на проушинах грузового переходника:

1 – грузовой переходник; 2 – специальный карабин; 3 – тросовые растяжки

В дальнейшем, с помощью лебедки на грузовом тросе установка спускается на грунт (рис. 1.38).

При малой глубине моря, если заякоренное судно имеет ограниченный дрейф, спуск установки с борта производится в таком предельном положении судна, при котором исключается нахождение установки под его днищем.

Операция 4 - Бурение. Процесс непосредственного бурения скважины начинается с запуска гидроударного механизма после контакта установки с дном моря.



а)



б)



в)

Рис. 1.36. Размещение ПБС в цилиндре стабилизирующей опоры

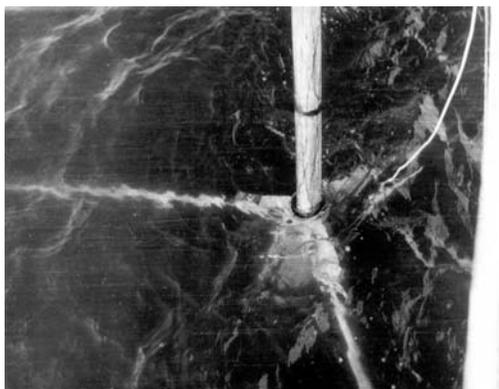


Рис. 1.37. Раскрытие ног стабилизирующей опоры

- Открывается сливной вентиль, заводится дизельный агрегат и муфтой сцепления дизеля включается буровой насос.

- Закрытием сливного вентиля повышается расход жидкости в напорном трубопроводе. Гидроударник за-



Рис. 1.38. Спуск установки на дно моря

пускается и выводится на номинальный режим работы.

Скорость бурения и величина заглубления колонкового набора в грунт контролируются по смотанной длине троса с помощью флажков на тросе и делительной шкалы, предварительно нанесенной на грузовой стреле.

По окончании углубки буровой насос отключается.

Операция 5 – Подъем установки и размещение бурового снаряда на палубных подставках.

- Буровая установка поднимается при помощи лебедки на уровень фальшборта. При подъеме установки лапы стабилизирующей опоры складываются, обеспечивая компактные диаметральные размеры, позволяющие закрепить опору с помощью кронштейна на фальшборте бурового судна.

При завершении процесса бурения на неполную длину колонкового набора, когда конусное кольцо на кожухе гидроударника не пройдет боковые подпружиненные фиксаторы, установка поднимается с раскрытыми опорными лапами на максимально возможную высоту. На этой высоте опора фиксируется стра-

ховочным фалом к борту судна. Снаряд опускается вниз до момента прохода конусным кольцом уровня боковых захватов (фиксаторов) опоры. После этого производится подъем установки со сложенными лапами опоры.

- Стрелой установка подводится к борту и цепью фиксируется на валах кронштейна.

- Снимаются карабины тросовых растяжек.

- Корпус опоры раскрывается, и буровой снаряд вручную выводится из опоры.

- С помощью лебедки и стрелы ПБС поднимается на максимально возможную высоту и закрепляется в хомуте кантователя.

- Стравливанием грузового троса снаряд, зажатый в хомуте кантователя, проворачивается в вертикальной плоскости, занимая горизонтальное положение с упором верхней части гидроударника в выносную подставку.

- Трос перекрепляется с грузовой скобы на хомут кантователя, а грузовая стрела устанавливается с таким расчетом, чтобы ее блок находился на $0,2-0,5$ м от фальш-борта над палубой судна.

- Производится натяжение троса до момента, соответствующего переходу хомутом кантователя верхней точки траектории его вращения, после чего трос стравливается, и буровой снаряд занимает горизонтальное положение на палубных опорных подставках.

Операция 6 – Извлечение керна.

Для извлечения керна производится разборка колонкового набора.

- С колонкового набора свинчивается башмак с кернорвательным узлом и ниппелем.

- На выступающую часть керноприемной трубы надевается цепной захват 1 (рис. 1.39), соединенный с роликовой опорой 2, свободно перемещающейся по натянутому

вдоль борта канату 3. Внутренняя (керноприёмная) труба извлекается из наружной трубы (примерно на 2/3 длины) и страхуется тросом-удавкой 4. Затем керноприёмная труба с помощью лебедки и грузового троса 5 перемещается на рабочую площадку палубы для извлечения керна.

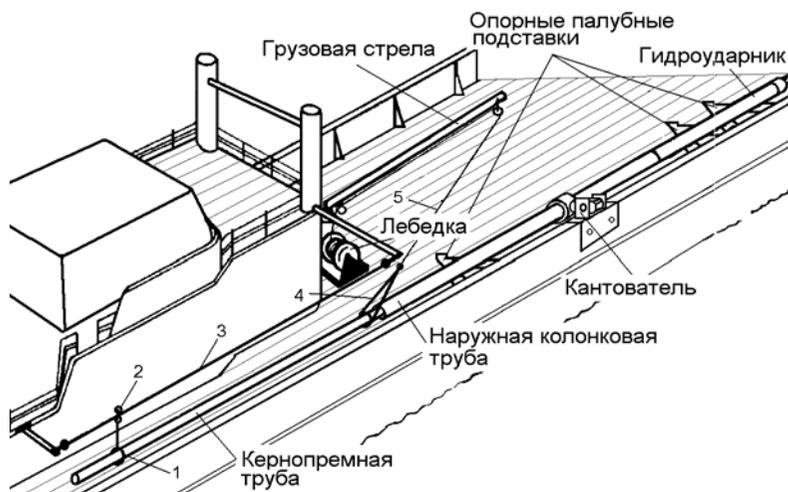


Рис. 1.39. Извлечение керноприёмника из наружной колонковой трубы погружного бурового снаряда

Как правило, для извлечения детритовых известняков, илов и неплотных глин достаточно поднять верхний конец колонковой трубы, обеспечив угол её наклона в пределах $20-40^{\circ}$. При этом керн выходит из трубы под собственным весом (рис. 1.40, 1.41).

При извлечении керна, составленного из плотных и твердых глин, аргиллитов, алевролита, торфа, эффективным является метод выдавливания породы с помощью бурового насоса. Извлечения песков обеспечивается, как правило, при наклонном положении колонковой трубы под углом $45-60^{\circ}$ к палубе судна с нанесением ударов по внешней поверхности трубы.



Рис. 1.40. Извлечение керна из наклонно размещенной колонковой трубы



Рис. 1.41. Керн длиной 7 м, уложенный в керовые ящики (скв. № 4, Сергеевский участок месторождения строительных песков в Черном море)

Наименее трудоемким и наиболее эффективным является способ извлечения керна с помощью гидроударного механизма без извлечения кернаприемной трубы. Для этого в состав вспомогательного оборудования установки включены поворотный хомут 7, грузовой хомут 5, и водоотводящая камера 8 (рис. 1.42).

После снятия башмака с кернарвателем на ниппель 16 надевается водоотводящая камера 8. Хомут 5 соединяется со скобой 1 с грузового переходника при помощи троса 2. Нижняя часть бурового снаряда б закрепляется в по-

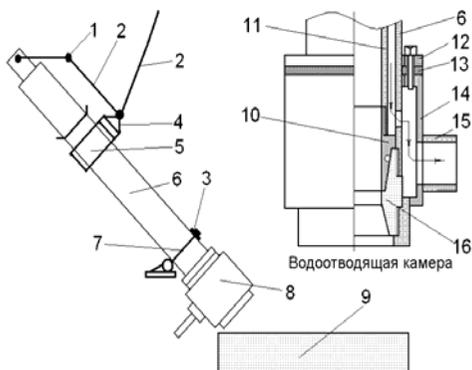


Рис. 1.42. Извлечение керна с помощью гидроударного механизма:

1 – скоба грузового переходника;
 2 – грузовой трос; 3 – планка поворотного хомута; 4 – грузовая серьга;
 5 – грузовой хомут; 6 – наружная колонковая труба ПБС; 7 – поворотный хомут; 8 – водоотводящая камера; 9 – лоток; 10 – конусная втулка внутренней колонковой трубы (керноприемника); 11 – керноприемник; 12 – фланец; 13 – уплотнение; 14 – корпус; 15 – патрубок; 16 – ниппель колонкового набора ПБС

извлечения керна буровой снаряд опускается в горизонтальное положение на опорные палубные подставки.

Операция 7 – Подготовка бурового снаряда к работе.

Подготовка ПБС для выполнения очередного процесса проходки скважины заключается в:

- очистке и промывании башмака, кернорвателя и керноприемной трубы;
- размещении керноприемной трубы внутри наруж-

воротном хомуте 7. Включается лебедка, и верхняя часть прободоборника поднимается над палубой. При этом буровой снаряд проворачивается относительно оси поворотного хомута 7. Кратковременно, не на полную мощность, включается гидроударник. При работе гидроударника отработанная жидкость сбрасывается на слив через патрубок 15 водоотводящей камеры. Керн выходит из керноприемной трубы под действием ударов, принимается в лотки 9 и укладывается в керновые ящики. После

ной трубы;

- соединении ниппеля и башмака с кернорвателем и колонковыми трубами.

При работе с водоотводящей камерой:

- отвинчиваются фиксирующие гайки, и убирается планка 3 поворотного хомута 7;

- снимается грузовая серьга 4;

- от грузового хомута 5 отсоединяется грузовой трос 2 и переносится на хомут кантователя;

- грузовой хомут снимается с пробоотборника.

После этого буровой снаряд готов к перемещению в горизонтальном положении за борт для повторения операций проходки следующей скважины.

Проверка работоспособности с отработкой технологических и вспомогательных операций с помощью созданных узлов установки УГВП-130/8 выполнена непосредственно в период производственных работ на участках северо-западного шельфа Черного моря [39, 42].

Эффективность промышленного использования, надежность установок подтверждена качественным и быстрым проведением в 1983 г. всех стадий разведки Сергеевского и Терновского месторождений строительных песков. При этом были достигнуты высокие механические и рейсовые скорости бурения. Фактическая средняя скорость бурения по пескам была наиболее высокая и достигала *2,6 м/мин*, по плотным твердым глинам она не превышала *0,2 м/мин*, а для песчаников, аргиллитов и известняков составляла *0,1-0,3 м/мин*.

Следует отметить, что, как правило, песчаник, известняк, твердые глины и тугопластичная супесь перебуривались в середине или в конце рейса, когда колонковая труба на *40-60%* была заполнена песками или мягкопластичными глинистыми отложениями, что резко снижало механическую скорость бурения.

Практически по всем скважинам контакты слоев были четкими, визуально легко различимыми, нарушенность проб – несущественная. Выход керна колебался от 90 до 95%. По мелкозернистым пескам он находился в пределах 90-92%, по крупно- и среднезернистым пескам, мелкой гальке изменялся от 95 до 98%. При бурении текуче-пластичной супеси, алевроитов, суглинка, глин, известняков и песчаников потерь керна практически не наблюдалось, и выход его составлял 100%.

По сложности получения представительного керна выделались илы и сильно обводненные, легко размываемые мелкозернистые пески, по которым выход керна иногда уменьшался до 70%. Для удержания таких грунтов над лепестковым кернарвателем дополнительно устанавливался резиновый листовой уплотнитель, с жесткой фиксацией между кернарвательным кольцом и нижним торцом кернаприемной трубы. Кроме того, использовался способ снижения интенсивности обратной промывки с помощью дроссельных втулок в нижней накопительной вальне. Отмеченные меры позволили повысить выход керна до нормативного уровня.

В целом, можно считать, что при комбинированном бурении разведочных и поисково-съёмочных морских скважин установкой УГВП-130/8 обеспечивается высокий кондиционный выход керна, вполне удовлетворяющий требованиям геологической службы.

На рис. 1.43 приведены наиболее типичные разрезы скважин, пройденные установкой УГВП –130/8 на Сергеевском месторождении песков.

Как правило, вертикальный разрез скважин имел широкое варьирование мощности слоев пород (от 0,15 м до 5-6 м), с частым переслаиванием осадков с различными физико-механическими свойствами при, как правило, сложном характере отбора керна.

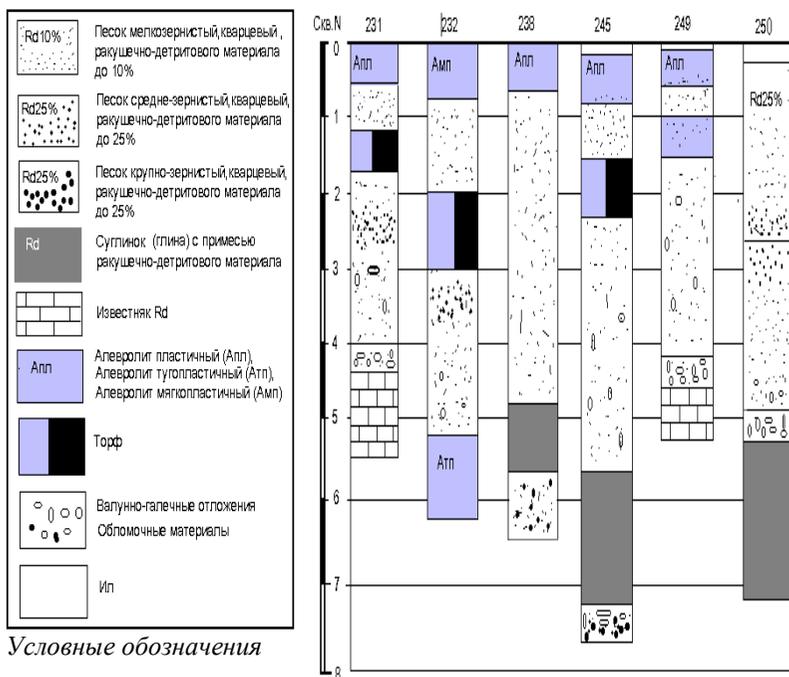


Рис. 1.43. Типичные разрезы скважин на месторождении строительных песков в Черном море (Сергеевский участок №2)

В начальный период освоения установок УГВП-130/8 за двенадцатичасовую смену бурилось в среднем 6-8 скважин, а через месяц – до 15.

Производственные данные обобщены по результатам бурения 50 скважин на участках Сергеевского и Терновского месторождений морских строительных песков (табл. 1.8).

Перечень операций и хронометражные данные средних затрат времени на их выполнение при использовании перечисленных выше разработок показаны в табл. 1.9.

Недостатки схемы управления приводным дизелем и насосом, а также грузоподъемными приспособлениями

обусловили не очень высокий коэффициент использования установки (0,7-0,75), что свидетельствует о возможности значительного повышения производительности отбора донных проб.

Таблица 1.8. Данные бурения скважин глубиной 6-7 м на участках Сергеевского и Терновского месторождений песка

Наименование нных отложений	Объем бу- рения, м	Max мощ- ность по скважине, м	Выход керна, %	$V_{\text{мех}}$, * м/мин
Песок мелко- зернистый	72,2	5,9	75-85	1.4-1,8
Песок средне- зернистый	38,6	5,3	85-90	1.4-1.8
Песок крупно- зернистый	10,2	4,0	90	1.0-1.5
Алеврит мягко- пластичный и пластичный	83,5	5,9	100	1.6-1,8
Алеврит туго- пластичный	13,7	2,5	100	0.7-0,8
Суглинок	13,0	2,3	100	1,1-1,3
Ракушечник	9,8	1,7	95	1,2-1.4
Супесь	13,6	2,7	95	2-2,2
Известняк Rd	1,9	1,0	100	0,8-1,1
Глина твердая	9,1	0,8	100	0,1-0,2
Галечник	7,0	2,0	90-95	-
Торф	0,1	0,1	100	-
Ил глинистый	31,6	6,3	90	1.9-2.3

$V_{\text{мех}}$ - механическая скорость бурения.

Основные затраты времени приходились на технологические и вспомогательные операции - 0,70...0,75 ч (до

90%). Такие операции, как извлечение керноприемной трубы с размещением ее на палубе судна, размещение керноприемной трубы в наружной трубе ПБС и извлечение керна требовали 0,4-0,45 часа (более 52% времени), однако они, как правило, осуществлялись во время перехода судна на новую точку.

Таблица 1.9. Средние затраты времени на выполнение операций в полном цикле бурения скважины установкой УГВП 130/8 (при средней глубине скважин 6,2 м)

Операция	Время	
	мин	%
Подготовка ПБС на палубных подставках с размещением керноприемника в колонковом наборе	13,4	27,9
Перевод ПБС с помощью кантователя и лебедки в горизонтальное и, далее, в вертикальное положение за бортом	2,5	5,2
Раскрепление кантователя, размещение ПБС в цилиндре опоры и спуск установки на дно	1,2	2,5
Бурение	5,6	11,6
Подъем установки и перемещение ее к борту стрелой	2,2	4,6
Закрепление опоры на кронштейне	2,6	5,4
Раскрытие цилиндра опоры, перемещение и закрепление ПБС в хомуте кантователя	4,0	8,3
Перевод ПБС в горизонтальное положение на палубные подставки	4,0	8,3
Извлечение керноприемной трубы и размещение ее на рабочей площадке палубы	6,0	12,4
Извлечение керна	6,6	13,8
ВСЕГО	48,1	100

При использовании для извлечения керна водоотводящей камеры из затрат времени исключались такие работы, как извлечение керноприемной трубы с размещением ее на палубе, разборка и сборка колонкового набора. В этом случае среднее время проходки скважины снижалось до *40 мин.*

В процессе сборки ПБС предусматривался профилактический осмотр и, при необходимости, ремонт установки и оборудования, которые тоже совмещались с переходом на новые точки бурения.

Учитывая комплектность установок, где предусмотрено два гидроударных механизма, ремонт и замена гидроударников в период проведения работ не сказывались на времени бурения скважин.

Полученные данные эффективности установки при бурении скважин глубиной *8-10 м* позволили Государственной комиссии Министерства геологии Украины в 1984 констатировать высокую технико-экономическую эффективность установки УГВП-130/8 и рекомендовать её серийное производство и эксплуатацию с малотоннажных неспециализированных судов.

В 1985-1991 г.г. установка УГВП-130/8 успешно эксплуатировалась при проведении геологоразведочных работ, выполняемых в северо-западной части шельфа Чёрного моря ГПП «Причерноморгеология».

В 1989 году установка также успешно использовалась для отбора проб донных отложений в Гвинейском заливе во время океанографической экспедиции, проведенной Академией Наук УССР.

По результатам отработки технологии бурения и, исходя из анализа показателей проходки скважин на производственных объектах Черного моря, уточнена техническая характеристика установки УГВП-130/8, приведенная в табл. 1.10.

Таблица 1.10. Техническая характеристика установки УГВП-130/8.

№ п/п	Наименование параметров	Ед. изм	Значение
<u>Показатели назначения</u>			
1	Глубина бурения	<i>м</i>	6 -10
2	Категория пород по буримости		I-V
3	Диаметр бурения	<i>м</i>	0,130
4	Диаметр керна	<i>м</i>	0,095
5	Выход керна	%	90±10
6	Усилие извлечения бурового снаряда из скважины	<i>кН</i>	7-9
7	Глубина моря	<i>м</i>	до 50
<u>Габаритные размеры</u>			
1	<i>Стабилизирующая опора</i>		
	В транспортном положении на борту судна: длина	<i>м</i>	4,5
		<i>м</i>	0,6
	В рабочем положении за бортом судна: высота	<i>м</i>	1,3
<i>м</i>		7	
2	<i>Погружной буровой снаряд</i>		
	Длина (без колонкового набора)	<i>м</i>	2,1
	Диаметр кожуха ПБС и диаметр наружной колонковой трубы, мм	<i>мм</i>	127
	Наружный диаметр внутренней (керно-приемной) трубы, мм		
	Диаметр гидроударного механизма, мм		
3	Привод гидроударного механизма – от бурового насоса НБ-32, АНБ-22, НБ4, НБ5		
4	Масса установки (ПБС + опора)	<i>кг</i>	350

1.3.2. Погружные установки УГВП-150М

Комплектность установки УГВП-150М идентична установке УГВП-130/8 и включает погружной гидроударный буровой снаряд, стабилизирующую опору, кантователь и кронштейн.

В качестве базовой схемы гидроударного бурового снаряда использован снаряд установки УГВП-150, в конструкции которого, в значительной степени, учтены недостатки, выявленные в процессе эксплуатации установок на шельфе Баренцева и Балтийского морей. Усовершенствования расширили технические и технологические возможности ПБС (рис.1.44):

- Изменена схема соединения нижней наковальни и наружной колонковой трубы.

Выполненные экспериментальные исследования показали, что при использовании двухэлементной сварной наковальни в резьбовых соединениях непосредственно наковальни 12, распределительной втулки 28 и колонковой трубы 15 (см. рис. 1.9), имеют место значительные потери энергии удара (до 30%).

Поэтому в новом варианте предусмотрено непосредственное соединение наружной колонковой трубы с наковальней (исполнение наковальни 14 заимствовано у ПБС установки УГВП-130/8).

- С целью снижения трудоемкости извлечения керна из керноприемной трубы 31 (без её вытаскивания из наружной трубы 20) предусмотрен вкладыш 35 в виде гибкой разъемной гильзы. При этом для крепления гильзы в нижней части колонкового набора предусмотрен ниппель 33 с системой опорных колец 34, 36 и 37.

- Для повышения надежности уплотнения нижней части керноприемной трубы и облегчения свинчивания башмака 22 с ниппелем уплотнительное кольцо 32 с шай-

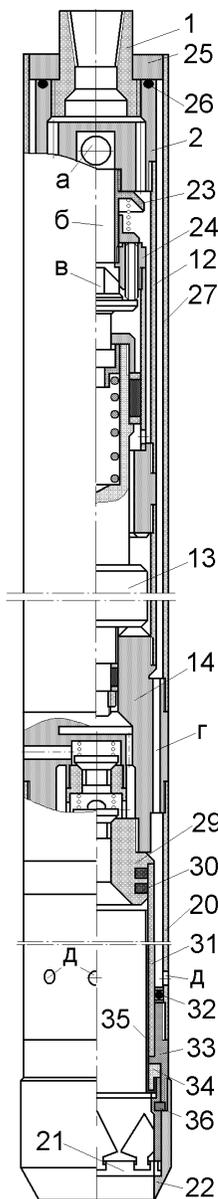


Рис. 1.44. ПБС установки УГВП-150М

бами выполнено над ниппелем, с возможностью поджатия кольца трубами 20 и 31.

- В зависимости от физико-механических свойств отбираемого грунта предусмотрено две конструкции кернорвателя – лепестковый (применяющийся в установках УГВП-150) и пружинного - типа «пак».

- Для снижения влияния скоростного напора жидкости на впускной клапан гидроударной машины на направляющем патрубке установлен отражатель 23, имеющий диаметр близкий к диаметру тарелки впускного клапана.

- Седло всасывающего клапана насосного блока расположено в осевом канале втулки 29, что исключило необходимость постоянного контроля надежности резьбового соединения седла и наковальни.

- В состав ПБС включен сигнализатор рейсовой углубки, который обеспечивает автоматическое отключение гидроударного механизма после погружения колонкового набора на заданную глубину.

Сигнализатор относится к гидравлическому типу и представляет собой приставку, присоединяемую на резьбе к верхней части бурового снаряда.

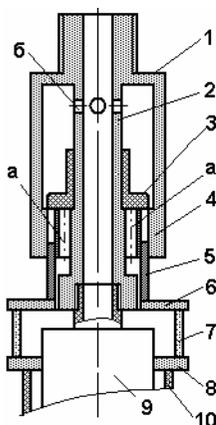


Рис. 1.45. Сигнализатор углубки

Сигнализатор (рис. 1.45) состоит из корпуса 1, в котором на штоке 2 расположен клапан 3. Клапан перекрывает отверстия в переходнике 4, сообщающиеся с внешней средой. С клапаном взаимодействуют толкатели 5, установленные на фланце 6, который через тяги 7 связан с упорным кольцом 8, надетым на корпус бурового снаряда 9.

В процессе бурения клапан 3 под действием избыточного давления закрывает отверстия «а». К моменту окончания рейса и заполнения колонковой трубы керном кольцо 8 достигает опоры 10, упирается в нее и перемещается относительно бурового снаряда вверх. Толкатели 5 поднимают клапан 3, и вода, минуя гидроударный механизм, выходит через отверстия «б» в море. Гидроударник выключается, что предотвращает возможность ударов элементов снаряда по опоре. Одновременно резко падает давление на манометре, что является сигналом о необходимости подъема установки.

Отверстия в корпусе могут иметь различные диаметры, т.е. сигнализатор может быть настроен не на полное выключение гидроударника, а лишь на резкое уменьшение силы и частоты ударов. При необходимости извлечения ПБС в аварийном режиме (с работающим гидроударником) подъем бурового снаряда на величину хода толкателей приведет к закрытию отверстий клапаном и включению гидроударника на полную мощность.

Предварительная оценка работоспособности и эффективности установки УГВП-150М осуществлялась в производственных условиях на объектах Рижской комплексной морской опытно-методической экспедиции с НИС «Капитан Бурке» (рис. 1.46).

В 1986 г. проведены приемочные испытания установки в Баренцевом море на производственных объектах Арктической комплексной морской геологической экспедиции (АКМГЭ). Испытания проводились с НИС «Колга» и «Кимберлит».

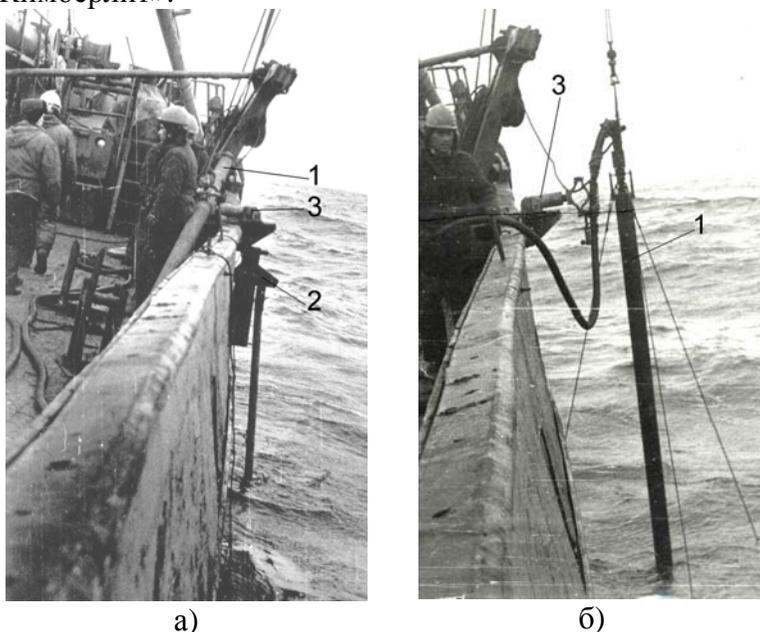


Рис. 1.46. Установка УТВП-150М на НИС «Капитан Бурке»:
 1 – буровой снаряд; 2 – опора; 3 – кантователь; а – положение элементов установки после подъема ПБС на палубу; б – спуск установки на дно

В процессе испытаний пробурено 84 скважины. Величина проходки колебалась от 5,6 до 6,0 м при глубине моря 15-60 м. Работы велись при волнении моря до 3-х баллов [11].

В соответствии с данными табл. 1.11 установка вполне соответствует нормативным требованиям в части получения достаточной геологической информативности в широком спектре донных отложений. Следует отметить вы-

сокий уровень эксплуатационно-технических возможностей установки, определяющийся эффективной проходкой скважин глубиной до 6 м в плотных и твердых глинистых породах, в песках различной консистенции и крупности, в т.ч. с включениями гальки и гравия.

Таблица 1.11. Средние показатели бурения скважин установкой УГВП-150М на Северо-Гуляевской и Поморской площадях Баренцева моря и трассе трубопровода в районе структуры Д-6 Балтийского моря

Наименование донных отложений	$\Sigma V, м$	$h, м$	ВК, %	$V_{мех}, м/мин$
Песок пылеватый, плотный	46,2	2,8	60	1,2-1,3
Песок мелкозернистый плотный с включением гальки до 3 см и гравия до 10%	86,2	5,9	90	0,8-0,9
Песок среднезернистый хорошо сортированный	29,5	4,5	90	1,4-1,7
Глина тугопластичная (до полутвердой)	60,6	3,6	90	0,3-0,5
Суглинок	4,8	1,2	100	0,8-1,0
Очень плотный бурый моренный суглинок	6,3	4,0	100	0,1-0,2
Глина серая, слоистая, плотная	33,1	2,1	100	0,2-0,4
Супесь серая неоднородная	14,7	2,1	100	1,6-2,0

* ΣV - общий объем бурения; h - максимальная мощность по скважине; ВК - выход керна; $V_{мех}$ - механическая скорость бурения.

Средние затраты времени на бурение одной скважины глубиной 6 м составили 2 часа 16 мин, в том числе по операциям:

- сборка и спуск установки на дно моря, запуск гидродарника – 52 мин;
- чистое бурение - 12 мин;
- подъем

установки до уровня фальшборта, крепление опоры на кронштейне, выведение бурового снаряда из опоры и закрепление его в хомуте кантователя, перевод снаряда на палубу судна - 30 мин; • извлечение керна - 42 мин.

Значительные затраты времени на сборку обуславливались полным отсутствием элементов механизации по перемещению собранного на палубе бурового снаряда в хомут кантователя. То же относится и к операции по укладке снаряда на палубу для извлечения керна. Процесс извлечения керна усложнился вследствие частых деформаций гибкого вкладыша. Эти недостатки в целом не затрагивали принципиальной оценки эффективности установки и по результатам испытаний комиссией Министерства газовой промышленности СССР принято решение о выпуске установочной серии УГВП-150М в количестве 10 штук.

При доработке установки учтены выявленные в процессе испытаний конструктивные недостатки и реализованы дополнительные технологические требования, касающиеся достижения достаточного уровня механизации основных и вспомогательных технологических процессов и операций с учетом специфики их размещения и монтажа на неспециализированных судах различного класса и типа.

Промышленная эксплуатация установок УГВП-150М начата в 1987 году Рижской партией БМИГЭ и АКМГЭ при работах на объектах Приразломная и Медынская площадки в Баренцевом и Карском морях. Установки монтировалась на СРТ «Лебедь» и «Колга» [40].

В 1988 г. установка использовалась для выполнения пробоотбора на объектах Охотского моря с ТБС «Нефтегаз-5» и Белого моря с НИС «Золотница».

Исходя из анализа показателей проходки скважин на производственных объектах морей Крайнего Севера и Дальнего Востока, уточнена техническая характеристика установки УГВП-150М (табл. 1.12).

Таблица 1.12. Техническая характеристика установки УТВП-150М

№ п/п	Наименование параметров	Ед. изм.	Значение
1	Глубина бурения	м	6 -10
2	Категория пород по буримости		I-V
3	Диаметр бурения	мм	150
4	Диаметр керна	мм	112
5	Выход керна	%	90±10
6	Усилие извлечения ПБС из скважины	кН	15
7	Глубина моря	м	до 50
8	<u>Габаритные размеры</u>		
8.1	<i>Стабилизирующая опора</i>		
	В транспортном положении на борту судна: длина	м	5,5
		м	0,8
	В рабочем положении за бортом судна: высота	м	1,8
		м	7,5
	Масса опоры	кг	160
8.2	<i>Погружной буровой снаряд</i>		
	Длина (без колонкового набора)	м	2,30
	Диаметр кожуха ПБС и диаметр наружной колонковой трубы	мм	146
	Наружные диаметры гидроударного механизма и керноприемной трубы	мм	127
9	Привод гидроударного механизма – от бурового насоса НБ-32, АНБ-22, НБ4, НБ5		
10	Масса установки без колонкового набора (ПБС + опора)	кг	440

В 1989 г. для бурения скважин на мелководных участках черноморского побережья Грузии с малотоннажного НИС «Вахушти Багратиони», имеющего водоизмещение 88 т и размеры 28х5 м, впервые применен модернизированный вариант установки УГВП-150М.

Судно имеет осадку 1,8 м, что позволяет проводить буровые работы (при отсутствии приборного наката) на минимальных глубинах моря 2,0 м.

Основными недостатками судов такого типа является отсутствие на палубе свободных площадок для монтажа установки и бурового насоса, используемого для привода гидроударника, а также малая высота грузовой стрелы над фальшбортом, равная 4 м, при грузоподъемности 8кН.

В процессе монтажа установки вышеперечисленные сложности были разрешены за счет некоторых конструктивных изменений в установке, рационального размещения основного и вспомогательного оборудования, а также разработки специальных технологических приемов работы с установкой.

Схема расположения отдельных элементов установки на НИС «Вахушти Багратиони» показана на рис. 1.47.

Установка располагалась по левому борту у кормы, где ширина прохода составляла 1,5 м. С этого же борта размещался пульт управления грузовой лебедкой 7.

Буровой насос 4 закреплялся на глухой крышке трюмного люка размером 1,9х0,9 м с балансировкой относительно осевой линии судна.

Пульт управления буровым насосом и распределительная арматура обвязки насоса располагались также по левому борту.

В связи с ограниченной шириной прохода вдоль борта и малым выносом грузовой стрелы 8 за борт, составляющим 0,6 м, потребовалась переделка кантователя установки для уменьшения радиуса его вращения относитель-

но борта. Кантователь 3 закреплялся на борту судна в секторе действия грузовой стрелы 8 и в зоне полного обзора с пульта управления судовой лебедкой 7.

Операции с буровым снарядом 1 по его перемещению, как на борт судна, так и за борт производились с помощью кантователя и грузовой стрелы, а также съемных опорных подставок 9, которые удерживали буровой снаряд в горизонтальном положении вдоль борта.

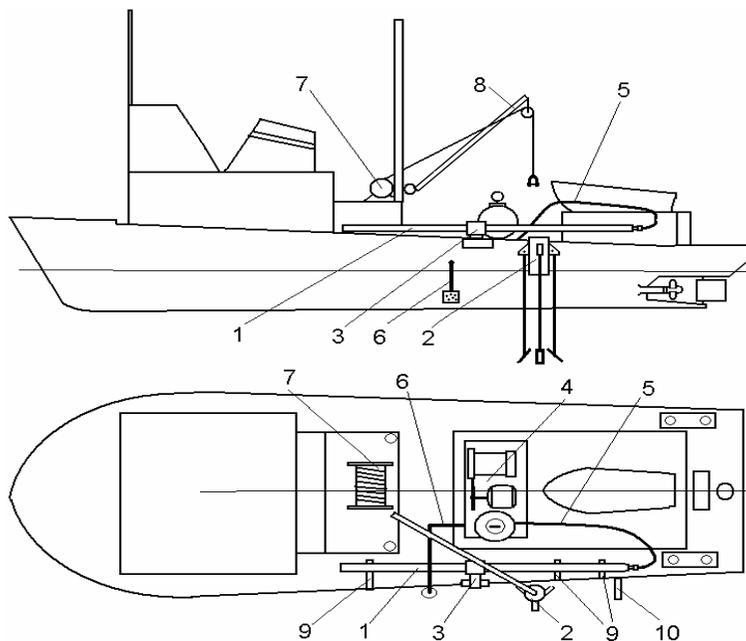


Рис. 1.47. Схема размещения основного и технологического оборудования установки УГВП-150М на НИС «Вахушти Багратиони»: 1 – буровой снаряд; 2 – опора; 3 – кантователь; 4 – насос НБ-32; 5 – нагнетательный шланг; 6 – всасывающий шланг; 7 – лебедка; 8 – стрела; 9 – палубные опорные подставки; 10 – выносная подставка

Для условий работы в условиях критического мелководья при глубине моря 2-4 м комплект установки дополнен специальной опорой (рис. 1.48), разработанной под ру-

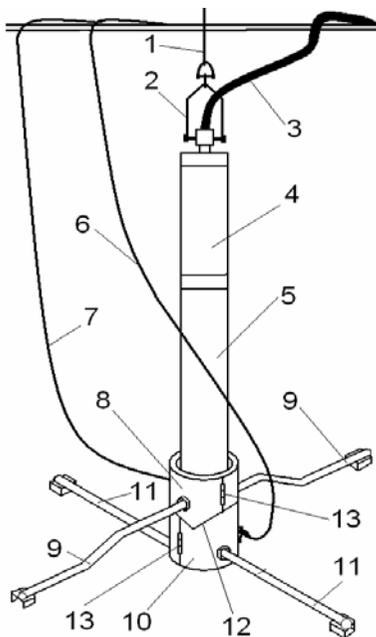


Рис. 1.48. Опора для стабилизации бурового снаряда в зонах критического мелководья:

1 – трос; 2 – грузовой переходник; 3 – скоба; 4 – гидроударник; 5 – колонковый набор; 6, 7 – грузовые троса для подъема опоры; 8, 10 полустворки опоры; 9, 11 – опорные лапы; 12 – вырезы; 13 – фиксаторы

ководством Г.И. Неудачина специалистами отраслевой лаборатории морского бурения ДонНТУ.

Опора состоит из верхней 8 и нижней 10 разъемных цилиндрических втулок, на которых жестко закреплены лапы 9 и 11 (попарно на каждой втулке). Каждая втулка состоит из двух шарнирно соединенных створок, при закрытии стопорящихся фиксаторами 13.

Вырезы 12, выполненные во втулках, позволяют фиксировать их друг относительно друга при угле между лапами 90° .

Втулки 8 и 10 опоры соединяются с бортом плавсредства тросами 6 и 7, которые играют роль страховочных фалов при работе установки, и грузовых фалов – при извлечении опоры.

При использовании в комплекте установки четырёхлапой опоры спуск и постановка на дно осуществляется следующим образом. Буровой снаряд (гидроударник 4 + колонковый набор 5), поднятый на тросе 1 с помощью лебедки и грузовой стрелы в вертикальное положение за бортом судна, опускается до касания дна низом колонко-

вого набора. Затем на него надевается нижняя втулка 10, закрываются ее створки, и втулка сбрасывается на дно. Подобным образом на буровой снаряд надевается и сбрасывается на дно верхняя втулка 8. Верхняя втулка входит своим вырезом 12 в вырез нижней втулки и разворачивается под действием своего веса в рабочее положение.

После стабилизации установки на дне буровым насосом в нагнетательную систему через шланг 3 подается вода, которая приводит в действие гидроударник. За счет ударных нагрузок и собственного веса происходит погружение ПБС в грунт.

После окончания рейса буровой снаряд извлекается из скважины и перекантовывается через борт с помощью кантователя. При этом опора остается на дне. По окончании операций по подъему бурового снаряда с помощью грузовых тросов 7 и 6 поднимаются поочередно верхняя 8 и нижняя 10 втулки. Малый вес составных частей опоры позволяет производить эти операции вручную (с использованием блоков).

В 1989 г. с НИС «Вахушти Багратиони» в прибрежном районе Гагра и Гадауты проведено бурение скважин глубиной 3-4,5 м с отбором проб для комплексного изучения рыхлых четвертичных образований, представленных илами, глинами различной плотности и пластичности, песками различной степени крупности и водонасыщенности, гравийно-галечно-валунными отложениями.

Среднее время бурения одной скважины глубиной 4 м составило 35-40 минут. Процесс непосредственного бурения в зависимости от плотности грунта составил 6-12 мин.

Значительные затраты времени приходились на вспомогательные операции, из которых наиболее трудоемкой и длительной является извлечение керна. Для снижения трудоемкости и повышения качества геологического материала

ла использовались керноприемники, выполненные из пластиковой трубы, которая одновременно являлась контейнером для хранения и транспортирования получаемой инженерно-геологической пробы.



а)



б)



в)

Рис. 1.49. Установка УГВП-150М на НИС «Вахушти Багратиони»:

а – размещение погружного бурового снаряда на палубных подставках с закреплением в хомуте кантователя;

б – горизонтальное положение ПБС за бортом на выносной подставке и в хомуте кантователя;

в – вертикальное положение ПБС в хомуте кантователя

Глава 2

УСТАНОВКИ И ГИДРОУДАРНЫЕ БУРОВЫЕ СНАРЯДЫ ДЛЯ МНОГОРЕЙСОВОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

2.1. Первый опыт создания погружных гидроударных буровых снарядов для поинтервального бурения скважин

К началу создания специализированных установок и гидроударных буровых снарядов для многорейсовой проходки скважин глубиной 20-50 м с борта неспециализированных судов, в ДонНТУ Г.И. Неудачным было предложено и апробировано несколько технологических схем и конструкций пробоотборников, позволяющих производить поинтервальный отбор керна при бурении инженерно-геологических скважин.

В 1988 г. был создан скважинный гидроударный пробоотборник ПГС-132 для бурения скважин с судов проекта 05031 для поинтервального отбора керна и углубления скважин диаметром 132 и 112 мм.

В 1989 году разработан телескопический гидроударный пробоотборник ТПП-132 и погружной гидроударный снаряд ПГС-76 для эксплуатации с судов проекта П-2790, использующих забойные компоновки фирм «Fugro» и «Cristensen».

Скважинный гидроударный пробоотборник ПГС-132 предназначен для проходки интервалов скважины, ствол которой закреплен колонной труб диаметром 168 мм. В составе ПГС-132 использованы гидроударные буровые снаряды установок ПУВБ-150 при работе с одинарными колонковыми наборами (см. рис. 1.6), или УГВП-150М при работе с двойными колонковыми наборами (см. рис. 1.44).

При пробоотборе в обсадных трубах снаряд ПГС-132 спускается на забой скважины с помощью бурильной колонны 2 (рис. 2.1). Буровой станок 3 находится в стороне от устья скважины. Промывочная жидкость подается в пробоотборник 7 от бурового насоса 4 через нагнетательный шланг 1 и колонну бурильных труб 2. В режиме работающего гидроударника 7 производится погружение ПГС с формированием колонки керна в колонковой трубе 6. По окончании рейса в штатном режиме буровой инструмент вместе с ПГС поднимается на палубу для извлечения керна.

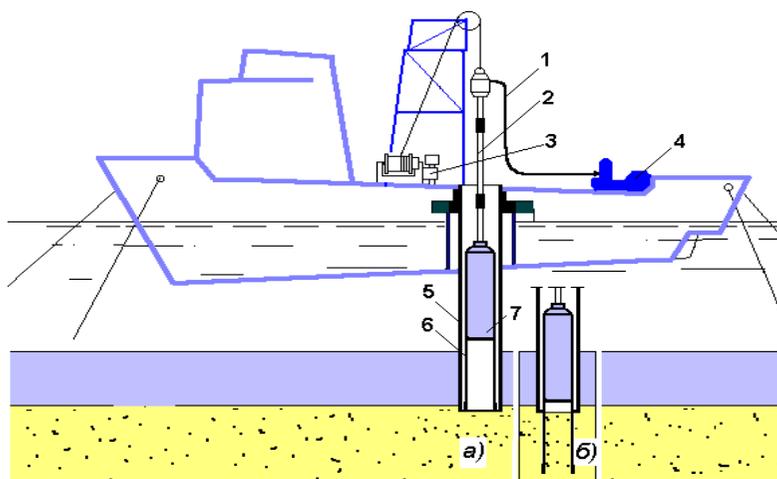


Рис. 2.1. Схема бурения интервала скважины с использованием ПГС-132

Первый этап предварительных испытаний ПГС-132 выполнялся в Южной морской инженерно-геологической экспедиции (ЮМИГЭ) с НИС «Диорит» (июнь 1989 г.). Судно было укомплектовано буровым станком ЗИФ-1200МР и насосом НБ-32. Пробоотборник испытывался с колонковой трубой длиной 1,1 м.

Снаряд применялся при бурении 2-х скважины на площадке Голицинская в Черном море. Геологический разрез по скважинам на обрабатываемых площадях был представлен илами, мелкозернистыми песками, супесями и глинами. Глубина моря составляла соответственно 34 и 74 м. Отбор образцов грунта производился как при использовании одинарных колонковых наборов (9 проб объемом 9,6 м), так и двойными колонковыми наборами с размывом стенок скважины (13 проб объемом 14,3 м).

Второй этап предварительных испытаний ПГС-132 был выполнен в осенний период 1989 г. в АМИГЭ на участках «Три ручья» и «Минькино» в Баренцевом море с НИС «Кимберлит» [17]. Судно было оборудовано станком ЗИФ-1200МР, двумя насосами НБ-32, а также полным комплектом контрольно-измерительной аппаратуры. На проходимых интервалах скважин вертикальный разрез был представлен илами, суглинками, супесями и песками с включениями гравийных и галечных отложений.

Обобщенные данные применения ПГС-132 на площадках Черного и Баренцева морей приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Данные опытного бурения скважин пробоотборником ПГС-132 на площадках Черного и Баренцева морях (ΣV - общий объем бурения; BK - выход керна; $V_{мех}$ - механическая скорость)

Наименование пород	ΣV , м	BK , %	$V_{мех}$, м/мин
Песок мелкозернистый	30,0	98	1,2-1,5
Ил	12,0	96	2,0-2,2
Супесь	7,2	100	1,5-1,7
Суглинок	5,3	98	1,2-1,4
Суглинок с галькой	6,7	94	0,8-1,1
Глина пластичная	3,0	100	1,0-1,2
Песчано-гравийно-галечные отложения	0,7	85	0,5-0,5

По итогам предварительного этапа испытаний применение ПГС-132 позволило значительно повысить качество отбора проб, обеспечив выход керна 95-98%. По сравнению с традиционно используемым вращательным способом отбора инженерно-геологических проб в рыхлых породах, этот показатель вырос более чем на 30% при сохранении высокой механической скорости бурения.

В 1990 г. была выпущена установочная серия ПГС-132 с дальнейшей передачей пробоотборников в АМИГЭ для продолжения предварительных испытаний при выполнении инженерно-геологических изысканий на шельфе Баренцева моря.

В течение 1990-1991 г.г. с использованием снаряда ПГС-132 работы выполнялись с НИС «Кимберлит» на участке Плавающая мастерская «Резец».

Пробоотборник комплектовался колонковыми трубами диаметром 108 мм и длиной от 1,6 м до 3,5 м при диаметре башмака 112 мм.

Учитывая повышенную длину пробоотборников (4,0 – 5,5 м), для повышения удобства и безопасности работ в процессе спуско-подъемных операций и при извлечении керна, соединение колонкового набора и гидроударного механизма ПГС-132 выполнено через замковый переходник (рис.2.2).

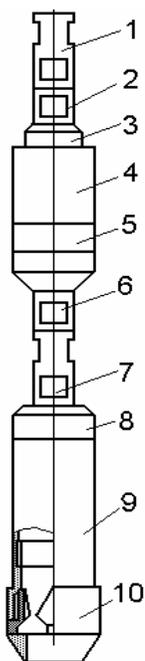


Рис. 2.2. Схема пробоотборника ПГС-132 с автономной колонковой трубой: 1, 2, 6, 7 – замковые соединения; 3, 8 – переходники; 4 – гидроударник; 5 – накопительная нижняя; 9 – колонковая труба; 10 – башмак

Обобщенные данные по затратам времени на бурение 1 м и механической скорости проходки скважин на участке ПМ «Резец» приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2. Средние затраты времени на бурение 1 м скважины ($T_{1б}$) и механическая скорость ($V_{мех}$) проходки снарядом ПГС-132 (по данным бурения 10 скважин)

Порода	$T_{1б}$, мин/м	$V_{мех}$, м/мин	ВК, %
Илы	0,5	2,0	98
Супесь	0,7	1,4	95
Песок илистый	0,7	1,4	95
Песок гравелистый	1,0-1,5	0,6-1,0	95
Гравийно-галечные отложения	3,0-6,0	0,15-0,3	95

Бурение велось одинарной колонковой трубой. Скважины были обсажены трубами диаметром 168 мм до глубины 4 - 6 м по грунту. Глубина моря составляла 10-18 м, глубина скважин по грунту колебалась от 12,3 до 12,7 м.

Пробоотборником пробурено полностью три скважины №№ 8, 10, 14.

В остальных скважинах причиной окончания рейса являлись встречи и заклинивание в башмаке валунов диаметром 90 – 95 мм.

Всего на объекте работ пробоотборник ПГС-132 использовался при проходке 31 скважины.

Выполненный объем бурения в 1990 г. составил 122,9 м по 10 скважинам (табл. 2.3), в 1991 г. - 252 м по 21 скважине с высоким качеством отобранных колонок грунта по всем геологическим разновидностям пород, в том числе по пескам различной крупности и обводненности (табл. 2.3).

Таблица 2.3. Объемы бурения скважин, выполненные пробоотборником ПГС-132 с НИС «Кимберлит» на участке ПМ «Резец» (1990 г.)

Порода	№ скважины										Σ, м
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
<i>Илы</i>	4,0		2,0	2,3	2,7	4,0	2,0		2,8		19,8
<i>Супесь</i>								5,3	3,2		8,5
<i>Песок илистый</i>	3,2	2,6		3,0	2,6	5,5	1,0	1,6		1,7	21,2
<i>Песок гравелистый</i>		4,9	5,5	3,0						5,0	18,4
<i>Гравийно-галечные отложения</i>	3,5	4,8	5,2	4,2	7,2	3	9,5	5,5	6,4	5,6	55

*Σ - общий объем бурения по разновидностям пород

Телескопический гидроударный пробоотборник ТПП-132 (рис. 2.3) состоит из гидроударника 9, в верхней части которого размещен шток 5 с нагнетательным каналом «б». Шток при помощи упорных подшипников 3 опирается на поршень 4, установленный в корпусе 12, и уплотнен относительно поршня 4 сальником 19. Надпоршневая полость «а» связана с полостью бурильной колонны 1. В распределительной коробке 8 гидроударника 9 выполнены нагнетательный «в» и выхлопной «г» каналы, причем выхлопной канал оборудован пусковым клапаном 7, опирающимся на пружину 6.

К нижней наковальне 10 гидроударника присоединена керноприемная труба 11 с башмаком 13 и кернорвателем 14. Башмак соединен с ниппелем 16 срезными шплинтами 15. Ниппель 16 обеспечивает соединение корпуса 12 с наружной колонковой трубой 20. На внутренней поверхности ниппеля жестко установлен породоразрушающий наконечник 17, нижняя часть которого имеет корончатую

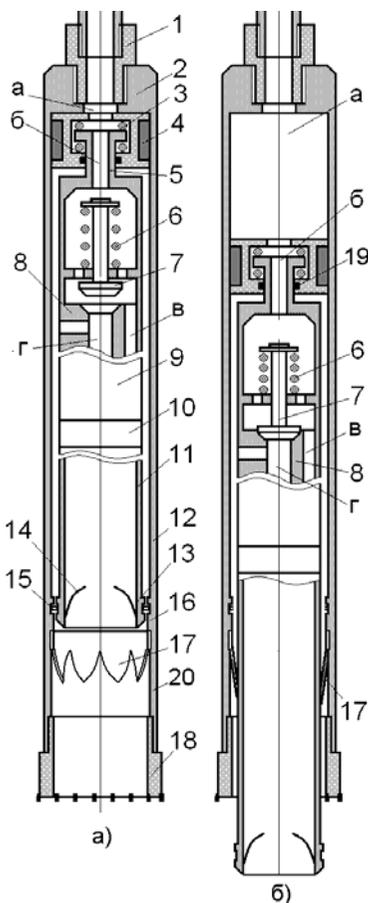


Рис. 2.3. *Схема пробоотборника ТПП-132*

на забой, размывает его и выносит на поверхность шлам, образующийся при разрушении коронкой 18 грунтовой пробки в обсадных трубах или слоя осадков, расположенного выше кровли интервала опробования. В случае если в разрезе встречаются пропластки плотных грунтов, например, глин, их разрушение дополнительно осуществляется породоразрушающим наконечником 17.

форму. Колонковый набор вооружен резцовой твердосплавной коронкой 18.

Пробоотборник спускается в скважину на бурильных трубах 1, соединенных с верхним переходником 2 (рис. 2.3, а).

Перед постановкой на забой скважины бурильным трубам сообщается вращение, и включается буровой насос. При этом рабочая жидкость попадает в полость «а», и далее, через нагнетательный канал «б» поступает в выхлопной канал «г», обтекая пусковой клапан 7, который открыт вследствие того, что пружина 6 компенсирует усилие скоростного напора жидкости на поверхность пускового клапана 7. Проходя по кольцевому зазору между стенками корпуса 12 и наружной поверхностью керноприемной трубы 11, жидкость проходит

Таким образом, достигается возможность проходки слоев грунта, расположенных выше кровли интервала опробования, или очистка от шлама обсадных труб без заполнения трубы 11 керном.

После того, как коронка 18 достигнет кровли интервала опробования, спуск пробоотборника прекращается. Продолжая вращать бурильную колонну, повышают расход жидкости, подаваемой в бурильные трубы. В результате скоростной напор жидкости на пусковой клапан 7 возрастает. Это приводит к перемещению вниз клапана 7, который, преодолевая усилие пружины 6, закрывает канал «г». Жидкость по нагнетательному каналу «в» (рис. 2.3, б) поступает в гидроударный механизм, вызывая его запуск и генерирование ударных нагрузок, передающихся керноприемнику. При этом шплинты 15 срезаются, буровой снаряд перемещается вниз до упора башмака 13 в грунт, одновременно разжимая лепестки наконечника 17.

Корпус 12 продолжает вращаться без осевого перемещения, а керноприемная труба под действием ударных нагрузок внедряется в грунт без вращения вследствие трения о стенки скважины. Отработанная в гидроударнике жидкость через выхлопной канал «г» поступает в кольцевой зазор между корпусом 12 и гидроударным снарядом, обеспечивая постоянную промывку скважины, что особенно важно при работе в зоне ниже обсадной колонны.

Основные технологические этапы бурения скважин с использованием ТПП-132 приведены на рис. 2.4.

Производственные испытания телескопического гидроударного пробоотборника ТПП-132, проведенные с НИС «Диабаз» в северо-восточной части шельфа о. Сахалин на участках работ ДВМИГЭ, показали принципиальную работоспособность ТПП-132 и достаточную эффективность комбинированной технологической схемы бурения, предусматривающей возможность чередования гидроударного

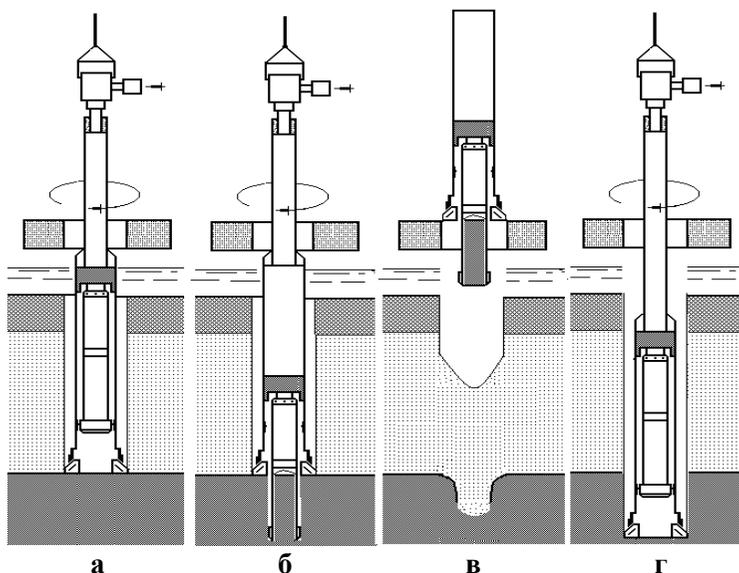


Рис. 2.4. *Схема работы ТПП-132:*

а, г – положение пробоотборника при спуске (перед постановкой на забой скважины; бурильным трубам сообщается вращение и включается буровой насос); б - погружение керноприемной трубы в грунт без вращения под действием ударных нагрузок (корпус ТПП вращается без осевого перемещения); в – подъем ТПП

способа погружения колонкового набора с отбором керна и гидроразмыва пород на пройденном интервале скважины.

Инженерные решения, использованные в ТПП-132, получили дальнейшее развитие при создании скважинных гидроударных пробоотборников ПГС-76 для эксплуатации с судов проекта П-2790, применяющих забойные компоновки фирм «Fugro» и «Cristensen».

Пробоотборник гидроударный скважинный ПГС-76 (рис. 2.5) реализует технологическую схему гидроударного бурения съёмными пробоотборниками без вращения бурильной колонны 1. Устройство спускается внутрь бу-

рильных труб диаметром 127 мм и раскрепляется в забойной компоновке.

В процессе отбора пробы бурильная колонна 1, поднятая над забоем, не вращается, а пробоотборник, состоящий из гидроударника 2, колонкового набора 3, штанги 4 и ловильной головки 5, перемещается относительно пакерующего элемента 6.

Рабочий макет ПГС-76 создавался под компоновку фирм «Fugro», но с возможностью использования также

компоновки «Cristensen», при условии изменения длины колонковой трубы пробоотборника.

Для извлечения пробоотборника используется головка под овершот фирмы «Fugro».

В конструкцию пробоотборника введен сигнализатор окончания рейса, отключающий гидроударник после заглубления колонковой трубы на заданную глубину, что предохраняет пробу от разрушения, повышая ее сохранность. Конструкция пробоотборника предусматривает его настройку на глубину опробования 1, 2 и 3 м, в зависимости от решаемой задачи.

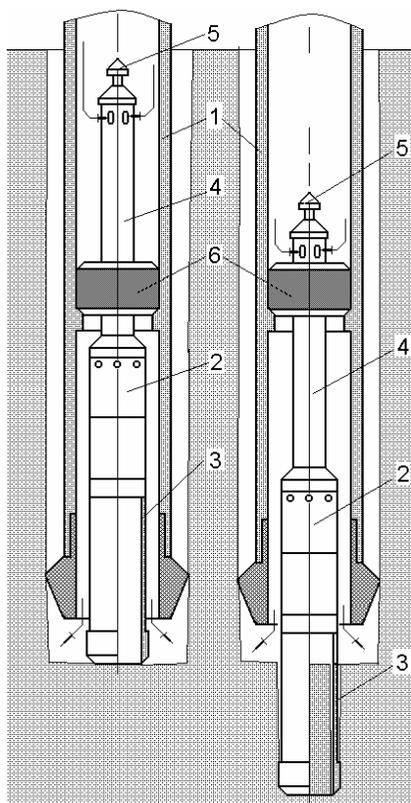


Рис. 2.5. Технологическая схема бурения с использованием ПГС-76

Схематический чертеж погружного гидро-

ударного снаряда показан на рис. 2.6. ПГС-76 состоит из подвески, гидроударника, насосного блока и керноприемной части, включающей колонковую трубу 7 с башмаком 9 и кернорвателем 8. В основу ПГС-76 положена схема гидроударника

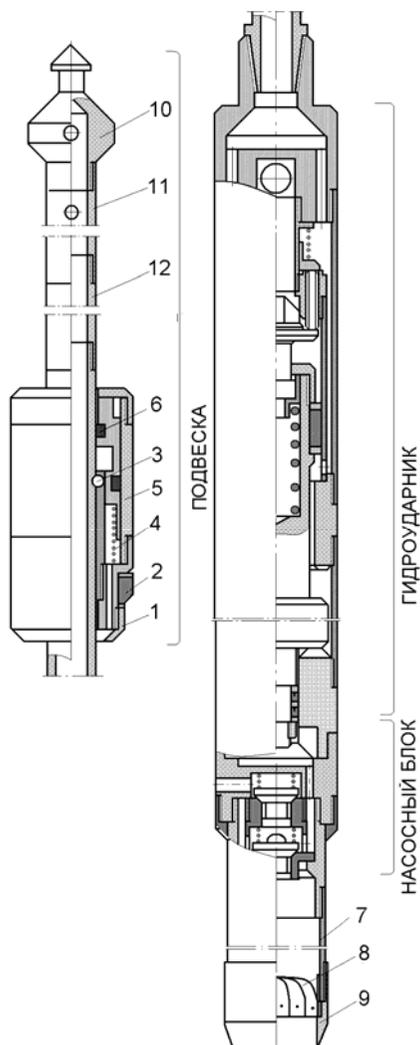


Рис. 2.6. Схема бурового снаряда ПГС-76

двойного действия с дифференциальным поршнем, конструктивное исполнение которого идентично гидроударнику установок УГВП-150М (рис. 1.44).

Пробоотборник спускается внутрь колонны бурильных труб, где он упирается гайкой 1 в верхний уступ скважинной компоновки «Fugro», диаметр которого 95 мм. При этом поршень 2 плотно входит в указанный размер, полностью перекрывая проходное отверстие бурильных труб.

При спуске в трубы гидроударник соединен с узлом подвески при помощи шарикового замка 3. После подачи в колонну труб промывочной жидкости поршень 6 смещается вниз на длину хода ≈ 15 мм, сжимая пружину 4. Когда верх-

няя проточка затвора 5 совместится с шариком 3, последний входит в него и освобождает снаряд, который смещается вниз до упора в забой.

Вода проходит через отверстия в головке 10 в рабочие полости гидроударного механизма, обеспечивая его запуск и работу.

При погружении башмака 9 в породу керн входит в керноприемник 7, отжимая лепестки кернорвателя 8. Во время подъема снаряда лепестки кернорвателя препятствуют выпадению керна.

Внутри керноприемной трубы 7 вставляется вкладыш из фольги, что снижает трение породы о стенки керноприемной трубы в процессе ее погружения в грунт и облегчает процесс извлечения керна.

Окончание рейса определяется по манометру на пульте управления бурением. Длина штанги 12 согласуется с требуемой глубиной опробования. После полного погружения керноприемника в грунт нижнее отверстие в сигнализаторе оказывается под уплотнением узла подвески. Жидкость свободно проходит в скважину, минуя гидроударник. При этом на манометре отмечается резкое падение давления. После получения сигнала подача жидкости прекращается.

На бурильных трубах ПГС-76 поднимается на высоту, соответствующую длине рейса, тем самым пробоотборник извлекается из образованного ствола скважины, при этом отсутствует контакт его поверхности со стенками скважины. Затем опускается овершот, который захватывает головку 10 и поднимает ПГС на поверхность.

Для извлечения керна отвинчивается башмак 9, и извлекается вкладыш вместе с керном.

Для последующего рейса необходимо привести в исходное положение поршень уплотнительного элемента и замковую часть подвески.

В 1989 г. проведены оценочные испытания рабочих макетов ПГС-76 в производственных условиях на инженерно-геологическом судне «Бавенит» (АМИГЭ) на шельфе Карского моря в районе Байдаракской губы.

Для испытаний использовались компоновки «*Fugro*» и «*Cristensen*». Длина колонковой трубы составляла 3 м («*Fugro*») и 3,5 м («*Cristensen*»). Разница объяснялась расположением посадочного места для пакера-поршня.

В процессе бурения поинтервально отбирался керн. Комплекс отложений, проходимых пробоотборником, был представлен обводненным песком и твердой супесью. Выход керна составил 58-85%.

Испытания действующего макета ПГС-76 показали, что механическая система подвески пробоотборника работоспособна, а предложенная структура системы «подвеска – гидроударный снаряд» хорошо вписывается в технологию буровых работ, проводимых с ИГС «Бавенит» без изменения используемого на судне оборудования. По многим характеристикам и удобству эксплуатации ПГС превосходит применяемый на судне ударный молот «*Hammer Jumer*».

Предварительный этап испытаний ПГС-76 (1989 г.) проведен в ходе планового рейса ИГС «Бавенит» при бурении разведочных скважин на участке «Атолл» в районе мыса Канин Нос. Выполнено пять рейсов бурения глубиной от 2,1 м до 2,6 м по разрезу. Бурение проводилось с использованием забойной компоновки «*Cristensen*» (табл. 2.4). В процессе выполнения производственных работ проведено также сравнение результативности ПГС-76 и штатных пробоотборников ИГС «Бавенит» (табл. 2.5).

Сравнительный анализ результатов опробования, выполненных разными типами пробоотборников, позволил сделать вывод о наличии определенных преимуществ ПГС-76 перед штатными пробоотборниками, особенно при

бурении по пескам и песчано-гравийным породам.

Таблица 2.4. Результаты испытаний ПГС-76 на участке «Атолл»

№ скв.	h , м	$V_{мех}$, м/мин	ВК		Описание пород по интервалам
			м	%	
4	2,5	0,5	2,5	100	0-0,3 м – песок с-з с ракушкой и мелким гравием; 0,3-2,5 – песок м-з с редким гравием и единичной галькой
5	2,2	0,28	1,9	86	0-1,6 м - песок с-з с ракушкой и мелким гравием; 1,6-2,2 – гравийно-галечный грунт
6	2,5	0,46	2,5	100	0-2,5 м - песок с-з в подошве слоя крупная галька
7	2,1	0,26	1,8	85	0-1 м - песок с-з с ракушкой и мелким гравием; 1-2,1 м - гравийно-галечный грунт
8	2,2	0,32	2,0	91	0-1,8 м - песок с-з с редким мелким гравием и галькой в подошве; 1,8-2,2 м - гравийно-галечный грунт с песчаным наполнителем

Таблица 2.5. Обобщенные сравнительные показатели бурения скважин на участке «Атолл»

Тип пробоотборника	N , шт.	h , м	ВК		T , мин
			м	%	
Вдавливаемый пробоотборник фирмы «Fugro»	4	0,4	0,4	100	30
Обуривающий пробоотборник фирмы «Cristensen»	2	3,5	0	0	30
ПГС-76	5	2,1-2,2	1,9-2,2	85-100	25-40

* h - проходка за рейс; $V_{мех}$ - механическая скорость; ВК – выход керна; N - количество пробуренных скважин; T - время бурения.

В общем случае можно говорить о существующих областях изысканий, когда в определенных геолого-технических условиях, допускающих возможностью увеличения длины рейса (*до 3 м и более*), целесообразно использовать скважинные гидроударные снаряды типа ПГС и ТГП взамен традиционных обуривающих или забивных грунтоносов.

Существенным итогом применения гидроударных снарядов является подтвержденная эффективность их использования при бурении скважин, в вертикальном разрезе которых встречаются породы с широким спектром свойств: от илов до плотных глинистых пород и песков, в т.ч. с включениями гравийно-галечного материала и обломков твердых и крепких пород.

Использование рассмотренных снарядов позволило обеспечить высокую геологическую информативность в большей части выполненных производственных заданий. Вместе с тем, при имеющемся высоком уровне эксплуатационно-технических возможностей, применение ПГС и ТГП не решают в комплексе задачу достижения общей экономичности морского бурового производства.

Общим для всех перечисленных устройств является скважинное исполнение. Все они приспособлены для эксплуатации с дорогостоящих специализированных судов со спуском внутрь колонны бурильных труб или на колонне бурильных труб с поинтервальной проходкой скважины при наличии обсадной водоотделяющей колонны.

При высокой доле расходов на эксплуатацию специализированных плавсредств, которые достигают 80% и более от общей стоимости бурения скважин глубиной до 50 м, проблема снижения себестоимости проходки таких скважин может решаться за счет расширения области применения легких технических средств, эксплуатирующихся с борта экономичных неспециализированных судов.

2.2. Предпосылки разработки установок для многогорейсового бурения скважин с неспециализированных судов

Для отечественного морского бурового производства, прежде всего, для ГАО «Черноморнефтегаз» проблема расширения области эксплуатации легких технических средств с возможностью их использования для бурения скважин глубиной до 20-25 м и более особенно остро проявилась в 2001 году.

В соответствии с принятой программой освоения углеводородных ресурсов Черного и Азовского морей возникла необходимость в жесткие сроки оперативно получить инженерно-геологических данные для проектирования трассы трубопровода и площадки постановки морской стационарной платформы на Восточно-Казантипском месторождении газа в Азовском море.

При отсутствии в составе флота специализированных судов для обеспечения инженерно-геологических изысканий специалистами ГАО «Черноморнефтегаз» было принято решение использовать для производства работ собственный флот.

Решение в целом новой, обширной и технически трудной задачи было возложено на предприятие ЗАО «Компания «Юговостокгаз», выступающее подрядчиком инженерно-геологических изысканий на месторождениях нефти и газа в украинской зоне Черного и Азовского морей.

Для этих целей флотом ГАО «Черноморнефтегаз» был выделен морской буксир «Центавр» водоизмещением 1200 т. Штатное оборудование и рабочие площади судна полностью исключали возможность использования традиционной схемы проходки скважин с применением стационарного бурового агрегата с типичным набором оборудо-

вания и инструмента. Поэтому решение проблемы объективно обусловило разработку принципиально новой технологической схемы и технической базы бурения скважины, при которых из перечня оборудования должно было быть исключено такое габаритное оборудование, как буровая вышка, буровой станок, емкости для приготовления, хранения и очистки бурового раствора, бурильные и обсадные трубы, трубозаворот и др.

Анализ информационной базы в области создания новых технологий и технических средств для бурения мелких скважин на море фактически не позволил выбрать в качестве прототипа ни одной наработки аналогичного назначения, как в отечественной, так и зарубежной практике.

В Украине наиболее существенный положительный опыт при многоплановости научных исследований и конструкторских разработок в области создания прогрессивных технологий и новых технических средств бурения мелких разведочных и инженерно-геологических скважин на морских акваториях, не уступающих лучшим образцам зарубежной технической базы, накоплен кафедрой технологии и техники геологоразведочных работ (ТТГР) ДонНТУ. Кроме того, уже имелся положительный опыт сотрудничества ГАО «Черноморнефтегаз» с кафедрой ТТГР, специалисты которой зимой 2000-2001 г.г. разработали и внедрили установку УГВП-130 (рис. 1.11) на участках работ этого предприятия.

Поэтому для решения отмеченных выше специфических задач ГАО «Черноморнефтегаз» и ЗАО «Компания «Юговостокгаз» пригласили ученых и специалистов ДонНТУ, которыми впервые был предложен метод бурения, характеризующийся авторами как бесколонный с комбинированным разрушением пород, относящихся к I-IV категориям по буримости.

Технологическая схема процесса бурения основана

на использовании двух способов разрушения пород на забое: с отбором керна за счет ударного погружения бурового снаряда в осадки, а также без отбора керна за счет размыва пород на заданном интервале скважины.

Технической основой проекта, явились инженерные решения, расширившие функции гидроударных механизмов, применяющихся в установках УГВП-130 и УГВП-130/8. Созданные установки, которым присвоены индексы УМБ-130 и УМБ-130М, впервые в практике морского бурового производства обеспечили бесколонтное бурение скважин глубиной, соответственно, до 25 м и до 50 м с борта неспециализированных судов.

2.3. Установка УМБ-130 для многорейсового бурения скважин

Установка УМБ-130 относится к классу легких технических средств и предназначена для бурения скважин глубиной до 25 м с борта неспециализированных судов малого и среднего водоизмещения. Комплектность установки не отличается от принятой для установок УГВП-130: погружной гидроударный буровой снаряд; стабилизирующая опора с направляющими стойками; буровой насос с подачей не менее 450 л/мин при давлении 3,5-4 МПа; нагнетательный шланг; штатная грузовая стрела судна грузоподъемностью не менее 25 кН и лебедка.

В стабилизирующей опоре УМБ-130, по сравнению с применяющейся в УГВП-130, существенно изменена конструкция каретки. Каретка снабжена поворотной воронкой и в процессе углубки скважины не препятствует свободному проходу через нее бурового снаряда. Одновременно каретка является несущим узлом стабилизирующей опоры при подъеме или спуске установки на дно.

Технологическая схема проходки скважины с помощью установки УМБ-130 приведена на рис. 2.7.

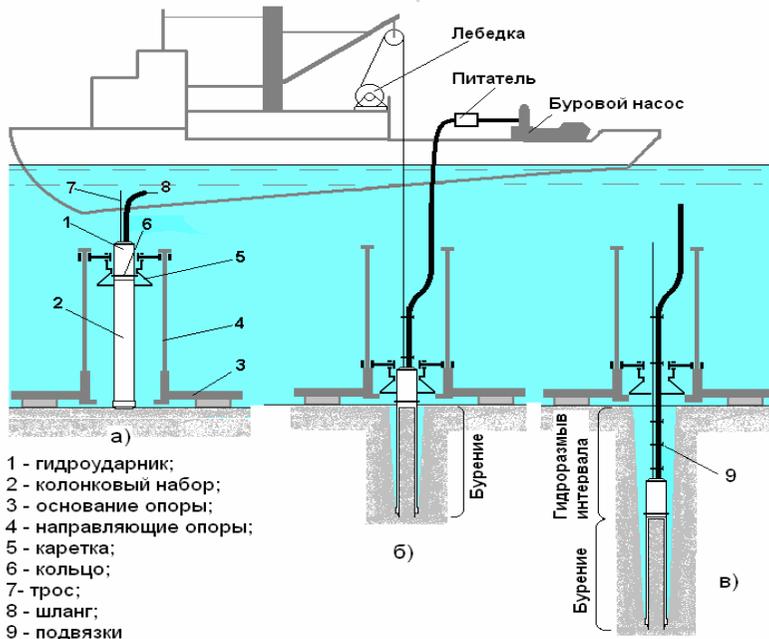


Рис. 2.7. Схема работы установки УМБ-130

Монтаж установки производится на палубе судна. К основанию 3 присоединяют направляющие 4 с кареткой 5, имеющей поворотную направляющую воронку. Буровой снаряд, располагаясь горизонтально на специальных подставках, пропускается через каретку (со стороны гидроударника 1). К переходнику гидроударника присоединяется грузовой переходник, на котором закрепляются шланг 8 и грузовой трос 7. С помощью лебедки снаряд устанавливается в вертикальное положение на палубе. При подъеме установки, за счет взаимодействия фиксирующего кольца 6, приваренного на корпусе гидроударного механизма, с корпусом направляющей воронки, каретка 5 занимает

крайнее верхнее положение, упираясь в ограничители на направляющих 4. Опора вместе со снарядом поднимается над палубой, и грузовой стрелой выводится за борт судна.

После спуска и стабилизации бурового снаряда на дне (рис. 2.7, а), включается буровой насос, и производится пробоотбор на установленную глубину в режиме эффективной работы гидроударника (рис. 2.7, б). При этом отрабатанная в гидроударнике жидкость направляется по кольцевым зазорам бурового снаряда и выходит через отверстия над башмаком, обеспечивая размыв стенок скважины, что облегчает процесс извлечения бурового снаряда.

После углубки на длину рейса, буровой насос отключается, и снаряд вместе с опорой поднимается вверх, и размещается на палубе для извлечения керна.

Для отбора керна на следующем интервале ранее пробуренный участок скважины проходится при работе снаряда в режиме гидроразмыва породы (рис. 2.7, в). Для обеспечения компактного положения шланга 8 в скважине и беспрепятственного его прохождения через каретку 5, шланг с помощью капроновых подвязок 9 закрепляется к грузовому тросу 7.

На участке размыва гидроударник не работает, а повышенный расход жидкости направляется во внутреннюю трубу (керноприемник), обеспечивая гидроразмыв породы до заданной глубины пробоотбора.

На глубине начала интервала отбора керна подача жидкости в снаряд снижается до нуля. С помощью специального питателя, установленного в обвязке насоса, в нагнетательный шланг сбрасывается шарик и происходит переключение гидроударного бурового снаряда в режим отбора керна («бурение»).

По окончании отбора керна установка извлекается из скважины. При подъеме кольцо 6 упирается во внутреннюю поверхность направляющей воронки каретки 5, обес-

печивая совместное перемещение бурового снаряда и каретки до упора последней в ограничители направляющих стоек. После чего происходит совместный подъем элементов установки («буровой снаряд – стабилизирующая опора») на рабочую площадку палубы.

В дальнейшем нижняя часть бурового снаряда освобождается из основания опоры; благодаря поворотной воронке каретки буровой снаряд с помощью лебедки переводится в горизонтальное положение, размещаясь на специальных палубных подставках. Затем отсоединяется башмак, вынимается внутренняя колонковая труба и переносится к месту извлечения керна, который укладывается в керновые ящики или специальные желоба.

Вследствие гибкой связи с плавсредством при эксплуатации УМБ-130 допускается ограниченный дрейф судна, что исключает необходимость его жесткой стабилизации над устьем скважины и значительно уменьшает непроизводительное время, связанное с постановкой судна на якоря.

При каждом последующем рейсе нет необходимости попадать в ранее пробуренный ствол скважины. В то же время эта технологическая позиция может быть отнесена к недостаткам схемы, поскольку требует дополнительных затрат времени на проходку ранее пробуренного интервала в режиме гидромониторного размыва осадков.

Основным исполнительным элементом установки является многофункциональный гидроударник, применяющийся в установке УГВП-130. При этом гидроударник, дополнительно оснащен пусковыми узлами для дистанционного изменения способа бурения в процессе рейса:

- с отбором керна, за счет ударного погружения бурового снаряда в осадки;
- без отбора керна, за счет гидромониторного размыва пород на заданном интервале скважины.

В начальном варианте многофункционального гидроударного бурового снаряда верхний пусковой узел (ВПУ) для запуска гидроударника и нижний пусковой узел (НПУ) для включения гидромониторного размыва предусматривали возможность их включения в работу за счет изменения скоростного напора и перепада давления на клапанах пусковых узлов (рис. 2.8).

ВПУ размещается в цилиндре 16, соединенном с

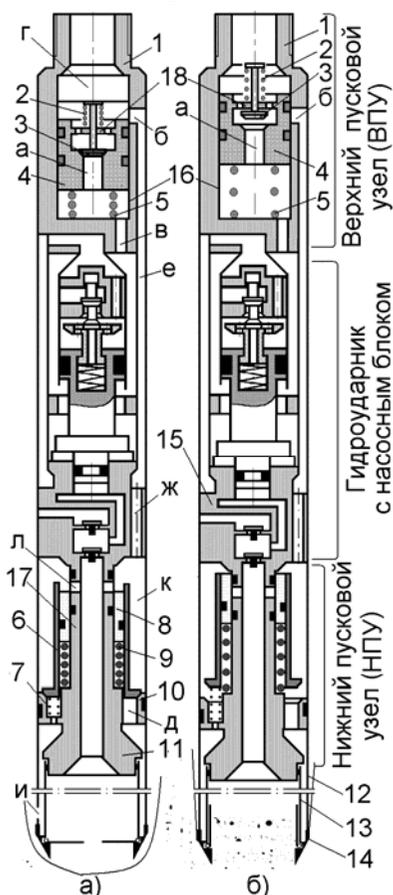


Рис. 2.8. Схема гидроударного бурового снаряда с автоматическим управлением ВПУ

верхним переходником 1, и включает пусковой клапан 3 с пружиной 2 и поршень 4 с пружиной 5.

НПУ соединяется с наковальной 15 штоком 17. Нижняя часть штока имеет ступенчатую форму. Верхняя ступень 10 обеспечивает уплотнение внутренней поверхности наружной трубы 12, а нижняя ступень 11 является уплотнительной втулкой для внутренней (керноприемной) трубы 13. На штоке 17 концентрично установлены поршень 8 с пружиной 9 и пусковой клапан 6, опирающийся на пружины 7, размещенные в каналах верхней уплотнительной ступени 10.

В режиме гидроразмыва пройденного ранее интервала скважины выполняется запуск ВПУ. Увеличивается

расход жидкости в нагнетательном трубопроводе. За счет этого возрастает действие скоростного напора и перепада давления на пусковой клапан 3, который перемещается вниз, сжимая пружину 2, и перекрывает осевое отверстие «а» в подпружиненном поршне-седле 4 (рис. 2.8, а). В камере «г» резко повышается давление, что обеспечивает смещение поршня 4 вниз. При этом открываются боковые окна «б», обеспечивая проход жидкости в кольцевой зазор «е» между кожухом и корпусом гидроударника, минуя рабочие камеры гидродвигателя машины.

Поток жидкости через канал «ж» попадает в камеру «к», и полностью воспринимается поверхностью клапана 6 НПУ, который, преодолевая сопротивление пружин 7, опускается вниз, закрывая каналы «д» в верхней ступени 10 штока 17. За счет возросшего в камере «к» давления, поршень 8 смещается вдоль штока, открывая каналы «л» для прохода жидкости в керноприемную трубу 13, и далее, через специальный кернорватель в башмаке 14 - на забой скважины.

Для обеспечения работы гидроударника в режиме «бурение с отбором керна», расход жидкости снижается до значения, соответствующего условию запуска и работы гидроударника в номинальном режиме. Одновременно уменьшается силовое воздействие на пусковые клапаны 3 и 6, которые усилием пружин, соответственно 2 и 7, возвращаются в верхнее положение (рис. 2.8, б). Давление в камерах «г» и «к» снижается. Поршни 4 и 8 усилием пружин 5 и 6 перемещаются вверх. При этом поршень ВПУ перекрывает боковой канал «б», а поршень НПУ закрывает канал «л», изолируя полость керноприемной трубы от попадания в неё жидкости.

Рабочая жидкость через отверстия в направляющей перегородке 18 и открытый канал «а» получает доступ в рабочие камеры гидродвигателя гидроударника, обеспечи-

вая его запуск и работу.

Несмотря на универсальность ВПУ, обусловленную возможностью многократно изменять режим канализации жидкости через гидроударный механизм в течение цикла проходки заданного интервала скважины, некоторые затруднения возникали при его настройке. Для обеспечения надежности срабатывания ВРУ необходим тщательный подбор суммарной площади каналов «в» с соблюдением условия, чтобы перепад давления в камере «г» обеспечивал достаточное усилие для удержания системы «клапан 3 – поршень-седло 4» в нижнем положении в течение работы гидроударного механизма при свободном выходе жидкости через НПУ и отверстия «и» в наружной трубе 12.

Учитывая, что рабочие параметры гидроударника в процессе проходки скважины либо форсируются, либо уменьшаются в зависимости от геологического разреза на интервале бурения, гарантированный перепад давления в камере ВПУ можно было обеспечить при наличии достаточной разницы расходов жидкости для режима гидроразмыва пород и рабочего режима работы гидроударника. Как показали экспериментальные работы, для принятого исполнения ВПУ эта разность должна была находиться в пределах *220-250 л/мин*.

При ограниченных эксплуатационно-технических возможностях бурового насоса 9МГр, длительное поддержание отмеченной разности расходов жидкости являлось недопустимым. Поэтому было принято решение использовать ВПУ с внешним управлением, с реализацией в узле изменения канализации жидкости только в одном направлении: смена режима «гидроразмыв интервала» на режим «бурение с отбором керна». Все элементы нового ВПУ размещаются в цилиндре переходника 1, в котором помещено уплотнение 3 (рис. 2.9).

Для работы ПБС в режиме отбора керна (рис. 2.9, б),

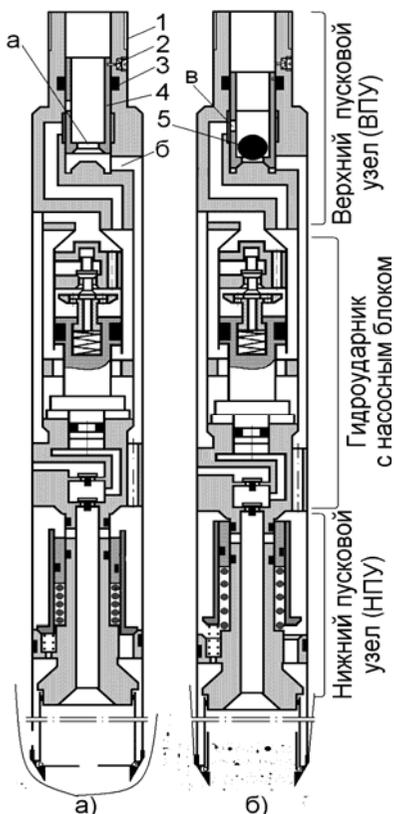


Рис. 2.9. Схема гидроударного бурового снаряда с нерегулируемым ВПУ

в нагнетательную линию сбрасывается шарик 5. После посадки шарика в седло поршня 4 в нагнетательном трубопроводе повышается давление, сила которого обеспечивает срез шпльнтов 2. Поршень опускается вниз, перекрывая канал «б». Одновременно открываются окна «в», через которые жидкость направляется в цилиндр гидроударника.

Под действием давления жидкости поршень начинает выполнять возвратно-поступательные движения между наковальнями с передачей на них ударных нагрузок, способствующих внедрению ПБС в породу.

Возвращение ВПУ в исходное положение (рис. 2.9, а) возможно только после

подъема установки для извлечения шарика и перезагрузки узла.

Разработанная технологическая схема и предложенные конструкции гидроударного бурового снаряда и стабилизирующей опоры (рис. 2.7) впервые апробированы в апреле-мае 2001 г. при проведении инженерно-геологических изысканий на площадке постановки МСП и трассе трубопровода на Восточно-Казантипском месторо-

ждении природного газа в Азовском море [24].

Бурение скважин осуществлялось с борта МБ «Центавр», оснащенного буровым насосом 9МГр и лебедкой грузоподъемностью 5 т. Стабилизация бурового судна на точке бурения обеспечивалась двумя якорями – носовым и кормовым.

Всего на участке работ в соответствии с техническим заданием было пробурено 4 инженерно-геологических скважины, в том числе: по одной скважине глубиной 20,5 м и 12 м, и две скважины по 15 м.

Глубина скважин определялась глубиной залегания пород минерального дна, имеющей в районе работ значение 9–17 м.

Технология бурения скважин и режимы работы бурового снаряда подбирались в зависимости от характера проходимых пород с таким расчетом, чтобы обеспечить максимальную скорость проходки без отбора керна, а также качественный и полный отбор керна при бурении интервалов с отбором керна.

Учитывая, что бурение было начато без предварительной методической проработки технологических приемов и при полном отсутствии опыта работ, первая скважина глубиной 20,5 м проходила в режиме освоения оборудования и приобретения навыков выполнения операций.

Наибольшие трудности возникали при гидромониторном размыве плотных глин. При статическом положении ПБС на забое время размыва 1 м таких пород составляло более 1 часа.

После перехода на «ключущий» способ бурения (для этого потребовалось незначительное изменение конструкции кернорвателя ПБС), скорость размыва увеличилась до 10 м/ч.

Сущность применённого «ключущего» способа заключается в следующем. ПБС поднимается над забоем на

высоту *0,5-1 м*, после чего барабан лебёдки растормаживается, и снаряд, разгоняясь, наносит удар по забою. Затем снаряд опять приподнимают над забоем и оставляют в покое на некоторое время для вымывания керна из колонковой трубы. Затем цикл повторяется.

Применение этого способа позволило успешно пробурить скважину до проектной глубины и, без учета затрат времени на освоение, прежде всего, гидромониторной проходки интервалов, общая продолжительность бурения скважины составила *4,2 часа*.

В дальнейшем, с учетом накопленного опыта, среднее время, затраченное на проходку более мелких скважин, составило *1,2-1,6 часа*.

Достигнутая коммерческая скорость бурения является достаточно высокой и значительно превышает аналогичные показатели для специализированных буровых судов.

Исключение из состава буровой установки такого энергоемкого и габаритного оборудования как буровая вышка, буровой станок, емкости для хранения и очистки бурового раствора, бурильные трубы и др., позволяет эксплуатировать УМБ-130 с неспециализированных судов (спасательные суда, морские буксиры и т.д.).

По оценке сотрудников института НИПИшельф (г. Симферополь), осуществлявших геологическое обеспечение и контроль бурения скважин по предложенной технологии, методика работ и качество кернового материала соответствуют требованиям действующих нормативных документов, касающихся инженерно-геологических изысканий на шельфе.

Техническая характеристика установки УМБ-130 приведена в табл. 2.6.

Таблица 2.6. Техническая характеристика установки УМБ-130

№ п/п	Наименование параметров	Значение
1	Глубина бурения, <i>м</i>	25
2	Диаметр бурения, <i>мм</i>	130
3	Диаметр керна, <i>мм</i>	95
4	Максимальная глубина моря, <i>м</i>	50
5	Категория пород по буримости (<i>без включений обломков твердых пород и гравийно-галечных отложений</i>)	I-IV
6	Подача насоса, <i>л/мин</i> : при гидроразмыве пород, не менее для привода ПБС при отборе керна, не менее	450 240
7	Максимальное давление в гидросистеме, <i>МПа</i>	4,5
8	Масса установки (ПБС + опора), <i>кг</i>	350

2.4. Установка УМБ-130М для многорейсового бурения скважин

Установка УМБ-130М предназначена для бурения подводных скважин глубиной до 50 м с борта неспециализированных судов. В состав установки входит гидроударный буровой снаряд (типовой для УМБ-130), придонное основание (опора) для стабилизации бурового снаряда, система канатов, связывающих плавсредство и опору через Г-образные стойки, жестко прикрепленные к фальшборту судна.

Привод гидроударного механизма обеспечивается буровым насосом с подачей не менее 450 л/мин при давлении 3,5-4,5 МПа (НБ-32, 9МГр и др.).

Для выполнения спуско-подъемных операций необходимый перечень грузоподъемного оборудования УМБ-130М состоит из буровой планетарной лебедки, грузоподъемностью не менее 25 кН (для спуска и подъема бурового снаряда); судовой грузовой стрелы, грузоподъемностью не менее 50 кН (для выноса бурового снаряда длиной 6-8 м за борт судна не менее чем на 1,5 м); грузовой лебедки с развиваемым усилием не менее 15 кН (для спуска и подъема опоры).

Расход жидкости, подаваемой в гидроударный снаряд, контролируется с помощью расходомера, включаемого в нагнетательную линию обвязки насоса, или установочными (жесткими) положениями рукоятки регулятора сливного вентиля, определяемыми по результатам предварительно выполненной тарировки.

В качестве контрольно-измерительного прибора для визуальной оценки характера работы гидроударника используется манометр с пределом измерения давлением 10 МПа, который размещается в обвязке насоса в зоне видимости бурильщика или машиниста буровой установки.

Схема размещения элементов буровой установки и обеспечивающего привода на рабочих палубах МБ «Центавр» показана на рис. 2.10.

Состав и размещение забортного оборудования установки, а также принципиальная схема проходки интервалов скважины приведены на рис. 2.11 (см. цветную вкладку).

При бурении скважин с помощью УМБ-130М технологический процесс разрушения породы на забое не отличается от принятого для установки УМБ-130. В то же время имеет место принципиальное отличие в системе стабилизации бурового снаряда и характере технологических приемов бурения скважины.

В разработанной комплектации УМБ-130М стабили-

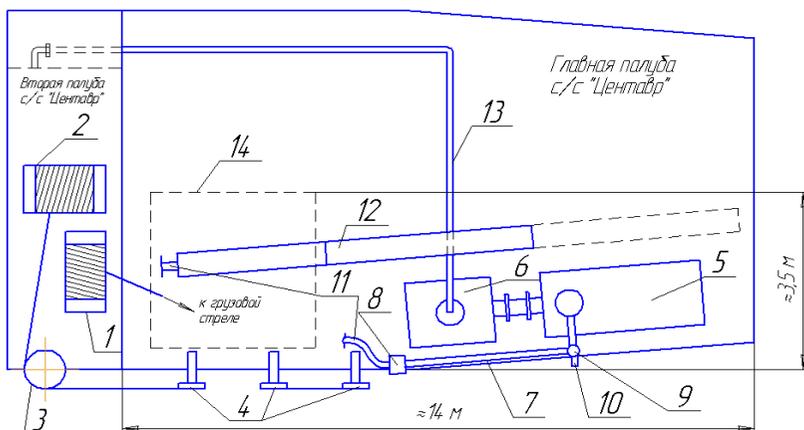


Рис. 2.10. Схема расположения оборудования установки УМБ-130М на рабочих палубах МБ "«Центавр»":

1 – буровая лебедка; 2 – грузовая лебедка; 3 – канифас-блок; 4 – Г-образные направляющие стойки; 5 – буровой насос; 6 – цистерна емкостью 1 м³; 7 – металлический отрезок нагнетательного трубопровода; 8 – питатель; 9 – регулировочный вентиль; 10 – патрубок сливного трубопровода; 11 – нагнетательный шланг; 12 – гидроударный погружной буровой снаряд (ПБС); 13 – трубопровод для заполнения цистерны водой; 14 – площадка для опоры

зирующая опора предназначена не только для удержания гидроударного бурового снаряда в вертикальном положении на морском дне, но и одновременно она является направлением при спуске гидроударного снаряда при последующем рейсе, обеспечивая одноствольную многорейсовую проходку скважины.

Опора (рис. 2.12, см. цветную вкладку) состоит из основания 1, изготовленного из бурильных труб диаметром 127 мм, со стороной 2,5 м, на котором закреплены ролики 2 для направляющего каната 3. В центре основания на болтах установлен патрубок 4 с входной воронкой 5. Внутри патрубка размещена короткая (0,8-1 м) обсадная (направляющая) труба (см. рис. 2.13, см. цветную вкладку). Общая высота патрубка с входной воронкой (без учета на-

правляющей трубы) - 1,5 м.

Монтаж направляющего каната 3, в качестве которого используется трос грузовой лебедки, осуществляется на палубе плавсредства. Канат пропускается через систему роликов 2 основания опоры и через ролики 6, 7, 8, относящиеся к трем Г-образным опорам (стойкам), установленных вдоль борта судна.

По функциональному назначению опоры 9, 10 относятся к направляющим, а опора 11 является грузовой.

На конце каната 3, пропущенного через ролик 8 грузовой Г-образной стойки 11, закрепляется компенсирующий груз 2 (см. рис. 2.14, см. цветную вкладку), который до вывода опоры за борт подвешивается на крюке стойки 11.

С помощью буровой лебедки и штатной судовой стрелы опора выносится за борт (рис. 2.13) и опускается на 4-5 м ниже планшира фальшборта. Грузовой лебедкой производится натяжение тросовой обвязки с поднятием опоры на высоту, достаточную для освобождения стропа от каната буровой лебедки.

С крюка грузовой стойки снимается компенсирующий груз 2 (см. рис. 2.14), и с помощью грузовой лебедки путем «сравливания» направляющего каната 3 опора опускается на 2-2,5 м ниже планшира. Благодаря весу компенсирующего груза направляющий канат, пропущенный через ролики 6 и 7 Г-образных опор 9 и 10, находится в натянутом положении. Это позволяет закрепить хомут 5 на натянутых ветвях направляющего каната и зафиксировать его на выдвижных рычагах 4.

После завершения работ по монтажу канатной системы и хомута производится спуск опоры на дно.

Присоединяется грузовой переходник 1 к переходнику погружного бурового снаряда 12 (рис. 2.14). При этом диаметральный размеры грузового переходника (рис. 2.15)

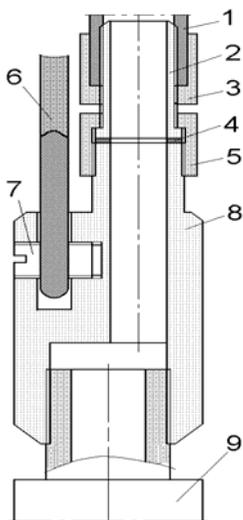


Рис. 2.15. Грузовой переходник
 1 – шланг; 2,3 – штуцер и юбка
 шлангового соединения; 4 –
 уплотнение; 5 – гайка; 6 – трос;
 7 – палец; 8 – корпус; 9 – ПБС;

по корпусу ПБС, опускается до упора в башмак колонкового набора.

С помощью буровой лебедки 2 (см. рис. 2.11) ПБС вместе с хомутом 4 свободно опускается по натянутым ветвям направляющего каната с центрацией относительно оси патрубка опоры. При смещениях судна и допускаемых отклонениях ветвей каната от вертикали ($\Delta\alpha 5-6^\circ$), дополнительное направление буровому снаряду для попадания в ствол скважины обеспечивает входная воронка опоры.

При контакте с воронкой хомут 4 останавливается, а снаряд продолжает перемещение вниз до встречи с дном.

После этого выбирается слабина грузового троса буровой лебедки для определения отметки отсчета и последующего контроля рейсовой углубки.

Включается буровой насос, и в зависимости от вы-

не выходят за габариты бурового снаряда 9 при закреплении на нем нагнетательного шланга 1 и грузового троса 6.

При помощи буровой лебедки ПБС поднимается в вертикальное положение, и штатной грузовой стрелой выносятся за борт судна.

В дальнейшем буровой снаряд 12 (рис. 2.14) фиксируется в хомуте 5, расположенном на выдвижных рычагах 4. При перемещении выдвижных рычагов (втягивании в сторону палубы) происходит освобождение хомута 5, который, перемещаясь

бранного способа бурения, регулировочным вентилем устанавливается необходимая подача жидкости в нагнетательный трубопровод.

На первом интервале (фаза 1) (рис. 2.11) производится пробоотбор на установленную глубину в режиме эффективной работы гидроударника (положение ВПУ и НПУ по рис. 2.9, б).

После углубки на длину рейса буровой насос отключается, и снаряд вместе с хомутом поднимается вверх. Хомут фиксируется на выдвижных рычагах. Открытием полустворки хомута буровой снаряд освобождается и с помощью грузовой стрелы и буровой лебедки перемещается на рабочую палубу. В дальнейшем снаряд укладывается горизонтально на опорные подставки, отвинчивается башмак с кернорвателем, и вынимается внутренняя колонковая труба для извлечения керна.

Для отбора керна на следующем интервале скважины ранее пробуренный участок проходится в режиме размыва или очистки ствола скважины от обрушенной породы (фаза 2). Предварительно производится перезарядка верхнего пускового узла (положение верхнего пускового узла по рис. 2.9, а) и выполняется спуск бурового снаряда в вышеизложенной последовательности.

При входе бурового снаряда в скважину включается буровой насос. Регулировочным вентилем обеспечивается повышенный расход жидкости через буровой снаряд. Срабатывает нижний пусковой узел, который направляет жидкость внутрь керноприемной трубы, обеспечивая гидроразмыв породы до заданной глубины пробоотбора.

На глубине отбора керна снижается подача насоса до нуля, при этом нижний пусковой узел автоматически выключается. Клапан и поршень НПУ соответствующими пружинами возвращаются в исходное положение (см. рис. 2.9, б).

Оперативно, с помощью питателя, в нагнетательный шланг сбрасывается шарик. При давлении в трубопроводе 2,0-2,5 МПа срезаются штифты, и поршень 4 вместе с шариком 5 перемещается вниз, принудительно изменяя связь каналов верхнего пускового узла с напорной магистралью (рис. 2.9, б).

Производится запуск гидроударника и, изменяя расход жидкости с помощью регулировочного вентиля, устанавливаются частотно-энергетические характеристики гидроударника, необходимые для эффективного погружения ПБС в грунт (фаза 3).

В нештатной ситуации, при значительном смещении плавсредства от точки бурения и невозможности попадания снаряда через воронку в ствол скважины, стабилизирующая опора с помощью грузовой лебедки смещается на новую, рядом расположенную точку. В этом случае производится размыв осадков с нулевой отметки до интервала опробования (процесс соответствует фазе 2 по рис. 2.11).

При глубине отбора проб, превышающей уровень входа грузовой переходника в воронку опоры, грузовой канат и шланг соединяются специальными пластиковыми скобами или подвязками из тонкого капронового каната.

В процессе перехода на новую точку бурения стабилизирующая опора с помощью грузовой лебедки поднимается на высоту выхода ее из воды (рис. 2.16, см. цветную вкладку) с фиксацией от перемещений хомутом 5, закрепляемым на входе троса 6 в шкив стойки 4. При работах, связанных с длительными переходами или выполнением профилактических ремонтов, стабилизирующая опора размещается на палубе судна без переоснастки направляющих канатов.

Впервые разработанная установка УМБ-130М применена ГАО «Черноморнефтегаз» при работе с МБ «Центавр» в период проведения инженерно-геологических изы-

сканий для проектирования и строительства трассы трубопровода на Северо-Булганакском газовом месторождении в Азовском море (2003 г.) [25].

Схема расположения проектных точек бурения с указанием номера и глубины скважин приведена на рис. 2.17.

Полевые работы выполнялись в период 5.05–28.05.2003 г. Глубина моря изменялась от 7 м до 12,1 м.

В соответствии с техническим заданием, для выполнения условия полного пересечения толщи илов и углубления не менее чем на 3 м ниже подошвы илов, глубина скважин центрального профиля составила 24–25 м. С целью подсечения песчаных грунтов и твердых глин глубина скважин по боковым профилям ограничена 19 м.

Для контрольной оценки разреза осадков в центре площадки пробурена скважина №66 глубиной 35 м. На рис. 2.18 показаны примеры колонок и фрагмент кернового материала (рис. 2.19) по скважине №6.

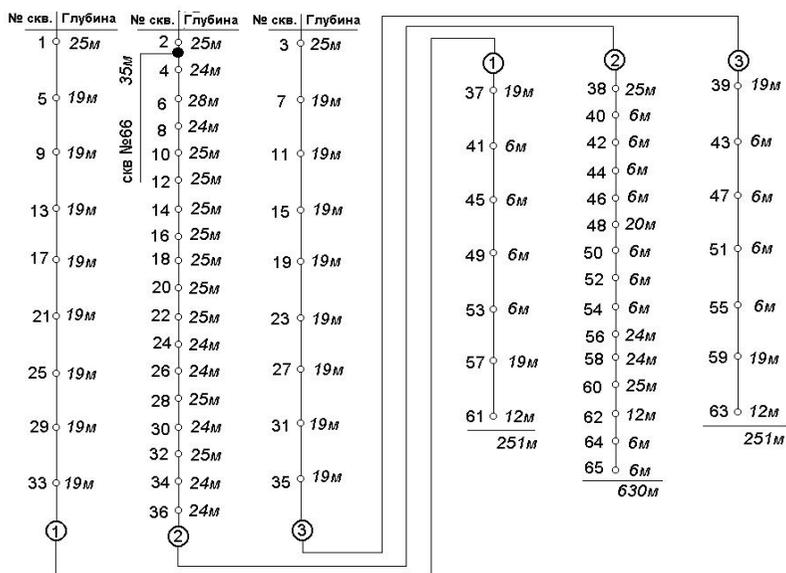


Рис. 2.17. Схема расположения точек бурения и фактическая глу-

бина пройденных инженерно-геологических скважин на Северо-Булганакском газовом месторождении в Азовском море

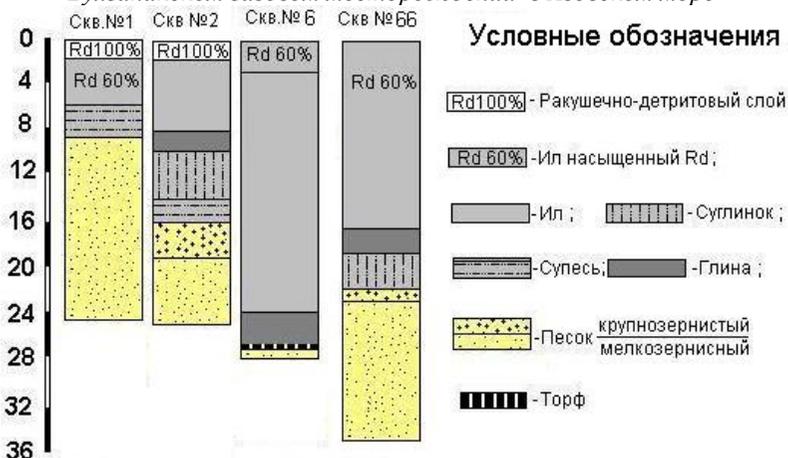


Рис. 2.18. Разрезы по скважинам №№ 1, 2, 6, 66 на Северо-Булганакском газовом месторождении в Азовском море

Из кернового материала по 65 скважинам были отобраны 221 монолит и 135 образцов нарушенной структуры грунта. Полученный геологический материал показал возможность использования УМБ-130М для четкого литологического расчленения и определения мощности осадков по разрезу скважин.

Средние затраты времени проходки первого интервала скважины на глубину 6 м (фаза 1, рис. 2.11) при глубине моря 10 м не превышали 30 минут (табл. 2.7).

При многорейсовом бурении скважин глубиной 12–25 м затраты времени определялись продолжительностью рейсов гидроразмыва и отбора керна.

При проходке скважин глубиной до 12 м выполнялся один рейс с гидроразмывом (очисткой) верхнего 6-метрового интервала.

Для скважин глубиной 19-25 м выполнялось, соответственно, три и четыре рейса по 5-6 м с отбором керна. В мощных слоях ила и песка допускались удлиненные рейсы

размыва (до 8-8,5 м).

Таблица 2.7. Обобщенные затраты времени на бурение интервала скважины с отбором керна (по операциям)

Операция	Время
Подъем и перемещение бурового снаряда за борт, и закрепление его в хомуте	4 мин
Спуск бурового снаряда с подвязкой шланга к канату	0,8 мин/м
Запуск гидроударного механизма и проходка интервала с отбором керна	8-12 мин
Подъем и размещение бурового снаряда на палубе	7 мин

Средняя механическая скорость бурения по илам составила 2,6-2,8 м/мин, по пескам 0,9-1,6 м/мин, по плотным глинам 0,4-0,9 м/мин. Показатели проходки интервалов скважин с отбором керна и за счет размыва пород на забое приведены в табл. 2.8.

Таблица 2.8. Показатели проходки интервалов скважины с отбором керна и гидроразрывом пород

Порода	Время размыва	
Ил с Rd	0,5-0,8 мин/м	
Супесь	1,3-1,5 мин/м	
Песок	1,4-2,0 мин/м	
Глина пластичная	1,6-1,8 мин/м	«Клюющий» способ проходки со сбрасывание снаряда с высоты до 1 м, с последующим вымыванием керна из колонковой трубы
Песок плотный с включением Rd	3,5-3,6 мин/м	
Глина плотная, до твердой	10-12 мин/м	

В данные табл. 2.7 и 2.8 не включены потери времени, связанные с аварийными ситуациями, возникавшими в

процессе проходки скважин.

- При подъеме опоры для перехода с точки №2 на точку №4 в результате переподъема каната вспомогательной лебедки были деформированы Г-образные стойки. На подготовку оснастки, выравнивание стоек и последующее их усиление поперечными швеллерами было затрачено более *12 часов*.

- Постоянных ремонтов требовали выдвижные рычаги, выполненные из круглой сортаментной стали диаметром *24 мм*. Даже при не очень сильных ударах при постановке хомута с ПБС на выдвинутые рычаги происходил их изгиб, что обуславливало дополнительные потери времени на их выравнивание.

- Не всегда были удачными попадания ПБС в направляющую воронку при смещениях судна. Из-за большого угла раскрытия воронки буровой снаряд, спускающийся под углом, своим башмаком упирался в наклонную внутреннюю стенку воронки без прохода в патрубок опоры. Дальнейшее стравливание грузового троса приводило к повороту ПБС относительно неподвижного башмака, и снаряд заваливался. Это значительно увеличивало затраты времени на операцию спуска ПБС в скважину.

- В ряде случаев имели место отказы в работе гидроударника из-за его запесочивания.

После подъема ПБС из скважин №№ 29, 30, 32, 33 и 34 с отработкой интервалов песка на глубинах *11-19 м* повторный спуск снаряда выполнялся только после разборки и очистки гидроударника от проникшего в него песка. Эта операция дополнительно занимала в среднем *18-20 мин*.

Запесочивание обуславливалось тем, что в конструкции гидроударника не были предусмотрены инженерные решения по защите от проникновения в гидродвигатель песка и другого шлама, находящегося во взвешенном состоянии в скважине, при подъеме ПБС или во время срыва

керна при выключенном гидроударнике.

- Часто требовал перенастройки нижний пусковой узел. После проходки 8-10 интервалов в режиме гидроразмыва, из-за потери силовых характеристик пружинами пускового клапана, требовалась перенастройка НПУ. Кроме того, примерно за этот же период выходили из строя резиновые кольца, уплотняющие подпружиненный поршень пускового узла.

Несмотря на существенность выявленных конструктивных недоработок УМБ-130М, управлением буровых работ ГАО «Черноморнефтегаз» было принято решение продолжить выполнение работ и завершить в 2003 г инженерно-геологические изыскания под постановку СПБУ «Сиваш» для бурения параметрической скважины на площади Субботинская в Черном море и под подводно-устьевое заканчивание на Восточном блоке Северо-Булганакского месторождения в Азовском море.

В соответствии с программой освоения Субботинского нефтегазового месторождения на площадке под постановку СПБУ предусматривалось бурение 3-х скважин (ИГ1, ИГ2 и ИГ3) глубиной по 30 м и 12 скважин глубиной по 6 м. На Восточном блоке Северо-Булганакского газового месторождения планируемый объем бурения – одна скважина глубиной 35 м и 24 скважины глубиной по 6 м.

В процессе бурения первой скважины (ИГ1) произошел сложный прихват ПБС. В результате перегрузки электродвигателя бурового насоса сработала судовая защита. В это время буровой снаряд работал в режиме отбора керна и находился под 20-метровой толщей песка на глубине 24 м.

После выполнения восстановительных работ извлечь прихваченный осевшим песком буровой снаряд с помощью буровой лебедки и стрелы не удалось. Безуспешными оказались попытки запустить в работу гидроударный механизм для подъема снаряда в аварийном режиме. Учиты-

вая, что номинальное разрывное усилие применяемого грузового троса составляло 65 кН , было решено использовать предельные нагрузки судовых грузоподъемных устройств для разрыва троса и освобождения его от бурового снаряда. В дальнейшем освобожденный трос был употреблен для поэтапного «вытягивания» шланга с перехватом через $4\text{-}5 \text{ м}$ подъема. В результате верхняя часть шланга (25 м с тремя шланговыми соединениями) была выдернута из последнего соединения 9-метрового звена шланга. Буровой снаряд вместе с отрезком шланга были оставлены в скважине.

В дальнейшем объем проектных работ выполнялся резервным ПБС. Несмотря на сложные гидрометеорологические и горно-геологические условия (мощность песка по разрезу скважин составляла $20\text{-}22 \text{ м}$), изыскания на объектах были завершены в плановый период с $17.09.$ по $20.11.2003 \text{ г.}$

Анализ случившейся в скважине аварии позволил выделить наиболее вероятную причину весьма быстрого прихвата ПБС (от момента отключения энергопитания до повторного его включения прошло менее 3-х минут).

При отключении насоса и отсутствии восходящего движения жидкости по стволу скважины процесс оседания шлама происходит весьма быстро. По данным проведенных исследований [23], при снижении расхода жидкости с 450 л/мин до $250\text{-}300 \text{ л/мин}$ при переходе от фазы гидро-размыва осадков к фазе пробоотбора с работающим гидроударником, в скважине формируется зона, где в процессе промывки часть песка находится во взвешенном состоянии, практически не меняя свою вертикальную координату. Остановка движения жидкости приводит к почти мгновенному оседанию таких частиц и заполнению ими всего объема кольцевого зазора между ПБС и стенками скважины.

С учетом отмеченного, а также приняв во внимание конструктивные недостатки, выявленные в процессе эксплуатации установки УМБ-130М с МБ «Центавр» на Северо-Булганакском газовом месторождении, установка была модернизирована.

Элементы модернизации ПБС (рис. 2.20).

- Для защиты гидроударника от проникновения в него шлама разделительная муфта 7 гидродвигателя на линии выхлопного канала «д» дополнительно была оснащена обратным клапаном 6. Это решение полностью исключило попадание частиц шлама в гидродвигатель в процессе нахождения ПБС в скважине.

- В корпусе переходника 1 выполнены делительные окна «л», благодаря которым, после перемещения системы «шарик 5 - поршень 4» вниз и закрытия канала «в», часть жидкости направляется в скважину, а количество жидкости для запуска и работы гидроударника в номинальном режиме направляется через окна «г» в цилиндр машины. Это позволило иметь постоянный увеличенный поток жидкости в скважине (≈ 500 л/мин) выше гидроударника как в процессе гидроразмыва, так и при пробоотборе.

Кроме того, такое решение позволило выполнять подъем ПБС при неработающем гидроударнике, при включенном буровом насосе с уменьшенной подачей жидкости (150-180 л/мин), тем не менее, сохраняющей восходящее движение потока по стволу скважины.

- Повышена надежность НПУ за счет применения комбинированного поршня-золотника 11 для открытия окон «г» в штоке 9 и использования U-образных манжет в качестве уплотнительных элементов НПУ.

НПУ размещается в толстостенном цилиндре 10, который навинчивается на нижнюю наковальню 8. В режиме гидроразмыва повышенный расход жидкости через свободные каналы «а» и «б», выполненные в ВПУ попадает

через канал «е» в камеру «ж» нижнего пускового узла.

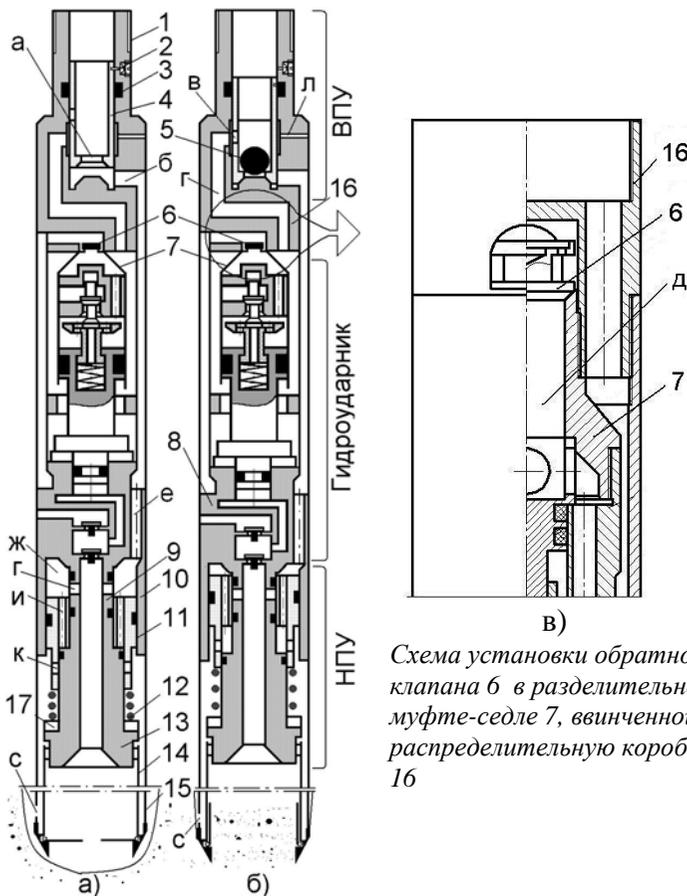


Рис. 2.20. Схема модернизированного гидроударного бурового снаряда установки УМБ-130М:

1 – переходник; 2 – винт; 3 – манжета; 4 – поршень ВПУ; 5 – шарик; 6 – обратный клапан; 7 – разделительная муфта-седло; 8 – нижняя наковальня; 9 – шток НПУ; 10 – цилиндр НПУ; 11 – поршень-золотник НПУ; 12 – пружина; 13 – втулка; 14 – керноприемная труба; 15 – наружная колонковая труба; 16 – распределительная коробка; 17 – регулировочные кольца НПУ

За счет перепада давления, обусловленного сопро-

тивлениями жидкости в каналах «и» и «к», и скоростного напора на поршень-золотник 11, последний, преодолевая сопротивление пружины 12, перемещается вниз с последовательным закрытием окон «к» и открытием окон «г». Поток жидкости получает доступ в керноприемную трубу 14, и далее – на забой скважины. В режиме отбора керна при работающем гидроударнике в камеру «ж» поступает уменьшенный расход жидкости, и сила давления на поршень-золотник компенсируется пружиной 12. Настройка НПУ на заданный режим промывки обеспечивается изменением предварительного натяга пружины 12 с помощью регулировочных колец 17.

- Для увеличения полезной рабочей площади палубы на МБ «Центавр» изменена схема размещения оборудования установки (рис. 2.21). Буровой насос 5, емкость 6 и обвязка насоса (поз.7, 9, 10, 15) смонтированы на второй палубе по правому борту судна.

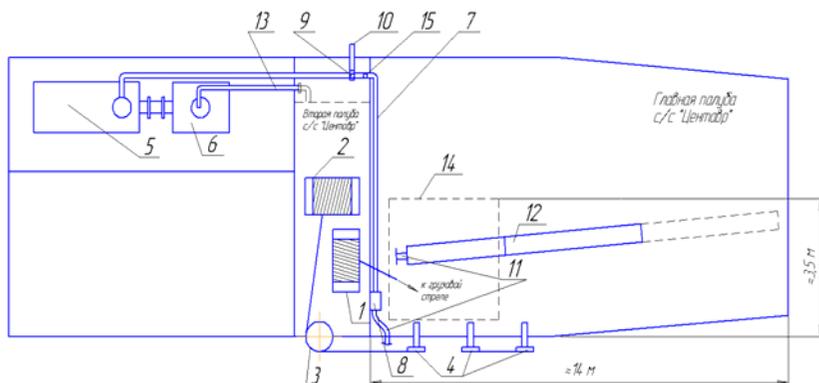


Рис. 2.21. Усовершенствованная схема расположения оборудования установки УМБ-130М на рабочих палубах МБ "«Центавр" (условные обозначения соответствуют рис.2.10)

- *Элементы модернизации стабилизирующей опоры.*
Входная воронка патрубка опоры выполнена двухступенчатой, с двумя направляющими участками. Для по-

вышения надежности попадания бурового снаряда в скважину угол раскрытия основного (верхнего) участка на воронки уменьшен до 20° . Второй участок (нижний), являющийся плавным переходом от основного участка, имеет угол раскрытия 10° .

- Для повышения прочности и жесткости Г-образные стойки 2 были изготовлены из бурильных труб диаметром 114 мм. Стойки, служащие для направления бурового снаряда и производства спуска и подъема опоры, выполнены в виде отдельного модуля с рабочей площадкой 1 (рис. 2.22, см. цветную вкладку).

В модуле выполнены направляющие щеки 4, в которых перемещается кронштейн 3 с рычагами, изготовленный из бурильных труб диаметром 50 мм.

Грузовая стойка 5 является отдельным узлом и крепится либо непосредственно к модулю опорными швеллерами на болтовых соединениях (рис. 2.22), или размещается на некотором расстоянии от модуля с автономным креплением на борту судна (рис. 2.23, см. цветную вкладку).

Включение в состав модуля рабочей площадки 1, и увеличенная длина вылета за борт выступающих балок Г-образных стоек существенно повысило безопасность и удобство выполнения работ, связанных с подъемом опоры при коротких переходах (рис. 2.24, см. цветную вкладку) и подвязкой шланга к тросу буровой лебедки в процессе бурения (рис. 2.23 и 2.25, см. цветную вкладку).

Как показали дальнейшие результаты эксплуатации модернизированного варианта УМБ-130М, внедрение отмеченных инженерных решений значительно повысило все эксплуатационно-технические характеристики установки.

В 2005 г. модернизированная установка УМБ-130М использована при выполнении комплексных инженерно-геологических изысканий под освоение Одесского газового месторождения на шельфе Черного моря с МБ «Нефте-

газ-69». Учитывая достаточные размеры палубы, все оборудование установки, в т.ч. буровой насос и грузовая лебедка, размещалось на нижней палубе судна по схеме, приведенной на рис. 2.10.

В соответствии с проектным заданием пробурена одна скважина глубиной 30 м под постановку СПБУ, и 4 скважины глубиной 30-40 м на площадках под технологические платформы ТП-1 и ТП-2 (рис. 2.26 и 2.27). Глубина моря на производственных объектах составляла 40-46 м. Работы выполнялись при весьма неблагоприятных метеорологических условиях – при 4-5 балах волнения моря и скорости ветра до 10 м/с.

Дополнительно с МБ «Нефтегаз-69» при инженерно-геологических изысканиях на площадке под подводное устьевое заканчивание (Безыменное газовое месторождение) пробурена скважина глубиной 30 м (рис. 2.28). Несмотря на наличие в разрезе скважины мощного слоя песка в интервале 7,4-21,2 м, проходка её до проектной глубины выполнена без осложнений за 4,8 часа.

В соответствии с программой освоения Субботинского нефтегазового месторождения на площадках Субботина-1 (2006 г.) и Субботина-3 (2007 г.) под постановку СПБУ «Сиваш» с МБ «Центавр» выполнено бурение двух скважин глубиной по 30 м.

Кроме отмеченных объемов бурения на Одесском, Безыменном газовых и Субботинском нефтегазовом месторождениях установкой УМБ-130М было пройдено более 250 скважин глубиной 6 м для проектирования трасс подводного трубопровода.

Глубина моря на участках изысканий находилась в пределах 42-56 м.

Использование более совершенного оборудования при бесколонном бурении скважин глубиной 30-40 м позволило значительно повысить эргономические и эксплуа-

тационные показатели установки.

Фактически непроизводительные затраты, связанные с ремонтами Г-образных стоек и выдвигных рычагов кронштейна, а также с работами по перенастройке НПУ практически были исключены из общего баланса времени проходки скважины.

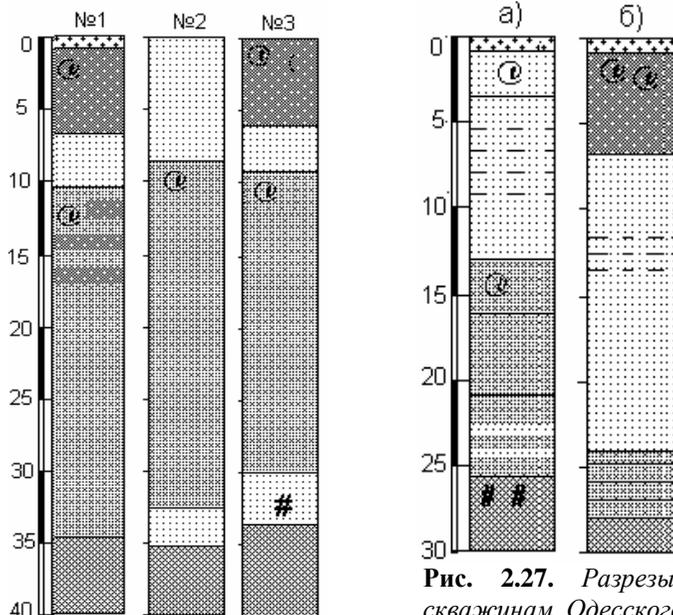


Рис. 2.26. Разрезы по скважинам на площадке под ТП-1 Одесского газового месторождения

Рис. 2.27. Разрезы по скважинам Одесского газового месторождения: а - ТП-2; б - под постановку СПБУ

Принятая 2-х ступенчатая конструкция воронки стабилизирующей опоры с разными углами раскрытия на-

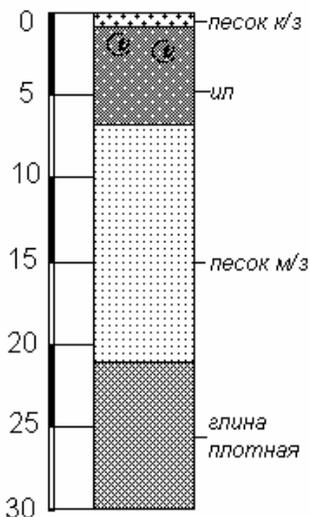


Рис. 2.28. Разрез по скважине на площадке под подводно-устьевое заканчивание на Безыменном газовом месторождении

правляющей и дополнительной воронок обеспечила большую вероятность попадания ПБС в ранее сформированный ствол скважины.

Несмотря на то, что на участках работ вертикальный разрез большинства скважин состоял из мощных толщ песка, не было случаев попадания песка и частиц шлама в гидродвигатель в процессе нахождения ПБС в скважине.

В 2006 году установка УМБ-130М использована при проведении геологосъёмочных работ в Чукотском море по программе Государственного геологического картирования шельфа Российской Федерации масштаба 1:1000000. (район о. Врангеля). На площадке работ было отработано три скважины при глубинах моря до 35 м.

Первая скважина у мыса Шмидта, которая из-за смещения судна в результате дрейфа была закончена на глубине 5,5 м, всё же выполнила геологическую задачу. В верхней части разрез скважины был представлен переуплотненными глинами, ниже появились пески, а в забое гравийно-галечный горизонт (рис. 2.29, см. цветную вкладку, 2.30), скорость проходки по которому не превысила 0,05 м/мин.

Вторая скважина пробурена в западной части моря к югу от острова Врангеля. В результате по скважине 2 был получен 12-метровый разрез, верхняя часть которого представлена алевропелитами и песчаными алевроглинами (рис. 2.31).

Скважина 1

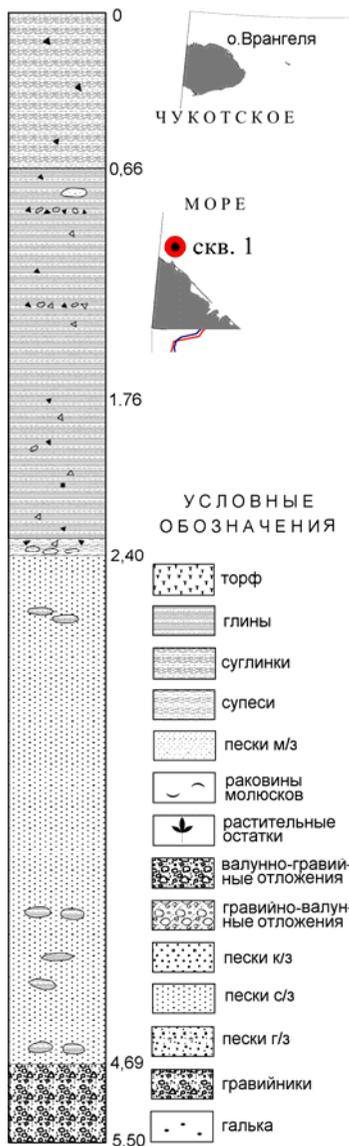


Рис. 2.30. Разрез по скважине №1 в Чукотском море

Скважина 2.



Рис. 2.31. Разрез по скважине №2 в Чукотском море

Нижняя часть разреза сложена грубозернистыми разностями осадков – разномерные пески, с галькой и гравием с растительными остатками.

Третья скважина из-за погодных условий и невозможности удержать судно на якорях, была ограничена одним рейсом бурового снаряда. Получен 3,5-метровый разрез голоценовых илов.

Далее проведение бурения оказалось невозможным из-за выхода из строя судового оборудования.

Работы выполнялись с морского буксира-спасателя «Шуя», параметры которого аналогичны МБ «Центавр».

Размещение оборудования на судне выполнено по схеме, представленной на рис. 2.10. Грузовая Г-образная стойка размещалась на расстоянии от модуля с автономным креплением на борту судна (рис. 2.24).

По оценке специалистов Всероссийского научно-исследовательского института геологии и минеральных ресурсов мирового океана (ВНИИОкеангеология, г. Санкт-Петербург), в целом, несмотря на то, что буровые работы с установкой УМБ-130М проведены на российском арктическом шельфе без предварительных методических работ, впервые удалось отобрать представительные пробы в осадках и породах с высокими категориями по буримости. Анализ полученных материалов позволил существенно уточнить строение верхнекайнозойской части чехла Чукотского моря, для которого впервые получены разрезы плиоцен-четвертичных отложений, чей возраст определен на основании палеомагнитных и биостратиграфических данных отобранного кернового материала.

Полученные результаты эксплуатации УМБ-130М позволяют оценить разработанную технологию многорейсового бурения скважин как весьма прогрессивную. По сравнению с традиционной схемой проходки таких скважин буровыми станками вращательного бурения со спе-

специализированных буровых судов, использование установки УМБ-130М позволило повысить более чем в 5 раз производительность и рентабельность рассматриваемой области морского бурового производства. Кроме того, эксплуатационно-технические возможности схемы бурения и разработанных технических средств для ее реализации позволили значительно уменьшить влияние гидрометеорологических факторов на выполнение работ.

Так, благодаря гибкой связи с плавсредством при эксплуатации установки допускался ограниченный дрейф судна с возможностью постановки его на два якоря. В период выполнения работ в Азовском море при слое воды 10 - 12 м допускаемое смещение судна (МБ «Центавр»), при котором не нарушался технологический процесс проходки скважины, составляло 5-6 м. В Черном море, где толщина воды колебалась в пределах 50-55 м, такое смещение достигало 14-16 м. Для сравнения – при использовании традиционных технологий судно ставится на четыре якоря, что значительно увеличивает затраты времени на его постановку на точку бурения, а смещение судна относительно точки бурения, даже в несколько раз меньше указанного, немедленно привело бы к серьезной аварии.

За счет исключения из перечня традиционного оборудования буровых труб характер подъема бурового снаряда является непрерывным, что обеспечило безопасность выполнения непосредственно процесса бурения и спуско-подъемных операций с морских буксиров «Центавр» и «Шуя» при волнениях моря до 4,5 баллов (для традиционных технологий ограничение по волнению моря – 1,5-2 балла). Это существенно расширяет рамки погодных условий, пригодных для выполнения буровых работ, снижая непроизводительные затраты на простой судна.

По данным отработки технологии многорейсового бурения и анализа показателей проходки скважин на про-

изводственных объектах в Азовском, Черном и Чукотском морях была уточнена техническая характеристика установки УМБ-130М, представленная в табл. 2.9.

Таблица 2.9. Техническая характеристика установки УМБ-130М

Параметры		Показатели
1	Способ бурения, в т.ч.:	<i>Комбинированный с поинтервальной проходкой скважины</i>
	• при отборе керна	<i>Гидроударный</i>
	• при размыве заданного интервала скважины	<i>Гидромониторный (при расходе жидкости не менее 450 л/мин)</i>
2	Стабилизация установки на дне относительно судна	<i>Не жесткая (с использованием тросовых направляющих), с возможностью ограниченного дрейфа судна</i>
3	Максимальная глубина акватории	<i>60 м</i>
4	Категория пород по буримости (отбор керна)	<i>I-V</i>
5	Категория пород по буримости (размыв)	<i>I-IV(без гравийно-галечных отложений и включений обломков твердых и крепких пород)</i>
6	Эффективная глубина бурения с отбором керна	<i>до 6 м за рейс</i>
7	Эффективная глубина размыва осадков	<i>до 50 м</i>
8	Диаметр бурения / диаметр керна, мм	<i>130/94</i>
9	Выход керна, %	<i>90 ± 10</i>
10	Подача насоса, л/мин: при размыве пород, не менее при отборе керна, не менее	<i>450</i>
		<i>240</i>
11	Максимальное давление в гидросистеме, МПа	<i>4,5</i>
12	Масса установки (ПБС + опора), кг	<i>750</i>

2.5. Опыт применения гидроударных ПБС для бурения скважин со специализированных судов

Начальным этапом освоения поинтервального способа проходки скважин глубиной до *100 м* со специализированных судов без крепления проходимых участков обсадными трубами явились работы в Каспийском море на объектах предприятия ООО «Моринжгеология».

В 2004 г. по заказу предприятия были разработаны снаряды ПБС-127 и ПБС-108 по принципиальной схеме, принятой для гидроударных ПБС установок УМБ-130 (см. рис.2.9). Бурение с использованием созданных ПБС выполнялось с БС «Зухраб Валиев», принадлежащего комплексной морской геологоразведочной экспедиции (COGED), являющейся одним из подразделений «Azerbaijan Unity Oil & Gas Production On Offshore» (г. Баку). Ожидалось, что применение ПБС позволит повысить технико-экономические показатели бурения скважин с буровых судов проекта 05031 («Диабаз», «Диорит» и др.), прежде всего, при проходке мощных интервалов плотных тонкозернистых песков, в которых пробоотбор производится исключительно забивными стаканами при длине рейса не превышающей *1 м*.

В процессе испытаний ПБС, принятая на НИС «Зухраб Валиев» технологическая схема бурения оставалась без изменения и обеспечивалась традиционным набором бурового оборудования для вращательного способа проходки скважин: буровой агрегат ЗИФ-650М, два буровых насоса НБ-32, бурильные трубы диаметром *50 мм* с муфтово-замковыми соединениями, комплекты обсадных труб и инструмента.

Конструкция скважины являлась одноколонной с диаметром водоотделяющих труб *168 мм*.

ПБС применялся для проходки интервалов скважины ниже обсадных труб 4 и спускался в скважину на бурильных трубах 1 (рис. 2.32). В состав бурильной колонны дополнительно включался разъединитель 2, который располагался между погружным буровым снарядом 3 и колонной труб 1 и обеспечивал независимость положения снаряда на забое от вертикального перемещения судна. Одновременно, разъединитель исключал восприятие буровым инструментом ударных нагрузок при работающем гидроударном механизме.

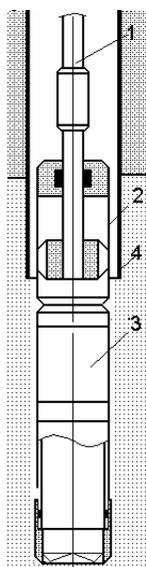


Рис. 2.32. *Схема компоновки бурового снаряда*

В процессе испытаний выполнено 6 рейсов ПБС с длиной колонкового набора 4 м. Для дохождения до забоя ПБС работал в режиме гидроразмыва ствола из-за полного обрушения стенок скважины и при частичном подъеме песка внутрь обсадной колонны. Удачными, с полным наполнением керноприемной трубы, были 3 рейса.

В трех случаях, после размыва интервала скважины гидроударный механизм из-за запесочивания двигателя запустить не удалось. Возникшие ситуации обуславливались, прежде всего, технической неподготовленностью оборудования для ведения работ в специфических геолого-технических условиях. Использование стандартного сальника-вертлюга с малым диаметром канала, недостаточным для прохода шарика ВПУ, исключило возможность расположения питателя в линии обвязки насоса. Поэтому питатель размещался в компоновке бурильных труб за вертлюгом-сальником. По мере углубки скважины, питатель перемещался вместе с колонной, и при наращивании бурильных труб приходи-

лось выполнять демонтаж питателя с переносом его выше наращиваемой трубы. При этом во время наращивания труб и выполнения монтажно-демонтажных работ с питателем, насос отключался. В этот период частицы песка в потоке взвесенесущей смеси по всей длине гидравлического контура скважины осаждались, попадая через открытые выхлопные окна в гидродвигатель ПБС.

В конечном итоге, существенность отмеченной причины, явилась основанием для прекращения дальнейших испытаний ПБС и обусловила переход на традиционный способ бурения с использованием забивных стаканов.

В 2005 г. получены первые результаты применения ПБС-127 для бурения скважин глубиной до 50 м со специализированного бурового судна «Диорит» в Азовском море. Здесь в отличие от технологии, используемой на БС «Зухраб Валиев», из перечня оборудования были исключены бурильные трубы. Спуск и подъем бурового снаряда выполнялся на грузовом тросе с помощью лебедки станка ЗИФ-1200 МР. Привод гидроударного бурового снаряда в процессе проходки интервалов скважины обеспечивался буровыми насосами НБ-32.

В качестве ПБС был использован снаряд установки УМБ-130М, в котором предусматривалась защита гидроударника от проникновения в него шлама, а в переходнике гидроударной машины предусматривались делительные каналы с дроссельными винтами, обеспечивающими постоянную интенсивную промывку интервалов скважины независимо от способа разрушения пород на забое.

Обобщенно технология бурения скважин показана на рис. 2.33, см. цветную вкладку.

На точке бурения судно стабилизировалось с помощью 4-х якорей. Перед началом пробоотбора через шахту НИС «Диорит» устанавливалась водоотделяющая колонна диаметром 168 мм с погружением в грунт до 2,5 м.

Снаряд спускался на тросе, при этом шланг по мере спуска в скважину через 1,5-2,0 м прочно соединялся с тросом. Такое соединение обеспечивалось с помощью подвязок из тонких капроновых фалов и специальных пластиковых скоб. При достижении забоя включался один из насосов и производился запуск гидроударника.

Бурение верхней части разреза выполнялось на глубину 5 м с отбором керна (фаза 1). Затем с помощью лебедки и каната снаряд извлекался на палубу. По мере подъема ПБС шланг отсоединялся от троса путем срезания подвязок и укладывался на площадке палубы вдоль борта судна.

После извлечения керна ПБС оснащался верхним и нижним пусковыми узлами, и производился спуск снаряда в скважину. Как правило, ствол пройденного интервала скважины не сохранялся. Стенки скважины обрушались, образуя новый забой. При подходе к новому забою включался второй буровой насос. Это обеспечивало срабатывание НПУ, направляющего увеличенный поток жидкости (450-500 л/мин) во внутреннюю колонковую трубу и, далее – на забой скважины. Производился размыв осадков до отметки начала пробоотбора на втором интервале (фаза 2).

С помощью питателя, размещенного на жестком участке обвязки насоса, в нагнетательный шланг направлялся шарик. Срабатывал ВПУ, что обеспечивало запуск гидроударного механизма. С этого момента начинался отбор керна на следующем интервале скважины (фаза 3). В дальнейшем, фазы технологического процесса проходки интервалов (фаза 4 и фаза 5) по содержанию не отличаются от выше приведенного описания работ по фазам 2 и 3.

Некоторые результаты бурения скважин под постановку СПБУ «Сиваш» на площади Западно-Бирючья приведены на рис. 2.34.

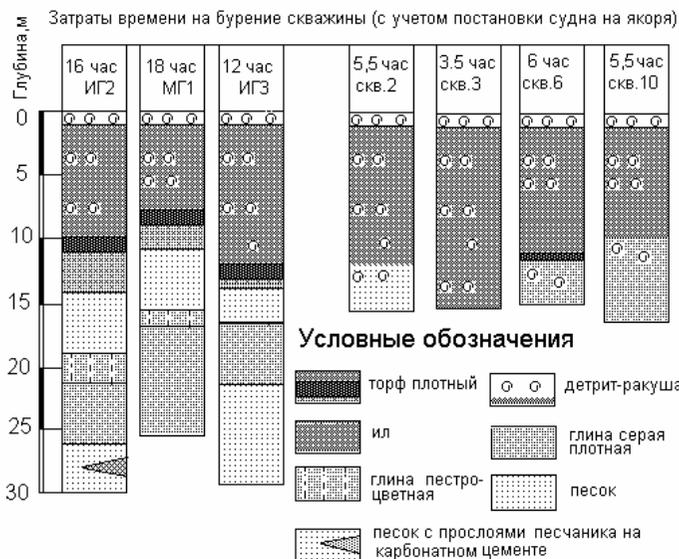


Рис. 2.34. Показатели бурения скважин под постановку СПБУ «Сиваш» на площади «Западно-Бирючьа»

Средние затраты времени на бурение скважин глубиной 25-30 м с учетом времени на стабилизацию бурового судна составили 12-18 часов. Причем, по мере накопления опыта работ, этот показатель снижался. При пробоотборе на глубину 12-15 м средний временной интервал затрат времени на проходку скважины составил 3,5-4 часа. По скважинам № 2, 6 и 10 этот показатель является увеличенным вследствие производства работ в условиях повышенных волнений (до 3,5 баллов) и ветровой нагрузки, что обуславливало выполнение на точке бурения более сложных маневров при постановке бурового судна на якоря.

В процессе бурения скважин буровой снаряд комплектовался двойными колонковыми наборами длиной 2, 3 и 4 м при диаметре внешней трубы 127 мм и диаметре башмака 130 мм. В качестве керноприемника использовалась колонковая труба геологоразведочного сортамента

диаметром *108 мм*. Выход керна по всем скважинам находился в пределах *80-95%*. Вместе с тем, из-за значительной толщины режущей кромки башмака (*17 мм*) периферийная часть керна, особенно при проходке плотных глинистых пород, деформировалась. При этом опережающее крайнее смещение поверхности керна, примыкающего к внутренней поверхности колонковой трубы, наблюдалось визуально.

Несмотря на полученные в целом положительные показатели применения ПБС-127, принятую конструкцию бурового снаряда для поинтервальной проходки скважин со специализированных судов нельзя считать доведенной до технического совершенства. Одним из направлений дальнейшего развития ПБС являются работы по модернизации керноприемной части путем снижения толщины режущей кромки башмака до уровня, при котором деформация керна будет незначительной. Такая задача однозначно предполагает переход на однотрубную конструкцию колонкового набора с изменением формы и размеров башмака и, как следствие, создание новой конструкции и схемы работы нижнего пускового узла.

Используя накопленный опыт конструирования ПБС и элементов управления режимами проходки интервалов скважины, в 2006 г. в ДонНТУ на базе ПБС-108 и ПБС-127 были разработаны гидроударные буровые снаряды ПБС-110 и ПБС-130 (рис. 2.35) с одинарными колонковыми трубами диаметром *108* и *127 мм*.

Структура и принцип работы новых многофункциональных ПБС не отличаются от ранее рассмотренного ПБС-127. Конструктивные изменения касаются только устройства НПУ, а также колонкового набора.

НПУ включает толстостенный цилиндр 9, соединяющийся с нижней наковальной 15. На штоке 8 помещается поршень 6 с пружиной 7.

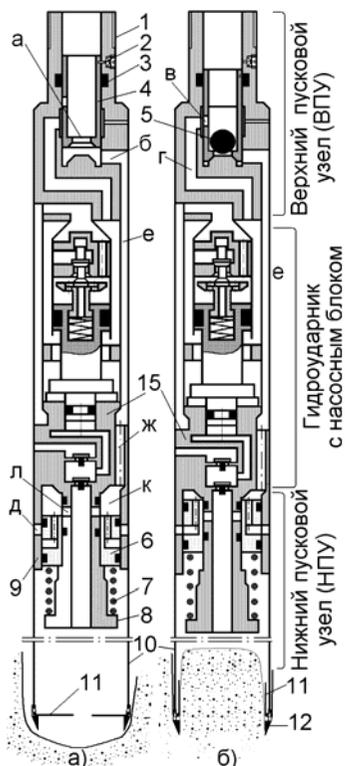


Рис. 2.35. Принципиальная схема снарядов ПБС-110 и ПБС-130

При работе гидроударника (в режиме отбора керна) отработанная жидкость проходит по кольцевому зазору между кожухом и корпусом гидроударника, и далее через канал «ж» в наковальне 15 и радиальные окна «д» в цилиндре 9 выходит в скважину. При этом, действующая на поршень 6 сила, определяемая величиной перепада давления жидкости в камере «к», компенсируется пружиной 7.

В режиме гидроразмыва через канал «ж» направляется увеличенный расход жидкости, приводящий к усилению нагрузки на поршень 6, который, преодолевая сопротивление пружины 7, смещается вниз. Происходит последовательное закрытие окон «д» и открытие боковых окон «л» в штоке 8. В таком положении элементов НПУ жидкость поступает внутрь колонковой трубы 10 и далее, через башмак 11 и специальный проходной кернорватель 12, на забой скважины.

Одинарный колонковый набор состоит из укороченной колонковой трубы 1 со ступенчатым башмаком 2 (рис. 2.36), имеющим тонкостенную режущую кромку и проходной кернорватель 3.

Предельная длина одинарных колонковых труб L ограничивается, как силовой характеристикой грузоподъем-

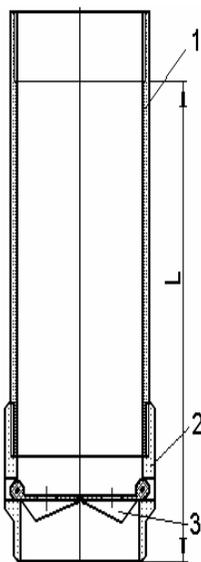


Рис. 2.36. Оди-
нарный колон-
ковый набор
ПБС-110 (ПБС-
130)

ных устройств (лебедка, грузовая стрела), так и удельной величиной извлекающего усилия R_y .

Для инженерной оценки величины L можно использовать приближенную зависимость

$$L = \frac{R}{kR_y}, \quad (2.1)$$

где R - усилие, развиваемое лебедкой (грузоподъемность стрелы), $кН$; R_y - среднее удельное усилие подъема снаряда; $k = 1,07-1,20$ - коэффициент увеличения извлекающего усилия, учитывающий конфигурацию снаряда и дополнительные сопротивления, обусловленные разрежением под башмаком колонкового набора.

Для условий, когда диаметр башмака близок к диаметру колонковой трубы, этот коэффициент определяется следующим образом [23]: при извлечении труб из песков $k = 1,07-1,08$; при извлечении труб из плотных глинистых пород $k = 1,18-1,20$. При ступенчатой конфигурации извлекаемого снаряда (при увеличенном на 4-5 мм диаметре башмака по сравнению с диаметром труб) $k = 1,08-1,12$ при извлечении из песка и $k = 1,12-1,18$ при извлечении из глинистых пород.

Среднее значение удельного усилия R_y при подъеме снаряда диаметром 108 и 127 мм, заглубленного в песок составляет, соответственно, 8,5 и 9,5 $кН/м$; в плотные глины – 6 и 6,5 $кН/м$; в плотные илы – 2 и 2,5 $кН/м$.

С учетом (2.1) и опытных коэффициентов увеличения извлекающего усилия, для лебедки с грузоподъемностью 25 $кН$ расчетное предельное значение длины одинарного

колонкового набора диаметром 127 мм равно 3,2-4,0 м при бурении в песках и плотных глинах без размыва стенок скважины.

В 2007 г. на участке берегового примыкания Одесского газового месторождения в Черном море выполнена опытная оценка эффективности ПБС-130. Снаряды испытывались в составе УМБ-130 с МБ «Центавр» при много-рейсовом бурении четырех скважин глубиной 8-10 м. Показатели бурения характеризовались повышенной механической скоростью (более, чем в 1,5 раза) и по сравнению с качеством монолитов, полученных с применением ПБС-127, отобранный керн имел весьма низкую периферийную деформацию.

Глава 3

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГИДРОУДАРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ

Гидроударный буровой снаряд доставляется к месту работ в виде двух отдельных узлов – многофункционального гидроударного механизма (МФГ) и колонкового набора.

Как правило, МФГ доставляется в собранном виде после его подготовки и обкатки на стенде завода изготовителя. Учитывая, что МФГ на отдельном участке работ может применяться как при однорейсовом, так и при многорейсовом бурении, с одинарными или двойными колонковыми трубами, то состав структурных элементов МФГ дополняется верхним и нижним пусковыми узлами, конструктивное исполнение которых зависит от условий эксплуатации и технологической схемы проходки скважин.

Двойные колонковые наборы поставляются комплектами, состоящими из наружных и внутренних (керноприемных) труб и башмаков с кернорвательными устройствами. При строгом соответствии длин колонковые трубы могут быть взаимозаменяемыми. Основные комплекты могут отличаться друг от друга длиной. Поэтому каждому комплекту труб присваивается свой порядковый номер.

Одинарные наборы включают колонковую трубу и башмак с кернорвателем. Требования к длине одинарных колонковых труб не являются жесткими и ограничиваются высотой и силовыми параметрами штатного грузоподъемного оборудования судна.

Повышение эксплуатационной надежности гидроударных буровых снарядов обеспечивается, прежде всего, за счет правильной сборки и качеством периодически выполняемого контроля и регулирования сочетания размеров

общего (S_6) и рабочего (S) ходов бойка и хода клапана (S_k) гидроударного механизма.

3.1. Сборка гидроударных механизмов

Перед сборкой производится тщательная подготовка деталей гидроударника. Для этого все детали прочищаются и смазываются. Соответствующие узлы и конструктивные элементы машины оснащаются манжетами и уплотнительными кольцами.

Все подвижные детали гидроударника размещаются в корпусе, который состоит из патрубков 3 и 5 (рис. 3.1 и 3.2). Нижний патрубок 5 имеет резьбовое соединение с верхней наковальной 4 и с нижней наковальной 6. Верхний патрубок 3 резьбами соединяется с верхней наковальной 4 и распределительной коробкой 2, в которую ввинчивается переходник 1.

Сборка гидроударного механизма, использующегося в составе ПБС-127 (рис. 3.1) выполняется в следующей последовательности.

В патрубке 5, с предварительно навинченной нижней наковальной 6, свободно помещается боёк 18, представляющий собой массивный ступенчатый вал. Нижняя ступень бойка, выполненная в виде поршня 19, свободно, без существенных усилий, устанавливается в цилиндр наковальни 6. Затем верхняя наковальня 4 резьбой соединяется с патрубком 5.

На резьбовую часть бойка с упором в его торцевую часть навинчивается поршень 14. При этом радиальные отверстия в бойке и гайке поршня должны быть строго совмещены. В расточку бойка помещается пружина 17. На хвостовик выпускного клапана 12 свободно надевается компенсирующая втулка 16. Совмещаются пазы втулки и

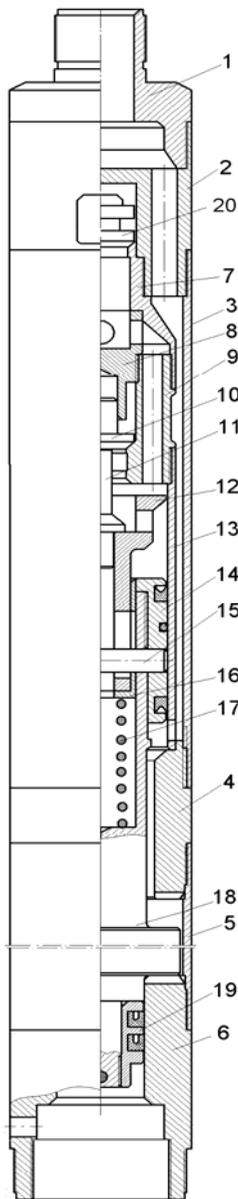


Рис. 3.1. Схематический чертеж гидроударного механизма (ГУ-108)

хвостовика клапана, и в таком виде собранный узел устанавливается в расточку бойка на опорную поверхность пружины 17. В совмещенные радиальные отверстия гайки и бойка, а также пазы втулки и клапана вставляется палец 15. В осевом канале выпускного клапана 12 устанавливается толкатель 11.

После отмеченных операций выполняется сборка распределительного узла гидродвигателя. В камеру клапанной коробки 9 помещается впускной клапан 10 с направляющей пробкой 8. Со стороны рабочего торца на клапанную коробку навинчивается цилиндр 13. В распределительную коробку 2 вставляется обратный клапан 20. С помощью муфты-седла 7 клапанная коробка соединяется с распределительной коробкой 2, на которую затем навинчивается верхний патрубок 3. Собранный узел надевается на поршень 14 и подается в крайнее положение. Производится соединение патрубка 3 и верхней наковальни 4.

Приведенная последова-

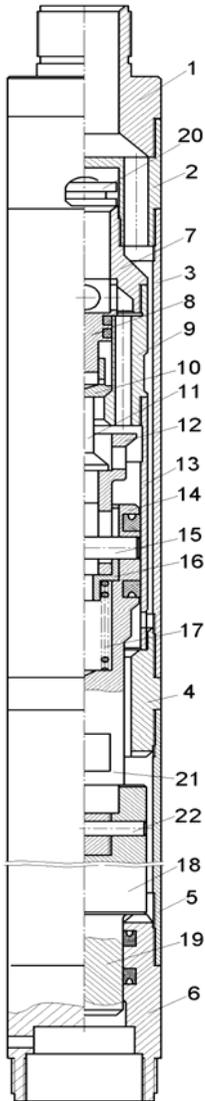


Рис. 3.2. Схематический чертеж гидроударного механизма (ГУ-89)

тельность сборки несколько отличается от последовательности, принятой при работе с гидроударниками с диаметром корпуса менее 108 мм (ГУ-89).

В виду технической сложности размещения в малом диаметре цилиндра гайки-поршня (поз. 14 рис. 3.1) боек гидроударника ГУ-89 выполнен из двух частей: утяжелителя 18 и ступенчатого поршня 14 (рис. 3.2). Остальные позиции рис. 3.2 совпадают с позициями рис. 3.1.

Перед операцией размещения бойка в нижнем патрубке 5, выполняется сборка узла «поршень 14 – верхняя наковальня 4 – утяжелитель 18 – фиксатор 22». Причем окончательная сборка бойка с постановкой фиксатора в соосно просверленные отверстия в утяжелителе и ступенчатом поршне выполняется после завершения этапа измерения и регулировки осевых перемещений бойка и клапана гидроударной машины.

Кроме отмеченной особенности, в остальном последовательность сборки гидроударника ГУ-89 аналогична рассмотренной для ГУ-108 по рис. 3.1.

3.2. Регулировка осевых перемещений поршня-бойка и клапанов гидроударного механизма

Паспортные величины и обоснованное соответствие сочетания общего S_{σ} и рабочего S ходов поршня-бойка и хода клапана S_{κ} устанавливаются в период заводской сборки и настройки гидроударника.

Необходимость перенастраивать механизм возникает, как правило, при длительной эксплуатации механизма при нарушении требуемых соотношений осевых перемещений поршня-бойка и клапанов, вследствие неизбежного деформирования соударяющихся деталей. Эта операция возможна и при замене изношенных деталей на новые.

При перенастройке гидроударника эксплуатационным условием является соблюдение паспортных значений S_{σ} , S , S_{κ} . Вместе с тем, стабильный запуск и устойчивая работа механизма обеспечивается не обязательно при строго фиксированных значениях параметров, отмеченных в паспорте. Требования к регулировочным размерам машины не жесткие и допускают наличие маневра в подборе соотношений ходов поршня-бойка и клапана. Это обстоятельство особенно важно для обеспечения надежности работы гидроударника непосредственно в условиях морского бурового производства.

Контроль регулировочных размеров в основе своей выполняется в процессе сборки механизма.

Общий (S_{σ}) и рабочий (S) ход бойка устанавливаются после размещения поршня-бойка в нижней трубке 5 с навинченными наковальнями 4 и 6 и установки в расточке бойка пружины 17 с узлом выпускного клапана (рис. 3.1, поз. 12, 16).

После рассмотренного этапа сборки измеряется общий ход бойка ($S_{\sigma} = S_{\sigma} - S_{\kappa}$) (рис. 3.3, см. цветную вкладку).

Размер S_n фиксируется при положении поршня-бойка 4 на нижней наковальне (рис. 3.3, а). Затем боек выдвигается до контакта с верхней наковальней 5, и измеряется расстояние S_e (рис. 3.3, б).

Рабочий ход бойка S определяется непосредственным измерением зазора между поверхностями поршня 4 и клапана 2 при положении хвостовика клапана с упором на дно компенсирующей втулки (см. рис. 3.2 или 3.1, поз 16).

При этом должно выполняться соотношение $S = S_e - \frac{S_k}{2}$.

Причем, для выдвинутого влево клапана 2 с упором его паза в палец 4 (рис. 3.3), необходимо чтобы выполнялось условие $S + a \approx S_e$.

Если параметры S и S_e отличаются от паспортных значений, то в этой ситуации:

- при необходимости уменьшения S_e выполняется торцевание поверхности верхней 4 или нижней 6 наковален на контакте их с нижним патрубком 5 (см. рис. 3.1 – 3.2);
- для увеличения S_e между наковальнями и нижним патрубком устанавливаются регулировочные кольца.

Ход клапана (S_k) измеряется, как правило, до начала сборки механизма в соответствии с рис. 3.4, см. цветную вкладку. В клапанную коробку 4 помещается впускной клапан 3, который жестко фиксируется в закрытом положении (прижатым к седлу). Сверху на впускной клапан 3 вертикально устанавливается выпускной клапан 1 с толкателем 2.

Фактическое значение S_k представляет собой образовавшееся при этом расстояние между рабочим торцом клапанной коробки 4 и смежной поверхностью выпускного клапана 1.

При несоответствии величины S_k паспортному значению производится замена толкателя на новый, имеющий

нужный размер, или:

- при увеличенном, по отношению к паспортному, S_k допускается изменение рабочей длины толкателя путем слесарной обработки его торца со стороны взаимодействия с впускным клапаном;
- при уменьшенном, по отношению к паспортному, S_k допускается размещение под опорной частью толкателя шайбы нужного размера.

Следующим этапом регулировки является дополнительный контроль линейного размера S_k , который должен быть сохранен после сборки верхней части гидродвигателя. Последовательность выполнения процедуры поясняется рис. 3.5, см. цветную вкладку.

В камеру клапанной коробки 4 помещается впускной клапан 5 с направляющей пробкой. Со стороны рабочего торца на клапанную коробку 4 навинчивается цилиндр 3. С противоположной стороны с помощью муфты 2 клапанная коробка свинчивается с распределительной коробкой 1. После чего измеряется расстояние от рабочего торца клапанной коробки до установочного торца цилиндра (L_1). При этом по отношению к размеру S_n , измеренному с учетом глубины установки цилиндра в расточку верхней наковальни (см. рис. 3.3), должно быть выполнено условие

$$L_1 - (S_n + S_p) = S_k, \quad (3.1)$$

где S_p - глубина расточки в верхней наковальне.

При невыполнении условия (3.1):

- при $L_1 - (S_n + S_p) > S_k$ производится токарная обработка торцов цилиндра 3;
- при $L_1 - (S_n + S_p) < S_k$ устанавливаются регулировочные кольца между цилиндром 3 и клапанной коробкой 5.

При невыполнении условия (3.1), для механизмов,

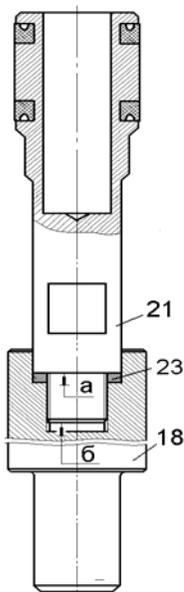


Рис. 3.6. Размещение регулировочных колец в составном бойке ГУ-89

выполненных по схеме ГУ-89 (см. рис. 3.2):

- при $L_1 - (S_n + S_p) < S_k$ производится токарная обработка торцевых поверхностей «а» и, при необходимости поверхности «б» ступенчатого поршня 21 (рис. 3.6).
- при $L_1 - (S_n + S_p) > S_k$ устанавливаются регулировочные кольца 23 (рис. 3.6) между утяжелителем 18 и поршнем 21.

Величина S_k должна быть сохранена и после окончательной сборки гидроударника, после навинчивания верхнего патрубка 3 на наковальню 4 и размещения внутри него верхней части гидродвигателя (см. рис. 3.1).

Это условие проверяется путем измерения линейного размера L_3 и сопоставления его с длиной патрубка L_2 (рис. 3.7, см. цветную вкладку).

Этот же размер может быть проконтролирован визуально, путем свободного надевания верхней части гидродвигателя на поршень 6 и плотной посадки цилиндра 3 (безрезьбовым концом) в расточку верхней наковальни 5.

При необходимости, изменение размера L_2 обеспечивается путем токарной обработки торцов верхнего патрубка или сопрягаемых торцов распределительной коробки 1 или наковальни 5, если длина патрубка 7 увеличена, или установкой между патрубком и распределительной коробкой 1 (наковальней 5) регулировочных колец нужного размера.

3.3. Подготовка к работе гидроударного бурового снаряда для однорейсового бурения

Процесс подготовки погружного бурового снаряда состоит из дооснащения гидроударного механизма колонковым набором и технологическими узлами, перечень которых зависит от условий эксплуатации и выбранной схемы бурения.

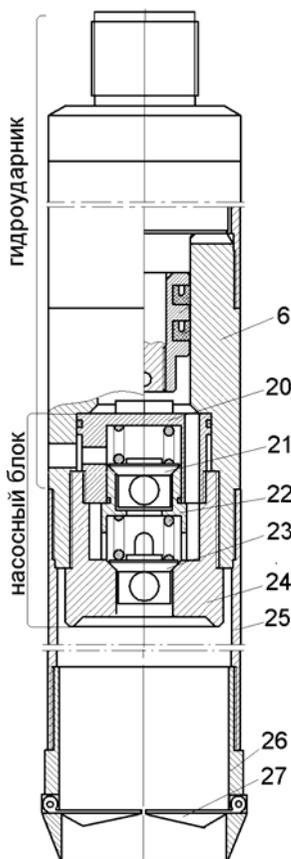


Рис. 3.8. ПБС для однорейсового бурения скважин с использованием одинарного колонкового набора

Подготовка ПБС для однорейсового бурения скважин с использованием одинарного колонкового набора (рис. 3.8).

Дополнительным технологическим узлом гидроударника является насосный блок, который собирается на этапе подготовки ПБС к бурению: подпружиненные клапаны 21 и 23 с седлом 22 помещаются в корпус насосного блока 20 и поджимаются седлом всасывающего клапана 24.

Собранный таким образом насосный блок (рис. 3.9, см. цветную вкладку) ввинчивается в камеру нижней наковальни 6 гидроударника, выполненного по схеме ГУ-108 или ГУ-89.

Затем на резьбовую часть наковальни 6 навинчивается колонковая труба 25, нижний конец которой снабжается башмаком 26 с лепестковым кернорвателем 27, обеспечивающим полное перекрытие входного отверстия башмака (рис. 3.10 и

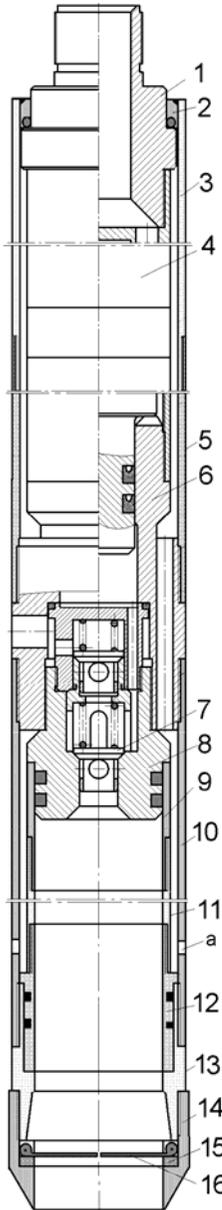


Рис. 3.12. ПБС с двойным колонковым набором

3.11, см. цветную вкладку).

Подготовка ПБС для однорейсового бурения скважин с повышенной рейсовой проходкой с использованием двойного колонкового набора.

По сравнению с буровым снарядом, комплектуемым одинарной колонковой трубой (см. рис. 3.8), в рассматриваемом ПБС (рис. 3.12) переходник 1, нижняя наковальня 6 и седло 8 всасывающего клапана 7 насосного блока заменяются новыми, имеющими ступенчатую форму.

Гидроударный буровой механизм 4 размещается в кожухе, состоящем из верхнего 3 и нижнего 5 патрубков. К верхней части патрубка 3 приварено опорное кольцо 2 с уплотнительной манжетой. Нижней резьбовой частью патрубок 5 соединяется с нижней наковальней 6, а верхней частью свинчивается с патрубком 3, который кольцом 2 свободно надет на переходник 1.

Длина верхнего патрубка 3 подбирается из условия свободного доступа к гидродвигателю машины с возможностью размещения шарнирного ключа на верхней наковальне гидроударника после разъединения патрубков 3 и 5.

Колонковый набор включает: наружную трубу 10 с отверстиями «а» в нижней части; внутреннюю трубу,

состоящую из керноприемника 11, патрубка 9 и уплотнительной муфты 12; опорный ниппель 13; башмак 14 с кернорвательным кольцом 15 и лепестками 16.

Наружная труба 10 верхней частью соединяется резьбой с наковальной 6. Затем собранная внутренняя труба патрубком 9 подается внутрь наружной трубы до упора в ограничительную ступень втулки 8.

Производится сборка нижней части колонкового набора. В башмак 14 помещается кернорвательное кольцо 15 с лепестками 16, которое поджимается ниппелем 13. Собранный узел расточенной частью ниппеля 13 надевается на уплотнительную муфту 12, и ввинчивается в наружную трубу 10.

Особенностью сборки рассматриваемого бурового снаряда является возможность установки внутренней колонковой трубы с люфтом. При этом ее относительное перемещение вдоль посадочной длины на втулке 8 и внутри поверхности опорного ниппеля 13 не должно превышать расстояния выхода концевых поверхностей патрубка 9 и муфты 12 за пределы уплотнений.

Использование люфта является технологическим способом повышения эффективности процесса погружения бурового снаряда в грунт.

В этом случае внутренняя труба играет роль подвижного динамического утяжелителя. Воспринимая ударные нагрузки, керноприемник совершает малоамплитудные возвратно-поступательные движения, ограниченные величиной люфта. При падающем движении вниз, при соударении с упорной поверхностью ниппеля 13, внутренняя труба дополнительно формирует на башмаке ударную нагрузку, увеличивая разрушающий эффект на забое скважины и ограничивая подскок бурового снаряда над забоем после удара бойка по верхней наковальне.

Конструкция ПБС с подвижной внутренней колонко-

вой трубой первоначально была апробирована на участках работ ГГП «Причерноморгеология» в Черном море при однорейсовом бурении скважин установкой УГВП-130/8 с НИС «Топаз». При бурении по породам глинистого комплекса получено увеличение механической скорости более чем на 20-30%.

Негативным следствием такой компоновки колонкового набора является неизбежная деформация соударяющихся поверхностей.

3.4. Подготовка к работе гидроударного бурового снаряда для многорейсового бурения

Для работы в режиме многорейсового бурения гидроударный механизм дополнительно оснащается верхним (ВПУ) и нижним (НПУ) пусковыми узлами (рис. 3.13). Как правило, такие узлы поставляются в собранном виде с унификацией резьб для присоединения к гидроударнику.

Верхний пусковой узел 2 ввинчивается в распределительную коробку 10, а нижний пусковой узел 7 навинчивается на наковальню 6. Собранный в таком виде гидроударник размещается в кожухе, состоящем из верхнего 8 и нижнего 9 патрубков.

При достаточно высоких эксплуатационных показателях гидроударных механизмов определяющим условием успешности многорейсовой проходки скважины до проектной глубины является уровень надежности пусковых узлов ПБС. Поэтому этап подготовки ВПУ и НПУ к работе является наиболее ответственным и требует особой тщательности, прежде всего, в период настройки на заданный режим эксплуатации.

В настоящее время в ДонНТУ разработано несколько вариантов пусковых узлов, успешно применяющихся при

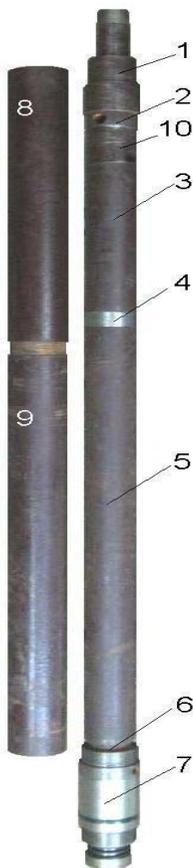


Рис. 3.13. ПБС для многорейсового бурения:

1 – переходник; 2 – корпус ВПУ; 3,5 - патрубки корпуса гидроударника; 4,6 – верхняя и нижняя наковальни; 7 – НПУ; 8,9 – патрубки кожуха

реализации многорейсового бурения скважин, вертикальный разрез которых сложен песками и породами глинистого комплекса I-IV категорий по буримости:

- верхний пусковой узел с жесткой фиксацией подвижного поршня-золотника срезными шплинтами (ВПУ-1);
- верхний пусковой узел с пусковым клапаном и свободно установленным подпружиненным поршнем-золотником (ВПУ-2);
- нижний пусковой узел с поршнем-золотником для работы с одинарными колонковыми наборами (НПУ-1);
- нижний пусковой узел с пусковым клапаном и поршнем-золотником для работы с двойными колонковыми наборами (НПУ-2);
- нижний пусковой узел с поршнем-золотником для работы с двойными колонковыми наборами (НПУ-3);

Верхний пусковой узел ВПУ-1 является универсальным для ПБС, использующихся с одинарным и двойным колонковыми наборами. В конструкции ВПУ-1 предусмотрены камера «а» и каналы «в» (рис. 3.14, а), обеспечивающие деление потока жидко-

сти при работающем гидроударном механизме.

ВПУ-1 позволяет получить разовое необратимое изменение направления движения жидкости через каналы и зазоры ПБС при смене способа разрушения породы. Это изменение выполняется с помощью шарика 8. После перекрытия шариком осевого канала поршня 3 происходит срезание штифтов 6 силой возросшего давления на площадь поршня, и перемещение поршня до посадки его на седло.

Сборка ВПУ-1. Перед сборкой все детали ВПУ прочищаются и смазываются. Переходник 1 (рис. 3.14) и корпус-распределитель 2 оснащаются манжетами 5.

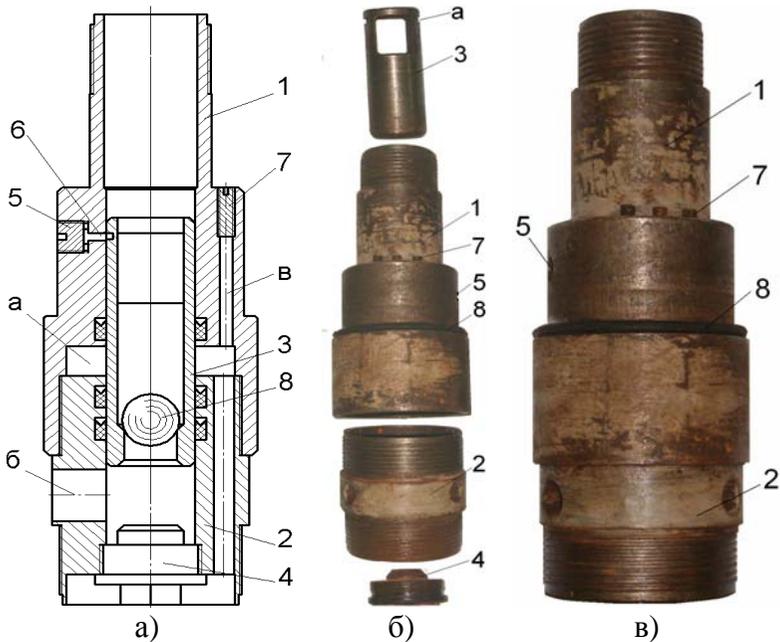


Рис. 3.14. Верхний распределительный узел (ВПУ-1): а – схематический чертеж ВПУ-1; б, в – внешний вид и детали ВПУ-1

В нижнюю резьбовую часть корпуса-распределителя ввинчивается гайка-седло 4. Верхней частью корпус-распределитель соединяется с переходником 1. В соосно

выполненные каналы корпуса-распределителя и переходника устанавливается поршень 3 и утапливается до совмещения пазов «а» (рис. 3.14, в), профрезерованных на его верхнем конце, с отверстиями, выполненными в переходнике под шплинты 6 (рис. 3.14, а). Фиксация шплинтов от выпадения обеспечивается винтами 5.

В каналы «в» верхней торцевой поверхности переходника ввинчиваются полые или глухие шпильки 7. Вид шпилек и их количество определяются условиями эксплуатации бурового снаряда в скважине в зависимости от выбранного уровня деления потока жидкости.

Собранный таким образом ВПУ свободной резьбовой частью корпуса 2 ввинчивается в распределительную коробку гидроударника.

Верхний пусковой узел ВПУ-2 позволяет многократно изменять режим канализации жидкости через гидроударный механизм в течение цикла проходки заданного интервала скважины. Принципиальная схема и принятое конструктивное исполнение ВПУ-2 (рис. 3.15, см. цветную вкладку) исключают необходимость постоянных перезарядок ВПУ, предусматривающих разборку и возврат перемещающихся элементов ВПУ в начальное положение.

Структурно ВПУ-2 включает три основных узла: толстостенный цилиндр 2 с отверстиями «а» (рис. 3.15, б), пусковой узел (рис. 3.15, в) и пружину 8 (рис. 3.15, г).

Перед сборкой ВПУ-2 выполняются традиционные работы, связанные с подготовкой поверхностей цилиндра 2 и поршня 1, которые очищаются и смазываются. На поршень надевается U-образная манжета.

В распределительную коробку гидроударника (см. рис. 3.1) ввинчивается корпус-цилиндр 2 и внутри него помещается пружина 8 (рис. 3.15, г).

Затем производится сборка пускового узла (рис. 3.15, д). Пусковой клапан 7 своим направляющим хвостовиком

размещается в центральном канале корпуса-ограничителя 4. На резьбовую часть хвостовика надевается пружина 5 и поджимается гайкой 3. Необходимое усилие поджатия пружины 5 определяется экспериментально и зависит от величины расхода жидкости, принятой для реализации эффективного размыва осадков. Для обеспечения нужного перепада давления на окнах «а», часть последних может перекрываться винтами и дроссельными втулками 6.

Собранный пусковой узел ввинчивается в поршень 1 (рис. 3.15, в) и без существенных усилий вставляется в цилиндр 2. В верхнюю часть цилиндра 2 ввинчивается переходник 1 гидроударного механизма (см. рис. 3.13).

Нижние пусковые узлы для эксплуатации ПБС с одинарными и двойными колонковыми наборами представляют собой распределительные устройства, обеспечивающие оперативное изменение направления жидкости в зависимости от режима бурения. Узел регулируется заранее на поверхности. В соответствии с применяемым способом бурения подбирается жесткость возвратных пружин с таким расчетом, чтобы закрытие (открытие) каналов канализации жидкости происходило в диапазоне за пределами рабочего расхода воды на привод гидроударника. Этот узел собирается совместно с насосным блоком гидроударника и устанавливается под нижней наковальней.

Нижний пусковой узел (НПУ-1) с поршнем-золотником для многорейсового бурения скважин с использованием одинарного колонкового набора (рис. 3.16, см. цветную вкладку).

Процесс подготовки НПУ-1 к эксплуатации включает два этапа – сборку и настройку узла.

Сборка НПУ-1 начинается с оснащения полого штока 4 и поршня 3 U-образными манжетами 10, 11. В канавке средней части поршня устанавливается резиновое кольцо 12 (рис. 3.16, а).

В верхнюю часть полого штока 4, в которой выполнено седло 2 всасывающего клапана насосного блока, ввинчивается корпус насосного блока 1. Затем на шток последовательно надеваются поршень 3 и пружина 5 и навинчивается опорная головка 8, оснащенная при необходимости регулировочными кольцами 9.

Собранный таким образом узел резьбой насосного блока соединяется с нижней наковальной 6 (рис. 3.16, б).

Затем, на узел свободно, без существенных усилий, надевается цилиндр 7 и свинчивается с нижней наковальной 6 (рис. 3.16, в). Свободная наружная резьба цилиндра 7 предназначена для соединения его с колонковой трубой.

Настройка НПУ-1 предусматривает подбор величины предварительного натяжения возвратной пружины 5 для обеспечения срабатывания в заданном по технической характеристике или выбранном диапазоне расхода жидкости.

Минимальное значение диапазона срабатывания НПУ-1 определяется как

$$Q_2 = Q_1 + (100 \dots 120) \text{ л/мин}, \quad (3.2)$$

где Q_1 - максимальный расход, необходимый для привода гидроударника, л/мин; Q_2 - расход жидкости, необходимый для обеспечения гидроразмыва осадков, л/мин.

Функции *НПУ-1* в выбранном диапазоне расхода жидкости выполняются при условии, когда усилие пружины 5 превышает силу, обусловленную перепадом давления на поршне 3 при Q_1 . Одновременно, при увеличении расхода до величины Q_2 , возросшие силы гидравлических сопротивлений и скоростного напора на площадь поршня 3 должны преодолеть усилие пружины 5:

$$P(Q_2)f_n \geq Z(S_n + S_0) > P(Q_1)f_n, \quad (3.3)$$

где $P(Q_2), P(Q_1)$ - перепад давления на поршне 3 при соответствующем расходе жидкости – Q_2 или Q_1 ; f_n - площадь поршня 3; Z - жесткость пружины 5; S_n - рабочий ход поршня до полного открытия окон «а»; S_0 - предварительный натяг пружины 5.

Оперативное получение рабочего диапазона расхода жидкости выполняется экспериментально, путем подбора необходимого значения $Z(S_n + S_0)$ с помощью регулировочных колец 9, позволяющих изменять параметр S_0 .

После сборки и подготовки пускового узла, на свободную резьбу НПУ-1 (рис. 3.17, см. цветную вкладку) навинчивается колонковая труба 13 с башмаком 14 (на рис. 3.17 нумерации позиций продолжены по отношению к рис. 3.16).

В башмаке 14 лепестки кернорвателя выполняются с каналами для пропуска жидкости (рис.3.18, см. цветную вкладку).

Как показывает опыт, форма и размещение каналов в лепестках кернорвателя не являются определяющими при гидроразмыве песков, неплотных илов и мягких песчано-глинистых пород. Для плотных глин более предпочтительными являются кернорватели, выполненные по схемам, показанным на рис. 3.18, б и рис. 3.18, в.

Нижний пусковой узел НПУ-2 с пусковым клапаном и поршнем-золотником для многорейсового бурения скважин с использованием двойного колонкового набора (рис. 3.19, см. цветную вкладку).

Сборка и настройка НПУ-2 начинается с оснащения полого штока 7, поршня 8, цилиндрического уступа 4 ступенчатой втулки 5 резиновыми кольцами и размещением в

канавках 6 втулки резиновых U-образных манжет.

В каналы «б» уступа 4 помещаются пружины 3. Количество пружин зависит от их жесткости и определяется в процессе настройки НПУ-2 экспериментально.

В центральную резьбовую часть ступенчатой втулки 5 на полную длину резьбы ввинчивается шток 7, при этом опорный уступ 10 должен поджать пружины 3, опираясь примерно на $\frac{1}{2}$ их сечения. Затем на шток последовательно одеваются пружина 9 и поршень-золотник 8.

На собранную часть НПУ-2 надевается клапан 2. Седло 1 насосного блока навинчивается на верхнюю резьбовую часть штока 7 и оснащается корпусом насосного блока 11. Собранный таким образом пусковой узел ввинчивается в нижнюю наковальню гидроударного механизма.

Настройка НПУ-2 предусматривает выполнение операции подбора силовых параметров клапанных пружин 3 и пружины 9 для заданного или выбранного диапазона расхода жидкости, при котором происходит срабатывание НПУ. Как и для НПУ-1 этот диапазон устанавливается в соответствии с (3.2).

Функции НПУ-2 в выбранном диапазоне расхода жидкости выполняются при условии, когда суммарное усилие пружин 3 превышает силу $P(Q_1)f_{кл}$, обусловленную перепадом давления на клапане 2 при Q_1 , а при увеличении расхода до величины Q_2 сила гидравлических сопротивлений и скоростного напора на площадь клапана 2 $P(Q_2)f_{кл}$ должна преодолеть усилие комплекта пружин 3, равное $nZ(S_{кл} + S_0)$.

$$P(Q_2)f_{кл} \geq nZ(S_{кл} + S_0) > P(Q_1)f_{кл}, \quad (3.4)$$

где $f_{кл}$ - площадь клапана 2; n - число пружин 3 (как пра-

вилу, $n=2-3$ шт.); Z - жесткость пружины 3; $f_{кл}$ - площадь клапана 2; $S_{кл}$ - ход клапана, S_0 - предварительный натяг пружины 3.

Выбор силовых параметров пружины 9 обуславливается условием возврата поршня 8 при снижении расхода жидкости до величины Q_1

$$Z_n(S_n + S'_0) > P(Q_1)f_n, \quad (3.5)$$

где $P(Q_1)$ - перепад давления на поршне 8 при расходе жидкости Q_1 ; f_n - площадь поршня 8; Z_n - жесткость пружины 9; S_n - рабочий ход поршня до полного открытия окон «а» (рис. 3.19, а.); S'_0 - предварительный натяг пружины 9.

Нижний пусковой узел НПУ-3 с поршнем-золотником для многорейсового бурения скважин с использованием двойного колонкового набора (рис.3.20, см. цветную вкладку).

Сборка НПУ-3 не отличается от аналогичной операции с пусковым узлом, выполненным по схеме НПУ-1 (рис.3.16) для одинарных колонковых наборов.

Сборка пускового узла начинается с оснащения полого штока 5, поршня 2 и опорной втулки 4 U-образными манжетами (рис. 3.20, а).

В верхнюю часть полого штока 5 (рис. 3.20, б), представляющего собой одно целое с седлом 1 всасывающего клапана насосного блока, ввинчивается собранный насосный блок 7. Затем последовательно на шток надеваются поршень 2 и пружина 3, и навинчивается ступенчатая опорная втулка 4.

Собранный таким образом узел ввинчивается в нижнюю наковальню б, и на него, без существенных усилий,

надевается цилиндр 8, который также навинчивается на нижнюю наковальню 6 (рис. 3.20, в). Свободная наружная резьба цилиндра предназначена для соединения его с наружной колонковой трубой 10.

Внутренняя керноприемная труба 9 патрубком свободно надевается на опорную втулку 4, уплотненную U-образными манжетами.

В процессе регулировки НПУ-3, кроме выполнения условия (3.3), необходимо контролировать последовательность открытия окон «а» и закрытия окон «б» при перемещении поршня 2. Начало открытия окон «а» должно выполняться в момент полного или частичного (не менее $2/3$ диаметра) перекрытия штоком 4 окон «б» в поршне 2.

Для пускового узла НПУ-2 получение необходимого условия (3.3) обеспечивается, главным образом, установкой под пружину 3 регулировочных колец.

Регулирование синхронности открытия (закрытия) окон «а» и «б» обеспечивается токарной обработкой взаимодействующих поверхностей поршня 2, седла 1 насосного блока и штока опорной втулки 4.

Глава 4

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОГРУЖНЫХ ГИДРОУДАРНЫХ БУРОВЫХ СНАРЯДОВ

С позиции системного подхода процесс бурения скважин погружными гидроударными снарядами можно представить в виде структурной схемы, показанной на рис. 4.1. В системе «ПБС – скважина» задействованы разнообразные факторы, включающие две основные группы: *технические* (конструктивные параметры ПБС, его кинематика и динамика) и *технологические*, являющиеся управляемыми режимными параметрами бурения. Отмеченные факторы различным образом воздействуют на процесс, определяя его основные выходные параметры: рейсовую углубку (L), механическую скорость бурения ($V_{мех}$) и выход керна (BK).

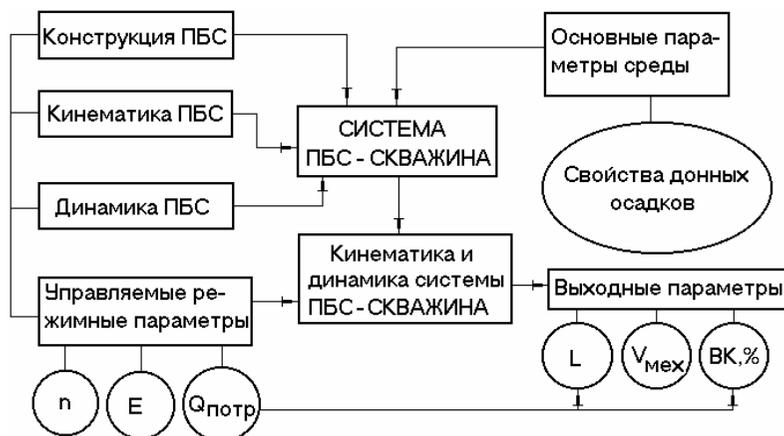


Рис. 4.1. Структурная схема процесса бурения скважины погружными гидроударными буровыми снарядами

Для внедрения колонкового пробоотборника в грунт с обеспечением эффективных значений $V_{\text{мех}}$ и L принципиальным становится вопрос обоснованности и определенности сочетаний основных управляемых режимных параметров, к которым, прежде всего, относятся энергия единичного удара (E) и частота ударов (n).

Весьма существенным средством достижения выходных показателей проходки скважины является реализация мероприятий по уменьшению или, для конкретной области эксплуатации ПБС, предотвращению образования «свайного» эффекта на забое скважины. При этом наиболее эффективным способом, обеспечивающим погружение ПБС с нормативными показателями пробоотбора L и BK , является наличие постоянного восходящего движения воды в керноприемнике с необходимой интенсивностью $Q_{\text{нотр}}$.

Учитывая характер взаимодействия основных групп системы «ПБС – скважина», обеспечить проектные или максимальные показатели бурения L , $V_{\text{мех}}$ и BK возможно за счет оперативного регулирования величин n , E и $Q_{\text{нотр}}$ путем изменения только одного параметра – расхода жидкости на привод гидроударной машины.

Применительно к рассматриваемой системе, управление процессом имеет свою специфику. С одной стороны, существует определенная взаимосвязь между факторами технической группы системы и ее выходными параметрами. С другой стороны, изменение величины сопротивлений разрушаемой среды, препятствующих продвижению пробоотборника в грунт, весьма несущественно влияет на количественные изменения частотно-энергетических параметров n , E и закономерности работы гидроударной машины.

Такая структура реализации процесса проходки скважины обуславливает проблему определения рацио-

нальных технологических режимов бурения на базе оптимизации параметров главного звена ПБС – гидроударного генератора нагрузок.

С практической точки зрения целесообразно ставить вопрос о таком выборе рабочего диапазона управляемых параметров машины (n , E и $Q_{ном}$), количественные рамки которого обеспечивали бы эффективное разрушение встречающихся грунтов в разрезе скважины на интервале рейсовой углубки L .

Для обеспечения заданного соответствия управляемых режимных параметров выходным показателям процесса бурения, учитывая расширенные функции гидродвигателя, синтез гидроударных машин ПБС предполагает рассмотрение широкого круга вопросов, предусматривающих последовательное решение следующих задач:

- обосновать исходные данные для проектирования оптимальных конструктивных и рабочих параметров гидроударных ПБС с разработкой рекомендаций по выбору рационального сочетания конструктивных и частотно-силовых характеристик гидроударного генератора силовых импульсов;

- раскрыть особенности и основные закономерности формирования характеристик гидроударных машин для обоснования параметров, изменение которых является существенным для получения заданных частотно-силовых показателей режима бурения;

- установить закономерности формирования допустимой области работы насосного блока, в пределах которой гарантируется восходящее движение воды в керноприемнике;

- разработать алгоритм расчета количественных параметров гидроударных машин, входящих в состав погружных буровых снарядов, по заданному соответствию входных и выходных параметров гидроударника, установ-

ленным управляемым режимным параметрам и выходным показателям системы в рамках технических и параметрических ограничений.

4.1. Исходные данные для проектирования конструктивных и рабочих параметров гидроударных буровых снарядов

В соответствии со структурной схемой процесса проходки скважины (рис. 4.1) выходные технические результаты бурения зависят от решения вопроса взаимодействия ПБС с разрушаемой средой. В свою очередь, эффективность погружения гидроударных ПБС в грунт определяется соответствием конструкции, кинематики и динамики ПБС и управляемых режимных параметров бурения характеру разрушаемой среды.

Для ударно-вибрационного способа проходки скважин в рыхлых неустойчивых отложениях исходным параметром для расчета достаточной частоты и энергии ударных импульсов является сила сопротивления грунта, возникающая на контакте его с ПБС.

В исследованиях, выполненных В.С. Фоменко [55], традиционные аналитические выражения для определения суммарного усилия сопротивления массива породы внедрению колонкового набора уточнены для условий комбинированного бурения. Автор использует для расчета усилия коэффициент, учитывающий влияние обратной циркуляции в полости керноприемной трубы, предполагая, тем самым, комплексную взаимосвязь управляемых режимных параметров и выходных показателей бурения. В исследованиях В.С. Фоменко раскрыты вопросы выбора управляемых режимов бурения, относящиеся к ударному разрушению пластичных грунтов. Однако ученый не предлагает исходный диапазон параметров для синтеза гидроударных

ПБС на базе изучения механизма разрушения осадков, имеющих широкий спектр локально изменяющихся по глубине скважины свойств (от песков до плотных глинистых пород).

По данным Е.Ю. Шехтера [60], многофакторность показателей и разнообразие горно-геологических условий на весьма малом интервале донного пробоотбора затрудняют установление оптимальных показателей бурения.

Очевидно, задачу создания систем, наиболее полно удовлетворяющих различным, быстро изменяющимся условиям бурения, целесообразно сузить. В связи с наличием взаимосвязи между параметрами среды и технологией бурения, в первую очередь, необходимо ставить вопросы выделения групп осадков, разрушение которых имеет различные механизмы его обеспечения. К таким группам следует отнести:

- породы глинистого комплекса (илы и глины различной плотности, аргиллиты, алевролиты и др.);
- рыхлые грунты (пески различной зернистости, детритовые отложения и др.).

По данным Б.М. Ребрика [44, 45], деформация среды под «башмаком» ПБС, происходящая под действием внешних нагрузок, заключается в перемещении частиц в новое положение в виде деформации сжатия и деформации сдвига. При этом на эффективность разрушения грунтов глинистого комплекса доминирующее влияние оказывают ударные нагрузки. При бурении в песках различного гранулометрического состава и консистенции необходима реализация ударно-вибрационного эффекта. Следовательно, перечень основных свойств грунтов можно ограничить, руководствуясь механизмом разрушения соответствующей группы пород.

Детальный анализ разработок по определению усилий, препятствующих внедрению ПБС, а также известный

перечень донных осадков, встречающихся при бурении мелких скважин в условиях Черного и Азовского морей, позволил выделить главные показатели физико-механических свойств грунтов, оказывающих непосредственное влияние на процесс бурения и отбор проб:

- плотность грунта (ρ_m);
- коэффициент трения горной породы о сталь (K_{cm});
- удельное сопротивление грунта (H_c);
- средневзвешенная крупность зерен грунта (δ);
- угол внутреннего трения породы (φ_1).

Полученный относительно ограниченный набор факторов, как показали дальнейшие исследования, тем не менее, дает возможность с достаточной полнотой подтвердить рабочую область технологических режимов бурения для получения нормативных выходных параметров системы «ПБС – скважина» в условиях частого чередования слоев осадков на коротких интервалах скважины.

На основании исследований, проведенных Членовым В.А. и Михайловым Н.В. [56], можно принять, что прилегающий к буровому снаряду слой рыхлого грунта под воздействием воспринимаемых от гидроударника колебаний становится подобным вязкой жидкости. Этот слой условно разделяется на виброкипящий и виброожигенный. Толщина отмеченных слоев может изменяться в зависимости от свойств горной породы. Экспериментально установлено, что толщина первого слоя не превышает 2δ , а второго $3...8\delta$. В тиксотропных породах общая толщина этих слоев не более $0,3$ мм.

Возникновение виброизмененного слоя позволяет снизить, в значительной мере, силу трения керна о внутреннюю поверхность колонковой трубы, отдавая тем самым начало «свайного» эффекта и увеличивая сохранность пробы.

В процессе ударно-вибрационного бурения передан-

ная грунту энергия колебаний расходуется на преодоление сил внутреннего трения грунта $S_{\text{вн}}$, гидродинамического трения $S_{\text{сд}}$ и упругого бокового сопротивления $S_{\text{упр}}$ [27]. При малых перемещениях бурового снаряда, что имеет место при рассматриваемом способе погружения пробоотборника, упругое боковое сопротивление грунта с достаточной точностью можно считать пропорциональным колебательным перемещениям частичек грунта, прилегающих к колонковому набору ПБС:

$$S_{\text{упр}} = \kappa_{\text{зр}} x_1, \quad (4.1)$$

где $\kappa_{\text{зр}}$ – коэффициент упругой жесткости грунта [9]; x_1 – колебательные перемещения частичек грунта или центра тяжести прилежащего слоя (системы «ПБС – грунт»).

Равнодействующая сил сопротивления (R_{Σ}) с достаточной степенью точности может быть принята пропорциональной перемещениям частиц грунта. Поскольку сдвиг фаз между слагаемыми силами неизвестен, равнодействующую можно представить в комплексном виде

$$R_{\Sigma} = S_{\text{упр}} + S_{\text{сд}} + S_{\text{вн}};$$

$$R_{\Sigma} = \kappa_{\text{зр}} x_1 + i \kappa_{\text{зр}} x_1 \gamma_{\Sigma \text{зр}};$$

$$R_{\Sigma} = \kappa_{\text{зр}} x_1 (1 + i \gamma_{\Sigma \text{зр}}), \quad (4.2)$$

где $\gamma_{\Sigma \text{зр}}$ - суммарный коэффициент трения грунта.

Кроме того, энергия тратится на колебание (разжижение) прилежащего слоя частиц - $m \ddot{x}_1$ (здесь m – масса колеблющегося слоя, \ddot{x}_1 - ускорение системы).

Если колебания возбуждаются периодической силой

$P_{y(t)}$ или изменяющейся по гармоническому закону $Pe^{i\omega t}$ (ω - круговая или рабочая частота гидроударного механизма), то с учетом изложенного выше можно составить уравнение динамики для колеблющегося слоя

$$m\ddot{x}_1 + R_\Sigma = P_{y(t)} \quad \text{или}$$

$$m\ddot{x}_1 + \kappa_{zp}x_1(1 + i\gamma_{\Sigma zp}) = P_{y(t)}. \quad (4.3)$$

Решая полученное уравнение относительно максимальной амплитуды колебаний частиц грунта, получим

$$A_{\max} = \frac{P_{y.\max}}{\kappa_{zp} \sqrt{\left(1 - \frac{\omega^2}{P_0^2}\right)^2 + \gamma_{\Sigma zp}^2}}, \quad (4.4)$$

где P_0 - частота собственных колебаний системы.

Разжижение слоя происходит в случаях, когда минимально допустимая амплитуда колебаний частиц (A_{\min}) превышает их размер (δ):

$$A_{\min} \geq \alpha\delta, \quad (4.5)$$

где α — экспериментальный коэффициент [27].

Максимальная амплитуда колебаний частиц будет иметь место тогда, когда соблюдается условие резонанса: $\omega = P_0$.

Если настройка на резонанс невозможна, то необходимая частота механизма может быть определена из формулы [54], которая с учетом (4.1), преобразуется к виду

$$\omega = P_0 \sqrt{1 \pm \sqrt{\frac{[P_{max}]^2}{\alpha^2 \delta^2 \kappa_{zp}^2} - \gamma_{\Sigma ep}^2}}, \quad (4.6)$$

где $[P_{max}]$ - максимально допустимое усилие, обусловленное прочностью бурового снаряда.

Так как частицы грунта имеют две степени свободы, то они будут обладать двумя главными частотами, а резонансные кривые будут характеризоваться двумя экстремумами, что подтверждается также исследованиями Д.Д. Баркана.

Для виброкипящего и разжиженного слоя, суммарный коэффициент трения можно заменить коэффициентом вибровязкости χ

$$\chi = \frac{b}{\eta^k}, \quad (4.7)$$

где $\eta = \frac{a}{g}$ - отношение ускорения колебания a к ускорению свободного падения g ; b и k - эмпирические коэффициенты.

Вибрационный эффект наступает при ускорении колебаний $(1,5-2,0)g$, т.е. когда $\eta \geq 1,5-2$. Следовательно, круговая частота механизма может быть определена из выражения

$$\omega = P_0 \sqrt{1 \pm \sqrt{\frac{[P_{max}]^2}{\alpha^2 \delta^2 \kappa_{zp}^2} - \left(\frac{b}{\eta^k}\right)^2}}. \quad (4.8)$$

Вибрирующую вокруг снаряда массу грунта приближенно можно определить, воспользовавшись значением максимальной глубины проникновения колебаний в слой

сыпучего материала [56]:

$$h_{\max} = \frac{2N}{FA^2\omega^3} \sqrt{\rho - 1}, \quad (4.9)$$

где N - мощность, сообщаемая слою; F - площадь контакта; ρ - плотность грунта.

Таким образом, основными исходными данными для проектирования рабочих параметров гидроударных механизмов для бурения скважин с реализацией ударно-вибрационного эффекта являются амплитуда, частота, ускорение колебаний, а также возмущающее усилие на контакте системы «ПБС – грунт», допустимое для используемого бурового снаряда.

Значения исходных данных для проектирования минимальных амплитудных характеристик, полученные с использованием формул (4.1) – (4.9) (с учетом исследований, выполненных Членовым В.А., Михайловым Н.В., Коломойцем А.В.) и уточненные экспериментально для песчаных грунтов [27], приведены в табл.4.1.

Таблица 4.1. Исходные амплитудные характеристики для погружения пробоотборника в грунт

Наименование грунта	Амплитудные характеристики		
	δ , мм	α	A_{\min} , мм
Песок мелкозернистый	0,5 – 0,7	1,5 – 1,8	0,8 – 1,2
Песок среднезернистый	1,0 – 1,2	1,4 – 1,5	1,4 – 1,8
Крупнозернистые пески	1,2 – 2,5	1,3 – 1,4	1,6 – 3,5
Пылеватые пески, супеси, суглинки	0,03-0,05	1,8 – 2,0	0,5 – 0,1

Среднее за период колебаний значение мощности, затрачиваемой на поддержание вибрации системы, можно

рассчитать по известной формуле Д.Д. Баркана

$$W = m_c n (A \omega)^2, \quad (4.10)$$

где n – коэффициент сопротивлений колебаниям; m_c – масса колеблющейся системы.

Решив уравнение (4.10) относительно амплитуды колебаний, получим

$$A = \omega^{-1} \sqrt{\frac{W}{m_c n}}. \quad (4.11)$$

Анализ выражения (4.11) показывает, что при $W = const$ с уменьшением m_c увеличивается A . Поэтому при использовании ПБС, спускающихся в скважину на колонне бурильных труб, над ПБС необходимо ставить разъединитель, разделяющий буровой инструмент на колеблющуюся и неподвижную части.

Учитывая, что вынужденные колебания возбуждаются возвратно-поступательно движущимся бойком, то его вес должен рассчитываться с учетом теории соударений. За время контакта бойка с наковальной волна сжатия пройдет по снаряду путь, равный приближенно двум длинам бойка. Следовательно, вес бойка необходимо выбирать большим веса заданной длины колонкового набора ПБС. Вместе с тем, с учетом энергетических возможностей штатного приводного оборудования и номинальных характеристик буровых насосов, во избежание получения высокого давления жидкости в цилиндре гидроударника на каждый $см^2$ рабочей площади поршня допускается 2,75-3,0 кг массы бойка. Эти граничные условия обуславливают выделение допустимого значения массы бойка m_b в диапазоне предельной рабочей площади поршня гидродвигателя

ГУ (f). В свою очередь, условие наличия требуемого диапазона энергии удара для эффективного погружения бурового снаряда в выделенный спектр донных осадков выполняется при определенном соотношении m_{δ} и скорости соударения бойка с наковальной (V_2), что также зависит от величины f .

На отмеченную выше ограничивающую взаимосвязь между параметрами f и m_{δ} накладывается дополнительное требование, связанное с обеспечением высокого коэффициента передачи энергии в разрушаемую среду.

В соответствии с исследованиями Б.М. Ребрика, без особой погрешности можно допустить, что удар воспринимает «башмак» и некоторая масса сцепленного с ним грунта, зависящая от его физико-механических свойств, диаметра «башмака» и величины его заглубления, а в последующем движении участвует «пассивная» часть ПБС, воспринимающая удар. При этом амплитуда колебаний погружного бурового снаряда (A) может быть выражена величиной перемещения ударной системы.

Из уравнения баланса энергии устанавливается соотношение

$$m_{\delta}V_2^2 = P_y\eta_y(A + A_{\delta}) . \quad (4.12)$$

Решая уравнение (4.12) относительно A , получим

$$A = \frac{m_{\delta}V_2^2}{P_y\eta_y} - A_{\delta} , \quad (4.13)$$

где V_2 - скорость соударения бойка с верхней или нижней наковальнями; P_y - сила удара, переданная буровому сна-

ряду; $\eta_y = \frac{m_{\delta}(1 + \varphi)}{m_{ch}(1 - \varphi) + 2m_{\delta}}$ - коэффициент передачи удара

[28]; m_{δ}, m_{ch} - соответственно, масса бойка и бурового

снаряда; $A_{\delta} = \frac{P_y L_{\delta}}{E_1 F_{\delta}}$ - величина деформации бойка [28]; L_{δ}

- длина бойка; F_{δ} - площадь сечения бойка; E_1 - модуль продольной упругости материала бойка.

По данным [55] условие погружения бурового снаряда ($h > 0$) достигается при определенном значении энергии удара, что позволяет, используя исследования Б.М. Ребрика, выделить зависимость для расчета минимальной скорости соударения бойка с наковальней [45]

$$V_2 = \sqrt{\frac{2h(P_c - P_y)(m_{\delta} + m_{ch} + m_{zp})^2 \lambda_y}{m_{\delta}(m_{\delta} + m_{ch})}}, \quad (4.14)$$

где $m_{zp} = \pi D \rho_m \Delta L^2 \operatorname{tg} \theta$ - масса грунта; P_c - сила сопротивления грунта погружению ПБС [55]; D - наружный диаметр «башмака»; θ - угол, между вертикальной линией и образующей конуса грунта; ΔL - заглубление инструмента в грунт.

С учетом волновой теории [1], развиваемая сила удара бойка по колонковому снаряду (P_y), может быть определена из соотношения [28], преобразованного к виду

$$P_y = \frac{E_1 F_{\delta} V_2 F_{ch}}{(F_{\delta} + F_{ch}) c_1} \lambda_y, \quad (4.15)$$

где F_{ch} - площадь сечения колонкового набора (наковальни); c_1 - скорость распространения ударной волны в мате-

риале бурового снаряда; λ_y - коэффициент передачи удара [28]

$$\lambda_y = \frac{F_{\bar{\sigma}}(1 + \varphi)}{2[F_{cн}(1 - \varphi) + F_{\bar{\sigma}}]}, \quad (4.16)$$

Необходимая энергия удара может быть определена из соотношения [55]

$$E = \frac{P_y^2 c_1 t_{yd}}{E_1 F_{cн} \lambda_y}, \quad (4.17)$$

где t_{yd} - время соударения

$$t_{yd} = \frac{2L}{c_1}, \quad (4.18)$$

где L - длина колонкового набора.

Приведенные формулы (4.13) – (4.17) показывают, что эффективность разрушения осадков определяется силой удара, которая взаимосвязана с жесткостью и площадью сечения бойка. Причем площадь сечения бойка должна быть близка к площади сечения наковальни или колонкового набора [1].

На основании изложенного, с учетом конструктивных ограничений параметров колонкового набора, обусловленных нормами инженерно-геологического стандарта (по работам Б.М. Ребрика, И.Г. Шелковникова, В.С. Фоменко), разработаны исходные данные для проектирования минимальных силовых характеристик погружного гидроударного бурового снаряда для успешного внедрения ПБС в грунт (табл.4.2).

Таблица 4.2. Исходные силовые параметры для проектирования гидроударных ПБС

Наименование грунта	Исходные параметры			
	H_c , МПа	K_{cm}	ρ , кг/м ³	$\frac{P_y, \text{кН}}{E, \text{Дж}}$
Глина тугопластичная	9,5	0,15	2050	$\frac{105,0}{82,7}$
Глина мягкопластичная	2,5	0,10	1950	$\frac{64,5}{31,2}$
Глина текучепластичная	0,6	0,05	1900	$\frac{31,5}{7,4}$
Песок крупнозернистый	10,0	0,35	2000	$\frac{94,5}{67,0}$
Песок среднезернистый	5,0	0,35	2100	$\frac{68,3}{35,0}$
Песок мелкозернистый	4,0	0,25	2300	$\frac{47,3}{16,8}$

В предложенной совокупности управляемых режимных параметров системы «ПБС – скважина» (рис. 4.1) величину $Q_{нотр}$ принято рассматривать как дополнительный параметр, тем не менее, существенно определяющий глубину погружения пробоотборника в песчаные грунты, и влияющий на качественные и количественные показатели получаемого kernового материала. Причем, геологическая информативность бурения (по показателю BK), находится в соответствии со скоростью восходящего потока жидкости, движущейся по зазору, определяемому толщиной виброизмененного слоя рыхлого грунта, как по линии наименьшего сопротивления.

Для получения нормативных значений BK скорость восходящего потока ограничивается критической скоростью (U_k), величина которой зависит, в основном, от

крупности и удельного веса частиц породы.

Исследования гидротранспорта сыпучих материалов [26] показывают, что снижение скорости двухфазного взвесенесущего потока ниже U_k приводит к выпадению части твердой фазы в осадок, уменьшению живого сечения трубопровода и, в конечном итоге, заиливанию его (в конкретном случае – к прекращению промывки полости керноприемной трубы). При скоростях движения пульпы $U \geq U_k$, все частицы твердой фазы перемещаются во взвешенном состоянии, не влияя на условия движения воды и характер потерь напора.

По данным В.С. Кнорза и Г.Н. Роера величина критической скорости зависит от гидравлической крупности частиц (ϑ), фракционного состава грунта, диаметра трубопровода и некоторых других величин, характеризующих состав пульпы.

Согласно рекомендациям [26], критическая скорость гидросмеси может быть определена по формуле

$$U_k = 1.02 \cdot \vartheta \sqrt{\beta \left(\frac{D}{d_c} \right)^{3.5}}; \quad (4.19)$$

$$\vartheta = \sqrt{\frac{4(\rho_m - \rho)d_0 g}{3\rho C}}, \quad (4.20)$$

где C - коэффициент сопротивления, зависящий от формы обтекаемого тела и числа Рейнольдса [13]; D - диаметр трубопровода (для ПБС величина D соответствует внутреннему диаметру керноприемной трубы); β - отношение массы твердых частиц к массе чистой воды в пульпе; ρ_m - плотность грунта; d_0 - средневзвешенный диаметр частиц грунта.

При $U \geq U_k$ потери напора в пульпопроводе не отличаются от потерь напора при движении чистой воды [15]. Поэтому определение C при анализе зависимости (4.20) можно без значительной погрешности производить по формулам классической гидравлики ньютоновской жидкости.

Потребная производительность насосного блока ($Q_{номр}$) может быть определена по формуле [26]

$$Q_{номр} = U_k \pi \delta_1 (d_T - \delta_1), \quad (4.21)$$

где d_T – внутренний диаметр керноприемной трубы; δ_1 – зазор между керном и стенками керноприемной трубы (закладывается конструктивно и примерно равен расчетной толщине виброизмененного слоя).

Таким образом, если насосный блок развивает производительность большую или равную $Q_{номр}$, то в полости керноприемной трубы будет сохраняться восходящее движение потока жидкости.

Исходя из зависимости (4.21) и условия разжижения прилегающего к стенкам трубы слоя, была составлена таблица значений минимально необходимой скорости восходящего потока (U_k) и предельного расхода жидкости ($Q_{номр}^{\min}$) для осадков, характеризующихся гранулометрическим показателем d_0 (табл.4.3).

Приведенный в табл. 4.3 перечень осадков является штатным для донных отложений Черного и Азовского морей и занимает более 80% объема в вертикальном разрезе проходимых скважин.

Таблица 4.3. Значения параметров U_k и $Q_{нотр}^{\min}$

Наименование грунта	Значение параметров		
	d_0 , мм	U_k , м/с	$Q_{нотр}^{\min}$, л/мин
Супеси и суглинки	0.30 – 0.25	0.30– 0.25	8.0 – 5.6
Глины с песком	0.15 - 0.10	0.20– 0.15	2.8 – 1.4
Пылеватые пески	0.10 - 0.05	0.15– 0.10	1.4 – 0.6
Кварцевый песок мелкозернистый	0.25 – 0.10	0.30– 0.15	6.6 – 1.4
Кварцевый песок среднезернистый	0.50 - 0.25	0.40– 0.35	16.5 – 7.7
Кварцевый песок крупнозернистый	1.20 – 0.50	0.50– 0,40	44.2 – 16.5

Кроме отмеченных основных исходных данных - n , E и $Q_{нотр}$ можно указать также ряд дополнительных, которые могут быть отнесены к группе нерегулируемых технических и технологических параметров, обусловленных спецификой эксплуатации и целевым назначением гидроударного ПБС:

- размер корпуса гидроударного погружного бурового снаряда устанавливается по выбранному диаметру колонкового набора, в соответствии с нормативными требованиями отбора и упаковки керна, с учетом унификации по диаметрам труб геологоразведочного стандарта;
- размеры «башмака»: наружный (D) и внутренний (d) диаметры, длина наружной цилиндрической части (h) и угол приострения (α_1), которые регламентируются нормативными требованиями или выбираются по рекомендациям [45];
- площадь сечения бойка (F_{σ}) принимается максимальной для установленного диаметра гидроударника с

выполнением условия ($F_{\sigma} \geq F_{сн}$) (здесь $F_{сн}$ - площадь сечения снаряда соответствует выбранным размерам колонкового набора погружного бурового снаряда);

- площадь сечения наковальни (F_n) выбирается из условия ($F_{\sigma} \approx F_n$).

- масса бойка устанавливается из условия ограничений по давлению $m_{\sigma} = \left[(2.75 - 3.0) \frac{\kappa z}{\text{см}^2} \right] f$;

Учитывая равную значимость величины динамических нагрузок, передающихся на верхнюю и нижнюю наковальни гидроударника при ударно-вибрационном бурении, механизм должен проектироваться с равными давлениями потока жидкости в цилиндре гидродвигателя при ходе бойка вверх и вниз.

Отмеченное условие характеризуется соотношением

$$P^{\sigma} = P^H, \quad (4.22)$$

где P^{σ}, P^H - среднее давление жидкости в цилиндре гидроударника при ходе бойка, соответственно, вверх и вниз.

Допуская, что фазовый расход жидкости на рабочем ходе поршня определяется объемом цилиндра, без значительных погрешностей устанавливаются равенства

$$P^{\sigma} = \frac{mV_{1\sigma}^2 (1 - \varphi^2)}{2Sf_{\sigma}} + \frac{P_2 f_{\sigma} + R - G}{f_{\sigma}}, \quad (4.23)$$

$$P^H = \frac{mV_{1H}^2 (1 - \varphi^2)}{2Sf_H} + \frac{P_2 f_H + R + G}{f_H}, \quad (4.24)$$

где $V_{1\sigma}, V_{1H}$ - скорость бойка в конце рабочего хода вверх и

вниз; f_6, f_n - рабочая площадь поршня при ходе вверх и вниз.

После подстановки (4.23) и (4.24) в (4.22), учитывая, что $f_n = f_6 + f_n$ и допуская, для проектного расчета уравновешенного механизма, величину средней скорости бойка в виде отношения расхода жидкости на соответствующую рабочую площадь поршня, получим

$$\frac{mQ^2(1-\varphi^2)}{2S} \left[\frac{(f_n - f_6)^3 - f_6^3}{f_6^3 (f_n - f_6)^3} \right] + R \left[\frac{f_n - 2f_6}{f_6(f_n - f_6)} \right] - G \left[\frac{f_n}{f_6(f_n - f_6)} \right] = 0. \quad (4.25)$$

Общая площадь поршня (f_n) задается конструктивно, исходя из ограничений по диаметру корпуса гидроударника. Численный метод решения уравнения (4.25) относительно f_6 при широком диапазоне G, Q, S, R, f_n , показывает, что уравновешенная работа гидроударника достигается при условии

$$f_6 = (0.47 - 0.5)f_n. \quad (4.26)$$

На основании полученного соотношения, устанавливается зависимость рабочих площадей при ходе вверх и вниз

$$f_6 \approx f_n \approx 0.5f_n = f. \quad (4.27)$$

Таким образом, рабочая площадь поршня (f) зависит от суммарной площади поршня (f_n) и задается конструктивно, исходя из ограничений по диаметру корпуса гидроударника.

Учитывая, что скорость соударения бойка и накопительной V_2 является функцией свободного хода бойка (S_2), частным условием является выделение рационального со-

отношения между двумя взаимосвязанными конструктивными величинами: ходом клапанов $S_{кл}$ и S_2 .

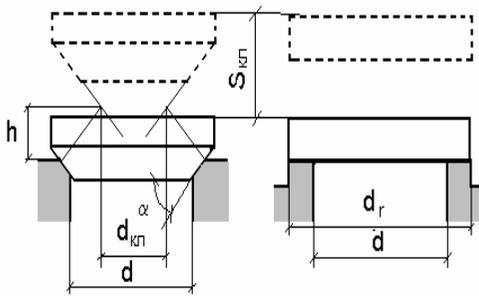


Рис. 4.2. Схемы клапанов распределительного узла гидроударного механизма

Ход клапанов ($S_{кл}$) выбирается из условия получения значения дроссельной щели, равной площади отверстия подводящего канала клапанного распределителя (рис. 4.2).

Минимальное значение площади дроссельной щели должно приниматься или быть близкой к площади отверстия подводящего канала. В распределительном устройстве гидроударного механизма применяются клапаны двух типов: конусный (как правило, впускной клапан) и плоский (выпускной клапан).

Геометрические зависимости и соотношения основных размеров, связывающие конструктивные параметры с площадью дроссельной щели клапана ($\sigma_{кл}$) и ходом клапана ($S_{кл}$) имеют вид:

а) для впускного клапана

$$\frac{d_{кл}}{d} = 1 - \frac{S_{кл} \sin \alpha}{2d};$$

$$\frac{h}{d} = \frac{S_{кл}}{d} \sin^2 \frac{\alpha}{2};$$
(4.28)

$$\bar{\omega}_{\text{кл}} = \pi S_{\text{кл}} \text{Sin} \frac{\alpha}{2} \left(d - \frac{S_{\text{кл}} \text{Sin} \alpha}{2} \right). \quad (4.29)$$

б) для плоского (выпускного) клапана

$$\bar{\omega}_{\text{кл}} = \pi d S_{\text{кл}}. \quad (4.30)$$

При этом площадь прилегания клапанов к сопрягаемой поверхности седел ($f_{\text{кл}}$), обуславливающая стабильность работы и синхронность перестановки клапанов, установлена экспериментально в виде соотношения

$$f_{\text{кл}} \approx 0.25 f. \quad (4.31)$$

Приведенные дополнительные исходные данные имеют для конкретного механизма постоянный уровень значений и не влияют на оптимизацию технологических режимов непосредственно в процессе бурения скважины.

Параметры n , E и $Q_{\text{нотр}}$ для разработанных ПБС реализуются с возможностью их оперативного изменения, в зависимости от свойств разрушаемой среды и являются универсальными для обеспечения эффективного бурения скважин.

Принимая во внимание несущественность влияния физико-механических свойств и величины сопротивлений разрушаемого грунта на количественные и качественные изменения частотно-энергетических характеристик гидроударника, задачей выбора соотношений конструктивных и рабочих параметров погружных буровых снарядов для обеспечения оптимальной рабочей области n , E и $Q_{\text{нотр}}$ решается на основе установления закономерностей формирования характеристик многофункциональных гидроударных механизмов, входящих в состав ПБС.

4.2. Методика расчета параметров и основные закономерности формирования характеристик гидроударных машин

Гидроударный механизм, входящий в состав ПБС, представляет собой объемный гидродвигатель двойного действия, в котором потенциальная энергия жидкости преобразуется в кинетическую энергию дифференциального поршня-бойка, совершающего возвратно-поступательное перемещение с остановкой при соударении с верхней или с нижней наковальнями.

Технологические возможности ПБС определяются, прежде всего, тремя функциональными параметрами n , E и $Q_{\text{потр}}$, обеспечивающими эффективный режим погружения бурового снаряда в породу. Такие параметры как расход жидкости на привод гидроударника (Q), рабочее давление в системе (P), эффективная мощность (N_s) и мощность на привод (N_{np}) определяют эксплуатационно-технические возможности ПБС. Причем, между отмеченными группами параметров существует функциональная связь, теоретическая интерпретация которой раскрывается математической моделью работы жидкости в цилиндре механизма, затрачиваемой на перемещение поршня-бойка в течение рабочего цикла.

Обобщенно рабочий цикл гидроударника (ГУ), как главного звена ПБС можно разделить на четыре фазы (рис. 4.3).

Фаза 1. Рабочий ход поршня 3 вверх (S) до встречи с выпускным клапаном 2 под действием силы, обусловленной давлением жидкости P в нижней камере цилиндра 4. Длительность фазы t_1 .

Фаза 2. Перемещение системы «поршень 3 - выпускной клапан 2 – впускной клапан 1» на пути (S_2), переста-

движения воды в керноприемной трубе 10.

В рабочем цикле гидроударника процесс восходящего движения жидкости в колонковой трубе реализуется на первых двух фазах, соответствующих движению поршня вверх.

В течение фаз 1 и 2 происходит всасывание жидкости из полости колонковой трубы через всасывающий клапан 8 в рабочую камеру НБ.

На фазах 3 и 4 жидкость вытесняется из рабочей камеры НБ во внешнюю среду через нагнетательный клапан 9. В это время рабочая камера НБ отделена от полости колонковой трубы закрытым всасывающим клапаном 8.

Для буровых снарядов, входящих в состав установок типа УГВП и УМБ, дополнительно, в течение 1 и 2 фазы, отработанная в гидродвигателе жидкость по каналу совершает работу по размыву стенок скважины по наружной поверхности трубы 10 длиной L .

По данным В.И. Пилипца [41], затраты мощности на преодоление инерции жидкости при ее выхлопе в бесконечное пространство акватории моря и на перемещение взвесенесущей смеси вдоль внешней поверхности короткой трубы не существенны и общими потерями энергии потока на размыв грунта и течение жидкости в колонковом наборе можно пренебречь.

На рис. 4.4. приведена совмещенная осциллограмма скорости перемещения бойка для двух уровней сопротивлений в камере насосного блока, соответствующих условиям движения жидкости в колонковой трубе с высотой колонки керна 3 и 9 м. Полученные фактические данные свидетельствуют о несущественности влияния сопротивлений в камерах НБ на динамику перемещения поршня гидродвигателя машины. Изменение величины скорости и частоты ударов бойка при сопротивлениях, эквивалентных высоте керновой пробы 3 - 9 м не превышают 3% [22].

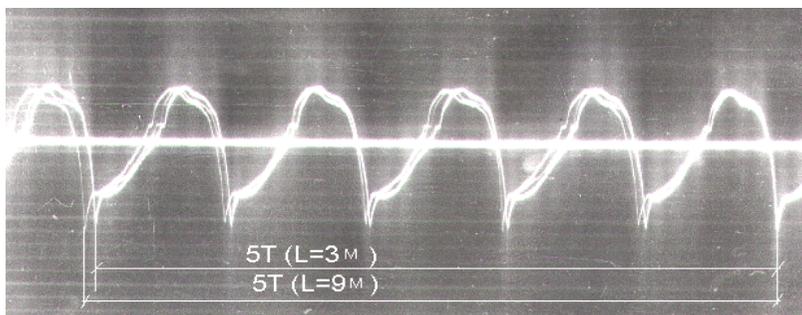


Рис. 4.4. Совмещенная осциллограмма скорости перемещения бойка при различных уровнях сопротивлений в камере НБ с заполнением керноприемника на высоту 3 и 9 м

Это обосновывает возможность не учитывать влияние затрат энергии жидкости на привод насосного блока на рабочие процессы в цилиндре гидроударного механизма.

Для инженерной оценки рабочих параметров гидроударника сделаны и другие допущения принципиально-го характера, не противоречащие естественным законам и соответствующие реальным условиям работы ГУ:

- жидкость в надпоршневой камере ГУ безынерционная и несжимаемая; корпус механизма и наковальни неподвижны в течение рабочего цикла; плотность рабочей жидкости в цилиндре ГУ остается постоянной в течение рабочего цикла независимо от величины давления [61];

- ввиду небольших размеров полости цилиндра по сравнению с длиной трубопровода, время пробега упругой волны по цилиндру мало по сравнению со временем распространения волны по трубопроводу и этим временем можно пренебречь [50];

- гидравлические сопротивления в ГУ, зависящие от квадрата скорости жидкости, выражаются некоторой постоянной величиной для заданных условий эксплуатации [7];

- при ударе бойка возникает отскок, характеризую-

щийся коэффициентом восстановления скорости (φ) [1].

Математическая модель машины ограничена двумя уравнениями: уравнением динамики поршня-бойка (4.32) и уравнением баланса объемов жидкости (4.33).

$$m \frac{d^2 x}{dt^2} = Pf \pm G, \quad (4.32)$$

$$QT = q_1 + q_2 + \dots + q_n, \quad (4.33)$$

где m , $\frac{d^2 x}{dt^2}$ - масса и текущее ускорение поршня-бойка; P - давление жидкости в цилиндре; f - рабочая площадь поршня; G - вес поршня-бойка; Q - расход жидкости на привод механизма; T - длительность рабочего цикла; q_{1-n} - объемы жидкости, проходящие через механизм в отдельные фазы рабочего цикла.

При составлении уравнения движения системы «поршень – боек» (4.32) основная трудность и наибольшее количество подходов при разработке математического описания процесса работы гидроударных буровых машин заключается в формулировке регулярной гидравлической силы (Pf), определяющей динамику поршня-бойка на фазах рабочего хода.

В общем виде, давление жидкости в цилиндре гидроударника (P), воздействующее на поршень, равно давлению в конце трубопровода (на входе жидкости в гидроударник) и определяется как сумма переменного давления $P_{гв}$, связанного с изменением расхода формулой гидравлического удара (второе слагаемое правой части уравнения (4.34)), и дополнительного давления P_1 , представляющего

собой определенный запас энергии, необходимый на выполнение жидкостью некоторой работы W в цилиндре механизма (на перемещение бойка и преодоление всех видов сопротивлений в гидросистеме).

$$P = P_1 + P_{cy} = P_1 + k\rho c\mu \frac{f}{f_T} \left(V_0 - \frac{dx}{dt} \right), \quad (4.34)$$

где k – коэффициент, учитывающий разрежение за поршнем при гидроударе ($k=1$ - при работе гидроударника в скважине, заполненной жидкостью; $k=2$ - при работе гидроударника на поверхности); ρ - плотность жидкости; c - скорость распространения гидроударной волны; μ - коэффициент утечек жидкости на рабочем ходе; f_T - площадь поперечного сечения труб; V_0 - скорости жидкости в цилиндре гидроударника; $\frac{dx}{dt}$ - текущая скорость поршня;

Учитывая, что рассматриваемый тип гидроударника имеет дифференциальный поршень, рабочая площадь поршня f определяется формулами:

- для хода вниз $f = f_u$;
- для хода вверх $f = f_n - f_u$,

где f_n и f_u площади, соответственно, поршня 3 и штока, представляющего собой меньшую ступень дифференциального поршня, уплотненного в наковальне 7 (рис.4.3).

Величина P_1 как дополнительный напор жидкости в подводящем трубопроводе определяется на основе баланса энергии

$$\frac{U\rho}{2} (V_n^2 - V_k^2) + P_1 Q T = W, \quad (4.35)$$

где U - объем жидкости в подводящем трубопроводе; V_H, V_K - скорость жидкости в начале и конце рабочего хода поршня-бойка.

Учитывая, что среднее значение скорости потока в подводящем трубопроводе определяется подачей насоса и в течение цикла $V_H = V_K = const$, дополнительная составляющая давления, зависящая от работы жидкости в цилиндре машины, равна

$$P_1 = \frac{W}{Q \cdot T} = \frac{\varpi_1 + \varpi_2 + \dots + \varpi_n}{Q \cdot T}, \quad (4.36)$$

где ϖ_{1-n} - работа жидкости на отдельных фазах рабочего цикла гидроударника.

В цилиндре гидроударника жидкость совершает работу на первой (ω_1) и третьей (ω_3) фазах рабочего цикла, поэтому

$$P_1 = \frac{\omega_1 + \omega_3}{QT}, \quad (4.37)$$

где $\omega_1 = \frac{mV^2}{2}(1 - \varphi^2) + GS + RS + P_2 fS$;

$$\omega_3 = \frac{mV^2}{2}(1 - \varphi^2) - GS + RS + P_2 fS.$$

Соударение бойка и наковальни гидроударной машины рассматривается как упругий удар, для которого коэффициент восстановления скорости $\varphi = 0,55$.

С учетом допущения о не существенности энергозатрат жидкости, связанных с преодолением сопротивлений во всасывающей камере насосного блока, давление P_1 определяется равенством:

$$P_1 = \frac{mV^2(1-\varphi^2) + 2RS + 2P_2fS}{2QT}, \quad (4.38)$$

где V – скорость бойка в конце рабочего хода S при ходе вверх и вниз; R - силы механического трения; P_2 - потери давления, обусловленные гидравлическими сопротивлениями в механизме.

Допуская, что силы механического и гидравлического трения компенсируются дополнительным перепадом давления, уравнение движения поршня (4.32) с учетом (4.34) и (4.38), может быть записано в виде

$$m \frac{d^2x}{dt^2} = k\rho c \mu \frac{f^2}{f_T} \left(V_0 - \frac{dx}{dt} \right) + \left[\frac{mV^2(1-\varphi^2) + 2S(R + P_2f)}{2QT} \right] f \pm G$$

или, после преобразования и упрощения записи,

$$\frac{d^2x}{dt^2} + a \frac{dx}{dt} - b = 0, \quad (4.39)$$

где
$$a = k\rho c \mu \frac{f^2}{mf_T};$$

$$b = \frac{1}{m} \left[k\rho c \mu \frac{f^2}{f_T} V_0 + P_1 f \pm G \right].$$

Решением уравнения (4.39) являются выражения для текущих значений скорости $\frac{dx}{dt}$ и перемещения бойка x :

$$\frac{dx}{dt} = \frac{b}{a} (1 - e^{-at}); \quad (4.40)$$

$$x = \frac{b}{a} \left[t - \frac{1}{a} (1 - e^{-at}) \right]. \quad (4.41)$$

Из отношения $\left(\frac{dx}{dt}\right):x$ устанавливается новое значение текущей скорости перемещения бойка

$$\frac{dx}{dt} = \frac{x(1 - e^{-at})}{t \left[1 - \frac{1}{at} (1 - e^{-at}) \right]} = \frac{x}{t} y, \quad (4.42)$$

где y - коэффициент пропорциональности, зависящий от времени рабочего хода.

Для конечных значений скорости и хода бойка

$$V = \frac{S}{t_1} y. \quad (4.43)$$

$$y = \frac{1 - e^{-at_1}}{1 - \frac{1}{at_1} (1 - e^{-at_1})}. \quad (4.44)$$

Для нахождения времени рабочего хода (t_1) используется соотношение (4.33), которое для рассматриваемой схемы гидроударника, имеет вид

$$QT = q_1 + q_2 + q_3 + q_4. \quad (4.45)$$

где $T = t_1 + t_2 + t_3 + t_4$; t_1, t_2, t_3, t_4 - продолжительность отдельных фаз рабочего цикла;

Для гидроударных машин с симметричным циклом ($f = f_u = f_n - f_u$), объемы жидкости, проходящей через

механизм на 1-й и 3-й фазах рабочего хода поршня, одинаковы

$$q_1 = q_3 = \frac{fS}{\mu}. \quad (4.46)$$

В конце рабочего хода S (завершение фазы 1 или 3) клапан 2 прижат к седлу силой давления P (рис.4.3). При открытии клапана (в момент перестановки клапанов) жидкость свободно проходит через гидроударник. Потенциальная энергия потока в виде давления P переходит в кинетическую энергию, и жидкость в цилиндре машины приобретает дополнительную скорость ΔV (упругое расширение жидкости).

С учетом отмеченного выше, объем жидкости, проходящей через гидроударник в периоды перестановки клапанов, может быть вычислен по формуле

$$q_2 + q_4 = (t_2 + t_4)(V + \Delta V) \cdot f. \quad (4.47)$$

С учетом условия неразрывности потока жидкости

$$\Delta V = \Delta V_T \frac{f_T}{f_0}, \quad (4.48)$$

где f_0 - площадь проходного сечения клапана; ΔV_T - приращение скорости в сечении перед поступлением жидкости в гидроударник после открытия клапана. В соответствии с исследованиями Л.М. Тарко [50]

$$\Delta V_T = \frac{Pf}{\rho c(f_T - f)}. \quad (4.49)$$

С учетом (4.49) и (4.34)

$$\Delta V = \frac{k\rho c\mu(V_0 - V)\frac{f}{f_T} + P_1}{f_0\rho c\left(1 + \frac{f}{f_T}\right)} \cdot f. \quad (4.50)$$

Используя полученные соотношения, после несложных преобразований равенство (4.45) примет вид

$$2Q(t_1 + t_2) = 2fS\frac{1}{\mu} + 2t_2f\left(\frac{S}{t_1}y + \Delta V\right), \quad (4.51)$$

где $t_2 = \frac{S_2 t_1}{k_2 y S}$ - время перестановки клапанов (S_2 - ход клапанов); $k_2 = (0,89-0,96)$ - коэффициент потерь скорости бойка на свободном ходе.

Уравнение (4.51) решается относительно t_1 одним из приближенных методов.

После определения t_1 находится значение его скорости перед перестановкой клапанов $\left(V_1 = \frac{Sy}{t_1}\right)$. Затем устанавливается время перестановки клапанов (t_2), продолжительность рабочего цикла $T = 2(t_1 + t_2)$, и скорость соударения бойка с наковальной $V_2 = \sqrt{V_1^2 - \frac{2S_2 Pf}{m}}$.

Остальные рабочие параметры рассчитываются по известным зависимостям, приведенным в табл.4.4 [20].

При проектировании гидроударных машин, важно

иметь оценку влияния изменения различных параметров гидроударной системы на эффективность ее работы, с тем, чтобы в рамках различных технических ограничений выбрать сочетания параметров, обеспечивающих заданный или наилучший показатель качества работы машины.

Таблица 4.4. Формулы для определения параметров гидроударника

Наименование параметра	Расчетная формула
Энергия единичного удара, Дж	$E = 0.5mV_2^2(1 - \varphi^2)$
Частота ударов, с ⁻¹	$n = T^{-1}$
Эффективная мощность ГУ, Вт	$N_3 = 2En$
Мощность на привод ГУ, Вт	$N = QP$
КПД	$\eta = N_3/N$

Для установления основных закономерностей формирования характеристик гидроударников наиболее естественным является метод вариации различных сочетаний параметров исследуемой системы: массы бойка (m), рабочего (S) и свободного (S_2) ходов бойка, сечения трубопровода (f_T) и расхода жидкости (Q) на привод механизма.

С целью сокращения времени на решение задачи вычисления рабочих параметров и получения числовых и графических характеристик гидроударных машин разработана программа на алгоритмическом языке PASCAL.

Результаты приведенных ниже исследований ограничены выяснением направлений форсирования рабочих характеристик гидроударных машин за счет выбора эффективных количественных значений рабочей площади поршня (f); рабочего хода бойка (S); свободного хода бойка (S_2); массы бойка (m); сечения трубопровода (f_T).

С точки зрения эксплуатации гидроударных ПБС решающее значение имеет возможность оперативного регулирования режимов бурения при изменении геологических условий по вертикальному разрезу скважины. Практически такая задача может быть решена только одним способом – увеличением или уменьшением расхода жидкости Q на привод гидроударника. Поэтому, основная часть исследований касается анализа функциональной взаимосвязи отмеченных конструктивных элементов гидроударника от параметра Q .

В табл.4.5 и 4.6 показаны данные расчета характеристик гидроударника от расхода жидкости Q .

Таблица 4.5. Характеристика гидроударника при различных величинах расхода жидкости

Исходные конструктивные элементы гидроударника						
$S=22\text{ мм}$	$S_2=3\text{ мм}$	$m=50\text{ кг}$	$f_T=12\text{ см}^2$	$f=21\text{ см}^2$		
$Q,$ <i>л/мин</i>	$V_1,$ <i>м/с</i>	$V_2,$ <i>м/с</i>	$n,$ <i>с⁻¹</i>	$P,$ <i>МПа</i>	$E,$ <i>Джс</i>	$\eta,$ <i>%</i>
144	1.063	0.943	12.6	0.95	25.7	14.2
168	1.274	1.147	14.4	1.22	36.9	15.6
180	1.378	1.247	15.3	1.37	43.2	16.1
192	1.483	1.345	16.2	1.53	50.1	16.5
240	1.890	1.729	19.3	2.31	81.2	17.0
300	2.364	2.168	22.6	3.52	127.1	16.3

Таблица 4.6. Зависимость эффективной ($Nэ$) и приводной ($Nпр$) мощности гидроударника от расхода жидкости при исходных данных (табл.4.6)

$Q, \text{ л/ мин}$	90	120	144	168	180	192	240	300
$Nэ, \text{ квт}$	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8	1.6	2.9
$Nпр, \text{ квт}$	0.8	1.5	2.3	3.4	4.1	4.9	9.2	17.6

Приведенные характеристики предложенного типоразмера гидроударника показывают, что при заложенных конструктивных параметрах с увеличением Q наблюдается рост всех частотно-энергетических характеристик гидроударника. Изменение расхода в пределах рабочей области привода гидроударника (180-240 л/мин), позволяет получить широкий диапазон частоты и энергии ударов бойка, соответствующий интервалу частотно-силовых параметров, необходимых для погружения пробоотборника в любой набор донных осадков (см. табл.4.2).

Необходимо отметить, что для гидроударника с выделенными конструктивными параметрами величина $Q = 240$ л/мин соответствует оптимальному режиму его эксплуатации (КПД = *max*). Вместе с тем, не исключается работа гидроударника и в экстремальном режиме. При необходимости реализации повышенных n и E расход жидкости увеличивается за пределы 240 л/мин. Однако, в этом случае темп роста мощности на привод (за счет более резкого повышения рабочего давления жидкости и гидравлических сопротивлений в гидросистеме) существенно превышает интенсивность роста эффективной мощности, что приводит к снижению КПД машины.

Значимость расхода жидкости проявляется и при выборе оптимальных конструктивных параметров гидроударника.

Безальтернативным является факт функциональной связи расхода жидкости и основных конструктивных элементов гидродвигателя машины.

Для каждого расхода жидкости величина оптимального рабочего хода S , которому соответствует максимум энергии удара бойка (рис.4.5), строго определена. При этом для заданного типоразмера при фиксированных конструктивных параметрах машины увеличение Q приводит

к смещению максимальных E на большее значение S .

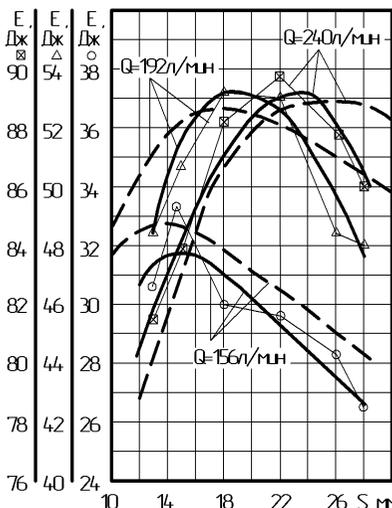


Рис. 4.5. Зависимость энергии удара от величины S для различных уровней Q при $m = 54$ кг (метки и сплошные линии - экспериментальные значения и линии тренда; пунктирные линии - расчетные зависимости)

Для гидроударной машины с конструктивными параметрами: $m = 54$ кг, $S_2 = 3$ мм, $f = 21$ см² при расходе жидкости 156 л/мин максимум энергии достигается при $S = 14-15$ мм; при $Q = 192$ л/мин наибольшее значение энергии соответствует ходу $S = 18$ мм; а для $Q = 240$ л/мин - $S = 24-25$ мм

Большое практическое значение имеет вопрос о соотношении хода и массы бойка при заданном уровне энергии, чтобы процесс разрушения осадков был предельно эффективным.

На рис. 4.6 приведены характерные графические зависимости энергии и КПД гидроударного механизма от хода бойка S при различных уровнях массы бойка и фиксированном расходе жидкости $Q = 240$ л/мин.

В соответствии с рис. 4.5 и 4.6 зависимость $E = f(S)$ при изменении Q и $m = const$ качественно идентична зависимости $E = f(S)$ при изменении m и $Q = const$: для каждого веса бойка существует выраженный максимум энергии единичного удара, который при увеличении m смещается на большие значения хода.

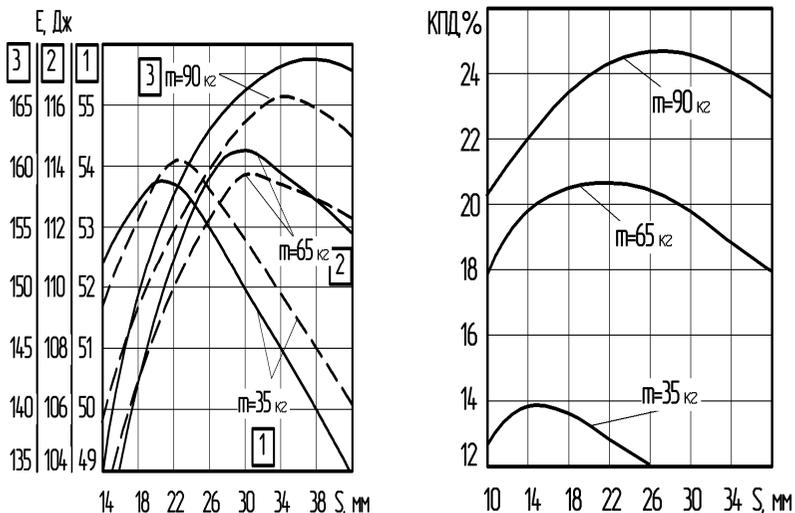


Рис. 4.6. Изменение энергии удара (E) и КПД машины от величины рабочего хода (S) при различных величинах массы бойка (m)

Как следует из табл. 4.7, при увеличении массы бойка эффективная мощность и КПД механизма возрастают при несущественной интенсивности снижения частоты ударов. Так при ходе бойка 26 мм и расходе жидкости 240 л/мин:

- $n = 17.7 \text{ с}^{-1}$ (при $m = 35 \text{ кг}$);
- $n = 17.3 \text{ с}^{-1}$ (при $m = 65 \text{ кг}$);
- $n = 17.0 \text{ с}^{-1}$ (при $m = 90 \text{ кг}$).

Общей особенностью рассматриваемых зависимостей, независимо от величины расхода жидкости и массы бойка, является несоответствие максимумов энергии соударения и КПД механизма (рис. 4.7 и 4.8).

Смещение точки максимальной величины $\eta = f(S)$ по отношению к максимальному значению $E = f(S)$ в сторону более низкого значения S обусловлено характером потерь скорости бойка (ΔV_n) на его свободном ходе S_2 .

Интенсивность ΔV_n на ходе S_2 более заметна при небольшой массе бойка, что обусловлено менее высокими

параметрами кинетической энергии бойка в конце его рабочего хода (рис. 4.9).

Таблица 4.7. Изменение эффективной мощности ($N_{\text{э}}$) частоты ударов n от рабочего хода S при различных величинах массы бойка m

Параметр	Рабочий ход бойка S , мм						
	14	18	22	26	30	34	38
$Q = 240$ л/мин, $m = 35$ кг							
$N_{\text{э}}$, кВт	1,3	1,2	1,1	0,9	0,8	0,7	0,7
n , с ⁻¹	25,9	22,1	19,7	17,7	16,1	14,7	13,1
$Q = 240$ л/мин, $m = 65$ кг							
$N_{\text{э}}$, кВт	2,4	2,3	2,1	2,0	1,8	1,7	1,5
n , с ⁻¹	24,3	21,3	19,1	17,3	16,6	14,4	12,9
$Q = 240$ л/мин, $m = 90$ кг							
$N_{\text{э}}$, кВт	3,2	3,1	2,9	2,8	2,6	2,4	2,2
n , с ⁻¹	24,7	22,2	18,7	17,0	16,6	14,2	12,7

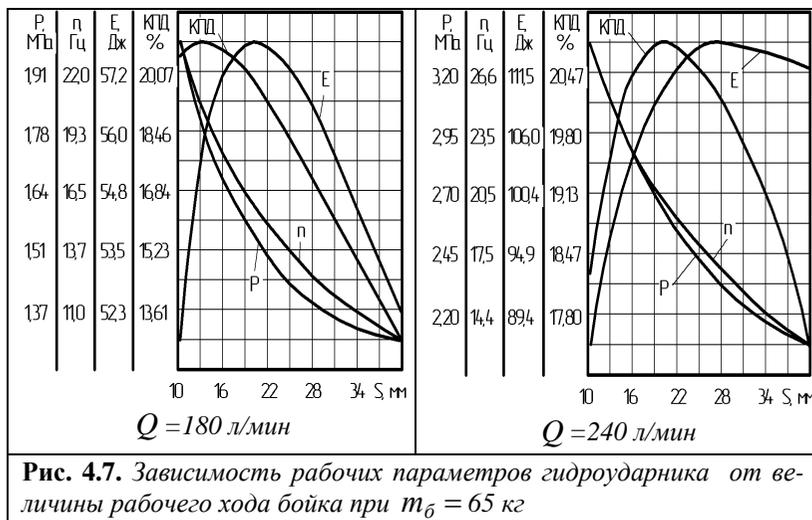
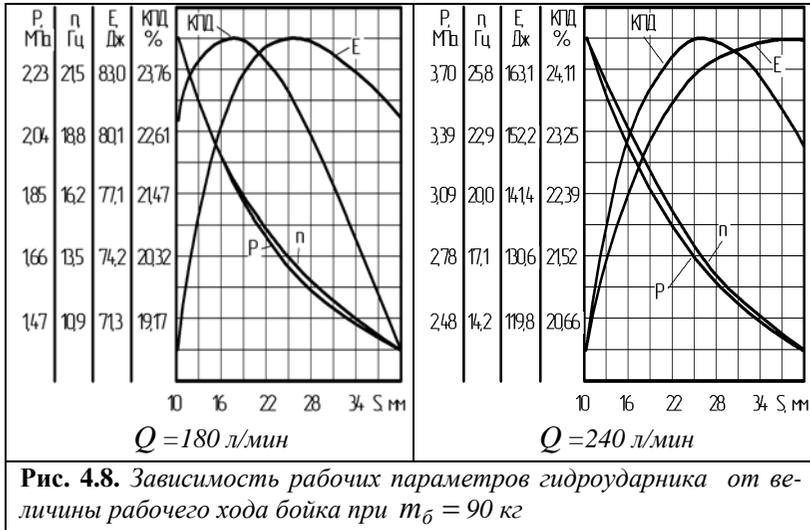


Рис. 4.7. Зависимость рабочих параметров гидроударника от величины рабочего хода бойка при $m_{\text{б}} = 65$ кг



Этот вывод соответствует аналитическому описанию КПД (η) гидроударной машины

$$\eta = \frac{m \left[V_1^2 (1 - \varphi^2) - \frac{2S_2(P_1 + P_2)f}{m} \right]}{(P_1 + P_2)QT} \quad (4.52)$$

Приведенные закономерности (рис. 4.9), а также зависимость (4.52) позволяют наметить направления снижения потерь кинетической энергии бойка на ходе S_2 за счет его уменьшения, и путем выбора выгодного соотношения m и S_2 .

В рассматриваемых гидроударниках величина S_2 принимается равной 3-6 мм и является технологически необходимым параметром, определяющим устойчивость работы машины. В традиционном варианте взаимодействия элементов гидродвигателя (рис.4.10) при движении поршня-бойка на свободном ходе вниз конструктивно и кинема-

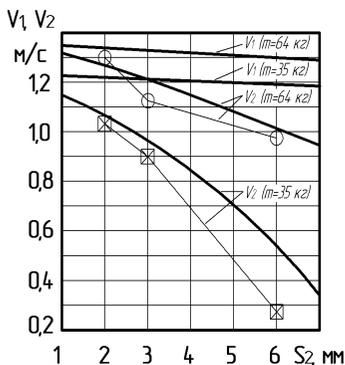


Рис. 4.9. Расчетные и экспериментальные (отмечены метками) данные влияния S_2 на скорость поршня в конце рабочего хода (V_1) и скорость соударения бойка с наковальней (V_2)

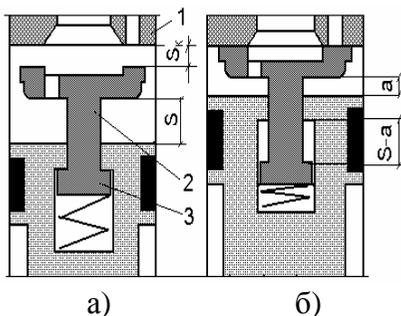


Рис. 4.10. Взаимодействие элементов гидродвигателя при движении поршня-бойка на свободном ходе: 1 – клапанная коробка; 2 – выпускной клапан; 3 – хвостовик клапана; а – ход вверх; б – ход вниз

тически заложены более высокие потери скорости бойка, чем при его ходе вверх.

На пути вверх поршень встречается с клапаном, пройдя расстояние S (рис. 4.10, а). После контакта поршня с клапаном 2 на пути $a \approx S_k/2$ происходит их совместное движение до остановки бойка на верхней наковальне, а клапан 2, за счет приобретенной кинетической энергии, продолжает перемещаться вверх, дополнительно проходя расстояние $a \approx S_k/2$ до поверхности клапанной коробки 1 (рис. 4.10, б). Таким образом, при движении поршня вниз, рабочий ход уменьшается на величину $S_k/2$, при этом свободный ход приобретает значение $a = S_k$, и момент начала перестановки клапанов происходит на пути $S - a$. По сравнению с ходом вверх путь гидроторможения бойка вниз увеличивается почти в два раза.

На осциллограмме (рис.4.11) отчетливо видно сни-

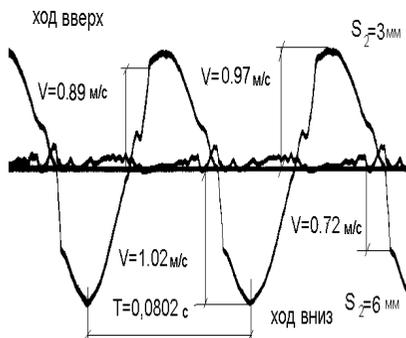


Рис. 4.11. Оциллограмма скорости бойка

жение скорости соударения бойка с нижней и верхней наковальнями по сравнению с достигнутой на рабочем ходе. При ходе вверх для свободного хода $S_2 = 3$ мм потери скорости бойка составляют около 10%. Для хода вниз, где $S_2 = 6$ мм скорость соударения с наковальней уменьшается почти на 30%.

На рис. 4.12 показано техническое решение, принятое при конструировании ПБС-127 и ПБС-108, позволяющее без принципиального конструктивного изменения схемы взаимодействия элементов гидродвигателя обеспечить равные значения S_2 при ходе поршня-бойка вверх и вниз с помощью компенсирующей втулки 4.

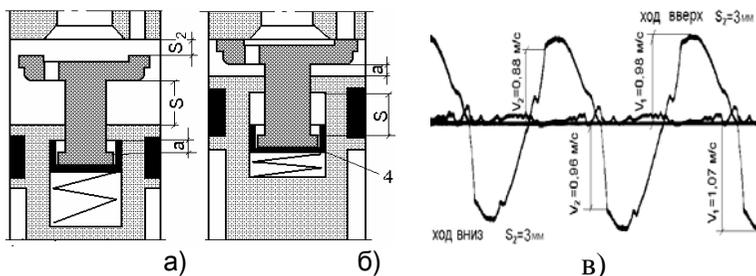


Рис. 4.12. Взаимодействие элементов гидродвигателя при движении поршня-бойка на свободном ходе при наличии компенсирующей втулки 4: а – ход вверх; б – ход вниз; в – оциллограмма скорости бойка

Втулка дает возможность установить клапанную пружину с предварительным натягом и одновременно иметь компенсирующее расстояние $a = S_k/2$. В соответствии

с данными осциллограммы (рис. 4.12, в), наличие компенсирующей втулки позволило снизить потери скорости бойка на свободном ходе вниз и повысить энергию соударения бойка с нижней наковальной более чем на 50%.

Характер влияния сечения подводящего трубопровода на энергетические параметры гидроударника при постоянных величинах конструктивных элементов машины иллюстрируется графиками (рис. 4.13) и данными табл. 4.8.

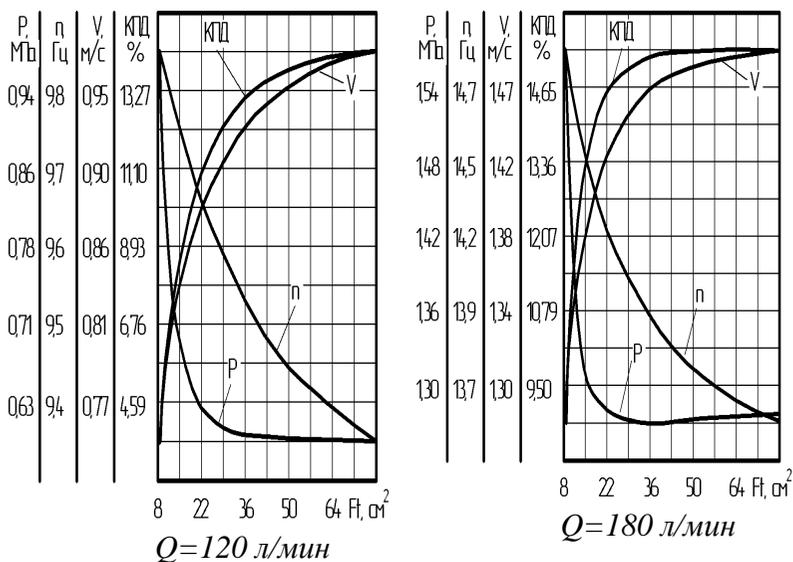


Рис. 4.13. Зависимость параметров ГУ от площади сечения трубопровода при различных значениях расхода жидкости при $f=21 \text{ см}^2$

Из приведенных зависимостей видно, что при увеличении сечения трубопровода наблюдается некоторое снижение частоты ударов при одновременном росте скорости (энергии) удара при любых расходах жидкости.

Коэффициент полезного действия машины носит не выраженный максимум, причем, для различных Q имеет место смещение экстремума КПД по оси f_T . При постоян-

ном расходе максимальное значение энергии удара соответствует оптимальному КПД.

Таблица 4.8. Расчетная характеристика гидроударного механизма от величины сечения подводящего трубопровода (f_T) при $Q = 240$ л/мин

$S = 22$ мм		$S_2 = 3$ мм		$m = 50$ кг		$f = 21$ см ²	
$f_T, \text{см}^2$	$V_1, \text{м/с}$	$V_2, \text{м/с}$	$n, \text{с}^{-1}$	$P, \text{МПа}$	$E, \text{Дж}$	$\eta, \%$	
8	1.825	1.647	19.7	2.45	67.8	15.2	
12	1.884	1.723	19.2	2.31	74.7	16.8	
21	1,950	1.811	18,4	2,29	81,0	18,1	
32	1.931	1.781	18.0	2.22	79,2	17.2	
78	1.923	1.775	17.3	2.18	78,7	16.7	

Отмеченные закономерности и зависимости подтверждены экспериментальными исследованиями [21].

Характерные осциллограммы, иллюстрирующие качественную и количественную картину зависимостей $P(t) = f(f_T)$ и $V_1 = f(f_T)$ при $Q = 174$ л/мин показаны на рис. 4.14.

Для этого же расхода жидкости в табл. 4.9 отмечено сопоставление расчетных и измеренных параметров гидроударной машины, имеющей исходные конструктивные параметры: $S = 23$ мм; $m = 64$ кг; $S_2 = 3$ мм; $f = 23$ см².

Из приведенных средних значений экспериментальных измерений видно, что увеличение площади сечения трубопровода приводит к росту продолжительности цикла (снижению частоты ударов n на 4-5.5%; увеличению скорости в конце рабочего хода V_1 на 10-14%; уменьшению давления в конце рабочего хода на 12-17%, при одновременном снижении интенсивности изменения P в интервале $f_T > f$).

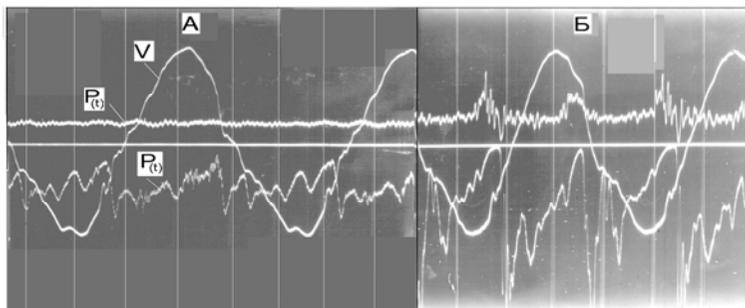


Рис. 4.14. Осциллограммы скорости бойка (V) и рабочего давления в цилиндре гидроударника (P) при диаметрах трубопровода: А - 108 мм; Б - 42 мм

Таблица 4.9. Зависимость параметров гидроударника от площади живого сечения подводящего трубопровода ($Q = 174$ л/мин)

Значение	$f_T, \text{см}^2$	$T, \text{с}$	$V_1, \text{м/с}$	$n, \text{с}^{-1}$	$P, \text{МПа}$
Расчетное	8	0.0736	1.149	13.6	1.49
Измеренное		0.070	1.16	14.0	1.58
Расчетное	12	0.0748	1.200	13.4	1.31
Измеренное		0.072	1.16	14.0	1.54
Расчетное	32	0.0788	1.260	12.7	1.19
Измеренное		0.080	1.20	12.4	1.26
Расчетное	78	0.0819	1.268	12.2	1.17
Измеренное		0.086	1.22	11.6	1.22

Полученные зависимости позволяют отметить наличие определенного резерва повышения энергии удара бойка за счет использования нагнетательного трубопровода с увеличенным внутренним сечением.

Практическую значимость имеет оценка влияния

соотношения рабочей площади поршня и площади сечения трубопровода. Их соотношение определяет область значимости динамической P_{2y} и постоянной P_1 составляющих давления в рабочих камерах цилиндра. В соответствии с (4.34), давление, воздействующее на поршень, является функцией давления прямой волны и скорости поршня. Степень влияния скорости поршня на давление в цилиндре зависит от соотношения $\frac{f}{f_T}$. Чем больше величина $\frac{f}{f_T}$, тем быстрее происходит спад давления у поршня при отражении от него волны.

При значительном относительном увеличении площади поперечного сечения трубопровода он приобретает свойства гидравлического аккумулятора. При $f_T \rightarrow \infty$ давление в магистрали практически становится неизменным, а скорость жидкости равной нулю. Процесс в трубопроводе не оказывает заметного влияния на состояние жидкости в камерах гидроударника, а волновой процесс в трубопроводе в рассматриваемом случае не зависит от параметров трубопровода [50].

В соответствии с уравнением динамики поршня (4.39), при уменьшении площади поршня и малых значениях f_T , динамическая составляющая рабочего давления в цилиндре гидроударника (гидроударное давление) является определяющей для величины ускорения поршня и набора скорости. При увеличении площади сечения питающего трубопровода гидроударное давление имеет высокий темп экспоненциального падения, что соответствует условию выравнивания P и интенсивного уменьшения ускорения бойка.

При использовании зависимости (4.34) становится ясной картина изменения характеристик гидроударника. При условии $f_T \gg f$ в цилиндре машины значимой стано-

вится постоянная составляющая давления P_1 , зависящая от скорости поршня в конце рабочего хода, и определяющаяся затратами энергии жидкости на перемещение бойка (4.38). При условии $P \rightarrow const$ имеет место равноускоренное движение поршня, что соответствует получению положительных характеристик при увеличении f_T с малым темпом убывания скорости после достижения максимального значения.

Отмеченное позволяет дать объяснение приведенным ниже графическим зависимостям.

В соответствии с рис. 4.15, при $Q=const$ и неизменных конструктивных параметрах гидроударника, с увеличением f скорость бойка, а также энергия единичного удара, частота ударов, давление и КПД снижаются. Причем, максимум КПД машины при увеличении f смещается в сторону увеличения f_T .

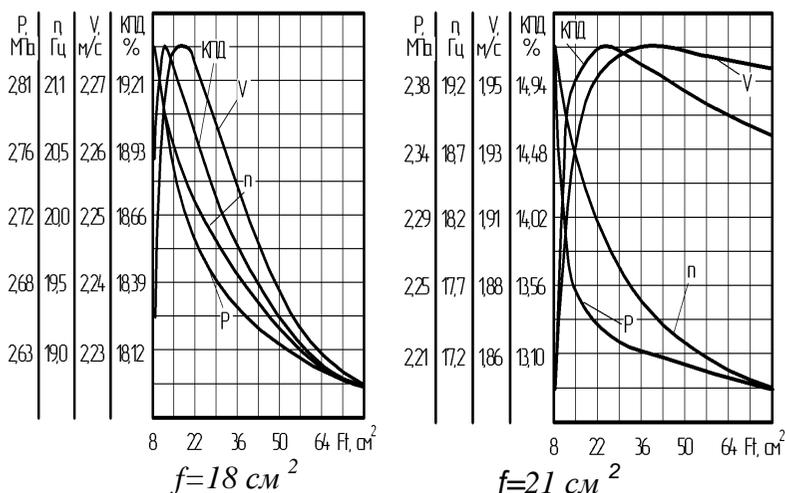


Рис. 4.15. Зависимость параметров гидроударника от площади сечения трубопровода f_T при $Q = 240 \text{ л/мин}$

Отмеченные зависимости обусловлены как общим соотношением для определения КПД (4.52) так и уравнением, описывающим давление рабочих камер машины (4.38). Увеличение диаметра трубопровода приводит к перераспределению значимости составляющих P .

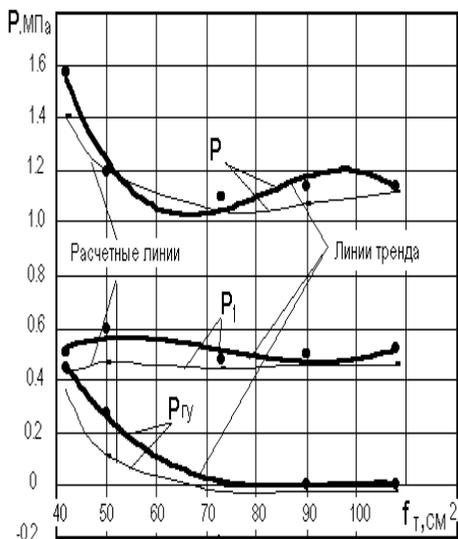


Рис. 4.16. Значимость составляющих рабочего давления от величины f_T

На рис. 4.16 показаны расчетные графики, экспериментальные точки и линии тренда составляющих P_1 , P_{cy} и общего давления P в гидроударной системе для расхода жидкости 168 л/мин.

В табл. 4.10 приведены расчетные и измеренные значения, определяющие существенность составляющей P_1 в формировании общего давления в гидроударной системе P .

Таблица 4.10. Существенность давления P_1 при формировании P в цилиндре гидроударной машины

Q , л/мин	Отношение f_T/f			
	0.35 ($d = 42$ мм)	0.52 ($d = 50$ мм)	1.43 ($d = 73$ мм)	3.4 ($d = 108$ мм)
	Доля давления P_1 в формировании $P = P_1 + P_{cy}$, %			
168	53	68	97	98
174	55	68	98	98
192	63	76	91	96
240	75	92	98	96

Анализ и обобщение приведенных зависимостей и расчетных данных позволяет сделать следующие выводы:

- изменение площади сечения трубопровода при номинальном расходе жидкости и постоянной величине рабочей площади поршня f приводит к перераспределению составляющих P . Составляющие рабочего давления P_1 и P_{cy} в рассматриваемом диапазоне Q близки по значимости в области $f_T < 0.5f$.

В пределах, охваченных опытами, при неизменной площади поршня и фиксированных уровнях расхода жидкости и при увеличении живого сечения трубопровода от 8 до 78 $см^2$ процент существенности дополнительного давления P_1 в цилиндре гидроударной машины, участвующего в формировании P , составляет 53–98%.

Снижение амплитуды переменной составляющей давления в каналах гидроударной системы P_{cy} за счет использования питающего трубопровода увеличенного сечения существенно не влияет на область устойчивой работы и на эффективные характеристики машины.

- При уменьшении f и малых значениях f_T динамическая составляющая рабочего давления в цилиндре гидроударника (P_{cy}) является существенной для величины ускорения поршня и набора скорости. При увеличении площади живого сечения питающей линии, гидроударное давление имеет высокий темп падения, что соответствует условию выравнивания P и интенсивного уменьшения скорости бойка в конце рабочего хода;

- Гидроударное давление P_{cy} практически не определяет величину рабочего давления в цилиндре механизма при значительном увеличении f_T , а при формировании силы, действующей на поршень при его перемещении, доминирующее значение имеет дополнительное давление P_1 в

цилиндре гидроударной машины. Увеличению f_T соответствует условие $P \rightarrow const$, что предполагает равноускоренное движение бойка в пределах рабочего хода с получением прироста скорости в конце рабочего хода при некотором увеличении продолжительности времени t_1 ;

- при увеличении площади сечения трубопровода интенсивность изменения параметров гидроударника незначительна. За исключением параметра n , остальные характеристики машины увеличиваются.

Полученные выводы позволяют отметить наличие определенного резерва повышения энергии удара бойка при использовании нагнетательного трубопровода с увеличенным внутренним сечением для реализации условия $V_T \rightarrow 0$ и обеспечения в гидросистеме условия $P = const$.

Существенным является выделение закономерности влияния соотношения рабочей площади и площади сечения нагнетательного трубопровода на характеристики гидроударника (рис. 4.17). Зависимости $V_1 = f(f_T)$ и $\eta = f(f_T)$ носят экстремальный характер, с возможностью смещения максимума вдоль оси f_T при изменении рабочей площади поршня.

Равенство площадей практически соответствует максимуму скорости бойка и КПД в конце рабочего хода. Уменьшение соотношения f/f_T приводит к выравниванию скорости бойка и КПД с незначительным темпом убывания.

Характер кривых $n = f(f_T)$ идентичен для всех соотношений f/f_T . Увеличение площади трубопровода приводит к снижению частоты ударов бойка. Причем в области $f/f_T > 1$ имеет место более интенсивное изменение частоты ударов независимо от площади поршня.

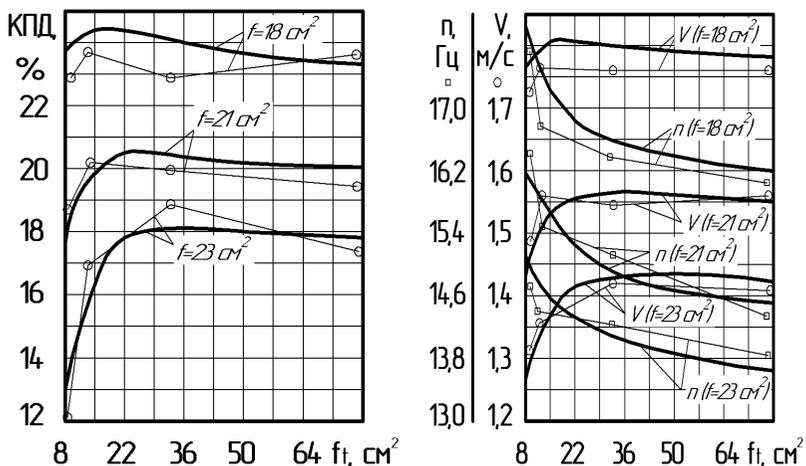


Рис. 4.17. Зависимость КПД, частоты ударов бойка (n) и скорости бойка в конце рабочего хода (V_1) гидроударника от площади трубопровода (f_T) при различных значениях рабочей поршня (f). Исходные данные: $S = 22 \text{ мм}$; $S_2 = 3 \text{ мм}$; $m = 64 \text{ кг}$; $Q = 192 \text{ л/мин}$

Полученные закономерности формирования рабочих характеристик ГУ позволяют наметить пути дальнейшего повышения технического уровня механизмов. На основе выбора оптимальных конструктивных параметров ГУ для заданного расхода жидкости Q , появляется возможность повышения энергии удара бойка более чем на 20–30%:

- выбором оптимальной величины рабочего хода и массы бойка с учетом их взаимосвязи с расходом жидкости и параметрами подводящего трубопровода;
- выбором оптимального соотношения f и f_T для выделенного значения расхода жидкости Q на привод ГУ;
- выбором соотношений величин свободного хода и массы бойка, обеспечивающих минимальные потери его скорости на пути S_2 по сравнению со скоростью, достигнутой в конце рабочего хода.

4.3. Область эффективной работы насосного блока погружных гидроударных буровых снарядов

Многофункциональный гидроударник кинематически и динамически объединяет два различных по функциональному назначению узла: *гидродвигатель*, поршень-боек которого совершает возвратно-поступательные движения, и *насосный блок (НБ)*, который обеспечивает восходящее движение жидкости внутри керноприемной трубы. Насосный блок конструктивно выполнен в виде одноцилиндрового насоса одинарного действия с плунжерным или поршневым вытеснителем, представляющим собой меньшую ступень дифференциального поршня ГУ.

Механическая и кинематическая связь ступеней поршня гидродвигателя предполагает повторяемость динамики поршня и вытеснителя. Это является исходной предпосылкой использования известного закона перемещения поршня гидродвигателя (4.39) для оценки текущих и конечных параметров перемещения вытеснителя.

Получение прогнозных и фактических данных гарантированного наличия восходящего движения жидкости внутри керноприемной трубы предполагает детальные исследование процессов перемещения свободной поверхности жидкости, находящейся в контакте с вытеснителем.

Возможны два случая совместного перемещения свободной поверхности жидкости и вытеснителя:

1 - *ускорение движения свободной поверхности жидкости больше или равно ускорению движения вытеснителя.*

2 - *ускорение движения свободной поверхности жидкости меньше ускорения движения вытеснителя. В этом случае условие отсутствия разрежения под вытеснителем нарушается и $x_0 < x$ (x_0 – координата перемещения свободной поверхности жидкости в рабочей камере НБ).*

Для первого случая граничное условие состоит в том,

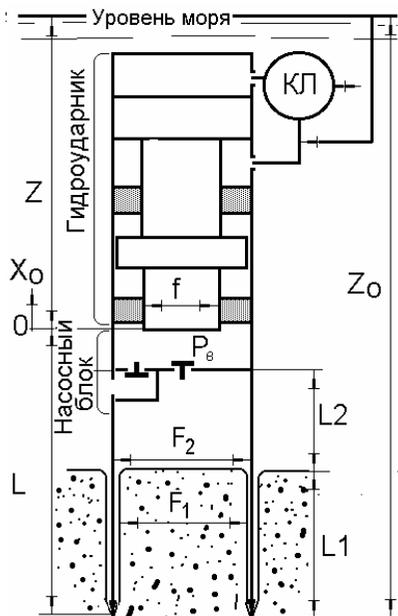


Рис. 4.18. Схема к определению допустимой работы насосного блока:

Z - расстояние от поверхности моря до нижнего положения вытеснителя; Z_0 - координата башмака колонкового набора по отношению к уровню моря; L - длина колонкового набора; L_1 - участок трубы, заполненный керном; $L_2 = L - L_1$; F_2, F_1 - живое сечение колонковой трубы и керна; КЛ - клапанный распределитель гидродвигателя

всасывающего хода штока ($x = 0$), которое позволяет определить предельное значение его скорости и критическую длину колонкового набора.

что движение штока и движение жидкости должны происходить в соответствии с законом неразрывности потока

$$\frac{d^2 x_0}{dt^2} \geq \frac{d^2 x}{dt^2}, \quad (4.53)$$

В соответствии с (4.39) максимальное ускорение вытеснителя будет иметь место в момент $t = 0$, когда $x = 0$ и $dx/dt = 0$. Неравенство (4.53), записанное для начального момента времени, будет справедливо на протяжении всей 1-й фазы. Условие неразрывности вытеснителя и поверхности жидкости в НБ для любого момента времени имеет вид $x_0 = x$.

К допускаемой величине, достаточно полно характеризующей эксплуатационные качества насосного блока ГУ, можно отнести минимальное давление жидкости ($P_{в \min}$) в начале

Применительно к рассматриваемой структурно-кинематической и гидравлической системе (рис. 4.19) значение $P_{* \min}$ находится из интегрального уравнения Бернулли для неустановившегося движения жидкости, характеризующее изменение полной удельной энергии жидкости плотностью ρ , которая затрачивается на преодоление силы инерции и сопротивлений. Траекторией движения жидкости является вся длина керноприемной трубы от забоя до рабочей камеры НБ, включая все каналы и цилиндр НБ

$$\int_0^L \frac{\partial}{\partial L} \left(\rho g Z + P + \rho \frac{U^2}{2} \right) dL + \int_0^L h_{ин} dL + \sum_0^L h_c dL = 0, \quad (4.54)$$

где U – скорость жидкости в колонковой трубе; dL – текущее погружение ПБС в грунт; $h_{ин}$ – сила инерции жидкости; h_c – гидравлические сопротивления по траектории движения жидкости.

В уравнении (4.54) первый интеграл определяет запас энергии установившегося потока по траектории движения жидкости, которая соответствует расстоянию от «башмака» колонкового набора до нижней поверхности штока (L). Второй интеграл является частью энергии, затрачиваемой на преодоление силы инерции жидкости. Согласно [15] его можно принять в виде

$$\int_0^L h_{ин} dL = \rho \int_0^L \frac{\partial U}{\partial t} dL. \quad (4.55)$$

Последнее слагаемое уравнения (4.54) представляет собой потери энергии на преодоление h_c по траектории

движения жидкости, включая потери давления, расходуемые на преодоление сопротивлений во всасывающем клапане и в рабочей камере НБ. Так как h_c не являются непрерывной функцией, их рассматривают не как правильное выражение производной, а как математический символ $\sum h_c dL$, выражающий суммарные потери по длине колонкового набора.

Для решения уравнения (4.54) первый интеграл разбивается на сумму трех интегралов, каждый из которых решается в отдельности

$$\int_0^L \frac{\partial \rho g Z}{\partial L} dL = \int_{-(Z_0 + \Delta L)}^{-(Z - x + \Delta L)} \rho g dZ = \rho g (Z_0 - x + Z). \quad (4.56)$$

Выбор верхнего предела интегрирования определен тем, что НБ работает с подпором Z (рис. 4.18), представляющим собой расстояние от поверхности моря и крайним нижним положением штока. Координата Z в течение периода всасывания изменяется на величину перемещения штока x . Кроме того, подпор Z и координата «башмака» колонкового набора Z_0 по отношению к плоскости сравнения, в качестве которой принята поверхность моря, в процессе рабочего цикла увеличиваются на глубину забивки колонковой трубы в грунт (ΔL). В связи с тем, что пробоотборник находится ниже плоскости сравнения, оба предела интегрирования взяты со знаком «минус».

$$\int_0^L \frac{\partial P}{\partial L} dL = \int_{P_a + \rho g Z_0}^{P_B} dP = P_B - P_a - \rho g Z_0, \quad (4.57)$$

$$\int_0^L \frac{\partial}{\partial L} \left(\rho \frac{U^2}{2} \right) dL = \frac{\rho}{2} \int_0^V d(V^2) = \frac{\rho V^2}{2}, \quad (4.58)$$

где P_B - давление под штоком в период всасывания; P_a - атмосферное давление.

В соотношении (4.58) верхний предел интегрирования принят равным скорости перемещения штока (V), что вытекает из условия работы НБ без разрыва сплошности потока. Нижний предел принят равным нулю, что объясняется отсутствием скорости жидкости (U) у входа в керноприемник в момент $t = 0, x = 0$.

Решение первого интеграла уравнения (4.54) представляется как сумма конечных выражений (4.56), (4.57), (4.58) и приводится к виду

$$\int_0^L \frac{\partial}{\partial L} \left(\rho g Z + P + \rho \frac{U^2}{2} \right) dL = P_B - P_a - \rho g(Z + x) + \rho \frac{V^2}{2}. \quad (4.59)$$

При вычислении второго интеграла уравнения (4.54), использовано условие неразрывности потока жидкости, в виде

$$\frac{\partial \mathcal{N}}{\partial t} \frac{f}{F_i} = \frac{\partial U_i}{\partial t}, \quad (4.60)$$

где F_i - площадь поперечного сечения i -го участка колонковой трубы на траектории движения жидкости в период всасывания; U_i - скорость жидкости на i -м участке колонковой трубы.

Так как ускорение штока вытеснителя не зависит от переменной интегрирования L , то

$$\int_0^L h_{ин} \partial L = \rho \frac{\partial V}{\partial t} \int_0^L \frac{f}{F_i} dL \quad (4.61)$$

В процессе всасывания жидкость движется по траектории, в которой можно выделить три основных последовательных участка:

- кольцевой зазор с живым сечением F_1 между керном длиной L_1 и внутренней поверхностью колонковой трубы;
- участок колонковой трубы длиной L_2 и площадью F_2 , не заполненный керном;
- цилиндр рабочей камеры НБ, объем которого переменный в процессе всасывания, характеризующийся длиной $x \rightarrow S$ и площадью f .

Таким образом, интеграл выражения (4.61) можно представить в виде суммы трех интегралов.

$$\int_0^L h_{\text{инт}} dL = \rho \frac{dV}{dt} \left(\int_0^{L_1} \frac{f}{F_1} dL + \int_0^{L_2} \frac{f}{F_2} dL + \int_0^x \frac{f}{f} dL \right). \quad (4.62)$$

Зависимость (4.62), после интегрирования и преобразования, записывается в виде

$$\int_0^L h_{\text{инт}} dL = \rho \frac{dV}{dt} \left(\frac{f}{F_1} L_1 + \frac{f}{F_2} L_2 + x \right). \quad (4.63)$$

Сумма, заключенная в скобках выражения (4.63), без последнего члена является приведенной длиной колонкового набора, которая в дальнейшем по тексту имеет символ L_n .

$$L_n = \frac{f}{F_1} L_1 + \frac{f}{F_2} L_2. \quad (4.64)$$

Сумма гидравлических потерь, входящая в качестве

третьего слагаемого уравнения (4.54), определяется величиной трения жидкости на участках керноприемной трубы с различными скоростями и величинами сечений потока.

С учетом условия неразрывности потока, получим

$$\sum_0^L h_c dL = \rho \frac{V^2}{2} \left(\zeta_j + \lambda \frac{x}{d} \right), \quad (4.65)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления цилиндра НБ; d - диаметр цилиндра рабочей камеры НБ; ζ_j - коэффициент j -го местного сопротивления колонкового набора

$$\zeta_j = \sum_0^L \lambda_i \frac{L_i}{d_i} \left(\frac{f}{F_i} \right)^2 + \sum_0^L \zeta_j \left(\frac{f}{F_j} \right)^2 + \zeta_{кл} \left(\frac{f}{F_k} \right)^2, \quad (4.66)$$

где λ_i - коэффициент гидравлических сопротивлений для i -го участка трубопровода (колонкового набора); L_i - длина i -го участка колонкового набора; d_i - диаметр i -го участка колонкового набора; F_j - площадь сечения j -го элемента колонкового набора; $\zeta_{кл}$ - коэффициент сопротивления выпускного клапана; F_k - площадь живого сечения впускного клапана.

В выражении (4.66) величина $\lambda \frac{x}{d}$ является весьма малой и ею можно пренебречь без заметной погрешности в вычислениях [26]. Остальные слагаемые в квадратных скобках есть приведенный коэффициент гидравлических сопротивлений (ζ).

С учетом отмеченного выше, уравнение (4.54) после

преобразований принимает вид

$$P_{\text{в}} = P_a + \rho g(Z - x) - \rho \frac{V^2}{2} - \rho \frac{\partial V}{\partial t}(L_n + x) - \zeta \rho \frac{V^2}{2}. \quad (4.67)$$

Из уравнения (4.67) следует, что величина $P_{\text{в}}$ зависит, в основном, от ускорения штока, величины заглубления насосного блока под уровень моря и приведенной длины колонковой трубы.

Минимально возможное давление в цилиндре НБ ($P_{\text{в min}}$), при котором процесс всасывания жидкости может характеризоваться как устойчивый, имеет место в начале хода ($x = 0$), когда шток движется с максимальным ускорением

$$P_{\text{в min}} = P_a + \rho gZ - \rho \frac{dV}{dt}(L_n). \quad (4.68)$$

Полученная зависимость позволяет найти приведенную длину колонковой трубы, характеризующую предельно допустимую область работы насосного блока, обеспечивающего местную обратную циркуляцию жидкости в керноприемнике

$$L_n = \frac{(P_a + \rho gZ - P_{\text{в min}})m}{\rho \left[f \left(\frac{k\rho c \mu Q}{f_T^2} + P_1 - P_2 \right) - R - G \right]}. \quad (4.69)$$

В рассматриваемом случае, при определенном ускорении и скорости вытеснителя, давление в камере НБ может упасть ниже атмосферного. Учитывая отсутствие стабильных данных об объемной прочности рабочих жидкостей гидромеханизмов, необходимо при расчетах задавать-

ся минимальным давлением процесса с некоторым запасом.

Условие нормальной работы НБ, при отсутствии отрыва жидкости от поверхности вытеснителя во время всасывания, устанавливается соотношением

$$P_{\text{с min}} \geq [P], \quad (4.70)$$

где $[P]$ - суммарное давление упругости паров жидкости и запас давления, при котором исключается возможность кавитации [29].

Учитывая, что $L_1 = L - L_2$, предельное наполнение колонкового набора керном (L_2), на основании (4.64), определяется по формуле

$$L_2 = \frac{F_2(L_n F_1 - Lf)}{f(F_1 - F_2)}. \quad (4.71)$$

Применительно к ПБС установок ПУВБ-150, при заданной рабочей характеристике, допустимая область работы насосного блока ограничивается погружением колонковой трубы длиной b м в грунт с заполнением керна $L_2 = 4,9 - 5,4$ м в зависимости от глубины погружения ПБС под уровень моря.

Таким образом, при отсутствии разрыва сплошности жидкости в камере НБ, расчетные параметры насоса не соответствуют условию эксплуатации ПБС. В то же время, применение ПБС на производственных участках свидетельствует о наличии границы достаточного расхода жидкости НБ при заполнении керном колонкового снаряда длиной более b м [22].

Выполненные В.А. Русановым исследования [22] показывают, что существует определенная область работы

НБ, когда ускорение движения свободной поверхности жидкости меньше ускорения движения штока НБ – условие разрыва сплошности при движении вытеснителя вверх.

Используя условия $V = \frac{dx_0}{dt}$ и $\frac{\partial \mathcal{N}}{\partial t} = \frac{d^2 x_0}{dt^2}$, уравнение (4.67) приводится виду

$$(L + x_0) \frac{d^2 x_0}{dt^2} + \frac{1 + \zeta}{2} \left(\frac{dx_0}{dt} \right)^2 - g(Z - x_0) + \frac{P_e - P_a}{\rho} = 0. \quad (4.72)$$

Уравнение (4.72) представляет собой закон перемещения свободной поверхности жидкости в рабочей камере НБ в течение 1-й и 2-й фаз рабочего цикла насоса (всасывание).

При условии $x_0 < x$, можно сделать вывод о наличии в рабочей камере НБ полости, размер которой и ее влияние на производительность насоса характеризуются параметром заполнения цилиндра НБ (K_q), показывающим во сколько раз истинная производительность НБ (Q_u) меньше расчетной (Q_p)

$$K_q = \frac{Q_u}{Q_p} = \frac{Q_u}{fSn\mu}. \quad (4.73)$$

На 2-й фазе боек ГУ движется равнозамедленно под влиянием действия на поршень сил, обусловленных гидроторможением в цилиндре механизма. Скорость движения вытеснителя в конце 2-й фазы снижается до величины V_2 и отрыва свободной поверхности жидкости от торца вытеснительного элемента, если это не случилось на предыдущей фазе, не произойдет.

В случае нарушения сплошности потока на l -й фазе в рабочей камере НБ, возможны два варианта последующего развития процесса.

В первом варианте - незаполненная жидкостью полость сохраняется, хотя и уменьшается в размерах вследствие падения скорости вытеснителя.

Во втором варианте может произойти соприкосновение свободной поверхности жидкости и торца вытеснителя элемента. В этом случае $Kq = l$ и $Q_p = Q_{номр}$.

Во всех рассмотренных случаях, при наличии в рабочей камере незаполненной полости, её смыкание происходит на 3–4 фазах работы механизма, когда вытеснитель движется вниз. После схлопывания полостей в рабочей камере НБ повышается давление, что приводит к перестановке клапанов и вытеснению жидкости во внешнюю среду.

Исследования условия возникновения, характера изменения в течение рабочего цикла НБ кавитационной полости, а также её влияние на истинную производительность НБ представляют большой практический интерес и могут явиться основой обеспечения прогноза допустимой области применения погружных гидроударных установок.

Для решения уравнения (4.72), с целью исследования динамики возникновения и видоизменения кавитационной полости в рабочей камере НБ, использован численный метод Рунге-Кутты. Проведены расчеты с варьированием такого фактора, оказывающего влияние на перемещение свободной поверхности жидкости, как глубина акватории.

На рис. 4.19, 4.20 и 4.21 приведены теоретические кривые, соответствующие изменению производительности НБ в зависимости от заглубления «башмака» колонкового набора под уровень моря, средневзвешенного диаметра частиц грунта и длины керновой пробы при фиксированных конструктивных и рабочих параметрах колонкового

набора и гидроударной машины.

На представленных графиках горизонтальная линия соответствует потребному расходу промывочной жидкости для заданного гранулометрического состава и плотности горных пород и минимально необходимому коэффициенту заполнения рабочей камеры насосного блока ($K_{q_{номр}}$)

$$K_{q_{номр}} = \frac{Q_u}{Q_{номр}^{\min}} 100\% . \quad (4.74)$$

При переходе характеристики НБ в область ниже линии $K_{q_{номр}}$ скорость восходящего потока становится меньше U_k . Наступает заиливание кольцевого зазора между внутренней поверхностью башмака и керном, приводящее к прекращению циркуляции. В данных условиях фактическая производительность НБ становится равной нулю, вследствие роста размеров кавитационной полости до величины рабочей камеры НБ. Начинается «свайный» эффект, приводящий к нарушению качества кернового материала и снижению механической скорости бурения.

Для песков с крупностью зерна 0.25 мм при частоте ударов бойка $n = 18.5$ Гц, соответствующей частоте вытеснителя НБ, и глубине акватории 10 м (рис. 4.19), кривая изменения полезного объема заполнения рабочей камеры НБ пересекает прямую $K_{q_{номр}}$ при заглублении колонковой трубы в грунт на величину 6,7 м. В рассматриваемых условиях возможен отбор качественного керна только до глубины 6,7 м. В то же время, при глубине моря 15 м бурение при наличии обратной промывки возможно до глубины 8,5 м, а при глубине 20-25 м – до глубины 10 м и более.

При увеличении частоты перемещения вытеснителя область допустимой работы насосного блока смещается в сторону меньшего значения рейсовой углубки. Для $n = 25,9$ Гц при глубине акватории 10 м достаточный объ-

ем заполнения рабочей камеры НБ ограничивается заглублением колонковой трубы в грунт на величину 4,2 м; при увеличенной глубине моря этот показатель возрастает: при глубине 15 м - до 4,7 м; при глубине 20 м – до 5,7 м; при глубине 25 м – до 6,7 м.

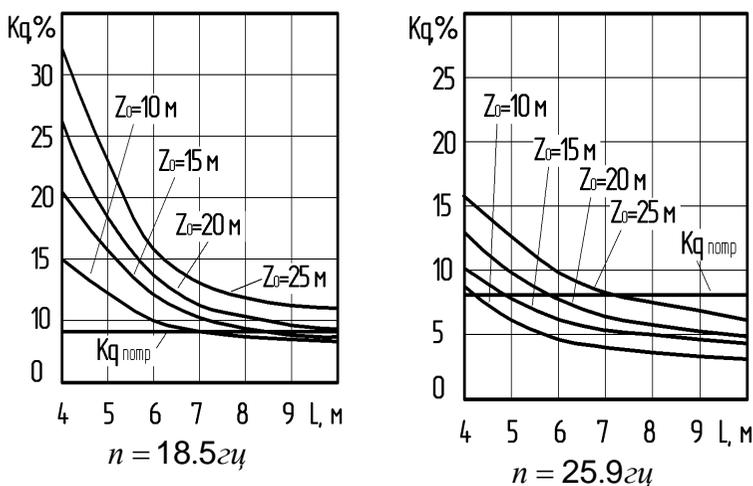


Рис. 4.19. Графики изменения производительности НБ в зависимости от углубки ПБС и частоты перемещения вытеснителя при крупности песка $\delta = 0,25$ мм

На рис. 4.20 приведены графики изменения Kq при бурении в грунтах, сложенных более крупной фракцией. Для песков с крупностью зерна 0,5-1,0 мм параметр $Kq_{номп}$ возрастает и составляет соответственно 20-30%. Анализ представленных графиков показывает, что с увеличением средневзвешенного диаметра частицы грунта условия работы насосного блока улучшаются.

При глубине моря 10 м и $n = 18,5$ Гц для песков с крупностью зерна 0,5 мм и $Kq_{номп} = 20\%$, достаточный уровень обратной циркуляции жидкости наблюдается при заглублении колонковой трубы в грунт на величину 5,7 м.

При глубине моря 15 м результативное бурение возможно до глубины 7,5 м, а при глубине 20-25 м – до глубины 9-10 м и более.

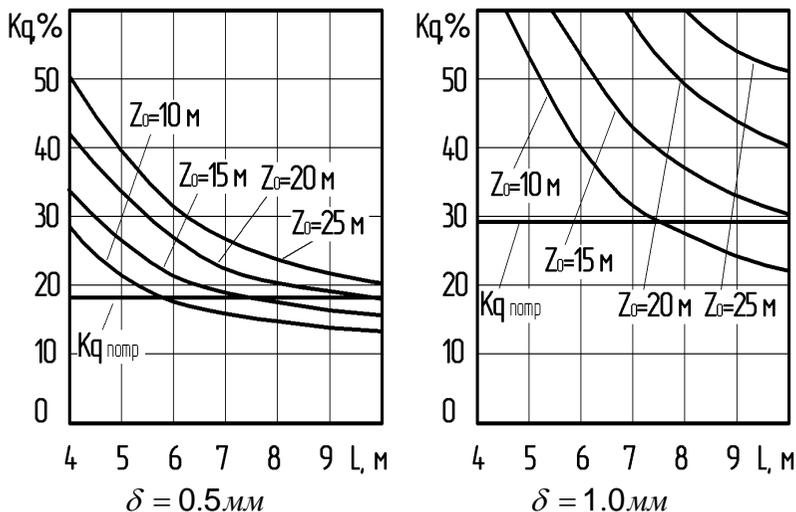


Рис. 4.20. Графики изменения производительности НБ в зависимости от углубки ПБС при $n = 18.5 \text{ Гц}$

Для песков с крупностью зерна $1,0 \text{ мм}$, несмотря на то, что параметр $Kq_{\text{норм}}$ увеличивается до 30%, при $n = 18,5 \text{ Гц}$ и глубине акватории 10 м (рис. 4.20) достаточный уровень обратной циркуляции жидкости наблюдается при заглублении колонковой трубы в грунт на величину 7,5 м. При большей глубине моря область эффективной работы НБ практически обеспечивает достижение нормативной однорейсовой углубки колонкового набора в грунт до 8...10 м.

При увеличении частоты перемещения вытеснителя характер изменения области допустимой работы насосного блока идентичен рассмотренному при бурении в мелкозернистых песках с размером части $\delta = 0,25 \text{ мм}$. Причем, для

$n = 25,9$ Гц достижение уровня погружения колонкового набора в грунт в пределах 4,5-4,8 м возможно при глубине моря не менее 25 м (рис. 4.21).

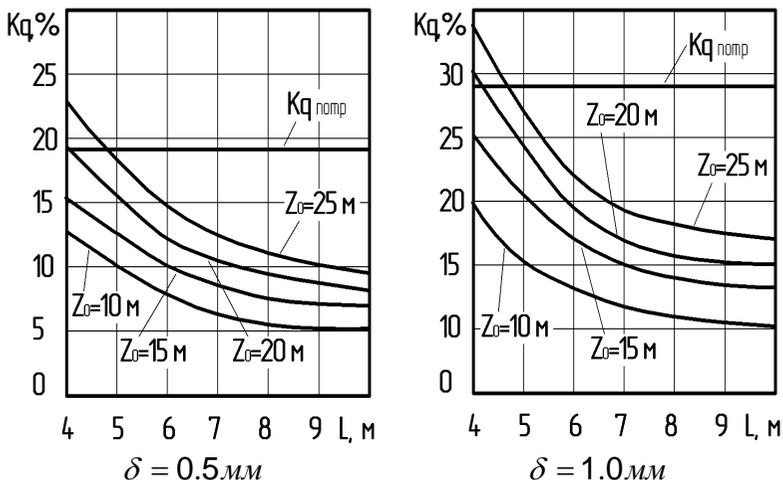


Рис. 4.21. Графики изменения производительности НБ в зависимости от углубки ПБС при $n = 25,9$ Гц

Полученные закономерности изменения давления в рабочей камере НБ определяют технологическую область необходимой интенсивности восходящего движения жидкости в керноприемной трубе. Эта область обуславливается быстроедействием поршня гидроударной машины, конструктивными параметрами колонкового набора ПБС, свойствами грунта и глубиной погружения НБ под уровень моря. Причем, соотношение величин $Kq_{норм}$ и Kq может быть использовано как показатель прогноза момента наступления «свайного» эффекта, а также как фактор ограничения частоты ударов бойка при выборе оптимальных параметров ПБС.

4.4. Выбор основных параметров и разработка алгоритма оптимизации погружных гидроударных буровых снарядов

Как отмечено выше, главным физическим критерием интенсивности воздействия внешних сил при ударно-вибрационном бурении является энергия удара при достаточной амплитуде колебаний бурового снаряда (см. раздел 4.1). Для рассматриваемых условий, с большой вероятностью частого варьирования свойств донных садков по скважине, необходимая энергия удара изменяется в достаточно широком диапазоне (табл. 4.2). Одновременно, частота и энергия (сила) ударов, являясь взаимосвязанными характеристиками, обуславливают необходимую величину амплитуды колебаний ПБС. Для каждой породы при ударно-вибрационном бурении существует критическая амплитуда (табл. 4.1), ниже которой бурение становится нерациональным.

В соответствии с решаемой задачей создания многофункционального гидроударного ПБС, особое значение приобретает соотношение между частотой и интенсивностью обратной промывки. В результате проведенных исследований установлено, что область рациональных значений частоты ударов находится между двумя критическими значениями, определяемыми минимальной амплитудой для реализации ударно-вибрационного эффекта и практическим прекращением работы НБ для создания обратной циркуляции воды в колонковом наборе ПБС.

Используя результаты разработки исходных данных для выбора основных параметров ПБС необходимо решить, по крайней мере, две задачи.

1. Обеспечить наибольший уровень мощности гидроударной машины (главного звена ПБС), при заданных ее габаритах и ограничениях по выходным параметрам, пре-

жде всего, по n и E .

2. С учетом постоянно изменяющихся условий эксплуатации и параметров среды, установить оптимальную рабочую область функционирования ПБС, с возможностью оперативного изменения сочетания n и E внутри этой области для получения максимальных выходных параметров системы «ПБС – скважина».

Учитывая количественную взаимозависимость энергии и частоты ударов от внешних факторов и свойств горных пород, нетрудно видеть, что характер функциональных связей между различными группами параметров рассматриваемой системы (рис.4.1) может быть сведен к показателю работы гидроударной машины ПБС – эффективной (ударной) мощности ($N_э$), развиваемой бойком ГУ, равной произведению энергии удара на число ударов бойка ($N_э = En$).

Если относить величину ударной мощности к величине мощности потребляемой машиной (N_{np}), то в таком виде критерий оптимальности адекватен коэффициенту полезного действия ГУ ($\eta = \frac{N_э}{N_{np}}$).

Возможность использования ударной мощности ГУ в качестве критерия оптимальности основывается на том, что между этим показателем, механической скоростью и рейсовой проходкой существует пропорциональная связь [8].

Сама задача выбора оптимальных параметров погружной гидроударной машины в составе ПБС сводится к решению вариационной задачи

$$\begin{aligned} N_э &= f(x_1, x_2, x_3 \dots x_n) \rightarrow \max \\ \eta &= f(x_1, x_2, x_3 \dots x_n) \rightarrow \max . \end{aligned} \quad (4.75)$$

В математическом отношении при расчете оптимальных параметров ГУ решение таких задач заключается в определении значений переменных x_i , при которых N_3 и η , являющиеся функцией переменных, имеют экстремальное значение при условии, что переменные принимают положительные значения и выполняются соответствующие ограничения.

Для рассматриваемой гидроударной системы переменные x_i представляют собой конечное число различных искомых значений конструктивных и режимных параметров гидроударных ПБС, а также диапазоны параметров их привода и условий эксплуатации.

Такая постановка задачи обуславливает выделение факторов, ограничивающих получение заданных выходных характеристик гидроударных машин, формирующих параметр N_3 . При этом, при разработке системы «ПБС - скважина» условия получения максимального значения эффективной мощности гидроударного пробоотборника будут выглядеть следующим образом:

- пробоотборник должен гарантировать получение необходимых частотно-энергетических параметров для обеспечения требуемых выходных параметров системы «ПБС - скважина» по основным показателям опробования донных осадков;

- ударная система обязана удовлетворять имеющимся конструктивным ограничениям, и напряжения в ней не должны превышать допустимые;

- силовой привод ПБС должен обеспечивать максимально возможное использование ограниченных параметров потока рабочей жидкости, подводимой к гидроударнику для обеспечения заданного интервала управляемых режимных параметров технической группы системы;

- ударная система должна обеспечивать высокий коэффициент передачи энергии в разрушаемую среду.

В технической части гидроударной системы ПБС можно выделить два условно самостоятельных элемента, совместное действие которых определяет ее работу: гидравлическую и механическую части. Каждый из перечисленных элементов ПБС оказывает существенное влияние на количественные показатели работы гидроударной системы при сохранении, в целом, одинакового качества картины. Важным и непосредственным предметом исследования является оценка эффективности механической части системы - энергии и частоты ударов с учетом параметрических и технических ограничений.

Энергия реальной машины ограничена пределами $E_0 \leq E \leq E_1$. Нижний предел E_0 определяется величиной энергии, необходимой для разрушения породы. Верхний предел E_1 обусловлен прочностью и износостойкостью соударяемых поверхностей.

В каждом конкретном случае необходимое значение частоты выбирается внутри интервала рациональных значений в соответствии с характеристикой внешней среды. На процесс формирования одного из основных управляемых режимных параметров ($Q_{номр}$) накладывается ограничение, связанное с выбором диапазона изменения частоты. С одной стороны, частота ударов бойка n не должна быть меньше необходимой для реализации ударно-вибрационного эффекта (n_0), с другой стороны, этот параметр должен быть настолько мал, чтобы обеспечить условие достаточного заполнения водой рабочей камеры НБ (n_1), т.е. $n_0 \leq n \leq n_1$.

Поэтому, при проектировании гидроударных машин при ограничениях на быстроедействие вытеснителя НБ, достижение максимума ударной мощности возможно лишь за счет увеличения энергии удара. Энергия удара должна

выбираться настолько большой, насколько это возможно из конструктивных и динамических соображений.

На основании рассмотренных выше закономерностей формирования характеристик гидроударных машин, максимум значения (E) достигается при соответствующей, заранее определенной массе бойка. Вместе с тем, оптимальный участок (S_{opt}) движения бойка массой m строго определен для каждого расхода жидкости (Q). При этом экстремумы КПД (η) гидроударной машины и энергии соударения бойка и наковальни (E) не совпадают.

Учитывая, что в процессе бурения скважины при изменении параметров внешней среды соотношения E и n могут оперативно изменяться только путем варьирования параметра Q , нельзя ставить задачу об одновременном достижении экстремума функций $E = f(S, m, Q, \dots)$, $\eta = f(S, m, Q, \dots)$, так как в отмеченной динамике системы экстремумы функции не будут соответствовать одному и тому же значению совокупности аргументов. Отсюда следует, что получение максимальной производительности проходки скважины, при прочих равных условиях, не является единственным требованием, предъявляемым к гидроударной машине в условиях широкого спектра донных осадков по разрезу отдельно взятой скважины.

Реальные условия таковы (имеются в виду гидроударные генераторы нагрузки), что нельзя односторонне относиться к структуре формирования мощности гидроударника ($N_s = En$) вообще, и энергии единичного удара

$$\left(E = \frac{mV_2^2}{2} \right) \text{ в частности:}$$

- из-за ограниченной площади цилиндра скорость бойка можно увеличить (без существенного повышения

давления) за счет увеличения хода до выполнения условия $S = S_{opt}$ или за счет уменьшения массы (m). Первое повлечет за собой уменьшение частоты ударов, а, следовательно, и снижение N_3 ; второе – снижение КПД передачи ударной нагрузки и ухудшение реализации ударного импульса [7]. То есть, ни тот, ни другой параметр нельзя изменять без учета комплексного влияния их на весь процесс бурения и эксплуатационные данные машины;

- излишнее увеличение m вызовет пропорциональное уменьшение числа ударов и скорости соударения, что, с точки зрения сохранности общей N_3 , возможно, не удастся компенсировать за счет увеличения массы бойка. В соответствии с (4.38) при повышении m одновременно возрастет рабочее давление в системе.

Вопросы соотношений скорости и ударной массы при заданном уровне кинетической энергии для реализации эффективного процесса разрушения породы рассмотрены в работе [55] и приведены в разделе 4.1.

Анализ расчетных и экспериментальных исследований по определению величины и скорости углубки, а также усилий, возникающих в нижнем сечении колонкового набора ПБС при погружении его в осадки [47], показывает, что изменение энергии единичного удара за счет увеличения скорости бойка, при фиксированных соотношениях массы колонкового набора и бойка $\left(\frac{m_T}{m} = 0.5 - 1.3\right)$, приводит к аналогичному, а часто, к более интенсивному повышению величины и скорости погружения колонкового набора как в пески, так и в глинистые породы, чем при достижении такого же параметра E увеличением массы бойка.

С учетом ограничений по массе и рабочей площади поршня задача создания систем, наиболее полно удовле-

n

творяющих различным условиям бурения, может быть сужена областью получения стабильных управляемых режимных параметров - частоты и скорости соударения бойка с наковальней (n, V_2). Эти параметры являются управляемыми характеристиками погружной машины в процессе бурения, и остаются постоянными при условии обеспечения ее работы достаточным количеством жидкости при необходимом давлении.

В целом, оптимизация рассматриваемой системы заключается в последовательном выполнении двух этапов:

- оптимизация генератора нагрузки (технический фактор) для условия достижения максимального КПД машины при наибольшем показателе расхода жидкости;
- оптимизация управляемых режимных параметров системы по необходимому диапазону достижения составляющих эффективной мощности гидроударника изменением оперативно регулируемого параметра Q .

С учетом предложенного варианта выбора нерегулируемых элементов погружного бурового снаряда (см. раздел 4.1) с конечными значениями, оптимизация гидроударной машины сводится к решению задачи выбора оптимального значения КПД (η) по параметру S_{onm} с достижением условия $V_2 \rightarrow \max$ и оперативного нахождения условного экстремума N_3 в ограниченном диапазоне расхода жидкости Q и допускаемого давления P в системе.

Реализация отмеченных требований иллюстрируется схемой (рис.4.22).

Отмеченное ограничение $n \leq [n]$ устанавливает область эффективной работы насосного блока, когда в керноприемнике бурового снаряда гарантируется восходящее движение воды при расходе, соответствующем $Q_{номр}$ (рис. 4.19 - 4.21).

Диапазоны $P \leq [P]$ и $Q_{\min} \leq Q \leq [Q]$ обусловлены номинальными характеристиками буровых насосов с учетом запаса мощности для их работы в специфических условиях морского бурового производства.

$$N = E n \rightarrow \max$$

$$KПД = \frac{E n}{Q P} \rightarrow \max$$

$$Q_{\min} \leq Q \leq [Q]$$

$$P \leq [P]$$

$$A_{\max} \geq A \geq A_{\min}$$

$$A_{\min} \text{ (из условия обеспечения } Q_{\text{потр}}), A_{\max} \text{ (4.51)}$$

$$A = f(E)$$

$$E_{\max} \geq E \geq E_{\min}$$

$$E = f(V_2) \rightarrow \max$$

$$V_{2\max} \geq V_2 \geq V_{2\min}$$

$$V_{2\max} = \frac{\sigma(F_{\bar{b}} + F_{\text{CH}})}{F_{\bar{b}} c_1 \rho [r]}, [1];$$

$$V_{2\min} = \left(\frac{4P_0 L}{\eta E_1 m_{\bar{b}} F_{\bar{b}}} \right)^{\frac{1}{2}} \text{ (с учетом 4.52);}$$

$$V_2 = f(V_1), (4.25); V_1 = f(S_{\text{opt}}); S = f(Q), (4.24);$$

$$Q_{\text{потр}}^{\max} \geq Q_{\text{потр}} \geq Q_{\text{потр}}^{\min};$$

$$Q_{\text{потр}}^{\max} = f(U); U < U_{\text{размыва}} [79]; Q_{\text{потр}} (4.4);$$

$$Q_{\text{потр}}^{\min} = f(K_Q);$$

$$K_Q = f(V_1), (4.48); n = f(Q); n \leq [n]$$

Рис. 4.22. Алгоритм процедуры выбора оптимальных выходных параметров погружного бурового снаряда для эффективной реализации проходки скважин

Использование компьютера позволило реализовать алгоритм для проектирования гидроударных механизмов с обеспечением наибольшей, для известного уровня мощности, производительности машины при ее заданных (ограниченных) габаритах.

Применительно к рассматриваемой схеме погружных гидроударников, для которых структура и вид характеристик, в общем виде, установлены заранее, процесс поиска решения, удовлетворяющего поставленным условиям, целесообразно вести используя подход, сущность которого заключается в построении семейства кривых в функции ра-

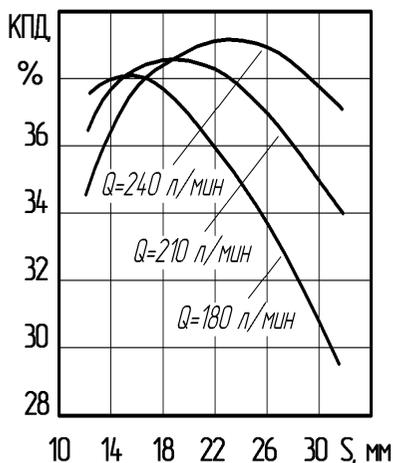


Рис. 4.23. График соответствия КПД оптимальным значениям рабочего хода для выбранных уровней Q

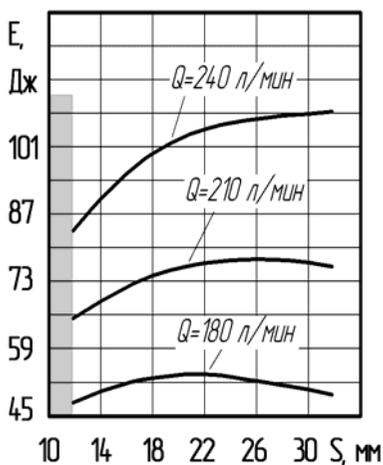


Рис. 4.24. Диапазон энергии удара для выбранных уровней Q при $S_{opt} = 22$ мм

бочего хода при различных значениях расхода рабочей жидкости.

Этот метод широко известен и детально апробирован при оптимизации многокомпонентных систем [7, 10].

На рис. 4.23 представлены зависимости изменения КПД машины от величины рабочего хода, позволяющие установить оптимальное значение хода бойка, соответствующее условию достижения максимальной энергии удара (рис. 4.24) при номинальном расходе жидкости Q . Последний параметр установлен в соответствии с характеристиками буровых насосов (НБ-4, НБ-5), применяемых на буровых судах малого и среднего водоизмещения.

В соответствии с графиком (рис. 4.24), в интервале расходов жидкости 180- 240 л/мин достигается необходимый диапазон абсолютных величин энергии удара бойка, обусловленный выполнением требований эффективного погружения

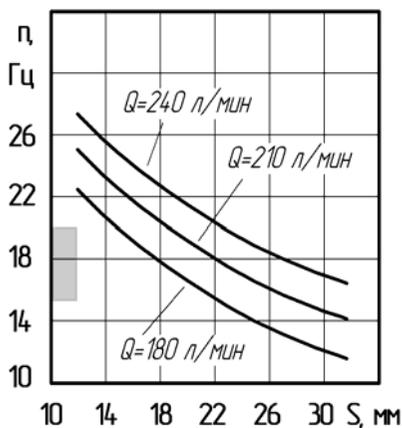


Рис. 4.25. График соответствия диапазона частоты для выбранных уровней расхода жидкости при $S_{opt} = 22$ мм

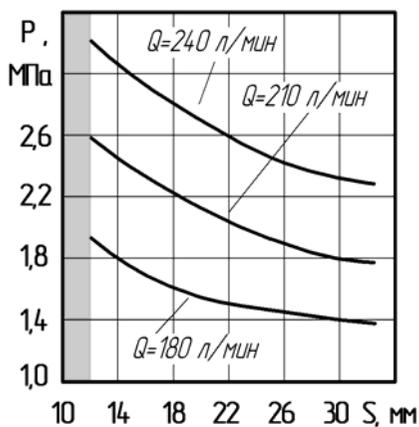


Рис. 4.26. График соответствия диапазона давления для выбранных уровней расхода жидкости при $S_{opt} = 22$ мм

ПБС в осадки с постоянно изменяющимися свойствами (на графике диапазон отмечен затемненной областью).

Сравнивая семейство кривых $n = f(S)$ (рис. 4.25), в принятом диапазоне Q , с графиками сочетаний n и K_q (см. раздел 4.3, рис. 4.19-4.21), можно отметить, что область рабочей частоты обеспечивает быстродействие вытеснителя насосного блока на уровне достаточной интенсивности восходящего движения жидкости в керноприемной трубе колонкового набора (на графике отмечена затемненной областью).

Предельные значения рабочего давления жидкости (рис. 4.26), также соответствуют номинальным величинам P , выбранным по характеристике насоса НБ-4 (на графике отмечены затемненной областью).

На основании разработанного алгоритма оп-

тимизации конструктивных и рабочих параметров, используя расчетные данные рациональной рабочей области ПБС, уточненные в результате экспериментальных исследований и, учитывая исходные требования к частотно-силовым характеристикам и принятые эксплуатационно-технические ограничения, выполнен синтез параметров погружного бурового снаряда ПБС-127, основные конструктивные параметры которого приведены в табл. 4.11.

При этом для расхода жидкости $Q = 240$ л/мин в номинальной области работы бурового насоса (180 – 240 л/мин), с учетом выделенных нерегулируемых элементов машины (см. разд. 4.1), установлено оптимальное значение рабочего хода бойка $S_{opt} = 22$ мм, соответствующего условию достижения максимального КПД.

Изменение параметра Q в отмеченном интервале расходов жидкости соответствует получению области необходимых величин энергии (52 – 110 Дж) и частоты ударов (16 – 21 Гц) для обеспечения бурения скважин в породах I-IV категорий по буримости.

Таблица 4.11. Конструктивные параметры гидроударника в составе ПБС-127

Наименование параметра	Значение
Наружный диаметр кожуха снаряда, мм	127
Наружный диаметр корпуса гидроударника, мм	108
Диаметр поршня, мм	80
Диаметр штока, мм	52
Рабочая площадь поршня, м ²	0,0021
Ход бойка общий, мм	25
Ход клапанов, мм	6
Рабочий ход бойка, мм	22
Свободный ход бойка, мм	2
Масса бойка, кг	65

По приведенной методике разработаны оптимальные параметры гидроударных машин, входящих в состав ПБС-108 (табл. 4.12).

Частотно-силовые характеристики ПБС-108, при работе в режиме эффективного разрушения осадков и гарантированном движении восходящего потока жидкости в колонковой трубе, обеспечиваются в области подачи насоса от 130 до 180 л/мин. Оптимальное значение рабочего хода бойка $S_{opt} = 18$ мм соответствует условию достижения максимального КПД гидроударного механизма при $Q = 150$ л/мин и давлении в гидросистеме 2,8 МПа.

Таблица 4.12. Конструктивные параметры гидроударника в составе ПБС-108

Наименование параметра	Значение
Наружный диаметр кожуха снаряда, мм	108
Наружный диаметр корпуса гидроударника, мм	89
Диаметр поршня, мм	63
Диаметр штока, мм	45
Рабочая площадь поршня, м ² при ходе вниз при ходе вверх	0,0016 0,0019
Ход бойка общий, мм	21
Ход клапанов, мм	6
Рабочий ход бойка, мм	18
Свободный ход бойка, мм	2
Масса бойка, кг	45

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исследования, выполненные в течение ряда лет в Донецком национальном техническом университете, позволили разработать теоретические основы техники и технологии ударно-вибрационного способа бурения мелких скважин на морских акваториях.

На основе разработанных положений и методик в результате опытно-конструкторских работ впервые в отечественной и зарубежной практике созданы комплексы техники гидроударного бурения разведочных и инженерно-геологических скважин глубиной 6-50 м с борта неспециализированных судов. Комплексы включают: принципиально новые многофункциональные гидроударные погружные буровые снаряды (ПБС) со специальными пусковыми узлами для дистанционного оперативного изменения способов бурения в процессе проходки скважины; новые системы стабилизации буровых снарядов на дне; специальные колонковые наборы; вспомогательное оборудование.

Разработанная техника и технология позволяют:

- Использовать неспециализированные суда для бурения скважин глубиной до 50 м, при этом исключить из перечня оборудования, традиционно применяемого при бурении со специализированных судов, буровую вышку, буровой станок, емкости для приготовления, хранения и очистки бурового раствора, бурильные и обсадные трубы, трубооборот и др.;

- Осуществить в широких масштабах бурение геологоразведочных и инженерно-геологических скважин, обеспечив нормативный диаметр отбора керна в широком спектре донных осадков со сложным характером опробования (илы, пески различного гранулометрического состава и консистенции, глины и песчано-глинистые породы различной плотности и пластичности);

- Успешно и качественно выполнять инженерно-геологические изыскания на трассах трубопроводов, на площадках: под постановку СПБУ, подводно-устьевого окончания, блок кондукторов и др.;

- Резко повысить эффективность проходки скважин, сократить время бурения при одновременном увеличении коэффициента использования судов;

- Обеспечить возможность выполнения процесса бурения скважин при наличии незначительного дрейфа судов, с постановкой последних только на два якоря;

- Повысить безопасность выполнения непосредственно процесса бурения и спуско-подъемных операций с судов при волнении моря до 4,5 баллов.

Несмотря на достоинства созданных технических решений и технологий, практическое применение они получили только в одной отечественной организации - ГАО «Черноморнефтегаз» и Всероссийском научно-исследовательском институте геологии и минеральных ресурсов Мирового океана (Российская Федерация), по заказу которых они разрабатывались. Такое положение обусловлено, в основном:

- Отсутствием в системе Государственной геологической службы Министерства охраны окружающей природной среды Украины научного подразделения, которое профессионально оценивало бы новые приоритетные и прогрессивные технические решения по бурению скважин на шельфе и рекомендовало их для распределения в отечественные и зарубежные производственные подразделения;

- Отсутствием научно обоснованной стратегии и единой технической политики в области прогрессивных технологий и новых технических средств для бурения инженерно-геологических скважин на море.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Александров Е.В., Соколинский В.Б.* Прикладная теория и расчет ударных систем. - М.: Наука, 1969. - 199 с.
2. *Амелин Б.А., Рошаль Э.Е.* Зарубежное оборудование для разведочного бурения на море. //Сер. Техн. и техн. геол. - развед. работ; орг. произ-ва; Обзор. /ВИЭМС. – М.,1972. - 53 с.
3. *Архангельский И.В.* Морское бурение инженерно-геологических скважин. - Л.: Недра, 1980. - 263 с.
4. *Асеев А.Г., Калинин И.С., Пронюшкин В.Д.* Опыт вибробурения морских отложений //Изв. вузов. Геология и разведка. - 1978. - №9. - с. 153 -156.
5. *Асеев А.Г., Распопов В.М., Хворостовский С.С.* Бурение разведочных скважин на шельфе. - М.: Недра, 1988. - 197 с.
6. *Афанасенко С.Д., Минин П.А., Ракуленко Г.А.* Перспективы однорейсового бурения под водой //Техника и технология морских геологоразведочных и горнодобывающих работ. - Л.:ПГО “Севморгеология”, 1984. – с.5-11.
7. *Ашавский А.М., Вольперт А.Я., Курляндский Ю.И.* Исследование рабочего процесса и характеристик гидроударников. //Нефть и газ, - 1974. - №11. - с. 67 - 77.
8. *Барон Л.И., Хмельковский И.Е.* Разрушение горных пород свободным ударом.- М.: Наука, 1971. - 201 с.
9. *Баркан Д.Д.* Виброметод в строительстве. - М.: Госстройиздат, 1949. – 193 с.
10. *Башкатов Д.Н., Коломиец А.М.* Оптимизация процессов разведочного бурения. – М.: ИГЦ «Волгагеология», 1997.- 259 с.
11. *Бурение инженерно-геологических скважин с малотоннажных плавсредств на мелководной части шельфа / Чаленко А.А., Куракин И.М., Русанов В.А. и др.* //Инженерно-геологические условия шельфа и методы их

изучения. - Рига: Зинатне, 1991. - С. 22 - 25.

12. *Виноградов О.А., Москвитин В.В., Нейтман Л.Н.* Колонковые пробоотборники для морских работ. //Техн. и технол. геол. - развед. работ; орг. произ-ва. Обзор./ ВИ-ЭМС. - М., 1973. - 34 с.

13. *Владиславлев В.С., Хворостовский С.С., Истошин С.Ю.* Пути развития техники и технологии бурения на шельфе. //Технология и техника геологоразведочных работ. - М., - 1980. - Вып.4. - с. 24 - 35.

14. *Возний В.Р., Голубков С.В.* Освоения шельфу – нафтогазове майбутнє України. //Науковий вісник Івано-Франківського технічного університету нафти і газу 2(11). 2005.- с. 56-58.

15. *Гейер В.Г., Дулин В.С., Заря А.Н.* Гидравлика и гидропривод.— М.: Недра, 1991.- 331 с.

16. *Гриценко И.И., Меликов А.С., Турчин В.А.* Опыт бурения скважин для инженерно-геологических целей на шельфе Дальневосточных морей //Морская инж. геология и гидрогеология. - Рига: Зинатне, 1980. - с. 58 - 70.

17. *Гузев А.А., Блинов В.И., Фоменко В.С.* Результаты внедрения технологии гидроударного бурения снарядами ПГС-132 на Арктическом шельфе //Бурение скважин в осложненных условиях. - Донецк: ДонГТУ, 1996. - с. 15-19.

18. *Дзилна И.Л., Федоров С.П., Ранкс К.А.* Использование морских пробоотборников в инженерных изысканиях на континентальном шельфе. //Методы и технические средства для морских инженерно - геологических исследований. - Рига: ВНИИморгео, 1984. - с.3 - 8.

19. *Калинин И.С., Пронюшкин В.Д.* Определение нагрузки на крюке при пробоотборе из морских скважин. //Изв. вузов. Геология и разведка. – 1978. - №3. - с.166-170.

20. *Калиниченко О.И.* Основные зависимости для проектирования гидроударных буровых снарядов для однорейсового бурения подводных скважин //Сб. трудов VI

международной научно-технической конференции «Машиностроение и техносфера на рубеже XXI века. Донецк, 2000, т.2. - С.11-13.

21. *Калиниченко О.И.* Экспериментальные измерения характеристик гидроударника при изменении сечения трубопровода. //Труды ДонГТУ. Серия Горно-геологическая. Донецк. – 2001. - Вып.23. - с. 109-113.

22. *Калиниченко О.И., Русанов В.А.* Влияние условий работы насосного блока установки УГВП-130/8 на энергетические параметры погружателя // Науковий вісник НГА України. – Дніпропетровськ. - 2000. - Вип. 3. - с.81 – 85.

23. *Калиниченко О.И., Хохуля А.В.* Задачи совершенствования технологических режимов многорейсового бурения скважин на морских акваториях //Сб. научн. трудов. – Вып.9. – Киев: ИСМ им. В.Н.Бакуля НАН Украины, 2005. - С. 47-50

24. *Калиниченко О.И., Каракозов А.А., Зыбинский П.В.* Новые технические средства и технология поинтервального бурения инженерно-геологических скважин на шельфе. //Труды ДонГТУ. Серия Горно-геологическая. – Донецк. – 2001. - Вып. 36. - С. 144-148 .

25. *Калиниченко О.И., Каракозов А.А., Зыбинский П.В.* Разработка погружных гидроударных снарядов для бурения подводных разведочных скважин со специализированных плавсредств. //Сб. научн. трудов. – Вып.8. – Киев: ИСМ им. В.Н.Бакуля НАН Украины, 2005. – с. 92-95.

26. *Каминер А.А., Яхно О.М.* Гидромеханика в инженерной практике. - К.: Техника, 1987. - 175 с.

27. *Коломоец А.В., Калиниченко О.И., Неудачин Г.И.* Методика определения исходных данных при проектировании рабочих параметров виброударных механизмов для ликвидации прихватов бурового инструмента // Изв. ВУЗов. Нефть и газ. - 1982. - Вып.9. - с.13-17.

28. *Коломоец А.В.* Аналитические исследования про-

дольных колебаний колонны бурильных и обсадных труб при ликвидации аварий в разведочном колонковом бурении. // Труды Свердловского горного института. – Свердловск, 1964. – вып.45. – с.195-203.

29. *Корнфельд М.* Упругость и прочность жидкостей. — М.—Л.: Госуд. изд-во технико-теоретической лит-ры. - 1951. - 108 с.

30. *Лецев Д.А.* Бурение со дна моря виброударной установкой ПБВ-5. // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. произ-ва. Экспресс-информация. /ВИЭМС. - М.: 1977. №1, - с.6 - 9.

31. *Лобанов В.А.* Справочник по технике освоения шельфа. - Л.: Судостроение, 1983.-288 с.

32. *Лукошков А.В.* Бурение неглубоких разведочных скважин с борта плавсредств. // Техн. и технол. геол.-разв. работ; орг. пр-ва. Обзор /ВНИИ экон. минер. сырья и геол. разв. работ (ВИЭМС) - М., 1980. - 66 с.

33. *Лукошков А.В.* Техника исследования морского дна. - Л.: Судостроение, 1984. - 264с.

34. *Милн П.* Подводные инженерные изыскания: Пер. с англ. - Л.: Судостроение, 1984. - 344 с.

35. *Москвитин В.В.* Легкие технические средства опробования морских отложений. //Изн. вузов. Геология и разведка. – 1978. - №1. - с.134 — 137.

36. *Нейтман Л.Н., Москвитин В.В.* Результаты испытаний макета пробоотборника с гидроударным приводом. //Изн. ВУЗов. Геология и разведка. - 1975. -N 11. - с.178-181.

37. *Неудачин Г.И., Коломоец А.В., Калинин О.И.* Опыт применения погружных гидровибрационных буровых установок для взятия проб донных отложений на шельфе морей Дальнего Востока.// Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. произ-ва; Экспресс-информация. /ВИЭМС. –М., 1977. №5. - с.1 - 11.

38. *Новые* технические средства бурения скважин в условиях морского шельфа /Калиниченко О.И., Каракозов А.А., Русанов В.А. и др.// Сб. научных трудов НГА Украины. - Дніпропетровськ. – 1998. - Вип. 3, том 2. - с.255-258.

39. *Опыт* бурения морских геологоразведочных скважин на шельфе Черного моря /Калиниченко О.И., Квашин Е.В., Цабут И.И., Вилюха С.И. // Техн. и технол. Геол. развед. работ; орг. пр-ва. ЭИ./ ВИЭМС. - М., 1984-№19.-с.1-7.

40. *Опыт* отбора проб донных отложений установками с гидроударным приводом/ Неудачин Г.И., Калиниченко О.И., Блинов В.И., Квашин Е.В. //Межвузовский сборник научных трудов. Геологические исследования Океана.- М.,1991. - с.206-213.

41. *Пилипец В.И.* Насосы для подъема жидкости. Учебное пособие. РИА ДонГТУ. – Донецк, 2000. – 247 с.

42. *Применение* погружных автономных установок для однорейсового бурения подводных скважин /Калиниченко О.И., Коломоец А.В., Квашин Е.В. и др. // Техн. и технол. геол.развед. работ; орг.пр-ва. Обзор /ВИЭМС. –М.,1988.-Вып.2. - 46 с.

43. *Пронкин А.П., Хворостовский С.С.* Прогнозирование направлений развития разведочного бурения на шельфе. - М.: Недра, 1999. - 300 с.

44. *Ребрик Б.М.* О новом методологическом подходе к выбору оптимального соотношения между массой ударника и скоростью удара при ударном разрушении горных пород. //Иzv. вузов. Геология и разведка. – 1980. - №7. – с. 97-101.

45. *Ребрик Б.М.* Ударное бурение грунтов. - М.: Недра, 1976. - 232 с.

46. *Савельев В.И.* Техника морских геологических исследований.- М.: Недра, 1978. - 165 с.

47. *Смолдырев А.Е.* Методика и техника морских гео-

логоразведочных работ. - М.: Недра, 1978. - 303 с.

48. *Совершенствование* технологии однорейсового бурения подводных скважин с НИС “Топаз” / Калиниченко О.И., Каракозов А.А., Русанов В.А. и др. // “Бурение скважин в осложненных условиях. - Донецк: ДонГТУ, 1996. - с.44 - 47.

49. *Соколовский А.К.* Современное состояние и перспективы развития морских геологических исследований. // Геологические исследования Океана. Межвуз. сборник научн. трудов. МГРИ-КГ РСФСР по делам науки и ВШ. – М.,1991. – с.5-14

50. *Тарко Л.М.* Волновые процессы в трубопроводах гидромеханизмов. - М.: Машгиз. – 1963.- 183 с.

51. *Техника* и технология бурения подводных скважин снарядами с гидроударным приводом. /Фоменко В.С., Тодер О.Я., Куракин И.М., Чаленко А.А. //Межвуз. сб. научн. трудов. Геологические исследования Океана.- М.,1991. - с.214-220.

52. *Тихонов Н.В., Попов Н.П.* Погружающая способность вибробуровых установок в воде. //Изв. вузов. Геология и разведка. – 1975. - №11. – с. 165-170.

53. *Фальков И.М., Бабич В.А., Хамидуллин Р.Г., Лисагор О.И.* Современное состояние техники и технологии морского инженерно-геологического бурения //Труды ВНИИморгео. Обзор. – Рига, 1986. - 152 с.

54. *Фальков И.М., Тукацинский А.И.* Техника морских инженерно-геологических исследований, используемая за рубежом (набортное и погружное оборудование). // Геология и разведка морских нефтяных и газовых месторождений. Обзор./ВНИИЭгазпром. – М.,1982, вып.3. - 35 с.

55. *Фоменко В.С., Блинов В.И.* Исследование процесса взаимодействия системы «боек-промежуточное звено-разрушаемая среда» при гидроударном бурении мягких и рыхлых пород. //Совершенствование техники и технологии

бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Межвуз. научн. темат. сб. – Екатеринбург. - 1989. - с. 61-68.

56. *Членов В.А., Михайлов Н.В.* Виброкипящий слой.- М.: Недра, 1972,-254 с.

57. *Шелковников И.Г.* “Свайный эффект” при отборе проб грунта пробоотборниками ударно-забивного типа //Изв. вузов. Геология и разведка - 1975. -№ 9. - с. 129-132.

58. *Шелковников И.Г.* Использование энергии удара в процессах бурения. - Л.: Недра, 1977. - 159 с.

59. *Шелковников И.Г., Лукошков А.В.* Технические средства подводного разведочного бурения и опробования. - Л.: Изд - во ЛГУ, 1979. - 224 с.

60. *Шехтер Е.Ю.* Теория и практика гидропроцесса бурения грунтов морского дна. - Рига: Зинатне.-1971.-71с.

61. *Эпштейн Е.Ф.* Ударно-вращательное бурение скважин гидроударниками.- М.: Госгортехиздат,1963.-85 с.

62. ДП на изобретение № 59781 А Украина, МКИ E21B25/18. Пробоотборник / Каракозов А.А., Калииченко О.И., Русанов В.А. и др.; ДонНТУ. – Оpubл. 15.09.2003, бюл. №9. – 4 с.

63. ДП на изобретение № 59802 А Украина, МКИ E21B25/18. Гидроударный буровой снаряд / Каракозов А.А., Калииченко О.И.; ДонНТУ. – Оpubл. 15.09.2003, бюл. №9. – 4 с.

64. ДП на изобретение № 67161 А Украина, МКИ E21B25/18. Гидроударный буровой снаряд / Калииченко О.И., Каракозов А.А., Зыбинский П.В.; ДонНТУ. – Оpubл. 15.06.2004, бюл. №6. – 9 с.

65. ДП на ПМ № 6795 Украина, МКИ E21B25/18. Гидроударный буровой снаряд / Каракозов А.А., Калииченко О.И.; ДонНТУ. – Оpubл. 16.05.2005, бюл. №5. – 5 с.

66. ДП на ПМ № 10183 Украина, МКИ E21B25/18. Погружная гидроударная установка / Каракозов А.А., Калииченко О.И.; ДонНТУ. – Оpubл. 15.11.2005, бюл. №11. – 6 с.

67. ДП на ПМ № 13608 Украина, МКИ E21B25/18. Гидроударный буровой снаряд / Каракозов А.А., Калииченко О.И.; ДонНТУ. – Оpubл. 17.04.2006, бюл. №4. – 6 с.

68. ДП на ПМ № 13609 Украина, МКИ E21B25/18. Колонковый снаряд / Каракозов А.А., Калииченко О.И.; ДонНТУ. – Оpubл. 17.04.2006, бюл. №4. – 6 с.

69. Патент № 2278238 РФ, МКИ E21B25/18. Гидроударный буровой снаряд / Калииченко О.И., Каракозов А.А., Зыбинский П.В.; ДонНТУ. – Оpubл. 20.06.2006, бюл. №17. – 9 с.

70. Патент № 76868 Украина, МКИ E21B25/00, E21B4/00. Гидроударный буровой снаряд / Калииченко О.И., Каракозов А.А., Зыбинский П.В.; ДонНТУ. – Оpubл. 15.09.2006, бюл. №9. – 6 с.

71. Патент № 78588 Украина, МКИ E21B25/00. Погружная гидроударная установка / Каракозов А.А., Калииченко О.И., Зыбинский П.В.; ДонНТУ. – Оpubл. 10.04.2007, бюл. №4. – 7 с.

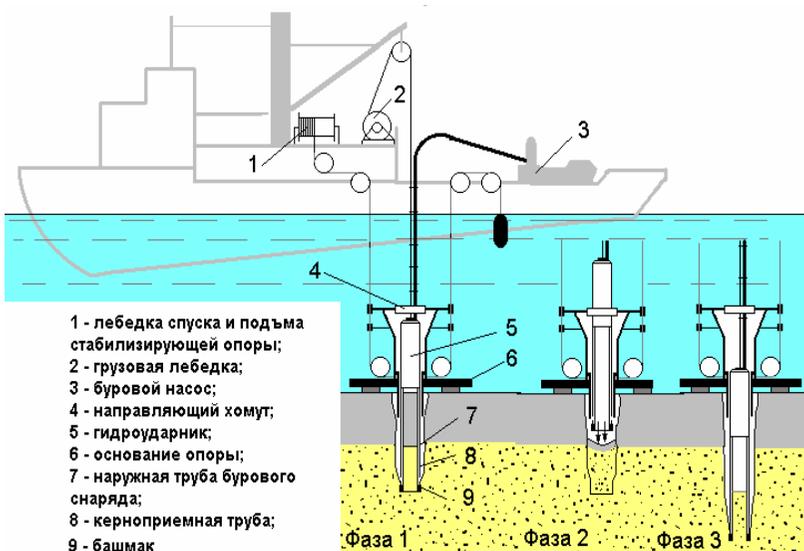


Рис. 2.11. Технологическая схема многорейсового бурения скважин установкой УМБ-130М

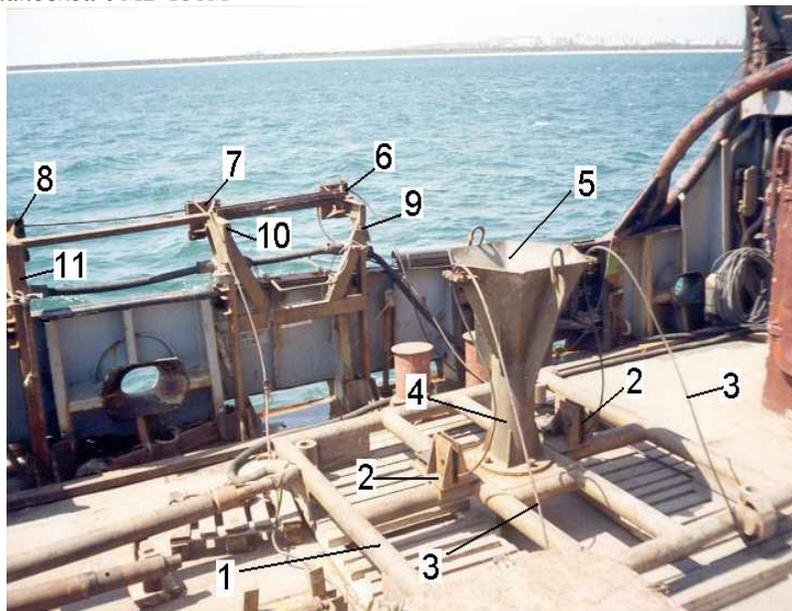


Рис. 2.12. Стабилизирующая опора установки УМБ-130М на палубе МБ «Центавр»

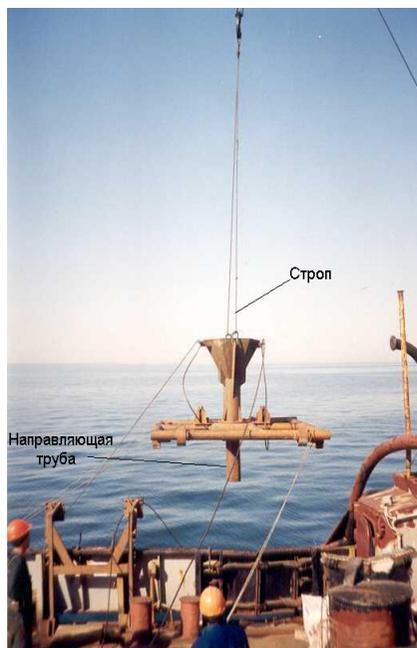


Рис. 2.13. Подъем и вывод опоры УМБ-130М за борт МБ «Центавр»

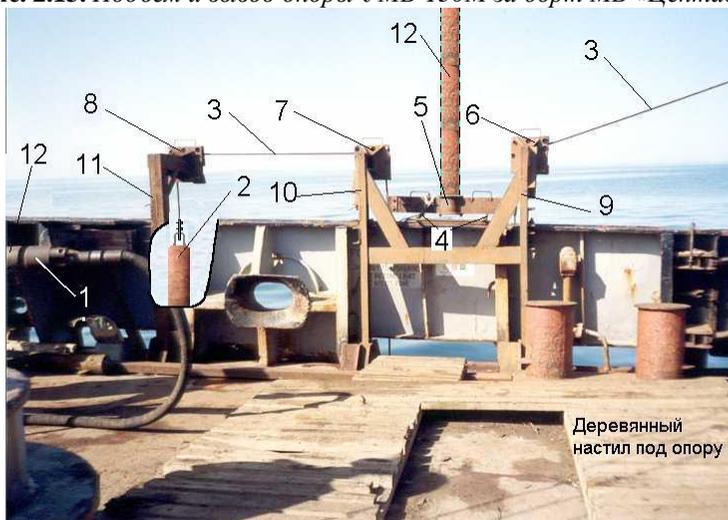


Рис. 2.14. Схема размещения Г-образных стоек и положение канатной системы установки УМБ-130М при постановке опоры дно (МБ «Центавр», 2003 г.)

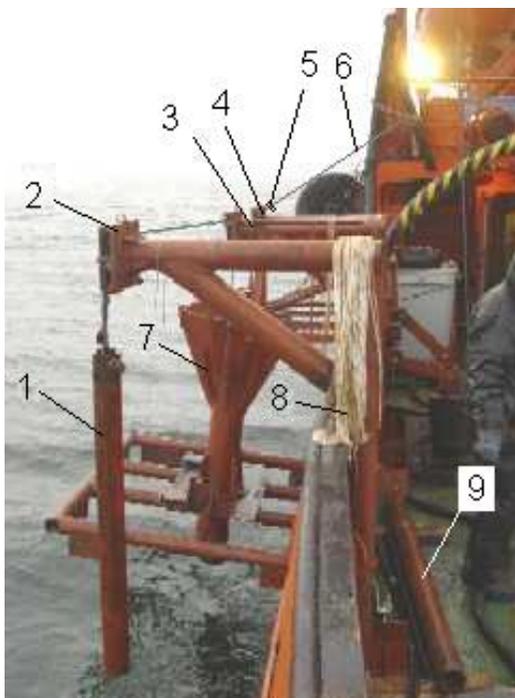


Рис. 2.16. Положение набортного оборудования и опоры установки УМБ-130М на МБ «Шуя» при коротких переходах (вид с кормы):

1 - компенсирующий груз;
 2 – грузовая стойка;
 3, 4 – направляющие стойки;
 5 – хомут; 6 – трос грузовой лебедки (направляющий); 7 - стабилизирующая опора; 8 – капроновые подвязки для соединения грузового троса буровой лебедки и нагнетательного шланга; 9 – резервный гидроударный буровой снаряд



Рис. 2.19. Фрагмент керна, поднятого с интервала 22-28 м, по скважине №6



Рис. 2.22. Модульное исполнение Г-образных стоек установки УМБ-130М на МБ «Центавр»



Рис. 2.24. Положение набортного оборудования и опоры модернизированного варианта установки УМБ-130М на МБ «Центавр» при коротких переходах



Рис. 2.23. Раздельное размещение грузовой стойки и модуля с направляющими стойками (МБ «Шуя», подвязка шланга и троса в процессе бурения)



Рис. 2.25. Подвязка шланга и троса в процессе бурения на МБ «Центавр»



Рис. 2.29. Фрагмент керна по скважине №1 (интервал 3,7 – 5,5 м) в Чу-котском море

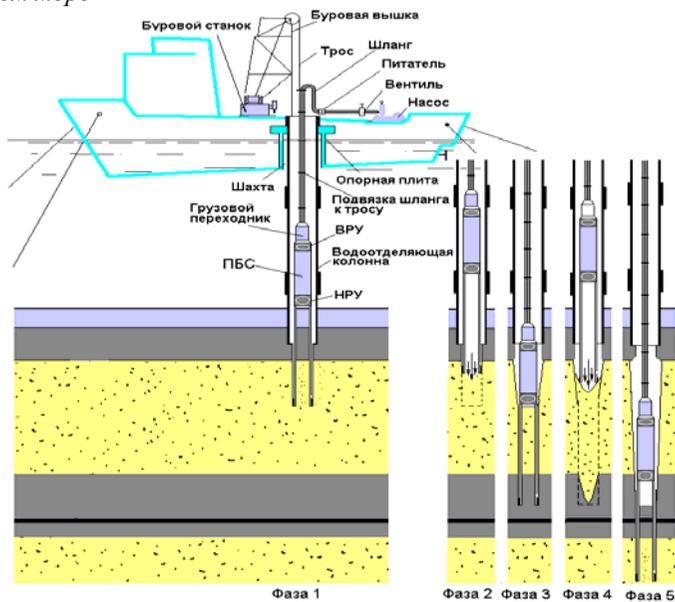
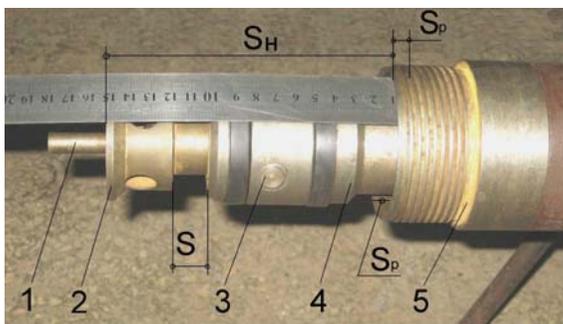
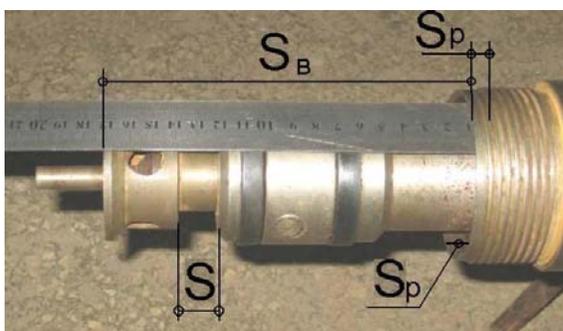


Рис. 2.33. Технологическая схема поинтервальной проходки скважин с бурового судна «Диорит»



а)



б)

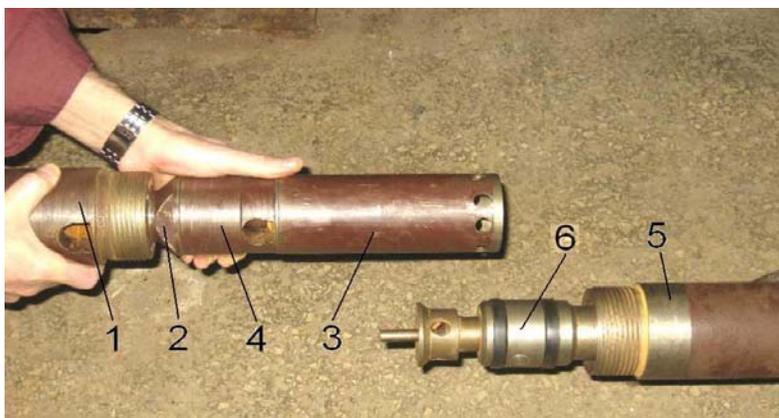


Рис. 3.4. Измерение хода впускного клапана (S_K)

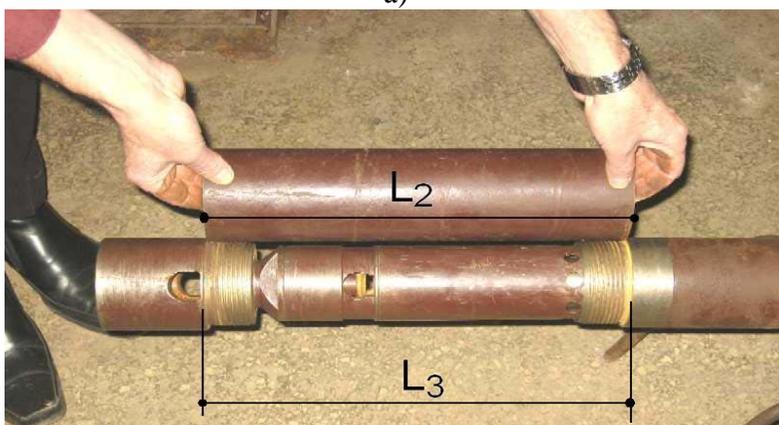
Рис. 3.3. Измерение общего S_o и рабочего S хода поршня-бойка



Рис. 3.5. Измерение расстояния от рабочего торца клапанной коробки до установочного торца цилиндра (L_1): 1 – распределительная коробка; 2 – муфта; 3 – цилиндр; 4 – клапанная коробка; 5 – впускной клапан; 6 – измерительная линейка



а)



б)

Рис. 3.7. Контроль установочной длины верхнего патрубка



Рис. 3.9. Насосный блок в сборе



Рис. 3.10. Общий вид баишака

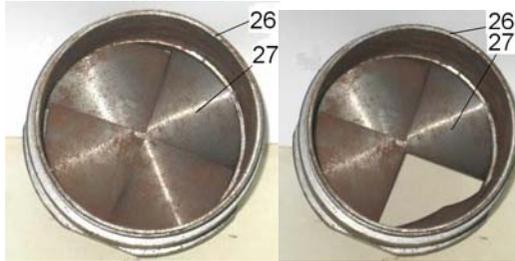


Рис. 3.11. Кернорватель



Рис. 3.15. Верхний пусковой узел ВПУ-2:
 1 – поршень-седло; 2 – корпус-цилиндр; 3 – гайка; 4 – ограничитель;
 5 – пружина пускового клапана; 6 – дроссельные втулки; 7 – пусковой клапан; 8 – пружина поршня

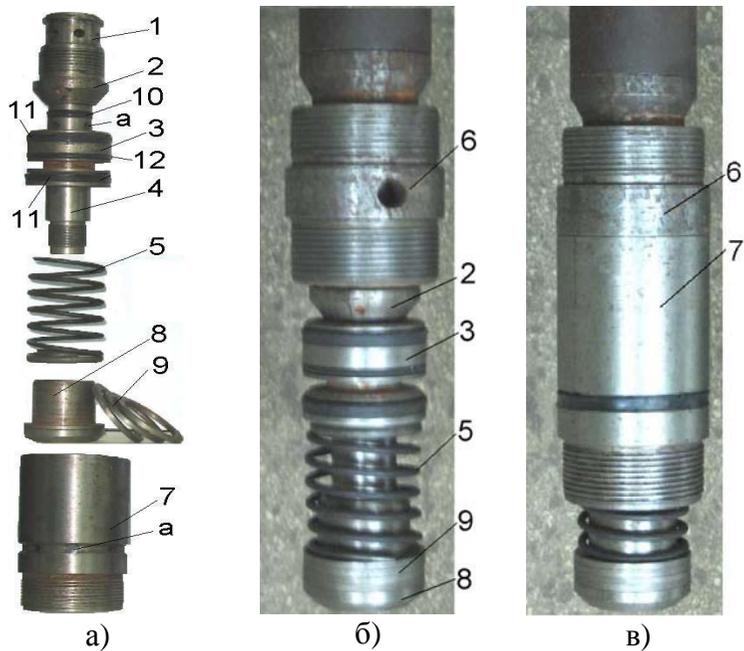


Рис. 3.16. Нижний пусковой узел НПУ-1



Рис. 3.17. Одиночный колонковый набор ПБС в разрезе

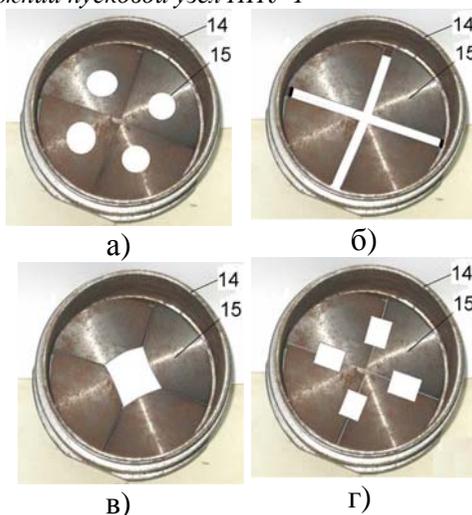


Рис. 3.18. Кернорватели с каналами для пропуска жидкости

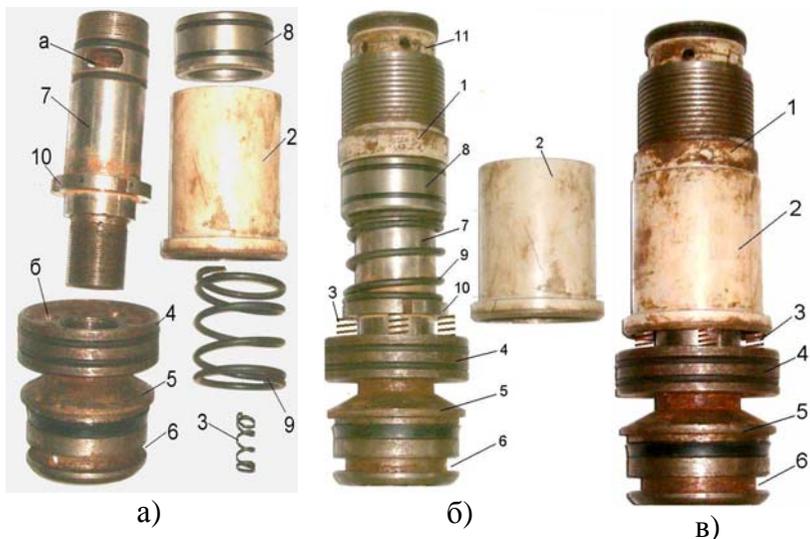


Рис. 3.19. Конструкция НПУ-2: 1 - седло всасывающего клапана НБ; 2 - пусковой клапан; 3 - пружина пускового клапана; 4 - цилиндрический уступ ступенчатой втулки; 5 - опорный цилиндрический уступ ступенчатой втулки; 6 - канавка под манжету; 7 - шток; 8 - поршень; 9 - пружина поршня; 10 - опорный уступ штока; 11 - корпус насосного блока



Рис. 3.20. Конструкция НПУ-2: 1 - седло всасывающего клапана НБ; 2 - поршень; 3 - пружина возвратная; 4 - втулка опорная; 5 - полый шток; 6 - нижняя наковальня; 7 - корпус насосного блока; 8 - цилиндр НПУ; 9 - керноприемная труба; 9 - наружная труба; а, б - отверстия)