

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'M.V. Dvoynikov', written over a horizontal line.

Руководитель программы  
аспирантуры  
профессор М.В. Двойников

## МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

### РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ НА ВОДУ

#### Подготовка научных и научно-педагогических кадров в аспирантуре

<b>Область науки:</b>	2. Технические науки
<b>Группа научных специальностей:</b>	2.8. Недропользование и горные науки
<b>Научная специальность:</b>	2.8.1. Технология и техника геологоразведочных работ
<b>Отрасли науки:</b>	Технические
<b>Форма освоения программы аспирантуры:</b>	Очная
<b>Срок освоения программы аспирантуры:</b>	4 года
<b>Составитель:</b>	к.т.н., доц. П.А. Блинов

Санкт-Петербург

## Практическая работа 1 ПОСТРОЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

При построении конструкции скважин для водоснабжения важную роль играет их целевое назначение (поисковые, разведочные, эксплуатационные, наблюдательные и др.), а также геолого-технические условия бурения.

Основными факторами, определяющими конструкцию скважин являются: гидрогеологическое строение, конструкция фильтра, глубина бурения, проектный дебит, способ откачки, ремонтоспособность фильтра. При бурении на минеральные воды, учитывают ещё и пластовое давление. В зависимости от количества водоносных горизонтов, зон неустойчивых горных пород и их интервалов, зон поглощения и глубины скважины, вида и технических средств откачки определяют необходимое и достаточное число обсадных колонн, обеспечивающих надёжное разобщение вскрытых водоносных горизонтов от рабочего горизонта, устойчивость стенок скважины и достижение проектной глубины бурения.

Рациональная конструкция разведочно-эксплуатационной скважины должна отвечать следующим требованиям:

- применение обсадных труб ниппельного соединения геологоразведочного стандарта (ГОСТ 6238-77) или труб муфтового соединения нефтяного стандарта (ГОСТ 632-80);

- при бурении неглубоких скважин большого диаметра для облегчения конструкции скважины допускается применение труб нефтяного стандарта соединения «труба в трубу»;

- посадка башмака кондуктора и промежуточной колонны в плотные горные породы, не размываемые промывочной жидкостью;

- надёжное закрепление стенок скважины;

- возможность подъёма цемента в затрубном пространстве кондуктора и одной промежуточной колонны до устья скважины;

- достаточная прочность и герметичность обсадных колонн, в т.ч. «впотай»;

- обеспечение проектного дебита;

- соблюдение условий опробования водоносных горизонтов;

- возможность проведения геофизических исследований скважинными приборами;

- проведение аварийно-ремонтных работ в процессе эксплуатации;

- соблюдение санитарно-экологических требований.

При бурении поисковых скважин с кратковременным их функционированием и наблюдательных скважин для наблюдения за пьезометрическим напором и уровнем вод с малым дебитом проектируют более упрощённую конструкцию, состоящую из кондуктора, одной промежуточной и эксплуатационной колонн обсадных труб.

Основное и решающее значение при проектировании конструкции скважины имеет определение конечного диаметра скважины и диаметров выше устанавливаемых эксплуатационной и промежуточных обсадных колонн.

Скважины на воду могут быть фильтровыми и бесфильтровыми.

Фильтровые скважины применяют в неустойчивых рыхлых и скальных породах. Фильтр устанавливают в скважине с таким расчетом, чтобы его рабочая часть была удалена от породы в кровле и подошве водоносного горизонта на 0,5-1,0 м. При мощности последнего до 10 м длину его рабочей части выбирают равной мощности пласта. Длину отстойника - глухой трубы или трубы со специальными вырезами - принимают не менее 2 м.

Конструкция фильтровой скважины определяется в основном целевым назначением и гидрогеологическими условиями: глубиной скважины, уровнем воды в ней, размерами и конструкцией фильтра. Однако конкретные ее параметры – число колонн обсадочных труб (одно- или многоколонная), их диаметры и глубины спуска - зависят от ряда факторов: типа водоподъемного насоса, способа бурения, числа вскрываемых водоносных горизонтов, способа крепления и материала используемых обсадных труб, необходимости цементирования затрубного пространства колонн обсадных труб, возможного срока службы данной скважины. Наиболее распространены конструкции фильтровых скважин с надфильтровой трубой,

выходящей на поверхность (рис. 1а), или устанавливаемой «впотай» (рис. 1б), а также конструкции, представляющие собой комбинацию указанных типов (рис. 2в). Надфильтровая труба, выходящая на поверхность, может выполнять роль эксплуатационной колонны. При необходимости цементирования затрубного пространства используют метод манжетного цементирования. Наличие дополнительной промежуточной колонны определяется сложностью геологического разреза, необходимостью изоляции вышерасположенного горизонта и т.д. По такому типу чаще всего строят скважины-иглофильтры, гидронаблюдательные, поисково-разведочные и эксплуатационные скважины, в которых не предполагается установка водоподъемных насосов большого диаметра.

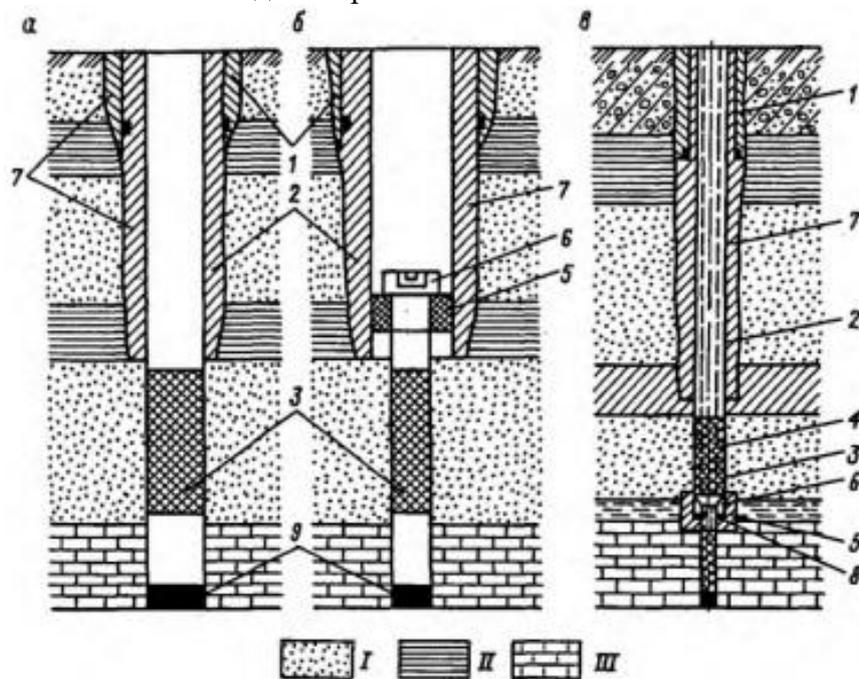


Рис. 1. Схема конструкции фильтровой колонны:

1 - кондуктор; 2 - эксплуатационная колонна; 3 - фильтр;

4 - вспомогательная временная колонна; 5 - сальник;

6 - муфта с левой резьбой; 7, 8 - цементный камень (затрубное и подбашмачное цементирование соответственно); 9 - пробка;

I - песок; II - глина; III - известняк

Одноколонная конструкция рекомендуется, как правило, когда срок службы скважин не превышает 10-15 лет.

Надфильтровую трубу устанавливают «впотай» в эксплуатационной колонне (см. рис. 1 б). Такие скважины чаще применяют для водоснабжения, орошения, осушения и т.д. В них можно разместить водоподъемные насосы с высокой подачей, имеющие большие поперечные размеры. Данная конструкция обеспечивает более легкую замену старого фильтра новым.

Цементирование затрубного пространства эксплуатационной колонны при необходимости может быть произведено методом одной или двух пробок, при цементировании только нижней ее части используют метод заливочных трубок.

Комбинированную конструкцию применяют тогда, когда необходимо эксплуатировать одновременно несколько водоносных горизонтов. Вообще, конструкции скважин на воду разнообразны и должны в каждом конкретном случае учитывать все гидрогеологические условия, быть технологически осуществимыми и экономичными.

Конечный диаметр скважин на воду определяется типом фильтра и его наружным диаметром, который может быть найден по формуле С.К. Абрамова:

$$D_{\phi} = 117,58 \frac{Q}{l_p^3 \sqrt{k_{\phi}}} , \quad (1.1)$$

где  $D_{\phi}$  - наружный диаметр фильтра, мм;  $Q$  - дебит скважины, м<sup>3</sup>/ч;  $l_p$  - длина рабочей части фильтра, м;  $k_{\phi}$  - коэффициент фильтрации, м/сут.

При мощности водоносного горизонта более 5 м диаметр фильтра можно определить по формуле:

$$D_{\phi} = \frac{aQ}{l_p}, \quad (1.2)$$

где  $a$  - опытный коэффициент, зависящий от характера породы и коэффициента фильтрации (табл. 1). Для значений  $k_{\phi}$ , которые отличаются от приведенных, величину  $a$  следует находить путем интерполяции.

Скважины с водоприемной частью в виде дырчатых или сетчатых фильтров без обсыпки их гравием имеют минимальный конечный диаметр. При применении фильтров с гравийной засыпкой конечный диаметр скважин увеличивается на 50-100 мм и более по сравнению со скважинами, оборудованными фильтрами других конструкций.

Таблица 1.1

Порода	Коэффициент фильтрации $k_{\phi}$ , м/сут	Коэффициент $a$
Песок:		
- мелкозернистый	2-5	90
- среднезернистый	5-15	60
- крупнозернистый	15-30	50
Гравий	30-70	30
Сильно трещиноватые породы	> 100	
Трещиноватые породы	10-100	
Мало трещиноватые породы	1-10	
Слабо трещиноватые породы	0,1-1	

В некоторых случаях конструкция скважины определяется типом, размерами и местом установки водоподъемного оборудования, используемого для опытных откачек и водопонижения. Для этого применяют поверхностные и погружные (глубинные артезианские) центробежные насосы, эрлифты, водоструйные и штанговые поршневые насосы. Выбор типа водоприемника определяется требуемым дебитом и динамическим уровнем воды в скважине.

При установке насоса в фильтре диаметр его и соответственно конечный диаметр скважины будут зависеть от размеров насоса. При установке насоса над фильтром в эксплуатационной колонне диаметр ее, называемый эффективным, также определяется поперечными размерами насоса. Для облегчения монтажа насоса, его ремонта и наблюдений за изменением уровня воды в скважине зазор между наружным диаметром насоса и внутренним диаметром эксплуатационной колонны принимают до 50 мм. Однако значительное увеличение эффективного диаметра приводит к утяжелению конструкции и удорожанию работ. Во всех случаях конструкция скважины должна обеспечивать получение необходимого количества воды при минимальном снижении статического.

После определения типа фильтра, его диаметра, а также с учетом водоподъемного оборудования выбирается конкретная марка фильтра.

Производят расчет конструкции скважин на воду (рис. 2).

1. Определяют конечный диаметр долота под фильтровую колонну:

$$D_{д.ф.} = D_{\phi.max}, \quad (1.3)$$

где  $D_{\phi.max}$  - максимальный диаметр фильтровой трубы по муфте или по наружному диаметру проволоочной или сетчатой обмотки фильтра, мм.

При применении гравийных фильтров с обсыпкой и блочных:

$$D_{д.ф.} = D_{\phi.} + 2\delta_1, \quad (1.4)$$

где  $\delta_1 = 50-100$  мм и более.

Рассчитанный диаметр долота округляют до ближайшего большего, выпускаемого промышленностью.

2. Находят внутренний диаметр труб эксплуатационной колонны:

$$D_{\text{эк.вн.}} = D_{\text{ф.}} + 2\delta_2 \quad \text{при} \quad \delta_2 \leq 50, \quad (1.5)$$

где  $\delta_2$  - зазор между эксплуатационной и надфильтровой трубами, определяемый типом и устройством сальникового уплотнения.

Чтобы песок и другие частицы пород не попадали в скважину, кольцевой зазор между надфильтровыми трубами, устанавливаемыми «впотай», и обсадными трубами уплотняют специальными сальниками; их конструкция определяется материалом, из которого они изготовлены (дерево, пенька, резина и др.).

Иногда фильтр при посадке с одновременной промывкой водой обсыпают гравием или крупным песком. Тогда вместо сальника в зазор между надфильтровой и обсадной трубами засыпают крупный гравий. В некоторых случаях это пространство цементируют.

В этом случае внутренний диаметр труб эксплуатационной колонны:

$$D_{\text{эк.вн.}} = D_{\text{д.ф.}} + 2\delta_4, \quad (1.6)$$

где  $\delta_4 = 3-5$  мм – зазор для обеспечения свободного прохода долота, мм.

Рассчитанный диаметр округляют до ближайшего большего, стандартного. При этом определяется наружный диаметр обсадной колонны и диаметр муфты.

Надфильтровую трубу при установке ее «впотай» следует вводить в эксплуатационную колонну выше башмака последней до 5 м.

3. Определяют диаметр долота под эксплуатационную колонну:

$$D_{\text{д.эк.}} = D_{\text{м.эк.}} + 2\delta_3, \quad (1.7)$$

где  $D_{\text{м.эк.}}$  – диаметр муфты эксплуатационной колонны, мм;  $\delta_3 = 15-50$  мм - зазор между стенками скважины и наружной поверхностью эксплуатационной колонны (соединительных муфт). Чем больше опасность грифообразования, тем большей предусматривается толщина создаваемого за эксплуатационной колонной цементного кольца.

Рассчитанный диаметр долота округляют до ближайшего большего, выпускаемого промышленностью.

4. Внутренний диаметр направляющей трубы рассчитывают из условия

$$D_{\text{н.вн.}} = D_{\text{д.эк.}} + 2\delta_4, \quad (1.8)$$

Рассчитанный диаметр округляют до ближайшего большего, стандартного. При этом определяется наружный диаметр обсадной колонны и диаметр муфты.

5. Диаметр долота под направляющую трубу

$$D_{\text{д.н.}} = D_{\text{м.н.}} + 2\delta_3, \quad (1.9)$$

где  $D_{\text{м.н.}}$  – диаметр муфты направления, мм.

Если цементирование затрубного пространства не предусмотрено, размер долот или коронок выбирают только с учетом диаметра муфт соответствующей колонны труб. Например, диаметр долота под эксплуатационную колонну в таком случае  $D_{\text{д.эк.}} = D_{\text{м.эк.}}$ . По технической характеристике выбирают ближайший больший диаметр.

По ГОСТ устанавливается фактический наружный и внутренний диаметр труб эксплуатационной колонны: тонкостенные трубы nipple'ного соединения – ГОСТ 6238-77; трубы муфтового соединения - ГОСТ 632-80; асбоцементные трубы – ГОСТ 539-73, а также трубы из термопластов по МРТУ 6-05-918-67; 6-05-917-67 и по ТУ 38-2-54-69.

Аналогично рассчитывают соотношение диаметров породоразрушающего инструмента и промежуточных обсадных колонн при их необходимости.

Конструкции фильтра и скважины приводят в проектной гидрогеотехнической карте (или ГТН).

Таблица 1.2.

## Трубы геологоразведочные обсадные (размеры в мм)

Диаметр трубы , $D_{тр}$	Толщина стенки, $s$	Диаметр нипцеля внутр. $d_{нв}$	Резьба трапецеидальная			Масса, кг	
			$D_p$	$l_n$	$l_b$	труба, 1 м	нипель, 1шт
57	4	46,5	52,0	32	36	5,23	0,8
	4,5					5,83	0,8
73	4	62,0	68,0	32	36	6,81	1,0
	5					8,38	1,0
89	4,5	78,0	84,0	32	36	9,38	1,3
	5					10,36	1,3
108	4,5	95,5	103,0	52	54	11,49	2,4
	5					12,70	2,4
127	5	114,5	122,0	52	54	15,04	2,6
146	5	134,0	141,0	52	54	17,39	2,8

Таблица 1.3

## Основные типоразмеры обсадных труб

Труба				Муфта		
Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м, кг	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
114,3	6,4	101,5	16,9	127,0	158	3,7
	7,4	99,5	19,4			
	8,6	97,1	22,3			
127,0	6,4	114,0	19,1	141,3	165	4,6
	7,5	112,0	22,1			
	9,2	108,6	26,1			
139,7	7,0	125,7	22,9	153,7	171	5,2
	7,7	124,3	25,1			
	9,2	121,3	29,5			
	10,5	118,7	33,6			
146,0	7,0	132,1	24,0	166,0	177	8,0
	7,7	130,7	26,2			
	8,5	129,1	28,8			
	9,5	127,1	32,0			
	10,7	124,7	35,7			
168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	181	9,1
	8,9	150,5	35,1			
	10,6	147,1	41,2			
	12,1	144,1	46,2			
219,1	6,7	205,7	35,1	244,5	196	16,2
	8,9	201,3	46,3			
	10,2	198,7	52,3			
	11,4	196,3	58,5			
	12,7	193,7	64,6			
	14,2	190,7	71,5			

244,5	8,9 10,0 11,1 12,0 13,8	226,7 224,2 222,3 220,5 216,9	51,9 58,0 63,6 68,7 78,7	269,9	196	17,9
273,1	8,9 10,2 11,4 12,6 13,8	255,3 252,7 250,3 247,9 245,5	57,9 65,9 73,7 80,8 88,5	298,5	203	20,7
298,5	8,5 9,5 11,1 12,4 14,8	281,5 279,5 276,3 273,7 268,9	60,5 67,9 78,3 87,6 103,5	323,9	203	22,5
323,9	9,5 11,0 12,4 14,0	304,9 301,9 299,1 293,9	73,6 84,6 95,2 106,9	351,0	203	23,4
351	9,0 10,0 11,0 12,0	333,0 331,0 329,0 327,0	75,9 81,1 92,2 100,3	367,0	229	29,0
377	9,0 10,0 11,0 12,0	359,0 357,0 355,0 353,0	81,7 90,5 99,3 108,0	402,0	229	31,0
426	10,0 11,0 12,0	406,0 404,0 402,0	102,7 112,6 122,5	451,0	229	37,5

Практическая работа 2  
**ВЫБОР ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА, УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ  
ТРУБ И БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

*Ребристые коронки типа М* предназначены для бурения рыхлых и связных горных пород, набухающих, а также с пропластками более твердых пород до IV категории, в том числе гравийно-галечных до VI категории по буримости. Коронки достигают высоких механических скоростей с образованием большого количества крупного шлама. В коронках на короночном кольце крепят (приваривают к наружной поверхности или в пазах торца) металлические ребра, которые обеспечивают большие зазоры между стенками скважины и колонковой трубой. Коронки армируют пластинами твердого сплава площадью сечения до 50-60 мм<sup>2</sup> при толщине до 10 мм, укрепленными на ребрах, а также непосредственно на корпусе коронок. Отдельные типы коронок имеют ступенчатый торец.

В группе ребристых коронок типа М разработано несколько вариантов. Наибольшее распространение получили коронки М6, так как они чаще всего применяются при забурировании скважин.

*Коронки типа СМ* предназначены для бурения малоабразивных, монолитных и перемежающихся горных пород средней твёрдости; так как эти коронки предназначены для разбуривания широкого диапазона пород с различными механическими свойствами, они оснащаются резцами различной формы, значительно отличающимися по схеме размещения на торце короночного кольца, углом поворота, выступом от торца и др.

*Коронки типа СА* – самозатачивающиеся. Предназначены для бурения абразивных, монолитных, слаботрещиноватых (СА4) и перемежающихся по твёрдости горных пород. Коронки армированы режущими вставками (пакетами резцов) с резцами малой площади сечения 1,8x1,8 мм и 0,7x7,5 мм (тонкопластинчатые), а также дополнительными подрезными резцами сечением 1,5x3,0. Отличием коронок СА5 и СА6 является то, что дополнительные резцы формы Г5106 выступают за контуры подрезных и основных резцов на 0,5 мм., совмещая функции подрезных и дополнительных подрезных резцов.

*Долота типа МЗ и МСЗ.* Для бурения в мягких, но абразивных породах отличаются от долот предыдущих типов тем, что их шарошки вместо литых зубьев оснащаются запрессованными твердосплавными зубцами с клиновидной рабочей частью.

*Долота типа С* для бурения средних по твердости малоабразивных пород. По форме и расположению шарошек аналогичны долотам типов М и МС, но отличаются от них меньшей высотой и более частым расположением зубьев с несколько увеличенными углами заострения. В долотах типа СЗ для бурения абразивных пород средней твердости вместо фрезерованных зубьев в шарошки запрессованы твердосплавные зубки с клиновидной рабочей частью.

*Долота типов СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К и ОК* относятся к долотам дробящего действия. Их общей особенностью является отсутствие смещения осей шарошек, чтобы избежать вредного в данном случае скольжения зубьев.

*Долота типа СТ,* которые применяют в породах средней твердости и абразивности с пропластками твердых пород; имеют двух- и трехконусные самоочищающиеся шарошки с более мелкими зубьями, углы заострения которых увеличены по сравнению с долотами типа С.

*Долота типа Т* для разбуривания твердых малоабразивных пород имеют аналогичные по форме шарошки, которые оснащаются еще более мелкими и менее заостренными зубьями.

*Долота типа ТК* для проходки твердых пород средней абразивности с пропластками крепких абразивных пород отличаются наличием на периферийных венцах шарошек вставных: твердосплавных зубков с полусферической рабочей поверхностью вместо обычных фрезерованных зубьев или чередованием, обычных зубьев с твердосплавными зубками по венцам и в самом венце.

*Долота типов К и ОК* для проходки крепких и очень крепких абразивных (хрупких) пород оснащаются одноконусными самоочищающимися шарошками с твердосплавными зубками с полусферической рабочей поверхностью.

*Долота типов ТЗ и ТКЗ,* применяющиеся при бурении в абразивных горных породах, аналогичны по конструкции долотам типов Т и К, но отличаются от них вооружением шарошек, в которых запрессованы твердосплавные зубки с клиновидной рабочей частью вместо фрезерованных зубьев.

Ресурс эффективной работы шарошечного долота на забое зависит от надёжности опор, которые воспринимают значительные нагрузки от бурильной колонны и передают их через цапфы на породоразрушающие элементы долота. Важнейшими узлами опор являются подшипники, различные конструкции которых, имеют большое разнообразие вариантов исполнения.

Шарошечные долота широкого диапазона типоразмеров, которые могут быть использованы для бурения скважин большого диаметра, в том числе, на воду, выпускаются заводами-производителями: ОАО «Волгабурмаш», ОАО «Уралбурмаш», ОАО «Дрогобычский долотный завод», ОАО «Сарапульский машзавод», ОАО «Гидросервис» (Екатеринбург), «Завод Буровых Технологий» (п. Стрельна Лен. обл.) и др.

Типоразмеры долот в соответствии с ГОСТ 20692-75 и ТУ-26-02-874--80, указаны в табл. 2.1.

Трубы бурильные (штанги), свинченные в бурильную колонну, передают момент вращения породоразрушающему инструменту, осевую нагрузку, промывочную жидкость для очистки забоя и обеспечивают выполнение спуско-подъёмных операций с буровым снарядом. Бурильные трубы являются ответственным технологическим инструментом и в работе испытывают повышенные механические напряжения, что вызывает необходимость использования в их конструкции повышенных прочностных свойств.

Технические параметры бурильных труб и их значения регламентированы ГОСТ/ами: «Трубы бурильные геологоразведочные и муфты к ним» - ГОСТ 7909-87; «Трубы стальные ниппельного соединения»- ГОСТ 8467-83; «Трубы стальные бурильные универсальные (ТБСУ)»- ГОСТ Р 51245-99.

Для изготовления бурильных труб используют марки стали с улучшенными свойствами, по прочности соответствующие различным геолого-техническим условиям их применения.

Трубы изготавливают из нормализованной стали марки 36Г2С, 38ХНМ, Ст.45 с поверхностной закалкой токами высокой частоты. Применяют их с ниппельными, муфтовыми, замковыми или приварными резьбовыми соединениями из стали марки 40ХН, 40Х

Указанные ГОСТ/ы распространяются на бурильные трубы, предназначенные для всех видов, способов и условий геологоразведочного бурения на твёрдые полезные ископаемые и воду, при поисках и разведке, инженерно-геологических изысканиях, сейсморазведке, строительстве и др. виды буровых работ.

В табл. 4.1 приведены технические данные бурильных труб, в том числе, применяемых в практике бурения скважин на воду и технических целей большими диаметрами.

Утяжелённые бурильные трубы предназначены для концентрации осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент в нижней части бурильной колонны и её утяжеления при недостатке веса в начальном интервале бурения роторными установками.. Изготавливают трубы с замковыми раздельными или приварными резьбовыми соединениями.

Лёгкосплавные бурильные трубы предназначены для бурения скважин больше номинальной глубины установленной возможностями бурового станка. Меньшая масса труб ЛБТН, создавая меньший крутящий момент, обеспечивает возможность использования высоких частот вращения бурового снаряда. Изготавливают трубы из алюминиевого сплава Д16Т.

Расчётные глубины бурения трубами ЛБТН составляют 1200...1600 м (ЛБТН-42 и ЛБТН-68) и 2300...2500 м (ЛБТН-54).

Сочетание небольшой массы бурильных колонн ЛБТН, соотношения их диаметров и диаметров скважин создаёт объективные условия достижения высоких скоростей бурения и энергосберегающей технологии. Бурильные трубы с приварными замковыми резьбовыми соединениями рекомендуется применять при бурении станками с подвижным вращателем. При бурении шпindelными станками применяются бурильные трубы с раздельными резьбовыми соединениями. В практике бурения в зависимости от способа бурения и конструкции скважины используют муфтово-замковые, ниппельно-замковые, ниппельные и муфтовые резьбовые соединения (ГОСТ 7918-75). При бурении снарядами ССК применяют безнипельное соединение бурильных труб с нарезкой наружной и внутренней специальной двухупорной резьбы на концах каждой трубы, что обеспечивает надёжное соединение «труба в трубу».

Колонковые трубы предназначены для стабилизации направления и вращения бурового снаряда в процессе бурения, а также для приёма и отбора выбуренного керна. Технические данные колонковых труб должны соответствовать ГОСТ 6238-77. Материал для изготовления колонковых труб (и обсадных) - сталь марки 45, 38ХНМ и 36Г2С.

Обсадные трубы применяют для закрепления стенок скважин в неустойчивых интервалах, перекрытия зон поглощения промывочной жидкости, разобщения вскрытых пластов и устройства эксплуатационных колонн.

Типоразмеры геологоразведочных обсадных и колонковых труб в соответствии с ГОСТ 6238-77 идентичны. ГОСТ предусматривает изготовление обсадных труб безнипельного соединения диаметром до 89мм, включительно, и ниппельного соединения диаметром до

146мм, включая все типоразмеры. Технические данные геологоразведочных обсадных труб приведены в табл. 2.1

Таблица 2.1.

Размеры стальных бурильных труб и соединений, мм						
Типоразмер бурильных труб	Труба		Замок		Резьба замка	Масса 1 м трубы с соединениями, кг
	Наружный диаметр	Толщина стенки	Наружный диаметр	Внутренний диаметр		
1. Трубы стальные универсальные						
ТБСУ-43	43,0	4,5	43,5	16	3 3-34	4,88
ТБСУ-55	55,0	4,5	53,5	22	3 3-45	7,12
ТБСУ-63,5	63,5	4,5	64,0	28	3 3-53	8,24
ТБСУ-70	70,0	4,5	70,5	32	3 3-57	8,82
ТБСУ-85	85,0	4,5	85,5	40	3 3-67	12,7
2. Трубы утяжелённые						
ТБУ-57	57,0	12,0	57,5	22	3-45	14
ТБУ-73	73,0	19,0	73,5	22	3-57	22
ТБУ-89	89,0	22,0	89,5	28	3-67	31,5
ТБУ-108	108,0	26,0	108,5	28	3-86	54
3. Трубы, используемые в практике (стар. стандарт)						
СБТ-42	42	5	57	22	3-42	4,6
СБТ-50	50	5,5	65	22	3-50	6,05
СБТ-60,3	60,3	5,1	80(М)	50	М-60,3	7,0
СБТ-63,5	63,5	6,0	83	28	3-63,5	8,51

При бурении скважин на воду широко используют обсадные трубы нефтяного сортамента (Ст.Д, Ст.Е и др., ГОСТ 632-80), табл.4.3. Соединение труб предусмотрено муфтами. Однако, применение муфтового соединения утяжеляет конструкцию скважин при бурении на воду. С целью оптимизации конструкции скважины в практике бурения неглубоких и средней глубины скважин применяют безмуфтовое соединение обсадных труб «труба в трубу» с нарезкой внутренней и наружной резьбы. Для удобства труборезных работ внутреннюю резьбу нарезают на патрубке, который затем приваривается к основной трубе электросваркой (электрод ОМ-5, ток 300...400 А, напряжение 40...50 В).

### Практическая работа 3 ПАРАМЕТРЫ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

Эффективность твёрдосплавного бурения зависит преимущественно от горно-геологических и технологических условий разрушения горных пород, а также конструктивных особенностей ПРИ. Их составляющими являются физико-механические свойства горных пород, регламентированное взаимодействие значений основных показателей параметров режима бурения: осевой нагрузки, частоты вращения инструмента, подачи промывочной жидкости; и показателя интенсивности разрушения горной породы (удельное объёмное разрушение) ПРИ.

Осевая нагрузка является наиболее значимым параметром режима бурения в достижении наибольшей эффективности процесса бурения. Для оценки эффективности, в качестве критерия

может быть принята механическая скорость бурения. Подтверждается это тем, что при бурении скважин малого диаметра повышение осевой нагрузки всегда приводит к увеличению механической скорости. Необходимо также отметить, что с увеличением прочности пород на скалывание, влияние осевой нагрузки возрастает. Однако, практика показывает, что рост механической скорости не беспределен и её влияние не однозначно. Увеличение осевой нагрузки и, соответственно, рост механической скорости ограничены прочностью режущих элементов (резцов) коронки и горной породы.

Для коронок малого диаметра на начальном интервале повышения осевой нагрузки (95...120 даН на резец) характерна линейная зависимость роста механической скорости. При дальнейшем увеличении (120...135 даН) эта зависимость носит нелинейный характер. При достижении больших нагрузок (140...160 даН) наблюдается максимум механической скорости, после чего идёт её снижение. Повышенные осевые нагрузки приводят к возникновению вибраций, сколам твёрдосплавных резцов, зашламованию забоя и другим негативным последствиям, отрицательно влияющим на процесс разрушения горной породы. Расчёт осевой нагрузки производят по формуле  $P = C_0 m$ , где  $C_0$  – усилие на резец,  $m$  – число основных резцов в коронке.

*Частота вращения коронки* существенно влияет на скорость бурения в сочетании с определёнными значениями осевой нагрузки. В более прочных горных породах на скалывание. при достижении предельных значений осевой нагрузки, частоту вращения рекомендуется снижать из-за увеличения интенсивности износа резцовых элементов. Наибольший рост механической скорости отмечается с повышением частоты вращения при бурении пород осадочного и метаморфического комплекса. В породах магматических прирост скорости в зависимости от частоты вращения менее значителен.

Высокая частота вращения, не соответствующая выбранной конструкции бурового снаряда, может вызвать недопустимые вибрации буровой колонны и привести к её поломке.

Изменение механической скорости от частоты вращения коронки носит нелинейный характер и при её повышении увеличивается только до определённого значения, после которого снижается. При бурении малыми диаметрами максимальная эффективность достигается при частоте вращения коронки 400...500 мин<sup>-1</sup>. При бурении диаметром более 76 мм частоту вращения целесообразно снижать до 200...300 мин<sup>-1</sup>. Максимальная механическая скорость соответствует окружной скорости коронки 1,4...1,5 м/с. По формуле  $n = 60v_{окр}/\pi D$  мин<sup>-1</sup>, в зависимости от диаметра скважины  $D$ , можно определить необходимую частоту вращения буровой коронки.

*Промывка скважины* определяется количеством подаваемой на забой промывочной жидкости. Количество промывочной жидкости принято находить из рекомендуемой удельной подачи л/мин на 1 см диаметра скважины по формуле  $V = V_{уд} D$ , л/мин, где  $V_{уд}$  – удельная подача промывки на 1 см диаметра бурения, л/мин;

При бурении рыхлых, неустойчивых, слабосвязных пород (ребристыми коронками) рекомендуемая удельная подача промывки на 1 см диаметра скважины составляет 10...15 л/мин. В породах средней твёрдости – 10...12 л/мин.

#### Практическая работа 4 РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ БУРОВЫХ НАСОСОВ

Расход промывочной жидкости при бурении (подача насоса) должен обеспечивать полную очистку забоя от разрушенной породы и вынос ее на поверхность. При недостаточной промывке на забое происходит вторичное измельчение породы, что снижает скорость бурения и повышает износ породоразрушающего инструмента. Рассчитанный из условия обеспечения надежного выноса шлама из скважины расход промывочной жидкости обеспечивает также достаточное охлаждение породоразрушающего инструмента.

Расход промывочной жидкости:

$$Q = k \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D^2 - d^2) \cdot V, \quad (4.1)$$

где  $k$  - коэффициент, учитывающий неравномерность скорости потока по скважине из-за местной повышенной разработки стенок, наличия каверн и др. ( $k=1,1-1,3$ );  $D$  - диаметр скважины или внутренний диаметр обсадных труб (обычно на устье),  $d$  - наружный диаметр бурильных труб, м;  $V$  - скорость восходящего потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины, м/с.

Обычно при определении расхода промывочной жидкости исходят из необходимости создания в кольцевом пространстве скважины такой скорости восходящего потока, при которой не допускается чрезмерное обогащение промывочной жидкости выбуренной породой, обеспечивается устойчивое транспортирование крупных частиц шлама.

Как показали исследования, рассчитанный таким образом потребный расход промывочной жидкости при применении буровых растворов с повышенной вязкостью не обеспечивает достаточной очистки забоя скважины, что приводит к скоплению шлама, снижению механической скорости и проходки на коронку или долото.

Как известно, процессы переноса потоком твердых частиц во взвешенном состоянии представляют собой прямое следствие турбулентности потока жидкости или газа. Уровень турбулентности характеризуется параметром Рейнольдса  $Re$ , определяемым в общем случае из выражения:

$$Re = \frac{V \cdot D_3 \cdot \rho}{\mu}, \quad (4.2)$$

где  $V$  - скорость потока, м/с;  $D_3$  - эквивалентный диаметр канала потока, м;  $\rho$  - плотность потока, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu$  - динамическая вязкость, Пас.

Определение необходимой скорости восходящего потока только из условия взвешивания и выноса частицы шлама в кольцевом пространстве скважины приводит к тому, что значение требуемой скорости уменьшается с увеличением плотности и вязкости промывочной жидкости. В этом случае уровень турбулентности потока промывочной жидкости на забое скважины определяется главным образом вязкостными свойствами промывочных растворов, поскольку инерционные силы потока  $V D_3 \rho$  при использовании различных буровых растворов поддерживаются на одном и том же уровне, исходя из условия равной транспортирующей способности потока в кольцевом пространстве.

При промывке скважины вязкими промывочными жидкостями, например глинистым раствором вязкостью 25 с и более, количество промывочной жидкости, рассчитанное из условия взвешивания и выноса потоком частиц шлама, уже не обеспечивает эффективной очистки забоя.

В связи с изложенным, рекомендуется скорость восходящего потока при промывке водой и другими маловязкими буровыми растворами определять по формуле:

$$V = w + u, \quad (4.3)$$

где  $w$  - критическая скорость восходящего потока, при которой частица шлама находится во взвешенном состоянии, м/с;  $u$  - желаемая скорость выноса частицы (скорость поступательного движения), принимается равной 0,1-0,3 от  $w$  и тем больше, чем глубже скважина и выше механическая скорость бурения.

Расчет критической скорости  $w$  рекомендуется производить по формуле:

$$w = \frac{\nu}{d_3} \exp\left(\frac{\sqrt{\ln Ar + 2,3}}{2,3} - 1\right), \quad (4.4)$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость промывочной жидкости, м<sup>2</sup>/с;  $d_3$  - эквивалентный диаметр частицы, т. е. диаметр шара, эквивалентного частице по объему, м;  $Ar$  - безразмерный параметр Архимеда, определяемый из выражения:

$$Ar = \frac{d_3^3 \cdot (\rho_{п} - \rho) \cdot g}{v^2 \cdot \rho}, \quad (4.5)$$

где  $\rho_{п}$  - плотность горной породы, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Поскольку частицы шлама не имеют идеальной сферической формы, при расчете значения критической скорости к величине  $w$  для трех основных неправильных форм следует применять поправочные множители; для компактной, удлиненной и плоской соответственно - 0,7; 0,6 и 0,5. Характерный размер наиболее крупной частицы шлама  $d_3$  следует принимать соизмеримым с выпуском резцов твердосплавной коронки, глубиной боковой промывочной канавки алмазной коронки, шагом зубьев шарошечного долота и т.п.

При промывке буровыми растворами с повышенной вязкостью (глинистыми растворами и др.) потребную скорость восходящего потока в кольцевом пространстве следует рассчитывать по следующей формуле, выведенной на основании рассмотрения процессов очистки забоя непосредственно под торцом коронки (т.е. с учетом скорости потока в ламинарном подслое на забое скважины, при которой частицы шлама начинают перемещаться и взвешиваться):

$$V = 7,5 \cdot \frac{v \cdot D_3^{0,143}}{d_3^{1,143}} \exp 5,71 \left( \frac{\sqrt{\ln Ar + 2,3}}{2,3} - 1 \right) \quad (4.6)$$

В прикладных расчетах для определения потребного расхода промывочной жидкости при колонковом бурении можно воспользоваться выработанными практикой значениями скорости восходящего потока (табл.4.1).

Большие значения скорости восходящего потока следует принимать при высоких скоростях бурения, когда в единицу времени образуется больше шлама, а также в случае применения буровых растворов повышенной вязкости, меньшие значения - в противоположных условиях, а также тогда, когда проходимые породы неустойчивы и легко размываются.

Таблица 4.1

Породоразрушающий инструмент	Скорость восходящего потока, м/с
Долота лопастные, пикобуры (в породах до IV-V категорий буримости)	0,6-1,0
Шарошечные долота	0,4-0,8
Твердосплавные коронки	0,3-0,6
Алмазные коронки	0,4-0,8

Давление, развиваемое насосом, должно быть достаточным для преодоления гидравлических сопротивлений и гидростатических сил в циркуляционной системе скважины при прокачивании жидкости в заданном количестве. Циркуляционная система включает в себя: обвязку насоса, бурильные трубы, кольцевое пространство, колонковый снаряд, породоразрушающий инструмент и другие, по которым протекает промывочная жидкость при бурении. Общее потребное давление, которое должен развивать насос:

$$P = k(P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5), \quad (4.7)$$

где  $k$  - коэффициент, учитывающий необходимость запаса давления на преодоление дополнительных сопротивлений при зашламовании скважины, образовании сальников и т.п. ( $k=1,3 \div 1,5$ );  $P_1$  - давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в нагнетательном шланге, сальнике, ведущей трубе, бурильных и утяжеленных трубах, МПа;  $P_2$  - давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в соединениях бурильной колонны, МПа;  $P_3$  - давление на преодоление сопротивлений при движении жидкости в кольцевом пространстве скважины, МПа;  $P_4$  - давление на преодоление сопротивлений в колонковом снаряде, коронке или долоте, МПа;  $P_5$  - давление, равное перепаду в гидроударнике в случае применения гидроударно-вращательного способа бурения, МПа.

1. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в бурильных, утяжеленных трубах и в наземной обвязке рассчитывается по формуле, в основу которой положена формула Дарси-Вейсбаха:

$$P_1 = \lambda_1 \frac{V_1^2 \rho}{2d_1} (l + l_3) \cdot 10^{-6}, \quad (4.8)$$

где  $V_1$  - средняя по сечению канала потока скорость движения жидкости, м/с;  $\rho$  - плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $d_1$  - внутренний диаметр бурильных труб, м;  $l$  - длина бурильных труб, м;  $l_3$  - эквивалентная длина бурильных труб, потери давления на которой приравниваются к потерям давления в УБТ, ведущей трубе, сальнике и т. д., м;  $\lambda_1$  - безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления в бурильных трубах.

Значение коэффициента  $\lambda_1$  зависит от характера движения потока, свойств жидкости, сечения канала потока и шероховатости его стенок.

При промывке скважины водой или другими маловязкими жидкостями (ньютоновскими) значение коэффициента  $\lambda_1$  определяется по универсальной приближенной формуле А.Д. Альтшуля:

$$\lambda_1 = 0,1 \cdot \left( \frac{1,46 \cdot K_{ш}}{D_3} + \frac{100}{Re} \right)^{0,25}, \quad (4.9)$$

где  $K_{ш}$  - гидравлическая или эквивалентная шероховатость, м (для новых стальных труб  $K_{ш} = (0,02 \div 0,07) \cdot 10^{-3}$  м, для стальных труб с незначительной коррозией  $K_{ш} = (0,2 \div 0,5) \cdot 10^{-3}$  м и для старых труб сильно корродированных  $K_{ш} = 1 \cdot 10^{-3}$  м);  $D_3$  - эквивалентный диаметр канала потока, м (для внутреннего канала бурильных труб  $D_3 = d_1$ );  $Re$  - параметр Рейнольдса, рассчитываемый по формуле (4.2) или по следующей формуле:

$$Re = \frac{V_1 \cdot D_3}{\nu}, \quad (4.10)$$

где  $\nu$  - кинематическая вязкость бурового раствора.

При промывке скважины глинистыми растворами или другими структурными жидкостями режим движения потока характеризуется обобщенным параметром Рейнольдса:

$$Re' = \frac{V_1 \cdot D_3 \cdot \rho}{\eta'}, \quad (4.11)$$

где  $\eta'$  - эффективная вязкость глинистого раствора, определяемая по формуле:

$$\eta' = \eta + 0,17 \cdot \frac{\tau_0 \cdot D_3}{V_1}, \quad (4.12)$$

где  $\eta$  - коэффициент структурной вязкости, Па·с;  $\tau_0$  - динамическое напряжение сдвига, Па. При практических расчетах значение  $\eta$  для нормальных глинистых растворов может быть принято в пределах  $5 \cdot 10^{-3} \div 2 \cdot 10^{-2}$  Па·с и  $\tau_0$  в пределах  $2 \div 10$  Па.

При значениях  $Re' < 2000 \div 3000$  величина коэффициента  $\lambda_1$  рассчитывается по формуле Стокса:

$$\lambda_1 = \frac{64}{Re'} \quad (4.13)$$

При значениях  $Re' > 2000 \div 3000$  величина коэффициента рассчитывается по формуле Р.И. Шищенко:

$$\lambda_1 = \frac{0,075}{\sqrt[8]{Re'}}. \quad (4.14)$$

При значениях  $Re' > 50000$  можно считать  $\lambda_1 = const$  и значение коэффициента принимать равным 0,02.

Эквивалентная длина  $l_3$  бурильных труб:

$$l_{\ominus} = d_1 \left( \frac{l_{\text{УБТ}}}{d_{\text{УБТ}}} + \frac{l_{\text{ш}}}{d_{\text{ш}}} + \frac{l_{\text{в}}}{d_{\text{в}}} + \frac{l_{\text{с}}}{d_{\text{с}}} + \dots \right), \quad (4.15)$$

где  $l_{\text{УБТ}}$ ,  $l_{\text{ш}}$ ,  $l_{\text{в}}$ ,  $l_{\text{с}}$  - длина УБТ, нагнетательного шланга, ведущей трубы, сальника и т.д., м;  $d_{\text{УБТ}}$ ,  $d_{\text{ш}}$ ,  $d_{\text{в}}$ ,  $d_{\text{с}}$ , - внутренний диаметр УБТ, нагнетательного шланга, ведущей трубы, сальника и т.д., м.

2. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении промывочной жидкости в соединениях бурильной колонны:

$$P_2 = \xi \cdot \frac{V_1^2 \cdot \rho}{2} \cdot n \cdot 10^{-6}, \quad (4.16)$$

где  $n$  - число соединений в колонне бурильных труб;  $\xi$  — безразмерный коэффициент местного сопротивления, рассчитываемый по формуле Б.С. Филатова:

$$\xi = a \cdot \left[ \left( \frac{d_1}{d_0} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad (4.17)$$

где  $d_0$  - диаметр наименьшего проходного канала в соединениях, м;  $a$  - опытный коэффициент, принимаемый равным 2 для труб муфтово-замкового соединения и 1,5 - для нипельного соединения.

3. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений при движении жидкости в кольцевом пространстве может быть приближенно рассчитано по следующей формуле:

$$P_3 = \lambda_{\text{кп}} \cdot \frac{V^2 \cdot \rho'}{2 \cdot D_3} \cdot l \cdot 10^{-6}, \quad (4.18)$$

где  $V$  - скорость восходящего потока промывочной жидкости, м/с;  $\rho'$ —средняя плотность жидкости, обогащенной шламом, кг/м<sup>3</sup>; для осуществления качественной очистки забоя плотность жидкости в восходящем потоке не должна быть выше плотности в нисходящем потоке более чем на 3%;  $D_3$  - эквивалентный диаметр канала потока, м;  $D_3 = D - d$ ;  $l$  - длина скважины, м;  $\lambda_{\text{кп}}$  - безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления в кольцевом пространстве.

При промывке скважины водой и другими маловязкими жидкостями коэффициент  $\lambda_{\text{кп}}$  может быть рассчитан по формуле Блазиуса:

$$\lambda_{\text{кп}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\text{Re}_{\text{кп}}}}, \quad (4.19)$$

где  $\text{Re}_{\text{кп}} = \frac{V \cdot D_3}{\nu}$ .

При промывке скважины глинистым раствором или другими структурными жидкостями  $\lambda_{\text{кп}}$  рассчитывается по формуле Р.И. Шищенко, справедливой в интервале  $\text{Re}'_{\text{кп}} = 1200 \div 10000$ :

$$\lambda_{\text{кп}} = \frac{0,075}{\sqrt[8]{\text{Re}'_{\text{кп}}}}. \quad (4.20)$$

При малых значениях  $\text{Re}'_{\text{кп}} < 1200$  для расчета  $\lambda_{\text{кп}}$  можно воспользоваться формулой Е.М. Соловьева:

$$\lambda_{\text{кп}} = \frac{14,6}{(\text{Re}'_{\text{кп}})^{0,9}}. \quad (4.21)$$

4. Давление на преодоление гидравлических сопротивлений в колонковом снаряде и коронке (или долоте), как правило, не рассчитывается, а принимается на основании практических данных в зависимости от длины колонкового снаряда, наличия керна, расхода и свойств промывочной жидкости. Для практических расчетов можно принимать  $P_4$  в пределах 0,1÷0,35 МПа.

5. Перепад давления в гидроударнике принимается в соответствии с технической характеристикой (прил. 5).

Современное алмазное бурение характеризуется малыми зазорами между стенкой скважины и колонной бурильных труб, особенно при работе снарядами ССК, высокими частотами вращения бурового снаряда. В этих условиях характер потока промывочной жидкости и гидравлические сопротивления при движении в кольцевом пространстве скважины зависят также от частоты вращения колонны бурильных труб.

Для случая высокочастотного алмазного бурения с промывкой водой, полимерными растворами, водомасляными эмульсиями, водными растворами NaCl и CaCl<sub>2</sub> предложена И.А. Запеваловым и В.М. Бухаловым методика расчета потерь давления в кольцевом пространстве с учетом вращения колонны бурильных труб.

Давление на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом пространстве рассчитывается в целом по формуле (4.18), но расчет безразмерного коэффициента сопротивлений производится следующим образом:

$$\lambda_{\text{кп}} = \lambda \cdot \left[ 1 + 0,45 \cdot \left( \frac{\omega}{V} \right)^2 \right]^{0,5}, \quad (4.22)$$

где  $\omega$  - окружная скорость вращения поверхности колонны бурильных труб, м/с;  $\omega = \frac{\pi \cdot d \cdot n}{60}$ ,  $n$  - частота вращения колонны бурильных труб, об/мин;  $\lambda$  - коэффициент гидравлических сопротивлений при отсутствии вращения колонны, в данном случае вычисляемый по формуле:

$$\lambda = 0,09 \cdot \left( \frac{K_{\text{ш}}}{D_3} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25}, \quad (4.23)$$

где  $K_{\text{ш}}$  - для алмазного бурения и стальных бурильных труб принимается равным  $0,03 \cdot 10^{-3}$  м.

Давление на преодоление гидравлических сопротивлений в нисходящем потоке внутри бурильных труб в меньшей степени зависит от вращения бурильных труб и рассчитывается обычным методом по формулам (4.8), (4.9) и (4.15).

Проверочные расчеты подачи насоса и давления нагнетания производятся с целью определения пригодности бурового насоса для бурения скважины в конкретных условиях бурения, входящего в комплект бурового агрегата, выбранного для бурения на основании применяемого способа бурения и конструкции скважины.

## Практическая работа 5 РАСЧЁТ МОЩНОСТИ БУРОВОГО АГРЕГАТА

Мощность двигателя, расходуемая в процессе собственно бурения, складывается из трех основных составляющих:

$$N_{\sigma} = N_z + N_x + N_{\text{дон}} + N_n, \quad (5.1)$$

где  $N_z$  - мощность, расходуемая на забое скважины, кВт;  $N_x$  - мощность, расходуемая на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине, кВт;  $N_{\text{дон}}$  - дополнительная мощность, затрачиваемая на вращение сжатой части бурильной колонны, кВт;  $N_{\text{ст}}$  - мощность, расходуемая в трансмиссии и других узлах бурового станка, кВт.

При использовании дизельного привода к уравнению (5.1) следует добавить мощность, расходуемую на привод насоса.

Мощность, затрачиваемая на забое. Зависимости, применяемые в настоящее время для определения мощности, расходуемой при работе породоразрушающего инструмента, не полностью отражают количественные соотношения между параметрами, определяющими мощность, а раскрывают в основном качественную картину процесса. Входящие в формулы величины зависят от многих факторов, учесть которые трудно. Поэтому полученные в результате расчетов значения мощности, затрачиваемой на забое, можно рассматривать только как приближительные. Анализ формул для расчета затрат мощности на забое при колонковом

бурении показал, что с достаточной для практических расчетов точностью можно пользоваться следующими формулами.

1. При бурении твердосплавными коронками:

$$N_z = 5,3 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot D_{cp} \cdot (0,137 + \mu), \quad (5.2)$$

где  $P$  - осевая нагрузка на коронку, даН;  $n$  - частота вращения коронки, об/мин;  $D_{cp}$  - средний диаметр коронки, м;  $D_{cp} = (D_{нар} + D_{вн})/2$ , (здесь  $D_{нар}$  и  $D_{вн}$  - наружный и внутренний диаметры коронки по резцам, м);  $\mu$  - коэффициент трения резцов коронки о породу забоя.

Коэффициент трения  $\mu$  резцов о породу забоя не является строго постоянной величиной. Значение коэффициента трения изменяется при изменении величины нагрузки на коронку, частоты ее вращения, качества промывочного агента, а также при изменении состава пород, величины и формы зерна, состава цемента, твердости горных пород и ряда других факторов. В связи с этим при расчете затрат мощности на забое можно воспользоваться только ориентировочными средними значениями коэффициентов трения:

Глина	0,12—0,20
Глинистый сланец	0,15—0,25
Мергель	0,18—0,27
Известняк	0,30—0,40
Доломит	0,25—0,40
Песчаник	0,30—0,50
Гранит	0,30—0,40

2. При бурении алмазными коронками:

$$N_z = 2 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot D_{cp}. \quad (5.3)$$

3. При бескерновом бурении:

$$N_z = (3 \div 4) \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot D. \quad (5.4)$$

При использовании шарошечных долот можно рассчитать мощность, затрачиваемую на забое, также и по следующей формуле:

$$N_z = 10^{-3} \cdot P \cdot n \cdot D \cdot \mu. \quad (5.5)$$

Для долот диаметром 76 мм и более  $\mu=0,17$ , диаметром 59 мм и менее  $\mu=0,10$ .

Обозначения в формулах (5.3), (5.4) и (5.5) те же, что и в (2).

Мощность на вращение колонны бурильных труб в скважине  $N_m$ , - составляет основную долю от затрат мощности на бурение скважины.  $N_m$  складывается из двух составляющих:  $N_{хв}$  - мощности на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине и  $N_{дон}$  - дополнительной мощности, затрачиваемой на вращение сжатой части бурильной колонны, которой создается осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент. Таким образом,  $N_m = N_{хв} + N_{дон}$ .

Значение  $N_{дон}$  может быть рассчитано по формуле СКБ ВПО «Союзгеотехника»:

$$N_z = 2,45 \cdot 10^{-4} \cdot P \cdot n \cdot \delta, \quad (5.6)$$

где  $\delta$  - радиальный зазор, м;  $\delta = (D - d)/2$ ;  $D$  - диаметр скважины, м;  $d$  - наружный диаметр бурильных труб, м;  $P$  - осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, даН;  $n$  — частота вращения колонны бурильных труб, об/мин.

Наиболее сложными для определения являются затраты мощности на холостое вращение колонны бурильных труб в скважине, так как они зависят от целого ряда факторов, часть из которых имеет случайный переменный характер. К этим факторам относятся: конструктивные особенности, материал и техническое состояние бурильных труб, состояние стенок скважины, наличие каверн и желобов, характер проходимых пород, искривление скважины, наличие в скважине специальных эмульсионных растворов и смазок, режимные параметры.

Для расчетов  $N_{хв}$  в основном используются эмпирические зависимости, полученные в результате выполнения большого объема теоретических и экспериментальных исследований.

Многие из полученных зависимостей имеют строго ограниченную область применения, определяемую условиями проведения экспериментальных работ.

Для практических расчетов при колонковом бурении рекомендуются следующие формулы. Для вертикальных скважин и с углом наклона до  $75^\circ$ .

1. Предложенная СКБ ВПО «Союзгеотехника» формула В. Г. Кардыша:

$$N_{xв} = k_1 k_2 k_3 k_4 k_5 \left[ 8,28 \cdot 10^{-6} (0,9 + 20\delta) \frac{Dq}{(EI)^{0,16}} n^{1,85} L^{0,75} (1 + 0,44 \cos \varphi) \right]. \quad (5.7)$$

2. Предложенная ВИТР формула Л. Г. Буркина.

Для высоких частот вращения колонны бурильных труб при  $n > n_0$

$$N_{xв} = k_c \cdot (2 \cdot 10^{-6} \cdot q \cdot \delta \cdot n^2 + 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot q \cdot d^2 \cdot n) \cdot L. \quad (5.8)$$

Для низких частот вращения колонны бурильных труб при  $n < n_0$

$$N_{xв} = 1,44 \cdot 10^{-3} \cdot k_c \cdot q \cdot d^2 \cdot n \cdot L, \quad (5.9)$$

$n_0 = 320 \frac{d^2}{\delta}$  - граница раздела зон частот вращения колонны бурильных труб по применимости формул (5.8) и (5.9).

Обозначения в приведенных для расчета  $N_{xв}$  формулах следующие:  $L$  - глубина скважины, м;  $n$  - частота вращения колонны бурильных труб, об/мин;  $q$  - масса 1 м бурильной колонны, кг;  $\delta$  - радиальный зазор, м;  $D$  - диаметр скважины, м;  $d$  - наружный диаметр бурильных труб, м;  $\varphi$  - угол наклона скважины к горизонтали, градус.  $k_1$  - коэффициент, учитывающий влияние промывочной жидкости ( $k_1 = 1,0$  для технической воды;  $k_1 = 0,6$  для эмульсионных растворов и при введении смазки;  $k_1 = 0,45$  для сочетания эмульсии и смазки;  $k_1 = 1,2$  для глинистого раствора;  $k_1 = 1,5$  при продувке воздухом);  $k_2$  - коэффициент, учитывающий особенности стенок ствола скважины ( $k_2 = 2$  при бурении в трещиноватых, разрушенных кавернозных породах,  $k_2 = 1$  при бурении в монолитных породах;  $k_2 = 0,5-0,75$  при вращении колонны в скважине, обсаженной колонной обсадных труб);  $k_3$  - коэффициент учитывающий материал труб ( $k_3 = 1$  для стальных труб,  $k_3 = 0,75$  для труб из алюминиевых сплавов);  $k_4$  - коэффициент, учитывающий тип соединения бурильных труб ( $k_4 = 1,0$  для ниппельного соединения,  $k_4 = 1,3$  для муфтово-замкового соединения);  $k_5$  - коэффициент, учитывающий кривизну бурильных труб ( $k_5 = 1$  для бурильных труб, изготовленных в соответствии с ОН 41-1-68, для которых средняя кривизна составляет 0,25-0,30 мм на 1 м,  $k_5 = 1,3$  для бурильных труб, средняя кривизна составляет 0,55-0,85 мм на 1 м,  $k_5 = 1,6$  для бурильных труб со средней кривизной более 0,85 мм на 1 м);  $k_c$  - коэффициент, учитывающий, влияние смазки и промывочной жидкости в формулах (5.8) и (5.9) ( $k_c = 0,8$  при использовании смазки типа КАВС в сочетании с промывочной жидкостью, обладающей смазочными свойствами,  $k_c = 1,0$  при полном покрытии колонны смазкой типа КАВС в сочетании с промывкой скважины технической водой,  $k_c = 1,5$  при отсутствии смазки);  $E$  - модуль упругости материала труб, для стальных труб  $E = 2 \cdot 10^{11}$  Па, для легкосплавных  $E = 0,7 \cdot 10^{11}$  Па;  $I$  - осевой момент инерции сечения бурильных труб, м<sup>4</sup>:

$$I = \frac{\pi}{64} (d^4 - d_1^4),$$

где  $d$  и  $d_1$  - наружный и внутренний диаметры бурильных труб, м.

Мощность, расходуемая в трансмиссии и других узлах бурового станка -  $N_{cm}$  может быть рассчитана для шпиндельных станков с механическими передачами по формуле:

$$N_{cm} = 1,1 \cdot N_{дв} \cdot (6 \cdot 10^{-2} + 1,2 \cdot 10^{-4} \cdot n), \quad (5.12)$$

где  $N_{дв}$  - мощность приводного двигателя станка, кВт.

Формулу (5.12) следует применять при расчете мощности на холостое вращение по формуле (7). При использовании для расчета  $N_{xв}$  формул (5.8) и (5.9) потери мощности в станке следует рассчитывать по формуле:

$$N_{cm} = B_c \cdot n, \quad (5.13)$$

где  $B_c$  - опытный коэффициент, характеризующий переменные потери в станке, кВт·мин/об. Опытные значения  $B_c$  приведены ниже.

Тип станка	$B_c$ , кВт·мин/об.
ЗИФ-1200МР	$8,2 \cdot 10^{-3}$
ЗИФ-650М	$8,8 \cdot 10^{-3}$
СКБ-4	$5,5 \cdot 10^{-3}$
СКБ-5	$5,0 \cdot 10^{-3}$
СКБ-7	$6,8 \cdot 10^{-3}$

Мощность двигателя для привода насоса  $N_n$  рассчитывается по формуле:

$$N_n = \frac{Q \cdot P}{\eta_n \cdot \eta}, \quad (5.14)$$

где  $Q$  – расход бурового раствора, м<sup>3</sup>/с;  $P$  - давление нагнетания, кПа;  $\eta_n$  - коэффициент полезного действия насоса ( $\eta_n=0,75-0,85$ );  $\eta$  - коэффициент полезного действия передач от двигателя до насоса. При практических расчетах принимают  $\eta_n \cdot \eta = 0,70-0,80$ .

### Практическая работа 6 РАСЧЁТ ЭРЛИФТА

*Э р л и ф т ы* – одна из наиболее эффективных и надёжных систем водоподъёма при откачках из скважины. Эрлифты более эффективны при длительных откачках. Без остановки и ремонта они способны поднимать значительное количество воды на высоту до 60...80 м и более. Подъем воды производится воздухом, нагнетаемым в воду по воздухопроводной колонне труб при помощи компрессора. Эмульсия из смеси воды и воздуха меньшей по сравнению с водой плотности поднимается по водоподъемной колонне. Преимущество эрлифта заключается и в том, что он может качать мутную воду. Параметры эрлифта зависят от ряда факторов и ориентировочно для разных динамических уровней и подач их можно подобрать по данным табл. 6.1.

Таблица 6.1.

Ориентировочные данные для расчёта эрлифтов

Глубина динамического уровня	Подача эрлифта, м <sup>3</sup> /ч	Диаметр скважины в месте устройства	Глубина погружения смесителя от устья	Давление воздуха, МПа	Диаметр труб, мм		Тип компрессора	Расход сж. воздуха, м <sup>3</sup> /мин	Общая масса уста новки (без труб), кг
					Для сжатого возд.	Для смеси			
30	20	125	75	0,7	32	75	ПКУ	1,2	570
45	40	125	115	0,6	32	75	ВК	3,0	1000
50	40	125	125	0,7	32	75	ПКС-3	3,0	1650
50	40	125	125	0,7	32	75	ПС	3,0	600
60	66	125	150	0,7	32	75	ЗИФ-ВКС	5,0	3000
60	56	125	150	0,45	32	75	КС-5	4,5	3000
60	73	150	150	0,6	32	100	ВКС-6Д	5,5	4500
70	75	150	175	0,7	32	100	ПКС-6	6,0	2800

70	87	200	175	0,7	50	125	ЗИФ-6	7,0	3600
70	12	200	175	0,7	50	125	ЗИФ -10	10,0	4650
70	77	200	175	0,68	50	125	КС-6	6,5	4400
70	11	200	175	0,6	50	125	КС-9	9,0	6100
300	30	150	750	8,0	37	100	УПК-80	8,0	7000

Применяются следующие системы расположения воздухоподводящих и водоподающих труб. Концентрическая - с центральным подводом воздуха и с центральной водоподающей трубой, и эксцентричная – с параллельным расположением труб.

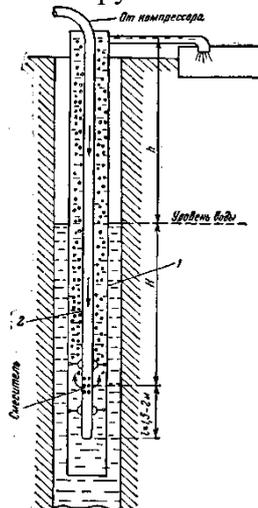


Рис. 6.1. Схема эрлифта с центральной воздушной трубой

Простейшая схема эрлифта показана на рис. 6.1. В скважину с уровнем жидкости от поверхности  $H$  спущена водоподающая колонна труб  $1$ . В эту колонну спущена воздухоподводящая колонна  $2$ , которая на расстоянии  $1,5...2$  м от нижнего конца имеет просверленные отверстия. Число отверстий подбирается с таким расчетом, чтобы суммарное проходное сечение этих отверстий было в  $1,5...2$  раза большее сечения воздухоподводящей колонны. Эта нижняя сверленная часть воздухопровода называется смесителем.

Обе колонны труб удерживаются хомутами. Устье скважины во избежание его засорения закрывается крышкой.

Если смеситель погрузить в жидкость на глубину  $H$  и через колонну  $2$  подавать компрессором сжатый воздух, то последний будет попадать через смеситель в колонну  $1$  и кольцевой столб жидкости, заключенный между трубами  $1$  и  $2$ , начнет насыщаться пузырьками воздуха. Полученная смесь будет иметь меньший удельный вес, чем жидкость в скважине.

Схема эрлифта представляет два сообщающихся концентрически расположенных сосуда. Как известно, уровни жидкостей в сообщающихся сосудах устанавливаются обратно пропорционально удельным весам жидкостей. Вследствие этого уровень смеси в колонне  $1$  будет повышаться.

Чем больше будет введено воздуха в трубу  $1$ , тем легче будет смесь и тем выше будет подниматься ее уровень. При определенном насыщении смеси воздухом уровень ее поднимется до верхнего конца трубы  $1$  и она начнет изливаться из скважины.

Подъему смеси помогает также эжекция и движение поднимающихся и постепенно расширяющихся пузырьков сжатого воздуха. При эрлифте скорость входа воды в смеситель  $v_1$  принимается равной  $2...3$  м/с; скорость излива  $v_0$  - в пределах  $6...12$  м/с; скорость движения воздуха в воздухоподводящей трубе –  $10$  м/с.

Для расчета эрлифта определяют глубину погружения смесителя, давление воздуха, расход воздуха и размер воздухоподающих и водоподающих труб.

Глубина погружения смесителя зависит от динамического уровня и определяется отношением:

$$K=H/h, \quad (6.1)$$

где  $H$  - глубина погружения смесителя,  $m$ ;  $h$  - динамический уровень,  $m$ .

Чем больше  $K$ , тем меньше расход воздуха на  $1 \text{ м}^3$  жидкости. В то же время чем больше  $K$ , тем глубже надо погружать смеситель и тем больше необходимо сжать воздух, чтобы преодолеть гидростатическое давление столба жидкости высотой  $H$ . Поэтому, исходя из экономических соображений, с увеличением глубины динамического уровня значение  $K$  уменьшают. Ориентировочные значения  $K$ , определенные опытным путем, приведены в табл. 6.2.

При опытных откачках иногда приходится брать меньшие значения  $K$ , вследствие чего расход воздуха возрастает.

Таблица 6.2. Значения коэффициента глубины погружения смесителя

$H$	8	15	25	30	40	50	60
$K=H/h$	2,6	2,3	1,8	1,6	1,4	1,35	1,25

Если плотность жидкости  $\gamma_{ж}$ ,  $\text{кг/м}^3$ , то давление воздуха,  $\text{МПа}$ , должно быть равно:

$$p = 10^{-1} H \gamma_{ж} + \Delta p \quad (6.2)$$

где  $\Delta p$  - потери давления в воздухопроводе, которые обычно должны быть не более 0,05-0,08  $\text{МПа}$ .

Расход воздуха при работе эрлифта можно определить так. Обозначим:

$Q$  - потребный расход жидкости в единицу времени,  $\text{м}^3$ ;

$G = Q \gamma_{ж}$ , - вес удельного расхода жидкости,  $\text{даН}$ ;

$h_0$  - высота подъема жидкости от нижнего (динамического) уровня до уровня излива,  $m$ ;

$H$  - глубина погружения смесителя,  $m$ ;

$p_1$  - давление воздуха при выходе из отверстий смесителя,  $\text{Па}$ ;

$p_0$  - давление воздуха при изливе,  $\text{Па}$ ;

$U_0$  - объем воздуха, приведенный к давлению 0,1  $\text{МПа}$ , который необходим для подъема 1  $\text{м}^3$  жидкости.

Работа воздуха при изотермическом расширении определяется формулой:

$$R = 10 U_0 p_0 \ln p_1 / p_0 \quad (6.3)$$

Эта работа затрачивается на подъем жидкости на высоту  $h_0$  и на преодоление различных сопротивлений.

Обозначим напор, необходимый для преодоления различных сопротивлений, через  $h_1$ . Работа, необходимая для подъема жидкости на высоту  $h_0$  будет  $G h_0$ ,  $\text{Н}\cdot\text{м}$ , а работа, затрачиваемая на преодоление сопротивлений -  $G h_1$ ,  $\text{Н}\cdot\text{м}$ .

Следовательно, работа в целом,  $\text{Нм}$  ( $\text{Дж}$ ), составит

$$U_0 p_0 \ln (p_1 / p_0) = G(h_0 + h_1) = G k h_0, \quad (6.4)$$

где  $k$  - коэффициент, учитывающий потери напора на преодоление различных сопротивлений. Тогда

$$U_0 = G k h_0 / p_0 \ln (p_1 / p_0). \quad (6.5)$$

Давление воздуха при изливе воды может быть принято равным  $10^5 \text{ Па}$ . Тогда

$$p_1 / p_0 = (H \gamma_{ж} + p_0) / p_0 = (10^4 H + 10^5) / 10^5 = (H + 10) / 10, \quad (6.6)$$

следовательно:

$$\ln p_1 / p_0 = \ln (H + 10) / 10 = 2,3 \lg (H + 10) / 10. \quad (6.7)$$

Подставив в формулу (6.6), полученное значение  $\ln p_1 / p_0$ , и принимая для воды  $G = 10^3 \text{ даН}$  ( $10^4 \text{ Н}$ ), получим:

$$U_0 = 10^4 k h_0 / 10^5 \times 2,3 \lg (H + 10) / 10 = k h_0 / 23 \lg (H + 10) / 10, \text{ м}^3. \quad (6.8)$$

Значение коэффициента определяется эмпирической зависимостью:

$$k=2,17+0,0164h_0 \quad (6.9)$$

Для нормальной работы эрлифта необходимо устанавливать скорости движения смеси, указанные выше. По скорости движения смеси можно определить размеры труб эрлифта. Примем  $q$ ,  $q_1$  и  $q_0$  расход воды, сжатого и свободного воздуха,  $м^3/с$ , соответственно;  $\omega_1$  и  $\omega_0$  сечение водоподающей трубы у смесителя и излива,  $м^2$ . Тогда

$$q_1 = (p_0 / p_1) q_0; \quad (6.10)$$

$$\omega_1 = (q + q_1) v_1; \quad (6.11)$$

$$\omega_0 = (q + q_0) / v_0. \quad (6.12)$$

Диаметр труб выбирают по наибольшему сечению водоподающей трубы,  $\omega$ .

Внутренний диаметр водоподъемных труб при эксцентричной системе:

$$D = \sqrt{4\omega / \pi}; \quad (6.13)$$

при эксцентричной с центральным подводом сжатого воздуха

$$D = \sqrt{1,3\omega + d^2} \quad (6.14)$$

Высоту подъема воды в  $м$ , в зависимости от отношения глубины погружения смесителя к высоте подъема можно принять по данным табл. 6.3.

Таблица 6.3.

Отношение глубины смесителя к высоте подъема воды

$h_0$	10	20	30	40	50	60	70	80
$H/h_0$	3,0	1,8	1,6	1,4	1,3	1,17	1,14	1,0

Ориентировочно определить расход свободного воздуха для эрлифта можно по табл.6.3 из соотношения количества свободного воздуха к объёму поднимаемой воды в зависимости от высоты подъема. При этом учитывается, что смеситель опущен на надлежащую глубину.

## Практическая работа 7 ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО НАРЯДА

*Геолого-технический наряд* (ГТН) фактически является технологической картой на производство бурения заданной скважины. ГТН устанавливает регламент основных геологических и технических показателей технологического режима бурения. В зависимости от целевого назначения скважины, имеющихся технических средств и геолого-технических условий, обосновываются и рассчитываются в установленном порядке конкретные значения показателей режима бурения. Основой для расчёта и обоснования технологических показателей режима бурения являются горно-геологические условия, геологический разрез и конструкция скважины.

Конструкция скважины является важнейшим фактором технико-экономической эффективности всего процесса бурения и определяется её целевым назначением; видом,

глубиной и характером залегания полезного ископаемого; физико-механическими свойствами горных пород, сложностью геологического разреза и требованиями к опробованию керна.

Рациональная конструкция скважины должна учитывать основные требования:

- конечный диаметр бурения выбран минимально возможным для получения достоверных проб полезного ископаемого и проведения геофизических и других исследований в скважине;

- количество обсадных колонн, глубины обсадки и диаметры минимальны и обусловлены сложностью геологического разреза и техническими требованиями;

- типоразмеры породоразрушающего инструмента и бурильных труб приняты в соответствии с соотношением диаметров труб и скважины.

При бурении скважин на воду в ГТН необходимо учитывать характеристику фильтра и габариты средств откачек.