

И. В. Злияшевский  
М. Н. Сторонский  
Я. М. Орсулик

# ТИПОВЫЕ ЗАДАЧИ И РАСЧЕТЫ В БУРЕНИИ

И. В. Элияшевский, М. Н. Сторонский, Я. М. Орсуляк

# ТИПОВЫЕ ЗАДАЧИ И РАСЧЕТЫ В БУРЕНИИ

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,  
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Под общей редакцией *И. В. ЭЛИЯШЕВСКОГО*

*Д о п у щ е н о*  
*Управлением кадров и учебных заведений*  
*Министерства нефтяной промышленности*  
*в качестве учебного пособия*  
*для нефтяных техникумов*



МОСКВА «Н Е Д Р А» 1982

УДК 622.24 (075)

**Элияшевский И. В., Стороиский М. Н., Орсуляк Я. М.**

Типовые задачи и расчеты в бурении. Учебное пособие для техникумов. — 2-е изд., перераб. и доп.—М., Недра, 1982. 296 с.

Во втором издании (1-е изд. 1974) нашли отражение последние достижения по технике и технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Приведены типовые задачи и расчеты. Даны рекомендации по выбору типов долот. Изложены расчеты колонн бурильных труб для различных способов бурения. Рассмотрены вопросы промывки стволов скважин, химической обработки и утяжеления буровых растворов. Большое внимание уделено выбору параметров режима бурения, разобщению пластов, борьбе с осложнениями, выбору бурового оборудования и бурильного инструмента.

Для учащихся нефтяных техникумов и соответствующих факультетов политехникумов.

Табл. 144, ил. 18, список лит. — 26 назв.

Рецензент — *Л. П. Шанович* (Миннефтепром)

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Первое издание учебного пособия «Типовые задачи и расчеты в бурении» несколько устарело. После выхода его в свет появилось много новых ГОСТов, ОСТов, нормалей, технических условий, инструкций, методических указаний, которые являются основными руководящими материалами в нефтяной отрасли. При переработке книги учтены замечания и рекомендации Бугурусланского, Жирновского, Октябрьского, Ишимбайского нефтяных техникумов и Гурьевского политехникума. Для улучшения связей предметов бурения и экономики приведены цены некоторых элементов бурильного инструмента и оборудования. В новом издании имеются все необходимые материалы для решения задач по буровому делу.

Единицы измерения даны в СИ. Для перевода внесистемных единиц измерения можно пользоваться следующими соотношениями:

$$1 \text{ кгс/см}^2 = 9,80665 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 \approx 10^5 \text{ Н/м}^2 \approx 10^6 \text{ Па} \approx 0,1 \text{ МН/м}^2 \approx 0,1 \text{ МПа};$$

$$1 \text{ кгс} = 9,80665 \text{ Н} \approx 10 \text{ Н};$$

$$1 \text{ гс} = 9,80665 \cdot 10^{-3} \text{ Н} \approx 10^{-2} \text{ Н};$$

$$1 \text{ тс} = 9806,65 \text{ Н} \approx 10^4 \text{ Н} \approx 10 \text{ кН} \approx 0,01 \text{ МН};$$

$$1 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 9,80665 \text{ Н} \cdot \text{м} = 10 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$1 \text{ кгс/мм}^2 = 9,80665 \text{ Н/мм}^2 \approx 10 \text{ Н/мм}^2 \approx 10 \text{ МПа};$$

$$1 \text{ мгс} \approx 10^{-5} \text{ Н};$$

$$1 \text{ пуаз} = 0,1 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2;$$

$$1 \text{ сантипуаз} = 0,001 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2;$$

$$1 \text{ стокс} = 1 \text{ см}^2/\text{с} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$1 \text{ л. с.} = 735,499 \text{ Вт} \approx 736 \text{ Вт} \approx 0,736 \text{ кВт};$$

$$1 \text{ об/мин} = \pi/30 \text{ рад/с};$$

$$n \text{ }^\circ\text{C} = (n + 273,2) \text{ К}.$$

---

# Глава I

## БУРОВЫЕ ДОЛОТА

### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В настоящее время создана и изготавливается отечественными заводами широкая номенклатура долот и бурильных головок разных типов, правильное использование которых обеспечивает высокие технико-экономические показатели буровых работ в разнообразных геологических условиях.

В соответствии с ГОСТ 20692—75 изготавливаются шарошечные долота следующих типов:

- М — для бурения мягких пород;
- МЗ — для бурения мягких абразивных пород;
- МС — для бурения пород мягких с пропластками средней твердости;
- МСЗ — для бурения мягких абразивных пород с пропластками средней твердости;
- С — для бурения пород средней твердости;
- СЗ — для бурения абразивных пород средней твердости;
- СТ — для бурения пород средней твердости с пропластками твердых;
- Т — для бурения твердых пород;
- ТК — для бурения твердых пород с пропластками крепких;
- ТКЗ — для бурения твердых абразивных пород с пропластками крепких;
- К — для бурения крепких пород;
- ОК — для бурения очень крепких пород.

Соответственно типам долот шарошки имеют следующее исполнение (табл. 1).

Бурильные головки в соответствии с ГОСТ 21210—75 изготавливаются следующих типов (табл. 2).

В табл. 3—14 приведены технические характеристики долот и бурильных головок.

Таблица 1

Тип долота	Исполнение шарошки
М	С зубьями, выполненными за одно целое с телом шарошки
МЗ	Со вставными (твердосплавными) зубьями
МС	С зубьями, выполненными за одно целое с телом шарошки
МСЗ	Со вставными зубьями и зубьями, выполненными за одно целое с телом шарошки
С	С зубьями, выполненными за одно целое с телом шарошки
СЗ	Со вставными зубьями
СТ	С фрезерованными зубьями
Т	То же
ТЗ	Со вставными зубьями
ТК	С фрезерованными и вставными зубьями
ТКЗ	Со вставными зубьями
К	То же
ОК	»

Пример условного обозначения бурильной головки без съемного керноприемника (К) с наружным диаметром 139,7 мм, внутренним 52 мм для бурения мягких пород: К139,7/52М ГОСТ 21210—75.

Пример условного обозначения бурильной головки со съемным керноприемником (КС) с наружным диаметром 187,3 мм, внутренним 40 мм для бурения абразивных пород средней твердости: КС187,3/40СЗ ГОСТ 21210—75.

Таблица 2

Тип бурильной головки	Тип разбуриваемых пород	Исполнение рабочей части головки
М	Мягкие	Лопастные со вставными твердосплавными зубьями с наплавкой твердого сплава или без наплавки
МСЗ	Мягкие с пропластками средней твердости	Шарошки со вставными твердосплавными зубьями
СЗ	Средней твердости	Шарошки со вставными твердосплавными зубьями
СТ	Средней твердости с пропластками твердых	Шарошки со вставными твердосплавными или с фрезерованными зубьями с наплавкой твердого сплава или без наплавки
ТЗ	Твердые	Шарошки со вставными твердосплавными зубьями
ТКЗ	Твердые абразивные с пропластками крепких	То же

# ОБЩАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

Таблица 3

Номинальный диаметр, мм		Высота, мм не более по ГОСТ 20692—75	Масса, кг не более [1]	Допустимая осевая нагрузка на долото, МН, при бурении [7]		Присоединительная резьба по ГОСТ 20692—75	Суммарное сечение промывочных каналов, см <sup>2</sup> , по нормам ОН 26-02-128—69
по нормам ОН 26-02-128—69	по ГОСТ 20692—75			низкооборотном	высокооборотном		
46	46	90	1	0,03	—	33,0	1,7
59	59	110	2	0,04	—	41,5	1,7
76	76	120	3	0,05	—	3-42	1,7
93	93	150	4	0,07	—	3-66	2,5
97	98,4	170	5	0,08	—	—	2,5
—	108	180	6	0,10	—	—	—
112	112	190	7	0,12	—	—	2,5
118	120,6	200	8	0,14	—	3-76	4,0
132	132	210	12	0,15	—	3-88	4,0
—	139,7	220	13	0,18	—	—	—
140	142,9	240	14	0,19	—	—	4,0
145	146	240	15	0,20	—	—	6,0
—	149,2	250	16	0,20	—	—	—
151	151	260	17	0,22	—	—	6,0
—	158,7	300	18	0,25	0,15	—	—
161	165,1	310	20	0,25	0,15	—	6,0
172	171,4	320	21	0,27	0,17	—	9,0
—	187,3	320	26	0,30	0,20	—	—
190,0	190,5	330	32	0,30	0,20	3-117	10,0
—	196,9	330	33	0,35	0,22	—	—
—	200	340	34	0,35	0,22	—	—
—	212,7	340	39	0,38	0,25	—	—
214	215,9	350	40	0,38	0,25	—	13,5
—	222,3	360	42	0,40	0,28	—	—
—	228,6	380	45	0,42	0,30	—	—
243	244,5	390	62	0,45	0,32	3-152	17,0
—	250,8	400	65	0,45	0,32	—	—
269	269,9	410	75	0,48	0,35	—	17,0
295	295,3	420	95	0,50	0,40	—	17,0
—	311,1	420	100	0,55	0,42	—	—
320	320	440	110	0,60	0,45	—	21,0
346	349,2	450	115	0,65	0,45	—	21,0
370	374,6	515	150	0,70	0,47	3-177	21,0
—	381	525	154	0,70	0,47	—	—
394	393,7	530	160	0,70	0,47	—	21,0
445	444,5	600	260	0,80	0,50	—	21,0
—	469,9	615	270	0,85	0,50	—	—
490	490	630	300	0,90	0,55	3-201	21,0
—	508	650	310	0,90	0,55	—	—

Примечание. Шарошечные долота диаметром от 46 до 393,7 мм — бескорпусные, долота диаметром 444,5 мм и более — допускается корпусное исполнение.

## КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫПУСКАЕМЫХ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

Таблица 4

Условное обозначение (шифр)	Диаметр, мм	Высота, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 20692—75	Допустимая на- грузка, МН	Масса, кг	Завод-изготовитель	Оптовая цена, руб.
<i>Трехшарошечные долота</i>							
III-93Т-ЦА (В-93Т)	93	162,5	3-66	0,04	3,8	Верхне-Сергинский долотный	14,4
III-98,4С-ЦА (В-97С)	98,4	166,5		0,05	4,1	То же	15,0
III-98,4Т-ЦА (В-97Т)	98,4	163,5		0,05	4,4	»	15,0
III-98,40К-ЦА (В-97-ОК)	98,4	163		0,05	4,8	»	25,9
III-112Т-ЦВ (1В-112Т)	112	165,5		0,06	4,6	»	17,8
III-120,6С-ЦА (В-118С)	120,6	197	3-76	0,06	6,5	»	18,2
III-120,6Т-ЦА (В-118Т)	120,6	192		0,06	6,3	»	18,2
III-132С-ЦВ (В-132С)	132	208	3-88	0,07	6,2	»	21,0
III-132Т-ЦВ (В-132Т)	132	208		0,07	7,8	»	21,0
III-132К-ЦВ (В-132К)	132	206		0,07	8,6	»	40,5
III-139,7С-ЦВ (В-140С)	139,7	229,5		0,10	11	»	25,9
III-139,7Т-ЦВ (В-140Т)	139,7	227,5		0,10	10,5	»	25,9
III-146Т-ЦВ (В-145Т)	146	223	3-88	0,12	10,6	»	25,9
III-1460К-ЦВ (1В-145-ОК)	146	224		0,12	13,5	»	63
III-151С-ЦВ (1В-151С)	151	226		0,12	9,4	»	63
III-151Т-ЦВ (1В-151Т)	151	212,5		0,12	9,4	»	27,8
III-151К-ЦВ (3В-151К)	151	212,5		0,12	10	»	50,2
III-165,1С-ЦВ (В-161С)	165,1	252,5		0,15	15,6	»	32,6
III-165,1Т-ЦВ (В-161Т)	165,1	228,5		0,15	15,6	»	32,6

Продолжение табл. 4

Условное обозначение (шифр)	Диаметр, мм	Высота, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 20692—75	Допустимая осевая нагрузка, МН	Масса, кг	Завод-изготовитель	Оптовая цена, руб.
III-190,5М-ГВ * (В-190МГ)	190,5	286,5	3-117	0,20	27	Верхне-Сергинский долотный	68,0
III-190,5МС-ГВ * (В-190МСГ)	190,5	286,5		0,20	28,5	То же	68,0
III-190,5МСЗ-ГВ * (1В-190МСЗГ)	190,5	285,5		0,20	27,5	»	121,9
III-190,5С-ЦВ *	190,5	282,5		0,20	26	»	70,0
III-190,5С-ГН **	190,5	322		0,30	32	»	114,0
III-190,5-ГВ * (В-190СГ)	190,5	286,5		0,20	28,5	»	69,0
III-190,5СЗ-ГВ * (2В-190СЗГ)	190,5	285,5		0,20	28,0	»	131,0
III-190,5СТ-ЦВ *	190,5	282,5		0,20	26,0	»	65,0
III-190,5Т-ЦВ * (1АВ-190,5Т)	190,5	275		0,20	25,0	»	65,0
III-190,5ТК-ЦВ	190,5	280	3-117	0,20	24,0	ПО Куйбышев-бурмаш	—
III-190,5ТКЗ-ЦВ *	190,5	275		0,20	27,0	Верхне-Сергинский долотный	119
III-190,5ТКЗ-ЦВ	190,5	280		0,20	24,0	ПО Куйбышев-бурмаш	108
III-215,9М-ГВ	215,9	350		0,25	42,4	То же	—
III-215,9МЗ-ГВ	215,9	350		0,25	42,5	»	208
III-215,9МС-ГВ	215,9	350		0,25	42,5	»	154
III-215,9С-ГВ	215,9	350		0,25	42,0	»	150
III-215,9С-ГВ-1	215,9	335		0,25	42,0	»	150
III-215,9СЗ-ГВ	215,9	350		0,25	48,0	»	208
III-215,9СЗ-ГН **	215,9	350		0,25	43,0	»	224
III-215,9СЗ-ГН-1 **	215,9	350		0,25	43,0	»	—
III-215,9СЗ-ГНУ **	215,9	340		0,25	45,0	»	—
III-215,9Т-ЦВ *	215,9	315		0,25	36,7	»	92
III-215,9Т-ПВ	215,9	315		0,25	38,0	»	101
III-215,9ТК-ПВ	215,9	315		0,25	30,0	»	106
III-215,9ТКЗ-ЦВ	215,9	315		0,25	39,2	»	200
III-215,9ТЗ-ГВ	215,9	350		0,25	45,4	»	—
III-215,9ТКЗ-ГНУ **	215,9	350		0,25	45,0	»	—
III-215,9К-ПВ	215,9	310		0,25	39,2	»	162
III-215,9К-ГНУ *	215,9	340		0,25	45,0	»	—
III-215,90К-ПВ	215,9	315		0,25	41,0	»	169
III-244,5Т-ЦВ (1V-243Т)	244,5	380	3-152	0,32	58	Дрогобычский долотный	80,92

Условное обозначение (шифр)	Диаметр, мм	Высота, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 20692—75	Допустимая осевая нагрузка, МН	Масса, кг	Завод-готовитель	Оптовая цена, руб.
III-244,5Т-ЦВ (2У243-ТП)	244,5	380	3-152	0,32	58	Дрогобыч- ский до- лотный	93,00
III-244,5ТК-ЦВ (2У-243ТК)	244,5	380		0,32	58	То же	—
III-244,5ТК-ПВ (3У-243ТКП)	244,5	380		0,32	58	»	—
III-244,5К-ЦВ (2У-243К)	244,5	380		0,32	58	»	—
III-244,5К-ПВ (1У-243КП)	244,5	380		0,32	58	»	—
III-244,5К-ПВ (1В-243КП)	244,5	332		0,32	55,8	Верхне- Сергинский долотный	161,0
III-244,50К-ПВ (3У-2430КП)	244,5	380		0,32	58	Дрогобыч- ский до- лотный	186,63
III-244,50К-ПВ (1В-2430КП)	244,5	330		0,32	56	Верхне- Сергинский долотный	188,30
III-269,9С-ГН **	269,9	400		0,48	68,5	Дрогобыч- ский до- лотный	292,60
III-269,9С-ГНУ **	269,9	400		0,48	65	То же	350
III-269,9С3-ГН **	269,9	395		0,48	68,5	»	463
III-269,9С3-ГНУ **	269,9	395		0,48	68,5	»	450
III-269,9СТ-ЦВ *	269,9	325		0,35	52	»	187/158
III-269,9СТ-ГН **	269,9	400		0,48	69,5	»	295,62
III-269,9Т-ЦВ *	269,9	380		0,35	61	»	158
III-269,9Т3-ЦВ *	269,9	380		0,35	62,6	»	247
III-269,9ТК-ЦВ	269,9	370		0,35	66	»	—
III-269,9К-ЦВ *	269,9	380		0,35	63,2	»	—
III-269,90К-ПВ (2У-2690КП)	269,9	325		0,35	64	»	—
III-295,3М-ЦВ (3У-295М)	295,3	420		0,40	75	»	193
III-295,3М-ГВ. (1У-295МГ)	295,3	420		0,40	73	»	200
III-295,3МС-ГВ (1У-295МСГ)	295,3	420		0,40	75	»	—
III-295,3С-ЦВ * (2У-295С)	295,3	420		0,40	75	»	210/190
III-295,3С-ГВ * (1У-295СГ)	295,3	420		0,40	77	»	219
III-295,3С3-ГВ (3У-295С3Г)	295,3	420	3-152	0,40	75	»	—

Условное обозначение (шифр)	Диаметр, мм	Высота, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 20692—75	Допустимая осевая нагрузка, МН	Масса, кг	Завод-готовитель	Оптовая цена, руб.
III-295,3СЗ-ГВЭ (1У-295СЗЭ)	295,3	420		0,40	75	Дрогобыч- ский до- лотный	—
III-295,3Т-ЦВ	295,3	410		0,40	76,5	То же	193,57
III-295,3ТЗ-ЦВ (У-295ТЗ)	295,3	410		0,40	77	»	272
III-295,3ТК-ЦВ (1У-295ТК)	295,3	410		0,40	76	»	—
III-295,3К-ЦВ (1У-295К)	295,3	410		0,40	78	»	—
III-320С-ГВ (21Д-320СГ)	320	430	3-171	0,45	95	Сарапуль- ский ма- шиностро- ительный им. Дзэр- жинского	—
III-320К-ПВ	320	350	3-152	0,45	90	Дрогобыч- ский долот- ный	—
III-349,2М-ЦВ (27Д-346М)	349,2	448		0,45	115	Сарапуль- ский ма- шиностро- ительный им. Дзэр- жинского	225,72
III-349,2М-ГВ (30Д-346МГ)	349,2	450		0,45	115	То же	236,77
III-349,2С-ЦВ (28Д-346С)	349,2	424		0,45	116	»	279,32
III-349,2С-ГВ (29Д-346СГ)	349,2	450		0,45	115	»	289,46
III-349,2Т-ЦВ (31Д-346Т)	349,2	408		0,45	116	»	260,46
III-393,7М-ЦВ (39Д-394М)	393,7	458	3-177	0,47	145	»	243,57
III-393,7М-ГВ (40Д-394МГ)	393,7	510		0,47	150	»	283,07
III-393,7С-ЦВ (41Д-394С)	393,7	458		0,47	145	»	337,18
III-393,7С-ГВ (42Д-394СГ)	393,7	510		0,47	150	»	357,68
III-393,7Т-ЦВ (43Д-394Т)	393,7	455		0,47	145	»	309,18

Условное обозначение (шифр)	Диаметр, мм	Высота, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 20692—75	Допустимая осевая нагрузка, МН	Масса, кг	Завод-изготовитель	Оптовая цена, руб.
ПН-444,5С-ЦВ (44Д-445С)	444,5	477	3-171 (муф- товая)	0,50	248	Сарапуль- ский маши- нострои- тельный им. Дзер- жинского »	355,79
ПН-490С-ЦВ (45Д-490С)	490	512	3-171 (муф- то- вая)	0,50	320	»	402,94
<i>Двухшарошечные долота</i>							
ПН-76К-ЦА (1В-76К-2)	76	130	3-42	0,035	2,36	Верхне- Сергинский долотный	19,00
ПН-93С-ЦА (В-93С-2)	93	151,5	3-66	0,04	3,3	То же	12,30
ПН-93К-ЦА (4В-93К-2)	93	165		0,04	4,1	»	22,70
ПН-112М-ГВ (В-112МГ-2)	112	191		0,06	4,9	»	20,50
ПН-112С-ЦВ (2В-112С-2)	112	189		0,06	5,5	»	20,00
ПН-132М-ГВ (1В-132МГ-2)	132	235	3-88	0,07	5,91	»	24,20
<i>Одношарошечные долота</i>							
ПН-139,7С3-Н (7В-140С-1) **	139,7	278,7	3-88	0,10	16,4	»	50,70
ПН-165,1С3-Н (4В-161С) **	165,1	305,5		0,15	18	»	66,0
ПН-190,5С3-Н (10К-190С-1) **	190,5	360	3-117	0,20	38,3	ПО Куй- бышев- бурмаш	131,00
ПН-215,9С3-Н (75К-214С-1) **	215,9	375		0,25	51	То же	153,00

Примечания: 1. Ц — центральная промывка; Г — боковая гидромониторная промывка; П — центральная продувка; ПГ — боковая продувка; В — опоры шарошек на подшипниках качения; Н — опоры шарошек на одном подшипнике скольжения (остальные подшипники качения); А — опоры шарошек на двух и более подшипниках скольжения; У — опоры шарошек, герметизированные уплотнительными кольцами; Э — промывка с эжекционным эффектом.

2. ПН, П, Г — число шарошек долота.

3. Долота, цифры которых обозначены одной звездочкой \*, предназначены для высокооборотного бурения, двумя звездочками (\*\*) — для низкооборотного бурения.

4. В скобках приведено применявшееся ранее обозначение долот.

**СМЕННЫЕ МИНЕРАЛО-КЕРАМИЧЕСКИЕ НАСАДКИ ДЛЯ  
ГИДРОМОНИТОРНЫХ ДОЛОТ (ТУ 11—77)**

Т а б л и ц а 5

Номер насадки	Рекомендуемый диаметр долота, мм	Диаметр насадки, мм			Высота насадки, мм	Масса насадки, кг
		наруж-ный	внутренний выходящий	внутрен-ный вхо-дящий		
1	≥244,5	33,0	18	28,0	27,0	0,047
2			16			0,053
3			15			0,056
4			14			0,059
5			13			0,062
6			12			0,065
7			11			0,068
8			10			0,071
9			9			0,074
10			8			0,077
11	212,7—228,6	30,0	16	25,5	20,6	0,052
12			15			0,056
13			14			0,060
14			13			0,064
15			12			0,068
16			11			0,072
17			10			0,076
18			9			0,080
19			8			0,084
20	190,5—200,0	26,5	14	21,5	19,2	0,036
21			13			0,042
22			12			0,048
23			11			0,054
24			10			0,060
25			9			0,066
26			8			0,072
27			7			0,078
28	187,3	23,5	12	18,9	19,2	0,035
29			11			0,037
30			10			0,039
31			9			0,041
32			8			0,043
33			7			0,045
34	≤171,4	20,7	10	18	17,6	0,023
35			9			0,025
36			8			0,027
37			7			0,029

**ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЛОТ, ОСНАЩЕННЫХ ПРИРОДНЫМИ  
И СИНТЕТИЧЕСКИМИ АЛМАЗАМИ И СВЕРХТВЕРДЫМ  
МАТЕРИАЛОМ СЛАВУТИЧ (ОСТ 39.026—76)**

Таблица 6

Диаметр наружный номинальный, мм	Присоединительная резьба (правая, ниппельная)	Диаметр наружный номинальный, мм	Присоединительная резьба (правая, ниппельная)	Диаметр наружный номинальный, мм	Присоединительная резьба (правая, ниппельная)
91,4	3-66	157,1	3-88	220,7	3-117
106,4	3-66	163,5		227,0	
119,0	3-76	169,8		242,1	3-152
		185,7		248,4	
130,4	3-88	188,9	3-117	267,5	
138,1		195,3		292,9	
141,3		198,4		308,7	
144,4		211,1		317,6	
147,6		214,3		346,8	
149,4				391,3	3-177

Примечания: 1. Присоединительная резьба выполняется по ГОСТ 5286—75 и ГОСТ 20692—75.

2. Разрешается применение долот и бурильных головок только в тех случаях, когда их диаметр меньше диаметра ствола скважины. Минимальная разница этих диаметров должна быть следующей: для диаметров долот и бурильных головок от 91,4 до 227,0 мм — 1,6 мм, а для диаметров от 242,1 до 391,3 мм — 2,4 мм.

**КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЛОТ,  
ОСНАЩЕННЫХ ПРИРОДНЫМИ И СИНТЕТИЧЕСКИМИ  
АЛМАЗАМИ**

Таблица 7

Условное обозначение (шифр)	Содержание алмазов, г	Оптовая цена, руб.	Условное обозначение (шифр)	Содержание алмазов, г	Оптовая цена, руб.
ДР 140СТ-1	45,2	2370	ДК 267С-6	111,6	3280
	или	или	ДК 292С-6	151,8	4945
ДР 159СТ-1	48,6	2955	ДИ 188С-6	94,4	—
	55,0	2960	ДИ 214,3С-6	122,0	—
ДР 188,9Т-3	70,6	—	ДВ 188С-2	67,4	—
	или	—	ДВ 212С-2	82,0	—
ДР 214,3Т-3	71,2	—	ДКС 188,9С-6	71,4	—
	89,0	—	ДКС 214,3С-6	75,0	—
ДК 138С-6	38,2	2220	ДКС 292	143,4	—
ДК 149С-6	42,8	2430	ДКСИ 188С-6	93,0	—
ДК 188С-6	63,0	1750	ДКСИ 212С-6	115,0	—
ДК 212С-6	75,2	2170	ДКСИ 188,9С-6	92,6	—
ДК 188,9С-6	70,6	—	ДКСИ-214С-6	115,2	—
ДК 214,3С-6	94,0	—	ДКСИ 267С-6	135,4	—

Примечания: 1. Шифр долота ДК-188,9С-6 обозначает следующее: ДК — тип алмазного долота, 188,9 — номинальный диаметр, мм, С — долото предназначено для средних пород, 6 — номер модели долота.

2. Перед шифром долота ставится буква, обозначающая завод-изготовитель. Например, Московскому комбинату твердых сплавов присвоена буква М, ВНИИБТ — Н.

## КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЛОТ ИСМ

Таблица 8

Шифр долота	Содержание сплава славутит в материале долота, см <sup>3</sup>	Число вставок из сплава славутит		Характер промывки		Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	Завод-изготовитель	Оптовая цена, руб.
		торцовых	калибрующих	число отверстий	диаметр, мм			
<i>Микрорежущие долота</i>								
ИСМ-138С	41,0	107	60	3 2	12 14	3-88	Киевский опытный	840
ИСМ-160С	44,3	80	54	3 3	12 14	3-101	То же	860
ИСМ-241МС	107,5	187	136	3 2 6	16 10 14	3-147	»	2040
ИСМ-267С	94,3	198	124	8	20	3-171	»	1880
ИСМ-267МС-2	112,5	198	124	8	20	3-171	»	2140
ИСМ-317МС	159,0	280	198	5 6	18 16	3-171	»	3010
ИСМ-188С-5	73,7	123	98	6 3 насадки	14 13	3-121	Дрогобычский долотный	1410
ИСМ-212С-3	76,9	145	96	4 2	18 20	3-121	То же	1500
ИСМ-212МС-4	68,1	145	96	4 2	18 20	3-121	»	1380
ИСМ-212МС-2	53,0	137	118	6 3 насадки	16	3-121	»	1100

ИСМ-292МС	132,0	255	153	3 7	15 16	3-171	»	2540
ИСМ-292С-2	127,0	232	126	9	20	3-171	»	2390

*Режущие долота*

ИСМ-267РГ-10	34,9	Твердый сплав 72	89	3 насадки	14—20	3-147	<sup>1</sup> Киевский опытный	860
ИСМ-293РГ-10	39,6	76	89	3 насадки	14—20	3-147	То же	930
ИСМ-318РГ-10	42,0	86	100	3 насадки	14—20	3-171	»	980
ИСМ-212РГ-10	30,2	60	72	3 насадки	14—20	3-121	»	700
ИСМ-392РГ-10	48,7	99	145	3 насадки	14—20	3-171	»	1200
ИСМ-214Р-6-МС	23,4	97	102	3 насадки	12—15	3-121	»	630

*Зарезные долота*

ИСМ-188А-МС-2	52,9	105	45	5 6	12 14	3-121	»	1030
ИСМ-212А-МС-2	65,8	130	66	6 5	14 16	3-121	»	1280
ИСМ-267-А	97,6	177	99	5 7	14 16	3-171	»	1880

Примечания. 1. Кроме указанных долот типа ИСМ, изготавливаются эллиптические долота (например, ИСМ-190-ЭГ-1), а также стабилизаторы, расширители, килбраторы и центраторы.

2. Шифр долота обозначает следующее: ИСМ — Институт сверхтвердых материалов; 138; 160; 241, ... — наружный диаметр долота, мм; С, МС — тип долота соответствующий твердости породы; 2; 3; 5; 6; 10 — номер модели долота; Р — долото режущего типа; Г — гидро-мониторное; А — аварийное.

**КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БУРИЛЬНЫХ  
ГОЛОВОК ДЛЯ КЕРНОПРИЕМНЫХ УСТРОЙСТВ**

Т а б л и ц а 9

Номинальный диаметр, мм		Внутренний диаметр, мм	Высота, мм не более	Обозначение резьбы	Масса, кг	Допустимая осевая нагрузка, МН	Суммарное сечение промывочных отверстий, см <sup>2</sup>
по ОН 26-02-178-69	по ГОСТ 21210-75						
по нормам ОН 26-02-128-69							

*Без съёмного керноприёмника*

76	76	36	110	66	2,0	0,02	1,2
93	93	40	120	81	4,5	0,025	1,6
112	112	44	140	101,5	6,0	0,03	2,0
132	132	60	150	118	9,5	0,04	4,0
140	139,7	52	260	3-110	15,0	0,06	6,0
145	142,9	52	260	3-110	16,5	0,07	6,0
151	149,2	52	260	3-110	12,0	0,05	5,0
161	158,7	67	280	3-133	22,0	0,10	6,0
—	165,1	67	280	3-133	—	—	—
172	171,4	67	280	3-133	25,0	0,11	10,0
190	187,3	80	300	3-150	28,0	0,12	13,5
—	196,9	80	300	3-150	—	—	—
214	212,7	80	320	3-150	38,0	0,15	13,5
—	222,3	80	320	3-150	—	—	—
243	244,5	100	360	3-189	50,0	0,20	17,0
269	269,9	100	380	3-189	65,0	0,25	21,0
295	295,3	100	400	3-189	80,0	0,30	21,0
—	311,1	100	420	3-189	—	—	—
320	320	100	420	3-189	110	0,30	21,0
346	349,2	100	440	3-189	135	0,30	21,0

*Со съёмным керноприёмником*

190	187,3	40	300	3-147	28,0	0,12	13,5
214	212,7	60	320	3-161	38,0	0,15	13,5
243	244,5	60	360	3-171	50,0	0,20	17,0
269	269,9	60	380	3-171	65,0	0,25	21,0
295	295,3	60	400	3-171	80,0	0,30	21,0

КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫПУСКАЕМЫХ БУРИЛЬНЫХ ГОЛОВОК

Таблица 10

Условное обозначение (шифр)	Диаметр, мм		Высота, мм	Присоединительная резьба	Допустимая осевая нагрузка, МН	Масса, кг	Число шарошек	Примечания
	наружный	внутренний						
К187,3/40СТ (1ВК-190СТ)	187,3	40	253	3-147	0,12	25,0	4	
К244,5/60СТ (1В-243СТ)	244,5	60	336	3-171	0,20	49,0	4	
К269,9/60СТ (1ВК-269СТ)	269,9	60	340	3-171	0,25	59,0	4	Оптовая цена 104,0 руб.
К295,3/60СТ (1ВК-295СТ)	295,3	60	341	3-171	0,30	68,0	4	Оптовая цена 117,3 руб.
КС187,3/40СТ (2ВК-190/40СТ)	187,3	40	244	3-171	0,12	26,0	4	Оптовая цена 120,5 руб.
КС187,3/40ТК3 (2ВК-190/40ТК3)	187,3	40	244	3-147	0,12	27,0	4	
КС212,7/60СТ (2ВК-214/60СТ)	212,7	60	257	3-161	0,15	28,0	4	Оптовая цена 129,8 руб.
КС212,7/60ТК3 (2ВК-214/60ТК3)	212,7	60	257	3-161	0,15	30,0	4	Оптовая цена 191,2 руб.
К187,3/80СТ (21ВК-190/80СТ))	187,3	80	265	3-150	0,12	25,0	6	1. Для роторного бурения (до 12,56 рад/с) 2. Оптовая цена 141,2 руб.

Условное обозначение (шифр)	Диаметр, мм		Высота, мм	Присоединительная резьба	Допустимая осевая нагрузка, МН	Масса, кг	Число шарошек	Примечания
	наружный	внутренний						
K187,3/80TK3 (21BK-190/80TK3)	187,3	80	265	3-150	0,12	29,6	6	1. Для роторного бурения (до 12,56 рад/с) 2. Оптовая цена 192,7 руб.
K212,7/80CT (21BK-214/80CT)	212,7	80	270	3-150	0,15	33,4	6	1. Для роторного бурения (до 12,56 рад/с) 2. Оптовая цена 171,9 руб.
K212,7/80TK3 (21BK-214/80TK3)	212,7	80	270	3-150	0,15	37,5	6	1. Для роторного бурения (до 12,56 рад/с) 2. Оптовая цена 202,7 руб.
K187,3/80C3 (6BK-190/80C3)	187,3	80	272	3-150	0,12	25,0	3	Для низкооборотного бурения
K212,7/80C3 (6BK-212,7/80C3)	212,7	80	314	3-150	0,15	38,5	3	Оптовая цена 192 руб.

Примечания. 1. К — керноприемное устройство с несъемным керноприемником, КС — то же, со съемным керноприемником.  
2. В скобках приведено применявшееся ранее обозначение бурильных головок.  
3. Изготовитель — Верхне-Сергинский долотный завод.

**ХАРАКТЕРИСТИКА БУРИЛЬНЫХ ГОЛОВОК, ОСНАЩЕННЫХ  
ПРИРОДНЫМИ И СИНТЕТИЧЕСКИМИ АЛМАЗАМИ И  
СВЕРХТВЕРДЫМ МАТЕРИАЛОМ СЛАВУТИЧ (ОСТ 39.026—76)**

Т а б л и ц а 11

Диаметр, мм		Присоединительная резьба (правая) по ГОСТ 5286—75 и ГОСТ 21210—75	Тип керноприемника
наружный номинальный	кериообра- зующего от- верстия		
130,4	60	118 (муфтовая)	Несъемный
138,1 141,3 147,6	52 52 52	3-110 (муфтовая)	
157,1 163,5 169,8	67 67 67	3-133 (муфтовая)	
185,7 188,9 195,3 211,1 214,3 220,7	80 80 80 80 80 80	3-150 (муфтовая)	
242,1 267,5 292,9 308,7 317,6 346,8	100 100 100 100 100 100	3-189 (муфтовая)	
185,7 188,9	40 40	3-147 (нипельная)	
211,1 214,3	60 60	3-161 (нипельная)	
242,1 267,5 292,9	60 60 60	3-171 (нипельная)	

## ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫПУСКАЕМЫХ АЛМАЗНЫХ БУРИЛЬНЫХ ГОЛОВОК

Т а б л и ц а 12

Шифр бурильной головки	Номинальный диаметр, мм	Высота, мм	Присоединительная резьба (муфта)	Общая масса алмазов, г	Масса долота, кг	Оптовая цена, руб.
КР138/35С-1	138/35	235	3-102	41,2	20	—
КР187/40С-1	187/40	290	3-147	89,6	35	—
КР188/48СТ-1	188/48	315	3-147	83,0	40	—
КР188/80СТ-1	188/80	310	МК-150×6	81,6	40	2210
КР212/60СТ-1	212/60	330	3-161	98,0	50	3630
КР212/80СТ-1	212/80	320	МК-150×6	100,8	50	—
КТ188/40С-2	188/40	305	3-147	72,0	38	—
КТ188/48С-2	188/48	305	3-147	90,0	37	—
КТ212/60С-2	212/60	320	3-161	108,0	50	—
КТ267/80С-2	267/80	360	МК-150×6	143,6	86	—

Примечания: 1. Все присоединительные резьбы выполнены по ГОСТ 5286—75, резьбы МК-150×6 — по инструкции ВНИИБТ.

2. Шифр алмазной бурильной головки МКР212/80СТ-1: М — завод-изготовитель; КР — тип бурильной головки; 212 — наружный диаметр; 80 — диаметр керноприемного отверстия; СТ — бурильная головка предназначена для бурения пород средней твердости с пропластками твердых; 1 — номер модели долота.

## КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БУРИЛЬНЫХ ГОЛОВОК, ОСНАЩЕННЫХ ПРИРОДНЫМИ И СИНТЕТИЧЕСКИМИ АЛМАЗАМИ

Т а б л и ц а 13

Условное обозначение (шифр)	Содержание алмазов, г	Оптовая цена, руб.
КР159/67СТ-2	54,2	2759
КР188/40СТ-2	86,8	—
КР188/80СТ-2	81,2	2267
КТ138/52С-3	40,8	2125
КТ188/40С-2	84,6	2210
КП188/80С-3	97,8	2395
КП212/80С-3	117,4	2892
КТС188/80С-3	66,0	—
КТС212/80С-3	83,2	—
КТСИ138/52С-3	55,6	—
КТСИ188/80С-3	90,8	—
КТСИ212/80С-3	107,2	—

Примечания: 1. Шифр бурильной головки КР159/67СТ-2 означает следующее: КР — тип бурильной головки; 159 — наружный диаметр бурильной головки, мм; 67 — диаметр керноприемного отверстия, мм; СТ — бурильная головка предназначена для бурения пород средней твердости с пропластками твердых; 2 — номер модели бурильной головки.

2. Перед шифром бурильной головки ставится буква завода-изготовителя.

КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БУРИЛЬНЫХ ГОЛОВОК ИСМ

Таблица 14

Условное обозначение, шифр	Содержание сплава славутич, см <sup>3</sup>	Число вставок из сплава славутич		Характер промывки		Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75	Завод-изготовитель	Оптовая цена, руб.
		торцовых	калибрующих	число отверстий	диаметр, мм			
ИСМ-160/67-С	48	53	70	10	12	3-133	Киевский опытный	910
ИСМ-212/40	77,6	81	114	3 3	16 18	3-147	То же	1513
ИСМ-267/48-МС	84,1	127	90	9	12	3-171	»	1620
ИСМ-138/52	45,1	54	70	9	12	Трапециевидальная 120×6	Дрогобычский долотный	730
ИСМ-188/40	54,8	68	77	9	14	3-147	То же	1050
ИСМ-188/80-МС	55,3	54	87	12	10	МК150×6×1 : 8	»	1070
ИСМ-212-80	80,9	164	113	6	14	МК150×6×1 : 8	»	1590

Примечание. Шифр бурильной головки ИСМ-160/67-С обозначает следующее: ИСМ — Институт сверхтвердых материалов; 160 — наружный диаметр бурильной головки, мм; 67 — диаметр кернопръемного отверстия, мм; С — бурильная головка, предназначенная для пород средней твердости.

## ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНЫХ ТИПОВ ДОЛОТ

В основу выбора типов долот должны быть положены физико-механические свойства пород (твердость, абразивность, пластичность и др.), литологический разрез, перемежаемость пород и т. п. Кроме того, необходимо знать интервалы отбора керна и характеристику отбираемых пород (сыпучие, рыхлые, твердые, крепкие и т. д.).

При выборе типа долота необходимо также учитывать данные о возможной стойкости долот и механической скорости, полученной по результатам отработки долот в данном районе (по площади); при этом следует учитывать износ долот. Если такие материалы отсутствуют по данному месторождению, то в этом случае можно использовать сведения по другим районам со сходными геологическими условиями.

Рациональным типом долота данного размера для конкретных геолого-технических условий бурения является такой тип, который при бурении в рассматриваемых условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 м проходки.

Алмазные долота можно применять при разбуривании известняков, аргиллитов, плотных глин, глинистых песчаников, мерге-

Т а б л и ц а 15

**Классификационная таблица соответствия твердости горных пород показателям их геолого-геофизической оценки**

Петрографическая характеристика горных пород	Пористость, %	Категория твердости пород
<i>Карбонатные породы</i>		
Известняки: (примеси до 10 %)	0—3	VI
	4—10	V
	11—20	IV
	>20	III
песчанистые и алевритистые (примеси до 30 %)	0—3	VI
	4—10	V
	11—20	IV
	20	III
глинистые (примеси 10—30 %)	0—3	VI
	4—10	V
	11—20	IV
	>20	III
доломитизированные (примеси 10—25 %)	0—3	VII—VI
	4—10	VI—V
	11—20	V—IV
	>20	III—IV
доломитизированные (примеси 25—45 %)	0—3	VII
	4—10	VII—VI
	11—20	VI—V
	>20	IV—V

Петрографическая характеристика горных пород	Пористость, %	Категория твердости пород
Известняки: окремненные (примеси 12—20 %)	0—3	VII
	4—10	VII—VI
	11—20	VI—V
	>20	IV—V
окремненные (примеси 20—30 %)	0—3	VIII
	4—10	VI
	11—20	V
	>20	III—IV
Доломиты:	0—3	VIII
	4—10	VIII—VII
	11—20	VII—VI
	>20	IV—V
известковистые (примеси 10—20 %)	0—3	VII—VI
	4—10	VI—V
	11—20	V—IV
	>20	III—IV
известковистые (примеси 25—40 %)	0—3	VII
	4—10	VII
	11—20	VII
	>20	V—VI
окремненные	0—3	X
	4—10	IX—VIII
	11—20	VIII
	20	VII—VIII
Мергели: известковистые (массивные и слоистые)	0—10	VI—V
	11—20	IV
	>20	III
известковистые окремненные	0—3	VII
	4—10	VI
	>10	V—VI
глинистые (массивные и слоистые)	<10	IV
	11—20	III
	21—25	II
	>25	V
глинистые алевритистые	0—10	I
	11—20	IV
	>20	III
глинистые ожелезненные	0—10	VI—V
	11—20	IV
доломитовые	4—10	V
	10	IV

*Глинистые породы*

Глины:	20—25	II
	>25	I

Продолжение табл. 15

Петрографическая характеристика горных пород	Пористость, %	Категория твердости пород
уплотненные тонко- и микрослонистые	0—3	II
алевритистые	11—20 21—25 >25	IV III II
Аргиллиты	4—10 11—20	V IV—III
Сланцы:		
глинистые	4—10	IV
глинистые известковистые	>10	II
глинистые опаловые	4—10	V
	4—10 >10	VI—V IV
глинисто-углистые	<10	II—III

*Обломочные породы*

Песчаники и алевролиты: с регенерационным цементом	0—3	X—IX
	4—10	VIII—VII
с контактным кварцевым цементом	11—20	VII—V
	>20	IV—V
с карбонатным цементом	0—3	VII
	4—10	VI—V
	11—20	IV
	>20	III
с доломитовым цементом	0—3	VIII
	4—10	VII
	11—20	VII
	>20	VI
с карбонатно-глинистым цементом	0—3	VI
	4—10	V—IV
	11—20	IV—III
	>20	III
с глинистым цементом	0—3	V
	4—10	IV
	11—20	III—II
с гипсовым порово-базальтовым цементом	0—10	IV

*Сульфатно-галогидные породы*

Ангидриты кристаллические	0—3	V
Гипсы кристаллические	0—3	III
Каменная соль	0—3	I

*Кремнистые породы*

Кремни: (примеси 10—15 %)	0—3	II
глинисто-карбонатные (примеси до 40 %)	0—3	IX—VIII

## Классификация горных пород по абразивности

Литологический тип и разновидность пород	Содержание кварца, %	Твердость, МПа	Пористость, %	Абразивность по обобщенной шкале Л. А. Шрейнера (категория абразивности)
Песчаники кварцевые крупно-, средне-, мелкозернистые и алевролиты	—	—	—	IX, XI
Песчаники мономинеральные:				
окварцованные	85—95	2500—5200	2—7	IX
частично окварцованные (с линейными контактами срастания зерен)	—	1000—2500	8—15	X
с точечными контактами зерен	—	500—1000	15—30	XI
Песчаники кварцевые:				
с известковистым цементом (25—40 %)	—	600—2000	5—10	X
известково-глинистые	50—75	900—1500	—	X
глинистые	—	500—1300	—	XI
сульфатные	—	400—900	—	XI
Песчаники полевошпатово-кварцевые и аркозовые:				
крупнозернистые	—	—	—	XI
среднезернистые	—	—	—	X
мелкозернистые	—	—	—	X
тонкозернистые и алевролиты	—	—	—	IX
с 15—20 % цемента	25	700—1700	5—10	IX
с 25—50 % *	10—15	700—1700	5—10	VIII, IX
полимиктовые	5—10	—	5	VIII
Глины:				
алевроитовые	5—10	150—400	—	VI
песчаные	10—30	150—400	—	X
кремнистые (опоковидные)	—	1200	40	VI
Аргиллиты:				
без примесей твердых минералов	—	500—1200	до 15	II—VI
алевроитовые и песчаные	15—20	—	—	VI
Сланцы:				
аспидные	2—5	—	—	IV
углистые	2—5	—	—	IV
Мергели:				
глинистые	—	—	—	II
карбонатные (50—75 %)	—	600—1200	—	II
алевроитовые	—	—	—	IV
песчаные	—	—	—	V
Известняки:				
без примесей твердых минералов:				
глинистые	—	—	—	II, III
песчаные (5 %)	—	900—1700	—	V
> (10 %)	5	1000—2000	—	VI
> (10 %)	10	1000—2000	—	VI
> (20—30 %)	< 20—30	800—1800	—	X, XI
Известняки:				
алевроитовые	—	1000—2000	—	IV
кремнистые (5 %)	—	—	—	IV
> (10 %)	—	—	—	V
> (15 %)	—	—	—	VI
окварцованные	—	—	—	VI
Доломиты:				
без примесей твердых минералов	—	3300—4100	—	III, IV
песчаные	—	—	—	VI, VII
Кремнистые породы:				
кремни	—	—	—	XI
опоки	—	—	—	VII
трепела	—	—	—	VII
Ангидриты без примесей твердых минералов:				
гипсы	—	—	—	I
песчаные	—	—	—	IV
глинистые	—	—	—	I

Выбор типа долота с учетом литологической характеристики горных пород

Тип долота	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбурировании которых эффективны долота указанных типов	Нефтегазовый район и стратиграфическое подразделение, представленные горными породами указанных групп
МГ, М и лопастные	<p>Глины серые и темно-серые, плотные, тонкослоистые, слоистые и неслоистые, оскольчатые, известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдястые, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с пачками и прослоями песков, алевролитов и песчаников тонкозернистых, плотных и рыхлых, полимиктовых, глинистых, слюдястых, с прослоями доломитизированных мергелей, иногда слюдястых аргиллитов, местами известковистых, и доломитов</p> <p>Глины с прослоями мелко-тонкозернистого песка, вулканического пепла, ракушечные известняки, песчаники</p>	<p>Краснодарский край (майкоп), Ставропольский край (неоген, майкоп), Чечено-Ингушская АССР (майкоп), Азербайджанская ССР (апшерон, акчагыл), Казахская ССР (нижний мел, верхняя и средняя юра), Западная Украина (нижний сармат, тортоп)</p> <p>Днепроовско-Донецкая впадина (юра, триас), Азербайджанская ССР</p>
МЗГ	<p>Чередование аргиллитов, известковистых и неизвестковистых, местами окремнелых, алевролитов, иногда окварцованных, песчаников, мелко- и среднезернистых, кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев; встречаются роговики</p> <p>Переслаивание, флищевое чередование глин плотных, известковистых и неизвестковистых, песчанистых, слюдястых, фукоидных, алевролитов и песчаников мелкозернистых, кварцевых, глауконитовых, глинистых карбонатных и некарбонатных, слюдястых с прослоями мергелей и мергелистых известняков.</p> <p>Чередование глин, песков, песчаников с известково-глинистым цементом</p> <p>Известняки органогенные, пелитоморфные, массивные, стилолитизированные, трещиноватые с прослоями разнозернистых песчаников, кварц-глауконитовых слюдястых глин и алевролитов</p>	<p>Западная Украина (поляницкая и менилитовая свиты, эоцен, ямненская и стрыйская свиты), Краснодарский край (эоцен, мел), Азербайджанская ССР (продуктивная толща), Казахская ССР (нижняя юра, пермо-триас), Узбекская ССР (бактрийский и массагетский ярусы)</p>

Тип долоита	Краткая литологическая характеристика группы горных пород, при разбуривании которых эффективны долоита указанных типов	Нефтегазовый район и стратиграфическое подразделение, представленное горными породами указанных групп
МСГ и МС	<p>Глины местами аргиллитоподобные, песчанистые, слюдистые, опоквидные, пиритизированные, аргиллиты слоистые, слюдистые, иногда углистые, с прослоями песчаников разнозернистых, кварцевых, глинистых, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов неравномерно глинистых, известковистых и известняков</p>	<p>Тюменская область (люлин-ворская, ханты-мансийская, леушинская, абалакская, тюменская свиты), Полтавская область (юра, триас), Харьковская область (средний и нижний карбон), Азербайджанская ССР (НКП, НКГ, КС)</p>
МСЗГ	<p>Чередование аргиллитов, известковистых и неистковистых, слюдистых с алевролитами известковистыми и песчаниками мелкозернистыми, кварцевыми, известковистыми, слабослюдистыми; встречаются кремни карбонатизированные</p> <p>Переслаивание песчаников мелкозернистых и разнозернистых, трещиноватых, кварцевых, иногда глинистых, местами с мелкой галькой, алевролитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых, участками пиритизированных и сидеритизированных и аргиллитов плотных, тонкослоистых, оскольчатых, иногда известковистых, местами переходящих в мергель, сидеритизированных с включением пирита и обуглившихся растительных остатков; встречаются известняки мелкокристаллические, глинистые, переходящие в мергель</p> <p>Пестроцветные глины и алевролиты с прослоями известняков</p> <p>Алевролиты, аргиллиты, песчаники различного состава с прослоями песчаных доломитов, реже — глинистых сланцев</p> <p>Конгломераты разногалецные, местами крупные валунные с прослоями песчаников и глин</p> <p>Известняки органогенно-обломочные, глинистые, доломит-</p>	<p>Западная Украина (менилитовая свита, эоцен, ямненская и стрыйская свиты), Башкирская АССР (углеисносная свита, михайловский и кыновский горизонты, живетский ярус, верхнебавлинская свита) Пермская область (урминская свита, сакмарский ярус, каширский и верейский горизонты, башкирский ярус, тульский, бобринковский и малиновский горизонты, бавлинская свита), Казахская ССР (пермо-триас), Краснодарский край (эоцен, палеоцен)</p>

Тип долата	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбуривании которых эффективны долата указанных типов	Нефтегазовый район и стратиграфическое подразделение, представленные горными породами указанных групп
СГис	<p>тизированные, иногда с включениями кремня с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже — песчанников</p> <p>Переслаивание, флишевое чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже — аргиллитов, отделенных горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. Глины от темно-серых до черных и светло-зеленые, обычно плотные тонкослоистые, иногда грубослоистые и комковатые, фукоидные, опоквидные, аргиллитоподобные, песчанистые, алевроитистые, известковистые и неизвестковистые, слюдястые, иногда загипсованные, битуминозные, с гнездами пирита. Песчаники различной плотности, иногда рыхлые, от мелкозернистых до грубозернистых, кварцево-глауконитовые, кварцевые, полимиктовые, часто известковистые и глинистые, иногда с гнездами пирита и битума.</p> <p>Алевролиты плотные и рыхлые, слюдястые, известковистые. Пески слабоуплотненные, мелко-среднезернистые, алевроитистые. Аргиллиты слоистые, сланцевые, известковистые и неизвестковистые. Мергели песчанистые, местами глинистые. Конгломераты разногалечные, местами крупновалунные</p> <p>Известняки и доломиты пелитоморфные, мелкокристаллические, стилолитизированные, местами брекчиевидные, трещиноватые, кавернозные, глинистые, иногда слабодоломитизированные, с прослоями глин и аргиллитов, ракушечные известняки, мел писчий, рыхлый</p> <p>Каменная соль крупнокристаллическая, с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков</p>	<p>Краснодарский, Ставропольский края, Чечено-Ингушская АССР (эоцен, палеоцен, мел), Волгоградская область (каширский горизонт, окско-серпуховский надгоризонт, данковоллебянский, руткинский горизонты). Тюменская область (мел, юра), Туркменская ССР (бакинский, понтический ярусы), Бухарский район (мел, юра), Ферганская область (неоген, палеоген, мел, юра), Азербайджанская ССР (продуктивная толща), Украинская ССР — Днепровско-Донецкая впадина (триас, пермь, карбон, верхний девон), Белорусская ССР (верхний девон), Казахская ССР (аптский, келловейский, ааленский, тоарский ярусы)</p>

Тип долота	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбуривании которых эффективны долота указанных типов	Нефтегазовый район и стратиграфическое подразделение, представленное горными породами указанных групп
С-1 (одношарошечные).	<p>Известняки пелитоморфные, органогенные, реже брекчиевидные, оолитовые, иногда массивные, трещиноватые, стилолитизированные, плотные, рыхлые, глинистые, песчанистые, иногда окремненные</p> <p>Доломиты, мелкозернистые, перекристаллизованные, трещиноватые, кавернозные, иногда пористые, глинистые</p> <p>Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, песков, аргиллитов, мергелей, ангидритов. Глины слоистые, иногда аргиллитоподобные, неравномерно песчанистые, карбонатные и некарбонатные, слюдистые, местами загипсованные, иногда с включениями пирита. Песчаники мелкозернистые и разнозернистые, иногда грубозернистые, с включениями кварцевой гальки, среднецементированные, кварцевые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, глинистые. Алевролиты кварцевые, неравномерно глинистые, некарбонатные, слабо цементированные. Аргиллиты алевролитистые, сильнослюдистые. Мергели слоистые, песчанистые, местами доломитизированные</p> <p>Соль каменная крупнокристаллическая, с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов</p> <p>Конгломераты крупно- и мелкогалечные с известковистым цементом</p>	<p>Чечено-Ингушская АССР (нижний майкоп, верхний и нижний мел, юра), Краснодарский и Ставропольский края (плиоцен, нижний мел, юра, пермо-триас), Туркменская ССР (красноцветная толща, неоген, палеоген, юра), Ферганская область (массагетский ярус, сарские, ханабадские, исфаринские слои, калачинская свита), Таджикская ССР, Киргизская ССР, Узбекская ССР (бактрийский и массагетский ярусы, неоген, палеоген, верхний и нижний мел, юра), Полтавская область (намирский и визейский ярусы, верхний девон), Белорусская ССР (фаменский и франский ярусы), о. Сахалин (красноярковская свита, средний и нижний миоцен), Коми АССР (кунгурский и сакмарский ярусы нижней перми)</p>

Тип долота	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбуривании которых эффективны долота указанных типов	Нефтегазовый район и стратиграфическое подразделение, представленные горными породами указанных групп
СЗГ	<p>Переслаивание глин плотных, слоистых, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, часто загипсованных, с включениями гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко- до крупнозернистых, кварцевыми, полимиктовыми, глинистыми, аргиллитами слюдистыми, иногда окремелыми, алевролитами кварцевыми, песчанистыми, слюдистыми, известковистыми, прослои конгломератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты</p> <p>Известняки органогенно-обломочные, пеллигоморфные, местами перекристаллизованные, трещиноватые, кавернозные, глинистые, иногда доломитизированные с прослоями глин, аргиллитов</p>	<p>Западная Украина (поляницкая, менилитовая, быстрицкая, выгодско-пасечнянская, манявская, ямненская и стрыйская свиты), Ферганская область (бледно-розовая и кирпичнокрасная свиты, сумсарские, ханабадские, исфаринские, алайские, сузакские и бухарские слои, пестроцветная, устричная, кызыл-пиляльская, ляканская и муянская свиты), Краснодарский край (оэоен, палеоцен верхний мел), Волгоградская область (мячковский, подольский и верейский горизонты, окско-серпуховский надгоризонт, угленосная свита, тульский и бобриковский горизонты, турнейский ярус, данково-лебединский, петинско-семилукский, пашийский, муллинский горизонты), Казахская ССР (нижняя юра пермо-триас)</p>
СТГ и СТ	<p>Известняки и доломиты мелко- и разнозернистые, иногда брекчиевидные, массивные, часто мелкокавернозные и трещиноватые, неравномерно глинистые, участками окремелые, доломиты, часто известковистые, доломитизированные</p> <p>Переслаивание глин алевритистых, часто сильнозагипсованных, алевролитов, песчаников, средне- и крупнозернистых, кварцевых, слабо сцементированных, аргиллитов тонкоплитчатых, известковистых, ангидритов кристаллических, гипсов, мергелей</p> <p>Соль каменная крупнокристаллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов</p>	<p>Башкирская АССР и Татарская АССР (кунгурский и сакмаро-артинский ярусы, каширский и верейский горизонты, серпуховский и окский надгоризонты, башкирский ярус, бобриковский горизонт, угленосная свита, турнейский ярус), Пермская область (верхняя пермь, кунгурский, артинский и сакмаро-ассельский ярусы, каширский, верейский и тульский карбонатный горизонты, турнейский ярус), Белорусская ССР (верхний девон — межсольевые отложения, нижняя соль, средний девон — подсольевые отложения), Саратовская область (подольский, мячковский, каширский и верейский горизонты), Куйбышевская область (верхняя пермь, верейский горизонт)</p>

Тип долота	Краткая литологическая характеристика группы горных пород, при разбуривании которых эффективны долота указанных типов	Нефтегазовый район и стратиграфическое подразделение, представленные горными породами указанных групп
Т и ТГ	<p>Известняки и доломиты. Известняки органогенно-обломочные, обломочные, мелко- и тонкозернистые, пелитоморфные, местами перекристаллизованные, массивные, трещиноватые, мелкокавернозные, часто доломитизированные, в различной степени окремнелые, изредка пиритизированные, с прослоями глины и включениями ангидритов и гипсов. Доломиты мелко- и тонкозернистые и пелитоморфные, плотные и неравномерно-пористые, иногда массивные с прослоями, мелкокавернозные, трещиноватые, изредка глинистые, ангидритизированные, загипсованные, с включениями ангидрита и кремния</p> <p>Переслаивание глины и глинистых сланцев, песчаных, слюдяных, алевролитов кварцевых, глинистых, углистых, песчаников мелко- и крупнозернистых, иногда пористых, кварцевых, полимиктовых, слюдяных, углистых, встречаются конгломераты и гравелиты</p>	<p>Башкирская АССР, Татарская АССР, Куйбышевская и Пермская области (артинский и сакмарский ярусы, верхний карбон, мячковский, подольский, каширский, верейский горизонты, башкирский и наюрский ярусы, окско-серпуховский надгоризонт, тульский горизонт, угленосная свита, турнейский ярус, кыновский горизонт). Западная Украина (воротыщенская и поляницкая свиты)</p>
ТК и ТКГ	<p>Известняки и доломиты. Известняки органогенно-обломочные, пелитоморфные, тонкозернистые, с прослоями, перекристаллизованные, пористокавернозные, часто доломитизированные, окремнелые, ангидритизированные, битуминозные, иногда с прослоями мергелей и горючих сланцев. Доломиты мелко- и тонкозернистые, перекристаллизованные, плотные, неравномерно пористые, иногда массивные, мелкокавернозные, с включениями ангидрита и кремния</p> <p>Аргиллиты сланцевые, скорлуповатые, алевролиты и песчаники кварцевые, углистые, мелко- и разнозернистые, иногда с прослоями каменного угля и углистых сланцев</p>	<p>Татарская АССР, Башкирская АССР, Куйбышевская и Пермская области (мячковский, подольский, каширский горизонты, окско-серпуховский надгоризонт, тульский горизонт, угленосная свита, малиновский горизонт, фаменский ярус, верхнефранский подъярус, мендымский, доманиковский, саргаевский и пашийский горизонты)</p>

Тип долота	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбуривании которых эффективны долота указанных типов	Нефтегазовый район и стратиграфическое подразделение представленные горными породами указанных групп
ТЗ и ТКЗ	<p>Известняки органогенные, органогенно-обломочные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремнелые, иногда глинисто-битуминозные, доломитизированные, трещиноватые и кавернозные</p> <p>Доломиты тонкозернистые, участками окремнелые, с включениями гипса, прослой тонкослоистых глин и мергелей</p> <p>Аргиллиты, иногда окремнелые, алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты</p>	<p>Башкирская АССР, Волгоградская, Куйбышевская и Пермская области, Татарская АССР (артинский и сакмарский ярусы, верхний карбон, подольский и каширский горизонты, намюрский ярус, саргаевский горизонт, угленосная свита, тульский и пашийский горизонты, живетский ярус, бавлинская свита), Западная Украина (олигоцен, эоцен, верхний мел), Черниговская область (верхний девон)</p>
К и ОК	<p>Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца</p> <p>Андезиты, андезито-базальты</p> <p>Песчаники мелкозернистые, кварцевые, с прослоями аргиллитов, известняки</p> <p>Аргиллиты тонкослоистые, неравномерно алевролитистые, углистые, с прослоями углей</p> <p>Алевролиты тонкослоистые, углисто-глинистые</p> <p>Известняки и доломиты окремнелые</p> <p>Сланцы углисто-глинистые, филлитизированные</p>	<p>Западная Украина (верхний кембрий), Черниговская область (верхний девон), Волгоградская область (воробьевский горизонт), Башкирская АССР (турнейский и фаменский ярусы). Пермская область (бобринский и малиновский горизонты), Татарская АССР (мендымский горизонт, живетский ярус)</p>

лей, ангидритов и других пород, в которых эффективность применения шарошечных долот резко снижается. В интервалах, сложенных окремнелыми известняками, окварцованными песчаниками, высокоабразивными алевролитами и другими твердыми абразивными породами, не рекомендуется использовать алмазные долота. Целесообразность применения алмазных долот должна обеспечиваться нормативной экономией.

Лопастые долота предназначены для бурения мягких и средних малоабразивных пород.

Тип долота можно выбрать в соответствии с табл. 15—17 и рис. 1 и 2 [3].

**Задача 1.** Выбрать тип долота при следующих условиях. Данное стратиграфическое подразделение разбуривалось долотами двух типов. Способ бурения всех скважин турбинный. Параметры режима на данной площади практически одинаковые.





В связи с тем, что  $h_1 > h_2$ ;  $t_1 > t_2$ , а  $v_{\text{мех } 1} < v_{\text{мех } 2}$ , определяем эксплуатационные затраты на 1 м проходки в рассматриваемых условиях. Дополнительные данные: цена долот 1-го и 2-го типов одинакова и составляет  $C_d = 190$  руб. Продолжительность спуско-подъемных операций (нормативная) для данного интервала глубин, отнесенная к рейсу долота, с учетом вспомогательных операций составляет  $t_{\text{спо}} + t_{\text{всп}} = 7$  ч. Стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени ее работы, составляет  $C_b = 29$  руб/ч.

Определяем величину эксплуатационных затрат на 1 м проходки долотом по формуле

$$C = \frac{C_b (t + t_{\text{спо}} + t_{\text{всп}}) + C_d}{h}, \quad (1)$$

где  $C_b$  — стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени;  $t$  — стойкость долота;  $t_{\text{спо}}$  — продолжительность спуско-подъемных операций;  $t_{\text{всп}}$  — продолжительность вспомогательных работ;  $C_d$  — стоимость долота;  $h$  — проходка на долото.

Подставляя данные в формулу (1), получаем для долота 1-го типа

$$C_1 = \frac{29 (9,73 + 7) + 190}{26,2} = 25,77 \text{ руб.};$$

для долота 2-го типа

$$C_2 = \frac{29 (4,26 + 7) + 190}{13,64} = 37,87 \text{ руб.}$$

Так как  $C_1 < C_2$  ( $25,77 < 37,87$ ), то для разбуривания данного стратиграфического подразделения принимаем долота 1-го типа.

**Задача 2.** Определить потери вследствие неправильного применения долота для условий предыдущей задачи, если толщина указанного стратиграфического подразделения в данной скважине составляет  $H = 300$  м.

*Решение.* Потери, вызванные неправильным выбором долота, определяются по формуле

$$П = H(C_2 - C_1), \quad (2)$$

где  $H$  — фактическая проходка на долото в данной пачке пород, м;  $C_1$  — величина эксплуатационных затрат на бурение 1 м пород правильно выбранным долотом, руб.;  $C_2$  — величина эксплуатационных затрат на бурение 1 м пород неправильно выбранным долотом, руб.

Таким образом,

$$П = 300 (37,87 - 25,77) = 3630 \text{ руб.}$$

**Задача 3.** Определить экономическую эффективность применения алмазного долота при следующих условиях:

Тип долота	Алмазное Шарошечное	
	Разведочное	
Бурение	Турбинный	
Способ бурения	Дизельный	
Вид привода	3600—3712	
Интервал бурения, м		
Проходка на долото, м	112	5,1
Механическая скорость бурения, м/ч	2,3	2,7
Время на один спуско-подъем инструмента, ч	10	9
Время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ на один рейс долота, ч	12	6
Время промывки ствола скважины после спуска и перед подъемом инструмента (два цикла) на один рейс долота, ч	2	2
Время ремонтных работ, ч	Рассчитывается по ЕНВ	
Межремонтный период работы турбобура, ч	75	50
Сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени, руб.	Рассчитывается	
		29,48
В том числе затраты на содержание турбобуров, руб/ч	То же	
		2,53
Цена долота с учетом наценки органов снабжения, руб.	2500	80

*Решение.* Определяем следующие показатели:

а) суммарную проходку  $H = 3712 - 3600 = 112$  м;

б) число долот  
 алмазных  $112/112 = 1$ ,  
 шарошечных  $112/5,1 = 22$ ;

в) число рейсов:  
 при бурении алмазными долотами  $(112/2,3) 75 = 0,65$ . Принимается один рейс.

При бурении шарошечными долотами число рейсов равно числу долот, т. е. 22;

г) время механического бурения:  
 алмазными долотами  $112/2,3 = 48,7$  ч,  
 шарошечными долотами  $112/2,7 = 41,5$  ч;

д) время спуско-подъемных операций:  
 для алмазного долота  $10 \times 1 = 10$  ч,  
 для шарошечных долот  $9 \times 22 = 198$  ч;

е) время подготовительно-заключительных и вспомогательных работ:

для алмазного долота  $12 \times 1 = 12$  ч,  
 для шарошечных долот  $6 \times 22 = 132$  ч;

ж) время промывки ствола скважины после спуска и перед подъемом инструмента:

для алмазного долота  $2 \times 1 = 2$  ч,  
 для шарошечных долот  $2 \times 22 = 44$  ч.

Итого по последним четырем пунктам (г, д, е, ж):

для алмазного долота  $48,7 + 10 + 12 + 2 = 72,7$  ч,

для шарошечного долота  $41,5 + 198 + 132 + 44 = 415,5$  ч.

С учетом ремонтных работ (10 %) затраты времени при бурении алмазным долотом 80 ч, шарошечным долотом 457 ч.

Определяем скорректированную сметную стоимость 1 ч работы буровой установки при бурении алмазным долотом

$$C_{\text{алм}} = C_{\text{шар}} - Z_{\text{заб}} (1 - t_{\text{шар}}/t_{\text{алм}}), \quad (3)$$

где  $C_{\text{шар}}$  — сметная стоимость 1 ч работы буровой установки по затратам, зависящим от времени при бурении шарошечными долотами, руб.;  $Z_{\text{заб}}$  — затраты на содержание забойного двигателя, руб/ч;  $t_{\text{шар}}$  — межремонтный период работы забойного двигателя для бурения шарошечными долотами, ч;  $t_{\text{алм}}$  — то же, при бурении алмазными долотами.

Подставляя значения величин в формулу (3), получаем

$$C_{\text{алм}} = 29,48 - 2,53 \left(1 - \frac{50}{75}\right) = 28,64 \text{ руб.}$$

Рассчитываем затраты на долота:

алмазное  $2500 \times 1 = 2500$  руб.;

шарошечные  $22 \times 80 = 1760$  руб.

Определяем затраты на механическое бурение:

алмазным долотом  $80 \times 28,64 = 2291,2$  руб.

шарошечными долотами  $457 \times 29,48 = 13472,4$  руб.

Итого затраты при бурении:

алмазным долотом  $2500 + 2291,2 = 4791,2$  руб.

шарошечными долотами  $1760 + 13472,4 = 15232,4$  руб.

Экономия на интервал бурения от 3600 до 3712 м составляет  $15232,4 - 4791,2 = 10441,2$  руб.

Экономия на 1 м проходки:  $10441,2/112 = 93,2$  руб.

#### СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ДОЛОТ

**Задача 4.** Дать сравнительную оценку работоспособности двух долот при следующих данных:

а) первое долото прошло  $h_1 = 60$  м за  $t_{б1} = 10$  ч;

б) второе долото прошло  $h_2 = 40$  м за  $t_{б2} = 8$  ч.

**Решение.** Определим механическую скорость проходки первого и второго долот:

$$v_{\text{мех } 1} = h_1/t_{б1} = 60/10 = 6 \text{ м/ч};$$

$$v_{\text{мех } 2} = h_2/t_{б2} = 40/8 = 5 \text{ м/ч}.$$

Следовательно, при прочих равных условиях, работоспособнее первое долото, так как  $h_1 > h_2$  и  $v_{\text{мех } 1} > v_{\text{мех } 2}$ .

**Задача 5.** Дать сравнительную оценку работоспособности двух долот при следующих данных:

а) первое долото прошло  $h_1 = 60$  м за  $t_{б1} = 10$  ч;

б) второе долото прошло  $h_2 = 60$  м за  $t_{б2} = 12$  ч.

*Решение.* Определим механическую скорость проходки первого и второго долот:

$$v_{\text{мех } 1} = h_1/t_{\text{б}1} = 60/10 = 6 \text{ м/ч};$$

$$v_{\text{мех } 2} = h_2/t_{\text{б}2} = 60/12 = 5 \text{ м/ч}.$$

Следовательно, первое долото работоспособнее, так как  $v_{\text{мех } 1} > v_{\text{мех } 2}$ .

*Примечание.* Если проходки и механические скорости двух долот равны, то долота равноценны и преимущество в этом случае остается за долотом, стоимость проката которого меньше.

**Задача 6.** Дать сравнительную оценку работоспособности двух долот при следующих данных:

а) первое долото прошло  $h_1 = 70$  м за  $t_{\text{б}1} = 15$  ч;

б) второе долото прошло  $h_2 = 35$  м за  $t_{\text{б}2} = 7$  ч.

*Решение.* Определим механическую скорость проходки первого и второго долот:

$$v_{\text{мех } 1} = h_1/t_{\text{б}1} = 70/15 = 4,67 \text{ м/ч},$$

$$v_{\text{мех } 2} = h_2/t_{\text{б}2} = 35/7 = 5 \text{ м/ч}.$$

Так как  $h_1 > h_2$ , а  $v_{\text{мех } 1} < v_{\text{мех } 2}$ , то о работоспособности долот следует судить по рейсовой скорости.

Принимая время на спуско-подъем и замену долота  $T_{\text{сп}0} = 2$  ч, определяем рейсовую скорость:

$$v_{\text{р}1} = \frac{h_1}{t_{\text{б}1} + T_{\text{сп}0}} = \frac{70}{15 + 2} = 4,12 \text{ м/ч};$$

$$v_{\text{р}2} = \frac{h_2}{t_{\text{б}2} + T_{\text{сп}0}} = \frac{35}{7 + 2} = 3,89 \text{ м/ч}.$$

При прочих равных условиях, первое долото работоспособнее, так как  $v_{\text{р}1} > v_{\text{р}2}$ .

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ИСТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ ИЗ ПРОМЫВОЧНЫХ И СМЕННЫХ НАСАДОК ДОЛОТА

**Задача 7.** Определить скорость истечения жидкости из промывочных каналов долота диаметром 215,9 мм, если подача жидкости  $Q = 50$  дм<sup>3</sup>/с, число отверстий  $m = 3$ , диаметр выходного сечения насадки 18 мм.

*Решение.* Скорость истечения жидкости  $v$  (в м/с) определяется по формуле

$$v = \frac{4Q \cdot 10^8}{m\pi d^2}, \quad (4)$$

где  $Q$  — расход жидкости, дм<sup>3</sup>/с;  $m$  — число насадок (отверстий);  $d$  — диаметр выходного сечения насадки, мм

$$v = \frac{4 \cdot 50 \cdot 10^8}{3 \cdot 3,14 \cdot 18^2} = 66 \text{ м/с}.$$

*Примечание.* Скорость истечения жидкости из насадок можно определить по номограмме, приведенной на рис. 3.

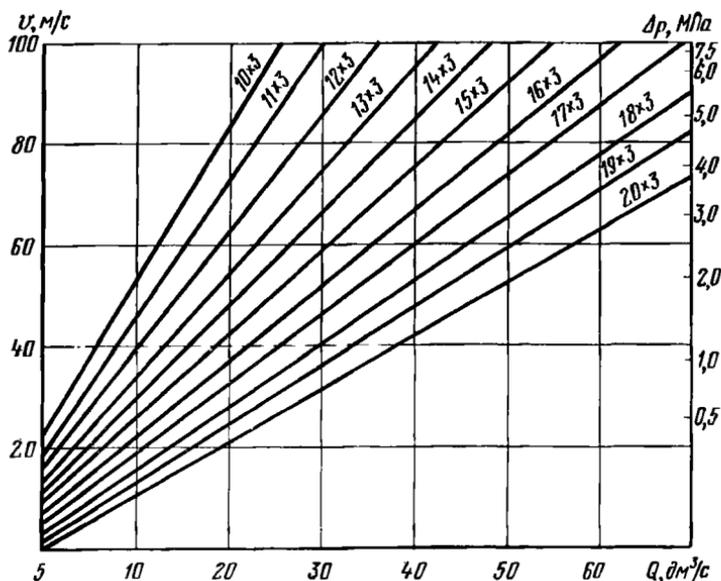


Рис. 3. Номограмма для определения скорости истечения жидкости из насадок и перепада давления в зависимости от расхода жидкости  
Цифры из пртыых означают диаметр и число насадок

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО ЧИСЛА ДОЛОТ ПРИ ИХ ИСПЫТАНИИ

**Задача 8.** Рассчитать необходимое число опытных долот для получения достоверных и надежных результатов в процессе их испытания при следующих условиях: в данном стратиграфическом подразделении отработаны семь серийно выпускаемых долот. Проходка на долото составляет 25; 23; 23; 24; 27; 29; 37 м.

**Решение.** Ранжируем величины проходок (от минимальной до максимальной): 23; 23; 24; 25; 27; 29; 37 м.

Проверяем, не являются ли две минимальные (23; 23 м) или максимальная (37 м) проходки дефектными. Для исключения явно дефектных данных проверяем максимальные и минимальные величины каждой статистической совокупности следующим образом.

Для исключения максимального значения величины проходки данного ряда необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} \geq k_n; \quad (5)$$

минимального значения

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1} \geq k_n. \quad (6)$$

Для исключения двух максимальных значений величины проходки данного ряда необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1} \geq k_n, \quad (7)$$

двух минимальных значений

$$\frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1} \geq k_n. \quad (8)$$

Для исключения максимального значения члена ряда в предположении, что и минимальное значение дефектное, необходимо условие

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_2} \geq k_n, \quad (9)$$

Для исключения минимального значения члена ряда в предположении, что и максимальное значение дефектное, необходимо условие

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_2} \geq k_n. \quad (10)$$

Значение величин, входящих в эти формулы:  $h_1$  — минимальный (первый) член совокупности чисел;  $h_2, h_3, h_{n-1}, h_n$  — соответственно второй, третий, предпоследний и последний (максимальный) член ряда.

Величину  $k_n$  можно определить по табл. 18 при заданной доверительной вероятности  $\alpha$ , исходя из числа членов данного ряда  $n$ .

В нашем случае проверяем, не являются ли две минимальные (23; 23 м) или максимальная (37 м) проходки дефектными.

Таблица 18

Число членов в совокупности	$k_n$ при доверительной вероятности $\alpha = 0,95$ для условий		
	$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} ; \frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1}$	$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_2} ; \frac{h_2 - h_1}{h_n - h_2}$	$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1} ; \frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1}$
3	0,941	1,000	1,000
4	0,765	0,955	0,967
5	0,642	0,807	0,845
6	0,560	0,689	0,736
7	0,507	0,610	0,661
8	0,468	0,554	0,607
9	0,437	0,512	0,565
10	0,412	0,477	0,531
11	0,392	0,450	0,504
12	0,376	0,428	0,481
15	0,338	0,381	0,430
20	0,300	0,334	0,372
24	0,281	0,309	0,347
30	0,260	0,283	0,322

По формуле (8) находим

$$\frac{h_3 - h_1}{h_n - h_1} = \frac{24 - 23}{37 - 23} = 0,071.$$

По табл. 18 для  $n = 7$  находим  $k_n = 0,661$ . Так как  $0,071 < 0,661$ , то минимальная величина проходки не является дефектной.

По формуле (5)

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{37 - 29}{37 - 23} = 0,571.$$

По табл. 18 для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,736$ . Так как  $0,167 < 0,736$ , то минимальные значения величины проходки не являются дефектными.

По формуле (5)

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{29 - 27}{29 - 23} = 0,333.$$

По табл. 18 для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,560$ . Так как  $0,333 < 0,560$ , то максимальная величина проходки нового ряда (29 м) не является дефектной; значит, ряд сохраняется.

Определяем среднюю проходку на долото

$$h_{\text{ср}} = \frac{\sum h}{n} = \frac{23 + 23 + 24 + 25 + 27 + 29}{6} = 25,2 \text{ м.}$$

Определяем среднее квадратическое отклонение от средней арифметической величины по формуле

$$s = \frac{h_n - h_1}{d_n}, \quad (11)$$

где  $h_n - h_1$  — размах варьирования величин после исключения явно дефектных данных;  $d_n$  — величина, определяемая по табл. 19 в зависимости от числа членов ряда.

Т а б л и ц а 19

Число членов ряда после ис- ключения де- фектных данных	$d_n$	Число членов ряда после ис- ключения де- фектных данных	$d_n$
2	1,128	11	3,173
3	1,693	12	3,258
4	2,059	13	3,336
5	2,326	14	3,407
6	2,534	15	3,472
7	2,704	16	3,532
8	2,847	17	3,588
9	2,970	18	3,640
10	3,078	19	3,689
		20	3,735

По формуле (11) находим

$$s = \frac{29 - 23}{2,534} = 2,37.$$

Определяем выборочный коэффициент вариации по формуле

$$k_B = s/h_{cp}, \quad (12)$$

$$k_B = 2,37/25,2 = 0,094.$$

Задаемся предельно допустимой относительной погрешностью (для шарошечных долот  $\delta = 0,2 \div 0,4$ ); при испытаниях  $\delta_1 = 0,2$  и  $\delta_2 = 0,3$ .

При  $\delta_2 = 0,3$  определяем величину  $t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}}$

$$t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}} = \delta_2/k_B = 0,3/0,094 = 3,191.$$

При  $\delta_1 = 0,2$

$$t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}} = \delta_1/k_B = 0,2/0,094 = 2,128.$$

В табл. 20 приводится минимальное требуемое число опытных или серийных шарошечных долот сравниваемых конструкций

Т а б л и ц а 20

$n_{\min}$	$t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}}$	$n_{\min}$	$t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}}$	$n_{\min}$	$t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}}$
5	1,15	25	0,412	45	0,300
6	1,00	26	0,403	46	0,297
7	0,89	27	0,394	47	0,294
8	0,816	28	0,387	48	0,290
9	0,754	29	0,380	49	0,287
10	0,706	30	0,372	50	0,284
11	0,663	31	0,366	55	0,270
12	0,630	32	0,360	60	0,258
13	0,597	33	0,354	65	0,248
14	0,572	34	0,349	70	0,238
15	0,550	35	0,344	75	0,230
16	0,530	36	0,338	80	0,222
17	0,512	37	0,333	90	0,209
18	0,495	38	0,329	100	0,198
19	0,479	39	0,324	120	0,181
20	0,466	40	0,320	150	0,161
21	0,454	41	0,316	200	0,139
22	0,442	42	0,312	250	0,124
23	0,431	43	0,308	300	0,114
24	0,421	44	0,304	400	0,098

для конкретной характерной пачки пород. Значение величины  $t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}}$  даны при  $\alpha = 0,95$ .

По табл. 20 для  $t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}} = 3,191$  находим  $n_1 \leq 5$  долот; для  $t_{\alpha}/\sqrt{\bar{n}} = 2,128$   $n_2 \leq 5$  долот.

**Примечание.** Если в процессе испытаний запланированное число долот обеспечивает величину коэффициента вариации экспериментальных данных  $k_{B.э} \leq k_B$ , то результаты проведенных испытаний достоверны и удовлетворительны.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ДОЛОТ ДАННОГО ТИПА

**Задача 9.** Определить средние показатели работы долот данного типа на данной площади при следующих условиях: в скв. 30 данное стратиграфическое подразделение, залегающее в интервале 320—668 м, разбуривалось долотами III-269, 9СТ-ЦВ. По результатам испытаний этих долот по каждому рейсу имеем следующие данные (табл. 21).

Таблица 21

Номер долота	Интервал, м		Проходка на долото, м	Стоимость долота, ч
	от	до		
2120	320	401	81	6,5
4210	401	456	55	4,5
3300	456	530	74	6,0
4410	530	565	35	3,0
6500	565	639	74	6,0
7100	639	668	29	2,6
Итого по 6 долотам	320	668	348	28,6

При бурении долотами такого же типа в аналогичном стратиграфическом подразделении по скв. 35 и 37 получены следующие результаты:

скв. 35 — отработано 5 долот; проходки на долото составили соответственно 55; 60; 58; 65; 69 м; суммарное время механического бурения 28 ч;

скв. 37 — отработано 7 долот; проходки на долото составили соответственно 45; 38; 35; 47; 40; 60; 60 м; суммарное время механического бурения 34 ч.

*Решение.* Внутри каждого ряда проходок проводим ранжирование величины от минимума до максимума.

I. Скв. 30 — 29; 35; 55; 74; 74; 81 м.

Проверяем, не являются ли минимальная и максимальная проходки дефектными.

1. Минимальная проходка (29 м).

По формуле (6) вычисляем

$$\frac{h_2 - h_1}{h_n - h_1} = \frac{35 - 29}{81 - 29} = 0,115.$$

По табл. 18 для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,560$ . Так как  $0,115 < 0,560$ , то минимальная проходка не является дефектной.

2. Максимальная проходка (81 м).

По формуле (5) определяем

$$\frac{h_n - h_{n-1}}{h_n - h_1} = \frac{81 - 74}{81 - 29} = 0,135.$$

По табл. 18 для  $n = 6$  находим  $k_n = 0,560$ . Так как  $0,135 < < 0,560$ , то максимальная проходка не является дефектной.

Таким образом, исходная совокупность сохраняется.

Определяем для скв. 30:

среднюю проходку на долото

$$h_{\text{ср}} = \sum h/n = 348/6 = 58 \text{ м};$$

среднюю стойкость долота

$$t_{\text{ср}} = \sum t/n = 28,6/6 = 4,77 \text{ ч};$$

среднюю механическую скорость проходки

$$v_{\text{мех. ср}} = 348/28,6 = 12,17 \text{ м/ч.}$$

II. Скв. 35 — 55; 58; 60; 65; 69 м.

1. Минимальная проходка (55 м):

$$\frac{58 - 55}{69 - 55} = 0,214.$$

По табл. 18 для  $n = 5$  находим  $k_n = 0,642$ . Так как  $0,214 < < 0,642$ , то проходка 55 м не исключается.

2. Максимальная проходка (69 м):

$$\frac{69 - 65}{69 - 55} = 0,286.$$

По табл. 18 для  $n = 5$  находим  $k_n = 0,642$ . Так как  $0,286 < < 0,642$ , то максимальная проходка также не исключается, а значит, ряд проходок сохраняется.

Аналогично для скв. 35 определяем средние показатели работы долот:

$$h_{\text{ср}} = 307/5 = 61,4 \text{ м};$$

$$t_{\text{ср}} = 28/5 = 5,62 \text{ ч};$$

$$v_{\text{мех. ср}} = 307/28 = 11 \text{ м/ч.}$$

III. Скв. 37 — 35; 38; 40; 45; 47; 60; 60 м.

1. Минимальная проходка (35 м):

$$\frac{38 - 35}{60 - 35} = 0,12.$$

Для  $n = 7$  по табл. 18 находим  $k_n = 0,507$ . Так как  $0,12 < < 0,507$ , то минимальная проходка не является дефектной.

2. Проверяем, не являются ли дефектными два максимума (60; 60 м).

По формуле (7) находим

$$\frac{h_n - h_{n-2}}{h_n - h_1} = \frac{60 - 47}{60 - 35} = 0,52.$$

По табл. 18 для  $n = 7$  находим  $k_n = 0,661$ . Так как  $0,52 < < 0,661$ , то максимальные значения не исключаются, а значит, ряд проходок сохраняется без изменений.

Определяем средние показатели работы долот по скв. 37:

$$h_{\text{ср}} = 325/7 = 46,4 \text{ м};$$

$$t_{\text{ср}} = 34/7 = 4,86 \text{ ч};$$

$$v_{\text{мех. ср}} = 325/34 = 9,56 \text{ м/ч.}$$

Определяем средние показатели работы долот по площади буровых работ:

$$h_{\text{ср. пл}} = \frac{348 + 307 + 325}{6 + 5 + 7} = 54,4 \text{ м};$$

$$t_{\text{ср. пл}} = \frac{28,6 + 28 + 34}{6 + 5 + 7} = 5,03 \text{ ч};$$

$$v_{\text{мех. ср. пл}} = \frac{348 + 307 + 325}{28,6 + 28 + 34} = 10,8 \text{ м/ч.}$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО ЧИСЛА ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ СПЛОШНОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЛАНА БУРОВЫХ РАБОТ

**Задача 10.** Определить требуемое число шарошечных долот на планируемый год при следующих исходных данных.

Планируемый объем бурения, м:	
эксплуатационного $H_{\text{э}}$ . . . . .	40 000
разведочного $H_{\text{р}}$ . . . . .	20 000
Удельный вес проходки шарошечными долотами, %:	
в эксплуатационном бурении $a_{\text{э}}$ . . . . .	90
в разведочном бурении $a_{\text{р}}$ . . . . .	70
Проектируемая норма проходки на долото, м:	
в эксплуатационном бурении $h_{\text{э}}$ . . . . .	15
в разведочном бурении $h_{\text{р}}$ . . . . .	10
Норма переходящего запаса долот $T$ , дни . . . . .	35
Выделенный фонд на шарошечные долота в предыдущем году	
$m_{\text{фонд}}$ . . . . .	4 000
План бурения на предыдущий год, м:	
эксплуатационного $H'_{\text{э}}$ . . . . .	35 000
разведочного $H'_{\text{р}}$ . . . . .	15 000
Норма проходки на долото в предыдущем году, м:	
в эксплуатационном бурении $h'_{\text{э}}$ . . . . .	13
в разведочном бурении $h'_{\text{р}}$ . . . . .	8
Остаток долот на 1 января предыдущего года $m_{\text{ост}}$ . . . . .	200
Удельный вес проходки шарошечными долотами в предыдущем году, %:	
в эксплуатационном бурении $a'_{\text{э}}$ . . . . .	95
в разведочном бурении $a'_{\text{р}}$ . . . . .	80

**Решение.**

1. Число долот, необходимое для обеспечения проходки  $H$ , и  $H_{\text{р}}$  в планируемом периоде, составляет:  
в эксплуатационном бурении

$$M_{\text{э}} = \frac{H_{\text{э}} a_{\text{э}}}{h_{\text{э}} \cdot 100} = \frac{40000 \cdot 90}{15 \cdot 100} = 2400;$$

в разведочном бурении

$$M_{\text{Р}} = \frac{H_{\text{Р}} a_{\text{Р}}}{h_{\text{Р}} \cdot 100} = \frac{20000 \cdot 70}{10 \cdot 100} = 1400.$$

Общее число долот в планируемом году:

$$M_{\text{э. р}} = M_{\text{э}} + M_{\text{Р}} = 2400 + 1400 = 3800.$$

2. Ожидаемое число долот в предыдущем году

$$M_1 = m_{\text{ост}} + m_{\text{фонд}} = 200 + 4000 = 4200.$$

3. Предполагаемый расход долот в предыдущем году:  
в эксплуатационном бурении

$$M'_{\text{э}} = \frac{H'_{\text{э}} a'_{\text{э}}}{h'_{\text{э}} \cdot 100} = \frac{35000 \cdot 95}{13 \cdot 100} = 2560;$$

в разведочном бурении

$$M'_{\text{Р}} = \frac{H'_{\text{Р}} a'_{\text{Р}}}{h'_{\text{Р}} \cdot 100} = \frac{15000 \cdot 80}{8 \cdot 100} = 1500.$$

Общий расход долот в предыдущем году

$$M'_{\text{э. р}} = M'_{\text{э}} + M'_{\text{Р}} = 2560 + 1500 = 4060.$$

4. Ожидаемый переходящий остаток на 1 января планируемого года

$$m'_{\text{ост}} = M_1 - M'_{\text{э. р}} = 4200 - 4060 = 140.$$

5. Потребность в долотах в планируемом году с учетом создания установленного переходящего запаса:

$$M_2 = M_{\text{э. р}} + \left( \frac{M_{\text{э. р}} T}{365} \right) - m'_{\text{ост}} = 3800 + \left( \frac{3800 \cdot 35}{365} \right) - 140 = 4024.$$

## Глава II БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ

### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В соответствии с ГОСТ 631—75 выпускаются стальные бурильные трубы следующих групп прочности.

Группа прочности стали	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Предел текучести, МПа	380	500	550	650	750	900	1000
Временное сопротивление, МПа	650	700	750	800	900	1000	1100

Трубы диаметром 60—102 мм имеют длину 6, 8 и 11,5 м; трубы диаметром 114—168 мм — 11,5 м.

Бурильные трубы бывают следующих типов:

1-й тип (В) — с высаженными внутрь концами и навинченными замками;

2-й тип (Н) — с высаженными наружу концами и навинченными замками;

3-й тип (ВК) — с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

4-й тип (НК) — с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками.

Бурильные трубы бывают обычной и повышенной (П) точностей изготовления.

Примеры обозначения бурильных труб и муфт к ним.

1-й тип. Труба В-114×9-Д ГОСТ 631—75

Труба ВП-114×9-Д ГОСТ 631—75

Муфта В-114-Д ГОСТ 631—75.

### КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (ГОСТ 631—75)

Таблица 22

Условный диаметр, мм	Труба			Муфта		Масса, кг		
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм	наружный диаметр, мм	длина, мм	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
<i>Трубы с высаженными внутрь концами и муфты к ним</i>								
60	60,3	7	46,3	80	140	9,15	1,2	2,7
		9	42,3			11,3	1,4	
73	73	7	59,0	95	166	11,4	1,6	4,2
		9	55,0			14,2	2,4	
		11	51,0			16,8	2,2	

Условный диаметр, мм	Труба			Муфта		Масса, кг		
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм	наружный диаметр, мм	длина, мм	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
89	89	7	75,0	108	166	14,2	2,4	4,4
		9	71,0			17,8	3,4	
		11	67,0			21,2	3,2	
102	101,6	7	87,6	127	184	16,4	3,0	7,0
		8	85,6			18,5	3,4	
		9	83,6			20,4	3,8	
		10	81,6			22,4	4,0	
114	114,3	7	100,3	140	204	18,5	4,6	9,0
		8	98,3			20,9	5,8	
		9	96,3			23,3	6,0	
		10	94,3			25,7	6,6	
		11	92,3			28,0	6,9	
127	127	7	113,0	152	204	20,7	5,8	10,0
		8	111,0			23,5	6,4	
		9	109,0			26,2	7,0	
		10	107,0			28,9	7,6	
140	139,7	8	123,7	171	215	26,0	7,0	14,0
		9	121,7			29,0	7,6	
		10	119,7			32,0	8,2	
		11	117,7			35,0	9,6	
168	168,3	9	150,3	197	229	35,3	9,8	16,7
		10	148,3			39,0	10,8	

## Трубы с выкаженными наружу концами и муфты к ним

60	60,3	7	46,3	86	140	9,15	1,5	2,7
		9	42,3			11,3		
73	73	7	59,0	105	165	11,4	2,5	4,7
		9	55,0			14,2		
		11	51,0			16,8		
89	89	7	75,0	118	165	14,2	3,5	5,2
		9	71,0			17,8		
		11	67,0			21,2		
102	101,6	8	85,6	140	204	18,5	4,5	9,0
		9	83,6			20,4		
		10	81,6			22,4		
114	114,3	8	98,3	152	204	20,9	5,0	11,0
		9	96,3			23,3		
		10	94,3			25,7		
		11	92,3			28,0		
140	139,7	8	123,7	185	215	26	7,0	15,0
		9	121,7			29		
		10	119,7			32		
		11	117,7			35		

Трубы бурильные с высаженными концами и коническими стабилизирующими поясками (ГОСТ 631—75)

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Наружный диаметр высадки, мм	Диаметр прохода высадки, мм	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг
----------------------	----------------------	--------------------	------------------------------	------------------------------	-----------------------------	-----------------------------	--

## ТБВК

89	89	9	71	89,9	57	17,8	3,9
		11	67		54	21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	101,9	68	20,4	5,1
		10	81,6		66	22,4	5,0
114	114,3	9	96,3	115,2	78	23,3	7,3
		10	94,3		76	25,7	7,1
		11	92,3		74	28,0	6,9
127	127	9	109	130,2	92	26,2	7,8
		10	107		90	28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	140,2	102	29	11,0
		10	119,7		100	32	10,2
		11	117,7		100	35	9,2

## ТБНК

73	73	9	55	85,9	52	14,2	3,7
		11	51		48	16,8	
89	89	9	71	101,9	68	17,8	4,5
		11	67		64	21,2	
102	101,6	9	83,6	115,2	80,6	20,4	5,7
		10	81,6		78,6	22,4	
114	114,3	9	96,3	130,2	93,3	23,3	7,9
		10	94,3		91,3	25,7	
		11	92,3		89,3	28,0	

1	Наружный диаметр, мм					7	Внутренний диаметр, мм					Площадь поперечного сечения, см <sup>2</sup>				17	Осевой момент сопротивления, см <sup>3</sup>		
	2	бурильного замка (соединительного конца) типа			6		8	9	бурильного замка (соединительного конца) типа			13	канала				17	18	19
		3Н	3Ш	3У					гладкой части буровой трубы	трубы по высадке (минимальной)	гладкой части буровой трубы		гладкой части буровой трубы	высаженных внутрь концов					
														минимальная	максимальная				
гладкой части буровой трубы	3Н	3Ш	3У	соединительной муфты	гладкой части буровой трубы	трубы по высадке (минимальной)	3Н	3Ш	3У	гладкой части буровой трубы	гладкой части буровой трубы	минимальная	максимальная	Экваториальный момент инерции площади поперечного сечения тела трубы, см <sup>4</sup>	гладкой части трубы	высаженных концов трубы в основной плоскости резца			

Трубы буровые с высаженными внутрь концами и навинченными замками

60	60,3	80	—	—	80	7	46,3	32	25	—	—	11,7	16,8	8,0	12,6	42,3	14	15,6
						9	42,3	24	—	—	14,5	14,0	4,5	8,0	49,1	16	17,5	
73	73	95	108	—	95	7	59	45	32	54	—	14,5	27,3	15,9	22,9	79,8	22	25,6
						9	55	34	—	—	18,1	23,7	9,1	14,5	94,3	26	30,9	
						11	51	28	—	—	21,4	20,4	6,2	10,8	106,0	29	32,4	
89	89	108/113	118	—	108	7	75	60	38	62	—	18,0	44,2	28,3	37,4	152,4	34	43,0
						9	71	49	—	—	22,6	39,6	18,9	26,4	182,9	41	53,3	
						11	67	45	—	—	26,9	35,2	15,9	22,9	208,7	47	55,8	
102	101,6	—	133	—	127	7	87,6	74	—	71	—	20,8	60,2	43,0	54,1	233,5	46	57,3
						8	85,6	70	—	—	23,5	57,5	38,5	49,0	259,0	51	64,3	
						9	83,6	66	—	—	26,2	54,9	34,2	44,2	282,8	56	70,3	
						10	81,6	62	—	—	28,8	52,3	30,2	39,6	304,9	60	75,4	
						11	79,6	58	—	—	31,5	49,6	26,2	36,6	328,6	64	80,5	
114	114,3	140	146	—	140	7	100,3	82	58	80	—	23,6	79,0	52,8	65,0	340,4	60	87,5
						8	98,3	78	—	—	26,7	75,9	47,8	59,4	378,8	66	95,8	
						9	96,3	74	—	—	29,8	72,8	43,0	54,1	414,9	73	103,1	
						10	94,3	70	—	—	32,8	69,8	38,5	49,0	448,9	79	109,3	
						11	92,3	68	—	—	35,7	66,9	36,3	46,5	480,7	84	112,0	
127	127	—	—	155	152	7	113	95	—	—	95	26,4	100,2	70,9	84,9	475,8	75	111,6
						8	111	91	—	—	95	29,9	96,7	65,0	78,5	530,9	84	123,1

						9	109	87				33,4	93,3	59,4	72,4	583,0	92	133,9
						10	107	83				36,7	89,9	54,1	66,4	632,4	100	142,2
						8	123,7	105				33,1	120,1	86,6	102,0	719,0	103	161,5
140	139,7	172	178	—	171	9	121,7	101	70	101	—	36,9	116,3	80,1	95,0	791,4	113	175,3
						10	119,7	97				40,7	112,5	73,9	88,2	860,4	123	187,5
						11	117,7	91				44,5	108,8	65,0	78,5	925,9	133	203,4
168	168,3	197	203	—	197	9	150,3	128	89	127	—	45,0	177,3	128,6	147,3	1430,7	170	268,2
						10	148,3	124				49,7	172,6	120,7	138,9	1561,2	186	288,7

*Трубы бурильные с высаженными наружу концами и навинченными замками*

60	60,3	—	—	86	86	7	46,3	—	—	—	44	11,7	16,8	—	—	42,3	14	—
						9	42,3	—				14,5	14,0	—	—	49,1	16	—
73	73	—	—	108	105	7	59	—	—	—	54	14,5	27,3	—	—	79,8	22	—
						9	55	—				18,1	23,7	—	—	94,3	26	—
						11	51	—				21,4	20,4	—	—	106	29	—
89	89	—	—	120	118	7	75	—	—	—	70	18,0	44,2	—	—	152,4	34	—
						9	71	—				22,6	39,6	—	—	182,9	41	—
						11	67	—				26,9	35,2	—	—	208,7	47	—
102	101,6	—	—	146	140	8	85,6	—	—	—	80	23,5	57,5	—	—	259,0	51	—
						9	83,6	—				26,2	54,9	—	—	282,8	56	—
						10	81,6	—				28,8	52,3	—	—	304,9	60	—
114	114,3	—	—	155	152	8	98,3	—	—	—	95	26,7	75,9	—	—	378,8	66	—
						9	96,3	—				29,8	72,8	—	—	414,9	73	—
						10	94,3	—				32,8	69,8	—	—	448,9	79	—
						11	92,3	—				35,7	66,9	—	—	480,7	84	—
140	139,7	—	—	185	185	8	123,7	—	—	—	120	33,1	120,1	—	—	719,0	103	—
						9	121,7	—				36,9	116,3	—	—	791,4	113	—
						11	117,7	—				44,5	108,8	—	—	925,9	133	—

*Трубы бурильные с приваренными по высаженной части соединительными концами (ТБЛВ)*

73	73	108	—	—	—	6	61	—	61	—	—	12,6	29,2	—	—	71,3	20	—
						7	42,3	—	59	—	—	14,5	27,3	—	—	79,8	22	—
						8	57	—	57	—	—	16,3	25,5	—	—	87,4	24	—
89	89	—	—	120	—	6	77	—	—	—	77	15,6	46,5	—	—	135,2	30	—
						7	75	—	—	—	75	18,0	44,2	—	—	152,4	34	—
						8	73	—	—	—	73	20,4	41,8	—	—	168,3	38	—

Условный диаметр трубы, мм	Масса (теоретическая), кг					Приведенная масса 1 м трубы, кг	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МН	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела прочности, МН	Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа													
	1 м гладкой трубы	бурильного замка (соединительного конца) типа			соединительной муфты																	
		ЗН	ЗШ	ЗУ																		
										средней (8 м)	длинной (11,5 м)											
для стали группы прочности																						
		Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М						
при пределе текучести, МПа																						
		380	500	550	650	750	650	700	750	800	900	380	500	550	650	750						
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41

Трубы бурильные с высаженными внутрь концами и навинченными замками

60	9,15 11,3	12	—	—	2,7	10,5 12,6	10,1 12,2	0,55 0,70	0,60 0,80	0,65 0,75	0,90 1,10	0,75 0,95	0,80 1,00	0,90 1,10	0,95 1,15	1,05 1,30	88,0 113,0	116,0 149,0	127,5 164,0	151,0 193,5	174,0 223,5	
73	11,4 14,2 16,8	16	20	—	4,2	13,2 15,9 18,5	12,7 15,4 17,9	0,55 0,70 0,80	0,70 0,90 1,05	0,80 1,00 1,20	0,95 1,20 1,40	0,95 1,20 1,40	0,95 1,25 1,50	1,10 1,35 1,60	1,15 1,45 1,70	1,30 1,60 1,90	73,0 93,5 114,0	96,0 123,0 150,0	105,5 135,5 165,0	124,5 160,0 195,0	143,5 184,5 225,0	
89	14,2 17,8 21,2	20/23	23	—	4,4	16,5 20,0 23,3	15,8 19,3 22,6	0,70 0,85 1,00	0,90 1,15 1,35	1,00 1,25 1,50	1,15 1,45 1,75	1,35 1,70 2,00	1,15 1,45 1,75	1,25 1,60 1,90	1,35 1,80 2,20	1,45 2,05 2,40	59,0 77,0 94,0	78,0 101,0 123,5	86,0 111,0 136,0	101,5 131,5 160,5	117,0 151,5 185,0	
102	16,4 18,5 20,4 22,4	—	37	—	7	20,8 22,9 24,7 26,6	19,5 21,6 23,4 25,4	0,80 0,90 1,00 1,10	1,05 1,15 1,30 1,45	1,15 1,30 1,45 1,60	1,35 1,50 1,75 1,95	1,55 1,75 1,95 2,15	1,35 1,50 1,75 1,95	1,45 1,75 2,00 2,25	1,65 1,90 2,10 2,30	1,90 2,10 2,35 2,60	52,0 60,0 67,0 75,0	69,0 79,0 88,5 98,5	75,5 86,5 97,5 108,0	89,5 102,5 115,0 128,0	103,0 118,0 132,5 147,5	
114	18,5 20,9 23,3 25,7 28,0	35	38	—	9	23,1 25,4 27,7 30,1 32,3	21,7 24,1 26,4 28,9 31,0	0,90 1,00 1,15 1,25 1,35	1,20 1,35 1,50 1,65 1,80	1,30 1,45 1,65 1,80 1,95	1,55 1,75 1,95 2,15 2,30	1,80 2,00 2,25 2,45 2,65	1,55 1,75 1,95 2,15 2,30	1,65 1,85 2,05 2,25 2,45	1,75 2,00 2,25 2,45 2,65	1,90 2,15 2,40 2,60 2,85	2,10 2,40 2,65 2,95 3,20	46,5 53,0 60,0 66,5 73,0	61,0 70,0 79,0 87,5 96,0	67,5 77,0 86,5 96,0 105,5	79,5 91,0 102,5 114,0 125,0	92,0 105,0 118,0 131,0 144,0
127	20,7 23,5 26,2 28,9	—	—	39	10	25,3 27,9 30,5 33,1	23,9 26,6 29,3 31,9	1,00 1,15 1,25 1,40	1,30 1,50 1,65 1,85	1,45 1,65 1,85 2,00	1,70 1,95 2,15 2,40	2,00 2,25 2,50 2,75	1,70 1,95 2,15 2,40	1,85 2,10 2,30 2,55	2,00 2,25 2,40 2,75	2,10 2,40 2,65 3,00	42,0 48,0 54,0 60,0	55,0 63,0 71,0 79,0	60,5 69,0 78,0 86,5	71,5 82,0 92,0 102,5	82,5 94,5 106,0 118,0	

1	Наружный диаметр, мм					7	Внутренний диаметр, мм					Площадь поперечного сечения, см <sup>2</sup>				17	Осевой момент сопротивления, см <sup>4</sup>						
	2	бурильного замка (соединительного конца) типа			6		8	9	бурильного замка (соединительного конца) типа			13	канала				17	18	19				
		3Н	3Ш	3У					толщина стенки трубы, мм	гладкой части буровой трубы	трубы по высадке (минимальный)		3Н	3Ш	3У					гладкой части буровой трубы	гладкой части трубы	высаженных внутрь концов	
																						минимальная	максимальная
Условный диаметр трубы, мм	гладкой части буровой трубы				Толщина стенки трубы, мм	гладкой части буровой трубы	трубы по высадке (минимальный)				тела гладкой части буровой трубы	гладкой части трубы	минимальная	максимальная	Экваториальный момент инерции площади поперечного сечения тела трубы, см <sup>4</sup>	гладкой части трубы	высаженных концов трубы в основной плоскости резьбы						
114	114,3	—	—	155	—	7	100,3	—	—	—	100	23,6	79,0	—	—	340,4	60	—					
						8	98,3	—	—	—	98	26,7	75,9	—	—	378,8	66	—					
						9	96,3	—	—	—	96	29,8	72,8	—	—	414,9	73	—					
						10	94,3	—	—	—	94	32,8	69,8	—	—	448,9	79	—					
127	127	—	170	—	—	7	113	—	—	112	26,4	100,2	—	—	475,8	75	—						
						8	111	—	—	110	29,9	96,7	—	—	530,9	84	—						
						9	109	—	—	108	33,4	93,3	—	—	583,0	92	—						
						10	107	—	—	106	36,7	89,9	—	—	632,4	100	—						
146	146	—	—	188	—	8	130	—	—	130	34,7	132,7	—	—	826,9	113	—						
						9	128	—	—	128	38,7	128,6	—	—	911,1	125	—						
						10	126	—	—	126	42,7	124,6	—	—	991,4	136	—						
						11	124	—	—	124	46,6	120,7	—	—	1068,1	146	—						
168	168,3	—	—	212	—	8	152,3	—	—	152	40,3	182,1	—	—	1316,7	156	—						
						9	150,3	—	—	150	45,0	177,3	—	—	1430,7	170	—						
						10	148,3	—	—	148	49,7	172,6	—	—	1561,2	186	—						
						11	146,3	—	—	146	54,3	168,0	—	—	1704,8	203	—						

Условный диаметр трубы, мм	Масса (теоретическая), кг				Приведенная масса 1 м трубы, кг	Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МН					Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела прочности, МН					Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа						
	бурильного замка (соединительного конца) типа			соединительной муфты		для стали группы прочности																
	ЗН	ЗШ	ЗУ			Д					К					Е						
						Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М		
1 м гладкой трубы				средней (8 м)	длинной (11,5 м)	при пределе текучести, МПа																
20	21	22	23			24	25	26	380	500	550	650	750	650	700	750	800	900	380	500	550	650
1	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41
140	26,0 29,0 32,0	58	61	—	14	33,1 36,0 38,8	31,0 33,9 36,8	1,25 1,40 1,55	1,65 1,85 2,05	1,80 2,05 2,25	2,15 2,40 2,65	2,50 2,75 3,05	2,15 2,40 2,65	2,30 2,60 2,85	2,50 2,75 3,05	2,65 2,95 3,25	2,95 3,30 3,65	43,5 49,0 54,0	57,0 64,5 71,0	63,0 71,0 78,0	74,5 83,0 92,5	86,0 96,5 106,5
168	35,0 35,3 39,0	76	73	—	16,7	41,7 43,6 47,1	39,7 41,1 44,7	1,70 1,70 1,90	2,20 2,25 2,50	2,45 2,50 2,75	2,90 2,90 3,25	3,30 3,35 3,70	2,90 2,90 3,20	3,10 3,15 3,45	3,30 3,35 3,70	3,55 3,60 3,95	4,00 4,05 4,45	59,5 40,5 45,0	78,0 53,5 59,5	86,0 58,5 65,5	101,5 69,5 77,0	117,0 80,0 89,0

Трубы бурильные с высаженными наружу концами и навинченными замками

60	9,15 11,3	—	—	15	2,7	10,8 12,9	10,3 12,4	0,45 0,55	0,60 0,70	0,65 0,80	0,75 0,95	0,90 1,10	0,75 0,95	0,80 1,00	0,90 1,10	0,95 1,15	1,05 1,30	88,0 113,0	116,0 149,0	127,5 164,0	151,0 193,5	174,0 223,5
73	11,4 14,2 16,8	—	—	20	4,7	13,8 16,5 19,0	13,1 15,8 18,3	0,55 0,69 0,80	0,70 0,90 1,05	0,80 1,00 1,20	0,95 1,20 1,40	1,10 1,35 1,60	0,95 1,20 1,40	1,00 1,25 1,50	1,10 1,35 1,60	1,15 1,45 1,70	1,30 1,60 1,90	73,0 93,5 114,0	96,0 123,0 150,0	105,5 135,5 165,0	124,5 160,0 195,0	143,5 184,5 225,0
89	14,2 17,8 21,2	—	—	25	5,2	17,1 20,6 23,8	16,2 19,7 23,1	0,70 0,85 1,00	0,90 1,15 1,35	1,00 1,25 1,50	1,15 1,45 1,75	1,35 1,70 2,00	1,15 1,45 1,75	1,25 1,60 1,90	1,35 1,70 2,00	1,45 1,80 2,15	1,60 2,05 2,40	59,0 77,0 94,0	78,0 101,0 123,5	86,0 111,0 136,0	101,5 131,5 160,5	117,0 151,5 185,0
102	18,5 20,4 22,4	—	—	40	9	23,2 25,0 27,0	21,8 23,7 25,6	0,90 1,00 1,10	1,15 1,30 1,45	1,30 1,45 1,60	1,50 1,70 1,85	1,75 1,95 2,15	1,50 1,70 1,85	1,65 1,85 2,05	1,75 1,95 2,15	1,90 2,10 2,30	2,10 2,35 2,60	60,0 67,0 75,0	79,0 88,0 98,5	86,5 97,5 108,0	102,5 115,0 128,0	118,0 132,5 147,5
114	20,9 23,3 25,7 28,0	—	—	41	11	25,6 27,9 30,2 32,4	24,2 26,5 28,9 31,1	1,00 1,15 1,25 1,35	1,35 1,50 1,65 1,80	1,45 1,65 1,80 1,95	1,75 1,95 2,15 2,30	2,00 2,25 2,45 2,65	1,75 1,95 2,15 2,30	1,85 2,10 2,30 2,50	2,00 2,25 2,45 2,65	2,15 2,40 2,60 2,85	2,40 2,65 2,95 3,20	53,0 60,0 66,5 73,0	70,0 79,0 87,5 96,0	77,0 86,5 96,0 105,5	91,0 102,5 114,0 125,0	105,0 118,0 131,0 144,0

140	26,0	—	—	56	15	32,5	30,5	1,25	1,65	1,80	2,15	2,50	2,15	2,30	2,50	2,65	2,95	43,5	57,0	63,0	74,5	85,0
	29,0	—	—			35,3	33,4	1,40	1,85	2,05	2,40	2,75	2,40	2,60	2,75	2,95	3,30	49,0	64,5	71,0	83,0	96,5
	35,0	—	—			41,1	39,3	1,70	2,20	2,45	2,90	3,30	2,90	3,10	3,30	3,55	4,00	59,5	78,0	86,0	101,5	117,0

Трубы бурительные с приваренными по высаженной части соединительными концами (ТБПВ)

73	9,9	27,3	—	—	—	12,4	11,6	0,50	0,65	0,70	0,80	0,95	0,80	0,90	0,95	1,00	1,15	62,5	82,0	93,0	106,5	123,0
	11,4	27,5	—	—	—	13,8	13,0	0,55	0,70	0,80	0,95	1,10	0,95	1,00	1,10	1,15	1,30	73,0	96,0	105,5	124,5	143,5
	12,8	27,7	—	—	—	15,1	14,4	0,60	0,80	0,90	1,05	1,20	1,05	1,15	1,20	1,30	1,45	83,0	109,5	120,5	142,5	164,0
89	12,3	—	—	29,6	—	14,9	14,1	0,60	0,80	0,85	1,00	1,15	1,00	1,10	1,15	1,25	1,40	51,0	67,5	74,0	87,5	101,0
	14,2	—	—	29,9	—	16,7	15,9	0,70	0,90	1,00	1,15	1,35	1,15	1,25	1,35	1,45	1,60	59,0	78,0	86,0	101,5	117,0
	16,6	—	—	30,2	—	18,9	18,2	0,75	1,00	1,10	1,30	1,50	1,30	1,40	1,50	1,60	1,80	68,5	90,0	99,0	117,0	135,0
114	18,5	—	—	48,0	—	23,0	21,6	0,90	1,20	1,30	1,55	1,80	1,55	1,65	1,75	1,90	2,10	46,5	61,0	67,5	79,5	92,0
	20,9	—	—	48,5	—	25,2	23,9	1,00	1,35	1,45	1,75	2,00	1,75	1,85	2,00	2,15	2,40	53,0	70,0	77,0	91,0	105,0
	23,3	—	—	49,0	—	27,5	26,2	1,15	1,50	1,65	1,95	2,25	1,95	2,10	2,25	2,40	2,65	60,0	79,0	86,5	102,5	118,0
	25,6	—	—	49,5	—	29,8	28,5	1,25	1,65	1,80	2,15	2,45	2,15	2,30	2,45	2,60	2,95	66,5	87,5	96,0	114,0	131,0
127	20,7	—	47,0	—	—	26,3	24,5	0,90	1,20	1,30	1,55	1,80	1,55	1,70	1,80	1,90	2,15	42,0	55,0	60,5	71,5	82,5
	23,5	—	47,5	—	—	28,9	27,2	1,15	1,50	1,65	1,95	2,25	1,95	2,10	2,25	2,40	2,70	48,0	63,0	69,0	82,0	94,5
	26,2	—	48,5	—	—	31,5	29,8	1,25	1,65	1,85	2,15	2,50	2,15	2,30	2,50	2,65	3,00	54,0	71,0	78,0	92,0	106,0
	28,8	—	48,5	—	—	34,0	32,4	1,40	1,85	2,00	2,40	2,75	2,40	2,55	2,75	2,90	3,30	60,0	79,0	86,5	102,5	118,0
146	27,2	—	—	64,0	—	33,3	31,4	1,30	1,75	1,90	2,25	2,60	2,25	2,40	2,60	2,75	3,10	41,5	55,0	60,0	71,0	82,0
	30,4	—	—	64,5	—	36,3	34,5	1,45	1,95	2,15	2,50	2,90	2,50	2,70	2,90	3,10	3,50	47,0	61,5	67,5	80,0	92,5
	33,5	—	—	65,0	—	39,2	37,4	1,60	2,15	2,35	2,75	3,20	2,75	3,00	3,20	3,40	3,85	52,0	68,5	75,5	89,0	102,5
	36,6	—	—	67,0	—	42,2	40,4	1,75	2,35	2,55	3,05	3,50	3,05	3,25	3,50	3,75	4,20	57,0	75,5	83,0	98,0	113,0
168	31,6	—	—	81,5	—	38,8	36,6	1,55	2,00	2,20	2,60	3,00	2,60	2,80	3,00	3,20	3,60	36,0	47,5	52,5	62,0	71,5
	35,3	—	—	82	—	42,2	40,1	1,70	2,25	2,50	2,90	3,35	2,90	3,15	3,35	3,60	4,05	40,5	53,5	58,5	69,5	80,0
	39,0	—	—	82	—	45,7	43,6	1,90	2,50	2,75	3,25	3,70	3,20	3,45	3,70	3,95	4,45	45,0	59,5	65,5	77,0	89,0
	42,6	—	—	82,5	—	49,0	47,0	2,05	2,70	3,00	3,55	4,05	3,55	3,80	4,05	4,35	4,90	50,0	65,5	72,0	85,0	98,0

Примечания: 1. Приведенная масса 1 м трубы подсчитана сложением массы гладкой трубы и высадки обоих концов, массы бурильного замка (или соединительных концов) и соединительной муфты и отнесением этой суммы масс к длине трубы с учетом удлинения ее за счет замка (соединительных концов). Длина труб принята 8 и 11,5 м (средней длины и длиннее), а для стыковарных труб — 8,5 и 12,4 м (средней длины и длиннее). При подсчете приведенных масс для труб диаметрами 60, 73 и 89 мм с высаженными внутрь концами приняты замки типа ЗН, для труб той же конструкции диаметрами 102, 114, 127, 140 и 168 мм — замки типа ЗШ, для труб с высаженными наружу концами всех диаметров — замки типа ЗУ. 2. Внутреннее давление определено по формуле  $p = \frac{2\sigma_t \delta}{D_H}$ , где  $\sigma_t$  — предел текучести материала,

МПа;  $\delta$  — номинальная толщина стенки трубы, см;  $D_H$  — номинальный наружный диаметр трубы, см. 3. При подсчете прочностных показателей приняты номинальные размеры труб. 4. Вес определяется по формуле  $P = m \cdot 9,80665$  Н/кг, где  $m$  — масса, кг. Для практических расчетов  $P \approx 10 m$ .

## ОПТОВАЯ ЦЕНА 1 т СТАЛЬНЫХ ТРУБ (БЕЗ ЗАМКОВ)

Таблица 25

Условный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Оптовая цена (в руб.) 1 т бурльных труб (без замков) из стали группы прочности				
		Д	К	Е	Л	М
73	7	211	262	285	321	371
	9	199	247	269	302	350
	11	191	237	255	290	336
89	7	202	230	273	307	356
	9	192	238	259	292	338
	11	184	228	248	280	324
114	7	174	216	235	264	306
	8	170	211	230	258	299
	9	167	207	225	254	294
	10	164	203	221	249	289
	11	161	200	217	245	283
127	7	170	211	229	258	299
	8	167	207	225	254	294
	9	163	202	222	249	287
	10	162	201	219	246	285
140	8	160	199	216	243	282
	9	158	196	213	240	278
	10	156	193	211	237	275
	11	154	191	208	234	271

Таблица 26

### КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАМКОВ (ГОСТ 5286—75) ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Обозначение замка	Диаметр труб по ГОСТ 631—75, мм		Обозначение замковой резьбы	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
	с высадкой внутрь	с высадкой наружу				
ЗН-80	60,3	—	3-66	80	404	12
ЗН-95	73,0	—	3-76	95	431	16
ЗН-108	89,0	—	3-88	108	455	20
ЗН-113	89,0	—	3-88	113	455	23
(ЗН-140)	114,3	—	3-117	140	502	35
(ЗН-172)	139,7	—	3-140	172	560	58
(ЗН-197)	168,3	—	3-152	197	603	76
ЗШ-108	73,0	—	3-86	108	431	20
ЗШ-118	89,0	—	3-101	118	455	23
ЗШ-133	101,6	—	3-108	133	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	3-121	146	508	38
ЗШ-178	139,7	—	3-147	178	573	61
ЗШ-203	168,3	—	3-171	203	603	73
ЗУ-86	—	60,3	3-73	86	404	15
ЗУ-108	—	73,0	3-86	108	431	20

Обозначение замка	Диаметр труб по ГОСТ 631-75, мм		Обозначение замковой резьбы	Диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг
	с высадкой внутрь	с высадкой наружу				
ЗУ-120	—	89,0	3-102	120	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	3-122	146	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	3-133	155	526	39
ЗУ-185	—	139,7	3-161	185	553	53
ЗУК-108	—	ТБНК-73	3-86	108	431	17
ЗШК-113	ТБВК-89	—	3-101	113	454	22
ЗШК-133	ТБВК-102	—	3-108	133	506	32
ЗШК-178	ТБВК-140	—	3-147	178	573	61
ЗУК-120	—	ТБНК-89	3-102	120	468	20
ЗУК-146	ТБВК-114	ТБНК-102	3-122	146	506	36
ЗУК-155	ТБВК-127	ТБНК-114	3-133	155	536	38

Примечания: 1. Типоразмеры замков, указанные в скобках, применять не рекомендуется.

2. Замковая резьба характеризуется числом ниток на длине 25,4 мм — 4 или 5; шагом резьбы — 6,35 или 5,08 мм; конусностью — 1 : 4 или 1 : 6.

3. Заводы-изготовители бурильных замков: бакнинский машиностроительный им. С. М. Кирова, Южно-уральский машиностроительный завод, Куйбышевское производственное объединение бурового машиностроения.

4. Соединительные коцы к трубам ТБПВ изготавливает бакнинский машиностроительный завод им. С. М. Кирова.

Таблица 27

## МОМЕНТЫ ЗАТЯЖКИ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ЗАМКОВ (Н·м)

Типоразмер замка	Момент затяжки для бурильных замков (Н·м) при пределе текучести, МПа	
	580	750
ЗН-95	4 400	5 600
ЗН-108	6 400	8 100
ЗН-113	7 400	9 400
ЗН-140	13 400	17 200
ЗН-172	25 000	32 000
ЗШ-133, ЗШК-133	9 600	12 000
ЗШ-146	12 000	15 500
ЗШ-178, ЗШК-178	22 300	28 500
ЗШ-203	29 000	37 000
ЗУК-108	5 100	6 500
ЗУ-120, ЗУК-120	6 800	8 700
ЗУ-146, ЗУК-146	12 600	16 000
ЗУ-155, ЗУК-155	14 000	17 500
ЗУ-185	21 200	27 000

2-й тип. Труба Н-114×9-Д ГОСТ 631—75  
 Труба НП-114×9-Д ГОСТ 631—75  
 Муфта Н-114-Д ГОСТ 631—75.

3-й тип. Труба ВК-114×9-Д ГОСТ 631—75

4-й тип. Труба НК-114×9-Д ГОСТ 631—75.

В трубах 1-го и 2-го типов резьба обычная трубная, которая характеризуется треугольным профилем, углом при вершине  $60^\circ$ , шагом 3,175 мм, конусностью 1 : 16, числом ниток на длине 25,4 мм — 8.

В трубах 3-го и 4-го типов резьба трапецеидальная, которая имеет профиль трапеции с размером верхнего основания 1,99 мм и нижнего 2,18 мм, угол при вершине  $30^\circ$ , шаг резьбы 5,08 мм, конусность 1 : 32, число ниток на длине 25,4 мм — 5.

Кроме указанных труб, имеются бурильные трубы с приваренными по высаженной части соединительными концами (ТБПВ).

Заводы-изготовители бурильных труб: Первоуральский новотрубный завод, Никопольский южнотрубный завод, Таганрогский металлургический завод, азербайджанский трубопрокатный завод им. В. И. Ленина, бакинский машиностроительный завод им. Б. Сардарова.

Краткие технические данные элементов бурильной колонны приведены в табл. 22—27.

## РАСЧЕТ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (УБТ)

### Общие технические данные УБТ

Различают следующие типы утяжеленных бурильных труб:

УБТ — горячекатаные, изготавливаемые на трубопрокатных станках Таганрогским металлургическим заводом, ждановским металлургическим заводом им. Ильича (ТУ 14-3-164—73; ТУ В8739-141—70; ЧМТУ 14-243-154—73);

УБТС-1 — изготавливаемые путем сверления канала, механической обработки наружной поверхности и соответствующей термообработки волгоградским заводом «Баррикады» (ТУ 39-076—74);

УБТС-2 — изготавливаемые путем сверления канала и специальной термообработки концевых участков на длине 0,7—1,2 м Дрогобычским экспериментальным механическим заводом специального оборудования (ТУ 51-774—77);

УБТС-3 — изготавливаемые путем сверления канала, имеют ко-

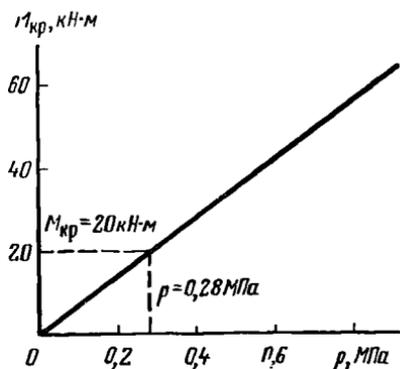


Рис. 4. Зависимость вращающего момента от давления сжатого воздуха

Таблица 28

Условное обозначение трубы	Наружный диаметр, мм	Обозначение резьбы	Внутренний диаметр, мм	Диаметр протоочки под электор, мм	Теоретическая масса 1 м трубы, кг	Критическая нагрузка (без учета гидравлической нагрузки) $P'_{кр} = 2 \sqrt{EIq^2}$ , кН
УБТ-95	95	3-76	32	—	49,0	11,6
УБТ-108	108	3-88	38	—	63,0	16,3
УБТ-146	146	3-121	75	—	97,0	32,0
УБТ-159	159	3-133	80	—	116,0	40,5
УБТ-178	178	3-147	80	—	156,0	57,8
УБТ-203	203	3-171	100	—	192,0	78,6
УБТС-120	120	3-101	64	102	63,5	18,5
УБТС-133	133	3-108	64	115	83,0	25,6
УБТС-146	146	3-121	68	136	103,0	33,5
УБТС-178	178	3-147	80	168	156,0	57,8
УБТС-203	203	3-161	80	190	214,6	85,6
УБТС-219	219	3-171	110	190	221,0	95,4
УБТС-229	229	3-171	90	195	273,4	118,2
УБТС-245	245	3-201	135	220	258,0	121,5
УБТС-254	254	3-201	100	220	336,1	155,8
УБТС-273	273	3-201	100	220	397,1	192,1
УБТС-299	299	3-201	100	245	489,5	249,8

нические стабилизирующие пояски, трапецидальную резьбу и соединяются замками.

Общие технические данные УБТ приведены в табл. 28.

Пределы текучести материала УБТ — 380 и 550 МПа; УБТС — 650 и 750 МПа.

Крутящий момент свинчивания резьбовых соединений труб рекомендуется принимать в следующих пределах:

Диаметр УБТ, мм . . . . .	146	178	203
Крутящий момент, кН·м . . . . .	13—16	26—32	37—45
Диаметр УБТС-1 и УБТС-2, мм . . . . .	146	178	203
Крутящий момент, кН·м . . . . .	20—24	35—41	47—53
			58—65

Зависимость вращающего момента, развиваемого пневмораскрепителем, от давления сжатого воздуха приведена на рис. 4.

### Общие рекомендации по расчету УБТ

Расчет УБТ сводится к определению их диаметра и длины. Диаметр УБТ определяют, исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения  $EI$  в данных условиях бурения, а длину — исходя из нагрузки на долото (п. 136 ЕТП. ВНИИОЭНГ, 1968).

Отношение диаметра УБТ к диаметру скважины должно быть возможно большим (0,75—0,85 для долот диаметром до 295,3 мм, 0,65—0,75 диаметром свыше 295,3 мм).

В зависимости от диаметра долота и условий бурения по табл. 29 выбирают диаметр УБТ.

Т а б л и ц а 29

Компоновка низа буровой колонны	Диаметр, мм					
Долото	139,7— 146	149,2— 158,7	165,1— 171,4	187,3— 200	212,4— 228,6	244,5— 250,8
УБТ:						
в нормальных условиях	114	121 (133)	133 (146)	159	178	203
в осложненных условиях	108	114	121	146	159	178
Долото	269,9	295,3	320	349,2	374,6— 393,7	>393,7
УБТ:						
в нормальных условиях	229	245	245	254	273	273
в осложненных условиях	203	219	229	229	254	254

Для осложненных условий бурения диаметр УБТ для долот диаметром свыше 250,8 мм допускается уменьшать до ближайшего смежного размера.

При турбинном и электробурении диаметр УБТ не должен превышать диаметра турбобура или электробура, поэтому за наибольший размер УБТ принимается диаметр погружного двигателя.

После выбора диаметра УБТ по табл. 30 проверяем, обеспечивает ли наддолотный участок УБТ необходимую жесткость обсадной колонны, под которую ведется бурение. Жесткость этого участка УБТ ( $EI$ ) должна быть не меньше жесткости обсадной колонны (табл. 30).

После проверки жесткости по табл. 31 выбираем диаметр буровых труб в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны и способа бурения.

Т а б л и ц а 30

Трубы	Диаметр, мм											
УБТ	108	121	146	159	178	178	203	203	229	229	229	254
Обсадные	114	127	146	168	178	219	245	273	299	324	351	>377

Трубы	Способ бурения	Диаметр, мм											
Обсадные	Забойными двигателями	—	—	—	—	—	—	178	194	219	245	273	299
	Ротором	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273	≥299	
Бурильные	Забойными двигателями	—	—	—	—	—	89	102	114	127	140; 146	140; 146	
	Ротором	60	60	73	73	89	89	102	114	127	140	140	
Обсадные	Забойными двигателями	324	340	≥406									
	Ротором	—	—	—									
Бурильные	Забойными двигателями	140; 146	140; 146	168									
	Ротором	—	—	—									

Если обсадная колонна составлена из труб двух диаметров, то бурильную колонну также можно комплектовать из труб двух диаметров.

Подобрав диаметр бурильных труб, проверяем отношение его (а если колонна составлена из труб двух диаметров, то отношение диаметров труб, расположенных над УБТ) к диаметру УБТ. Если это отношение меньше 0,75, то подбирают УБТ нескольких диаметров, уменьшающихся к диаметру бурильных труб. Размеры наддолотного участка УБТ должны соответствовать указанным в табл. 29 и 30.

Определив диаметр УБТ, вычисляют их длину (роторный способ) по формуле

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,25P_{\text{дол}}}{q_{\text{УБТ}}}, \quad (13)$$

где  $P_{\text{дол}}$  — нагрузка на долото, МН;  $q_{\text{УБТ}}$  — вес 1 м УБТ, МН;  $l_{\text{УБТ}}$  — длина УБТ, м.

При бурении забойными двигателями длину УБТ определяют по формуле

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,25P_{\text{дол}} - G}{q_{\text{УБТ}}}, \quad (14)$$

где  $G$  — вес забойного двигателя, МН.

Если УБТ состоят из труб нескольких диаметров, то их общий вес должен быть равен

$$q_{\text{УБТ } 1} l_{\text{УБТ } 1} + q_{\text{УБТ } 2} l_{\text{УБТ } 2} + \dots + q_{\text{УБТ } n} l_{\text{УБТ } n} = 1,25P_{\text{дол}} \quad (15)$$

или при бурении забойными двигателями

$$q_{УБТ} l'_{УБТ} + \dots + q_{УБТ n} l'_{УБТ n} = 1,25 P_{\text{дол}} - G. \quad (16)$$

После этого определяют осевую критическую нагрузку  $P_{\text{кр}}$ , по формуле

$$P_{\text{кр}} = 2 \sqrt[3]{EIq^2} - p_0 F_0, \quad (17)$$

где  $E$  — модуль упругости ( $2,1 \cdot 10^7$  Н/см<sup>2</sup>);  $I$  — экваториальный момент инерции сечения трубы, см<sup>4</sup>;  $q$  — вес единицы длины УБТ, Н/см;  $p_0$  — перепад давления на долото, Н/см<sup>2</sup>;  $F_0$  — суммарная площадь отверстий долота, см<sup>2</sup>

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4). \quad (18)$$

Для негидромониторного долота величиной  $p_0 F_0$  можно пренебречь. Величины критических нагрузок без учета  $p_0 F_0$  приведены в табл. 28.

Если критическая нагрузка меньше нагрузки на долото, то с целью ограничения поперечной деформации УБТ и площади контакта со скважиной рекомендуется при необходимости устанавливать на УБТ промежуточные опоры профильного сечения. Число опор рассчитывают по формуле

$$m = \frac{P_{\text{дол}} - Q_{\text{к}}}{q_{\text{УБТ}} a} - 1, \quad (19)$$

где  $Q_{\text{к}}$  — вес наддолотной компоновки для борьбы с искривлениями ствола скважины, МН;  $a$  — расстояние между опорами (число опор не должно быть меньше двух), величина  $a$  приведена в табл. 32.

Т а б л и ц а 32

Диаметр УБТ, мм	Расстояние между опорами (в м) для различной частоты вращения, рад/с (об/мин)			
	5,23 (50)	9,42 (90)	12,56 (120)	15,7 (150)
108—114	20,0	16,0	13,5	12,0
121	22,0	16,5	14,0	13,0
133	23,5	17,5	15,0	13,5
146	25,0	18,5	16,0	14,5
159	31,0	21,5	18,5	17,0
178	33,0	23,5	21,0	19,0

Квадратные промежуточные опоры в зависимости от диаметра долота выбирают по следующим данным.

Диаметр долота, мм	139,7—	149,2—	165,1—	187,3—	212,4—	244,5—	
	—146	—158,7	—171,4	—200	—228,6	—250,8	269,9
Диагональ квадрата, мм	133	143	153	181	203	230	255

Резьбовые соединения УБТ должны быть свинчены с крутящим моментом, величины которого указаны в «Общих технических данных УБТ».

### Пример расчета УБТ

**Задача 11.** Определить диаметр и длину УБТ для следующих условий: бурение ведется под эксплуатационную колонну диаметром 168 мм; диаметр предыдущей обсадной колонны 273 мм. Способ бурения — турбинный, диаметр турбобура 190 мм, вес его 0,025 МН; долото трехшарошечное диаметром 244,5 мм; нагрузка на долото 0,1 МН; перепад давления на долоте и в турбобуре 6 МПа. Условия бурения нормальные.

*Решение.* По табл. 29 для нормальных условий бурения долотом диаметром 244,5 мм выбираем УБТ диаметром 203 мм. Но так как диаметр турбобура 190 мм, за наибольший размер УБТ принимается диаметр турбобура 190 мм.

Данный диаметр, согласно табл. 30, обеспечивает необходимую жесткость. По табл. 31 выбираем диаметр бурильной колонны в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны, равного 273 мм. Для данного случая диаметр бурильной колонны принимаем равным 140 мм. Проверяем отношение диаметра бурильных труб, расположенных над УБТ, и самих УБТ, т. е.  $d/D_{\text{турб}} = 140/190 = 0,74$ .

Так как это отношение меньше 0,75, то согласно общим рекомендациям по расчету УБТ диаметр УБТ, устанавливаемых над турбобуром, принимаем равным 178 мм, для которого выдерживается указанное выше условие:  $d/D_{\text{УБТ}} = 140/178 = 0,79$ .

Длину УБТ определяем по формуле (14)

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{(1,25 \cdot 0,10) - 0,025}{0,00156} = 64,1 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_{\text{УБТ}} = 75 \text{ м}$ , т. е. 3 свечи по 25 м.

Вес УБТ составляет  $Q_{\text{УБТ}} = 75 \cdot 0,00156 = 0,117 \text{ МН}$ .

Крутящий момент затяжки для соединений УБТ рекомендуется в пределах 26 000 – 32 000 Н·м.

**Задача 12.** Определить диаметр и длину УБТ для следующих условий: бурение ведется под эксплуатационную колонну диаметром 140 мм; предыдущая обсадная колонна состоит из труб диаметрами 245 и 219 мм. Способ бурения — роторный, частота вращения ротора — 9,42 рад/с (90 об/мин). Долото диаметром 190,5 мм; перепад давления на долоте 8 МПа, осевая нагрузка на долото 0,1 МН. Вес наддолотной компоновки для борьбы с кривизной ствола скважины 0,02 МН. Бурение ведется в осложненных условиях. Долото имеет три насадки диаметром 11 мм каждая.

*Решение.* По табл. 29 для долота диаметром 190,5 мм выбираем УБТ диаметром 146 мм. Данный диаметр обеспечивает необходимую жесткость при бурении под колонну диаметром 140 мм (см. табл. 30). Исходя из диаметра предыдущей обсадной колонны

и согласно табл. 31, принимаем бурильную колонну ступенчатой, т. е. состоящей из труб диаметром 114 и 127 мм.

Определяем отношение диаметра бурильных труб к диаметру УБТ:  $d/D_{\text{УБТ}} = 114/146 = 0,78$ .

Следовательно, конструкция УБТ будет одномерной.

Рассчитываем длину УБТ по формуле (13)

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{1,25 \cdot P_{\text{дол}}}{q_{\text{УБТ}}} = \frac{1,25 \cdot 0,1}{0,00097} = 128,86 \text{ м.}$$

Принимаем длину 125 м, т. е. 5 свечей по 25 м.

Вес УБТ  $Q_{\text{УБТ}} = 125 \cdot 0,00097 = 0,12 \text{ МН}$ .

Определяем критическую нагрузку для выбранного размера труб по формуле (17).

По табл. 28 находим  $P'_{\text{кр}} = 32 \text{ кН}$ . Тогда  $P_{\text{кр}} = 32 \cdot 0,00097 = 0,03136 \text{ МН}$ .

Так как  $P_{\text{кр}} < P_{\text{дол}}$ , то согласно общим рекомендациям по расчету УБТ необходимо устанавливать по длине УБТ промежуточные опоры. Число опор [по табл. 32 и формуле (19)] будет равно

$$m = \frac{0,1 - 0,02}{0,00097 \cdot 18,5} - 1 = 3,46.$$

Принимаем число опор равным 4.

Крутящий момент затяжки для соединений УБТ рекомендуется в пределах 13 000 - 16 000 Н·м.

#### ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ПРИ БУРЕНИИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ<sup>1</sup>

Диаметр бурильных труб выбирают по табл. 31. Если колонна одномерная (одного диаметра), то допускаемую глубину спуска колонны, составленную из труб с одинаковыми толщиной стенки и группой прочности материала, определяют по формуле

$$l_{\text{доп}} = \frac{Q_p - k(Q_{\text{УБТ}} + G) \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - (\rho_0 + \rho_{\text{п}}) F_{\text{к}}}{kq_{\text{БТ}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (20)$$

где  $Q_p$  — допустимая растягивающая нагрузка для труб нижней секции, МН

$$Q_p = \sigma_{\text{т}} F_{\text{тр}} / n, \quad (21)$$

( $\sigma_{\text{т}}$  — предел текучести материала труб, МПа;  $F_{\text{тр}}$  — площадь сечения, м<sup>2</sup> (табл. 24);  $n$  — коэффициент запаса прочности; принимается равным 1,3 для нормальных условий бурения и 1,35 для осложненных);

или

$$Q_p = Q_{\text{пр}} / n \quad (22)$$

<sup>1</sup> Расчеты выполнены по методике, изложенной в работе [20].

( $Q_{\text{пр}}$  — предельная нагрузка, МН; выбирается по табл. 24);  $k$  — коэффициент, учитывающий влияние трения, сил инерции и сопротивления движению раствора (принимается равным 1,15);  $Q_{\text{убт}}$  — вес утяжеленных бурильных труб, МН;  $G$  — вес забойного двигателя и долота, МН;  $\rho_{\text{б.р.}}$ ,  $\rho_{\text{м}}$  — плотности бурового раствора и материала труб, г/см<sup>3</sup>;  $p_0$ ,  $p_{\text{п}}$  — перепады давления на долоте и в турбобуре, МПа;  $F_{\text{к}}$  — площадь проходного канала трубы, м<sup>2</sup>;  $q_{\text{бг}}$  — вес 1 м бурильной колонны, МН

$$q_{\text{бг}} = \frac{q_1 l + q_2 + q_3}{l}, \quad (23)$$

где  $q_1$  — вес единицы длины гладкой трубы, МН;  $q_2$  — вес высаженных концов, МН;  $q_3$  — вес бурильного замка, МН;  $l$  — длина трубы, м.

Общая длина колонны  $L = l_{\text{дон}} + l_{\text{убт}}$ .

Если бурильная колонна составлена из труб одного диаметра, но разных толщин стенок или различных групп прочности материала труб, то такая колонна будет состоять из нескольких секций. Для двухсекционной колонны длина первой (нижней) секции определяется по формуле (20), а длина второй (верхней) секции

$$l_2 = \frac{Q_{\text{р2}} - Q_{\text{р1}}}{k q_{\text{бг2}} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (24)$$

где  $Q_{\text{р1}}$  и  $Q_{\text{р2}}$  — допустимые растягивающие нагрузки для труб первой и второй секций, МН;  $q_{\text{бг2}}$  — вес 1 м труб второй секции бурильной колонны, МН.

Общая длина колонны  $L = l_{\text{дон}} + l_2 + l_{\text{убт}}$ .

Если бурильная колонна состоит из труб разных диаметров, разных толщин стенок и групп прочности материала труб, то такая колонна называется многоразмерной или многоступенчатой. Например, двухступенчатая состоит в верхней части из труб большего диаметра, а в нижней — из труб меньшего диаметра. В данном случае длины секций нижней ступени определяются по формулам (20) и (24). Длины первой и второй секций верхней ступени рассчитываются по уравнениям:

$$l_{m+1} = \frac{Q_{\text{р}(m+1)} - Q_{\text{р}m} - p_0 F_{\text{к}}'}{k q_{(m+1)} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}; \quad (25)$$

$$l_{m+2} = \frac{Q_{\text{р}(m+2)} - Q_{\text{р}(m+1)}}{k q_{(m+2)} \left( 1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}} \right)}, \quad (26)$$

где  $m$  — число секций труб нижней ступени;  $Q_{\text{р}m}$  — допустимая нагрузка для труб последней секции нижней ступени, МН;  $Q_{\text{р}(m+1)}$ ,  $Q_{\text{р}(m+2)}$  — допустимые нагрузки для труб первой и второй секций верхней ступени, МН;  $F_{\text{к}}'$  — разность площадей проходных се-

чений труб нижних секций второй и первой ступеней бурильной колонны, м<sup>2</sup>:  $q_{m+1}$ ,  $q_{m+2}$  — вес 1 м труб первой и второй секций

$$Q_{pm} = Q_{\text{пр } m/n}; \quad Q_{p(m+1)} = Q_{\text{пр } (m+1)/n};$$

$$Q_{p(m+2)} = Q_{\text{пр } (m+2)/n}.$$

Примечания: 1. Для удобства в работе бурильная колонна должна состоять из наименьшего числа секций одного диаметра труб (не более трех), отличающихся по толщине стенки или группе прочности материала труб.

2. При турбинном бурении с постоянным вращением бурильной колонны ротором последнюю рассчитывают как для роторного бурения без определения выносливости.

## РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН ПРИ БУРЕНИИ ТУРБОБУРОМ

**Задача 13.** Рассчитать одномерную бурильную колонну на прочность для турбинного способа бурения скважины глубиной  $H = 3150$  м. Условия бурения нормальные. Данные для расчета: бурильные трубы 2-го типа (ГОСТ 631—75) диаметром 140 мм; сталь группы прочности Д; толщина стенки труб  $\delta = 8$  мм; вес турбобура и долота  $G = 0,026$  МН; перепад давления в турбобуре и на долоте 6 МПа; плотность бурового раствора  $\rho_{\text{бр}} = 1,4$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* По данным задачи 11 принимаем вес УБТ равным 0,117 МН.

Для данных труб по табл. 24 находим предельную нагрузку, которая равна  $Q_{\text{пр}} = 1,25$  МН, вес 1 м колонны  $q_{\text{БТ}} = 0,000305$  МН, площадь проходного канала трубы  $F_{\text{к}} = 120,1$  см<sup>2</sup>.

Тогда по формуле (22) для нормальных условий бурения находим допустимую растягивающую нагрузку:  $Q_{\text{рвд}} = 1,25/1,3 = 0,96$  МН.

Определяем допустимую глубину спуска 140-мм труб (группы прочности Д, толщиной стенки 8 мм) по формуле (20)

$$l_{\text{доп. вД}} = \frac{0,96 - 1,15(0,117 + 0,026) \left(1 - \frac{1,4}{7,85}\right) - 6 \cdot 120,1 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 0,000305 \left(1 - \frac{1,4}{7,85}\right)} =$$

$$= \frac{0,7527}{0,288 \cdot 10^{-3}} = 2614 \text{ м.}$$

Следовательно, первая секция колонны (нижняя) длиной 2614 м будет составлена из труб группы прочности Д с толщиной стенки 8 мм. Вторую секцию можно комплектовать трубами из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9 мм или трубами из стали группы прочности К с толщиной стенки 8 мм.

Для первого варианта по табл. 24 находим предельную нагрузку  $Q_{\text{пр. вД}} = 1,4$  МН; для второго варианта по той же таблице находим  $Q_{\text{пр. вК}} = 1,65$  МН.

Тогда

$$Q_{\text{р вД}} = 1,4/1,3 = 1,08 \text{ МН};$$

$$Q_{\text{р вК}} = 1,65/1,3 = 1,27 \text{ МН.}$$

Определяем длину второй секции по формуле (24)

$$l_2(9Д) = \frac{1,08 - 0,96}{1,15 \cdot 33,4 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,4}{7,85}\right)} = 380 \text{ м.}$$

$$l_2(8К) = \frac{1,27 - 0,96}{1,15 \cdot 30,5 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,4}{7,85}\right)} = 1075 \text{ м.}$$

С учетом длины УБТ  $l_{УБТ} = 75$  м (см. задачу 11) общая длина колонны  $L = l_{доп. 8Д} + l_2(9Д) + l_{УБТ} = 2614 + 380 + 75 = 3069$  м или  $L = l_{доп. 8Д} + l_2(8К) + l_{УБТ} = 2614 + 1075 + 75 = 3764$  м.

Значит, для второго варианта достаточно принять 461 м труб из стали группы прочности К с толщиной стенки 8 мм ( $2614 + 461 + 75 = 3150$  м).

Для первого варианта определяем длину третьей секции, которую будем комплектовать трубами из стали группы прочности Д с толщиной стенки 11 мм.

Находим, что для данных труб предельная нагрузка равна  $Q_{пр. 11Д} = 1,7$  МН;  $q_{бг. 11Д} = 39,3 \cdot 10^{-5}$  МН. Тогда  $Q_{р. 11Д} = 1,7/1,3 = 1,31$  МН.

Длина третьей секции

$$l_3(11Д) = \frac{1,31 - 1,08}{1,15 \cdot 39,3 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,4}{7,85}\right)} = 619 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_3(11Д) = 81$  м.

Общая длина колонны  $L = 2614 + 380 + 81 + 75 = 3150$  м.

Результаты расчетов сводим в табл. 33.

Для турбинного способа бурения рекомендуется принимать второй вариант.

Т а б л и ц а 33

Показатели	I вариант			II вариант	
	Номер секции снизу вверх				
	1	2	3	1	2
Толщина стенки, мм	8	9	11	8	8
Группа прочности материала труб	Д	Д	Д	Д	К
Интервал расположения, м	461—3075	81—461	0—81	461—3075	0—461
Длина секции, м	2614	380	81	2614	461
Вес 1 м труб, Н/м	305	334	393	305	305
Вес секции, МН	0,797	0,127	0,032	0,797	0,141
Общий вес, МН:					
бурильных труб		0,956		0,938	
бурильной колонны (с учетом УБТ)		1,073		1,055	

**Задача 14.** Рассчитать двухступенчатую бурильную колонну для турбинного способа бурения скважины глубиной 3600 м. Данные для расчета: бурильная колонна состоит в нижней части из труб диаметром 114 мм, в верхней части — из труб диаметром 140 мм. Тип труб — 2-й (по ГОСТ 631—75). Нижняя секция представлена трубами из стали группы прочности Д с толщиной стенки 8 мм; длина секции 2300 м; верхняя секция представлена трубами из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9 и 11 мм; длина секции 1300 м; перепад давления в турбобуре и на долоте 5,6 МПа; длина УБТ 100 м, вес УБТ 0,1 МН; плотность бурового раствора 1,3 г/см<sup>3</sup>; вес турбобура и долота 0,03 МН. Условия бурения осложненные. Трубы из стали группы прочности К отсутствуют.

*Решение.* Определяем длину первой секции нижней ступени по формуле (20). Для этого предварительно находим допустимую растягивающую нагрузку. Для труб из стали группы прочности Д диаметром 114 мм, толщиной стенки 8 мм по табл. 24 находим предельную нагрузку  $Q_{пр. 8Д} = 1,0$  МН.

Тогда по формуле (22) определяем  $Q_{р. 8Д} = 1,0/1,35 = 0,74$  МН.

По табл. 24 вес 1 м трубы равен 242 Н, площадь проходного канала трубы 75,9 см<sup>2</sup>.

Длина первой секции нижней ступени

$$l_{доп. 8Д} = \frac{0,74 - 1,15(0,1 + 0,03) \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right) - 5,6 \cdot 75,9 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 242 \cdot 10^{-6} \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right)} = 2478 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_{доп. 8Д} = 2200$  м.

Так как  $l_{УБТ} = 100$  м, общая длина нижней ступени будет равна  $L_n = l_{доп. 8Д} + l_{УБТ} = 2200 + 100 = 2300$  м.

Определяем длину первой секции верхней ступени по формуле (25):

$$l_{в (140) 9Д} = \frac{Q_{р (140) 9Д} - Q_{р (114) 8Д} - p_0 F'_к}{kq_{(140) 9Д} \left(1 - \frac{\rho_{б.р}}{\rho_m}\right)}$$

По табл. 24 находим  $Q_{пр (140) 9Д} = 1,4$  МН.

Тогда  $Q_{р (140) 9Д} = 1,4/1,35 = 1,037$  МН;  $q_{(140) 9Д} = 334$  Н;

$$F'_к = F_{к (140) 9} - F_{к (114) 8}$$

По табл. 24  $F_{к (140) 9} = 116,3$  см<sup>2</sup>.

$$F'_к = 116,3 - 75,9 = 40,4 \text{ см}^2.$$

Тогда  $l_{в (140) 9Д} = \frac{1,037 - 0,74 - 5,6 \cdot 40,4 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 334 \cdot 10^{-6} \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right)} = 857 \text{ м.}$

Определяем длину второй секции верхней ступени по формуле (26).

По табл. 24 находим, что для труб из стали группы прочности Д диаметром 140 мм с толщиной стенки 11 мм предельная нагрузка равна 1,7 МН, вес 1 м труб — 393 Н.

Тогда допустимая растягивающая нагрузка  $Q_{p(140)11Д} = 1,7/1,35 = 1,26$  МН.

Определяем длину секции труб с толщиной стенки 11 мм

$$l_{в(140)11Д} = \frac{Q_{p(140)11Д} - Q_{p(140)9Д}}{kq_{(140)11Д} \left(1 - \frac{\rho_{б.р}}{\rho_m}\right)} = \frac{1,26 - 1,037}{1,15 \cdot 393 \cdot 10^{-6} \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right)} = 591 \text{ м.}$$

Принимаем 443 м.

Результаты расчетов сводим в табл. 34.

Т а б л и ц а 34

Показатели	Нижняя ступень		Верхняя ступень	
	Диаметр бурильных труб 114 мм		Диаметр бурильных труб 140 мм	
	Номер секций снизу вверх			
	1	2	3	
Толщина стенки, мм	8	9	11	
Группа прочности материала труб	Д	Д	Д	
Интервал расположения, м	1300—3500	443—1300	0—443	
Длина секции, м	2200	857	443	
Вес 1 м труб, Н/м	305	334	393	
Вес, МН: 1				
секции	0,671	0,286	0,174	
ступени	0,671	0,46		
общий бурильных труб		1,131		
общий бурильной колонны (с учетом УБТ)		1,231		

### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ ЭЛЕКТРОБУРОМ

При электробурении применяют бурильные трубы Н 114 и Н 140 с концами, высаженными наружу, и трубы В 127 с концами, высаженными внутрь. Резьба бурильных труб выполняется с конусностью 1 : 16; число ниток 8 на длине 25,4 мм.

Трубы В 127 имеют ту же трубную резьбу, что и трубы Н 114. Бурильные замки для этих труб одинаковые. Для труб Н 140 применяют замки ЗЭ1-185, для труб Н 114 и В 127 — ЗЭ1-155. Отличаются они длиной, наличием защитного стакана в ниппеле и сухарей для крепления опор кабельной секции.

Размеры труб (в мм) приведены в табл. 35.

При электробурении рекомендуется применять бурильные трубы в зависимости от диаметра электробура, долота и УБТ (табл. 36).

Таблица 35

Условное обозначение труб	Длина	Число опознавательных красных по-ясков	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Диаметр вы-саженой части	Масса 1 м гладкой тру-бы, кг	Увеличение массы одной трубы вслед-ствие высад-ки, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Н140	11 950±50	2	141,3	8	125,3	154	26,7	6,5
				9	123,3	154	29,3	6,5
				11	119,3	154	35,3	6,5
Н140	12 050±50	1	141,3	8	125,3	154	26,7	6,5
				9	123,3	154	29,3	6,5
				11	119,3	154	35,3	6,5
Н114	12 000±50	—	114	8	98	127	20,7	5,0
				9	96	127	23,2	5,0
				10	94	127	25,4	5,0

Таблица 36

Диаметр долота, мм	Типоразмер электротрубы	Наружный диаметр УБТ, мм	Бурильные трубы		Примечание
			типоразмер	замко-вая резьба	
187,3—190,5 190,5	Э164	146	Н114—В127 (ТБТ1-114)	3-133	В геологиче-ских услови-ях, допускаю-щих кольце-вой зазор 9 мм
	Э170	146			
215,9 244,5 269,9 295,3	Э185	178	Н140 (ТБТ1-140)	3-161	В геологиче-ских услови-ях, обуслови-вающих за-тяжки и при-хваты, целе-сообразно при-менять элек-тротруб Э215 с долотом диа-метром 269,9 мм и электротруб Э240 с долотом диаметром 295,3 мм
	Э215	203			
	Э240	229			
	Э250	229			
393,7	Э290	254			

## РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ БУРЕНИИ ЭЛЕКТРОБУРОМ

**Задача 15.** Рассчитать на прочность бурильную колонну для бурения скважины глубиной 2500 м электробуром Э250. Данные для расчета: бурильные трубы ЭБШ диаметром 140 мм из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9 мм, вес электробура 0,035 МН; диаметр долота 295,3 мм; перепад давления в электробуре и долоте 1,0 МПа; плотность бурового раствора 1,2 г/см<sup>3</sup>; длина 229-мм УБТ — 100 м; масса 1 м УБТ 273,4 кг; диаметр кабеля 45 мм; масса 1 м кабеля 3,8 кг.

*Решение.* Допустимая глубина бурения трубами ЭБШ определяем по формуле (20). Для этого предварительно по табл. 24 находим, что для 140-мм труб с толщиной стенки 9 мм предельная растягивающая нагрузка составляет 1,4 МН.

Тогда по формуле (22) допустимая растягивающая нагрузка для нормальных условий бурения

$$Q_{p\text{д}} = 1,4/1,3 = 1,08 \text{ МН.}$$

Площадь поперечного сечения канала гладкой части бурильной трубы определяется по формуле

$$F_k = \pi/4 (d_{\text{вн}}^2 - d_k^2), \quad (27)$$

где  $d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр трубы, равный 121,7 мм (см. табл. 24);  $d_k$  — диаметр кабеля, мм.

$$F_k = \pi/4 (12,17^2 - 4,5^2) = 100,37 \text{ см}^2.$$

Определяем массу 1 м бурильных труб по формуле (23)

$$q_{\text{тД}} = \frac{12,1 \cdot 29,3 + 6,5 + 56}{12,1} = 34,46 \text{ кг.}$$

Все величины подобраны по табл. 35.

Подставляя значения всех величин в формулу (20), получим

$$l_{\text{доп. тД}} = \frac{1,08 - 1,15 [100 (273,4 + 3,8) 10^{-5} + 0,035] \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right) - 1,0 \cdot 100,37 \cdot 10^{-4}}{1,15 (34,46 + 3,8) 10^{-5} \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right)} = 2090 \text{ м.}$$

Общая длина колонны  $L = 2090 + 100 = 2190$  м.

Вторую секцию комплектуем из таких же труб, но толщиной стенки 11 мм. Для этих труб по табл. 24 находим  $Q_{\text{тД}} = 1,7$  МН.

Определяем допускаемую растягивающую нагрузку:

$$Q_{p\text{тД}} = 1,7/1,3 = 1,31 \text{ МН.}$$

Масса 1 м труб

$$q_{\text{тД}} = \frac{12,1 \cdot 35,3 + 6,5 + 56}{12,1} = 40,46 \text{ кг.}$$

Тогда длина второй секции по формуле (24).

$$l_{11Д} = \frac{1,31 - 1,08}{1,15(40,46 + 3,8) \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right) 10^{-5}} = 534 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_{11Д} = 310$  м.

Общая длина колонны  $L = 100 + 2090 + 310 = 2500$  м.

Результаты расчетов сводим в табл. 37.

Т а б л и ц а 37

Показатели	Номер секции снизу вверх	
	1	2
Толщина стенки, мм	9	11
Группа прочности материала труб	Д	
Интервал расположения, м	310—2400	0—310
Длина секции, м	2090	310
Вес 1 м труб (с кабелем), Н/м	382,6	442,6
Вес, МН:		
секции	0,8	0,137
общий бурильных труб (с кабелем)	0,937	
общий бурильной колонны (с кабелем и УБТ)	1,250	

Примечание. Расчет бурильных труб при бурении электробуром с продувкой воздухом проводится аналогично, за исключением того, что величина  $(1 - \rho_{\text{возд}}/\rho_{\text{м}})$  принимается равной единице, так как  $\rho_{\text{возд}}$  — очень малая величина по сравнению с плотностью материала труб.

### ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАСЧЕТУ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ РОТОРНОМ СПОСОБЕ БУРЕНИЯ

При расчете бурильных труб в процессе бурения ротором диаметр бурильных труб выбирают в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны по табл. 31.

При роторном способе бурения рекомендуется сначала делать расчет на выносливость, а после этого — расчет на статическую прочность.

#### Расчет на выносливость

1. Определяем переменные напряжения изгиба по формуле

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 E I f}{2 \cdot 10^6 L^2 W_{\text{изг}}}, \quad (28)$$

где  $E$  — модуль упругости, Н/см<sup>2</sup> ( $E = 21 \cdot 10^6$ );  $I$  — осевой момент инерции сечения трубы, см<sup>4</sup> [ $I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$ , причем  $D$  и  $d$  — соответственно наружный и внутренний диаметры трубы, см];  $f$  — стрела прогиба, см [ $f = 0,5 (D_{\text{скв}} - D_{\text{в}})$ , причем  $D_{\text{скв}}$  — диаметр скважины, см ( $D_{\text{скв}} = 1,1 D_{\text{доп}}$ );  $D_{\text{доп}}$  — диаметр до-

лота, см;  $D_3$  — диаметр замка, см;  $W_{изг}$  — момент сопротивления высаженного конца в основной плоскости резьбы, в опасном сечении трубы по пояску и по сварному шву, см<sup>3</sup>

$$W_{изг} = \frac{\pi}{32} \frac{D_{нвк}^4 - d_{ввк}^4}{D_{нвк}},$$

$D_{нвк}$  — наружный диаметр высаженного конца, см;  $d_{ввк}$  — внутренний диаметр высаженного конца, см;  $L$  — длина полуволны, м.

Для сечения непосредственно над УБТ длина полуволны определяется по формуле

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt[4]{\frac{0,2I\omega^2}{q}}, \quad (29)$$

где  $\omega$  — угловая скорость вращения колонны, рад/с;  $q$  — в кг/см;  $I$  — в см<sup>4</sup>.

Т а б л и ц а 38

Диаметр буровой трубы, мм	Группа прочности или марка стали	Предел текучести, МПа, не менее	Предел выносливости (в атмосфере) ( $\sigma_{-1}$ ) Д, МПа	Коэффициент концентрации ( $k\sigma$ ) Д
<i>Резьбовое соединение буровых труб (ГОСТ 631—75)</i>				
73; 89	36Г2С (К)	500	65	6
114	Д	380	105	—
114	36Г2С (К)	500	60	6,5
140	Д	380	70	4,4
140	36Г2С (К)	500	60	6,5
140	38ХНМ (Е)	550	80	5
140	Л	650	30	—
140	35ХГ2СВ	650	35	—
<i>Стыковарное соединение буровых труб ТБПВ</i>				
114	К	500	90	4,3
146	Д	380	100	3,1
168	К	500	85	4,6
114	Д	380	160	—
168	К	500	130	3
<i>Стыковарное соединение буровых труб ТБП</i>				
60	Д	380	100	3,1
<i>Гладкие трубы</i>				
60	Д	380	120	2,6
140	36Г2С	500	115	3,4
146	Д	380	120	2,6
<i>Трубы ТБВК</i>				
73	36Г2С	500	120	3,3
89	36Г2С	500	120	3,3
114	36Г2С	500	120	3,3
114	Д	380	140	—
<i>Трубы из алюминиевого сплава</i>				
146	Д16Т	330	30	5,3

2. Определяем постоянные напряжения изгиба по формуле

$$\sigma_m = 2\sigma_a, \quad (30)$$

3. Вычисляем коэффициент запаса прочности на выносливость по формуле

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_д}{\sigma_a + (\psi\sigma)_д \sigma_m}, \quad (31)$$

где  $(\sigma_{-1})_д$  — предел выносливости (в атмосфере), МПа, выбираемый по табл. 38.

Если величина  $(k_\sigma)_д$  в табл. 38 отсутствует, то ее можно определить по формуле

$$(k_\sigma)_д = \sigma_{-1}/(\sigma_{-1})_д. \quad (32)$$

Марка или группа прочности стали	Д				
	Д	36Г2С	38ХНМ	40ХН	Д16Т
$\sigma_B$ , МПа . . . . .	650	700	750	780	—
$\sigma_T$ , МПа . . . . .	380	500	550	580	330
$\sigma_{-1}$ (в атмосфере), МПа . . .	310	390	400	430	160

$$\text{Коэффициент } (\psi\sigma)_д = \psi_\sigma/(k_\sigma)_д. \quad (33)$$

$\psi_\sigma$ . . . . .	0,1	0,2
$\sigma_B$ , МПа . . . . .	650—1000	1000—1200

Коэффициент запаса прочности на выносливость должен быть  $n \geq 1,9$ .

### Расчет на статическую прочность

Расчет на статическую прочность ведется на совместное действие растягивающих и касательных напряжений.

#### Одномерная колонна

1. Задаются длиной первой (нижней) секции труб и определяют растягивающие напряжения (в МПа) по формуле

$$\sigma_p = \frac{k(Q_{BT} + Q_{УБТ}) \left( 1 - \frac{\rho_{б.г}}{\rho_M} \right) + p_0 F_K}{F_{ТР}}, \quad (34)$$

$Q_{б.г}$  — вес всех труб данной секции, МН.

Значения остальных величин пояснены в формуле (20).

2. Для заданной секции определяют касательные напряжения (в Н/см<sup>2</sup>) по формуле

$$\tau = M_{кр}/W_{кр}, \quad (35)$$

где  $W_{кр}$  — момент сопротивления при кручении бурильной колонны, см<sup>3</sup>  $\left[ W_{кр} = \frac{\pi}{16} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right) \right]$ ;  $M_{кр}$  — крутящий момент, передаваемый бурильной колонне, Н·см;

$$M_{кр} = 974000 \frac{N_B + N_D}{n \frac{30}{\pi}}, \quad (36)$$

$N_n$  — мощность, расходуемая на вращение бурильной колонны, кВт

$$N_n = 1,35 \cdot 10^{-4} L D^2 \left( \frac{30n}{\pi} \right)^{1,5} D_{\text{дол}}^{0,5} \rho_{б.р.}, \quad (37)$$

$L$  — длина колонны, м;  $D$  — наружный диаметр бурильных труб, м;  $n$  — частота вращения бурильной колонны, рад/с;  $D_{\text{дол}}$  — диаметр долота, м;  $\rho_{б.р.}$  — плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;  $N_d$  — мощность, расходуемая на вращение долота, кВт

$$N_d = c \cdot 10^{-4} \cdot 398n D_{\text{дол}}^{0,4} P_{\text{дол}}^{1,3} \frac{30}{\pi}, \quad (38)$$

$c$  — коэффициент крепости пород (для мягких пород  $c = 7,8$ ; для пород средней крепости  $c = 6,95$ ; для крепких пород  $c = 5,56$ );  $D_{\text{дол}}$  — диаметр долота, мм;  $P_{\text{дол}}$  — нагрузка на долото, МН.

3. Рассчитывают коэффициент запаса прочности при совместном действии нормальных и касательных напряжений по формуле

$$n = \frac{\sigma_T}{\sqrt{\sigma_p^2 + 3\tau^2}} \quad (39)$$

или приближенно

$$n = \frac{\sigma_T}{1,04\sigma_p}. \quad (40)$$

Для бурения вертикальных скважин должно быть  $n = 1,4$  в нормальных условиях и  $n = 1,45$  — в осложненных условиях бурения.

Если коэффициент запаса прочности не отвечает требуемым величинам, то изменяют длину секции или принимают трубы большей прочности. Затем задаются трубами второй секции, отличающимися большей прочностью, и проводят аналогичный расчет.

Если необходимо определить длины секций труб при заданном коэффициенте запаса прочности, то, используя приближенную формулу (40), можно определить длины секций:

а) первая секция одноразмерной колонны

$$l_1 = \frac{Q_{r1} - kQ_{убт} \left( 1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m} \right) - \rho_0 F_H}{kq_1 \left( 1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m} \right)}; \quad (41)$$

$$Q_{r1} = \frac{Q_{np1}}{1,04n}; \quad (42)$$

б) вторая секция одноразмерной колонны

$$l_2 = \frac{Q_{r2} - Q_{r1}}{kq_2 \left( 1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m} \right)}; \quad (43)$$

$$Q_{r2} = Q_{np2}/1,04n. \quad (44)$$

Общая длина колонны  $L = l_1 + l_2 + l_{убт}$ .

## Многоразмерная колонна

Расчет труб меньшего диаметра проводят аналогично описанному выше. Затем переходят к другому, большему размеру труб. Длины секций труб второй ступени определяют по формулам (25) и (26), в которых

$$Q_{pm} = Q_m' / 1,04 n; \quad Q_{p(m+1)} = Q_{m+1} / 1,04 n; \quad Q_{p(m+2)} = Q_{m+2} / 1,04 n.$$

**Примечания:** 1. Для удобства в работе бурильная колонна должна состоять из наименьшего числа секций одного диаметра труб (не более трех), отличающихся по толщине стенки или группе прочности.

2. При бурении с применением комбинации способов (роторного и турбинного) расчеты ведут с учетом наиболее тяжелых условий работы бурильной колонны при роторном бурении.

3. Расчет бурильных труб при бурении с продувкой воздухом проводится аналогично приведенному, за исключением того, что величина  $\left(1 - \frac{\rho_{\text{возд}}}{\rho_m}\right)$  принимается равной единице.

### РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ РОТОРНОМ СПОСОБЕ БУРЕНИЯ

**Задача 16.** Рассчитать на прочность бурильную колонну для роторного способа бурения скважины глубиной 3500 м. Данные для расчета: диаметр предыдущей обсадной колонны 245 мм; осевая нагрузка на долото 0,12 МН; диаметр долота 190,5 мм; частота вращения долота 9,42 рад/с (90 об/мин); плотность бурового раствора 1,2 г/см<sup>3</sup>; плотность материала труб 7,85 г/см<sup>3</sup>; перепад давления на долоте 7 МПа; вес УБТ 0,16 МН; длина УБТ 150 м. Условия бурения осложненные, скважина вертикальная, породы средней твердости.

**Решение.** По табл. 31 выбираем диаметр бурильных труб 127 мм. Над УБТ устанавливаем трубы В 127 × 9-Д ГОСТ 631—75, т. е. трубы 1-го типа обычной точности изготовления.

### Расчет на выносливость

Переменные напряжения изгиба определяем по формуле (28).

По табл. 24  $I = 583 \text{ см}^4$ ;  $q_{б.т} = 29,3 \text{ кг}$ .

Тогда длина полуволны для сечения над УБТ по формуле (29)

$$L = \frac{10}{9,42} \sqrt[4]{\frac{0,2 \cdot 583 \cdot 9,42^2}{0,293}} = 14,55 \text{ м}.$$

Учитывая небольшую разницу между длиной трубы (11,5 м) и полуволны, принимаем  $L = 12 \text{ м}$ .

По табл. 24  $D_3 = 155 \text{ мм}$ .

Определяем стрелу прогиба колонны

$$f = 0,5 (1,1 \cdot 19,05 - 15,5) = 2,7 \text{ см}.$$

По табл. 24  $W_{изг} = 133,3 \text{ см}^3$ . Тогда по формуле (28)

$$\sigma_a = \frac{3,14^2 \cdot 21 \cdot 10^6 \cdot 583 \cdot 2,7}{2 \cdot 10^6 \cdot 12^2 \cdot 133,3} = 8,49 \text{ МПа}.$$

Согласно формуле (30)  $\sigma_m = 2 \cdot 8,49 = 16,98 \text{ МПа}$ .

В соответствии с «Общими рекомендациями по расчету бурильных труб»  $(\sigma_{-1})_д = 87,5$  МПа;  $(\sigma_{-1}) = 310$  МПа. Тогда  $(k_{\sigma})_д = = 310/87,5 = 3,54$ ;  $\psi_{\sigma} = 0,1$ . Тогда  $(\psi_{\sigma})_д = 0,1/3,54 = 0,028$ .

Коэффициент запаса прочности на выносливость по формуле (31)

$$n = \frac{87,5}{8,49 + 0,028 \cdot 16,98} = 9,75, \text{ что достаточно.}$$

### Расчет на статическую прочность

Принимаем длину первой секции, составленную из труб В 127×9-Д ГОСТ 631—75, равную 2200 м. Вес этой секции состав  $2200 \cdot 293 = 644\,600$  Н = 0,645 МН.

Подставив в формулу (34) следующие численные значения:  $Q_{б.т} = 0,645$  МН;  $p_0 = 7$  МПа;  $Q_{убт} = 0,16$  МН;  $F_k = 93,3$  см<sup>2</sup> (табл. 24);  $\rho_{б.р} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>;  $\rho_m = 7,85$  г/см<sup>3</sup>;  $F_{тр} = 33,4$  см<sup>2</sup> (табл. 24);  $k = 1,15$ , получим

$$\sigma_p = \frac{1,15 (0,645 + 0,16) \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right) + 7 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{33,4 \cdot 10^{-4}} = 254,32 \text{ МПа;}$$

мощность на вращение бурильной колонны определим по формуле (37)

$$N_b = 13,5 \cdot 10^{-4} \cdot 2200 \cdot 0,127^2 \cdot (9,42 \cdot 30/\pi)^{1,5} \cdot 0,19^{0,5} \cdot 1,2 = 21,39 \text{ кВт;}$$

мощность на вращение долота рассчитываем по формуле (38)

$$N_d = 6,95 \cdot 398 \cdot 10^{-4} \cdot (9,42 \cdot 30/\pi) \cdot 190^{0,4} \cdot 0,12^{1,3} = 12,89 \text{ кВт;}$$

крутящий момент для вращения бурильной колонны

$$M_{кр} = 974000 \frac{21,39 + 12,89}{9,42 \cdot 30/\pi} = 371025,8 \text{ Н·см;}$$

напряжения кручения

$$\tau = 371025,8/183,87 = 2017,87 \text{ Н/см}^2 = 20,18 \text{ МПа;}$$

коэффициент запаса прочности

$$n = \frac{380}{\sqrt{254,32^2 + 3 \cdot 20,18^2}} = \frac{380}{\sqrt{65900,36}} = \frac{380}{256,7} = 1,48,$$

что допустимо ( $>1,45$ ).

Задаемся глубиной спуска второй секции, равной 3200 м; трубы из стали группы прочности К. Расчет проводим аналогично приведенному.

Вес труб  $3200 \times 293 = 937600$  Н = 0,938 МН.

$$\sigma_p = \frac{1,15 (0,938 + 0,16) \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right) + 7 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{33,4 \cdot 10^{-4}} = 339,76 \text{ МПа;}$$

$$N_b = 13,5 \cdot 10^{-4} \cdot 3200 \cdot 0,127^2 \cdot (9,42 \cdot 30/\pi)^{1,5} \cdot 0,19^{0,5} \cdot 1,2 = 31,1 \text{ кВт;}$$

$$N_d = 12,89 \text{ кВт;}$$

$$M_{кр} = 974000 \frac{31,1 + 12,89}{9,42 \cdot 30/3,14} = 476069,5 \text{ Н} \cdot \text{см};$$

$$\tau = \frac{476069,5}{183,87} = 2589,16 \text{ Н/см}^2 = 25,89 \text{ МПа};$$

$$n = \frac{500}{\sqrt{339,76^2 + 3 \cdot 25,89^2}} = \frac{500}{342,71} = 1,46,$$

что допустимо.

Таким образом, длина второй секции составит

$$l_2 = l_{\text{доп. 9К}} - l_{\text{доп. 8Д}} = 3200 - 2200 = 1000 \text{ м.}$$

Третью секцию составляем из труб группы прочности Е. Допустимую глубину спуска принимаем равной глубине скважины, т. е. 3500 м.

Вес труб  $3500 \cdot 293 = 1025500 \text{ Н} = 1,025 \text{ МН}$ .

$$\sigma_p = \frac{1,15 (1,025 + 0,16) \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right) + 7 \cdot 93,3 \cdot 10^{-4}}{33,4 \cdot 10^{-4}} = 365,14 \text{ МПа};$$

$$N_B = 13,5 \cdot 10^{-4} \cdot 3500 \cdot 0,127^2 \cdot (9,42 \cdot 30/\pi)^{1,5} \cdot 0,19^{0,5} \cdot 1,2 = 34,03 \text{ кВт};$$

$$N_D = 12,89 \text{ кВт};$$

$$M_{кр} = 974000 \frac{34,03 + 12,89}{9,42 \cdot 30/3,14} = 510700,67 \text{ Н} \cdot \text{см};$$

$$\tau = \frac{510700,67}{183,87} = 2777,51 \text{ Н/см}^2 = 27,77 \text{ МПа};$$

$$n = \frac{550}{\sqrt{365,14^2 + 3 \cdot 27,77^2}} = \frac{550}{368,29} = 1,49,$$

что допустимо.

Длина третьей секции равна  $l_3 = l_{\text{доп. Е}} - l_{\text{доп. К}} - l_{\text{УБТ}} = 3500 - 3200 - 150 = 150 \text{ м}$ .

Результаты расчетов сводим в табл. 39.

Т а б л и ц а 39

Показатели	Номера секций снизу вверх		
	1	2	3
Толщина стенки, мм	9	9	9
Группа прочности материала труб	Д	К	Е
Интервал расположения, м	1150—3350	150—1150	0—150
Длина секции, м	2200	1000	150
Вес 1 м труб, Н/м	293	293	293
Вес, МН:			
секции	0,645	0,293	0,0439
общий бурильных труб		0,981	
общий бурильной колонны (с учетом УБТ)		1,141	

**Задача 17.** Используя данные задачи 16, рассчитать на статическую прочность бурильные трубы по упрощенной методике для роторного способа бурения.

*Решение.* Определяем длину первой нижней секции по формуле (41). Для этого, принимая коэффициент запаса прочности равным 1,45, определяем по приближенной формуле (42) допустимое растягивающее напряжение для труб диаметром 127 мм из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9 мм

$$Q_{p1} = \frac{Q_{np1}}{1,04n} = \frac{1,25}{1,04 \cdot 1,45} = 0,83 \text{ МН.}$$

Здесь  $Q_{np1}$  берется из табл. 24.

Тогда по формуле (41) имеем

$$l_{\text{доп. 9Д}} = \frac{0,83 - 1,15 \cdot 0,16 \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right) - 7,93,3 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 29,3 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right)} = 2132 \text{ м.}$$

По формуле (43) определяем длину второй секции, составленной из труб группы прочности К с толщиной стенки 9 мм. По табл. 24 для этих труб предельная нагрузка равна 1,65 МН. Тогда допустимая растягивающая нагрузка по приближенной формуле (44)

$$Q_{p2} = \frac{Q_{np2}}{1,04n} = \frac{1,65}{1,04 \cdot 1,45} = 1,094 \text{ МН.}$$

Длина второй секции по формуле (43)

$$l_2(9К) = \frac{1,094 - 0,83}{1,15 \cdot 29,3 \cdot 10^{-5} \cdot \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right)} = 925 \text{ м.}$$

Общая длина колонны

$$L = l_{\text{доп. 9Д}} + l_2(9К) + l_{\text{УБТ}} = 2132 + 925 + 150 = 3207 \text{ м.}$$

Третью секцию комплектуем из труб группы прочности Е с толщиной стенки 9 мм. Для этих труб по табл. 24 имеем  $Q_{np3} = 1,85$  МН.

Тогда

$$Q_{p3} = \frac{1,85}{1,04 \cdot 1,45} = 1,227 \text{ МН.}$$

Длина третьей секции

$$l_3(9Е) = \frac{1,227 - 1,094}{1,15 \cdot 29,3 \cdot 10^{-5} \cdot \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right)} = 466 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_3(9Е) = 293$  м, так как  $3500 - 3207 = 293$  м.

Результаты расчетов сводим в табл. 40.

**Задача 18.** Рассчитать двухразмерную бурильную колонну на статическую прочность для роторного способа бурения скважины глубиной 4500 м по упрощенной методике.

Таблица 40

Показатели	Номер секции снизу вверх		
	1	2	3
Толщина стенки, мм	9	9	9
Группа прочности материала труб	Д	К	Е
Интервал расположения, м	1218—3350	293—1218	0—293
Длина секции, м	2132	925	293
Вес 1 м труб, Н/м	293	293	293
Вес, МН:			
секции	0,625	0,271	0,085
общий бурильных труб		0,981	
общий бурильной колонны (с учетом УБТ)		1,141	

Данные для расчета: первая (нижняя) ступень колонны укомплектована трубами диаметром 114 мм, тип 1-й (высадка внутрь) — по ГОСТ 631—75, длина ступени 2000 м; вторая ступень длиной 2500 и укомплектована трубами такого же типа, но диаметром 140 мм; перепад давления на долоте 6,5 МПа; вес УБТ 0,15 МН; длина УБТ 100 м; плотность бурового раствора 1,25 г/см<sup>3</sup>; плотность материала труб 7,85 г/см<sup>3</sup>. Условия бурения — осложненные.

*Решение.*

### I ступень (нижняя)

Принимаем группу прочности материала труб Д с толщиной стенок 8 мм. По табл. 24 определяем  $q_{б.т} = 24,1$  кг;  $F_R = 75,9$  см<sup>2</sup>;  $Q_{пр(114)вд} = 1,0$  МН.

По формуле (42) рассчитываем допустимую растягивающую нагрузку

$$Q_{р(114)вд} = \frac{1,0}{1,04 \cdot 1,45} = 0,663 \text{ МН.}$$

Допустимая глубина бурения данными трубами определяется по формуле (41)

$$l_{\text{доп.}(114)вд} = \frac{0,663 - 1,15 \cdot 0,15 \left(1 - \frac{1,25}{7,85}\right) - 6,5 \cdot 75,9 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 24,1 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,25}{7,85}\right)} = 2011 \text{ м.}$$

Принимаем длину труб равной 1900 м, так как длина ступени 2000 м, а длина УБТ — 100 м.

### II ступень (верхняя)

Чтобы уменьшить число секций, принимаем для труб диаметром 140 мм группу прочности стали К с толщиной стенки 8 мм. Для этих труб по табл. 24 определяем  $q_{б.т} = 31$  кг;  $F_R = 120,1$  см<sup>2</sup>;  $Q_{пр(140)вк} = 1,65$  МН.

Определяем по формуле (42) допустимую растягивающую нагрузку

$$Q_{p(140)8K} = \frac{1,65}{1,04 \cdot 1,45} = 1,09 \text{ МН};$$

$$F'_K = F_K(140)8K - F_K(114)8Д = 120,1 - 75,9 = 44,2 \text{ см}^2.$$

Тогда длина первой секции труб ступени определится по формуле (25)

$$\begin{aligned} l_{(140)8K} &= \frac{Q_{p(140)8K} - Q_{p(114)8Д} - p_0 F'_K}{kq_{(140)8K} \left(1 - \frac{\rho_{G.P.}}{\rho_M}\right)} = \\ &= \frac{1,09 - 0,663 - 6,5 \cdot 44,2 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 31 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,25}{7,85}\right)} = 1328 \text{ м}. \end{aligned}$$

Вторую секцию II ступени принимаем из труб группы прочности К с толщиной стенки 10 мм. По табл. 24 для данных труб  $q_{(140)10K} = 36,8 \text{ кг}$ ;  $Q_{пр(140)10K} = 2,05 \text{ МН}$ .

Расчитываем допустимую растягивающую нагрузку

$$Q_{p(140)10K} = \frac{2,05}{1,04 \cdot 1,45} = 1,36 \text{ МН}.$$

Длина второй секции определяется по формуле (26)

$$\begin{aligned} l_{(140)10K} &= \frac{Q_{p(140)10K} - Q_{p(140)8K}}{kq_{(140)10K} \left(1 - \frac{\rho_{G.P.}}{\rho_M}\right)} = \\ &= \frac{1,36 - 1,09}{1,15 \cdot 36,8 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,25}{7,85}\right)} = 759 \text{ м}. \end{aligned}$$

Общая длина бурильных труб II ступени  $L = l_{(140)8K} + l_{(140)10K} = 1328 + 758 = 2086 \text{ м}$ .

Последнюю (третью) секцию II ступени комплектуем из труб группы прочности Е с толщиной стенки 11 мм.

Для данных труб по табл. 24 определяем  $q_{(140)11E} = 39,7 \text{ кг}$ ;  $Q_{пр(140)11E} = 2,45 \text{ МН}$ .

Определяем допустимую растягивающую нагрузку

$$Q_{p(140)11E} = \frac{2,45}{1,04 \cdot 1,45} = 1,62 \text{ МН}.$$

Длина третьей секции II ступени

$$\begin{aligned} l_{(140)11E} &= \frac{Q_{p(140)11E} - Q_{p(140)10K}}{kq_{(140)11E} \left(1 - \frac{\rho_{G.P.}}{\rho_M}\right)} = \\ &= \frac{1,62 - 1,36}{1,15 \cdot 39,7 \cdot 10^{-5} \left(1 - \frac{1,25}{7,85}\right)} = 677 \text{ м}. \end{aligned}$$

Принимаем  $l_{(140)11E} = 414 \text{ м}$ .

Результаты расчетов сводим в табл. 41.

Показатели	Нижняя ступень	Верхняя ступень			
	Номер секции снизу вверх				
	1	2	3	4	
Диаметр бурильных труб, мм	114	140	140	140	
Толщина стенки, мм	8	8	10	11	
Группа прочности материала труб	Д	К	К	Е	
Интервал расположения, м	2500—4400	1172—2500	414—1172	0—414	
Длина секции, м	1900	1328	758	414	
Вес 1 м труб, Н/м	241	241	368	397	
Вес, МН. секции	0,458	0,32	0,279	0,16	
общий бурильных труб		1,22			
общий бурильной колонны (с учетом УБТ)		1,37			

#### РАСЧЕТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КЛИНОВЫХ ЗАХВАТОВ

При использовании клиновых захватов прочность верхней трубы подобранной секции или бурильной колонны проверяют по формуле

$$\frac{Q_0 c}{(Q_{БТ} + Q_{УБТ}) \left(1 - \frac{\rho_{г.в}}{\rho_m}\right)} \leq n_{к.з.}, \quad (45)$$

где  $Q_0$  — предельный вес бурильной колонны, МН (табл. 42);  $c$  — коэффициент охвата трубы,  $c \geq 0,7$  (для ПКР=У7  $c = 0,7$ ).

В общем случае

$$c = \left(\frac{\gamma m}{2\pi}\right)^{\sqrt[3]{3m-1}}, \quad (46)$$

где  $\gamma$  — угол охвата трубы плашками одного клина;  $m$  — число клиньев;  $n_{к.з.}$  — коэффициент запаса прочности, равный 1,1 для труб с  $\sigma_T \leq 650$  МПа и 1,15 для труб с  $\sigma_T \geq 650$  МПа.

При отсутствии в табл. 42 необходимых данных  $Q_0$  рассчитывают по формуле

$$Q_0 = \frac{\sigma_T F}{1 + \frac{d_{ср}}{4l \operatorname{tg}(\alpha + \varphi)}}, \quad (47)$$

где  $\sigma_T$  — предел текучести материала трубы, МН/м<sup>2</sup>;  $F$  — площадь сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $d_{ср}$  — средний диаметр трубы, м;  $l$  — длина плашек клина, м;  $\alpha$  — угол наклона клина;  $\varphi$  — угол трения.

Приведенные в табл. 42 значения  $Q_0$  получены при  $c = 1$ ;  $\alpha = 9^\circ 27' 15''$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 0,22$ ;  $\operatorname{tg}(\alpha + \varphi) = 0,4$ .

Таблица 42

Длина сопри- косно- вения клина с тру- бой, мм	Груп- па проч- ности стали	Предельный вес бурильной колонны (в МН) для труб диаметром, мм															
		89				114				127				140			
		при толщине стенки, мм															
		7	9	11	7	8	9	10	11	7	8	9	10	8	9	10	11
300	Д	0,59	0,74	0,88	0,73	0,83	0,93	1,02	1,12	0,80	0,91	1,02	1,12	0,99	1,11	1,22	1,34
	К	0,77	0,97	1,16	0,96	1,09	1,22	1,33	1,47	1,06	1,20	1,34	1,48	1,30	1,46	1,61	1,76
	Е	0,85	1,07	1,28	1,06	1,2	1,34	1,48	1,61	1,16	1,32	1,48	1,63	1,43	1,60	1,77	1,93
	Л	1,00	1,26	1,51	1,25	1,41	1,59	1,75	1,91	1,37	1,56	1,74	1,92	1,69	1,89	2,09	2,29
	М	1,16	1,46	1,74	1,44	1,64	1,83	2,02	2,2	1,58	1,80	2,01	2,22	1,95	2,18	2,41	2,64
400	Д	0,61	0,77	0,91	0,77	0,87	0,97	1,07	1,17	0,85	0,96	1,07	1,18	1,05	1,17	1,29	1,41
	К	0,80	1,01	1,2	1,01	1,14	1,28	1,41	1,53	1,11	1,26	1,41	1,56	1,38	1,54	1,70	1,86
	Е	0,88	1,11	1,32	1,11	1,26	1,40	1,55	1,69	1,22	1,39	1,55	1,71	1,51	1,69	1,87	2,04
	Л	1,04	1,31	1,56	1,31	1,48	1,66	1,83	1,99	1,44	1,64	1,83	2,02	1,79	2,00	2,21	2,41
	М	1,20	1,51	1,8	1,51	1,71	1,91	2,11	2,3	1,67	1,89	2,11	2,33	2,06	2,31	2,55	2,78

**Задача 19.** Рассчитать бурильные трубы при спуске их на клиновом захвате ПКР-У7. Данные для расчета: бурильная колонна диаметром 114 мм из стали группы прочности Д имеет вес 0,7 МН; толщина стенки труб 10 мм; вес УБТ составляет 0,12 МН; плотность бурового раствора 1,5 г/см<sup>3</sup>; плотность стали 7,85 г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Для клинового захвата ПКР-У7  $c = 0,7$ . По табл. 42 находим, что для труб диаметром 114 мм из стали группы прочности Д с толщиной стенки 10 мм при длине клина 400 мм  $Q_0 = 1,07$  МН.

Тогда по формуле (45) коэффициент запаса прочности для верхней трубы колонны составит

$$n_{к.з} = \frac{1,07 \cdot 0,7}{(0,70 + 0,12) \left(1 - \frac{1,5}{7,85}\right)} = 1,13 > 1,1,$$

что допустимо.

## ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ (ЛБТ)

### Общие технические данные

Легкосплавные бурильные трубы предназначены для турбинного и роторного бурения скважин; они изготавливаются с высаженными внутрь концами. Одним из важных преимуществ ЛБТ является их легкость, что позволяет использовать ЛБТ при бурении скважин глубиной 7000—10 000 м.

Для изготовления ЛБТ применяют дюралевый сплав Д16Т. Ниже приведены его некоторые физико-механические свойства:

Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	2,78
Модуль упругости, МПа . . . . .	72 000
Предел прочности, МПа . . . . .	450
Предел текучести, МПа . . . . .	330

Краткая техническая характеристика ЛБТ, изготовленных из сплава Д16Т, и замков к ним приводится в табл. 43.

При компоновке бурильной колонны в нижнюю часть ЛБТ должны быть включены утяжеленные бурильные трубы.

Разрешается над УБТ устанавливать стальные бурильные трубы (СБТ). В этом случае общая масса УБТ и стальных бурильных труб должна превышать на 25 % осевую нагрузку на долото.

ЛБТ спускают со скоростью, значительно превышающей скорость спуска обычной бурильной колонны (оснастка талевого системы может быть 3×4). В процессе спуска бурильная колонна может оказаться не заполненной буровым раствором и в результате этого подвергается смятию. Поэтому после спуска определенного числа ЛБТ следует доливать в колонну буровой раствор или же применять специальные перепускные клапаны.

Таблица 43

Показатели	Наружный диаметр трубы, мм							
	73	93	114	129	129	147	147	
	Толщина стенки, мм							
	9	9	10	9	11	9	11	
Шифр стальных замков	ЗЛ-90	ЗЛ-110	ЗЛ-136	ЗЛ-152	ЗЛ-152	ЗЛ-172	ЗЛ-172	
Диаметр замка, мм:								
наружный	90	110	136	152	152	172	172	
наименьший внутренний	41	61	80	95	95	110	110	
Наименьший внутренний диаметр трубы, мм	41	61	80	95	95	112	112	
Длина трубы, м								
без замка	9	9	12	12	12	12	12	
свинченной с замком	9,25	9,25	12,25	12,27	12,27	12,27	12,27	
Масса, кг:								
1 м трубы с учетом высадки концов	5,30	6,70	9,30	10,0	11,8	11,3	13,4	
стального замка	12,5	16,2	21,5	30,3	30,3	37,0	37,0	
1 м трубы с учетом массы высадки концов и замка	6,8	8,4	11,0	11,8	14,3	14,4	16,5	
Растягивающая нагрузка, МН:								
при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести	0,59	0,78	1,07	1,12	1,35	1,29	1,55	
максимально допустимая	$\frac{0,59}{1,25} = 0,47$	$\frac{0,78}{1,25} = 0,62$	$\frac{1,07}{1,25} = 0,856$	$\frac{1,12}{1,25} = 0,90$	$\frac{1,35}{1,25} = 1,08$	$\frac{1,29}{1,25} = 1,03$	$\frac{1,55}{1,25} = 1,24$	
разрушающая	0,81	1,07	1,47	1,52	1,84	1,73	2,10	

Показатели	Наружный диаметр трубы, мм							
	73	93	114	129	129	147	147	
	Толщина стенки, мм							
	9	9	10	9	11	9	11	
Внутреннее давление, МПа: при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести	81,0	79,0	59,5	53,5	67,8	46,0	58,0	
максимально допустимое разрушающее	$\frac{81}{1,5} = 54$ 110,0	$\frac{79}{1,5} = 52,7$ 100,0	$\frac{59,5}{1,5} = 39,7$ 97,5	$\frac{53,5}{1,5} = 35,7$ 73,0	$\frac{67,8}{1,5} = 45,2$ 92,5	$\frac{46}{1,5} = 30,7$ 63,0	$\frac{58}{1,5} = 38,7$ 78,5	27
Внешнее давление, МПа: максимально допустимое сжимающее (коэффициент запаса 1,5) разрушающее	51	37	31	24	34	18		
Крутящий момент, Н·м: при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести	77,0	55,3	46,5	36,7	52,0	28,0	40,9	
максимально допускаемый	12 000	21 000	36 000	44 500	52 000	58 500	69 000	
	$\frac{12\ 000}{1,8} =$ 6 700	$\frac{21\ 000}{1,8} =$ 11 670	$\frac{36\ 000}{1,8} =$ 20 000	$\frac{44\ 500}{1,8} =$ 24 700	$\frac{52\ 000}{1,8} =$ 28 890	$\frac{58\ 500}{1,8} =$ 32 500	$\frac{69\ 000}{1,8} =$ 38 300	
Площадь поперечного сечения, см <sup>2</sup> :								
тела трубы	18,1	23,7	32,6	33,91	40,8	39,0	47,0	
канала гладкой части трубы	23,8	44,2	69,4	96,72	89,9	130,6	122,7	
канала утолщенной части трубы	13,2	29,2	50,3	70,9	70,9	98,47	98,47	

ЛБТ имеют пониженную коррозионную стойкость в щелочной среде, поэтому их нельзя применять при работе с буровым раствором, имеющим водородный показатель рН более 11.

### РАСЧЕТ КОЛОННЫ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Расчет колонны ЛБТ на прочность проводится аналогично расчету стальных бурильных труб. Расчетные данные приводятся в табл. 43. Кроме того, для роторного способа бурения можно использовать упрощенную методику расчета ЛБТ [25]. Для этого сначала по табл. 44—47 находим прочностные характеристики бурильных труб (удельные длины и удельные напряжения), а потом по формулам определяем необходимые величины.

**Задача 19.** Рассчитать ЛБТ на прочность для турбинного бурения скважины глубиной 6000 м. Данные для расчета: диаметр труб 114 мм, вес турбобура и долота 0,0195 МН; длина УБТ 100 м; масса УБТ 0,1 МН; перепад давления в турбобуре и на долоте 5,6 МПа; плотность бурового раствора 1,25 г/см<sup>3</sup>; плотность материала труб 2,78 г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Допустимая глубина бурения данной колонной труб определяется по формуле (20). Предварительно по табл. 43 находим для 114-мм ЛБТ: максимально допускаемая растягивающая нагрузка 0,856 МН; масса 1 м труб с учетом высадки концов и замка 11 кг; площадь проходного канала гладкой трубы 69,4 см<sup>2</sup>.

Подставляя данные в формулу (20), получаем

$$l_{\text{доп}} = \frac{0,856 - 1,15(0,1 + 0,0195) \left(1 - \frac{1,25}{2,78}\right) - 5,6 \cdot 69,4 \cdot 10^{-4}}{1,15 \cdot 0,00011 \left(1 - \frac{1,25}{2,78}\right)} = 10654 \text{ м.}$$

В связи с тем, что  $l_{\text{УБТ}} = 100$  м, принимаем  $l_{\text{доп}} = 5900$  м. Общий вес бурильной колонны  $Q = 5900 \cdot 0,00011 + 0,1 + 0,0195 = 0,768$  МН.

**Задача 20.** Рассчитать на прочность ЛБТ 129×11, изготовленные из сплава Д16Т для роторного бурения скважины глубиной 5000 м. Данные для расчета: плотность бурового раствора 1,2 г/см<sup>3</sup>; предполагаемое давление в верхней части колонны 10 МПа; частота вращения ротора 15,7 рад/с (150 об/мин); вес долота 500 Н; диаметр долота 190,5 мм; нагрузка на долото 0,1 МН; длина УБТ 100 м; диаметр УБТ 146 мм; вес 1 м УБТ 970 Н. Над УБТ установлено 500 м стальных бурильных труб диаметром 127 мм с толщиной стенки 8 мм, тип СБТ — ТБПВ; вес 1 м стальных бурильных труб 272 Н.

*Решение.* Определяем вес стальной части колонны

$$Q_{\text{СБТ}} = l_{\text{СБТ}} q_{\text{СБТ}} = 500 \cdot 272 = 136000 \text{ Н;}$$

$$Q_{\text{УБТ}} = l_{\text{УБТ}} q_{\text{УБТ}} = 100 \cdot 970 = 97000 \text{ Н;}$$

$$Q_{\text{дол}} = 500 \text{ Н.}$$

## РАСЧЕТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ЛБТ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОПУСТИМОЙ ГЛУБИНЫ БУРЕНИЯ

Диаметр ЛБТ, мм	Толщина стенки ЛБТ, мм	Пара- мет- ры	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>								
			1,0			1,2			2,0		
			Частота вращения ротора, рад/с (об/мин)								
			5,23 (50)	15,7 (150)	26,2 (250)	5,23 (50)	15,7 (150)	26,2 (250)	5,23 (50)	15,7 (150)	26,2 (250)
147	11	$A_p$	40,5	34,6	33,7	43,6	37,9	33	56	35,6	26,8
		$B_p$	0,0075	0,0062	0,0051	0,0075	0,0057	0,0043	0,0069	0,0028	0,0016
		$C_p$	100,3	86,2	71,0	108	82	62,3	113,5	46,0	26,0
		$\theta_p$	0,0526	0,206	0,345	0,087	0,306	0,472	0,393	0,752	0,856
		$\Omega_p$	18,6	33,7	39,6	25,5	42,0	45,4	70,0	62,0	49,4
129	11	$A_p$	42,1	38,2	34,3	45,3	38,8	33,3	57,5	35,4	26,3
		$B_p$	0,0086	0,0069	0,0056	0,009	0,0066	0,0049	0,0077	0,0029	0,0016
		$C_p$	90,0	73,5	59,0	94,0	69,0	51,0	94,0	35,6	19,5
		$\theta_p$	0,0605	0,231	0,378	0,100	0,342	0,515	0,445	0,79	0,882
		$\Omega_p$	20,7	36,7	42,3	28,5	45,2	47,5	76,5	62,5	48,8
129	9	$A_p$	40,1	34,3	31,7	42,5	35,4	29,9	54,7	31,0	22,7
		$B_p$	0,01	0,0079	0,0064	0,001	0,0069	0,0049	0,0081	0,0028	0,0015
		$C_p$	110,0	86,5	67,2	114,0	78,7	65,8	105,0	36,1	19,2
		$\theta_p$	0,074	0,274	0,432	0,122	0,394	0,569	0,524	0,84	0,91
		$\Omega_p$	21,9	37,2	41,2	28,6	44,5	45,0	77,0	57,2	43,6
114	10	$A_p$	41,8	37,2	33	44,7	37,3	31,4	56,5	32,8	24,3
		$B_p$	0,0109	0,0086	0,0067	0,0109	0,0076	0,0054	0,0089	0,003	0,0016
		$C_p$	85,5	67,5	52,7	89,0	61,8	43,8	82,0	27,6	14,6
		$\theta_p$	0,074	0,271	0,43	0,102	0,396	0,565	0,538	0,847	0,920
		$\Omega_p$	27,5	38,7	43,2	31,0	46,5	47,0	83,1	60,5	46,0

Примечание.  $A_p$  — удельная длина подвешенных и вращающихся ЛБТ, м/МПа;  $B_p$  — удельное укорочение допустимой длины ЛБТ за счет присоединения к ним стальной части буровой колонны, м/Н;  $C_p$  — то же, за счет растяжения, вызванного внутренним давлением бурового раствора, м/МПа;  $\theta_p$  — то же, за счет сопротивления вращению стальной части буровой колонны, м/м;  $\Omega_p$  — то же, за счет возникновения в ЛБТ напряжения кручения, вызванного долотом, м/МПа.

Диаметр ЛБТ, мм	Расчетный показатель $k_1 = d_{СБТ}^3/d_{ЛБТ}^3$ при диаметре СБТ, мм					
	146	140	127	114	89	73
147	0,985	0,914	0,750	0,607	0,371	0,246
129	1,275	1,280	0,965	0,783	0,476	0,321
114	1,635	1,510	1,235	1,000	0,608	0,412

Таблица 46

Диаметр ЛБТ, мм	Расчетный показатель $k_2 = d_{УБТ}^2/d_{ЛБТ}^2$ при диаметре УБТ, мм								
	299	273	254	229	203	178	146	133	120
147	4,170	3,47	3,0	2,44	1,91	1,47	0,983	0,705	0,670
129	5,39	4,48	3,89	3,15	2,49	1,90	1,275	1,030	0,865
114	5,89	5,73	4,96	4,03	3,17	2,43	1,630	1,350	1,110

Общий вес стальной части колонны  $Q_{с.ч} = 233\ 500$  Н.

Находим мощность, расходуемую на вращение долота, по формуле (38)

$$N_{\text{дол}} = 6,95 \cdot 398 \cdot 10^{-4} \frac{15,7 \cdot 30}{3,14} 190^{0,4} \cdot 0,10^{1,3} = 16,92 \text{ кВт.}$$

Рассчитываем момент на долото по формуле (36)

$$M_{\text{дол}} = 974000 \frac{N_{\text{дол}}}{n \cdot 30/\pi} = 974000 \frac{16,92}{15,7 \cdot 30/3,14} = 109867 \text{ Н}\cdot\text{см} = 0,11 \text{ МН}\cdot\text{см.}$$

Определяем момент сопротивления кручению ЛБТ

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \left( \frac{12,9^4 + 10,7^4}{12,9} \right) = 221,87 \text{ см}^3.$$

Тогда  $\tau_{\text{дол}} = M_{\text{дол}}/W_{\text{кр}} = 0,11/221,87 = 0,000496 \text{ МН/см}^2 = 4,96 \text{ МН/м}^2 = 4,96 \text{ МПа.}$

Из табл. 45—47 берем значения параметров для ЛБТ 129 × 11 при  $\rho_{б.р} = 1,2 \text{ г/см}^3$  и  $n = 15,7 \text{ рад/с}$ ;  $k_1 = 0,783$ ;  $k_2 = 1,275$ ;  $a_p = 0,0258 \text{ МПа/м}$ ;  $b_p = 0,00017 \text{ МПа/Н}$ ;  $c_p = 1,78 \text{ МПа/МПа}$ ;  $\vartheta_p = 0,0088 \text{ МПа/м}$ ;  $\omega_p = 1,165$ .

Рассчитываем эквивалентные напряжения по формуле

$$\sigma = a_p l_{\text{ЛБТ}} + b_p Q_{с.ч} + c_p \rho + \vartheta_p (k_1 l_{\text{СБТ}} + k_2 l_{\text{УБТ}}) + \omega_p \tau_{\text{дол}}. \quad (48)$$

Подставив значения всех величин, получим

$$\sigma = 0,0258 \cdot 4400 + 0,00017 \cdot 233500 + 1,78 \cdot 10 + 0,0088 (0,783 \cdot 500 + 1,275 \cdot 100) + 1,165 \cdot 4,96 = 181,36 \text{ МПа.}$$

Определяем коэффициент запаса прочности

$$n = \sigma_T/\sigma = 330/181,36 = 1,82,$$

что вполне достаточно ( $1,82 > 1,5$ ).

## РАСЧЕТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО ЛБТ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Диаметр ЛБТ, мм	Толщина стенки, мм	Пара- мет- ры	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>								
			1,0			1,2			2,0		
			Частота вращения ротора, рад/с (об/мин)								
			5,23 (50)	15,7 (150)	26,2 (250)	5,23 (50)	15,7 (150)	26,2 (250)	5,23 (50)	15,7 (150)	26,2 (250)
147	11	$a_p$	0,0247	0,0289	0,0297	0,0229	0,0264	0,303	0,0179	0,0281	0,0373
		$b_p$	0,000185	0,000179	0,000151	0,000172	0,000150	0,000130	0,000123	0,000079	0,000059
		$c_p$	2,48	2,49	2,11	2,48	2,16	1,89	2,03	1,29	0,97
		$\Phi_p$	0,0013	0,00596	0,01024	0,002	0,00807	0,0143	0,00702	0,02084	0,03194
		$\omega_p$	0,459	0,974	1,175	0,585	1,108	1,376	1,250	1,742	1,843
129	11	$a_p$	0,0238	0,0262	0,0292	0,0222	0,0258	0,03	0,0175	0,0283	0,0382
		$b_p$	0,000204	0,0002	0,000163	0,000198	0,000170	0,000147	0,000134	0,000082	0,000061
		$c_p$	2,14	1,92	1,72	2,07	1,78	1,53	1,64	1,01	0,742
		$\Phi_p$	0,00144	0,00605	0,011	0,00251	0,0088	0,0155	0,00775	0,0223	0,0336
		$\omega_p$	0,49	0,96	1,235	0,628	1,165	1,425	1,33	1,8	1,86
129	9	$a_p$	0,0249	0,0292	0,0316	0,0237	0,0282	0,0335	0,0183	0,0322	0,044
		$b_p$	0,000249	0,000231	0,000202	0,000235	0,000195	0,000164	0,000148	0,00009	0,000066
		$c_p$	2,74	2,53	1,81	2,69	2,23	2,20	1,90	1,17	0,85
		$\Phi_p$	0,00184	0,008	0,0136	0,00287	0,01115	0,019	0,00935	0,0271	0,04019
		$\omega$	0,545	1,09	1,3	0,675	1,26	1,505	1,41	1,85	1,92
114	10	$a_p$	0,0237	0,0269	0,0304	0,0224	0,0269	0,0319	0,0177	0,0305	0,0410
		$b_p$	0,00026	0,000232	0,000203	0,000244	0,000204	0,000172	0,000178	0,000092	0,000066
		$c_p$	2,04	1,82	1,60	1,99	1,66	1,40	1,50	0,84	0,60
		$\Phi_p$	0,00177	0,0073	0,01305	0,0023	0,0106	0,018	0,00955	0,0258	0,038
		$\omega_p$	0,660	1,041	1,312	0,690	1,250	1,502	1,471	1,852	1,903

Примечание.  $a_p$  — удельное эквивалентное напряжение по III теории прочности, возникающее в верхнем сечении ЛБТ от собственного веса и от сопротивления их вращению, МПа/м;  $b_p$  — то же напряжение, возникающее в ЛБТ от присоединения к ним стальной части колонны, МПа/Н;  $c_p$  — то же напряжение, возникающее в верхней части ЛБТ от перепада давления, МПа/МПа;  $\Phi_p$  — то же напряжение, возникающее в ЛБТ от сопротивления вращению стальной части буровой колонны, МПа/м;  $\omega_p$  — то же напряжение, возникающее вследствие касательных напряжений от вращения долота (безразмерная величина).

Общий вес колонны  $Q_{\text{кол}} = 233\,500 + 4400 \cdot 143 = 862\,700 \text{ Н} = 0,863 \text{ МН}$ .

**Задача 21.** Определить максимально допустимую глубину бурения скважины роторным способом ЛБТ  $147 \times 11$ , изготовленными из сплава Д16Т. Данные для расчета: частота вращения ротора  $15,7 \text{ рад/с}$  ( $150 \text{ об/мин}$ ); плотность бурового раствора  $1,2 \text{ г/см}^3$ ; предполагаемое давление в верхней части колонны  $10 \text{ МПа}$ ; диаметр долота  $190,5 \text{ мм}$ ; вес долота  $500 \text{ Н}$ ; длина УБТ  $100 \text{ м}$ ; диаметр УБТ  $146 \text{ мм}$ ; вес  $1 \text{ м}$  УБТ  $970 \text{ Н}$ . Над УБТ установлено  $600 \text{ м}$  стальных бурильных труб типа ТБПВ диаметром  $146 \text{ мм}$ , толщиной стенки  $9 \text{ мм}$ ; нагрузка на долото  $0,12 \text{ МН}$ .

*Решение.* Определяем вес стальной части колонны

$$Q_{\text{СБТ}} = l_{\text{СБТ}} \rho_{\text{СБТ}} = 600 \cdot 345 = 207\,000 \text{ Н};$$

$$Q_{\text{УБТ}} = l_{\text{УБТ}} \rho_{\text{УБТ}} = 100 \cdot 970 = 97\,000 \text{ Н};$$

$$Q_{\text{дол}} = 500 \text{ Н}.$$

Общий вес стальной части колонны  $Q_{\text{с.ч}} = 207\,000 + 97\,000 + 500 = 304\,500 \text{ Н} = 0,304 \text{ МН}$ .

Рассчитаем мощность, расходуемую на вращение долота, по формуле (38)

$$N_{\text{дол}} = 6,95 \cdot 398 \cdot 10^{-4} \frac{15,7 \cdot 30}{3,14} 190^{0,4} \cdot 0,12^{1,3} = 21,32 \text{ кВт}.$$

Определяем момент на долото по формуле (36)

$$M_{\text{дол}} = 974000 \frac{21,32}{15,7 \cdot 30 / 3,14} = 138437,9 \text{ Н} \cdot \text{см} = 0,138 \text{ МН} \cdot \text{см}.$$

Находим величину осевого момента сопротивления кручению ЛБТ

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \frac{14,7^4 - 12,5^4}{14,7} = 297,4 \text{ см}^3.$$

Тогда  $\tau_{\text{дол}} = M_{\text{дол}} / W_{\text{кр}} = 0,138 / 297,4 = 0,000464 \text{ МН/см}^2 = 4,64 \text{ МН/м}^2$ .

Из табл. 44—46 берем значения параметров для ЛБТ  $147 \times 11$  при  $\rho_{\text{б.р}} = 1,2 \text{ г/см}^3$  и  $n = 15,7 \text{ рад/с}$ ;  $A_p = 37,9 \text{ м/МПа}$ ;  $B_p = 0,0057 \text{ м/Н}$ ;  $C_p = 82,0 \text{ м/МПа}$ ;  $\theta_p = 0,306$ ;  $\Omega_p = 42,0 \text{ м/МПа}$ ;  $k_1 = 0,75$ ;  $k_2 = 0,983$ .

Определяем допустимую глубину бурения роторным способом трубами  $147 \times 11$

$$l_{\text{доп}} = A_p \sigma_{\text{т}} / n - B_p Q_{\text{с.ч}} - C_p p - \theta_p (k_1 l_{\text{СБТ}} + k_2 l_{\text{УБТ}}) - \Omega_p \tau_{\text{дол}} + l_{\text{с.ч}} \quad (49)$$

После подстановки всех величин (табл. 44—46) получаем

$$l_{\text{доп}} = 37,9 \frac{330}{1,5} - 0,0057 \cdot 304500 - 82 \cdot 10 - 0,306 (0,75 \cdot 600 + 0,983 \cdot 100) - 42 \cdot 4,64 + 700 = 6120 \text{ м}.$$

Общий вес колонны  $Q_{\text{кол}} = 304\,500 + 5420 \cdot 165 = 1\,198\,800 \text{ Н} = 1,2 \text{ МН}$ .

## НАЧИСЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ИЗНОСА И КЛАССИФИКАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

На трубы, участвующие в бурении скважин, начисляется условный износ в килограммах и рублях, определяемый исходя из количества пробуренных метров в данной скважине [22].

Величина условного износа, подлежащего начислению на все трубы данного комплекта, рассчитывается из следующего выражения:

$$S = ac\delta (l_1 k_1 n_1 + l_2 k_2 n_2 + \dots + l_n k_n n_n), \quad (50)$$

где  $a$  — удельная норма расхода металла труб за 1 м условной проходки (кг/м) при коэффициентах  $k$ ,  $c$ ,  $\delta$ ,  $n$ , равных единице;  $c$  — коэффициент буримости для данного района буровых работ;  $k_1, k_2, \dots, k_n$  — коэффициенты, учитывающие увеличение износа труб по мере роста глубин скважины; определяются по формуле

$$k = 1 + 0,001 H_{\text{II}}; \quad (51)$$

$H_{\text{II}}$  — глубина подошвы данного интервала, м;  $l_1, l_2, \dots, l_n$  — проходка в интервале 1, 2, ...,  $n$  (длиной по 500 м), м;  $\delta$  — коэффициент, учитывающий влияние способа бурения и наклона ствола скважины на износ труб (для турбинного способа бурения вертикальных скважин  $\delta = 1$ ; для наклонного  $\delta = 1,35$ ; для роторного  $\delta = 1,65$ );  $n_1, n_2, \dots, n_n$  — число секций труб длиной по 500 м, участвовавших в бурении интервалов соответственно 1, 2, ...,  $n$ .

Индексы 1, 2, ...,  $n$  обозначают порядковые номера интервалов ствола по 500 м, считая от устья скважины.

Нормы условного износа приведены в «Справочнике укрупненных сметных норм (СУСН)», а расценки износа — в «Прейскуранте порайонных расценок на строительство нефтяных и газовых скважин (ППР)».

Начисление износа в рублях на комплект прекращается, когда общая его сумма достигает 70 % первоначальной стоимости труб и 90 % стоимости замков, навинченных на эти трубы.

В зависимости от величины условного износа трубы можно разделить на три класса:

Класс . . . . .	I	II	III
Условный износ, % от массы комплекта . . . . .	<50	51—85	86—100

**Задача 22.** Определить условный износ каждого комплекта бурильных труб диаметром 140 мм при бурении скважины на глубину 2500 м турбинным способом. Данные для расчета: толщина стенки труб 9 мм; коэффициент буримости 0,9; удельная норма расхода металла 0,323 кг/м; масса 1 м бурильных труб 33,9 кг.

*Решение.* При бурении скважины будут принимать участие пять комплектов труб (по 500 м).

Определяем коэффициенты глубины:  $k_{500} = 1 + 0,001 \cdot 500 = 1,5$ ;  $k_{1000} = 1 + 0,001 \cdot 1000 = 2,0$ ;  $k_{1500} = 1 + 0,001 \cdot 1500 =$

$$= 2,5; k_{2000} = 1 + 0,001 \cdot 2000 = 3,0; k_{2500} = 1 + 0,001 \cdot 2500 = 3,5.$$

Рассчитываем условный износ комплекта № 1, работающего в интервале 0—2500 м.

$$S_1 = 0,323 \cdot 0,9 \cdot 1,0 [(500 - 0) 1,5 \cdot 1,0 + (1000 - 500) 2 \cdot 2 + (1500 - 1000) 2,5 \cdot 3 + (2000 - 1500) 3 \cdot 4 + (2500 - 2000) 3,5 \cdot 5] = 6177 \text{ кг.}$$

Масса комплекта длиной 500 м

$$Q_{\text{н}} = l_{\text{кг}} = 500 \cdot 33,9 = 16950 \text{ кг.}$$

Условный износ первого комплекта труб составляет

$$(6177 \cdot 100) / 16950 = 36,44\%.$$

Условно этот комплект можно отнести к I классу.

Для комплекта № 2, работающего в интервале 500—2500 м, условный износ

$$S_2 = 0,323 \cdot 0,9 \cdot 1,0 [(1000 - 500) 2 \cdot 2 + (1500 - 1000) 2,5 \cdot 3 + (2000 - 1500) 3 \cdot 4 + (2500 - 2000) 3,5 \cdot 5] = 5959 \text{ кг}$$

или  $(5959 \cdot 100) / 16950 = 35,16\%$ .

Комплект № 2 также относится к I классу.

Для комплекта № 3, работающего в интервале 1000—2500 м, условный износ

$$S_3 = 0,323 \cdot 0,9 \cdot 1,0 [(1500 - 1000) 2,5 \cdot 3 + (2000 - 1500) 3 \cdot 4 + (2500 - 2000) 3,5 \cdot 5] = 5378 \text{ кг}$$

или  $(5378 \cdot 100) / 16950 = 31,73\%$ .

Комплект относится к I классу.

Для комплекта № 4, работающего в интервале 1500—2500 м, условный износ

$$S_4 = 0,323 \cdot 0,9 \cdot 1,0 [(2000 - 1500) 3 \cdot 4 + (2500 - 2000) 3,5 \cdot 5] = 4288 \text{ кг}$$

или  $(4288 \cdot 100) / 16950 = 25,3\%$ .

Комплект относится к I классу.

Для комплекта № 5 (последний), работающего в интервале 2000—2500 м, условный износ

$$S_5 = 0,323 \cdot 0,9 \cdot 1,0 (2500 - 2000) 3,5 \cdot 5 = 2544 \text{ кг}$$

или  $(2544 \cdot 100) / 16950 = 15\%$ .

Комплект относится к I классу.

### КЛАССИФИКАЦИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДЕФЕКТΟΣКОПИИ

Классификацию бывших в эксплуатации бурильных труб и их маркировку проводят на трубной базе по результатам дефектоскопии высаженных концов труб, в том числе участков трубной резьбы.

Пригодными к эксплуатации являются трубы первых трех классов.

Система классификации бурильных труб сборной конструкции диаметрами 114 и 140 мм приведена в табл. 48.

Класс труб (маркировка)	Вид и размер дефекта
I (одна белая полоса)	Дефекты не обнаружены
II (две белые полосы)	Мелкие металлургические дефекты (раковины, поры, неметаллические включения и т. п.) в резьбовой и (или) гладкой части высаженного конца; ужимы в гладкой части (за пределами резьбы) глубиной менее 3 мм
III (три белые полосы)	Усталостные трещины или ужимы в зоне резьбы глубиной до 2 мм; ужимы в гладкой части высаженного конца глубиной до 5 мм
IV (одна белая и одна красная полосы)	Усталостные трещины или ужимы в резьбовой части глубиной до 4 мм
V (одна красная полоса)	Усталостные трещины или ужимы в резьбовой части глубиной более 4 мм; ужимы в гладкой части глубиной более 5 мм. Отсутствует торцовый импульс на дуге более $\frac{1}{4}$ окружности трубы

Промежуточным является IV класс труб. Трубы этого класса переводят в III класс после перенарезки резьбы или в брак, если оставшаяся длина высаженной части трубы недостаточна для перенарезки.

Если при повторной дефектоскопии (после перенарезки резьбы) будет определено, что глубина трещины не превышает значений, установленных для труб III класса, то трубу переводят в III класс; в противном случае трубы бракуют. Трубы с недопустимыми дефектами относят к V классу — брак.

На буровой классификацию и маркировку не проводят. При проверке на буровой отбраковывают трубы, имеющие более низкий класс, чем те, из которых состоит бурильная колонна. Например, если бурильная колонна состоит из труб I класса, изымают трубы, соответствующие II, III, IV и V классам; если колонна состоит из труб I и II класса, изымают трубы III, IV и V классов.

Трубы I класса применяют без ограничения в соответствии с их категорией прочности и типоразмером.

Трубы II класса не рекомендуется использовать в глубоких скважинах при забое более 4000 м, а также в сильно осложненных условиях (например, при наличии каверн или интенсивных искривлений ствола скважины при бурении роторным способом). Трубы III класса рекомендуется применять при бурении на глубину не

более 2500 м и отработку их следует вести в закрепленном стволе, ежемесячно проверяя средствами дефектоскопии.

В трубах ТБПВ выявляют поперечные и объемные дефекты в зоне сварного шва и на участке галтельного перехода до муфты. В трубах ЛБТ выявляют эксплуатационные дефекты (главным образом усталостные трещины) на участках трубных резьб. Кроме того, контролируется тело ЛБТ, как и остальных бурильных труб.

Бывшие в эксплуатации трубы из сплава Д16Т в сборе с замками, выпускаемые по ТУ 1-2-85—72, классифицируют по величинам износа стенки трубы (табл. 49).

Максимально допустимые нагрузки на крюке для труб с различными степенями износа вычислены по пределу текучести с учетом коэффициента запаса прочности, равного 1,3.

Таблица 49

Диаметр, мм		Наименьшая толщина стенки, мм	Наименьшая площадь поперечного сечения, см <sup>2</sup>	Допустимая растягивающая нагрузка, МН	Допустимый вращающий момент, Н·м
номинальный (толщина стенки)	наименьший наружный				
<i>Трубы I класса (одна полоса)</i>					
147 (13; 11; 9)	145,5	11,8; 10; 8	54,7; 47; 39	1,45; 1,24; 0,99	66 700; 52 900; 46 900
129 (11; 9)	127,5	10,8; 8	40,8; 33,9	1,34; 1,12	36 900; 34 900
114 (10)	112,8	9,0	32,6	0,86	24 500
93 (9)	92,0	8,1	23,7	0,62	14 300
73 (9)	72,0	8,1	18,1	0,48	8 100
<i>Трубы II класса (две полосы)</i>					
147 (13; 11; 9)	142,0	10,5; 8,5; 7,5	42,4; 36,2; 32	1,18; 0,91; 0,82	64 300; 50 700; 43 100
129 (11; 9)	124,0	8,5; 7,5	31,4; 27,8	0,76; 0,70	34 200; 32 300
114 (10)	109,5	8,4	25,1	0,58	20 500
93 (9)	90,0	7,5	19,4	0,48	10 400
73(9)	70,5	7,5	15,9	0,40	5200
<i>Трубы III класса (три полосы)</i>					
147 (13; 11; 9)	139	8,5; 7,7; 7,0	34,5; 29,7; 26,2	0,82; 0,70; 0,56	60 200; 45 500; 39 200
129 (11; 9)	122	8,0; 7,0	25,8; 22,9	0,5; 0,25	28 100; 20 300
114 (10)	108	7,0	20,6	0,5	16 400
93 (9)	89	7,0	16,0	0,4	7 100
73 (9)	69	7,0	12,5	0,31	3 200
<i>Трубы IV класса (четыре полосы) — брик</i>					
147 (13; 11; 9)	139	<8,5; 7; 7			
129; 114; 93; 73	122; 108; 89; 69	<7			

Периодичность проверок бурильных труб на буровой зависит от условий их эксплуатации: глубины скважины, категории пород, способа бурения, степени искривления ствола скважины, коррозионных свойств среды, типоразмера и группы прочности труб, качества труб и т. п.

В табл. 50 приведены данные проверок бурильных труб на буровой.

Т а б л и ц а 50

Способ бурения	Глубина скважины, м	Периодичность контроля бурильных труб (вид контроля — дефектоскопия), сут	
		участков трубных резьб стальных бурильных труб сборной конструкции	зоны сварного шва труб типа ТБПВ
Ротором	<2500	60	60
	2500—3500	45	60
	3500—5000	30	45
	>5000	20	45
Забойными двигателями	<2500	90	120
	2500—3500	65	120
	>3500	45	90

При бурении в осложненных условиях (каверны, затяжки, вибрации, вызванные бурением твердых пород долотами с крупным шагом, перегибы ствола с отклонением свыше 3° на 100 м проходки), а также при бурении сверхглубоких скважин периодичность контроля может быть в 1,5—2 раза меньше, чем это указано в табл. 50.

Во многих случаях целесообразно, не сокращая интервалов между проверками всей колонны, чаще контролировать секции бурильной колонны, работающие в сильно осложненных интервалах ствола скважины, а также бурильные трубы, находящиеся над УБТ. В таких случаях можно контролировать отдельные секции колонны один раз в 10 и более суток.

Трубы III класса рекомендуется проверять средствами дефектоскопии ежемесячно (сборной конструкции).

После ликвидации прихватов или аварий необходимо проводить внеочередную проверку бурильной колонны. Частичный контроль бурильных труб на буровой эффективен тогда, когда устраняется большая часть потенциальных источников аварий с бурильной колонны. Если доля аварий, приходящаяся на контролируемый участок, невелика, то частичный контроль не даст заметного эффекта. Поэтому не даются рекомендации по контролю на буровой участков трубных резьб ЛБТ и труб типа ТБВК и ТБНК.

## Глава III ПРОМЫВКА СТВОЛА СКВАЖИНЫ

### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Каждый буровой раствор имеет свои границы применения, которые зависят главным образом от геологических условий бурения: пластового давления вскрытых скважиной горизонтов, устойчивости пород, слагающих эти горизонты, минерального состава разбуhrиваемых пород.

Механическая скорость проходки, эффективность и долговечность работы бурового оборудования увеличиваются с ростом подвижности промывочного агента. С этой точки зрения циркулирующие агенты можно расположить в следующем порядке: газ, вода, буровые растворы. Однако с точки зрения универсальности и объема применения они располагаются в обратном порядке: буровые растворы, вода, газ.

Естественные буровые растворы, представляющие собой коллоидную смесь воды и глины, широко применяются при бурении в неосложненных условиях, т. е. при отсутствии в разрезе скважины высоконапорных и поглощающих горизонтов, а также пород, склонных к нарушению приствольной зоны скважины. Качество этих растворов характеризуется следующими показателями свойств: плотность 1,2—1,25 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость 18—22 с, показатель фильтрации до 25 см<sup>3</sup> за 30 мин, статическое напряжение сдвига  $(20-40) \cdot 10^{-6}$  Н/см<sup>2</sup>.

Качество бурового раствора существенно влияет на скорость и успех проводки скважины. С увеличением плотности бурового раствора гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины возрастают, вследствие чего коэффициент подачи насосов уменьшается. Увеличение плотности раствора сопровождается, как правило, ростом его вязкости и напряжения сдвига, что приводит к снижению подачи жидкости на забой и значительно ухудшает очистку забоя и промывку ствола скважины. При турбинном бурении утяжеление раствора вызывает рост потерь в турбобуре. В результате повышения вязкости раствора при большой плотности перепад давления в турбобуре увеличивается на 15—20 %, крутящий момент уменьшается на 10—15 %, что является причиной снижения общего к. п. д. турбобура при работе с использованием утяжеленных растворов.

От качества бурового раствора зависят количественные показатели бурения. На механическую скорость проходки более всего влияют плотность бурового раствора, а также вязкость и показатель фильтрации.

С увеличением плотности бурового раствора темп разрушения породы на забое, как правило, снижается. Причиной этого является в основном рост гидростатического давления столба бурового раствора на забой скважины. Наиболее существенное снижение механической скорости будет наблюдаться при бурении пористых, малопроницаемых, способных к уплотнению пород с низкими пластовыми давлениями (глин, глинистых сланцев и др.).

При бурении в легкопроницаемых породах механическая скорость практически остается постоянной даже при значительных изменениях гидростатического давления, что объясняется сравнительно быстрым выравниванием гидростатического и пластового давлений.

По мере углубления скважины гидростатическое давление столба жидкости на забой возрастает. Для компенсации отрицательного влияния гидростатического давления на скорость бурения приходится увеличивать нагрузку на долото до 50 %.

Однако объяснять причины значительного количественного ухудшения показателей бурения с ростом плотности бурового раствора только увеличением гидростатического давления будет не совсем правильно. Плотность буровых растворов неразрывно связана с двумя другими его важными показателями свойств: вязкостью и сопротивлением сдвигу, которые с ростом плотности увеличиваются значительно быстрее.

Вязкость бурового раствора при бурении оказывает влияние главным образом на качество очистки забоя от выбуренной породы. Ухудшение очистки забоя и, как следствие этого, снижение механической скорости при бурении с промывкой вязкими буровыми растворами обусловлено увеличением толщины застойной зоны жидкости над поверхностью забоя и на стенках скважины в призабойной зоне, ламинарным режимом движения жидкости под долотом. Вязкая жидкость плохо проникает под выбуренный шлам, недостаточно быстро освобождает и поднимает его с забоя в восходящий поток.

Чем выше вязкость жидкости, тем медленнее она проникает в поры и трещины забоя, задерживая выравнивание гидростатического и пластового давлений, прижимая выбуренные частицы к забою, препятствуя их быстрому взвешиванию и удалению.

Повышение показателя фильтрации бурового раствора положительно сказывается на эффективности разбуривания горных пород. При повышенном показателе фильтрации фильтрат быстрее проникает в породу забоя, снижая ее прочность, а также быстрее выравнивает внутрискважинное давление в породе до гидростатического давления столба жидкости. Кроме того, увеличение показателя фильтрации бурового раствора нередко сопровождается

снижением его вязкости, что ведет к росту механической скорости проходки.

Следовательно, с точки зрения повышения скорости проходки скважин и обеспечения эффективной работы бурового оборудования буровой раствор должен обладать по возможности минимальными плотностью, вязкостью и статическим напряжением сдвига.

На каждой буровой должно быть предусмотрено определенное количество запасного бурового раствора.

При вскрытии зон с возможными нефтегазопроявлениями или продуктивных горизонтов на вновь разведываемых площадях и объектах, а также при разбуривании газовых и газоконденсатных месторождений, месторождений с аномально высокими давлениями с использованием циркуляционной системы указанного в главе X объема, вакуумного дегазатора, механизмов для быстрого приготовления и непрерывного утяжеления бурового раствора, обсадных колонн и преленторных установок, удовлетворяющих герметизации устья при открытом фонтанировании и смонтированных в соответствии с требованиями ГОСТ 13862-75, необходимо постоянно иметь запас бурового раствора, равный объему скважины, который должен участвовать в циркуляции. Кроме того, на буровой должен быть запас глинопорошка, химических реагентов и утяжелителя. Время создания этого запаса и его объем должны быть предусмотрены в проекте на строительство скважин и указаны в геолого-техническом наряде и режимно-технологической карте.

Бурение таких же скважин установками без приведенного выше оснащения можно проводить только при постоянном наличии на буровой раствора, запас которого равен полутора кратному объему скважины; часть раствора равна объему скважины, должна участвовать в циркуляции.

При бурении всех других скважин количество и время создания запасного раствора или материалов для быстрого и качественного его приготовления определяется геолого-технической службой предприятия по согласованию с военизированной службой и указывается в проекте и режимно-технологической карте.

## ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА

Тип бурового раствора (его компонентный состав) [15] зависит от физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений и забойной температуры. Тип бурового раствора на водной основе для бурения скважины в конкретных геологических условиях выбирают по табл. 51 (исходный буровой раствор содержит глину, воду и при необходимости утяжелитель; исключения составляют рецептуры 65 и 67). Показатели буровых растворов приведены в табл. 52.

Породы	Температура, °С	Минерализация	Проницаемость	Номер рецептуры	Компоненты основы бурового раствора					Разжижители																		
					NaCl	MgCl <sub>2</sub>	Ca (OH) <sub>2</sub>	Гипс	CaCl <sub>2</sub>	ССВ	КССВ	ФХЛС	Окзил															
Песчаники, известняки, доломиты	<100	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	H B H B H B	1																								
				2																								
				3																								
				4																								
				5																								
				6																								
	100—130	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	H B H B H B	7																								
				8																								
				9																								
				10																								
				11																								
				12																								
	130—160	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	H B H B H B	13																								
				14																								
				15																								
				16																								
				17																								
				18																								
	160—220	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	H B H B H B	19																								
				20																								
				21																								
				22																								
				23																								
				24																								
<100	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	H B H B H B	25																									
			26																									
			27																									
			28																									
			29																									
			30																									
100—160	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		31																									
			32																									
			33																									

Таблица 51

Поинзители показателя фильтрации							Специальные добавки							Характеристика условий бурения пород	
УЩР	КССВ	крахмал	КМЦ	гипап	метас	ОЭЦ	нефть+графит	СМАД	хроматы	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	NaOH	аитнокс.дант	сульфо-нол		пеногаситель
++	+						++	++		++	+			++	Устойчивые при разбуривании, не изменяют своих физико-механических свойств под воздействием фильтра
++	++		+				++	+	+	+	+			++	
++	++		+				+	++	+	+	+			++	
+				---	---		++	++	+	++	+				
	++		+				++	---	+	++	+			+	
							+	+	+	+	+			++	
			++				+	+	+	+	+			++	
							+	+	+	+	+			++	

Породы	Температура, °С	Минерализация	Проницаемость	Номер рецептуры	Компоненты основы бурового раствора					Разжижители					
					NaCl	MgCl <sub>2</sub>	Ca (OH) <sub>2</sub>	Гипс	CaCl <sub>2</sub>	ССБ	КССБ	ФХЛС	Окзид		
Песчаники, известняки, доломиты с пропластками глины, аргиллитов, алевроид.	160— 190	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		34											
				35							1	1	1		
				36							1	1	1		
	190— 220	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		37							1	1	1		
				38						1	1	1			
				39						1	1	1			
	<100	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		40		+					+				
				41		++					+				
				42		+					+				
	100— 130	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		43		+					+				
				44		++					+				
				45		+					+				
	130— 160	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		46				+	+			1	1	1	
				47				+	+			1	1	1	
				48				+	+			1	1	1	
	160— 220	<3 % NaCl 3—10 % NaCl 3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		49								1	1	1	
				50							1	1	1		
				51							1	1	1		
<100	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	Н В		52				+		+	+				
				53				+		+	+				
				54					+		+	+			
		55					+		+	+					
	100— 130	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		56					+	+			1	1	1
				57					+	+			1	1	1
			58					+	+			1	1	1	

Понижители показателя фильтрации						Специальные добавки							Характеристика условий бурения пород		
УЩР	КССБ	крахмал	КМЦ	гипан	метас	ОЭЦ	нефть + графит	СМАД	хроматы	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	NaOH	антиоксидант		сульфонол	пенотас-гель
			++				++	++	++	++	++	+			Неустойчивые из-за набухания глин и окисей артезианских и алевритов. Растворы в них сопровождаются излучением притворной зоны скважины, потерей циркуляции, прихватами бурящего инструмента
				---	---		++	++	++	+	++				
+	++						++				++			++	
	---		---				++		++		++			++	
	---		---				++	++	++		++			++	
				---	---		++	++	++	+	++				
	+		+				++							++	
	---		---				++	++	++		++			++	
							++	++	++		++			++	
							++	++	++		++			++	

Пластичные, легко набухают, взаимодействуют с дисперсионной средой буровых растворов, образуя в ней устойчивые коллоидные системы

Породы	Температура, °С	Минерализация	Проницаемость	Номер рецептуры	Компоненты основы бурового раствора					Разжижители				
					NaCl	MgCl <sub>2</sub>	Ca (OH) <sub>2</sub>	Гипс	CaCl <sub>2</sub>	ССБ	КССБ	ФХЛС	Окзил	
Аргиллиты, алевролиты, известняки, глинистые	130—160	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		59			+	+				1	1	1
				60			+	+				1	1	1
				61			+	+				1	1	1
	160—220	<3 % NaCl 3—10 % NaCl >3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		62								1	1	1
				63							1	1	1	
				64							1	1	1	
Каменная соль	<100	Насыщенный раствор		65	+									
	100—220	То же		66	+									
Каменная соль с пропластками бишофита	<100	»		67	+									
	100—220	»		68	+									
Каменная соль с пропластками терригенных пород	<100	Насыщенный раствор		69	+									
	100—130	То же		70	+									
	130—160	»		71	+									
	160—190	»		72	+									
	190—220	»		73	+									
Каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород	<100	»		74		+								
	100—130	»		75		+								
	130—160	»		76		+								
	160—190	»		77		+								

Примечания: 1. Знак + указывает на необходимость применения данного реагента; 2. В графе 4 буква Н обозначает низкую проницаемость (менее 100 мкм<sup>2</sup>), буква В - вы

Понижатели показателя фильтрации							Специальные добавки							Характеристика условий бурения пород	
УЩР	КССБ	крахмал	КМЦ	глин	метас	ОЭЦ	нефть+графит	СМАД	хроматы	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	NaOH	англюксидант	сульфидол		леногаситель
	—		—				++		++		++				Неустойчивы, склонны к нарушению приствольной зоны скважины. Эти породы имеют пластинчатое строение
				—	—		++	++	++	+	++				
							+								Соль, растворяться, образует каверны, что может привести к нарушению приствольной зоны скважины
							+						+		Бурить с использованием рассола или глинистого бурового раствора, содержащего растворимую соль
		+	+				+	+	+	+	+			+	Бурить с использованием соленых глинистых буровых растворов, содержащих химические реагентами бурового раствора
		++			+		+	+	+	+	+			+	Бурить с использованием обработанных глинистых буровых растворов, содержащих хлопчатый матчий (или другие соли)

та, а знак I — на необходимость применения одного из отмеченных реагентов данной группы (более 100 мкм<sup>2</sup>). 3. Бишофиты—калийно-магневые соли.

## ПОКАЗАТЕЛИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Породы	Температура, °С	Минерализация	Проницаемость	Тип бурового раствора	Показатели буровых растворов			
					условная вязкость, с	показатель фильтрации, см <sup>3</sup>	СНС <sub>1/10</sub> , 10 <sup>-4</sup> Н/см <sup>2</sup>	pH
Песчаники, известняки, доломиты	<220	<3 % NaCl	Низкая	Неингибируемый	25—40	10	$\frac{10-30}{15-60}$	8—9
		3—10 % NaCl >3 % NaCl + +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	Высокая	То же	25—40	10	$\frac{10-15}{15-30}$	8—9
Песчаники, известняки, доломиты с пропластками глины, аргиллитов, мергелей, алевролитов	<100	<3 % NaCl	Низкая	Неингибируемый	25—35	6—8	$\frac{10-30}{15-60}$	8—9
		3—10 % NaCl	Высокая			3—5	$\frac{10-15}{15-30}$	
			Низкая			6—8	$\frac{10-30}{15-60}$	
			Высокая			3—5	$\frac{10-15}{15-30}$	
		>3 % NaCl + +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	Низкая			6—8	$\frac{10-30}{15-60}$	
	Высокая	3—5	$\frac{10-15}{15-30}$					
100—220	<3 % NaCl 3—10 % NaCl 3 % NaCl + +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	Высокая	Неингибируемый	25—45	4—6	$\frac{10-30}{20-60}$	8—9	

Глины	<130	< 3 % NaCl		Ингибированный (известковый)	25—35	3—4	$\frac{6-30}{15-30}$	12
	130—160	3—10 % NaCl 3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		Ингибированный (гипсоизвестковый)	25—35	3—4	$\frac{10-30}{20-60}$	8,5—9,5
	160—220	< 3 % NaCl 3—10 % NaCl 3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		Ингибированный (хромметакриловый)	40—50	2—3	$\frac{20-40}{40-80}$	8,5—9,5
Аргиллиты, алевролиты, известняки глинистые	<100	< 3 % NaCl 3—10 % NaCl 3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		Ингибированный (хлоркальциевый)	25—30	4—6	$\frac{10-30}{20-60}$	7,5—8,5
	100—160	< 3 % NaCl 3—10 % NaCl 3 % NaCl+ +0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		Ингибированный (гипсоизвестковый)	25—30	3—4	$\frac{10-30}{20-60}$	8,5—9,5
	160—220	< 3 % NaCl 3—10 % NaCl 3 % NaCl+ 0,2 % Ca <sup>2+</sup> , Mg <sup>2+</sup>		Ингибированный (хромметакриловый)	40—50	2—3	$\frac{20-40}{40-80}$	8,5—9,5
Каменная соль	<100	Насыщенный		Соленасыщенный неустойчивый безглинистый (рассол)	60—80	10	$\frac{40-60}{60-100}$	4—8

Породы	Температура, °С	Минерализация	Проницаемость	Тип бурового раствора	Показатели буровых растворов			
					условная вязкость, с	показатель фильтрации, см <sup>2</sup>	СНС <sup>1/10</sup> , 10 <sup>-5</sup> Н/см <sup>2</sup>	pH
	100—220	»		Соленасыщенный нестабилизированный глинистый	60—80	10	$\frac{40-60}{60-100}$	4—8
Каменная соль с пропластками бишофита	<100	Насыщенный		Соленасыщенный безглинистый	60—80	10	$\frac{40-60}{60-100}$	7—8
	100—220	»		Соленасыщенный нестабилизированный глинистый	60—80	10	$\frac{40-60}{60-100}$	7—8
Каменная соль с пропластками терригенных пород	<220	»		Соленасыщенный стабилизированный глинистый	40—60	2—3	$\frac{20-60}{60-100}$	8—9
Каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород	<190	»		Соленасыщенный стабилизированный глинистый	40—60	2—3	$\frac{20-40}{40-80}$	8—9

Примечания: 1. Плотность бурового раствора определяется пластовым давлением и неустойчивостью обвалывающихся пород.  
2. При нормировании СНС учитывать возможность гидроразрыва пласта.

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ РАЗЛИЧНЫХ РЕЦЕПТУР БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

### Устойчивые разрезы

В этих разрезах рекомендуется применять водные растворы ПАВ, глинистые буровые растворы, обработанные УЩР (до 2 %), содой (до 0,5 %).

При наличии в разрезах незначительных пропластков набухающих глин применение УЩР должно быть ограничено заменой его КССБ (до 1 %), окзилем, ФХЛС (до 1,5 %) или в сочетании его с ПФЛХ (до 0,5 %), нитролигнином (до 0,5 %) и др. При температурах выше 120 °С для предупреждения загустевания должны быть использованы добавки хроматов (до 0,1 %). Для регулирования показателя фильтрации при этих температурах могут быть использованы акриловые полимеры (гипан, метас и др.) — до 0,5 %.

В карбонатно-глинистых разрезах рекомендуется использование гуматно-кальциевых буровых растворов.

### Неустойчивые, набухающие глинистые породы, склонные к нарушению приствольной зоны скважины

В указанных разрезах рекомендуется применять следующие растворы. При температуре до 120 °С — известковые буровые растворы: УЩР — до 5 %; ССБ — до 3 %; хроматы — до 0,1 % или хлоркальциевые буровые растворы, стабилизовавшие КССБ: КССБ — 1,5÷2 %;  $\text{CaCl}_2$  — 0,5÷2 %;  $\text{Ca(OH)}_2$  — до 0,5 %.

При температуре до 160 °С — гипсовые буровые растворы: окзил или ФХЛС — 1, — 1,5 %; алебастр — 1—2 %;  $\text{Ca(OH)}_2$  или  $\text{NaOH}$  — до 0,5 %; КМЦ — до 0,3 %; КССБ — до 2,0 %.

Могут быть использованы другие ингибированные системы на основе сульфатов магния, каннита и т. п.

В набухающих пластичных глинистых породах на глубинах ниже 1500 м используются рецептуры буровых растворов, предусмотренных настоящим пунктом, но утяжеленных.

### Интервалы хемогенных пород

При минерализации 2—6 % применяются глинистые буровые растворы, обработанные КССБ (до 1 %) в сочетании с пеногасителями (соапстоки, СМАД и др.); в отдельных случаях — глинистые буровые растворы, обработанные КМЦ (0,3— 0,5 %) с добавками кальцинированной соды.

При минерализации, соответствующей насыщению раствора солью:

а) при отсутствии пропластков терригенных пород и бишофита на глубинах до 2000—2500 м — безглинистый соленасыщенный (по NaCl) необработанный буровой раствор;

на глубинах до 2500—4500 м при забойной температуре до 150 °С — глинистый соленасыщенный необработанный нефтеэмульсионный утяжеленный ( $\rho = 1,5 \div 1,8 \text{ г/см}^3$ ) буровой раствор (содержание нефти 8—12 %);

б) при наличии в разрезах пропластков терригенных пород — глинистый соленасыщенный буровой раствор, утяжеленный до  $\rho = 1,5 \div 1,8 \text{ г/см}^3$ , обработанный:

при забойной температуре до 120—130 °С — крахмальным реагентом КР-1 (до 2 %), КМЦ (1—1,5 %), гипаном, метасом (1—1,5 %);

при забойной температуре 120—150 °С — КМЦ-500, КМЦ-600 (до 2 %), гипаном, метасом (до 1,5—2,0 %);

при температуре до 160—170 °С — метасом, КМЦ-600 (1,5—2,0 %), КМЦ с КССБ;

при температуре выше 160—170 °С — карбофеном (1,5—2,0 %).

При необходимости разжижения раствора добавляют хроматы, для загущения — кальцинированную соду (1—3 %), асбест (3—5 %), предварительно гидратированный бентонит (3—5 %), палыгорскит (8—10 %) или СМАД (3—5 %);

в) в разрезах, содержащих пласты бишофита:

при отсутствии пропластков терригенных пород — насыщенный хлористым магнием необработанный буровой раствор;

при наличии пропластков терригенных пород — раствор, обработанный КР-1 (1—2 %).

На глубинах ниже 2000 м необходимо утяжелять растворы до 1,5—1,8 г/см<sup>3</sup>.

#### **РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

1. При низкой проницаемости коллектора (50—100 мкм<sup>2</sup>) независимо от прочих условий рекомендуется применять безводные или эмульсионные растворы на углеводородной основе (РУО).

2. При насыщении коллектора высоковязкой нефтью следует применять только РУО, безводные и эмульсионные с содержанием воды не более 50 %.

3. При трещиноватом характере коллектора и в случае его высокой проницаемости (более 1000—1500 мкм<sup>2</sup>) следует применять безводные РУО.

4. При наличии в коллекторе набухающих глин водная фаза применяемых эмульсионных РУО должна быть минерализованной.

5. Эмульсионные РУО с повышенным содержанием воды (50—60 %) не должны применяться при вскрытии коллекторов порово-трещинного и трещинного типа, поровых — с проницаемостью

более 1000-1500 мкм<sup>2</sup>, а также коллекторов любого типа, насыщенных нефтью повышенной вязкости.

6. Во всех остальных случаях допускается применение водных буровых растворов, причем при наличии в коллекторе набухающих глин только с минерализованной водной фазой. При выборе бурового раствора необходимо учитывать его термостойкость и пластовое давление.

### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В настоящее время в качестве исходного материала для приготовления буровых растворов используют в основном глинопорошок. Процесс приготовления может осуществляться с помощью блока для приготовления растворов (БПР), установки приготовления растворов (УПР-Р-2), гидравлических мешалок эжекторного типа (ГДМ-1), гидромониторных смесителей (системы Паперовского или Татбурнефти — ГСТ), фрезерно-струйных мельниц (ФСМ-3), механических глиномешалок (МГ2-4).

#### Краткие технические данные оборудования для приготовления бурового раствора

##### *БПР*

Производительность, м <sup>3</sup> /ч:	
при приготовлении растворов . . . . .	60
при утяжелении растворов . . . . .	30—60
Число емкостей в блоке . . . . .	2
Объем двух емкостей, м <sup>3</sup> . . . . .	50
Потребляемая мощность, кВт . . . . .	1,5
Габаритные размеры блока, мм:	
в транспортном положении . . . . .	7 500×2 800×4 000
в рабочем положении . . . . .	7 500×2 800×7 200
Масса, кг . . . . .	1 200

##### *УПР-Р-2*

Производительность при приготовлении и утяжелении раствора, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	100—120
Производительность при регенерации сухого железистого утяжелителя, т/ч . . . . .	8—10
Полезный объем емкости, м <sup>3</sup> . . . . .	60
Габаритные размеры установки, мм . . . . .	10 000×3 200×4 600
Масса (без наклонного трапа), кг . . . . .	11 000

##### *ГДМ-1*

Производительность готовой суспензии, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	70—90
Объем, м <sup>3</sup> :	
воронки . . . . .	0,175
бака . . . . .	1,0
Габаритные размеры, мм . . . . .	2 800×1 600×1 900
Масса, кг . . . . .	1 120

##### *ГСТ*

Производительность, м <sup>3</sup> /ч . . . . .	40
Объем резервуара, м <sup>3</sup> . . . . .	14

Давление при работе буровых насосов, МПа:	
двух . . . . .	7,5—9,5
одного . . . . .	4,0—5,0
Габаритные размеры, мм . . . . .	11 770×3 700×2 900
Масса (вместе с загрузочным трапом), кг . . . . .	8 390

### ФСМ-3

Производительность по исходным материалам, т/ч:	
комовая глина . . . . .	10—12
порошковая глина . . . . .	20—25
магнетитовый утяжелитель . . . . .	30—35
Частота вращения ротора, рад/с . . . . .	52,3
Мощность электродвигателя, кВт . . . . .	28
Габаритные размеры, мм . . . . .	1950×1 530×1410
Масса, кг . . . . .	1 400

### МГ2-4

Емкость резервуара, м <sup>3</sup> . . . . .	4
Мощность двигателя, кВт . . . . .	21,5
Производительность по готовой суспензии, м <sup>3</sup> /ч:	
комовая глина . . . . .	2—4
глинопорошок . . . . .	6
Частота вращения вала, рад/с . . . . .	9,94
Габаритные размеры, мм . . . . .	3 700×3 015×1 445
Масса, кг . . . . .	3 565

Для приготовления буровых растворов на пресной и соленой основах, когда масса глинопорошка составляет до 20 т, а утяжелителя — до 100 т (любой влажности), наиболее эффективно применение гидравлических мешалок; БПР рекомендуется использовать при баритовом утяжелителе с влажностью менее 3 %, а УПР-Р-2 и гидромониторные смесители — при влажных утяжелителях.

При приготовлении соленонасыщенных буровых растворов, когда масса глинопорошка более 20 т, а утяжелителя более 100 т, возможны два варианта выбора оборудования. Если масса соли, необходимой для приготовления бурового раствора, не превышает 50 т, то при баритовых утяжелителях с влажностью менее 3 % возможно применение БПР в сочетании с гидромониторным смесителем и УПР-Р-2, а в случае использования влажного утяжелителя работают только две установки УПР-Р-2. Механические глиномешалки рекомендуются для подготовки химических реагентов, ФСМ — при необходимости за короткий срок приготовить большое количество бурового раствора.

Наиболее прогрессивным и экономичным является оборудование для приготовления буровых растворов из сухих порошкообразных материалов.

Для правильного выбора оборудования надо знать объем глинопорошка и утяжелителя, влажность последнего и тип бурового раствора (пресный или соленонасыщенный).

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Очистка бурового раствора является одним из важнейших условий эффективного бурения. Она влияет на стоимость бурения скважины, скорость бурения, гидравлические потери, толщину фильтрационной корки, а также на возможность возникновения осложнений. От очистки бурового раствора зависят показатели работы оборудования и инструмента, экономия реагентов и пр.

Твердые частицы, присутствующие в буровом растворе, могут иметь самые различные размеры: от коллоидных до обломков в несколько сантиметров.

Мелкие твердые частицы бурового раствора по размерам можно разделить на три группы:

коллоидные	$\leq 2$ мкм (0,002 мм)
ил . . . . .	2—74 мкм (0,002—0,074 мм)
песок . . . . .	$> 74$ мкм (0,074 мм)

Ил и песок - условные обозначения частиц, обладающих определенным размером, которые могут быть представлены различными материалами: сланцами, известняками, кварцевыми песками, баритами и т. д.

Коллоидные частицы чаще всего образуются из глины, которые добавляются к буровому раствору или встречаются в разрезе и измельчаются при бурении. До коллоидных размеров могут измельчаться не только глины, но и другие горные породы, если они не отделяются от раствора. Величина, определяемая отношением количества твердых посторонних примесей к общему количеству бурового раствора, называется концентрацией посторонних твердых примесей в буровом растворе.

В настоящее время для механической очистки буровых растворов применяется следующее оборудование: вибрационные сита, пескоотделители, илоотделители и центрифуги.

Очистка бурового раствора на виброситах представляет собой отделение частиц, имеющих размеры, большие чем размер ячеек сетки.

Сита для отделения частиц сланцев обычно являются относительно крупными, в основном  $1,1 \times 1,2$  или  $1,3 \times 1,3$  мм. Сетки вибросита СВС-2 имеют размеры  $1 \times 5$ ;  $0,7 \times 2,3$  или  $1 \times 2,3$  мм. В этих виброситах отношение площади проходов к общей поверхности сита составляет 50 %. Сита таких размеров пропускают значительное количество частиц, которые при дальнейшей циркуляции могут измельчаться до коллоидных размеров и вызывать ухудшение свойств раствора, необходимость его обработки, разбавления и т. д.

В связи с этим желательно применение сеток с более мелкими ячейками, например  $0,2 \times 0,8$  мм. Однако эти сетки обладают меньшей площадью проходов, поэтому пропускная способность вибросита с такой сеткой резко уменьшается. Поэтому при буре-

нии верхних интервалов, когда подача насосов большая, применяют сетки с отверстиями  $1,3 \times 1,3$ ;  $1 \times 5$  мм или  $2 \times 2$  мм. При углублении скважин по мере уменьшения расхода бурового раствора следует применять более тонкие сита.

Гидроциклонные устройства являются центробежными сепараторами, в которых разделение твердых частиц осуществляется под действием центробежных сил, величина которых значительно превосходит силу тяжести. Размер отделяемых частиц зависит от размеров гидроциклона, давления, скорости подачи бурового раствора и плотности частиц.

Отечественные гидроциклоны (пескоотделители 1ПР и 1ПГК), имеющие пропускную способность 58—60  $\text{дм}^3/\text{с}$ , отделяют частицы размером 0,1—0,06 мм.

В 1976 г. во ВНИИКРнефти были проведены промышленные испытания отечественных гидроциклонных илоотделений, которые дали очень хорошие результаты по тонкой очистке бурового раствора.

Гидроциклоны-пескоотделители (и илоотделители) применяются для очистки главным образом неутяжеленных растворов. Однако зарубежный опыт показывает, что гидроциклон успешно используется и для утяжеленных баритом растворов с плотностью  $1,5 \text{ г/см}^3$  и более.

Конечно, при этом часть барита вместе с частицами выбуренной породы удаляется. Тем не менее такая очистка оказалась экономически выгодной, так как общие расходы на поддержание надлежащих свойств бурового раствора снизились.

Для удаления из бурового раствора избытка коллоидных частиц применяются специальные гидроциклоны с малым радиусом широкой части конуса ( $\leq 100$  мм).

Обычно применяют одновременно несколько таких гидроциклопов. Утяжеленный буровой раствор, имеющий чрезмерно высокую вязкость вследствие повышенного содержания твердой фазы, перед вводом в гидроциклоны смешивают с водой. Гидроциклоны отделяют до 90 % барита (частицы размером более 0,008 мм) в виде концентрированной суспензии с плотностью  $2,2—2,6 \text{ г/см}^3$ , которая возвращается в циркулирующий раствор. Легкая суспензия, содержащая в основном взвесь коллоидных частиц, сбрасывается в специальную емкость.

Аналогично работают и декантирующие центрифуги с вращающимся ротором.

### Краткие технические данные оборудования для очистки буровых растворов

#### *Пескоотделитель ПГК гидроциклонный*

Пропускная способность, $\text{дм}^3/\text{с}$ . . . . .	60
Наименьший размер удаляемых из жидкости частиц, мм . . . . .	0,06

Число гидроциклонов . . . . .	4
Перекачивающий насос . . . . .	ВШН-150
Мощность электродвигателя, кВт	28
Габаритные размеры, мм	2600×1150×2150
Масса, кг . . . . .	1310

*Илоотделитель*

Число гидроциклонов . . . . .	12
Диаметр, мм:	
гидроциклона . . . . .	100
песковой пасадки . . . . .	17,5
Габаритные размеры, мм . . . . .	1720×1020×1520

Т а б л и ц а 53

**Вибрационные сита (ОСТ 26-02-652—72)**

Тип	Исполнение	Обозначение	Пропускная способность, дм <sup>3</sup> /с	Мощность двигателя, кВт	Габаритные размеры, мм (не более)	Масса, кг (не более)
Одинарный	С ванной	СВ1	30	2,2	1500×1700×2300	1200
	Без ванны	СВ-1В	30	2,2	1500×1300×2300	1000
Сдвоенный	С ванной	СВ2	60	4,4	3000×1700×2300	2000
	Без ванны	СВ2В	60	4,4	3000×1300×2300	1700

Примечание. Минимальный размер удаляемых частиц 0,8 мм; число колебаний в 1 мин —  $\geq 1600$ .

Т а б л и ц а 54

**Основные параметры гидроциклонных пескоотделителей (ОСТ 26-02-643—72)**

Шифр	Пропускная способность, дм <sup>3</sup> /с	Размер частиц (в мм), полностью удаляемых из буровой жидкости при плотности частиц 2,5 г/см <sup>3</sup>	Масса, кг
ПГ50	50±100	$\geq 0,05$	$> 1300$
ПГ90	90±10	$\geq 0,1$	$> 2000$

Примечание. Внутренние диаметры гидроциклонов составляют 50, 75, 100, 150, 200 и 400 мм.

Кроме того, промышленностью выпускаются блоки очистки раствора, которые состоят из вибросита, гидроциклонов, насоса и дегазатора (или без него). Для удаления избытка глины из утяжеленного бурового раствора плотностью более 1,4 г/см<sup>3</sup> можно использовать установку УПР-Р-2.

Чтобы выбрать оборудование для очистки буровых растворов, необходимо знать подачу буровых насосов, характер разбурываемых пород и параметры бурового раствора (плотность и вязкость).

Использование пескоотделителей возможно только после предварительной очистки неутяжеленных буровых растворов с помощью вибросит.

Проектная характеристика механизмов очистки бурового раствора обеспечивается при работе с растворами, имеющими вязкость не более 45 с.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВЫНОСА ЧАСТИЦ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ НА ПОВЕРХНОСТЬ

**Задача 23.** Определить количество бурового раствора, необходимого для выноса частиц выбуренной породы на поверхность, при следующих условиях: диаметр долота  $D_d = 295,3$  мм; диаметр бурильных труб  $D = 146$  мм; способ бурения — турбинный.

*Решение.* Для практических расчетов минимальное значение расхода бурового раствора можно определить по формуле

$$Q_{\min} = 0,785 \cdot 10^3 (D_d^2 - D^2) v_{\min}, \quad (52)$$

где  $v_{\min}$  — минимальная скорость восходящего потока бурового раствора, при которой еще не наблюдается сальникообразования на элементах бурильной колонны (долоте, переводнике турбобура и замках бурильных труб) и загрязнения ствола скважины, м/с.

Практикой установлено, что при турбинном бурении  $v_{\min} = 1,1 \div 1,2$  м/с, при роторном  $v_{\min} = 0,9 \div 1,0$  м/с.

Принимая  $v_{\min} = 1,1$  м/с, определяем

$$Q_{\min} = 0,785 \cdot 10^3 (0,295^2 - 0,146^2) 1,1 = 56,5 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Следовательно, подача насосов не должна быть меньше 56,5 дм<sup>3</sup>/с.

**Задача 24.** Определить расход бурового раствора для выноса частиц породы с глубины  $H = 2000$  м при следующих условиях: диаметр частицы  $d_c = 10$  мм; плотность породы  $\rho_n = 2,6$  г/см<sup>3</sup>; необходимое время выноса частицы породы  $T = 2$  ч; диаметр скважины  $D_{\text{скв}} = 300$  мм; наружный диаметр бурильных труб  $D = 146$  мм; плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р}} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Определим необходимую скорость восходящего потока бурового раствора

$$v = c + au, \quad (53)$$

где  $v$  — скорость восходящего потока бурового раствора;  $c$  — скорость подъема частиц породы в кольцевом пространстве:

$$c = \frac{H}{3600T} = \frac{2000}{3600 \cdot 2} = 0,278 \text{ м/с};$$

$a$  — коэффициент, зависящий от площади поперечного сечения кольцевого пространства, вращения бурильных труб и других факторов (при расчетах можно принять  $a = 1,13 \div 1,14$ );  $u$  — скорость погружения частицы в буровом растворе, определяемая при отсутствии движения жидкости.

При турбулентном режиме обтекания частицы, что обычно наблюдается в буровой практике, скорость погружения частицы в буровом растворе

$$u = k \sqrt{d_{\text{ч}} \frac{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{б.р.}}}}, \quad (54)$$

где  $k$  — коэффициент, зависящий в основном от формы частицы (табл. 55).

Т а б л и ц а 55

Форма частицы	Коэффициент $k$	Форма частицы	Коэффициент $k$
Шарообразная	0,159	Призматическая	0,095
Кубическая:		Продолговатая	0,084
сильноокатанная	0,125	Пластинчатая	0,074
малоокатанная	0,101		

Принимая  $k = 0,159$ , определяем скорость погружения частицы

$$u = 0,159 \sqrt{10 \cdot \frac{2,6 - 1,2}{1,2}} = 0,544 \text{ м/с.}$$

Подставляя данные в формулу (53), определяем скорость восходящего потока бурового раствора (коэффициент  $a$  принимаем равным 1,13)

$$v = 0,278 + 1,13 \cdot 0,544 = 0,892 \text{ м/с.}$$

Тогда расход бурового раствора составит

$$Q = 0,785 \cdot 10^3 (D_{\text{скв}}^2 - D^2) v = 0,785 \cdot 10^3 (0,3^2 - 0,146^2) 0,892 = 47 \text{ дм}^3/\text{с.}$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЗМЕРА ЧАСТИЦ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ И ВРЕМЕНИ ПОДЪЕМА ИХ НА ПОВЕРХНОСТЬ

**Задача 25.** Определить время выноса частиц с забоя на поверхность, если бурение происходит на глубине  $H = 2500$  м, подача насосов  $Q = 46$  дм<sup>3</sup>/с, диаметр скважины  $D_{\text{скв}} = 238$  мм, наружный диаметр буровых труб  $D = 114$  мм, плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р.}} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>, плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2,6$  г/см<sup>3</sup>, наибольший диаметр выносимых частиц  $d_{\text{ч}} = 15$  мм.

*Решение.* Определим поперечное сечение кольцевого пространства между буровыми трубами и стенками скважины

$$F_{\text{к}} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{скв}}^2 - D^2) = \frac{3,14}{4} (0,238^2 - 0,114^2) = 0,035 \text{ м}^2.$$

Скорость восходящего потока бурового раствора определяется по формуле

$$v = Q/10^3 F_{\text{к}} = 47/10^3 \cdot 0,035 = 1,32 \text{ м/с.}$$

Скорость подъема частиц породы в кольцевом пространстве

$$c = v - av.$$

Значения букв, входящих в формулу, приведены в предыдущей задаче.

Принимая  $k = 0,159$ , рассчитываем по формуле (54) скорость погружения частицы

$$v = 0,159 \sqrt{15 \frac{2,6 - 1,25}{1,25}} = 0,64 \text{ м/с.}$$

Принимая  $a = 1,13$ , находим скорость подъема частиц

$$c = 1,32 - 1,13 \cdot 0,64 = 0,6 \text{ м/с.}$$

Продолжительность движения частиц от забоя до устья скважины определяем по формуле

$$T = H/60c = 2500/60 \cdot 0,6 = 69 \text{ мин.}$$

Следовательно, чтобы при данных условиях после прекращения бурения все частицы породы размером менее 15 мм были вынесены на дневную поверхность, необходимо вести промывку более 1 ч.

**Задача 26.** Определить наибольший размер выносимых частиц выбуренной породы и время подъема их на поверхность, если бурение происходит на глубине  $H = 2600$  м, подача насосов  $Q = 50$  дм<sup>3</sup>/с, диаметр скважины  $D_{\text{скв}} = 299$  мм, наружный диаметр бурильных труб  $D = 168$  мм, плотность породы  $\rho_{\text{п}} = 2,6$  г/см<sup>3</sup>, плотность бурового раствора  $\rho_{\text{б.р.}} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>, статическое напряжение сдвига раствора  $\theta = 0,0003$  Н/см<sup>2</sup>.

*Решение.* Определим среднюю скорость восходящего потока бурового раствора в кольцевом пространстве

$$v = \frac{Q}{0,785 \cdot 10^3 (D_{\text{скв}}^2 - D^2)} = \frac{50}{0,785 \cdot 10^3 (0,299^2 - 0,168^2)} = 1,03 \text{ м/с.}$$

Диаметр частицы породы (в см), удерживающейся во взвешенном состоянии, определяем по формуле

$$d_0 = \frac{600m\theta}{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б.р.}}}, \quad (55)$$

где  $m$  — опытный коэффициент, зависящий от формы частиц; для частиц породы диаметром 2—40 мм величина  $m$  колеблется в пределах 2,5—1,6.

Принимая  $m = 2$ , определяем

$$d_0 = \frac{600 \cdot 2 \cdot 0,0003}{2,6 - 1,2} = 0,257 \text{ см} = 2,6 \text{ мм.}$$

Для турбулентного режима обтекания частиц характерно соотношение

$$d_{\text{max}}/d_0 = 7, \quad (56)$$

где  $d_{\text{max}}$  — максимальный размер выносимой частицы выбуренной породы.

Тогда  $d_{\max} = 7d_0 = 7 \cdot 2,6 = 18,2$  мм. Следовательно, все частицы диаметром 18,2 мм и меньше будут выноситься на поверхность.

Определим скорость погружения частиц породы

$$u = k \sqrt{\frac{d_c (\rho_{\text{г.п.}} - \rho_{\text{б.р.}})}{\rho_{\text{б.р.}}}} = 0,152 \sqrt{\frac{18,2 \cdot \frac{2,6 - 1,2}{1,2}}{1,2}} = 0,717 \text{ м/с.}$$

Найдем скорость подъема частиц породы

$$c = v - au = 1,03 - 1,13 \cdot 0,717 = 0,22 \text{ м/с.}$$

Значения параметров, входящих в формулы, приведены в задаче 24. Время подъема частиц на поверхность

$$T = H/60c = 2600/60 \cdot 0,22 = 197 \text{ мин.}$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ГЛИНЫ И ВОДЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ 1 м<sup>3</sup> БУРОВОГО РАСТВОРА ЗАДАННОЙ ПЛОТНОСТИ

**Задача 27.** Определить количество глины и воды для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью  $\rho_{\text{б.р.}} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Количество глинопорошка для приготовления 1 м<sup>3</sup> глинистого бурового раствора определяется по формуле

$$q_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}}, \quad (57)$$

где  $\rho_{\text{гл}}$  — плотность глинопорошка, равная 2,6 г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{в}}$  — плотность воды, равная 1,0 г/см<sup>3</sup>.

$$q_{\text{гл}} = \frac{2,6 (1,25 - 1,0)}{2,6 - 1,0} = 0,406 \text{ т/м}^3.$$

Объем глины

$$V_{\text{гл}} = q_{\text{гл}}/\rho_{\text{гл}} = 0,406/2,6 = 0,156 \text{ м}^3.$$

Объем воды

$$V_{\text{в}} = 1 - V_{\text{гл}} = 1 - 0,156 = 0,844 \text{ м}^3.$$

*Примечание.* Количество глины для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора с учетом влажности глины определяется по формуле

$$q_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}} (1 - n + n\rho_{\text{гл}})}, \quad (58)$$

где  $n$  — влажность глины в долях единицы. Для практических расчетов  $n = 0,05 \div 0,1$ .

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА, ВОДЫ И СУХОЙ ГЛИНЫ ДЛЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ ЗАДАННОЙ КОНСТРУКЦИИ

**Задача 28.** Определить количество химически необрабатываемого бурового раствора ( $\rho_{\text{б.р.}} = 1,22$  г/см<sup>3</sup>),готавливаемого на пресной воде ( $\rho_{\text{в}} = 1,0$  г/см<sup>3</sup>), количество глинопорошка ( $\rho_{\text{гл}} =$

= 2,2 г/см<sup>3</sup>) влажностью  $n = 10\%$  и количество воды для затворения бурового раствора с целью бурения скважины на одной из площадей объединения Укрнефть при следующих данных (табл. 56).

Т а б л и ц а 56

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	150	444,5
Промежуточная	219	2000	295,3
Эксплуатационная	146	3000	190,5

Продуктивные горизонты вскрываются после спуска промежуточной колонны, внутренний диаметр которой 201 мм.

*Решение.* Общий объем бурового раствора (с учетом запаса), требуемый для проводки скважины, определяется по формуле

$$V_{б.р.} = V_{пе} + V_{ж} + V_{бур} + aV_{скв}, \quad (59)$$

где  $V_{пе}$  — объем приемных емкостей буровых насосов (10–40 м<sup>3</sup>);  $V_{ж}$  — объем желобной системы (4–7 м<sup>3</sup>);  $V_{бур}$  — объем бурового раствора, необходимый для механического бурения скважины;  $a$  — числовой коэффициент, учитывающий запас бурового раствора ( $a = 1,5$ );  $V_{скв}$  — объем скважины.

$$V_{бур} = n_1L_1 + n_2L_2 + n_3L_3 + \dots + n_nL_n. \quad (60)$$

где  $n_1, n_2, n_3, \dots, n_n$  — нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки (м<sup>3</sup>) с учетом скорости бурения (средней для скважины), диаметра скважины и качества раствора (нормальный или химически обработанный);  $L_1, L_2, L_3, \dots, L_n$  — интервалы бурения долотами одного диаметра, м.

Согласно СУСН (табл. 4В, графа 1),  $n_1 = 0,72$ ;  $n_2 = 0,32$ ;  $n_3 = 0,13$ .

Подставляя указанные значения, получаем

$$V_{бур} = 0,72 \cdot 150 + 0,32 \cdot 1850 + 0,13 \cdot 1000 = 830 \text{ м}^3;$$

$$V_{скв} = \frac{\pi D_1^2}{4} L_1 + \frac{\pi D_2^2}{4} L_2 + \dots + \frac{\pi D_n^2}{4} L_n,$$

где  $D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$  — диаметры скважины (или внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны)

$$V_{скв} = \frac{3,14 \cdot 0,201^2}{4} 2000 + \frac{3,14 \cdot 0,24^2}{4} 1000 = 108,65 \text{ м}^3.$$

Здесь  $0,24 = 0,19 \cdot 1,25$ .

Принимая  $V_{пе} = 35 \text{ м}^3$ ;  $V_{ж} = 5 \text{ м}^3$ ;  $a = 1,5$ , находим

$$V_{б.р.} = 35 + 5 + 830 + 1,5 \cdot 108,65 = 1033 \text{ м}^3.$$

Количество глины, необходимое для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора заданной плотности, определяют по формуле

$$q_{\text{гл}} = \frac{\rho_{\text{гл}} (\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}} (1 - n + n\rho_{\text{гл}})} \quad (61)$$

Подставляя данные из условия задачи, получаем

$$q_{\text{гл}} = \frac{2,2 (1,22 - 1,0)}{2,2 - 1,0 (1,0 - 0,1 + 0,1 \cdot 2,2)} = 0,448 \text{ т/м}^3.$$

Количество глинопорошка для бурения всей скважины

$$Q_{\text{гл}} = V_{\text{б.р}} q_{\text{гл}} = 1033 \cdot 0,448 = 462,8 \text{ т.}$$

Количество воды, необходимое для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора заданной плотности, определяют по формуле

$$q_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{б.р}}}{\rho_{\text{гл}} - \rho_{\text{в}}} \quad (62)$$

Подставляя данные из условия задачи, получаем

$$q_{\text{в}} = \frac{2,2 - 1,22}{2,2 - 1,0} = 0,817 \text{ м}^3.$$

Тогда общее количество воды, необходимое для приготовления 1033 м<sup>3</sup> раствора, составит

$$V_{\text{в}} = V_{\text{б.р}} q_{\text{в}} = 1033 \cdot 0,817 = 844 \text{ м}^3.$$

**Примечание.** Нормы требуемого количества глины и воды для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора можно также определять по СУСН (табл. 5А).

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА, ПОЛУЧЕННОГО САМОЗАМЕСОМ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИНЫ

**Задача 29.** Определить возможное количество бурового раствора плотностью  $\rho_{\text{б.р}} = 1,25 \text{ г/см}^3$ , полученного самозамесом при разбуривании глинистых пачек, которые залегают в интервалах 50—140, 200—800, 1000—1600 и 1800—2200 м; проектная глубина скважины 2600 м. Содержание песка в глинистых пачках составляет 10 %, плотность глины  $\rho_{\text{гл}} = 2,8 \text{ г/см}^3$ . Данные задачи приведены в табл. 57.

**Решение.** Объем глинистых пачек, подлежащих разбуриванию, определяют по формуле

$$V_{\text{гл}} = \frac{\pi}{4} d_1^2 h_1 + \frac{\pi}{4} d_2^2 h_2 + \dots + \frac{\pi}{4} d_n^2 h_n,$$

где  $d_1, d_2, \dots, d_n$  — диаметры долот в интервале залегания глинистых пачек, м;  $h_1, h_2, \dots, h_n$  — интервалы залегания глинистых пачек, м.

В нашем примере  $d_1 = 0,4445 \text{ м}$ ;  $d_2 = 0,2953 \text{ м}$ ;  $d_3 = 0,1905 \text{ м}$ ;  $h_1 = 140 - 50 = 90 \text{ м}$ ;  $h_2 = (800 - 200) + (1600 - 1000) = 1200 \text{ м}$ ;  $h_3 = 2200 - 1800 = 400 \text{ м}$ .

Тогда

$$V_{\text{гл}} = \frac{3,14}{4} 0,4445^2 \cdot 90 + \frac{3,14}{4} 0,2953^2 \cdot 1200 + \frac{3,14}{4} 0,1905^2 \cdot 400 = 107 \text{ м}^3.$$

Т а б л и ц а 57

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	150	444,5
Промежуточная	219	1700	295,3
Эксплуатационная	146	2600	190,5

Масса чистой глины, подлежащей разбуриванию (без учета 10 % песка), составляет

$$Q_{гг} = (1 - n) \rho_{гг} V_{гг} = (1 - 0,1) 2,8 \cdot 107 = 269,6 \text{ т.}$$

Определим возможный объем бурового раствора, полученный самозамесом,

$$V_{б.р} = Q_{гг} \frac{\rho_{гг} - \rho_{в}}{\rho_{гг} (\rho_{б.р} - \rho_{в})} = 269,6 \frac{(2,8 - 1,0)}{2,8 (1,25 - 1,0)} = 699 \text{ м}^3.$$

Количество воды, необходимое для приготовления самозамесом 699 м<sup>3</sup> глинистого бурового раствора,

$$V_{в} = V_{б.р} \frac{(\rho_{гг} - \rho_{б.р})}{\rho_{гг} - \rho_{в}} = 699 \frac{2,8 - 1,25}{2,8 - 1,0} = 602 \text{ м}^3.$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА, ВОДЫ И СУХОЙ ГЛИНЫ ДЛЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ РАСТВОРА, ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ САМОЗАМЕСОМ

**Задача 30.** Определить расход химически обрабатываемого глинистого бурового раствора  $\rho_{б.р} = 1,2 \text{ г/см}^3$  для проходки скважины глубиной 2000 м в одном из районов западной части Украины с учетом раствора, образующегося при разбуривании глинистых пачек (самозамес), которые залегают в интервалах 100—130; 450—600 и 1200—1500 м. Продуктивные горизонты вскрываются в интервалах 1050—1100 м и 1900—2000 м. Данные задачи приведены в табл. 58.

Внутренний диаметр кондуктора 305,9 мм, промежуточной колонны — 205 мм; коэффициент каверности 1,0. Содержание песка в глинистых пачках составляет 10 %, плотность глины  $\rho_{гг} = 2,6 \text{ г/см}^3$ .

Т а б л и ц а 58

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, мм	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	150	444,5
Промежуточная	219	1100	295,3
Эксплуатационная	146	2000	190,5

*Решение.* Определим общий объем бурового раствора, необходимый для проводки скважины,

$$V_{б.р} = V_{пе} + V_{ж} + V_{бур} + aV_{срв} \\ V_{бур} = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n.$$

Согласно СУСН (табл. 4В, графа II), имеем  $n_1 = 0,68$ ;  $n_2 = 0,30$ ;  $n_3 = 0,12$ .

Тогда

$$V_{бур} = 0,68 \cdot 150 + 0,30 \cdot 950 + 0,12 \cdot 900 = 495 \text{ м}^3;$$

$$V_{срв} = \frac{\pi D_1^2}{4} L_1 + \frac{\pi D_2^2}{4} L_2 + \dots + \frac{\pi D_n^2}{4} L_n.$$

Подставляя численные значения, получаем: при бурении под промежуточную колонну

$$V_{срв} = \frac{3,14 \cdot 0,3059^2}{4} 150 + \frac{3,14 \cdot 0,2953^2}{4} 950 = 76,05 \text{ м}^3;$$

при бурении под эксплуатационную колонну

$$V_{срв} = \frac{3,14 \cdot 0,205^2}{4} 1100 + \frac{3,14 \cdot 0,1905^2}{4} 900 = 61,93 \text{ м}^3.$$

Принимается большая величина, т. е.  $76,05 \text{ м}^3$ .

Для условий  $V_{п.е} = 35 \text{ м}^3$ ;  $V_{ж} = 5 \text{ м}^3$ ;  $a = 1,5$  находим

$$V_{б.р} = 35 + 5 + 495 + 1,5 \cdot 76,05 = 649 \text{ м}^3.$$

Определим количество глинопорошка влажностью  $n = 10 \%$ , необходимое для приготовления  $649 \text{ м}^3$  бурового раствора,

$$Q_{гл} = 649 \frac{2,6(1,2 - 1,0)}{2,6 - 1,0(1,0 - 0,1 + 0,1 \cdot 2,6)} = 234,3 \text{ т}.$$

Рассчитаем объем глинистых пачек, подлежащих разбуриванию, согласно принятой конструкции скважины

$$V_{гл} = 0,785(0,4445^2 \cdot 30 + 0,2953^2 \cdot 150 + 0,1905^2 \cdot 300) = 22,8 \text{ м}^3.$$

Масса чистой глины, подлежащей разбуриванию (без учета 10 % песка), составляет

$$Q'_{гл} = (1 - n_1) \rho_{гл} V_{гл} = (1 - 0,1) 2,6 \cdot 22,8 = 53,3 \text{ т}.$$

Таким образом, для приготовления  $649 \text{ м}^3$  бурового раствора необходимо получить следующее количество глинопорошка:

$$Q'_л = Q_{гл} - Q'_{гл} = 234,3 - 53,3 = 181 \text{ т}.$$

Определим объем бурового раствора, полученного в результате самозамеса,

$$V'_{б.р} = Q'_{гл} \frac{\rho_{гл} - \rho_{п}}{\rho_{гл}(\rho_{б.р} - \rho_{п})};$$

$$V'_{б.р} = 53,3 \frac{(2,6 - 1,0)}{2,6(1,2 - 1,0)} = 164 \text{ м}^3.$$

Следовательно, необходимо получить с глинозавода  $181 \text{ т}$  глинопорошка или раствора в количестве

$$V''_{б.р} = V_{б.р} - V'_{б.р} = 649 - 164 = 485 \text{ м}^3.$$

Количество воды, необходимое для приготовления 164 м<sup>3</sup> бурового раствора самозамесом, составляет

$$V'_в = V'_{б.р} \frac{\rho_{г.л} - \rho_{б.р}}{\rho_{г.л} - \rho_в} = 164 \frac{2,6 - 1,2}{2,6 - 1,0} = 144 \text{ м}^3.$$

Количество воды, необходимое для приготовления 485 м<sup>3</sup> бурового раствора из глинопорошка,

$$V''_в = V''_{б.р} \frac{\rho_{г.л} - \rho_{б.р}}{\rho_{г.л} - \rho_в} = 485 \frac{2,6 - 1,2}{2,6 - 1,0} = 424,4 \text{ м}^3.$$

Общее количество воды составит

$$V_в = V'_в + V''_в = 144 + 424,4 = 568,4 \text{ м}^3.$$

### ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ РОТОРНЫМ И ТУРБИНЫМ СПОСОБАМИ

**Задача 31.** Определить потери давления при промывке ствола скважины буровым раствором плотностью  $\rho_{б.р} = 1,2 \text{ г/см}^3$ , если глубина скважины 2100 м. Бурение ведется турбобуром Т12МЗБ-240 с применением бурильных труб диаметром 140 мм с толщиной стенки  $\delta = 9 \text{ мм}$ , долотом  $D_д = 295,3 \text{ мм}$ . Над турбобуром установлено 100м УБТ диаметром  $D_у = 203 \text{ мм}$ . Расход бурового раствора  $Q = 30 \text{ дм}^3/\text{с}$ , структурная вязкость раствора  $\eta = 1 \cdot 10^{-2} \text{ Н} \cdot \text{с}/\text{м}^2$ , динамическое напряжение сдвига  $\tau_0 = 8,16 \text{ Н/м}^2$ .

*Решение.*

#### Определение потерь давления в бурильных трубах

Определим режим течения бурового раствора в бурильных трубах по формуле

$$Re = \frac{10\rho_{б.р} v_{тр} d}{g \left( \eta + \frac{\tau_0 d}{6v_{тр}} \right)}, \quad (63)'$$

где  $\rho_{б.р} = 1200 \text{ кг/м}^3$  — плотность бурового раствора;  $v_{тр}$  — средняя скорость течения жидкости в трубах

$$v_{тр} = \frac{4Q}{\pi d^2}; \quad (64)'$$

( $Q = 30 \text{ дм}^3/\text{с}$  ( $0,03 \text{ м}^3/\text{с}$ ) — расход бурового раствора;  $d = 140 - 2 \cdot 9 = 122 \text{ мм} = 0,122 \text{ м}$  — внутренний диаметр бурильных труб).

Тогда

$$\sqrt{v_{тр}} = \frac{4 \cdot 0,03}{3,14 \cdot 0,122^2} = 2,57 \text{ м/с};$$

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$  — ускорение свободного падения.

Подставляя данные из условия задачи, получаем

$$Re = \frac{10 \cdot 1200 \cdot 2,57 \cdot 0,122}{9,81 \left( 1 \cdot 10^{-2} + \frac{8,16 \cdot 0,122}{6 \cdot 2,57} \right)} = 5147.$$

Следовательно, режим течения турбулентный.

**Примечание.** При обобщенном критерии Рейнольдса  $Re \leq 2300$  режим течения будет ламинарным, а при  $Re > 2300$  — турбулентным.

Определим потери давления в бурильных трубах по формуле

$$p_{\text{тр}} = 8,26 \lambda_{\text{тр}} \frac{Q^2 (L - l_y)}{d^5} \rho_{\text{б.р}}, \quad (65)$$

где  $L = 2100$  м — глубина скважины;  $l_y = 100$  м — длина УБТ;  $\lambda_{\text{тр}}$  — безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений трубы.

При турбулентном режиме  $\lambda_{\text{тр}}$  определяется по формуле

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,08 / \sqrt{Re} = 0,08 / \sqrt{5147} = 0,0236;$$

при ламинарном режиме

$$\lambda_{\text{тр}} = 64 / Re. \quad (66)$$

**Примечание.** Б. С. Филатов при турбулентном режиме предлагает принимать  $\lambda_{\text{тр}} = 0,017 \div 0,025$  в зависимости от концентрации твердой фазы в растворе. Так, для глинистых буровых растворов с  $\rho_{\text{б.р}} = 1,15 \div 1,25$  г/см<sup>3</sup> рекомендуется  $\lambda_{\text{тр}} = 0,018 \div 0,020$ , для утяжеленных буровых растворов  $\lambda_{\text{тр}} = 0,017 \div 0,018$ , а для растворов малой плотности  $\lambda_{\text{тр}} = 0,020 \div 0,025$ .

Таблица 59

Диаметр трубы, мм	Толщина стычки, мм	Коэффициент потерь давления в бурильных трубах $a_{\text{тр}} \cdot 10^6$		
		вода	глинистый буровой раствор	
168	8	20,5	$Q < 26 \div 28$	$Q > 26 \div 28$
	9		23,5	21,5
	11		21,5	23,0
146	8	44	$Q < 22 \div 24$	$Q > 22 \div 24$
	9		25,0	23,0
	11		27,5	26,0
140	8	53,5	$Q < 20 \div 22$	$Q > 20 \div 22$
	9		48,0	46
	11		53,0	52
114	8	175	$Q < 15 \div 16$	$Q > 15 \div 16$
	9		58,0	56
	10		64	61
			75	72
			190,0	182,0
			222	230,0

**Примечание.**  $Q$  — подача насоса, дм<sup>3</sup>/с.

Подставляя приведенные выше значения, получаем

$$p_{\text{тр}} = 8,26 \cdot 0,0236 \frac{30^2 (2100 - 100)}{12,2^5} 1,2 = 1,56 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_{\text{тр}} = \frac{8,26 \lambda_{\text{тр}}}{d^5} = \frac{8,26 \cdot 0,0236}{12,2^5} = 72,1 \cdot 10^{-8},$$

получим коэффициент потерь давления в бурильных трубах. В табл. 59 приведены коэффициенты потерь давления  $a_{\text{тр}}$  для различных диаметров бурильных труб и некоторых подач насосов.

### Определение потерь давления в кольцевом пространстве

Определим режим течения бурового раствора в кольцевом пространстве

$$\text{Re} = \frac{10 \rho_{\text{б.р}} v_{\text{к.п}} (D_{\text{д}} - D)}{g \left( \eta + \tau_0 \frac{D_{\text{д}} - D}{6 v_{\text{к.п}}} \right)}, \quad (67)$$

где  $v_{\text{к.п}}$  — средняя скорость течения жидкости по кольцевому пространству

$$v_{\text{к.п}} = \frac{4Q}{\pi (D_{\text{д}}^2 - D^2)}; \quad (68)$$

$D_{\text{д}} = 0,2953$  м — диаметр скважины (долота);  $D = 0,140$  м — наружный диаметр бурильных труб;  $Q = 0,03$  м<sup>3</sup>/с — расход бурового раствора.

$$v_{\text{к.п}} = \frac{4 \cdot 0,03}{3,14 (0,2953^2 - 0,140^2)} = 0,568 \text{ м/с.}$$

Подставляя данные из условия задачи, получаем

$$\text{Re} = \frac{10 \cdot 1200 \cdot 0,568 (0,2953 - 0,140)}{9,81 \left( 1 \cdot 10^{-2} + 8,16 \frac{0,2953 - 0,140}{6 \cdot 0,568} \right)} = 282.$$

т. е. режим течения ламинарный.

Определим потери давления в кольцевом пространстве по формуле

$$p_{\text{к.п}} = 8,26 \lambda_{\text{к.п}} \rho_{\text{б.р}} \frac{Q^2 (L - l_y)}{(D_{\text{д}} - D)^3 (D_{\text{д}} + D)^2}, \quad (69)$$

где  $\lambda_{\text{к.п}}$  — коэффициент гидравлического сопротивления кольцевого пространства; при ламинарном режиме течения  $\lambda_{\text{к.п}}$  определяют по формуле

$$\lambda_{\text{к.п}} = 80/\text{Re} = 80/282 = 0,284;$$

при турбулентном режиме

$$\lambda_{\text{кп}} = 0,12 \sqrt[7]{\text{Re}} \quad (70)$$

и в области квадратичного трения  $\lambda_{\text{к.п}} = 0,025$ .

Таблица 60

Диаметр. мм		Коэффициент потерь давления в кольцевом пространстве $a_{к.п} \cdot 10^6$		
долота	бурильных труб	вода	глинистый буровой раствор	
490	168	0,155	$Q < 50$ 0,23	$Q > 50$ 0,18
	146	0,14	0,20	0,16
	140	0,13	0,19	0,14
444,5	168	0,29	$Q < 50$ 0,43	$Q > 50$ 0,35
	146	0,26	0,38	0,30
	140	0,25	0,36	0,29
393,7	168	0,61	$Q < 50$ 1,10	$Q > 50$ 0,75
	146	0,54	0,80	0,60
	140	0,51	0,75	0,57
349,2	168	1,75	$Q < 50$ 2,6	$Q > 50$ 2,00
	146	1,25	1,8	1,40
	140	1,20	1,7	1,35
295,3	168	4,8	$Q < 50$ 8,5	$Q > 50$ 6,0
	146	3,1	6,0	4,0
	140	2,6	5,0	3,5
269,9	168	10,0	$Q < 50$ 13,0	$Q > 50$ 11,0
	146	6,8	8,5	7,0
	140	6,2	7,5	6,5
244,5	168	28,0	$Q < 40$ 35,0	$Q < 40$ 30,0
	146	14,5	19,0	16,0
	140	13,0	17,0	14,5
	114	8,0	11,5	9
215,9	146	48,5	$Q < 30$ 60,0	$Q > 30$ 51,0
	140	40,5	49,0	42,5
	114	18,5	23,0	20,0
190,5	140	153,0	$Q < 20$ 200,0	$Q > 20$ 160,0
	114	49,0	60,0	52,0
132	89	156,0	$Q < 12$ 184,0	$Q > 12$ 160,0
	73	84,5	91,0	86,5

Примечание.  $Q$  — подача насоса,  $\text{дм}^3/\text{с}$ .

Подставляя полученные выше значения, получаем

$$p_{к. п} = 8,26 \cdot 0,284 \cdot 1,2 \frac{30^2 (2100 - 100)}{(29,53 - 14,0)^3 (29,53 + 14,0)^3} = 0,712 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_{к. п} = \frac{8,26 \lambda_{к. п}}{(D_d - D)^3 (D_d + D)^3} = \frac{8,26 \cdot 0,284}{(29,53 - 14,0)^3 (29,53 + 14,0)^3} = 3,29 \cdot 10^{-8},$$

получим коэффициент потерь давлений в кольцевом пространстве.

В табл. 60 приведены коэффициенты потерь давления в кольцевом пространстве  $a_{к. п}$  для различных диаметров долот и бурильных труб и некоторых подач насосов.

### Определение потерь давления в УБТ

Эти потери наиболее удобно определять по методу эквивалентных длин по формуле

$$l_{э. у} = l_y d^5 / d_1^5, \quad (71)$$

где  $l_y = 100$  м — длина утяжеленных бурильных труб;  $d = 12,2$  см — внутренний диаметр бурильных труб;  $d_1 = 10$  см — внутренний диаметр утяжеленных труб.

$$l_{э. у} = 100 \cdot 12,2^5 / 10^5 = 305 \text{ м.}$$

Потери давления в утяжеленных бурильных трубах рассчитывают по формуле

$$p_y = 8,26 \lambda_{тр} \frac{Q_2^2 l_{э. у}}{d^5} \rho_{б. р}, \quad (72)$$

где  $\lambda_{тр} = 0,0236$  — безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений трубы.

Подставляя данные из условия задачи, получаем

$$p_y = 8,26 \cdot 0,0236 \frac{30^2 \cdot 305}{12,2^5} 1,2 = 0,239 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_{УБТ} = \frac{8,26 \lambda_{тр} l_{э. у}}{d^5 l_y},$$

найдем коэффициент потерь давления в трубах УБТ

$$a_{УБТ} = \frac{8,26 \cdot 0,0236 \cdot 305}{12,2^5 \cdot 100} = 0,221 \cdot 10^{-6}.$$

Ниже приведены коэффициенты  $a_{УБТ}$  для различных диаметров УБТ.

**П р и м е ч а н и е.** Потери давления в УБТ также можно определять аналогично потерям давления в бурильных трубах. В этом случае  $d = d_y$ .

Диаметр УБТ, мм . . .	203	178	146
$a_{УБТ} \cdot 10^6$ . . . . .	0,224	0,59	0,8

## Определение потерь давления в бурильных замках

Потери давления в замковых соединениях могут быть определены через эквивалентную длину местных сопротивлений по формуле

$$p_z = 8,26 \lambda_{\text{тр}} l_{\text{э.к}} \frac{LQ^3}{l_3 d^5} \rho_{\text{б.р}}, \quad (73)$$

где  $\lambda_{\text{тр}}' = 0,0236$  — безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений замка. В данном случае этот коэффициент равен коэффициенту гидравлических сопротивлений труб, так как внутренний диаметр бурильных труб с высаженными наружу концами и внутренний диаметр замка (ЗУ) примерно равны;  $l_{\text{э.к}} = kd$  — эквивалентная длина замкового соединения, м;  $k$  — эквивалентная длина, выраженная в долях внутреннего диаметра труб;  $L$  — длина колонны бурильных труб, м;  $l_3$  — среднее расстояние между замками, м.

Принимая, согласно данным табл. 61,  $k = 28,8$ , находим  $l_{\text{э.к}}' = 28,8 \times 0,122 = 3,5$  м.

Т а б л и ц а 61

Диаметр бурильных труб, см		$k = l_{\text{э.к}}/d$	Диаметр бурильных труб, см		$k = l_{\text{э.к}}/d$
номинальный	внутренний		номинальный	внутренний	
16,8	15,23	19,4	11,4	9,83	34,2
	15,03			9,43	
	14,63	28,8	8,9	7,10	121,0
14,0	12,20	28,8	7,3	6,70	148,0
	12,33			23,8	
	11,93	23,8			

Подставляя  $L = 2000$  м;  $l_3 = 12$  м;  $d = 12,2$  см;  $Q = 30$  дм<sup>3</sup>/с;  $\rho_{\text{б.р}} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>, получаем

$$p_z = 8,26 \cdot 0,0236 \cdot 3,5 \frac{2000 \cdot 30^3}{12 \cdot 12,2^5} 1,2 = 0,457 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_z = \frac{8,26 \lambda_{\text{тр}} l_{\text{э.к}}}{d^5} = \frac{8,26 \cdot 0,0236 \cdot 3,5}{12 \cdot 12,2^5} = 0,253 \cdot 10^{-6},$$

получим коэффициент потерь давления в бурильных замках. В табл. 62 приведены коэффициенты потерь давления в замковом соединении  $a_z$  для некоторых диаметров бурильных труб.

Т а б л и ц а 62

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Коэффициент потерь давления в замковом соединении $a_3 \cdot 10^6$
168	8	0,06
	9	0,06
	11	0,145
140	8	0,21
	9	0,22
	11	0,28
114	8	1,13
	10	1,68

### Определение потерь давления в промывочных отверстиях долота

Эти потери с достаточной для практических расчетов точностью можно определить по формуле

$$p_d = \frac{0,12}{F^2} \rho_b \cdot r Q^2, \quad (74)$$

где  $F$  — суммарное сечение промывочных отверстий долота ( $F = 17 \text{ см}^2$ ).

Тогда

$$p_d = \frac{0,12}{17^2} 1,2 \cdot 30^2 = 0,45 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_d = 0,12/F^2 = 0,12/17^2 = 41,4 \cdot 10^{-6},$$

получим коэффициент потерь давления  $a_d$  в долоте.

**П р и м е ч а н и е** Более точно значение  $p_d$  может быть определено по формуле

$$p_d = \frac{\rho_b \cdot r Q^2}{200 a_d^2 F^2}. \quad (75)$$

Для серийных долот  $a_d$  принимается равным 0,67, а для сменных насадок — 0,94—0,98.

### Определение потерь давления в обвязке буровой установки

Потери давления в элементах обвязки (ведущей трубе, вертлюге, буровом шланге, подводящей линии) удобно определять по методу эквивалентных длин.

Сначала определим эквивалентную длину ведущей трубы

$$l_{э. в. т} = l_{в. т} d^5 / a_{в. т}^5, \quad (76)$$

где  $l_{в. т}$  — действительная длина ведущей трубы. Согласно данным табл. 63, длина 168-мм ведущей трубы составляет 14 м;  $d$  —

Таблица 63

## Размеры и масса ведущих труб квадратного сечения сборной конструкции

Условный диаметр, мм	Сторона квадрата, мм	Диагональ квадрата, мм (не более)	Диаметр, мм		Длина трубы (общая), м (не менее)	Масса (теоретическая), кг		
			канала	проточки под элеватор		1 м трубы	верхнего переходника	нижнего переходника

По нормам Н293—49

63	65	87	32	73	10	27	10	9
89	80	105	40	89	10	38	12	12
114	115	146	75	114	13,3	65	55	22
146	140	178	80	141	14,5	110	55	35
168	155	203	90	168	14,5	133	55	50/39

По ТУ 14-3-126—73

114	112	—	74	114	13—2,5	65,6	—	—
146	140	—	85	141	14+2,5	106,6	—	—
168	155	—	100	168	14+2,5	124,3	—	—

Таблица 64

Диаметр, мм			Диаметр, мм		
стойка	проходного	отверстия	стойка	проходного	отверстия
	бурового шланга	вертлюга		бурового шланга	вертлюга
89	38	32	168	76	75
111	50	50		80	80
141	63,5	65		90	90
168	76	75		102	100

внутренний диаметр бурильных труб;  $d_{н.т}$  — внутренний диаметр ведущей трубы. Согласно данным табл. 63,  $d_{н.т} = 100$  мм.

Тогда

$$l_{э.в.т} = 14 \cdot 0,122^5 / 0,1^5 = 37,8 \text{ м.}$$

Определим эквивалентную длину вертлюга

$$l_{э.в} = l_{в} d_{в}^5 / d_{н}^5, \quad (77)$$

где  $l_{в}$  — действительная длина ствола вертлюга. Для практических расчетов можно принять  $l_{в} = 2$  м;  $d_{в}$  — диаметр проходного отверстия вертлюга. Согласно данным табл. 64,  $d_{в} = 100$  мм.

Тогда

$$l_{э.в} = 2 \cdot 0,122^5 / 0,1^5 = 5,4 \text{ м}$$

Элементы обвязки	Коэффициент потерь давления в обвязке буровой установки $a_M \cdot 10^6$
Стояк и манифольд	4
Буровой рукав и вертлюг	21
Ведущая труба с внутренним диаметром, мм:	
100	30
85	34
74	40

Определим эквивалентную длину бурового шланга

$$l_{э. б. ш} = l_{ш} d^5 / d_{ш}^5, \quad (78)$$

где  $l_{ш}$  — действительная длина бурового шланга (для практических расчетов можно принять  $l_{ш} = 20$  м);  $d_{ш}$  — диаметр проходного отверстия бурового шланга.

Согласно данным табл. 64,  $d_{ш} = 102$  мм. Тогда

$$l_{э. б. ш} = 20 \frac{0,122^5}{0,102^5} = 53 \text{ м.}$$

Определим эквивалентную длину подводящей линии (стояка с отводом).

Подводящая линия (сток с отводом) выполнена из 140-мм бурильных труб с внутренним диаметром 122 мм, длиной  $l_r = 100$  м.

Суммарная эквивалентная длина всех элементов обвязки  $l_{э. об} = l_{э. в. т} + l_{э. в} + l_{э. б. ш} + l_{ш} = 37,8 + 5,4 + 53 + 100 = 196$  м.

Тогда суммарные потери давления в обвязке определяются по формуле

$$p_{об} = 8,26 \lambda_{тр} \frac{Q^2 l_{э. об}}{d^5} \rho_{б. р}, \quad (79)$$

где  $\lambda_{тр} = 0,0236$  — безразмерный коэффициент гидравлических сопротивлений в обвязке,  $\lambda_{тр}$  был определен ранее при определении потерь давления в бурильных трубах;  $d = 12,2$  см — внутренний диаметр бурильных труб.

Следовательно,

$$p_{об} = 8,26 \cdot 0,0236 \frac{30^2 \cdot 196}{12,2^5} 1,2 = 0,132 \text{ МПа.}$$

### Определение потерь давления в турбобуре

Величина потерь давления в турбобуре складывается из потерь давления в верхнем узле турбобура и перепада давления в турбобуре при данной подаче насосов, т. е.

$$p_{турб} = p_{п. т} + p_t,$$

где

$$p_{п.т} = a_{п.т} \rho_{об} \rho Q^2;$$

$a_{п.т}$  — коэффициент потерь давления в верхнем узле турбобура. Согласно приведенным ниже данным,  $a_{п.т} = 17,0 \cdot 10^{-5}$ .

Типоразмер турбобура	$a_{п.т} \cdot 10^5$	Типоразмер турбобура	$a_{п.т} \cdot 10^5$
T12M3-250	12	T12M3-215	24
T12M3-240	17	T12M3-170	56

$$p_{п.т} = 17,0 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 30^2 = 0,183 \text{ МПа};$$

$$p_{т} = A_p \rho_{об} \rho Q^2, \quad (80)$$

где  $A_p$  — коэффициент перепада давления в турбобуре. Величину  $A_p$  можно найти по формуле

$$A_p = \frac{p'_т}{\rho_{об} \rho Q_1^2} = \frac{7,7}{1,2 \cdot 55^2} = 211,6 \cdot 10^{-5}.$$

Здесь  $p'_т$  — перепад давления в турбобуре при максимальной подаче  $Q_1$ ,  $\text{дм}^3/\text{с}$ . Согласно данным табл. 66,  $p'_т = 7,7$  МПа при  $Q_1 = 55$   $\text{дм}^3/\text{с}$ . Тогда

$$p_{т} = 211,6 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 30^2 = 2,28 \text{ МПа};$$

$$p_{турб} = 0,183 + 2,28 = 2,463 \text{ МПа}.$$

Таким образом, суммарные потери давления во всей циркуляционной системе

$$p = p_{тр} + p_{к.п} + p_y + p_z + p_d + p_{об} + p_{турб};$$

$$p = 1,57 + 0,712 + 0,239 + 0,457 + 0,45 + 0,132 + 2,463 = 5,924 \text{ МПа}.$$

**Примечание.** Значения  $p_{тр}$ ,  $p_{к.п}$ ,  $p_y$ ,  $p_d$  и  $p_{об}$  при бурении роторным способом определяются аналогично.

### ОСОБЕННОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПРОМЫВКИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ ЭЛЕКТРОБУРОМ

**Задача 32.** Определить потери давления при бурении скважины глубиной  $H = 2100$  м электробуром Э250-8 при следующих данных: плотность бурового раствора  $\rho_{б.р} = 1,2$   $\text{г}/\text{см}^3$  ( $1200$   $\text{кг}/\text{м}^3$ ), расход бурового раствора  $Q = 30$   $\text{дм}^3/\text{с}$  ( $0,030$   $\text{м}^3/\text{с}$ ), структурная вязкость раствора  $\eta = 1 \cdot 10^{-2}$   $\text{Н} \cdot \text{с}/\text{м}^2$ , динамическое напряжение сдвига  $\tau_0 = 8,16$   $\text{Н}/\text{см}^2$ . Бурение ведется бурильными трубами ЭБШ диаметром  $140$  мм с толщиной стенки  $\delta = 9$  мм, долотом  $D_d = 295,3$  мм. Над электробуром установлены УБТ длиной  $l_y = 100$  м, диаметром  $D_y = 203$  мм; внутри бурильных труб расположен трехжильный кабель КТШЭ  $3 \times 50$   $\text{мм}^2$ , наружный диаметр которого  $d_k = 45$  мм.

*Решение.*

## Техническая характеристика турбины турбобуров

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней	Расход жидкости, дм <sup>3</sup> /с	Максимальная мощность на валу турбины, кВт	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, Н·м	Частота вращения вала при максимальной мощности, рад/с (об/мин)	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, МПа
Т12МЗБ-240	30/16,5	120	30	47,1	1 090	44,17 (422)	2,3
			35	74,34	1 470	51,50 (492)	3,1
			40	110,4	1 920	58,93 (563)	4,0
			45	158,9	2 450	66,15 (632)	5,2
			50	215,6	2 980	73,68 (704)	6,3
			55	288,5	3 630	80,80 (772)	7,7
ТС5Б-240	30/16,5	215	30	84,64	1 980	44,17 (422)	4,1
			35	133,9	2 700	51,50 (492)	5,6
			40	200,2	3 520	58,93 (563)	7,4
			45	283,3	4 450	66,15 (632)	9,3
Т12МЗБ-215	30/16,5	100	30	39	910	44,17 (422)	1,9
			35	61,8	1 300	51,50 (492)	2,6
			40	94,2	1 590	58,93 (563)	3,3
			45	132,4	2 040	66,15 (632)	4,3
			50	180,3	2 540	73,68 (704)	5,3
			55	238,5	3 050	80,80 (722)	6,4
ТС4-215	22/22,5	197	30	89	1 790	51,81 (495)	5,4
			32	107,5	2 030	53,90 (515)	6,1
			35	142	2 440	59,14 (565)	7,3
			38	181	2 860	64,37 (615)	8,6
ЗТС5А-215	30/16	340	28	97,2	2 680	37,15 (355)	6,1
			30	120	2 980	39,77 (380)	7,1
			32	145,7	3 500	42,39 (405)	8,1
Т12МЗБ-195	21/20,5	96	25	44,9	730	62,80 (600)	2,9
			28	63,3	920	70,13 (670)	3,6
			30	78,1	1 050	75,36 (720)	4,2
ТС5Б-195	21/20,5	176	25	82,4	1 350	62,80 (600)	5,4
			28	115,5	1 670	70,13 (670)	6,7
			30	143,6	1 940	75,36 (720)	7,7
Т12М1-170	16/22,5	100	18	15,5	320	49,72 (475)	2,0
			20	21,3	390	55,47 (530)	2,5
			22	21,9	470	60,71 (580)	3,0
			25	41,2	610	69,08 (660)	3,8
			28	42,8	770	77,45 (740)	4,8
			30	71,4	880	83,21 (795)	5,5
ТС4А-170	28/16	227	20	56,7	1 000	57,57 (550)	5,6
			23	86,8	1 320	66,36 (634)	7,5
			25	110,4	1 550	71,17 (680)	8,9
ТСШ-240	30/16,9	211	35	97,5	26 000	50,76 (485)	5,4
			37	123	30 400	54,95 (525)	6,36

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней	Расход жидкости, дм <sup>3</sup> /с	Максимальная мощность на валу турбины, кВт	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, Н·м	Частота вращения вала при максимальной мощности, рад/с (об/мин)	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, МПа
ТСШ-215	30/16	317	30	92	28 700	43,96 (420)	5,9
			32	111,1	32 700	47,10 (450)	6,36
		230	35	64,9	19 100	45,53 (435)	4,7
			37	84,64	22 800	49,72 (475)	5,7
ТСШ-195	21/20,5	343	28	64,2	21 900	39,77 (380)	5,4
			30	80,2	25 200	42,91 (410)	6,2
		226	22	52,1	12 750	55,47 (530)	5,2
			25	77,28	16 700	62,80 (600)	6,7
ТСШ-195	20/18	337	20	59,6	16 200	50,24 (480)	6,5
			22	72,1	18 800	55,47 (530)	7,1
		226	45	54	16 500	44,48 (425)	3,04
			48	67,7	18 800	47,62 (455)	3,52
ТСШ-195	22/18	337	43	66,6	21 400	42,39 (405)	4,2
			45	80,96	24 700	44,48 (425)	4,6
		226	26	65	15 300	63,85 (610)	5,3
			28	90,5	17 650	68,56 (655)	6,1
ТСШ-170	22/18	339	22	67	16 500	54,43 (520)	5,7
			24	86,1	20 000	58,61 (560)	6,65
		Две секции	20	42,2	9 810	57,57 (550)	6
			22	55,2	11 900	63,32 (605)	7
ТСШ-170	26/18	Три секции	17	37,9	10 600	48,67 (465)	6,4
			18	45,3	11 900	51,81 (495)	7,15
		230	28	36,8	10 600	47,10 (450)	3,8
			30	44,9	12 200	50,24 (480)	4,4
ТСШ-172	30/17	343	25	34,9	12 750	41,87 (400)	4,6
			28	55,2	15 000	47,10 (450)	5,8
		238	28	59,5	15 400	52,86 (505)	5,6
			30	73,6	17 750	56,52 (540)	6,4
ТС4М-127	25/12	356	22	43,8	14 320	42,18 (403)	5,15
			25	63,8	19 400	47,62 (455)	6,4
		240	12	24,3	4 220	79,55 (760)	6,5
		Две секции	13	31,4	4 900	86,35 (825)	7,5
	14	39	5 700	92,63 (885)	8,8		

Шифр турбобура	Тип турбины	Число ступеней	Расход жидкости, дм <sup>3</sup> /с	Максимальная мощность на валу турбины, кВт	Вращающий момент на валу при максимальной мощности, Н·м	Частота вращения вала при максимальной мощности, рад/с (об/мин)	Перепад давления на турбине при максимальной мощности, МПа
ТС4А-104,5	18/13,5	212	8	17,9	2 260	109,90 (1050)	6
		Три-секции	9	25,9	2 840	123,51 (1180)	3,14
ТС4А-104,5	18/13,5	283	7	16,2	2 350	96,29 (920)	6,1
			8	24,3	2 940	109,90 (1050)	7,95

### Определение потерь давления в бурильных трубах ЭБШ

Определим режим течения бурового раствора в трубах ЭБШ диаметром 140 мм с кабелем КТШЭ 3 × 50 мм<sup>2</sup> по формуле

$$Re = \frac{10\rho_{\text{б.р}}v_{\text{тр}}(d-d_{\text{к}})}{g\left(\eta + \tau_0 \frac{d-d_{\text{к}}}{6v_{\text{тр}}}\right)}, \quad (81)$$

где  $v_{\text{тр}}$  — средняя скорость течения жидкости в бурильных трубах с кабелем

$$v_{\text{тр}} = \frac{4Q}{\pi(d^2 - d_{\text{к}}^2)},$$

$d$  — внутренний диаметр труб ЭБШ диаметром 140 мм с толщиной стенки 9 мм. Согласно данным табл. 35,  $d = 123 \text{ мм} = 0,123 \text{ м}$ ;  $d_{\text{к}} = 45 \text{ мм} = 0,045 \text{ м}$  — диаметр кабеля;  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$  — ускорение свободного падения.

$$v_{\text{тр}} = \frac{4 \cdot 0,030}{3,14(0,123^2 - 0,045^2)} = 2,92 \text{ м/с.}$$

Тогда

$$Re = \frac{10 \cdot 1200 \cdot 2,92(0,123 - 0,045)}{9,81\left(1 \cdot 10^{-2} + 8,16 \frac{0,123 - 0,045}{6 \cdot 2,92}\right)} = 6200,$$

т. е. режим течения турбулентный.

Определим потери давления в трубах ЭБШ по формуле

$$p_{\text{тр}} = 8,26\lambda_{\text{тр}}\rho_{\text{б.р}} \frac{Q^2(L-l_{\text{г}})}{(d-d_{\text{к}})^3(d+d_{\text{к}})^2}, \quad (82)$$

где  $\lambda_{\text{тр}}$  — коэффициент гидравлических сопротивлений труб ЭБШ с кабелем.

Для турбулентного режима

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,12/\sqrt[4]{\text{Re}} = 0,12/\sqrt[4]{6200} = 0,0345.$$

Тогда

$$p_{\text{тр}} = 8,26 \cdot 0,0345 \cdot 1,2 \frac{30^2 (2100 - 100)}{(12,3 - 4,5)^3 (12,3 + 4,5)^3} = 4,57 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_{\text{тр}} = \frac{8,26\lambda_{\text{тр}}}{(d - d_{\text{к}})^3 (d + d_{\text{к}})^3},$$

получим коэффициент потерь давления в трубах ЭБШ диаметром 140 мм.

$$a_{\text{тр}} = \frac{8,26 \cdot 0,0345}{(12,3 - 4,5)^3 (12,3 + 4,5)^3} = 212 \cdot 10^{-8},$$

т. е.  $a_{\text{тр}}$  в трубах с кабелем примерно в 3 раза больше, чем в обычных трубах диаметром 140 мм без кабеля при прочих равных условиях.

**Примечание.** В настоящее время для уменьшения гидравлических потерь в бурильных трубах типа ЭБШ применяют двухжильный кабельный токопровод.

### Определение потерь давления в УБТ

Определим режим течения бурового раствора в УБТ

$$\text{Re} = \frac{10\rho_{\text{б}} \cdot v_{\text{тр.у}} (d_{\text{у}} - d_{\text{к}})}{g \left( \eta + \tau_0 \frac{d_{\text{у}} - d_{\text{к}}}{6v_{\text{тр.у}}} \right)}, \quad (83)$$

где  $v_{\text{тр.у}}$  — средняя скорость течения жидкости в УБТ с кабелем

$$v_{\text{тр.у}} = \frac{4Q}{\pi (d_{\text{у}}^2 - d_{\text{к}}^2)}; \quad (84)$$

$d_{\text{у}}$  — внутренний диаметр УБТ. Согласно данным табл. 28,  $d_{\text{у}} = 100$  мм,

$$v_{\text{тр.у}} = \frac{4 \cdot 0,03}{3,14 (0,100^2 - 0,045^2)} = 4,8 \text{ м/с.}$$

Тогда

$$\text{Re} = \frac{10 \cdot 1200 \cdot 4,8 (0,100 - 0,045)}{9,81 \left( 1 \cdot 10^{-2} + 3,16 \frac{0,100 - 0,045}{6 \cdot 4,8} \right)} = 12610,$$

т. е. режим течения турбулентный.

Определим потери давления в УБТ по формуле

$$p_{\text{у}} = 8,26\lambda_{\text{тр}}\rho_{\text{б}} \cdot \frac{Q^2 l_{\text{у}}}{(d - d_{\text{к}})^3 (d + d_{\text{к}})^3}, \quad (85)$$

где  $\lambda_{\text{тр}}$  — коэффициент гидравлических сопротивлений УБТ с кабелем.

Для турбулентного режима

$$\lambda_{\text{тр}} = 0,12/\sqrt{\text{Re}} = 0,12/\sqrt{12\,610} = 0,0322.$$

Тогда

$$p_y = 8,26 \cdot 0,0322 \cdot 1,2 \frac{30^2 \cdot 100}{(10,0 - 4,5)^3 (10,0 + 4,5)^2} = 0,827 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_{\text{УБТ}} = \frac{8,26\lambda_{\text{тр}}}{(d - d_{\text{к}})^2 (d + d_{\text{к}})^2},$$

получим коэффициент потерь давления в трубах УБТ диаметром 203 мм с кабелем диаметром 45 мм

$$a_{\text{УБТ}} = \frac{8,26\lambda_{\text{тр}}}{(10,0 - 4,5)^3 (10,0 + 4,5)^2} = 0,768 \cdot 10^{-5}.$$

Таким образом, коэффициент потерь давления в 203-мм трубах УБТ с кабелем примерно в 3,5 раза больше, чем в тех же УБТ без кабеля при прочих равных условиях.

### Определение потерь давления в ведущей трубе

Потери давления в ведущей трубе определяются аналогично потерям давления в УБТ с кабелем.

Ведущую трубу, используемую для электробурения, изготовляют с увеличенным проходным сечением, равным 100 мм, независимо от диаметра применяемых ЭБШ. Поэтому в данном примере коэффициент потерь давления в ведущей трубе будет равен коэффициенту потерь давления в трубах УБТ, т. е.  $a_{\text{в.т}} = 0,768 \cdot 10^{-5}$ .

Тогда потери давления в 168-мм ведущей трубе с кабелем

$$p_{\text{в.т}} = a_{\text{в.т}} l_{\text{в.т}} \rho Q^2,$$

где  $l_{\text{в.т}}$  — длина ведущей трубы (принимается равной 15—17 м).

$$p_{\text{в.т}} = 0,768 \cdot 10^{-5} \cdot 15 \cdot 1,2 \cdot 30^2 = 0,125 \text{ МПа.}$$

### Определение потерь давления в замках ЭБШ

Потери давления в замках ЭБШ диаметром 140 мм с достаточной для практических расчетов точностью можно определить по формуле

$$p_{\text{з.э}} = 5a_{\text{з}} \rho_{\text{б}} \rho Q^2 L / l_{\text{тр}},$$

где  $a_{\text{з}}$  — коэффициент потерь давления в замковом соединении. Согласно данным табл. 62,  $a_{\text{з}} = 0,22 \cdot 10^{-5}$ ;  $L$  — общая длина буровой колонны, равная 2000 м;  $l_{\text{тр}}$  — длина одной трубы ЭБШ-140. Согласно данным табл. 35,  $l_{\text{тр}} = 12,5$  м. Тогда

$$p_{\text{з.э}} = 5 \cdot 0,22 \cdot 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 30^2 \left( \frac{2000}{12,5} \right) = 1,9 \text{ МПа.}$$

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭЛЕКТРОБУРОВ

Таблица 67

Шифр электробура	Длина, м	Мощность (номинальная), кВт	Напряжение (номинальное), В	Ток рабочих (номинальный), А	Частота вращения долота, рад/с (об/мин)	Момент вращающий, Н·м		Масса электробура, т	Глубина бурения, м	Диаметр долота, мм
						номинальный	максимальный			
Э290-12	14,020	240	1750	165	47,62 (455)	5 100	11 000	5,1	3000	349,2—490,0
Э250-8	13,000	230	1650	160	70,65 (675)	3 320	7 500	3,5	4000	295,3—320,0
Э250-16	13,200	110	1200	156	35,06 (335)	3 200	7 000	4,0	4000	295,3—320,0
Э240-8	13,400	210	1700	144	72,22 (690)	2 970	7 600	3,6	4500	269,9
Э215-8М	13,930	175	1550	131	71,17 (680)	2 500	6 500	2,9	4500	244,5
Э215-10М	12,830	125	1500	112	57,04 (545)	2 250	5 050	2,7	4500	244,5
Э185-8	12,500	125	1250	130	70,75 (676)	1 800	3 600	2,05	5000	211,7
Э170-8М	12,145	75	1300	83,5	72,74 (695)	1 100	2 400	1,8	5000	190,5
Э164-8М	12,305	75	1300	87,5	71,70 (685)	1 100	2 400	1,65	5000	187,3
Э290-12Р	15,920	228	1750	165	15,18 (145)	15 300	24 600	5,7	3000	349,2—490,0
Э240-8Р	14,780	2000	1700	144	24,07 (230)	8 500	21 500	3,9	4500	269,6
Э215-8МР	15,545	166	1550	131	24,07 (230)	7 100	15 000	3,2	4500	244,5
Э215-8Р	14,445	142	1250	144	33,49 (320)	6 300	10 800	3,0	4500	244,5
	13,810	142	1250	144	34,02 (325)	4 250	7 200	2,9		
Э185-8Р	14,400	119	1250	130	25,12 (240)	4 800	10 000	2,3	5000	211,7
Э170-8Р	12,925	62	1050	88	23,03 (220)	2 750	5 200	1,8	5000	190,5
Э164-8Р	13,186	62	1050	93	23,03 (220)	2 750	5 200	1,8	5000	187,3
Э164-8МР	14,090	71	1300	87	23,03 (220)	3 150	7 150	1,9	5000	187,3

Примечания: 1. В условном обозначении Э290-12: Э — электробур; 290 — диаметр в мм; 12 — число полюсов. 2. Средний межремонтный период работы электробуров составляет (по ГОСТ 15880—76).

Диаметр электробура, мм	127—140	164—185	215—240	250—290
Средний межремонтный период, ч	20	30	45	55

## Определение потерь давления в электробуре

Определим режим течения раствора в электробуре Э250/8

$$Re = \frac{10 \rho_b \cdot v_{эл}^2 d_{эл}}{g \left( \eta + \tau_0 \frac{d_{эл}}{6v_{эл}} \right)}, \quad (86)$$

где  $v_{эл}$  — средняя скорость течения жидкости в электробуре

$$v_{эл} = \frac{4Q}{\pi d_{эл}^2}, \quad (87)$$

где  $d_{эл}$  — диаметр отверстия вала электробура;  $d_{эл} = 58$  мм

$$v_{эл} = \frac{4 \cdot 0,03}{3,14 \cdot 0,058^2} = 11,4 \text{ м/с.}$$

Тогда

$$Re = \frac{10 \cdot 1200 \cdot 11,4 \cdot 0,058}{9,81 \left( 1 \cdot 10^{-2} + \frac{8,16 \cdot 0,058}{6 \cdot 11,4} \right)} = 51 \ 200,$$

т. е. режим течения турбулентный.

Определим потери давления в электробуре по формуле

$$p_{эл} = 8,26 \lambda_{эл} \frac{Q^2 l_{эл}}{d_{эл}^5} \rho_b \cdot \rho, \quad (88)$$

где  $\lambda_{эл}$  — коэффициент гидравлических сопротивлений в электробуре

$$\lambda_{эл} = 0,08 / \sqrt{Re} = 0,08 / \sqrt{51 \ 200} = 0,0170;$$

$l_{эл}$  — длина электробура. Согласно данным табл. 67,  $l_{эл} = 13$  м.

Тогда

$$p_{эл} = 8,26 \cdot 0,0170 \frac{30^2 \cdot 13}{5,8^5} 1,2 = 0,233 \text{ МПа.}$$

Обозначив

$$a_{эл} = \frac{8,26 \lambda_{эл}}{d_{эл}^5},$$

получим коэффициент потерь давления в электробуре Э250/8

$$a_{эл} = \frac{8,26 \cdot 0,0170}{5,8^5} = 2,15 \cdot 10^{-5}.$$

**Примечание.** Потери и коэффициенты потерь давления в долоте, кольцевом пространстве, стояке, манифольде, буровом шланге и вертлюге при бурении электробуром определяются так же, как при турбинном или роторном способе бурения. Значения этих коэффициентов были приведены в табл. 60—65. Потери давления в циркуляционной системе равны сумме потерь давления на отдельных участках.

---

## Г л а в а IV

### ХИМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА БУРОВОГО РАСТВОРА

#### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Для улучшения качества буровые растворы обрабатывают химическими реагентами. В настоящее время бурение с промывкой ствола скважины необработанными растворами проводят только при небольших глубинах и в неосложненных геологических условиях.

При бурении в осложненных условиях раствор, состоящий только из воды и глины, не удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям. Поэтому необходимо его химически обрабатывать, что способствует снижению показателя фильтрации; уменьшению фильтрационной корки и снижению ее липкости; получению минимального значения статического напряжения сдвига; понижению вязкости; лучшему закреплению неустойчивых пород; получению растворов, которые не глинизировали бы нефтеносные и газоносные горизонты (т. е. не ухудшали естественную проницаемость коллекторов); предотвращению потерь циркуляции или их снижения; сохранению глинизирующей способности раствора при забурировании соленосных или гипсовых толщ; утяжелению растворов и сохранению при этом их подвижности; противодействию влиянию высоких температур.

По влиянию на структурно-вязкостные свойства и показатель фильтрации все реагенты, добавляемые к буровому раствору, можно разделить на три группы:

1) реагенты-стабилизаторы: к этой группе относятся поверхностно-активные вещества, которые дают с водой гидрофильные коллоидные растворы;

2) реагенты-структурообразователи: к ним относятся все щелочные электролиты — кальцинированная сода, некоторые фосфаты, силикат натрия (жидкое стекло), а также едкий натр;

3) реагенты-коагуляторы: к этой группе относятся нейтральные или кислые соли или кислоты (сульфаты натрия, кальция, магния и др.).

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ТЩР ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАДАННОМ ИНТЕРВАЛЕ

**Задача 33.** Определить количество сухого торфа для обработки бурового раствора при следующих данных (табл. 69).

Буровой раствор плотностью  $\rho_{б.р} = 1,2 \text{ г/см}^3$ , приготовленный на пресной воде, обрабатывают торфощелочным реагентом

## Основные типы реагентов для буровых растворов (ОСТ 39009—74)

Реагент	Определение
Угщелочной — УЩР	Гуматный реагент для бурового раствора, получаемый при щелочном экстрагировании гуминовых веществ из бурового угля
Торфщелочной— ТЩР Лигниновый	То же, из торфа Реагент, понижающий вязкость бурового раствора и получаемый на основе гидролизного лигнина
Нитролигнин	Лигниновый реагент для бурового раствора, получаемый при окислении азотной кислотой или меланжем гидролизного лигнина
Игетан	Лигниновый реагент для бурового раствора, получаемый при окислении азотной кислотой или меланжем гидролизного лигнина и последующей нейтрализацией карбонатом натрия
Полифенольный лесохимический — ПФЛХ	Полифенольный реагент для бурового раствора, применяемый для понижения его показателя фильтрации и получаемый при конденсации полифенолов растворимых смол термоллиза древесины с последующим сульфометилированием
Фурилово-новолачный — ФНЛР	Полифенольный реагент для бурового раствора, применяемый для понижения его показателя фильтрации и получаемый при сульфировании и последующей нейтрализации продукта сополиконденсации фенола, фурфурола и формальдегида
Конденсированная сульфит-спиртовая барда КССБ	Лигносulfонатный реагент для бурового раствора, понижающий его показатель фильтрации и получаемый при конденсации сульфит-спиртовой барды с формалином и последующей нейтрализацией щелочью
Феррохромлигносульфонатный — ФХЛС	Лигносulfонатный реагент для бурового раствора, понижающий его вязкость и получаемый при взаимодействии КССБ с сернокислым железом и бихроматом натрия
Окзил	Лигносulfонатный реагент для бурового раствора, понижающий его вязкость и получаемый при окислении КССБ хромпиком в присутствии серной кислоты
Акриловый	Реагент, понижающий показатель фильтрации бурового раствора и получаемый на основе полимера и сополимеров акриловой и метакриловой кислот и их производных
Гидролизованный полиакрилонитрил—гипан	Акриловый реагент для бурового раствора, получаемый при щелочном гидролизе полиакрилонитрила
Метакриламидный сополимер — метас	Акриловый реагент для бурового раствора, получаемый при сополимеризации метакриловой кислоты и метакриламида
Карбофен	Целлюлозный реагент для бурового раствора, понижающий его показатель фильтрации и получаемый обработкой полифенолами или суммарными фенолами карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ)
Карбоминол	Целлюлозный реагент для бурового раствора, понижающий его показатель фильтрации и получаемый обработкой этаноламинами карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ)

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	500	444,5
Промежуточная	219	2000	295,3
Эксплуатационная	146	2500	190,5

(ТЩР) после спуска 324-мм кондуктора; плановая скорость бурения 600 м/ст.-мес.

*Решение.* Требуемое количество сухого торфа определяется по формуле

$$Q = 0,06V_{исх} + 0,001 (n_1L_1 + n_2L_2 + \dots + n_nL_n) 0,5, \quad (89)$$

где  $V_{исх}$  — исходный объем бурового раствора в скважине до обработки его химическими реагентами, соответствующий забой скважины, с которого начата химическая обработка,

$$V_{исх} = V_{скв} + V_{ж} + V_{п.е.}$$

$V_{скв}$  — объем скважины до обработки бурового раствора химическими реагентами

$$V_{скв} = 0,0725 \cdot 500 = 36 \text{ м}^3.$$

Здесь  $0,0725 \text{ м}^3$  — внутренний объем 1 м обсадной трубы диаметром 324 мм (СУСН, табл. 15); 500 м — глубина, с которой начата химическая обработка бурового раствора;  $V_{ж}$  — объем желобной системы (4—7 м<sup>3</sup>);  $V_{п.е.}$  — объем приемных емкостей буровых насосов (10—40 м<sup>3</sup>).

Принимая  $V_{ж} = 5 \text{ м}^3$ ,  $V_{п.е.} = 35 \text{ м}^3$ , получаем  $V_{исх} = 36 + 5 + 35 = 76 \text{ м}^3$ ;  $n_1, n_2, \dots, n_n$  — нормы расхода сухого торфа (в кг) на 1 м проходки с учетом механической скорости проходки и диаметра скважины. Согласно СУСН (табл. 7),  $n_1 = 38,2$ ;  $n_2 = 28$ ;  $l_1, l_2, \dots, l_n$  — интервалы скважины, соответствующие данной норме, м (в нашем примере  $l_1 = 2000 - 500 = 1500 \text{ м}$ ;  $l_2 = 25000 - 2000 = 500 \text{ м}$ ).

Подставляя полученные данные в формулу, определяем требуемое количество сухого торфа

$$Q = 0,06 \cdot 76 + 0,001 (38,2 \cdot 1500 + 28 \cdot 500) 0,5 = 35,2 \text{ т.}$$

Для получения количества торфа с содержанием влаги, регламентированной техническими условиями на поставку, умножаем количество сухого торфа на коэффициент 1,6.

Тогда  $Q_T = 35,2 \cdot 1,6 = 56,4 \text{ т.}$

Количество каустической соды берется равным в среднем 20 % от весового количества торфа:  $Q_{к.с} = 0,2Q = 0,2 \cdot 35,2 \approx 7 \text{ т.}$

**П р и м е ч а н и я:** 1. Количество УЩР для обработки глинистого бурового раствора определяется аналогично ТЩР.

2. При бурении на морской воде нормы расхода ТЩР и УЩР увеличиваются в 2 раза, т. е.

$$Q = 0,06V_{исх} + 0,001 (n_1l_1 + n_2l_2 + \dots + n_nl_n). \quad (90)$$

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ССБ, КАУСТИЧЕСКОЙ СОДЫ  
И ГАЗОЙЛЕВОГО КОНТАКТА ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО  
РАСТВОРА В ДАННОМ ИНТЕРВАЛЕ**

**Задача 34.** Определить количество ССБ, каустической соды и газойлевого контакта, необходимых для химической обработки бурового раствора, начиная с глубины 1000 м, на которую спущена 273-мм промежуточная колонна. Далее планируется углубление скважины долотом диаметром 244,5 мм до глубины 2000 м, плановая скорость бурения 900 м/ст.-мес.

*Решение.* Количество сульфит-спиртовой барды определяется по формуле

$$Q = 0,09V_{исх} + 0,001 (n_1l_1 + n_2l_2 + \dots + n_nl_n); \quad (91)$$

$$V_{исх} = V_{срв} + V_{ж} + V_{п.е.}$$

Значения параметров, входящих в формулу (91), приведены в задаче 33.

$$V_{срв} = 0,0499 \cdot 1000 = 49,9 \text{ м}^3.$$

Здесь 0,0499 м<sup>3</sup> — внутренний объем 1 м обсадной трубы диаметром 273 мм (СУСН, табл. 15); 1000 м — глубина, с которой начата химическая обработка бурового раствора. Тогда  $V_{исх} = 49,9 + 5 + 35 = 89,9 \text{ м}^3$ .

Пользуясь данными табл. 9 СУСН, определяем норму расхода ССБ на 1 м проходки —  $n_1 = 13,7$ . Тогда  $Q = 0,09 \cdot 89,9 + 0,001 \times 13,7 \cdot 1000 = 21,8 \text{ т}$ .

Необходимое количество каустической соды берем в размере 20 % от подсчитанного количества ССБ, т. е.  $Q_{к.с} = 0,2 \cdot 21,8 = 4,36 \text{ т}$ .

Для борьбы со вспениванием глинистых буровых растворов в них добавляют газойлевый контакт (20 % от массы ССБ):  $Q_{г.к} = 0,2 \cdot 21,8 = 4,36 \text{ т}$ .

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА КМЦ ДЛЯ ОБРАБОТКИ  
БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАДАННОМ ИНТЕРВАЛЕ**

**Задача 35.** Найти количество КМЦ, необходимое для обработки бурового раствора с глубины 800 м. При бурении глини и гипсов требуется, чтобы при солёности фильтрата 8 % показатель фильтрации бурового раствора составлял 8—10 см<sup>3</sup> за 30 мин. Данные для расчета приведены в табл. 70.

Т а б л и ц а 70

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	800	444,5
Промежуточная	219	2000	295,3
Эксплуатационная	146	3000	190,5

Плановая скорость бурения 700 м/ст.-мес.

*Решение.* Расход КМЦ для обработки глинистого бурового раствора определяют по формуле

$$Q = kV_{\text{исх}} + 0,001(n_1l_1 + n_2l_2 + \dots + n_nl_n), \quad (92)$$

где  $k$  — коэффициент, показывающий количество КМЦ, необходимое для обработки исходного объема бурового раствора;  $k$  зависит от солености фильтрата и задаваемого показателя фильтрации бурового раствора.

Показатель фильтрации, см <sup>3</sup> /30 мин	8—16	8—12	8—16
Соленость фильтрата, % . . . . .	6—15	6—15	<2,0
Коэффициент $k$ . . . . .	0,04	0,03	0,025

Вычислим исходный объем бурового раствора:  $V_{\text{свн}} = 0,0725 \times 800 = 58 \text{ м}^3$ . Здесь  $0,0725 \text{ м}^3$  — внутренний объем 1 м обсадной трубы диаметром 324 мм (СУСН, табл. 15); 800 м — глубина, с которой начата химическая обработка бурового раствора.

$$V_{\text{исх}} = 58 + 5 + 35 = 98 \text{ м}^3.$$

Согласно данным табл. 11 СУСН,  $n_1 = 41,4$ ;  $n_2 = 33,4$ . Из условия задачи  $l_1 = 2000 - 800 = 1200 \text{ м}$ ;  $l_2 = 3000 - 2000 = 1000 \text{ м}$ .

Принимая  $k = 0,03$ , определяем количество КМЦ:  $Q = 0,03 \cdot 98 + 0,001(41,4 \cdot 1200 + 33,4 \cdot 1000) = 85,9 \text{ т}$ .

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ДОБАВКИ КАЛЬЦИНИРОВАННОЙ СОДЫ К БУРОВОМУ РАСТВОРУ, ОБРАБОТАННОМУ УЩР

**Задача 36.** Определить количество кальцинированной соды, необходимое для добавления к буровому раствору, обработанному УЩР. Бурение ведется в карбонатных породах в интервале 1500—2000 м, диаметр скважины 269,9 мм, общая скорость проходки 1000 м/ст.-мес.

*Решение.* Количество кальцинированной соды рассчитывают по формуле

$$Q = 0,01V_{\text{исх}} + 0,001(n_1l_1 + n_2l_2 + \dots + n_nl_n). \quad (93)$$

Обозначения те же, что и в задаче 33.

$V_{\text{исх}} = V_{\text{свн}} + V_{\text{пт}} + V_{\text{п.е}}$ ;  $V_{\text{свн}} = 0,0568 \cdot 1500 = 85 \text{ м}^3$ . Здесь  $0,0568 \text{ м}^3$  — объем 1 м скважины диаметром 269,9 мм (СУСН, табл. 14). Тогда  $V_{\text{исх}} = 85 + 5 + 35 = 125 \text{ м}^3$ . Согласно данным табл. 10 СУСН,  $n_1 = 0,91$ . Тогда  $Q = 0,01 \cdot 125 + 0,001 \cdot 0,91 \times 500 = 1,7 \text{ т}$ .

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ГРАФИТА, НЕФТИ, СУЛЬФОНОЛА, ДОБАВЛЯЕМЫХ К БУРОВОМУ РАСТВОРУ ДЛЯ БОРЬБЫ С ПРИХВАТАМИ И ЗАТЯЖКАМИ ИНСТРУМЕНТА

**Задача 37.** Определить количество графита, добавляемого к буровому раствору для борьбы с прихватами и затяжками, на одной из площадей Волгоградской области в интервале 1300—

Таблица 71

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	200	444,5
Промежуточная	219	1400	295,3
Эксплуатационная	146	2400	190,5

1800 м, где возможны прихваты и затяжки инструмента при следующих условиях (табл. 71).

Плановая скорость бурения 900 м/ст.-мес.

Решение. Количество графита определяют по формуле

$$Q = kV_{исх} + \beta(n_1l_1 + n_2l_2 + n_3l_3 + \dots + n_nl_n), \quad (94)$$

где  $k$ ,  $\beta$  — коэффициенты:

Коэффициент . . . . .	$k$	$\beta$
Нефть . . . . .	0,1	0,13
Графит . . . . .	0,01	0,013
Сульфолол . . . . .	0,006	0,008

$V_{исх}$  — исходный объем бурового раствора в скважине до обработки графитом (нефтью, сульфололом), соответствующий забою скважины, с которого начата обработка графитом (нефтью, сульфололом)

$$V_{исх} = V_{снв} + V_{ж} + V_{п.е.}$$

где  $V_{снв}$  — объем скважины до обработки бурового раствора графитом

$$V_{снв} = 0,0725 \cdot 200 + 0,0683 (1300 - 200) = 89,63 \text{ м}^3.$$

Здесь  $0,0725 \text{ м}^3$  — внутренний объем 1 м обсадной трубы диаметром 324 мм (СУСН, табл. 15);  $0,0683 \text{ м}^3$  — объем 1 м скважины диаметром 295,3 мм (СУСН, табл. 14); 1300 м — глубина, с которой начата обработка бурового раствора графитом;  $V_{ж}$  — объем желобной системы (4—7 м<sup>3</sup>);  $V_{п.е.}$  — объем приемных емкостей у буровых насосов (10—40 м<sup>3</sup>).

Принимая  $V_{ж} = 5 \text{ м}^3$ ,  $V_{п.е.} = 35 \text{ м}^3$ , получаем

$$V_{исх} = 89,63 + 5 + 35 = 129,63 \text{ м}^3;$$

$n_1, n_2, \dots, n_n$  — нормы расхода глинистого бурового раствора, м<sup>3</sup>.

Согласно данным табл. 4Г СУСН,  $n_1 = 0,32$ ;  $n_2 = 0,31$ ;  $l_1, l_2, \dots, l_n$  — интервалы скважины, соответствующие данной норме, м. В нашем примере  $l_1 = 1400 - 1300 = 100 \text{ м}$ ;  $l_2 = 1800 - 1400 = 400 \text{ м}$ .

Принимая  $k = 0,01$ ;  $\beta = 0,013$  и подставляя все данные в формулу, получаем количество графита, необходимое для обработки бурового раствора в интервале 1300—1800 м,

$$Q = 0,01 \cdot 129,63 + 0,013 (0,32 \cdot 100 + 0,31 \cdot 400) = 3,5 \text{ т.}$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА КРАХМАЛА ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА В ЗАДАННОМ ИНТЕРВАЛЕ

**Задача 38.** Определить количество крахмала, необходимое для обработки бурового раствора в интервале 1200—1600 м. При бурении в глинах необходимо, чтобы при солености фильтрата 10 % показатель фильтрации бурового раствора составлял 10 см<sup>3</sup> за 30 мин. Данные для расчета приведены в табл. 72.

Т а б л и ц а 72

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	300	444,5
Промежуточная	219	2000	295,3
Эксплуатационная	146	3000	190,5

Плановая скорость бурения 600 м/ст.-мес.

*Решение.* Необходимое количество крахмала определяют по формуле

$$Q_{кр} = kV_{исх} + 0,001\beta (n_1l_1 + n_2l_2 + \dots + n_nl_n), \quad (95)$$

где  $k$  — коэффициент, показывающий расход крахмала на 1 м<sup>3</sup> раствора;  $\beta$  — коэффициент увеличения нормы для получения соответствующего показателя фильтрации раствора.

Ниже приведены значения коэффициентов  $k$  и  $\beta$  для растворов с соленостью фильтрата 5—15 %.

Показатель фильтрации, см <sup>3</sup>	20	15	10	5
Коэффициенты:				
$k$ . . . . .	0,004	0,005	0,006	0,0125
$\beta$ . . . . .	1,0	1,2	1,4	1,6

Остальные обозначения те же, что и в задаче 37.

Пользуясь данными СУСН (табл. 14 и 15), подсчитываем исходный объем бурового раствора до обработки крахмалом

$$V_{исх} = 0,0725 \cdot 300 + 0,0683 (1200 - 300) + 5 + 35 = 141 \text{ м}^3.$$

Согласно данным табл. 12 СУСН, норма расхода крахмала на 1 м проходки  $n_1 = 17$ . Из условия задачи  $l_1 = 1600 - 1200 = 400$  м.

Принимая, согласно приведенным выше данным,  $k = 0,006$ ;  $\beta = 1,4$ , определяем количество крахмала

$$Q_{кр} = 0,006 \cdot 141 + 0,001 \cdot 1,4 \cdot 17 \cdot 400 = 10,35 \text{ т.}$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА КОМБИНИРОВАННЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

**Задача 39.** Определить количество бурого угля (влажностью 20 %) и каустической соды (плотностью 1,16 г/см<sup>3</sup>) для обработки бурового раствора химическим реагентом УЦР-15-3

и последующего его утяжеления баритом до плотности  $\rho_2 = 1,85 \text{ г/см}^3$ ; плотность исходного бурового раствора  $\rho_1 = 1,3 \text{ г/см}^3$ , плотность барита  $\rho_3 = 4,2 \text{ г/см}^3$ . Подсчитать объем, который будет занимать буровой раствор после его утяжеления. Объем приемных емкостей принимаем равным  $25 \text{ м}^3$ , объем желобной системы  $5 \text{ м}^3$ . Остальные данные для расчета приведены в табл. 73.

Т а б л и ц а 73

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	300	444,5
Промежуточная	219	1500	295,3
Эксплуатационная	146	3000	190,5

*Решение.* Объем скважины рассчитывают по формуле

$$V_{\text{скв}} = \frac{\pi D_1^2 l_1}{4} + \frac{\pi D_2^2 l_2}{4} + \dots + \frac{\pi D_n^2 l_n}{4},$$

где  $D_1, D_2, \dots, D_n$  — диаметры долот;  $l_1, l_2, \dots, l_n$  — интервалы бурения долотами соответствующего диаметра.

При бурении под промежуточную колонну

$$V_{\text{скв}} = \frac{3,14 \cdot 0,3059^2}{4} 300 + \frac{3,14 \cdot 0,2953^2}{4} 1200 = 104,18 \text{ м}^3.$$

При бурении под эксплуатационную колонну

$$V_{\text{скв}} = \frac{3,14 \cdot 0,205^2}{4} 1500 + \frac{3,14 \cdot 0,1905^2}{4} 1500 = 92,21 \text{ м}^3.$$

Принимается  $104,18 \text{ м}^3$ .

Объем бурового раствора, необходимый для проходки всей скважины, определяют по формуле

$$V_{\text{б.р}} = V_{\text{п.е}} + V_{\text{ж}} + \alpha V_{\text{скв}} = 5 + 25 + 1,5 \cdot 104,18 = 186,28 \text{ м}^3.$$

Количество влажного бурового угля, требуемое для приготовления  $1 \text{ м}^3$  химического реагента заданного состава,

$$P = kN / (100 - n), \quad (96)$$

где  $k$  — содержание сухого бурового угля в реагенте по рецепту;  $N$  — объем реагента, который необходимо приготовить,  $\text{м}^3$ ;  $n$  — влажность бурового угля, %.

*Примечание.* В названии реагента УЩР-15-3 цифры 15 и 3 обозначают, что в  $1000 \text{ см}^3$  реагента содержится 150 г сухого бурового угля и 30 г кристаллической каустической соды, остальное — вода.

Тогда  $k = 15$ ;  $N = 1$ ;  $n = 20$ . Подставляя значения, получаем  $P = 15 \cdot 1 / (100 - 20) = 0,185$  т.

Принимая, что при первичной обработке бурового раствора в него добавляют УЩР в количестве  $200 \text{ см}^3$  на  $1 \text{ дм}^3$  раствора, находим общий объем УЩР:  $V_{\text{УЩР}} = 186,28 \cdot 0,2 = 37,26 \text{ м}^3$ .

Тогда количество влажного бурового угля, необходимое для обработки всего объема бурового раствора,  $Q_{\text{б. у}} = V_{\text{УЩР}} P = 37,26 \cdot 0,185 = 6,89$  т.

Объем раствора каустической соды, необходимый для приготовления  $1 \text{ м}^3$  химического реагента, определяют по формуле

$$V'_{\text{к. с}} = RN/m, \quad (97)$$

где  $R$  — содержание каустической соды в реагенте, %;  $N$  — объем реагента, который необходимо приготовить,  $\text{м}^3$ ;  $m$  — содержание сухой каустической соды в растворе соды, % ( $m = 14,35$  %). Тогда  $V'_{\text{к. с}} = 3 \cdot 1,0,14,35 = 0,209 \text{ м}^3$ .

Общее количество каустической соды, требуемое для первичной обработки всего объема бурового раствора,

$$V_{\text{к. с}} = V_{\text{УЩР}} V'_{\text{к. с}} = 37,26 \cdot 0,209 = 7,79 \text{ м}^3.$$

Объем глинистого бурового раствора после его химической обработки

$$V'_{\text{б. р}} = V_{\text{б. р}} + V_{\text{УЩР}} = 186,28 + 37,26 = 223,54 \text{ м}^3.$$

Количество барита, необходимое для утяжеления  $1 \text{ м}^3$  глинистого бурового раствора,

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_3 (\rho_2 - \rho_1) (1 - n)}{\rho_3 - \rho_2 (1 - n + n\rho_3)} = \frac{4,2 (1,85 - 1,3) (1 - 0,1)}{4,2 - 1,85 (1 - 0,1 + 0,1 \cdot 4,2)} = 1,22 \text{ т.}$$

Количество барита, необходимое для утяжеления всего объема бурового раствора,  $Q_{\text{ут}} = V'_{\text{б. р}} q_{\text{ут}} = 223,54 \cdot 1,22 = 272,71$  т.

Объем утяжелителя  $V_{\text{у. т}} = 272,71 / 4,2 = 64,9 \text{ м}^3$ . Общий объем бурового раствора после утяжеления  $V_{\text{у. б. р}} = 223,54 + 64,9 = 288,5 \text{ м}^3$ .

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА И СКОРОСТИ ПОДАЧИ ХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА

**Задача 40.** Определить скорость подачи химического реагента и воды и время обработки бурового раствора, циркулирующего в скважине глубиной  $1500 \text{ м}$ . Скважину бурят долотом диаметром  $190,5 \text{ мм}$ , объем циркулирующего раствора  $V_{\text{б. р}} = 130 \text{ м}^3$ . К нему необходимо добавить  $8$  % химического реагента и  $3$  % воды. Обработку требуется произвести за три цикла циркуляции раствора, подача буровых насосов  $Q = 40 \text{ дм}^3/\text{с}$ .

*Решение.* Продолжительность одного цикла циркуляции бурового раствора в скважине

$$T = \frac{10^3 V_{б.р}}{60Q} = 10^3 \cdot 130 / 60 \cdot 40 = 54 \text{ мин} = 0,9 \text{ ч.}$$

Определим скорость подачи реагента и воды в буровой раствор по формуле

$$v = 10V_{б.р}n/mT, \quad (98)$$

где  $n$  — количество химического реагента или воды, добавляемое к буровому раствору, % от объема раствора;  $m$  — число циклов движения бурового раствора, в течение которых должна быть проведена химическая обработка.

Тогда скорость подачи реагента  $v_{х.р} = 10 \cdot 130 \cdot 8 / 3 \cdot 0,9 = 3850 \text{ дм}^3/\text{ч}$ ; скорость добавления воды  $v_{в} = 10 \cdot 130 \cdot 3 / 3 \cdot 0,9 = 1440 \text{ дм}^3/\text{ч}$ ; время обработки бурового раствора  $t = mT = 3 \times 0,9 = 2,7 \text{ ч.}$

---

## Г л а в а V

### УТЯЖЕЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Для утяжеления буровых растворов применяют тонкомолотые тяжелые минералы: баритовый концентрат (до 75—80 %), магнетитовый концентрат (около 15—20 %), молотый мел (5—7 %). Утяжелители должны обладать большой плотностью, не должны содержать химических веществ, ухудшающих показатели свойств буровых растворов, не должны оказывать абразивного и коррозионного действия на бурильный инструмент. Тонкость помола утяжелителя выбирают с учетом его свойств: чем тверже утяжелитель и выше его абразивное действие, тем тоньше помол.

Применение сидеритового утяжелителя буровых растворов, предназначенных для вскрытия продуктивных коллекторов, дало положительные результаты. Особая ценность сидеритового утяжелителя — его растворимость в солянокислотных растворах (на 85 %), что позволяет полностью восстанавливать проницаемость коллектора при освоении скважины.

При введении утяжелителя повышается вязкость бурового раствора. После добавки воды снижаются условная вязкость, плотность раствора и увеличивается показатель фильтрации. Кроме того, вязкость бурового раствора может повышаться также вследствие внесения в него большого количества пузырьков воздуха вместе с частицами утяжелителя. Для предотвращения этих отрицательных явлений рекомендуется заранее смачивать утяжелитель водой или реагентом и перед добавлением утяжелителя обрабатывать буровой раствор реагентами, понижающими показатель фильтрации.

При бурении с применением утяжелителей затрачиваются большие физические усилия буровой бригады, резко снижается механическая скорость проходки, ухудшается качество цементирования скважин. Кроме того, стоимость утяжелителей высокая, а расходы по их доставке значительные. Поэтому целесообразно использовать повторно утяжеленные буровые растворы и реагенты.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА УТЯЖЕЛИТЕЛЯ ДЛЯ 1 м<sup>3</sup> БУРОВОГО РАСТВОРА

**Задача 41.** Определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_3 = 4,3 \text{ г/см}^3$ , влажностью  $n = 10 \%$  для утяжеления 1 м<sup>3</sup> глинистого бурового раствора с целью увеличения его плотности от  $\rho_1 = 1,25 \text{ г/см}^3$  до  $\rho_2 = 1,45 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Количество утяжелителя, необходимое для утяжеления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора, определяют по формуле

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_3 (\rho_2 - \rho_1) (1 - n)}{\rho_3 - \rho_2 (1 - n + n\rho_3)} \quad (99)$$

Подставляя данные, получаем

$$q_{\text{ут}} = \frac{4,3 (1,45 - 1,25) (1 - 0,1)}{4,3 - 1,45 (1 - 0,1 + 0,1 \cdot 4,3)} = 0,327 \text{ т/м}^3.$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА УТЯЖЕЛИТЕЛЯ ДЛЯ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ ЗАДАННОЙ КОНСТРУКЦИИ

**Задача 42.** Определить необходимое количество утяжелителя плотностью 4,3 г/см<sup>3</sup>, влажностью 10 % для проводки следующей скважины (табл. 74).

Т а б л и ц а 74

Тип обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Диаметр долота, мм
Кондуктор	324	300	444,5
Промежуточная	219	1500	295,3
Эксплуатационная	146	2000	190,5

Плотность исходного бурового раствора (до утяжеления) равна 1,2 г/см<sup>3</sup>; плановая скорость бурения 500 м/ст.-мес. Скважину предполагается бурить с использованием следующего бурового раствора (табл. 75). Утяжеление бурового раствора начато с глубины 500 м.

Т а б л и ц а 75

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент $a$
0—500	1,20	—
500—600	1,35	$a_1 = 1,5$
600—1000	1,45	$a_2 = 2,5$
1000—1500	1,60	$a_3 = 4,0$
1500—2000	1,70	$a_4 = 5,0$

*Решение.* Количество утяжелителя, необходимое для проводки всей скважины, определяют по формуле

$$Q = 0,2V_{\text{исх}}a_1 + n_1a_1l_1 + n_2a_2l_2 + \dots + n_n a_n l_n, \quad (100)$$

где  $V_{\text{исх}}$  — исходный объем бурового раствора в скважине до утяжеления, соответствующий забою скважины, с которого начато утяжеление, м<sup>3</sup>

$$V_{\text{исх}} = V_{\text{снв}} + V_{\text{ж}} + V_{\text{п. е.}}$$

Объем скважины до утяжеления раствора  $V_{\text{снв}} = 0,0725 \times 300 + 0,683 (500 - 300) = 35,4 \text{ м}^3.$

Здесь  $0,0725 \text{ м}^3$  — объем 1 м кондуктора по внутреннему диаметру (СУСН, табл. 15);  $0,0683 \text{ м}^3$  — объем 1 м скважины в зависимости от диаметра долота (СУСН, табл. 14);  $V_{\text{ж}}$  — объем желобной системы (4–7  $\text{м}^3$ );  $V_{\text{п.е}}$  — объем приемных емкостей буровых насосов (10–40  $\text{м}^3$ ).

Принимая  $V_{\text{ж}} = 5 \text{ м}^3$ ;  $V_{\text{п.е}} = 35 \text{ м}^3$ , получаем  $V_{\text{исх}} = 35,4 + 5 + 35 = 75,4 \text{ м}^3$ .

В формуле (100):  $n_1, n_2, \dots, n_n$  — нормы расхода утяжелителя на 1 м проходки в зависимости от скорости бурения и диаметра скважины; согласно данным табл. 6 СУСН,  $n_1 = 0,26$ ;  $n_2 = 0,22$ ;  $a$  — коэффициент повышения плотности бурового раствора по сравнению с исходной (табл. 75);  $l_1, l_2, \dots, l_n$  — интервалы скважины, соответствующие данным нормам расхода утяжелителя, м.

Подставляя данные в формулу (100), определяем необходимое количество утяжелителя для проводки скважины

$$Q = 0,2 \cdot 75,4 \cdot 1,5 + 0,26 \cdot 1,5 \cdot 100 + 0,26 \cdot 2,5 \cdot 400 + 0,26 \cdot 4,0 \cdot 500 + 0,22 \cdot 5,0 \cdot 500 = 1391 \text{ т.}$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА УТЯЖЕЛИТЕЛЯ ДЛЯ УТЯЖЕЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА С УЧЕТОМ ЕГО ПОТЕРЬ

**Задача 43.** Определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_3 = 4,3 \text{ г/см}^3$ , необходимое для первоначального и дополнительного утяжеления, а также общий его расход, если исходное (до утяжеления) количество бурового раствора на буровой составляло  $V_{\text{исх}} = 100 \text{ м}^3$ . Плотность раствора нужно увеличить от  $\rho_1 = 1,2 \text{ г/см}^3$  до  $\rho_2 = 1,5 \text{ г/см}^3$ . Скважину бурят долотом диаметром 295,3 мм; при каждой очистке желобов теряется 3  $\text{м}^3$  бурового раствора; при проходке интервала 1500–1800 м проводятся дополнительные утяжеления через каждые 30 м проходки; влажность утяжелителя  $n = 10 \%$ .

**Решение.** Определим количество утяжелителя, требуемое для первоначального утяжеления 1  $\text{м}^3$  бурового раствора, по формуле (99)

$$q_{\text{ут}} = \frac{\rho_3 (\rho_2 - \rho_1) (1 - n)}{\rho_3 - \rho_2 (1 - n + n\rho_3)}.$$

Подставляя исходные данные в формулу, получаем

$$q_{\text{ут}} = \frac{4,3 (1,5 - 1,2) (1 - 0,1)}{4,3 - 1,5 (1 - 0,1 + 0,1 \cdot 4,3)} = 0,460 \text{ т/м}^3.$$

Количество утяжелителя для утяжеления исходного объема раствора ( $V_{\text{исх}} = 100 \text{ м}^3$ ):  $Q_{\text{ут}} = V_{\text{исх}} q_{\text{ут}} = 100 \cdot 0,46 = 46 \text{ т.}$

Подсчитаем число дополнительных обработок бурового раствора утяжелителем;  $n = (1800 - 1500)/30 = 10$ .

Количество утяжелителя, требуемое на одну дополнительную обработку 1  $\text{м}^3$  раствора, составляет 0,46 т. Тогда количество утяжелителя на дополнительную обработку через каждые 30 м проходки  $Q'_{\text{ут}} = 0,460 (0,0683 \cdot 30 + 3) = 2,32 \text{ т.}$  Здесь  $0,0683$  —

объем 1 м скважины (СУСН, табл. 14); 3 — потеря глинистого бурового раствора при чистке желобов.

Подсчитываем расход утяжелителя на 10 дополнительных обработок раствора:  $Q'_{ут} = nQ_{ут} = 10 \cdot 2,32 = 23,2$  т.

Общий расход утяжелителя, необходимый для проходки всей скважины,  $Q''_{ут} = Q_{ут} + Q'_{ут} = 46 + 23,2 = 69,2$  т.

#### РАСЧЕТ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ЗАДАННОЙ ПЛОТНОСТИ

**Задача 44.** Определить, сколько потребуется бентонитовой глины ( $\rho_{гг} = 2,5$  г/см<sup>3</sup>), утяжелителя ( $\rho_{ут} = 4,3$  г/см<sup>3</sup>) и воды, чтобы получить буровой раствор, объем которого  $V_{б.р} = 50$  м<sup>3</sup>, а плотность  $\rho_{убр} = 1,5$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Считая, что путем смешивания бентонитовой глины с водой можно получить раствор плотностью  $\rho_{б.р} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>, определяем количество глины для приготовления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора

$$q_{гг} = \frac{\rho_{гг} (\rho_{б.р} - \rho_{в})}{\rho_{гг} - \rho_{в}} = \frac{2,6 (1,25 - 1,0)}{2,6 - 1,0} = 0,406 \text{ т/м}^3.$$

Объем глины в 1 м<sup>3</sup> раствора составляет

$$V_{гг} = q_{гг} / \rho_{гг} = 0,406 / 2,6 = 0,156 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Определим количество утяжелителя, необходимое для утяжеления 1 м<sup>3</sup> бурового раствора от 1,25 до 1,5 г/см<sup>3</sup>.

$$q_{ут} = \frac{\rho_{ут} (\rho_{убр} - \rho_{б.р})}{\rho_{ут} - \rho_{убр}} = \frac{4,3 (1,5 - 1,25)}{4,3 - 1,5} = 0,384 \text{ т/м}^3.$$

Объем утяжелителя в 1 м<sup>3</sup> утяжеленного раствора

$$V_{ут} = q_{ут} / \rho_{ут} = 0,384 / 4,3 = 0,0892 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Определим суммарный объем глины и утяжелителя в 1 м<sup>3</sup> раствора

$$V = V_{гг} + V_{ут} = 0,156 + 0,0892 = 0,2452 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объем воды в 1 м<sup>3</sup> утяжеленного бурового раствора

$$V_{в} = 1 - V = 1 - 0,2452 = 0,7548 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Для приготовления 50 м<sup>3</sup> утяжеленного глинистого бурового раствора необходимы вода, глина и утяжелитель, объемы которых составляют:

объем воды

$$V'_{в} = V_{б.р} V_{в} = 50 \cdot 0,7548 = 37,74 \text{ м}^3;$$

объем глины

$$V'_{гг} = V_{б.р} V_{гг} = 50 \cdot 0,156 = 7,80 \text{ м}^3;$$

объем утяжелителя

$$V'_{ут} = V_{б.р} V_{ут} = 50 \cdot 0,0892 = 4,46 \text{ м}^3.$$

Тогда общее количество раствора

$$V_{\text{общ}} = V'_в + V'_{\text{гл}} + V'_{\text{ут}} = 37,74 + 7,80 + 4,46 = 50 \text{ м}^3.$$

Для приготовления 50 м<sup>3</sup> утяжеленного бурового раствора необходимы следующие количества сухих глины и утяжелителя: сухая глина

$$Q_{\text{гл}} = V'_{\text{гл}} \rho_{\text{гл}} = 7,80 \cdot 2,6 = 20,2 \text{ т};$$

сухой утяжелитель

$$Q_{\text{ут}} = V'_{\text{ут}} \rho_{\text{ут}} = 4,46 \cdot 4,3 = 19,3 \text{ т}.$$

Таким образом, для приготовления 50 м<sup>3</sup> бурового раствора плотностью 1,5 г/см<sup>3</sup> необходимо взять 37,74 м<sup>3</sup> воды, 20,2 т бентонитовой глины плотностью 2,6 г/см<sup>3</sup> и 19,3 т утяжелителя плотностью 4,3 г/см<sup>3</sup>.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ДОБАВЛЯЕМОГО УТЯЖЕЛЕННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА (УТЯЖЕЛИТЕЛЯ, ГЛИНЫ) ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ИСХОДНОГО РАСТВОРА

**Задача 45.** Определить количество утяжеленного бурового раствора плотностью  $\rho_{б.р} = 1,6 \text{ г/см}^3$ , добавляемого к буровому раствору плотностью  $\rho'_{б.р} = 1,15 \text{ г/см}^3$  для увеличения его плотности до  $\rho''_{б.р} = 1,25 \text{ г/см}^3$ , если объем циркулирующего бурового раствора составляет  $V'_{б.р} = 100 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Добавляемый объем утяжеленного бурового раствора определяется по формуле

$$V_{б.р} = \frac{V'_{б.р} (\rho''_{б.р} - \rho'_{б.р})}{\rho_{б.р} - \rho'_{б.р}} = \frac{100 (1,25 - 1,15)}{1,6 - 1,15} = 28,6 \text{ м}^3.$$

Тогда общее количество циркулирующего раствора в скважине  $V_{\text{общ}} = 100 + 28,6 = 128,6 \text{ м}^3$ .

**Задача 46.** Определить плотность бурового раствора после утяжеления и общий объем полученного раствора, если к объему  $V_{б.р} = 50 \text{ м}^3$  бурового раствора плотностью  $\rho_{б.р} = 1,25 \text{ г/см}^3$  добавлено  $Q_{ут} = 12 \text{ т}$  утяжелителя плотностью  $\rho_{ут} = 4,3 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Плотность бурового раствора после добавления к нему сухого утяжелителя определяют по формуле

$$\rho'_{б.р} = \frac{\rho_{ут} (V_{б.р} \rho_{б.р} + Q_{ут})}{V_{б.р} \rho_{ут} + Q_{ут}}. \quad (101)$$

Подставляя исходные данные, получаем

$$\rho'_{б.р} = \frac{4,3 (50 \cdot 1,25 + 12)}{50 \cdot 4,3 + 12} = 1,41 \text{ г/см}^3.$$

Общий объем полученного раствора

$$V'_{б.р} = V_{б.р} + Q_{ут} / \rho_{ут} = 50 + 12 / 4,3 = 52,8 \text{ м}^3.$$

**Задача 47.** Определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_{ут} = 4,3 \text{ г/см}^3$ , которое необходимо добавить к буровому раствору

для увеличения его плотности до  $\rho'_{б.р} = 1,6 \text{ г/см}^3$ . В буровой раствор объемом  $V_{б.р} = 10 \text{ м}^3$ , плотностью  $\rho_{б.р} = 1,2 \text{ г/см}^3$  добавлено  $Q_б = 2 \text{ т}$  бентонита плотностью  $\rho_б = 2,6 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Плотность бурового раствора после добавления бентонита определяют по формуле

$$\rho''_{б.р} = \frac{\rho_б (V_{б.р} \rho_{б.р} + Q_б)}{V_{б.р} \rho_б + Q_б}. \quad (102)$$

Подставляя значения, получаем

$$\rho''_{б.р} = \frac{2,6 (10 \cdot 1,2 + 2)}{102,6 + 2} = 1,3 \text{ г/см}^3.$$

Объем бурового раствора

$$V'_{б.р} = V_{б.р} + Q_б / \rho_б = 10 + 2 / 2,6 = 10,77 \text{ м}^3.$$

Количество утяжелителя, добавляемое к буровому раствору,

$$Q_{ут} = \frac{V'_{б.р} \rho_{ут} (\rho'_{б.р} - \rho''_{б.р})}{\rho_{ут} - \rho'_{б.р}} = \frac{10,77 \cdot 4,3 (1,6 - 1,3)}{4,3 - 1,6} = 5,15 \text{ т}.$$

Общий объем бурового раствора

$$V''_{б.р} = V'_{б.р} + Q_{ут} / \rho_{ут} = 10,77 + 5,15 / 4,3 = 11,96 \text{ м}^3.$$

**Задача 48.** Определить количество сухой глины плотностью  $\rho_{гл} = 2,6 \text{ г/см}^3$ , которое необходимо добавить к объему бурового раствора ( $V_{б.р} = 10 \text{ м}^3$ ) плотностью  $\rho_{б.р} = 1,15 \text{ г/см}^3$  для увеличения плотности раствора до  $\rho_{б.р} = 1,25 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Количество глины определим по формуле

$$Q_{гл} = V_{б.р} \frac{\rho_{гл} (\rho'_{б.р} - \rho_{б.р})}{\rho_{гл} - \rho_{б.р}}; \quad (103)$$

$$Q_{гл} = 10 \frac{2,6 (1,25 - 1,15)}{2,6 - 1,15} = 1,79 \text{ т}.$$

**Задача 49.** Определить плотность бурового раствора, если к объему бурового раствора ( $V_{б.р} = 40 \text{ м}^3$ ) плотностью  $\rho'_{б.р} = 1,5 \text{ г/см}^3$  добавить  $V''_{б.р} = 20 \text{ м}^3$  бурового раствора плотностью  $\rho''_{б.р} = 1,25 \text{ г/см}^3$ .

*Решение.* Плотность бурового раствора определим по формуле

$$\rho_{б.р} = \frac{V'_{б.р} \rho'_{б.р} + V''_{б.р} \rho''_{б.р}}{V'_{б.р} + V''_{б.р}}; \quad (104)$$

$$\rho_{б.р} = \frac{40 \cdot 1,5 + 20 \cdot 1,25}{40 + 20} = \frac{85}{60} = 1,41 \text{ г/см}^3.$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ДОБАВЛЯЕМОГО БУРОВОГО РАСТВОРА (ВОДЫ, НЕФТИ) МЕНЬШЕЙ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ИСХОДНОГО РАСТВОРА

**Задача 50.** Определить количество бурового раствора плотностью  $\rho_{б.р} = 1,15 \text{ г/см}^3$ , добавляемого к буровому раствору для уменьшения его плотности от  $\rho'_{б.р} = 1,35 \text{ г/см}^3$  до  $1,2 \text{ г/см}^3$ .

Объем циркулирующего бурового раствора в скважине составляет  $V_{б.р} = 30 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Количество бурового раствора определяется по формуле

$$V'_{б.р} = \frac{V_{б.р} (\rho''_{б.р} - \rho_{б.р})}{\rho'_{б.р} - \rho''_{б.р}}$$

Подставляя данные, получаем

$$V'_{б.р} = \frac{30 (1,2 - 1,15)}{(1,35 - 1,2)} = 10 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем раствора составит  $30 + 10 = 40 \text{ м}^3$ .

**Задача 51.** Определить количество воды, добавляемой к буровому раствору для уменьшения его плотности от  $\rho_{б.р} = 1,3$  до  $\rho'_{б.р} = 1,1 \text{ г/см}^3$ . Объем циркулирующего раствора в скважине составляет  $V_{б.р} = 60 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Количество воды, добавляемое к буровому раствору для уменьшения его плотности, определяется по формуле

$$V_{в} = \frac{V_{б.р} (\rho_{б.р} - \rho'_{б.р})}{\rho'_{б.р} - \rho_{в}} = \frac{60 (1,3 - 1,1)}{1,1 - 1,0} = 120 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем бурового раствора составит  $60 + 120 = 180 \text{ м}^3$ .

**Задача 52.** Определить количество утяжелителя плотностью  $\rho_{ут} = 4,3 \text{ г/см}^3$ , добавляемого к эмульсионному буровому раствору, чтобы после добавки к нему 30 % (от объема) нефти ( $\rho_{н} = 0,75 \text{ г/см}^3$ ) плотность раствора не изменилась, и рассчитать общий объем полученного эмульсионного бурового раствора. Первоначальный объем бурового раствора  $V_{б.р} = 100 \text{ м}^3$ .

*Решение.* Количество нефти составляет  $V_{н} = 30 \text{ м}^3$ . Плотность эмульсионного бурового раствора определяется по формуле

$$\rho_{эм} = \frac{V_{б.р} \rho_{б.р} + V_{н} \rho_{н}}{V_{б.р} + V_{н}}$$

Подставляя данные, получаем

$$\rho_{эм} = \frac{100 \cdot 1,15 + 30 \cdot 0,75}{100 + 30} = 1,06 \text{ г/см}^3.$$

Объем эмульсионного бурового раствора

$$V'_{эм} = V_{б.р} + V_{н} = 100 + 30 = 130 \text{ м}^3.$$

Количество утяжелителя определяется по формуле

$$Q_{ут} = \frac{V'_{эм} \rho_{ут} (\rho_{б.р} - \rho_{эм})}{\rho_{ут} - \rho_{б.р}}. \quad (106)$$

Подставляя данные, находим

$$Q_{ут} = \frac{130 \cdot 4,3 (1,15 - 1,06)}{4,3 - 1,15} = 16 \text{ т.}$$

Общий объем эмульсионного бурового раствора плотностью 1,15 г/см<sup>3</sup>.

$$\begin{aligned} V_{\text{эм}} &= V_{\text{б.р}} + V_{\text{н}} + Q_{\text{ут}}/\rho_{\text{ут}}, \\ V_{\text{эм}} &= 100 + 30 + 16/4,3 = 133,7 \text{ м}^3. \end{aligned} \quad (107)$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ЗА СЧЕТ СЖАТИЯ ВОЗДУХА

**Задача 53.** Определить, на сколько увеличится плотность бурового раствора в скважине при сжатии воздуха действием гидростатического давления столба бурового раствора, если плотность утяжеленного бурового раствора перед закачкой в скважину равна 1,52 г/см<sup>3</sup>. Содержание воздуха в буровом растворе после измерения прибором ВГ-1М составляет 5 %.

*Решение.* Плотность раствора в скважине определяется по формуле

$$\rho_{\text{скв}} = \frac{\rho_{\text{ут}}}{1 - c/100}, \quad (108)$$

где  $\rho_{\text{ут}}$  — плотность утяжеленного бурового раствора перед закачиванием в скважину, г/см<sup>3</sup>;  $c$  — содержание воздуха в буровом растворе после утяжеления, %. Тогда

$$\rho_{\text{скв}} = \frac{1,52}{1 - 5/100} = 1,6 \text{ г/см}^3.$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ АЭРАЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

**Задача 54.** Определить количество реагентов, необходимых для снижения аэрации бурового раствора, обрабатываемого баритовым утяжелителем. Тип реагента — гидрофилизирующий водный раствор УЦР, гипана и метаса. Масса сухого утяжелителя 70 т.

*Решение.* Рекомендуются следующая концентрация указанных реагентов в массе барита (в расчете на сухое вещество): УЦР — 5 %, гипана — 0,01 %, метаса (или КМЦ) — 0,04 %.

Тогда масса УЦР составит  $70 \cdot 0,5/100 = 0,35$  т; масса гипана —  $70 \cdot 0,01/100 = 0,007$  т; масса метаса —  $70 \cdot 0,04/100 = 0,028$  т.

В жидком состоянии водный раствор всех этих реагентов должен составлять:  $\frac{\text{Твердое}}{\text{Жидкое}} = 10/1$ , т. е.  $70/x = 10$ ;  $x = 7 \text{ м}^3$ .

---

## Глава VI

### БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ И АВАРИЯМИ В БУРЕНИИ

#### ОБЩИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ОСЛОЖНЕНИЙ И АВАРИЙ \*

При превышении гидростатического давления в стволе скважины над пластовым во вскрытом при бурении пласте может произойти поглощение бурового раствора. И, наоборот, при превышении пластового давления над давлением столба бурового раствора нефть, вода и газ будут проникать из пласта в скважину, что может привести к выбросам.

Поглощение бурового раствора, сопровождающееся снижением гидростатического давления на стенки скважины и обнажением верхней части ствола, создает благоприятные условия для газонефтяных и водяных выбросов, а также нарушения пристволенной зоны скважины. Это нарушение приводит к затылкам и прихватам бурильной колонны; выбросы газа, нефти и воды также способствуют нарушению пристволенной зоны скважины и т. д. Поэтому для предупреждения поглощений необходимо по возможности уменьшать плотность бурового раствора и увеличивать его вязкость.

Одним из основных требований, предъявляемых к буровому раствору при бурении с возможными газонефтяными проявлениями, является его достаточная плотность для предупреждения выброса и фонтанирования.

Нарушение пристволенной зоны скважины при бурении очень опасно, и нередко приводит к авариям и затрате больших средств и времени на его ликвидацию. Большинство таких осложнений возникает при бурении глинистых пород.

Своевременное увеличение плотности бурового раствора и уменьшение показателя фильтрации до необходимых размеров способствуют предупреждению этого осложнения.

Основным профилактическим средством предупреждения прихватов в виде прилипания труб к фильтрационной корке является бурение с промывкой ствола скважины высококачественным коллоидным буровым раствором, образующим плотную, но тонкую и нелипкую фильтрационную корку. Для снижения липкости фильтрационной корки в буровые растворы вводят специальные смазывающие добавки: СМАД-1, графит, нефть, сульфолон, поверхностно-активное вещество ОП-10, гудрон соапстока (СГ).

\* Учтены рекомендации УкрگیпроНИИнефть [5].

Для предотвращения прихватов бурильных (и обсадных) труб из-за образования сальников, осаждения шлама и утяжелителя необходимо вести бурение на стабилизированном структурированном буровом растворе, имеющем небольшой показатель фильтрации. Вязкость и статическое напряжение сдвига целесообразно поддерживать возможно минимальными.

Прихваты и посадки инструмента, вызванные сужением ствола скважины и не связанные со свойствами бурового раствора, легко предупреждаются своевременной проработкой призабойной зоны новым долотом. Сужение ствола, вызванное набуханием глин, зависит от качества бурового раствора. Такие прихваты можно предупредить, улучшив качество бурового раствора.

Для ликвидации прихвата необходимо в первую очередь расхаживать колонну с проворачиванием. Если при этом не удастся ликвидировать прихват, применяют более сложные методы ликвидации: установку водяных, кислотных или нефтяных ванн в зависимости от характера прихвата; взрыв торпеды против зоны прихвата и другие способы.

Для предупреждения осложнений и аварий с бурильной колонной необходимо регулярно опрессовывать бурильные трубы через 300 ч работы. Величина давления опрессовки должна быть не ниже 25 МПа для всех размеров бурильного инструмента; при глубине бурения свыше 4000 м величину давления опрессовки следует повысить до 30 МПа.

Через каждые 400 ч работы утяжеленных бурильных труб необходимо вновь нарезать резьбовые соединения труб при бурении шарошечными долотами и через 600 ч — при бурении алмазными долотами.

Ведущие трубы необходимо менять через 1200 ч работы при бурении скважин до глубины 3000 м, через 1000 ч — до глубины 3500 м и 800 ч — при глубине свыше 3500 м. †.

Чтобы предупредить аварии с долотами, нельзя допускать передержки долота на забое скважины. Резкое уменьшение механической скорости (в 1,5—2 раза в течение 10—15 мин) с ростом торможения турбобура свидетельствует о сработке долота.

С целью предупреждения поглощений бурового раствора необходимо ограничивать скорость спуска бурильного инструмента. Максимальная скорость спуска бурильного инструмента определяется по формуле (109)

$$v_{\max} = \frac{(p_{\text{гидр}} - p_{\text{пл}}) (D_{\text{дол}}^2 - d_{\text{б.т}}^2)}{3300 L \eta}, \quad (109)$$

где  $p_{\text{гидр}}$  — гидростатическое давление столба бурового раствора, МПа;  $p_{\text{пл}}$  — пластовое давление, МПа;  $D_{\text{дол}}$  — диаметр долота, мм;  $d_{\text{б.т}}$  — диаметр бурильных труб, мм;  $L$  — глубина залегания поглощающего горизонта, м;  $\eta$  — динамическая вязкость бурового раствора, Н·с/м<sup>2</sup>.

Скорость восходящего потока бурового раствора должна обеспечивать полный вынос выбуренной породы и осыпающихся частиц на поверхность. При турбинном бурении она должна составлять 1,1—1,2 м/с, при роторном 0,9—1,0 м/с.

Значительное увеличение скорости восходящего потока вызывает турбулентное движение бурового раствора, что приводит к кавернообразованию.

Ниже приводится необходимый расход бурового раствора, обеспечивающий необходимую скорость восходящего потока (табл. 76).

Если ствол скважины склонен к сужению и отсутствует опыт проходки скважин на площади, то плотность бурового раствора можно определить следующим образом.

Бурильную колонну без долота спускают в башмак последней обсадной колонны и при заполненной буровым раствором скважине закрывают превентор. По истечении суток отсчитывают давление на устье скважины. Плотность бурового раствора определяется по формуле

$$\rho = \frac{100 (0,01\rho_{исх}H + p_{изб})}{H}, \quad (110)$$

Т а б л и ц а 76

Диаметр, мм		Площадь кольцевого пространства, м <sup>2</sup>	Расход бурового раствора (дм <sup>3</sup> /с), обеспечивающий скорость восходящего потока, м/с					
долота	бурильных труб		0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3
165,1	89	0,0152	12,16	13,68	15,2	16,72	18,24	19,76
	102	0,0132	10,56	11,88	13,2	14,52	15,84	17,16
190,5	114	0,0183	14,64	16,47	18,3	20,13	21,96	23,79
	127	0,0158	12,64	14,22	15,8	17,38	18,96	20,54
	129	0,0154	12,32	13,86	15,4	16,94	18,48	20,02
215,9	127	0,0239	19,12	21,51	23,9	26,29	28,68	31,07
	129	0,0235	18,8	21,15	23,5	25,85	28,20	30,55
	140	0,0212	16,96	19,08	21,2	23,32	25,44	27,56
244,5	127	0,0343	27,44	30,87	34,3	37,73	41,16	44,59
	129	0,0338	27,04	30,42	33,8	37,18	40,56	43,94
	140	0,0315	25,20	28,35	31,5	34,65	37,80	40,95
	147	0,030	24,00	27,0	30,0	33,00	36,00	39,00
269,9	140	0,042	33,60	37,8	42,0	46,20	50,40	54,60
	147	0,040	32,00	36,0	40,0	44,00	48,00	52,00
295,3	140	0,0531	42,48	47,79	53,1	58,41	63,72	69,03
	147	0,0515	41,20	46,35	51,5	56,65	61,80	66,95
320	140	0,0650	52,00	58,5	65,0	71,50	78,00	84,50
	147	0,0634	50,72	57,06	63,4	69,74	76,08	82,42
349,2	140	0,0803	64,24	72,27	80,3	88,33	96,36	104,39
	147	0,0787	62,96	70,83	78,7	86,57	94,44	102,31
	168	0,0736	58,88	66,24	73,6	80,96	88,32	95,68
393,7	147	0,1047	83,76	94,23	104,7	115,17	125,64	136,11
	168	0,0995	79,60	89,55	99,5	109,45	119,40	129,35

Таблица 77

Диаметр скважины, мм	Диаметр бурильных труб, мм	Минимальный запас плотности бурового раствора (г/см <sup>3</sup> ) при динамическом напряжении сдвига, Н/см <sup>2</sup>							
		0,0001	0,0002	0,0003	0,0004	0,0005	0,00075	0,001	0,0015
393,7	147	0,002	0,004	0,0065	0,009	0,011	0,016	0,022	0,033
	140	0,002	0,004	0,0063	0,0084	0,011	0,016	0,021	0,032
349,2	147	0,003	0,005	0,008	0,011	0,013	0,020	0,027	0,041
	140	0,003	0,005	0,008	0,010	0,013	0,020	0,026	0,039
320,0	147	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,023	0,031	0,046
	140	0,003	0,006	0,009	0,012	0,015	0,023	0,030	0,045
295,3	147	0,004	0,007	0,011	0,014	0,018	0,027	0,036	0,054
	140	0,003	0,007	0,010	0,014	0,017	0,026	0,034	0,051
269,9	147	0,005	0,09	0,015	0,018	0,022	0,033	0,044	0,066
	140	0,004	0,008	0,013	0,017	0,021	0,033	0,042	0,063
244,5	140	0,005	0,010	0,016	0,020	0,026	0,039	0,052	0,078
	127	0,005	0,009	0,014	0,018	0,023	0,035	0,046	0,069
215,9	127	0,006	0,012	0,018	0,025	0,031	0,046	0,062	0,093
190,5	114	0,007	0,014	0,021	0,028	0,035	0,053	0,07	0,105
165,1	102	0,008	0,017	0,025	0,034	0,042	0,064	0,085	0,127

Таблица 78

Типоразмер бурильных труб, мм	Масса 1 м труб, кг	Вытесняемый объем бурового раствора, м <sup>3</sup>			
		на 1 м труб	на 1 свечу (25 м)	на 5 свечей (125 м)	на 10 свечей (250 м)
СБТ-89	19,3	0,0025	0,0625	0,3125	0,625
СБТ-102	23,4	0,0030	0,0750	0,3750	0,750
СБТ-114	28,9	0,0037	0,0925	0,4625	0,925
СБТ-127	29,8	0,0038	0,0950	0,4750	0,950
СБТ-140	33,4	0,0043	0,1075	0,5375	1,075
ЛБТ-93	8,4	0,0030	0,0755	0,3750	0,750
ЛБТ-114	11,0	0,0040	0,1000	0,5000	1,000
ЛБТ-129	14,3	0,0051	0,1275	0,6375	1,275
ЛБТ-147	16,5	0,0060	0,1500	0,7500	1,500
УБТ-108	63,0	0,0080	0,2000	1,0000	2,000
УБТ-146	97,0	0,0124	0,3100	1,5500	3,100
УБТ-178	156,0	0,0200	0,5000	2,5000	5,000
УБТС-133	84,0	0,0107	0,2675	1,3375	—
УБТ-203	192,0	0,0246	0,6150	3,0750	—
УБТ-229	273,0	0,0350	0,8750	4,3750	—
УБТ-254	336,0	0,0431	1,0775	5,3875	—

Плашечные превенторы (ОСТ 26-02-1366—76)

Типоразмер плашечного превентора	Диаметр проход- ного от- верстия, мм	Рабочее давление, МПа	Услов- ный диаметр труб, уплот- няемых плаш- ками, мм	Наиболь- ший диаметр труб, пропу- скаемых с под- веской, мм	Высота, мм, не более	Масса, кг, не более
ППГ-156×320* ППР-156×320*	156	32	33—114	102	310	650
ППГ-180×210 ППР-180×210 ППГ-180×350 ППР-180×350 ППГ-180×700	180	21 — 35 — 70	33—127	127	350  400	750 700 800 750 1000
ППГ-230×350 ППГ-230×700	230	35 70	33—168	146	350 430	800 1500
ППГ-280×210 ППГ-280×350 ППГ-280×700	280	21 35 70	48—219	194	430 500 550	1000 1400 1700
ППГ-307×200* ППГ-307×320*	307	20 32	114—219	219	430	1500
ППГ-350×210 ППГ-350×350 ППГ-350×700	350	21 35 70	60—273	273	450 500 600	1500 1700 3000
ППГ-406×125*	406	12,5	114—273	273	580	1500
ППГ-425×140 ППГ-425×210	425	14 21	60—340	340	450 500	1300 1800
ППГ-520×140 ППГ-520×210	520	14 21	60—426	426	590 640	2100 2400

Примечания: 1. ППГ — плашечный превентор с гидравлическим приводом плашек. 2. ППР — плашечный превентор с ручным приводом плашек. 3. ППР-156×320 и ППГ-156×320 предназначаются для капитального и текущего ремонта скважин. 4. Превенторы, отмеченные звездочкой, могут быть выполнены для умеренной (У) и холодной (ХЛ) климатических зон.

## Универсальные превенторы (ОСТ 26-02-1366—76)

Типоразмер универсального превентора	Диаметр проходного отверстия, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр проходного отверстия уплотнителя, мм	Наибольший условный диаметр труб, пропускаемых с подвеской, мм	Высота, мм, не более, мм	Масса, кг, не более
ПУ1-180×210	180	21	180—0	127	830	1 300
ПУ1-180×350		35			970	2 000
ПУ1-180×700		70			1250	6 000
ПУ1-230×350	230	35	230—0	146	1170	3 300
ПУ1-230×700		70			1500	9 500
ПУ1-280×210	280	21	280—0	194	1050	2 700
ПУ1-280×350		35			1270	4 000
ПУ1-280×700		70			1700	13 000
ПУ1-350×210	350	21	350—0	273	1200	4 400
ПУ1-350×350		35			1430	8 000
ПУ1-350×700		70			1900	18 000
ПУ1-425×140	425	14	425—0	340	1300	6 200
ПУ1-425×210		21			1420	8 200
ПУ1-520×210	520	21	520—0	426	1700	15 000

Примечания: 1. ПУ1 — универсальный превентор, в котором уплотнитель выполнен в виде кольца с наружной конической поверхностью, сжимаемого с помощью гидропривода. 2. Превентор ПУ1-230×350 может быть выполнен для умеренной и холодной климатических зон.

## ТАБЛИЦА ЗАМЕНЫ ШИФРОВ ПРЕВЕНТОРОВ

Таблица 81

Шифр	
по техническим условиям и другой нормативно-технической документации	ОСТ 26-02-1366—76
ППБ-156×320	ППР-156×320
ППБ-156×320ХЛ	ППР-156×320ХЛ
ПУГ-230×350	ПУ1-230×350
ПУГ-230×350ХЛ	ПУ1-230×350ХЛ
ПУГ-350×350	ПУ1-350×350

## Превенторы ППГ

Таблица 82

Показатель	Типоразмер превентора							
	ППГ-156 × × 320, ППГ-156 × × 320 ХЛ	ППГ-230 × × 350	ППГ-230 × × 700	ППГ-307 × × 200, ППГ-307 × × 200 ХЛ	ППГ-307 × × 320	ППГ-350 × × 350	ППГ-406 × × 125	ППГ-520 × × 140
Диаметр проходного отверстия, мм	156	230		307		350	406	520
Давление, МПа:								
рабочее	32,0	35,0	70,0	20,0	32,0	35,0	12,5	14,0
пробное	64,0	70,0	105,0	40,0	64,0	70,0	25,0	21,0
Условный диаметр уплотняемой трубы, мм	60—114	60—168	33—168	114—219		60—273	114—273	114—426
Рабочий объем гидравлической камеры, дм <sup>3</sup> :								
на закрытие	5,4	7,9	9,5	10,6		11,8	13,8	17,4
на открытие	4,6	6,2	7,2	9,2		10,4	12	15
Габаритные размеры, мм	1785 × × 620 × × 290	2085 × × 670 × × 310	2630 × × 790 × × 405	2392 × × 750 × × 570	2392 × × 750 × × 580	2380 × × 850 × × 640	2600 × × 900 × × 580	3050 × × 935 × × 590
Масса, кг	640	842	1660	1517	1517	1638	1483	2070
Завод-изготовитель	Машино- строитель- ный им. лей- тенанта Шмидта (г. Баку)	Бурового оборудова- ния «Баррикады» (г. Волгоград)		Машиностроительный завод им. лейтенанта Шмидта (г. Баку)				

Примечание. Рабочее давление в приводе 10—6 МПа.

где  $\rho_{исх}$  — исходная плотность бурового раствора до вскрытия пластичных пород, г/см<sup>3</sup>;  $H$  — глубина залегания кровли пластичных пород, м;  $p_{изб}$  — избыточное давление на устье скважины, МПа.

С целью предупреждения проявлений необходимо, чтобы плотность бурового раствора обеспечивала двойную величину минимального запаса, определяемую в зависимости от зазора между трубами и скважиной и динамического напряжения сдвига. Величина минимального запаса плотности бурового раствора, определяемая по формуле (111), приводится в табл. 77.

$$\rho_{зап} = \frac{535\theta}{D-d}, \quad (111)$$

где  $\theta$  — динамическое напряжение сдвига, Н/см<sup>2</sup>;  $D$  — диаметр скважины, см;  $d$  — диаметр бурильных труб, см.

Кроме того, при подъеме бурильных труб в скважину необходимо доливать до устья буровой раствор. Количество доливаемого бурового раствора при подъеме бурильного инструмента должно соответствовать количеству вытесняемого объема раствора из скважины при спуске бурильного инструмента (табл. 78).

Устье скважины должно быть оборудовано соответствующими превенторами, техническая характеристика которых приведена в табл. 79 82.

### Плащечный превентор ППБ-156×320

Диаметр проходного отверстия, мм . . . . .	156
Давление, МПа:	
рабочее . . . . .	32,0
пробное . . . . .	64,0
Условный диаметр уплотняющей трубы, мм . . . . .	60—114
Габаритные размеры, мм . . . . .	1150×670×290
Масса, кг . . . . .	618
Изготовитель . . . . .	Машиностроитель- ный завод им. лейтенанта Шмид- та (г. Баку)

### Универсальный превентор ПУГ-230×350

Диаметр проходного отверстия, мм . . . . .	230
Давление, МПа:	
рабочее . . . . .	35,0
пробное . . . . .	70,0
Наибольший наружный диаметр уплотняемого элемента колонны, мм . . . . .	225
Рабочий объем гидравлической камеры превентора, дм <sup>3</sup> :	
запорной . . . . .	25
распорной . . . . .	18
Рабочее давление привода, МПа . . . . .	10,0—6,0
Габаритные размеры, мм . . . . .	1170×900×310
Масса, кг . . . . .	3180

Изготовитель . . . . . Машинностроитель-  
 ный завод им  
 лейтенанта Шмид-  
 та (г. Баку)

### Вращающийся превертор ПВ-230×320Бр

Диаметр проходного отверстия, мм:	
корпуса превертора . . . . .	230
ствола . . . . .	158
бокового отвода . . . . .	150
Давление, МПа:	
рабочее . . . . .	32,0
пробное . . . . .	64,0
допустимое при наибольшей частоте враще- ния ствола . . . . .	8,0
Диаметр корпуса патрона, мм . . . . .	510
Условный диаметр уплотняемого инструмента, мм . . . . .	73; 89; 114
Наибольшая частота вращения ствола, рад/с (об/мин) . . . . .	10,47 (100)
Габаритные размеры, мм . . . . .	1550×680×875
Масса, кг . . . . .	1785
Изготовитель . . . . .	Завод бурового оборудования «Баррикада» (г. Волгоград)

### Вращающийся превертор ПВ-307×10

Диаметр проходного отверстия, мм:	
корпуса превертора . . . . .	307
ствола . . . . .	200
бокового отвода . . . . .	150
Давление, МПа:	
рабочее . . . . .	1,0
пробное . . . . .	2,0
допустимое при наибольшей частоте враще- ния ствола . . . . .	1,0
Диаметр корпуса патрона, мм . . . . .	360
Условный диаметр уплотняемого инструмента, мм . . . . .	89; 114; 140
Наибольшая частота вращения ствола, рад/с (об/мин) . . . . .	17,8 (170)
Габаритные размеры, мм . . . . .	1100×1120×620
Масса, кг . . . . .	590
Изготовитель . . . . .	Машинностроительный завод им. лейтенанта Шмидта (г. Баку)

### Вращающийся превертор ПВ-156×320 и ПВ-307×200

Тип вращающегося превертора	ПВ-156×320	ПВ-307×200
Диаметр проходного отверстия, мм:		
корпуса превертора . . . . .	156	307
ствола . . . . .	130	215
бокового отвода . . . . .	150	150
Давление, МПа:		
рабочее . . . . .	32,0	20,0
пробное . . . . .	64,0	40,0

**СОТНОШЕНИЯ МЕЖДУ ДИАМЕТРАМИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ПРЕВЕНТОРОВ**

Тип колонной головки	Масса, кг	Давление, МПа		Габаритные размеры, мм		Устанавливаемые превенторы
		рабочее	пробное	высота	наиболь- ший диаметр	
ООК2-210-146×245×324	1310	21	42	1675	620	ППГ-307×200
ООК2-210-146×245×351	1325	21	42	1675	675	ППГ-406×125; ППГ-307×200
ООК2-350-146×219×299	1465	35	70	1770	620	ППГ-307×200; ОП2Г-230×500Бр
ООК2-350-146×219×324	1465	35	70	1770	620	ППГ-307×200; ОП2Г-230×500Бр
ООК2-350-146×219×351	1640	35	70	1770	620	ППГ-406×125; ППГ-307×200
ООК2-350-146×219×426	1590	35	70	1770	475	ППГ-406×125; ОП2Г-230×500Бр
ООК2-350-146×245×324	1505	35	70	1770	620	ППГ-307×200; ОП2Г-230×320
ООК2-350-146×245×351	1655	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ППГ-307×200
ООК2-350-146×245×377	1655	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ППГ-307×320
ООК2-350-146×245×426	1505	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ППГ-307×200
ООК2-350-168×245×351	1505	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ОП2Г-230×500Бр
ООК2-350-168×245×324	1505	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ППГ-307×200
ООК2-350-168×273×377	1655	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ППГ-307×320
ООК2-350-168×273×426	1655	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ППГ-307×320
ООК2-350-168×299×426	1655	35	70	1770	675	ППГ-406×125; ППГ-307×320
ООК2-700-146×219×299	1935	70	105	1880	655	ППГ-406×125; ППГ-307×320
ООК2-700-146×219×324	1935	70	105	1880	655	ППГ-307×200; ОП2Г-230×500Бр
ООК2-700-146×245×426	1955	70	105	2500	675	ППГ-307×200; ОП2Г-230×500Бр
ООК2-700-168×273×426	1955	70	105	2500	675	ППГ-406×125; ОП2Г-230×500Бр
ООК2-700-168×299×426	1955	70	105	2500	675	ППГ-406×125; ППГ-307×320
						ППГ-406×125; ППГ-307×320

допустимое при наибольшей частоте вращения ствола . . .	80	80
Диаметр корпуса патрона, мм	380	515
Условный диаметр уплотняемого инструмента, мм . . . . .	73; 89	89; 114; 140
Наибольшая частота вращения ствола, рад/с (об/мин) . . . . .	10,47 (100)	10,47 (100)
Габаритные размеры, мм . . . . .	1570×660×570	1800×870×730
Масса, кг . . . . .	1250	1560
Изготовитель . . . . .	Машиностроительный завод им. лейтенанта Шмидта (г. Баку)	

**Примечание.** Пробное давление испытания превенторов на прочность при рабочем давлении до 35 МПа должно быть равно  $2p_{\text{раб}}$  (при диаметре проходного отверстия превентора до 350 мм) и для всех остальных случаев —  $1,5 p_{\text{раб}}$ .

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ СПУСКА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

**Задача 55.** Определить максимальную скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора при следующих условиях: глубина залегания поглощающего горизонта 1800 м, диаметр долота 215,9 мм, диаметр бурильных труб 146 мм, пластовое давление 19 МПа, плотность бурового раствора 1,16 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость бурового раствора 0,02 Н·с/м<sup>2</sup>.

**Решение.** Максимальную скорость спуска бурильной колонны определяем по формуле (109). Для этого предварительно рассчитываем гидростатическое давление столба бурового раствора

$$p_{\text{гидр}} = \frac{H\rho}{100} = \frac{1800 \cdot 1,16}{100} = 20,88 \text{ МПа.}$$

Подставляя все величины в формулу (109), получаем

$$v_{\text{max}} = \frac{(20,88 - 19) (215,9^2 - 146^2)}{3300 \cdot 1800 \cdot 0,02} = 0,4 \text{ м/с.}$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОЙ ПОДАЧИ НАСОСОВ ДЛЯ ПОЛНОГО ВЫНОСА ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

**Задача 56.** Проверить, обеспечивается ли полный вынос выбуренной породы и осыпающихся частиц на поверхность при следующих условиях: способ бурения — турбинный, диаметр долота 269,9 мм, диаметр бурильных труб 140 мм, подача насосов 39 дм<sup>3</sup>/с.

**Решение.** Для турбинного способа бурения скорость восходящего потока должна быть 1,1—1,2 м/с.

По табл. 76 находим, что для обеспечения скорости 1,1 м/с при диаметрах долота 269,9 мм и труб 140 мм необходимо иметь подачу насосов 46,2 дм<sup>3</sup>/с. При подаче 39 дм<sup>3</sup>/с обеспечивается скорость восходящего потока  $1,0 > v > 0,9$ , поэтому необходимо увеличить подачу насосов или перейти на роторный способ бурения в данном интервале.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ТЕКУЧИХ ПОРОД И ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ

**Задача 57.** Определить плотность бурового раствора для вскрытия текущих пород при следующих условиях: глубина залегания кровли текущих пород 2000 м, плотность бурового раствора до вскрытия этих пород составляет  $1,25 \text{ г/см}^3$ , избыточное давление на устье скважины через сутки после закрытия превентора (при заполненной раствором скважине) — 5 МПа.

*Решение.* Плотность бурового раствора определяется по формуле (110)

$$\rho = \frac{(0,01 \cdot 1,25 \cdot 2000 + 5) 100}{2000} = 1,5 \text{ г/см}^3.$$

**Задача 58.** Определить плотность бурового раствора для предупреждения проявлений при следующих условиях: диаметр скважины 269,9 мм, диаметр бурильных труб 147 мм, плотность бурового раствора, обеспечивающего противодавление на пласт, составляет  $1,3 \text{ г/см}^3$ , динамическое напряжение сдвига  $0,001 \text{ Н/см}^2$ .

*Решение.* Для указанных условий по табл. 77 находим величину минимального запаса плотности бурового раствора  $0,044 \text{ г/см}^3$ .

Тогда плотность бурового раствора для предупреждения проявлений

$$\rho = \rho_{\text{исх}} + 2\rho_{\text{з.ш}} = 1,3 + 2 \cdot 0,044 = 1,39 \text{ г/см}^3.$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ДОЛИВАЕМОГО В СКВАЖИНУ БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ПОДЪЕМЕ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА

**Задача 59.** Определить, сколько бурового раствора необходимо долить в скважину с целью предупреждения проявлений, если из скважины поднято 40 свечей стальных бурильных труб диаметром 140 мм.

*Решение.* По табл. 78 находим: вытесняемый объем бурового раствора при спуске 140-мм стальных бурильных труб составляет  $1,075 \text{ м}^3$  на 10 свечей. Соответственно на 40 свечей объем раствора будет равен  $1,075 \cdot 4 = 4,3 \text{ м}^3$ . Если за время подъема 40 свечей в скважину долить меньше  $4,3 \text{ м}^3$  бурового раствора, значит, будет приток флюидов из пласта в скважину.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЛИНЫ НЕПРИХВАЧЕННОЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

**Задача 60.** Определить длину неприхваченной части бурильной колонны при следующих условиях. Оснастка  $4 \times 5$ . В скважине глубиной  $H = 2500 \text{ м}$  произошел прихват 146-мм бурильных труб, имеющих толщину стенки  $\delta = 9 \text{ мм}$ . Вес колонны бурильных труб в подвешенном состоянии перед прихватом 55 делений, вес подвешенной части талевого системы 5 делений, собствен-

ный вес колонны бурильных труб 50 делений по индикатору веса. Растягивание  $P_1$  производилось на 60 делений, растягивание  $P_2$  — на 70 делений; разность удлинений бурильной колонны равна  $\Delta l = 15$  см.

*Решение.* Сначала определим цену одного деления (в кН) по указывающему прибору индикатора веса с верньером (ГИВ-2). По данным тарировки на канате диаметром 28 мм усилие на один конец, согласно данным табл. 84, при 60 делениях составляет 66,5 кН, а при 70 делениях — 78,5 кН; поэтому цена одного деления составит  $(78,5 - 66,5)/10 = 1,20$  кН.

Т а б л и ц а 84

Показатели индикатора веса

Показатели прибора	Усилие на один конец талевого каната, кН		Отклонение, кН	
	с верньером	без верньера	с верньером	без верньера
10	5,00	5,00	0	0
20	18,15	17,50	1,40	1,00
30	30,50	28,50	1,75	1,30
40	41,65	40,15	1,90	1,90
50	54,15	52,25	1,90	2,50
60	66,50	63,90	1,75	1,65
70	78,5	75,65	2,25	1,90
80	92,4	88,50	1,90	1,75
90	106,4	101,75	1,65	1,80
100	121,5	116,00	0	0

Длина неприхваченной части бурильной колонны определяется по формуле

$$L_{н.п} = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1} \Delta l, \quad (112)$$

где  $L_{н.п}$  — глубина места прихвата бурильных труб, см;  $E = 2,1 \cdot 10^4$  кН/см<sup>2</sup> — модуль упругости стали бурильных труб;  $F = 38,7$  см<sup>2</sup> — площадь поперечного сечения тела 146-мм бурильных труб с  $\delta = 9$  мм;  $P_1$  и  $P_2$  — создаваемая нагрузка для растяжения колонны бурильных труб, кН

$$P_2 - P_1 = 70 \text{ дел.} - 60 \text{ дел.} = 10 \text{ дел.}$$

Таким образом, разность натяжения составит  $1,20 \cdot 10 \cdot 8 = 96$  кН;

$\Delta l = 15$  см — разность удлинений бурильной колонны, соответствующая указанным выше нагрузкам. Тогда

$$L_{н.п} = 1,05 \frac{2,1 \cdot 10^4 \cdot 38,7}{96,00} 15 = 133000 \text{ см} = 1330 \text{ м.}$$

*Примечание.* Приведенную формулу можно записать так

$$L_{н.п} = k_{н.п} \Delta l, \quad (113)$$

где

$$k_{н.п} = 1,05 \frac{EF}{P_2 - P_1}. \quad (114)$$

Диаметр бурильной трубы, мм	Толщина стенки, мм	Коэффициент $k_{н.п}$ при разности натяжений $P_2 - P_1$ , кН						
		50	100	150	200	250	300	350
168	8	17 200	8 600	5733	4300	3440	2866	2457
	9	19 757	9 878	6586	4939	3951	3293	2822
	11	23 461	11 730	7820	5865	4692	3910	3351
146	9	17 331	8 666	5777	4333	3466	2889	2476
	11	20 727	10 364	6909	5182	4145	3455	2961
140	8	14 553	7 276	4851	3638	2911	2426	2079
	9	16 317	8 159	5439	4079	3263	2720	2331
	11	19 713	9 857	6571	4928	3943	3286	2816
114	8	11 818	5 909	3939	2955	2364	1970	1688
	10	14 553	7 276	4851	3638	2911	2426	2079
89	9	9 878	4 939	3293	2470	1976	1646	1411
	11	11 819	5 910	3940	2955	2364	1970	1688

Значение коэффициента  $k_{н.п}$  можно брать из табл. 85.

Определение места прихвата зависит от точности измерения удлинения. Поэтому приведем описание практического способа определения места прихвата, с помощью которого получают наилучшие результаты.

1. Прихваченная колонна бурильных труб растягивается под действием силы  $P_1$ , которая по индикатору веса должна быть на пять делений больше нормального веса колонны в свободно подвешенном состоянии (предполагается, что вес колонны был известен перед прихватом). При этом на бурильной трубе делают отметку на уровне стола ротора.

2. Колонна растягивается с силой, которая по индикатору веса на пять делений больше предыдущей нагрузки, а затем разгружается до положения стрелки индикатора, равного предыдущему. Снова делают отметку на бурильной трубе, которая вследствие трения в талевой системе, возможно, и не будет совпадать с первой.

3. Расстояние между этими двумя отметками делят на две равные части и делают пометку на трубе, соответствующую нагрузке  $P_1$ .

4. Прихваченная колонна снова растягивается под действием нагрузки  $P_2$ , большей  $P_1$  на 10—20 делений шкалы индикатора веса. Величина силы  $P_2$  должна быть соизмерима с площадью поперечного сечения тела трубы и физико-механическими свойствами материала последних с тем, чтобы деформации, вызванные этой силой, были упругими. Полученное при этом удлинение отмечают на трубе.

5. Колонна снова растягивается под действием силы, на пять делений большей  $P_2$ , затем нагрузку снимают до первоначальной

величины  $P_2$ . Новое положение также отмечают. Средняя отметка между ними представляет собой удлинение, соответствующее силе  $P_2$ .

6. Точно измерив расстояние между верхней и нижней отметками, получают искомое удлинение неприхваченной части бурильных труб, т. е.  $\Delta l$ .

### РАСЧЕТ НЕФТЯНОЙ (ВОДЯНОЙ ИЛИ КИСЛОТНОЙ) ВАННЫ

**Задача 61.** Рассчитать нефтяную ванну для освобождения прихваченных 140-мм бурильных труб с толщиной стенки  $\delta = 8$  мм, если глубина скважины  $H = 2300$  м, диаметр долота  $D_d = 295,3$  мм, длина неприхваченной части колонны  $L_{п.п} = 2000$  м, плотность бурового раствора  $\rho_{б.р} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>, плотность нефти  $\rho_n = 0,8$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Определим необходимое количество нефти для ванны

$$V_n = 0,785 (D_{скв}^2 - D^2) H_1 + 0,785 d^2 H_2, \quad (115)$$

где  $D_{скв}$  — диаметр скважины, м.

$$D_{скв} = kD_d = 1,2 \cdot 295,3 = 354 \text{ мм} = 0,354 \text{ м.}$$

Здесь  $k$  — коэффициент, учитывающий увеличение диаметра скважины за счет образования каверн, трещин и пр. (величина его колеблется в пределах 1,05—1,3);  $D = 0,140$  м — наружный диаметр бурильных труб, м;  $H_1$  — высота подъема нефти в затрубном пространстве. Нефть поднимают на 50—100 м выше места прихвата

$$H_1 = H - L_{п.п} + (50 \div 100); \quad (116)$$

$$H_1 = 2300 - 2000 + 100 = 400 \text{ м};$$

$d$  — внутренний диаметр бурильных труб, м

$$d = D - 2\delta = 140 - 2 \cdot 8 = 124 \text{ мм} = 0,124 \text{ м};$$

$\delta = 8$  мм — толщина стенки бурильных труб;  $H_2$  — высота столба нефти в трубах, необходимая для периодического (через 1—2 ч) подкачивания нефти в затрубное пространство. Принимая  $H_2 = 200$  м, находим

$$V_n = 0,785 (0,354^2 - 0,140^2) 400 + 0,785 \cdot 0,124^2 \cdot 200 = 35,8 \text{ м}^3.$$

Количество бурового раствора для продавки нефти

$$V_{б.р} = \frac{\pi d^2}{4} (H - H_2); \quad (117)$$

$$V_{б.р} = \frac{3,14 \cdot 0,124^2}{4} (2300 - 200) = 25,4 \text{ м}^3.$$

Определим максимальное давление при закачке нефти, когда за бурильными трубами находится буровой раствор, а сами трубы заполнены нефтью

$$p = p_1 + p_2, \quad (118)$$

где  $p_1$  — давление, возникающее при разности плотностей столбов жидкости в скважине (в трубах и за трубами)

$$p_1 = \frac{H(\rho_{б.р} - \rho_{н})}{100} = \frac{2300(1,25 - 0,8)}{100} = 10,3 \text{ МПа,}$$

$p_2$  — давление, идущее на преодоление гидравлических потерь. С достаточной для практических расчетов точностью

$$p_2 = 0,001N + 8 = 0,001 \cdot 2300 + 8 = 3,1 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$p = 10,3 + 3,1 = 13,4 \text{ МПа.}$$

Считая, что нефтяная ванна будет проводиться при помощи агрегата ЦА-300, мощность двигателя которого  $N = 120$  кВт, можем определить возможную подачу насоса

$$Q = 10,2\eta N/10p = 10,2 \cdot 0,635 \cdot 120/10 \cdot 13,4 = 5,8 \text{ дм}^3/\text{с,}$$

где  $\eta$  — кпд. насоса агрегата ЦА-300, равный 0,635.

**Примечание.** Расчет водяной и кислотной ванн проводится аналогично расчету нефтяной ванны.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ПОЛОМКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПО ИНДИКАТОРУ ВЕСА

**Задача 62.** Определить, на какой глубине произошла поломка бурильных труб при следующих условиях. После спуска 146-мм бурильной колонны на глубину 2800 м индикатор веса над забоем показал 80 делений. В процессе бурения произошла поломка бурильной колонны, в результате чего индикатор веса показал 71 деление.

**Решение.** Вес бурильной колонны при этом уменьшился на  $80 - 71 = 9$  делений. Согласно данным табл. 84, 80 делениям индикатора соответствует усилие на одном конце талевого каната 92,4 кН, а 70 делениям — 78,5 кН. Тогда цена одного деления индикатора между 70 и 80 делениями составит  $(92,4 - 78,5/10) = 1,39$  кН.

Уменьшение веса бурильной колонны (в кН) соответствующее 9 делениям,  $Q = 1,39 \cdot 8 \cdot 9 = 100,08$  кН.

Здесь 8 — число рабочих струн при оснастке  $4 \times 5$ . Определим, какой длине бурильной колонны соответствует вес 100,08 кН

$$l = \frac{Q}{q \left(1 - \frac{\rho_{б.р}}{\rho_{м}}\right)} = \frac{100,08}{39,2 \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right) 10^{-2}} = 306 \text{ м,}$$

где  $\rho_{б.р}$  и  $\rho_{м}$  — соответственно плотности бурового раствора  $1,3 \text{ г/см}^3$  и стали  $7,85 \text{ г/см}^3$ ;  $q = 39,2 \text{ кг}$  — масса 1 м 146-мм бурильных труб (см. табл. 24). Таким образом, поломка бурильных труб произошла на глубине  $h = 2800 - 306 = 2494 \text{ м}$ .

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ УСИЛИЙ ПРИ РАСХАЖИВАНИИ ПРИХВАЧЕННЫХ ТРУБ

**Задача 63.** Определить допустимое усилие натяжения при расхаживании прихваченной бурильной колонны диаметром  $D = 114$  мм с толщиной стенки  $\delta = 9$  мм из стали группы прочности Д ( $\sigma_T = 380$  МПа).

*Решение.* Допустимое натяжение при расхаживании прихваченной бурильной колонны определяется по формуле

$$Q_{\text{доп}} = \sigma_T F / k, \quad (119)$$

где  $\sigma_T$  — предел текучести материала труб, МПа;  $F = 29,8 \text{ см}^2$  — площадь поперечного сечения тела гладкой части бурильной трубы;  $k$  — запас прочности, который при расчетах, связанных с освобождением прихваченной бурильной колонны, можно принимать в пределах 1,3—1,2, а иногда и ниже.

Тогда

$$Q_{\text{доп}} = \frac{380,0}{1,2} 29,8 \cdot 10^{-4} = 0,94 \text{ МН.}$$

*Примечание.* Допустимые усилия при расхаживании прихваченных обсадных и насосно-компрессорных колонн определяются аналогично.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОГО ЧИСЛА ПОВОРОТОВ ПРИХВАЧЕННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

**Задача 64.** Определить допустимое число поворотов прихваченной бурильной колонны (при ее отбивке ротором), необходимое для ее освобождения, если диаметр колонны с высаженными внутрь концами равен 114 мм, глубина прихвата  $L_{\text{н.п}} = 2500$  м. Материал труб — сталь группы прочности Д;  $\delta = 10$  мм, натяжение бурильной колонны  $Q_{\text{доп}} = 0,5$  МН; запас прочности, связанный с освобождением прихваченной бурильной колонны,  $k = 1,3$ .

*Решение.* Допустимое число поворотов ротора  $n_p$  определяют по формуле

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-4} L_{\text{н.п}} / D \sqrt{(\sigma_T / k)^2 - \sigma_p^2}, \quad (120)$$

где  $L_{\text{н.п}}$  — длина неприхваченной части бурильной колонны, м;  $D$  — наружный диаметр бурильных труб, м;  $\sigma_T$  — предел текучести материала труб, МПа;  $\sigma_p$  — напряжение растяжения, МПа

$$\sigma_p = Q_{\text{доп}} / F = 0,50 / 32,8 \cdot 10^{-4} = 152,5 \text{ МПа.}$$

Здесь  $F = 32,8 \text{ см}^2$  — площадь поперечного сечения тела трубы. Тогда

$$n_p = 0,204 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 / 0,114 \sqrt{(380,0 / 1,3)^2 - 152,5^2} = 11,5 \text{ поворота.}$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМОГО ДАВЛЕНИЯ В НАСОСАХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ДОМКРАТОВ ПРИ ПРИХВАТАХ

**Задача 65.** Какое давление должно быть на манометре, если для освобождения бурильных труб подъемная сила домкрата должна превосходить на 30 % собственный вес прихваченной колонны.

Толщина стенки бурильных труб 10 мм, масса 1 м трубы 28,9 кг. Для освобождения прихваченной 114-мм бурильной колонны, спущенной на глубину 1800 м, установлены два гидравлических домкрата, имеющих 25,4-см цилиндры.

*Решение.* Подъемная сила домкрата равна

$$Q_{\text{под}} = 1,3qL = 1,3 \cdot 28,9 \cdot 10^{-5} \cdot 1800 = 0,676 \text{ МН.}$$

Давление на манометре при достижении заданной подъемной силы домкратов

$$p_{\text{доп}} = 4Q_{\text{доп}}/2\pi D^2 = 4 \cdot 0,676/2 \cdot 3,14 \cdot 0,254^2 = 6,67 \text{ МПа.}$$

Для практических расчетов в случае применения гидравлических домкратов на буровой рекомендуется пользоваться данными

Т а б л и ц а 86

Давление, развиваемое насосами, МПа	Подъемное усилие двух домкратов, кН	Давление, развиваемое насосами, МПа	Подъемное усилие двух домкратов, кН
0,1	6,48/10,13	3,0	194,4/303,9
0,2	12,96/20,26	4,0	259,2/405,2
0,3	19,44/30,39	5,0	324,4/506,5
0,4	25,92/40,52	6,0	388,8/607,8
0,5	32,40/50,65	7,0	453,6/709,1
0,6	38,88/60,78	8,0	518,4/811,7
0,7	45,36/70,91	9,0	583,2/910,4
0,8	51,84/81,04	10,0	648,0/1013,0
0,9	58,32/91,17	15,0	972,0/1519,5
1,0	64,80/101,30	20,0	1296,0/2026,0
2,0	129,60/202,60	25,0	1620,0/2532,5

*Примечание.* В числителе при диаметре цилиндра 20, 32 см и площади двух цилиндров 648 см<sup>2</sup>; в знаменателе — при диаметре цилиндра 25,4 см и площади двух цилиндров 1013 см<sup>2</sup>.

табл. 86, в которой приведены значения подъемных усилий в зависимости от диаметров цилиндров и давления, развиваемого насосами.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ЗАБОЙ

**Задача 66.** Определить гидростатическое давление бурового раствора на забой, если глубина скважины  $H = 3000$  м, плотность бурового раствора  $\rho_{б.р} = 1,25$  г/см<sup>3</sup>, статическое напряжение сдвига раствора  $\theta = 0,003$  Н/см<sup>2</sup> или 30 кН/м<sup>2</sup>, диаметр скважины  $D_{\text{скв}} = 200$  мм.

*Решение.* Гидростатическое давление бурового раствора на забой скважины определяют по формуле

$$p = p_0 + H\rho_{б.р}/100 \mp p_c, \quad (121)$$

где  $p_0$  — давление на свободной поверхности бурового раствора (в кольцевом пространстве на устье скважины). Это давление

возникает в том случае, если буровой раствор выходит из скважины через герметизирующее приспособление или при задавке скважины с закрытым полностью или частично превентором. В нашем случае буровой раствор свободно выходит из скважины, т. е.  $p_0 = 0$ ;  $p_c$  — давление, которое может возникнуть на забое при проявлении структурных свойств бурового раствора.

Если давление на забое начинает медленно возрастать в результате слабого притока жидкости в скважину, то до начала движения раствора величину  $p_c$  необходимо брать со знаком плюс. Если происходит медленное отфильтровывание воды в нижней части скважины при неизменном положении уровня в скважине, то величину  $p_c$  необходимо брать со знаком минус. Если скважина заполнена водой, то  $p_c = 0$ . Величину  $p_c$  определяют по формуле:

$$p_c = 4\theta H/D_{\text{скв}} = 4 \cdot 30 \cdot 3000/0,20 = 1\,800\,000 \text{ Н/м}^2 = 1,8 \text{ МПа.}$$

Принимая в нашем примере величину  $p_c$  со знаком плюс, получаем

$$p = \frac{1,25 \cdot 3000}{100} + 1,8 = 37,5 + 1,8 = 39,3 \text{ МПа.}$$

Таким образом, в статическом состоянии давление на забой скважины в результате пластических свойств раствора отклоняется от гидростатического на 1,8 МПа. Если раствор долгое время находился в состоянии покоя, в силу тиксотропных свойств и других причин статическое напряжение сдвига раствора может возрасти в 3—5 раз. При этом также возрастает и  $p_c$ . Это всегда следует учитывать при определении начального давления на выкиде насосов в процессе продавки бурового раствора, который долгое время находился в покое.

**Примечание.** На практике величиной  $p_c$  пренебрегают, тогда гидростатическое давление бурового раствора на забой

$$p = p_0 + \rho_{\text{б.р}} H/100, \quad (122)$$

а если устье скважины свободно открыто, то  $p_0 = 0$  и

$$p = \rho_{\text{б.р}} H/100. \quad (123)$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ СКВАЖИНА—ПЛАСТ

**Задача 67.** Определить относительное давление в системе скважина — пласт, если на глубине  $H = 2000$  м пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 25$  МПа.

**Решение.** Под относительным давлением  $p_{\text{отн}}$  понимается отношение давления в пласте  $p_{\text{пл}}$  к гидростатическому давлению столба воды в скважине  $p_{\text{ст}}$ , т. е.

$$p_{\text{отн}} = p_{\text{пл}}/p_{\text{ст}}, \quad (124)$$

где  $p_{\text{ст}} = \rho_{\text{в}} H/100 = 1 \cdot 2000/100 = 20$  МПа.

Тогда

$$p_{\text{отн}} = 25,0/20,0 = 1,25.$$

Если в системе скважина — пласт плотность бурового раствора превышает относительное давление, т. е.  $\rho_{б.р} > \rho_{отн}$ , то может произойти поглощение раствора в пласт, а при значительном превышении  $\rho_{б.р}$  над  $\rho_{отн}$  и полная потеря циркуляции. При этом в связи со снижением уровня бурового раствора в скважине могут произойти нарушения ее приствольной зоны.

При условии  $\rho_{б.р} < \rho_{отн}$  может происходить разгазирование раствора, перелив нефти и воды, а при значительном превышении  $\rho_{отн}$  над  $\rho_{б.р}$  — газовые, нефтяные и водяные выбросы и фонтаны. Нарушения приствольной зоны скважины происходят также и в тех случаях, когда  $\rho_{б.р} < \rho_{отн}$ . Если существует равенство  $\rho_{б.р} = \rho_{отн}$ , то условия бурения скважины в большинстве случаев нормальные.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ВЫБРОСА

**Задача 68.** Определить плотность бурового раствора с целью предотвращения выброса, если на глубине 2300 м находится нефтяной пласт, пластовое давление которого  $p_{пл} = 30$  МПа.

*Решение.* Плотность бурового раствора определяется по формуле

для скважины глубиной до 1200 м

$$\rho_{б.р} = 100\rho_{пл} (1,1 \div 1,15)/H; \quad (125)$$

для скважины глубиной свыше 1200 м

$$\rho_{б.р} = 100\rho_{пл} (1,05 \div 1,1)/H. \quad (126)$$

В нашем случае  $\rho_{б.р} = 100 \cdot 30,0 \cdot 1,1/2300 = 1,43$  г/см<sup>3</sup>.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОГЛОЩАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПЛАСТА

**Задача 69.** В поглощающей скважине при замерах статический уровень был отмечен на глубине  $H_c = 97$  м от устья, а динамический уровень при работе одного насоса с подачей 110 м<sup>3</sup>/ч (30,6 дм<sup>3</sup>/с) на глубине  $H_d = 81$  м. Определить коэффициент поглощающей способности пласта.

*Решение.* Коэффициент поглощающей способности пласта  $k$  при полном поглощении определяется по формуле

$$k = Q_n / \sqrt{H \overline{100}}, \quad (127)$$

где  $Q_n$  — интенсивность поглощения, м<sup>3</sup>/ч;  $H$  — напор, МПа, равный разности положений статического и динамического уровней бурового раствора в скважине при работе насосов с подачей  $Q$ :  $H = (H_c - H_d)/100 = (97 - 81)/100 = 0,16$  МПа. Тогда  $k = 110/\sqrt{16} = 27,5$ .

Как видно из табл. 87, при  $k > 25$  в скважину для ликвидации зон поглощения необходимо спустить промежуточную колонну или бурить без выхода циркуляции.

Зона поглощения	Коэффициент поглощающей способности, $k$	Мероприятия по ликвидации поглощений
I	1	Переход на бурение с использованием бурового раствора
II	1—3	Закачивание быстросхватывающейся смеси БСС, расход цемента 5—10 т
III	3—5	Закачивание БСС, расход цемента 10—20 т
IV	3—15	Закачивание высоковязкой БСС, затворяемой на буровом растворе или с добавлением в смесь бетонитового порошка, а также глинистых и глиноцементных паст: расход смеси 20—60 т
V	15—26	Перед закачиванием БСС снижать поглощающую способность скважины путем намыва песка или забрасывания инертных материалов. При уменьшении коэффициента $k$ до 15 и ниже закачивать тампонирующую смесь, как и при ликвидации IV зоны поглощения
VI	>25	Бурение без выхода циркуляции, спуск промежуточной колонны

На основании обобщения опытных данных по борьбе с поглощениями была предложена следующая классификация зон поглощений и рекомендованы мероприятия по их ликвидации (табл. 87).

**Примечание.** Статический уровень  $H_c$  замеряют при отсутствии закачки воды в скважину и при установившемся уровне жидкости, затем замеряют динамический уровень  $H_d$ . Для этого в скважину спускают бурильные трубы на 5—10 м ниже статического уровня. Из ротора вынимают вкладыши, а элеватор с трубами подтягивают к стенке кондуктора и устанавливают на ротор. На ведущую трубу навинчивают переводник с наконечником из 50-мм трубы длиной 1,5—2 м и спускают в скважину между внутренней стенкой кондуктора и бурильными трубами. Буровыми насосами в скважину закачивают воду. При помощи поплавка, спущенного на лебедке Яковлева, или другими способами замеряют в бурильных трубах установившийся динамический уровень  $H_d$ .

**Задача 70.** Определить коэффициент поглощающей способности пласта при условии, что на глубине 1000 м происходит частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью  $Q_{II} = 15 \text{ дм}^3/\text{с}$ , статический уровень был отмечен на глубине 30 м от устья, диаметр бурильных труб 140 мм, диаметр долота (скважины) 295,3 мм, подача насосов  $Q_{II} = 35 \text{ дм}^3/\text{с}$ .

В табл. 87 приведены классификация зон поглощений и мероприятия по их ликвидации.

**Решение.** Коэффициент поглощающей способности пласта  $k$  при частичном поглощении определяют по формуле

$$k = Q_w \sqrt{H_c + h100}, \quad (128)$$

где  $Q_w$  — интенсивность поглощения,  $\text{м}^3/\text{ч}$  ( $Q_{II} = 15 \text{ дм}^3/\text{с} = 54 \text{ м}^3/\text{ч}$ );  $H_c$  — расстояние от статического уровня до устья

скважины,  $H_c = 30$  м;  $h$  — гидравлические потери в затрубном пространстве при движении жидкости от поглощающего пласта к устью скважины, МПа

$$h = 8,26\lambda_{к.п} \frac{LQ^2}{(D_{снв} - D)^3 (D_{снв} + D)^2} \quad (129)$$

Здесь  $\lambda_{к.п}$  — коэффициент гидравлического сопротивления кольцевого пространства. Определение величины  $\lambda_{к.п}$  приводится в задаче 31. В данном примере принимаем  $\lambda_{к.п} = 0,280$ ;  $L$  — глубина залегания поглощающего пласта, равная 1000 м;  $Q$  — количество жидкости, которое возвращается из скважины в приемные емкости насосов,

$$Q = Q_n - Q_{п} = 35 - 15 = 20 \text{ дм}^3/\text{с},$$

$D_{снв}$  — диаметр долота (скважины),  $D_{снв} = 29,53$ ;  $D$  — диаметр бурильных труб,  $D = 14$  см.

Тогда

$$h = 8,26 \cdot 0,280 \frac{1000 \cdot 20^2}{(29,5 - 14,0)^3 (29,5 + 14,0)^2} = 0,13 \text{ м}.$$

Подставляя данные в формулу для определения  $k$ , получаем

$$k = 54/\sqrt{30 + 13} = 8,2.$$

Как видно из табл. 87, при  $k = 3 \div 15$  для ликвидации поглощения необходимо в поглощающий пласт закачать БСС.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ УСТАНОВКИ КОНЦА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ БСС

**Задача 71.** Определить глубину установки конца труб с целью закачки тампонирующих материалов в поглощающий пласт при следующих данных: глубина залегания поглощающего горизонта  $H_{п}$  — 1400 м, толщина поглощающего горизонта  $H_{т} = 50$  м, плотность глинистого бурового раствора  $\rho_{б.р} = 1,2$  г/см<sup>3</sup>, плотность тампонирующего материала  $\rho_{ж} = 1,7$  г/см<sup>3</sup>.

*Решение.* Глубина установки конца труб определяется по формуле

$$H_{г.к} = H_{п} - (\rho_{ж} H_{т} / \rho_{б.р}) = 1400 - 1,7 \cdot 50 / 1,2 = 1330 \text{ м}.$$

#### РАСЧЕТ КОЛИЧЕСТВА ГЕЛЬЦЕМЕНТА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

**Задача 72.** Подсчитать общий объем геля, необходимый для ликвидации поглощения в скважине глубиной  $H = 1200$  м, если кровля поглощающего горизонта находится на глубине 1130 м, а подошва на глубине 1195 м, диаметр скважины 300 мм, в пласт требуется ввести 8 м<sup>3</sup> геля.

*Решение.* Объем геля рассчитываем, исходя из объема скважины в интервале от подошвы поглощающего горизонта до конца бурильных труб, которые устанавливают на расстоянии

20 м выше кровли поглощающего горизонта. Сумма указанных интервалов  $h_1 = 1195 - 1130 + 20 = 85$  м.

Объем указанного интервала  $V_{\text{скв}} = \pi D_{\text{скв}}^2 / 4 \cdot h_1 = 3,14 \times \times 0,3^2 / 4 \cdot 85 = 6$  м<sup>3</sup>. Тогда общий потребный объем гельцемента  $V_{\text{общ}} = 8 + 6 = 14$  м<sup>3</sup>.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕСОВОГО И ОБЪЕМНОГО КОЛИЧЕСТВ КОМПОНЕНТОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БСС ПО ЗАДАННОМУ РЕЦЕПТУ

**Задача 73.** Подсчитать весовые и объемные количества каждого из компонентов, необходимых для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС по рецепту, согласно которому на 500 г цемента приходится 450 см<sup>3</sup> воды, 30 г порошкообразного бентонита, 15 см<sup>3</sup> жидкого стекла и 10 г кристаллической соды.

*Решение.* Принимая плотность сухого тампонажного цемента  $\rho_{\text{ц}} = 3,1$  г/см<sup>3</sup>, находим объем 0,5 кг цемента.

$$V_{\text{ц}} = P_{\text{ц}} / \rho_{\text{ц}} = 500 / 3,1 = 161 \text{ см}^3.$$

Подсчитаем объем 10 г кристаллической каустической соды плотностью  $\rho_{\text{к.с}} = 2,02$  г/см<sup>3</sup>.

$$V_{\text{к.с}} = P_{\text{к.с}} / \rho_{\text{к.с}} = 10 / 2,02 = 4,96 \text{ см}^3.$$

Объем 30 г порошкообразного бентонита плотностью  $\rho_{\text{с.б}} = = 2,7$  г/см<sup>3</sup>.

$$V_{\text{с.б}} = P_{\text{с.б}} / \rho_{\text{с.б}} = 30 / 2,7 = 11,1 \text{ см}^3.$$

Суммарный объем всех компонентов БСС по заданному рецепту

$$V_{\text{сум}} = 161 + 450 + 11,1 + 15 + 4,96 = 637,1 \text{ см}^3.$$

Зная, что на 637,1 см<sup>3</sup> БСС нужно 161 см<sup>3</sup> сухого цемента, находим объем его на 1 м<sup>3</sup> БСС

$$x_{\text{ц}} = 1\,000\,000 \cdot 161 / 637,1 = 253\,000 \text{ см}^3$$

или по массе:  $253\,000 \cdot 3,1 = 782\,000$  г = 0,782 т.

Аналогично устанавливаем, что для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС по заданному рецепту необходимо взять:

воды

$$x_{\text{в}} = 1\,000\,000 \cdot 450 / 637,1 = 708\,000 \text{ см}^3 = 0,708 \text{ м}^3;$$

сухого бентонита

$$x_{\text{б}} = 1\,000\,000 \cdot 11,1 / 637,1 = 17\,400 \text{ см}^3$$

или по массе:  $17\,400 \cdot 2,7 = 47\,000$  г = 47 кг;

жидкого стекла

$$x_{\text{ст}} = 1\,000\,000 \cdot 15 / 637,1 = 23\,600 \text{ см}^3 = 23,6 \text{ дм}^3;$$

сухой каустической соды

$$x_{\text{к.с}} = 1\,000\,000 \cdot 4,96 / 637,1 = 7\,950 \text{ см}^3$$

или по массе:  $7\,950 \cdot 2,02 = 15\,900$  г = 15,9 кг.

**Задача 74.** Определить весовые и объемные количества каждого из компонентов, необходимые для приготовления 1 м<sup>3</sup> нефцецементной БСС по следующему рецепту: тампонажный цемент 100 %, песок 150 %, каустическая сода 10 %, дизельное топливо

80 % (последние три компонента берутся в процентах от массы сухого цемента). Плотность такой смеси равна 1,7 т/м<sup>3</sup>.

*Решение.* Определяем суммарный массовый состав БСС:  $P = 100 + 150 + 10 + 80 = 340$  кг.

Подсчитываем объем, который займут 340 кг нефцецементной смеси БСС,

$$V = P/\rho = 340/1,7 = 200 \text{ см}^3 = 0,2 \text{ м}^3.$$

Находим количество сухого цемента, требуемое для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС,

$$x_{\text{ц}} = 100/0,2 = 500 \text{ кг.}$$

Аналогично находим, что для приготовления 1 м<sup>3</sup> БСС по заданному рецепту необходимо взять:

сухого песка

$$x_{\text{п}} = 150/0,2 = 750 \text{ кг;}$$

каустической соды

$$x_{\text{к. с}} = 10/0,2 = 50 \text{ кг;}$$

дизельного топлива

$$x_{\text{т}} = 80/0,2 = 400 \text{ кг.}$$

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ РАЗГАЗИРОВАННОГО БУРОВОГО РАСТВОРА ПРИ ВЫХОДЕ ЕГО ИЗ СКВАЖИНЫ

**Задача 75.** Найти плотность разгазированного бурового раствора при выходе его из скважины диаметром  $D_{\text{скв}} = 0,3$  м, если в нее прокачивают  $Q = 40$  дм<sup>3</sup>/с бурового раствора плотностью  $\rho_{\text{б. р}} = 1,6$  г/см<sup>3</sup>; средняя механическая скорость проходки  $v_{\text{м}} = 8$  м/ч; ожидаемое пластовое давление  $p_{\text{пл}} = 17$  МПа; пористость породы  $b = 25$  %; коэффициент растворимости газа в нефти  $\alpha = 0,9$ .

*Решение.* Количество газа, поступающего в буровой раствор из пласта в течение 1 ч, определяют по формуле

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi D_{\text{скв}}^2}{4} v_{\text{м}} \frac{b}{100} \alpha p_{\text{пл}} \cdot 10. \quad (130)$$

Подставляя данные из условия задачи, получаем

$$V_{\text{г}} = \frac{3,14 \cdot 0,3^2}{4} \cdot 8 \cdot \frac{25}{100} \cdot 0,9 \cdot 17 \cdot 10 = 21,6 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Плотность разгазированного бурового раствора при выходе его из скважины находим по формуле

$$\rho_{\text{р. б. р}} = \frac{3,6Q\rho_{\text{б. р}}}{3,6Q + V_{\text{г}}};$$

$$\rho_{\text{р. б. р}} = \frac{3,6 \cdot 40 \cdot 1,6}{3,6 \cdot 40 + 21,6} = 1,4 \text{ г/см}^3. \quad (131)$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ РАЗГАЗИРОВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

**Задача 76.** Определить время разгазирования бурового раствора в скважине глубиной  $H = 1800$  м, диаметром  $D_{\text{СКВ}} = 0,3$  м при скорости проходки  $v_M = 5$  м/ч; плотность раствора  $\rho_{\text{б.р}} = 1,3$  г/см<sup>3</sup> подача насоса  $Q = 26$  дм<sup>3</sup>/с.

*Решение.* Количество газа (в м<sup>3</sup>), поступающего в скважину в течение 1 ч работы долота,

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi D_{\text{СКВ}}^2}{4} v_M \frac{b}{100} \alpha \rho_{\text{пл}} \cdot 10,$$

где  $b$  — пористость породы, принимаемая равной 25 %;  $\alpha$  — коэффициент растворимости газа в растворе, равный 1;  $\rho_{\text{пл}}$  — пластовое давление, равное 20 мПа.

Тогда

$$V_{\Gamma} = \frac{3,14 \cdot 0,3^2}{4} \cdot 5 \cdot \frac{25}{100} \cdot 1 \cdot 20 \cdot 10 = 17,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Плотность разгазированного бурового раствора после выхода его из скважины

$$\rho_{\text{р. б. р}} = \frac{3,6Q\rho_{\text{б.р}}}{3,6Q + V_{\Gamma}};$$

$$\rho_{\text{р. б. р}} = \frac{3,6 \cdot 26 \cdot 1,3}{3,6 \cdot 26 + 17,6} = 1,09 \text{ г/см}^3.$$

Время разгазирования раствора

$$T = \frac{\left[ V_{\text{ж.е}} + \frac{\pi}{4} (D_{\text{СКВ}}^2 - D^2 + d^2) H \right] (\rho_{\text{б.р}} - \rho_{\text{р. б. р}})}{V_{\Gamma} \rho_{\text{р. б. р}}}, \quad (132)$$

где  $T$  — время с момента входа долота в газоносную свиту, ч;  $D$  и  $d$  — наружный и внутренний диаметры буровых труб, м;  $V_{\text{ж.е}}$  — объем раствора в желобах и приемной емкости, м<sup>3</sup>.

Принимая  $D = 0,140$  м,  $d = 0,120$  м,  $V_{\text{ж.е}} = 30$  м<sup>3</sup>, получаем

$$T = \frac{\left[ 30 + \frac{3,14}{4} (0,3^2 - 0,14^2 + 0,12^2) 1800 \right] (1,3 - 1,09)}{17,6 \cdot 1,09} = 1,64 \text{ ч}.$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА ПЛАСТ

**Задача 77.** Определить снижение давления на пласт, если буровая колонна поднята с глубины  $H = 2000$  м без подкачивания бурового раствора  $\rho_{\text{б.р}} = 1,35$  г/см<sup>3</sup>. Буровая колонна состоит из 203-мм УБТ длиной  $l_y = 100$  м и 146-мм буровых труб.

*Решение.* Вес поднятой из скважины колонны

$$Q = q_y l_y + qL, \quad (133)$$

где  $q_y$  — вес 1 м УБТ;  $q$  — вес 1 м буровых труб;  $q = 314$  Н;  
 $L$  — длина буровых труб, равная 1900 м,

$$Q = 1920 \cdot 100 + 314 \cdot 1900 + 788000 \text{ Н} = 0,788 \text{ МН.}$$

Объем колонны

$$V_k = Q/\rho = 78,8/7,85 = 10 \text{ м}^3.$$

Понижение уровня бурового раствора в скважине определяется по формуле

$$l = V_k/F, \quad (134)$$

где  $F$  — площадь внутреннего сечения 324-мм кондуктора с толщиной стенки 10 мм

$$F = \pi d^2/4 = 3,14 \cdot 0,3039^2/4 = 0,072 \text{ м}^2.$$

Здесь  $d$  — внутренний диаметр кондуктора, м

$$\text{Тогда } l = 10/0,072 = 138,9 \text{ м.}$$

Снижение давления на забой  $\Delta p = p_1 - p_2$ , где  $p_1$  и  $p_2$  — гидростатические давления на забой перед подъемом колонны и в конце подъема

$$p_1 = \frac{\rho_{б.р} H}{100} = \frac{1,35 \cdot 2000}{100} = 27,0 \text{ МПа};$$

$$p_2 = \frac{\rho_{б.р} (H - l)}{100} = \frac{1,35 \cdot (2000 - 138,9)}{100} = 25,12 \text{ МПа.}$$

Тогда  $p = 27,0 - 25,12 = 1,88$  МПа.

Для стабилизации давления на забой необходимо на буровой иметь емкость с раствором, поступающим самотеком в скважину. Емкость должна быть не менее  $10 \text{ м}^3$ , так как объем колонны  $V_k = 10 \text{ м}^3$ .

## Г л а в а VII РЕЖИМ БУРЕНИЯ

### ВЫБОР РАСХОДА БУРОВОГО РАСТВОРА (ПОДАЧИ НАСОСОВ)

**Задача 78.** Рассчитать объемный расход бурового раствора (подачу насосов) для бурения скважины турбинным способом на глубину 3000 м при следующих условиях. Кондуктор диаметром 299 мм спускают на глубину 150 м; диаметр трехшарошечного долота для бурения под кондуктор 349,2 мм. Промежуточную колонну диаметром 219 мм спускают на глубину 1500 м; диаметр трехшарошечного долота для бурения под промежуточную колонну 269,9 мм. Эксплуатационную колонну диаметром 146 мм спускают на проектную глубину (3000 м); диаметр трехшарошечного долота для бурения под эксплуатационную колонну 190,5 мм.

До глубины 1500 м предполагается бурить турбобуром Т12МЗ-240 с использованием бурильных труб типа ТБПВ диаметром 146 мм с толщиной стенки 9 мм, а с 1500 до 3000 м — турбобуром ТС4А-170 с использованием бурильных труб того же типа, но диаметром 114 мм с толщиной стенки 8 мм. Длина УБТ — 100 м. Диаметр УБТ: при бурении под кондуктор и промежуточную колонну — 203 мм, под эксплуатационную колонну — 146 мм. Ведущая труба имеет диаметр проходного отверстия 85 мм.

Плотность бурового раствора по интервалам:

Интервал бурения, м . . . . .	0—150	150—1000	1000—1500	1500—3000
Плотность раствора, г/см <sup>3</sup> . . .	1,2	1,3	1,4	1,5

Буровая установка укомплектована двумя насосами У8-6МА2.

*Решение.* Определяем максимальную подачу буровых насосов при бурении с «нуля» ( $L = 0$ ) по формуле

$$Q = \sqrt[3]{\frac{N_{\text{пол}}}{(A_p + A) \rho_{\text{б.р}}}}, \quad (135)$$

где  $N_{\text{пол}}$  — полезная мощность бурового насоса, кВт;  $A_p$  — коэффициент перепада давления в турбобуре;  $A$  — коэффициент потерь давления, не зависящий от глубины скважины;  $\rho_{\text{б.р}}$  — плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>.

По табл. 88 полезная мощность бурового насоса У8-6МА2 составляет 510 кВт

$$A_p = p_{\text{табл}} / \rho_{\text{б.р}} Q_{\text{табл}}^2, \quad (136)$$

где  $p_{\text{табл}}$  — перепад давления в турбобуре (МПа) при подаче  $Q_{\text{табл}}$  (дм<sup>3</sup>/с). Согласно данным табл. 66 для турбобура Т12МЗБ-240

Техническая характеристика буровых насосов

Показатели	Тип бурового насоса		
	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБ-1250
Мощность, кВт	600	825	1250
Полезная мощность, кВт	510	700	1062
Максимальное число двойных ходов поршня в 1 мин	65	65	60
Частота вращения трансмиссионного вала, рад/с (об/мин)	33,5 (320)	34,7 (332)	27,4 (262)
Масса, т	25,5	31,4	47,2
Цена, тыс. руб.	26,0	38,0	—

$p_{\text{табл}} = 7,7$  МПа;  $Q_{\text{табл}} = 55$  дм<sup>3</sup>/с; плотность бурового раствора при бурении в интервале 0—150 м составляет 1,2 г/см<sup>3</sup>.

Тогда

$$A_p = \frac{7,7}{1,2 \cdot 55^2} = 211,6 \cdot 10^{-5}.$$

Коэффициент  $A$  определяется по формуле

$$A = a_m + a_{\text{УБТ}} + a_d + a_{\text{п.т}}, \quad (137)$$

где  $a_m$  — коэффициент потерь давления в манифольде. (Если применяется ведущая труба диаметром проходного отверстия 85 мм, то  $a_m = 34 \cdot 10^{-5}$ ; если диаметр проходного отверстия равен 100 мм, то  $a_m = 30 \cdot 10^{-5}$ );  $a_{\text{УБТ}}$  — коэффициент потерь давления в утяжеленных буровых трубах. Для УБТ диаметром 203 мм  $a_{\text{УБТ}} = 0,224 \cdot 10^{-5}$ ;  $a_d$  — коэффициент потерь давления в промывочных отверстиях долота, который определяется по формуле

$$a_d = 0,12/F^2, \quad (138)$$

где  $F$  — суммарная площадь промывочных отверстий долота, см<sup>2</sup>. Для долота диаметром 349,2 мм  $F = 21$  см<sup>2</sup>. Тогда  $a_d = 0,12/21^2 = 27,2 \cdot 10^{-5}$ ;  $a_{\text{п.т}}$  — коэффициент потерь в верхнем узле турбобура,  $a_{\text{п.т}} = 17,0 \cdot 10^{-5}$ .

Подставив значения этих величин в формулу (137), получим

$$A = (34,0 + 0,224 \cdot 100 + 27,2 + 17) \cdot 10^{-5} = 100,6 \cdot 10^{-5}.$$

Определяем расход бурового раствора

$$Q = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 510}{(211,6 + 100,6) \cdot 10^{-5} \cdot 1,2}} = 64,81 \text{ дм}^3/\text{с}.$$

Согласно характеристике насоса У8-6МА2 (табл. 89), можно получить подачу 61,2 дм<sup>3</sup>/с, если на двух насосах будут диаметры поршней 170 мм при коэффициенте подачи насосов 0,85 (подача одного насоса при этом составляет 30,6 дм<sup>3</sup>/с).

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 61,2 дм<sup>3</sup>/с по формуле

$$L_{\text{доп}} = \frac{N_{\text{нас}} - (A_p + A) \rho_{\text{б.р.}} Q^3}{B_{\text{рб.р.}} Q^3}, \quad (139)$$

Диаметр поршня, мм	Подача, дм <sup>3</sup> /с						Предельное давление, МПа		
	идеальная			при $\alpha = 0,85$					
	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБ-1250	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБ-1250	У8-6МА2	У8-7МА2	УНБ-1250
200	51,0	50,2	51,4	43,35	42,67	43,69	10	14,2	21,0
190	45,7	44,8	45,9	38,84	38,08	39,01	11,5	15,9	23,5
180	42,0	39,8	40,7	35,7	33,83	34,6	12,5	18,0	26,5
170	36,0	35,0	35,7	30,6	29,75	30,34	14,5	20,4	30,5
160	31,5	30,5	31,1	26,77	25,92	26,43	16,5	23,4	35,0
150	27,5	26,3	26,7	23,38	22,35	22,69	19,0	27,2	40,0
140	23,3	22,3	—	19,8	18,95	—	22,5	32,0	—
130	19,7	—	—	16,74	—	—	25,0	—	—

где  $B$  — коэффициент потерь давлений, зависящий от глубины бурения и определяемый по формуле

$$B = a_{\text{тр}} + a_{\text{зам}}/l_3 + a_{\text{к.п.}} \quad (140)$$

где  $a_{\text{тр}}$  — коэффициент потерь давления в бурильных трубах. Его значения в зависимости от диаметра бурильных труб, толщины их стенки, вида и качества бурового раствора приведены в табл. 59 (для нашего примера  $a_{\text{тр}} = 52 \cdot 10^{-8}$ );  $a_{\text{зам}}$  — коэффициент потерь давления в бурильных замках, значения этого коэффициента приведены в табл. 62 (в нашем случае  $a_{\text{зам}} = 0$  (трубы ТБПВ));  $l_3$  — среднее расстояние между замками, м (для расчетов принимается  $l_3 = 10$  м);  $a_{\text{к.п.}}$  — коэффициент потерь давления в затрубном пространстве. Его значения в зависимости от диаметра бурильных труб, вида и количества бурового раствора даны в табл. 60 (для нашего примера  $a_{\text{к.п.}} = 1,4 \cdot 10^{-8}$ ).

Следовательно,  $B = (52 + 0 + 1,4) 10^{-8} = 53,5 \cdot 10^{-8}$ .

Определяем допустимую глубину бурения

$$L_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot 510 - (211,6 + 100,6) 10^{-5} \cdot 1,2 \cdot 61,2^3}{53,4 \cdot 10^{-8} \cdot 1,2 \cdot 61,2^3} = 1097,8 \text{ м.}$$

Предварительно принимаем  $L_{\text{доп}} = 150$  м, так как с глубины 150 м плотность бурового раствора составляет  $1,3 \text{ г/см}^3$  и диаметр долота 269,9 мм. Для новых условий определяем  $a_{\text{д}}$ ,  $a_{\text{к.п.}}$ ,  $A$ ,  $B$ :

$$a_{\text{д}} = 0,12/17^2 = 41,4 \cdot 10^{-5};$$

$$a_{\text{к.п.}} = 8,5 \cdot 10^{-8} \text{ (см. табл. 60);}$$

$$A = (34 + 0,224 \cdot 100 + 41,4 + 17) 10^{-5} = 114,8 \cdot 10^{-5};$$

$$B = (52 + 8,5) 10^{-8} = 60,5 \cdot 10^{-8}.$$

Определяем допустимую глубину бурения при подаче  $61,2 \text{ дм}^3/\text{с}$

$$L_{\text{доп}} = \frac{(2 \cdot 510 - 211,6 + 114,8) 10^{-5} \cdot 1,3 \cdot 61,2^3}{60,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,3 \cdot 61,2^3} = 262,76 \text{ м.}$$

Принимаем  $L_{\text{доп}} = 260$  м.

Для увеличения допустимой глубины бурения принимаем на двух насосах диаметры поршней равными 160 мм (см. табл. 89).

Тогда подача одного насоса при коэффициенте подачи 0,85 составляет 26,77 дм<sup>3</sup>/с, а подача двух насосов соответственно 53,54 дм<sup>3</sup>/с.

Определяем допустимую глубину бурения при подаче 53,54 дм<sup>3</sup>/с

$$L_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot 510 - (211,6 + 114,8) \cdot 10^{-5} \cdot 1,3 \cdot 53,54^3}{60,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,3 \cdot 53,54^3} = 3055 \text{ м.}$$

Предварительно принимаем  $L_{\text{доп}} = 1000$ , м, так как с глубины 1000 м плотность бурового раствора составляет 1,4 г/см<sup>3</sup>. При этих условиях

$$L_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot 510 - (211,6 + 114,8) \cdot 10^{-5} \cdot 1,4 \cdot 53,54^3}{60,5 \cdot 10^{-8} \cdot 1,4 \cdot 53,54^3} = 2451 \text{ м.}$$

Принимаем  $L_{\text{доп}} = 1500$  м, так как с этой глубины меняются условия бурения (плотность бурового раствора 1,5 г/см<sup>3</sup>, диаметр долота 190,5 мм, бурение турбобурами ТС4А-170, диаметр бурильных труб 114, м, диаметр утяжеленных бурильных труб 146 мм).

Для новых условий определяем  $a_{\text{д}}$ ,  $a_{\text{п.т}}$ ,  $a_{\text{УБТ}}$ ,  $a_{\text{ТР}}$ ,  $a_{\text{к.п}}$ ,  $A_{\text{Р}}$ ,  $A$ ,  $B$ :

$$a_{\text{д}} = 0,12/10^2 = 120 \cdot 10^{-5};$$

$$a_{\text{п.т}} = 56 \cdot 10^{-5};$$

$$a_{\text{УБТ}} = 0,8 \cdot 10^{-5};$$

$$a_{\text{ТР}} = 182 \cdot 10^{-8} \text{ (см. табл. 59);}$$

$$a_{\text{к.п}} = 60 \cdot 10^{-8} \text{ (см. табл. 60);}$$

$$A_{\text{Р}} = 8,9/1,2 \cdot 25^2 = 1187 \cdot 10^{-5};$$

$$A = (34 + 0,8 \cdot 100 + 120 + 56,0) \cdot 10^{-5} = 290 \cdot 10^{-5};$$

$$B = (182 + 60) \cdot 10^{-8} = 242 \cdot 10^{-8}.$$

Определяем подачу насосов на глубине 1500 м при указанных новых условиях по формуле

$$Q = \sqrt[3]{\frac{N_{\text{пол}}}{(A_{\text{Р}} + A + BL) \rho_{\text{б.р}}}}, \quad (141)$$

где  $L$  — глубина скважины, м

$$Q = \sqrt[3]{\frac{2 \cdot 510}{(1187 + 290 + 242 \cdot 10^{-3} \cdot 1500) \cdot 1,5}} = 33,31 \text{ дм}^3/\text{с.}$$

Согласно характеристике насоса У8-6МА2 (см. табл. 89) суммарная подача двух таких насосов при минимальных диаметрах поршней (130 мм) составляет 16,74 · 2 = 33,48 дм<sup>3</sup>/с. Так как 33,48 > 33,31, то переходим на бурение с промывкой ствола скважины одним буровым насосом. При этом подача одного насоса на глубине 1500 м будет составлять

$$Q = \sqrt[3]{\frac{510}{(1187 + 290 + 242 \cdot 10^{-3} \cdot 1500) \cdot 1,5}} = 26,44 \text{ дм}^3/\text{с.}$$

Согласно данным табл. 89, диаметр поршня принимаем равным 150 мм; при этом подача составляет 23,38 дм<sup>3</sup>/с.

Определяем допустимую глубину бурения при этой подаче

$$L_{\text{доп}} = \frac{510 - (1187,0 + 290,0) \cdot 10^{-5} \cdot 1,5 \cdot 23,38^3}{242,0 \cdot 10^{-8} \cdot 1,5 \cdot 23,38^3} = 4889 \text{ м.}$$

Принимаем  $L_{\text{доп}} = 3000$  м.

Результаты расчетов сводим в табл. 90.

Т а б л и ц а 90

Интервал бурения, м	Диаметр поршня, мм	Расход бурового раствора, дм <sup>3</sup> /с	Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup>
0—150	170	61,2	1,2
150—260	170	61,2	1,3
260—1000	160	53,54	1,3
1000—1500	160	53,54	1,4
1500—3000	150	23,38	1,5

#### РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ, ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА И СПОСОБА БУРЕНИЯ

При выборе оптимальных величин осевой нагрузки на долото и частоты его вращения необходимо использовать результаты исследований бурения опорно-технологических скважин на данной площади или на площадях с аналогичными геологическими условиями. При отсутствии таких сведений можно воспользоваться методом математической статистики, если имеется достаточная информация [3].

Если бурение ведется на новой площади, на которой опорно-технологические скважины еще не бурились, статистические данные недостаточны и свойства пород могут быть представлены лишь ориентировочно, то осевые нагрузки могут быть приблизительно заданы в соответствии с выбранными долотами, их паспортными данными и опытом бурения со сходными геологическими условиями.

Оптимальные частоты вращения долот типа М находятся в диапазоне (26,2 — 41,9) рад/с или (250—400) об/мин; типа МС — (15,7—31,4) рад/с или (150—300) об/мин; типа С, СТ — (10,5—20,9) рад/с или (100—200) об/мин; типа Т — менее 15,7 рад/с или 150 об/мин; типа К — менее 10,5 рад/с или 100 об/мин.

Способ бурения и тип забойного двигателя выбирают в зависимости от оптимальной частоты вращения долота (табл. 91).

Области рационального применения роторного бурения таковы:

бурение глубоких интервалов скважин шарошечными долотами, где необходимо максимально увеличить проходку за рейс и оптимальная частота вращения долота находится в пределах (3,7—10,5) рад/с или (35—150) об/мин;

Тип вращателя долота	Оптимальная частота вращения долота, рад/с (об/мин)
Ротор, электробур с двумя редукторами-вставками	3,7—10,5 (35—100)
Ротор, объемный гидравлический двигатель, турбобур с решетками гидроторможения, электробур с редуктором-вставкой	10,5—26,2 (100—250)
Шпиндельные турбобуры с турбинами точного литья и турбобуры с падающей к тормозу линией давления, электробуры с редуктором-вставкой	26,2—52,3 (250—500)
Турбобуры и электробуры для алмазного бурения	52,3—83,7 (500—800)

разбуривание мощных толщ пластичных глин, плотных глинистых сланцев и других пород, в которых целесообразно использование трехлопастных и трехшарошечных долот с крупными зубцами и большим шагом, необходимо создание высоких скоростей истечения бурового раствора из насадок (100—120 м/с) и требуется реализация в долоте значительной части гидравлической мощности, развиваемой буровыми насосами;

при необходимости бурения скважин долотами диаметром менее 190,5 мм, особенно глубоких интервалов, за исключением случаев бурения разветвленно-горизонтальных скважин;

при бурении скважин в условиях, требующих применения утяжеленных буровых растворов плотностью более 1,7—1,8 г/см<sup>3</sup>, когда в конкретных условиях электробур не имеет преимуществ или нет возможности его использовать;

при бурении в условиях высоких забойных температур (более 140—150 °С) и осложнений, связанных с нарушениями приствольной зоны скважины или сильными поглощениями бурового раствора;

при бурении с отбором керна;

Таблица 92

Технические характеристики забойных винтовых гидравлических двигателей конструкции ВНИИБТ

Показатели	Типоразмер двигателя			
	Д2-195	Д2-170	Д-127	Д-85
Расход жидкости, дм <sup>3</sup> /с	35—45	20—36	12—15	5—7
Частота вращения выходного вала, рад/с (об/мин)	14,65—17,8 (140—170)	12,04—20,93 (115—200)	20,93—26,17 (200—250)	20,93—29,31 (200—280)
Перепад давления, МПа	6,0—7,0	4,5—6,0	3,5—6,0	3,0—3,5
Вращающий момент, Н·м	6500—8000	2900—4150	1000—1200	340—400
Длина, мм	6900	6900	4500	3160
Масса, кг	1140	770	300	90

при бурении с продувкой забоя воздухом и промывкой аэрированным буровым раствором с высокой степенью аэрации (если в данных условиях невозможно использовать электробур);

при бурении опорно-технологических скважин.

Применение электробуров рационально в следующих условиях:

бурение скважин диаметром 190,5—393,7 мм с промывкой ствола скважины буровым раствором, в том числе утяжеленным до  $2,3 \text{ г/см}^3$ , при температуре не выше  $130\text{—}140^\circ\text{C}$  с учетом обеспечения оптимальных значений частоты вращения долота;

бурение опорно-технологических скважин;

бурение наклонно- и вертикально направленных скважин в сочетании с телеметрическими системами, особенно в сложных геологических условиях с обеспечением оптимальных значений частоты вращения долота на всех участках профиля скважины;

вскрытие продуктивных горизонтов горизонтальными и разветвленно-горизонтальными стволами для повышения дебита скважин и коэффициента извлечения нефти из пласта;

бурение с продувкой забоя воздухом и промывкой аэрированным буровым раствором с высокой степенью аэрации или пенами;

бурение алмазными долотами и долотами типа ИСМ, за исключением случаев, когда температура бурового раствора на забое превышает  $130^\circ\text{C}$ .

Бурение гидравлическими забойными двигателями рационально в следующих случаях:

бурение шарошечными долотами диаметром 190,5 мм и более вертикальных скважин глубиной до 3000—3500 м (в отдельных случаях и более глубоких) при плотности бурового раствора не более  $1,7\text{—}1,8 \text{ г/см}^3$ , когда оптимальные значения частоты вращения долота находятся в пределах, указанных для турбобуров и объемных винтовых двигателей соответственно в табл. 92 и 93;

бурение алмазными долотами и долотами типа ИСМ, за исключением случаев, когда плотность бурового раствора превышает  $1,7\text{—}1,8 \text{ г/см}^3$ , а температура в скважине  $140\text{—}150^\circ\text{C}$  для двигателей, имеющих обрешеченные детали;

бурение наклонно-направленных скважин в интервалах набора кривизны и становления заданного азимута независимо от оптимальных значений частоты вращения долота, а в интервалах стабилизации наклона и перехода на вертикаль — при условии обеспечения оптимальных их значений;

вскрытие продуктивных пластов горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами, а также забуривание стволов в обсаженных скважинах старого фонда для их восстановления и повышения дебита низкопродуктивных скважин;

бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра с помощью двух турбинных агрегатов РТБ, где основной задачей, определяющей выбор способа бурения, является борьба с искривлением (в этих случаях РТБ применяют независимо от значения оптимальной частоты вращения долота);

Основные параметры турбо

Параметры	T12M3E-170	T12M3B-195	T12PT-240	TC4A-104,5	TC4A-127	TC5E-170	TC5B-195	3TC5E-170	3TC5B-195
Назначение	Бурение вертикальных и наклонных скважин		Бурение шахтных стволов	Бурение геологоразведочных скважин малого диаметра; капитальный ремонт скважин		Бурение вертикальных (наклонных) сква			
Тип	—			Секционный					
Число секций	1	1	1	3	3	2	2	3	3
В том числе: турбинных шпindelных	1	1	1	3	3	2	2	3	3
Число ступеней турбины	121	100	104	212	240	239	177	352	272
Расход жидкости, дм <sup>3</sup> /с	25 28	30 35	50 55	8 9	12 13	20 22	25 28	18 20	22 24
Максимальная мощность, кВт	40 55	59 92	136 177	15 18	26 25	40 51	59 81	44 59	59 77
Частота вращения вала, рад/с (об/мин): при максимальной мощности	65,42 (625) 73,27 (700)	69,08 (660) 80,59 (770)	69,08 (660) 75,88 (725)	91,06 (870) 102,57 (980)	77,45 (740) 83,73 (800)	52,33 (500) 57,57 (550)	57,57 (550) 64,37 (615)	47,10 (450) 52,33 (500)	50,76 (485) 55,47 (530)
на холостом режиме	130,8 (1250) 146,53 (1400)	138,16 (1320) 161,2 (1540)	138,16 (1320) 161,2 (1450)	182,12 (1740) 205,15 (1960)	154,91 (1480) 167,47 (1600)	104,67 (1000) 115,13 (1100)	115,13 (1100) 128,74 (1230)	94,2 (900) 115,13 (1000)	101,53 (970) 110,95 (1060)
Вращающий момент, Н·м: при максимальной мощности на тормозном режиме	650 800 1300 1600	850 1150 1700 2300	2000 2400 4000 4800	150 200 300 400	350 400 700 800	800 950 1600 1900	1000 1300 2000 2600	900 1150 1800 2300	1200 1450 2400 2900
Перепад давления в турбине при максимальной мощности, МПа	3,0 4,5	3,5 4,5	4,0 4,5	4,5 5,5	5,0 6,0	4,0 5,0	4,0 5,0	5,0 6,0	5,0 6,0
К. п. д. турбины, %	50	60	70	37	44	50	60	50	60
Габаритные размеры, мм: диаметр длина	172 8440	195 9100	240 8275	104,5 12 775	127 13 635	172 15 340	195 14 035	172 22 500	195 20 705
Масса, кг	1115	1500	2070	630	1090	2150	2425	3195	8610

\* При переменном расходе жидкости.

3ТСШ-172	3ТСШ-195	3ТСШ-215	3ТСШ-240	3ТСШ-164ГЛ	3ТСШ-195ГЛ	А6К3С	А7Н4С	А9К5Са	3ТСШ-172	3ТСШ-195	3ТСШ-196ГЛ
Бурение вертикальных и наклонных скважин											
и жиги											
Шпindelный						Секционный с на- клонной линией давления			Шпindelный		
4	4	4	4	4	4	2	2	2	4	4	4
8	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	1
1	1	1	1	1	1	—	—	—	1	1	1
369	285	333	318	348	327	220	226	203	336	306	318
18	22	28	32	23	40	18	33	45	20	30	40
20	24	30	34	25	45	—	—	—	25	35	45
44	66	74	110	57	66	—	—	—	51	55	62
62	88	88	132	62	96	—	—	—	103	85	88
47,10 (450)	50,76 (485)	39,77 (380)	43,96 (420)	46,05 (440)	36,11 (345)	31,4— 41,87	31,4— 52,33	20,93 (200)	52,86 (505)	41,87 (400)	37,16 (355)
52,33 (500)	55,47 (530)	42,39 (405)	47,10 (450)	48,15 (460)	40,82 (390)	(300— 400)*	(300— 500)*	31,4 (300)*	65,94 (630)	49,2 (470)	41,87 (400)
94,2 (900)	101,53 (970)	79,55 (760)	87,92 (840)	92,11 (880)	72,22 (690)	125,6 (1200)*	115,13 (1000)*	62,8 (600)*	105,71 (1010)	83,73 (800)	74,31 (710)
115,13 (1000)	110,95 (1060)	84,78 (810)	94,2 (900)	100,48 (960)	81,64 (780)	—	—	—	131,88 (1260)	98,39 (940)	83,73 (800)
1000	1300	1800	2500	1100	1800	700—	1800—	2000—	1000	1300	1750
1200	1550	2050	2850	1300	2300	900	2000	3000	1600	1800	2200
2000	2600	3600	5000	2200	3600	1500	4550	6100	2050	2600	3500
2400	3100	4100	5700	2600	4600	—	—	—	3200	3600	4400
5,0	5,0	4,5	5,0	5,0	3,0	—	—	—	6,0	3,5	3,0
6,5	6,0	5,0	5,5	5,5	4,0	7,0	7,0	5,0	9,5	4,0	4,0
50	60	60	70	47	60	38	42	60	44	50	54
172	195	215	240	164	195	164	195	240	172	195	195
25 330	23 550	24 500	23 550	25 500	26 110	15 800	15 330	15 290	25 800	25 905	25 905
3585	4165	5545	5980	3205	4235	1860	2590	3090	4400	4850	4355

## РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ ДОЛОТАМИ ИСМ [2]

Т а б л и ц а 94

Тип долота	Диаметр долота, мм	Турбинное бурение			Роторное бурение		
		нагрузка на долото, МН	расход бурового раствора, дм <sup>3</sup> /с	частота вращения долота, рад/с (об/мин)	нагрузка на долото, МН	расход бурового раствора, дм <sup>3</sup> /с	частота вращения долота, рад/с (об/мин)
ИСМ	149	0,02—0,06	14—20	12,04—23,03 (115—220)	0,03—0,06	25	8,37 (80)
ИСМ-РГ	149	0,0175—0,05	14—20	12,04—23,03 (115—220)	0,02—0,06	25—30	8,37 (80)
ИСМ	188	0,06—0,08	20—25	26,17—36,63 (250—350)	0,06—0,08	20—25	10,47—12,56 (100—120)
ИСМ-РГ	188	*	**	26,17—36,63 (250—350)	0,04—0,08	20—30	10,47 (100)
ИСМ	212	0,08—0,10	30—32	36,63—47,1 (350—450)	0,10—0,12	25—30	8,37—12,56 (80—120)
ИСМ-РГ	212	*	**	36,63—47,1 (350—450)	0,05—0,10	25—40	12,56 (120)
ИСМ	241	0,08—0,10	30—35	41,87—52,3 (400—500)	0,10—0,12	30—35	12,56 (120)
ИСМ-РГ	241	*	**	41,87—52,3 (400—500)	0,08—0,10	35—40	12,56 (120)
ИСМ	267	0,12—0,14	40—45	47,1—57,57 (450—550)	0,12—0,15	30—40	14,65 (140)
ИСМ-РГ	267	*	**	47,1—57,57 (450—550)	0,07—0,13	30—40	14,65 (140)
ИСМ	292	0,14—0,16	40—45	47,1—62,8 (450—600)	0,13—0,17	40—60	14,65 (140)
ИСМ-РГ	292	*	**	47,1—62,8 (450—600)	0,08—0,14	45—70	14,65 (140)

\* — максимальное значение, воспринимаемое двигателем.

\*\* — то же, в пределах, рекомендуемых для двигателя.

бурение вставными долотами без подъема труб в условиях, где применение этой разновидности турбинного способа бурения целесообразно; в этих случаях применяются вставные забойные двигатели;

бурение с промывкой азрированным буровым раствором с низкой степенью аэрации при обеспечении оптимальных значений частоты вращения долота;

объемные винтовые двигатели диаметром 172 мм рационально применять при проходке вертикальных или наклонно-направленных скважин глубиной до 3000 м в твердых и крепких, а также абразивных породах шарошечными долотами диаметрами 190,5 и 215,9 мм, имеющими опоры скольжения и рассчитанными на низкую частоту вращения.

Роторный способ бурения для безопорных долот типов ИСМ и алмазных с механизмом разрушения в виде поверхностного разрушения и микрорезания является экономически неоправданным в интервалах глубин до 4000 м, так как основной критерий — механическая скорость бурения, в большей степени зависящая от частоты вращения долота, мала по сравнению с необходимой.

При больших глубинах, когда механическая скорость шарошечных долот резко уменьшается, а проходка на долото становится очень малой величиной, использование роторного способа бурения с долотами ИСМ может оказаться экономически целесообразным.

## Глава VIII РАЗОБЩЕНИЕ ПЛАСТОВ

### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Общие технические данные обсадных труб (ГОСТ 632—80) приводятся в табл. 95—96.

Кроме вышеуказанных, выпускаются обсадные трубы повышенной прочности и герметичности. В табл. 97—100 приводятся некоторые технические данные.

Заводы-изготовители обсадных труб: азербайджанский трубопрокатный им. В. И. Ленина, Таганрогский металлургический, ждановский металлургический им. Ильича, Руставский металлургический, нижнеднепровский трубопрокатный им. К. Либкнехта, Челябинский трубопрокатный, Никопольский южнотрубный и др.

Все обсадные колонны, кроме направления и кондукторов, выходящие на поверхность, необходимо подвешивать на устье и жестко связывать с ранее спущенными колоннами при помощи специальных устройств — колонных головок. Эти устройства должны обеспечивать обвязку обсадных колонн и предотвращение разгрузки перед подвеской.

Обвязка устья должна обеспечивать:

1. Для кондуктора:

а) посадку колонной головки последующей промежуточной колонны;

б) монтаж противовыбросового оборудования;

в) наличие не менее 0,3 м свободной части на устье для установки приспособлений по принудительной герметизации устья скважины при открытом фонтанировании.

2. Для промежуточной и эксплуатационной колонн:

а) натяжку и подвеску;

б) жесткое и герметическое соединения на устье с ранее спущенной колонной;

в) контроль за давлением в межколонном пространстве и утечками через герметизирующий узел;

г) возможность закачивания жидкости в межколонное пространство;

д) монтаж противовыбросового оборудования;

е) монтаж перфорационной задвижки и фонтанной арматуры.

Скорость спуска обсадной колонны не должна приводить к гидроразрыву пластов, а также к смятию колонны или поглощению бурового раствора.

Размеры труб с нормальной длиной резьбы (в мм)

Условный диаметр	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Теоретическая масса 1 м, кг	Наружный диаметр	Длина	Максимальный внутренний диаметр	Ширина торцевой плоскости	Масса, кг
114	114,3	6	102,3	16,0	133	159	116,7	6,0	4,8
		7	100,3	18,5					
		8	98,3	21,0					
127	127	6	115,0	17,9	146	165	129,4	6,0	6,0
		7	113,0	20,7					
		8	111,0	23,5					
		9	109,0	26,2					
140	139,7	6	127,7	19,8	159	171	142,1	6,5	7,1
		7	125,7	22,9					
		8	123,7	26,0					
		9	121,7	29,0					
		10	119,7	32,0					
		11	117,7	34,9					
146	146,1	6,5	133,0	22,4	166	177	148,5	6,5	8,0
		7	132,0	24,0					
		8	130,0	27,2					
		9	128,0	30,4					
		10	126,0	33,5					
		11	124,0	36,6					
168	168,3	6,5	155,3	25,9	188	184	170,7	6,5	9,1
		7	154,3	27,8					
		8	152,3	31,6					
		9	150,3	35,3					
		10	148,3	39,0					
		11	146,3	42,6					
		12	144,3	46,2					
		178	177,8	7					
8	161,8			33,5					
9	159,8			37,4					
10	157,8			41,4					
11	155,8			45,2					
12	153,8			49,0					
194	193,7	7	179,7	32,2	216	190	196,1	6,5	12,2
		8	177,7	36,6					
		9	175,7	41,0					
		10	173,7	45,3					
		12	169,7	53,8					
219	219,1	7	205,1	36,6	245	196	221,5	7,5	16,2
		8	203,1	41,6					
		9	201,1	46,6					
		10	199,1	51,5					
		12	195,1	61,3					

Условный диаметр	Труба				Муфта				
	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Теоретическая масса 1 м, кг	Наружный диаметр	Длина	Максимальный внутренний диаметр	Ширина горловой плоскости	Масса, кг
245	244,5	8	228,5	46,6	270	196	246,9	7,5	17,9
		9	226,5	52,2					
		10	224,5	57,8					
		12	220,5	68,8					
273	273,1	8	257,1	52,3	299	203	275,5	7,5	20,7
		9	255,1	58,6					
		10	253,1	64,8					
		12	249,1	77,2					
299	298,5	8	282,5	57,3	324	203	300,9	7,5	22,4
		9	280,5	64,2					
		10	278,5	71,1					
		11	276,5	78,0					
		12	274,5	84,7					
324	323,9	9	305,9	69,8	351	203	326,3	8,5	23,4
		10	303,9	77,4					
		11	301,9	84,8					
		12	299,9	92,2					
340	339,7	9	321,7	73,3	365	203	342,1	8,5	25,5
		10	319,7	81,3					
		11	317,7	89,1					
		12	315,7	96,9					
351	351	9	333	75,9	376	229	353	8,5	29
		10	331	84,0					
		11	329	92,2					
		12	327	100,3					
377	377	9	359	81,6	402	229	379	8,5	31
		10	357	90,4					
		11	355	99,2					
		12	353	107,9					
407	406,4	9	388,4	88,1	432	228	408,8	8,5	35,8
		10	386,4	97,7					
		11	384,4	107,2					
		12	382,4	116,6					
426	426	10	406	102,5	451	229	428	8,5	37,5
		11	404	112,5					
		12	402	122,4					
508	508	11	486	134,7	533	228	510,4	8,5	44,6

Примечания: 1. Трубы диаметром до 273 мм изготовляют из стали групп прочности до Л включительно, трубы диаметром до 340 мм — из стали групп прочности до Е, трубы диаметром до 426 мм — из стали групп прочности до К, трубы диаметром 508 мм — из стали групп прочности С и Д.

2. Трубы диаметрами 351, 377, 426 мм изготовляют по ТУ 14-3-71-72.

## Размеры труб с удлиненной резьбой (в мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Внутренний диаметр	Теоретическая масса 1 м, кг	Наружный диаметр	Длина	Максимальный внутренний диаметр	Ширина торцовой плоскости	Масса, кг
114	114,3	7	100,3	18,5	133	177	116,7	6	5,8
		8	98,3	21,0					
		9	96,3	23,4					
127	127	7	113,0	20,7	146	196	129,4	6	7,4
		8	111,0	23,5					
		9	109,0	26,2					
140	139,7	7	125,7	22,9	159	203	142,1	6,5	8,7
		8	123,7	26,0					
		9	121,7	29,0					
		10	119,7	32,0					
		11	117,7	34,9					
146	146,1	7	132,0	24,0	166	215	148,5	6,5	9,7
		8	130,0	27,2					
		9	128,0	30,4					
		10	126,0	33,5					
		11	124,0	36,6					
168	168,3	8	152,3	31,6	188	222	170,7	6,5	11,3
		9	150,3	35,3					
		10	148,3	39,0					
		11	146,3	42,6					
		12	144,3	46,2					
		14	140,3	53,3					
178	177,8	8	161,8	33,5	196	228	180,2	6,0	12,9
		9	159,8	37,4					
		10	157,8	41,4					
		11	155,8	45,2					
		12	153,8	49,0					
		14	149,8	56,5					
194	193,7	8	177,7	36,6	216	235	196,1	6,5	15,5
		9	175,7	41,0					
		10	173,7	45,3					
		12	169,7	53,7					
		14	165,7	62,0					
		9	201,1	46,6					
219	219,1	10	199,1	51,5	245	254	221,5	7,5	21,5
		11	197,1	56,4					
		12	195,1	61,2					
		9	226,5	52,2					
245	244,5	10	224,5	57,8	270	266	246,9	7,5	25,5
		11	222,5	63,3					
		12	220,5	68,8					
		14	216,5	79,5					

Примечания. 1. Трубы изготавливаются из стали группы прочности от С до Р включительно. 2. По требованию потребителя допускается изготовление труб размеров 114×10, 127×10, 127×11.

Таблица 97

## Размеры труб ОТГМ1 (в мм)

Диаметр		Толщина стенки	Внутренний диаметр резьбы трубы в основной плоскости
условный	наружный		
114	114,3	6—9	111,100
127	127,0	6—9	123,800
140	139,7	7—11	136,500
146	146,0	7—11	142,850
168	168,3	7—12	165,075
178	177,8	7—14	174,600
194	193,7	7—14	190,475
219	219,1	7—12	215,875
245	244,5	7—14	214,275
273	273,1	7—12	269,850
299	298,5	8—12	295,250
324	323,9	9—12	320,650
340	339,7	9—12	336,525

Таблица 98

## Размеры муфт ОТГМ1 (в мм)

Диаметр		Длина	Внутренний диаметр резьбы муфты в основной плоскости
условный	наружный		
114	133	170	111,100
127	146	174	123,800
140	159	182	136,500
146	166	182	142,850
168	188	190	165,075
178	198	198	174,600
194	216	206	190,475
219	245	218	215,875
245	270	218	241,275
273	299	218	269,850
299	324	218	295,250
324	351	218	320,650
340	365	218	336,525

Таблица 99

## Размеры труб ОТГГ1, ТБО-4 и ТБО-5 (в мм)

Наружный диаметр	Толщина стенки трубы типа		Диаметр муфты ОТГГ1			Длина муфты ОТГГ1	Наружный диаметр соединения ТБО-4 и ТБО-5
	ОТГГ1	ТБО-4, ТБО-5	наружный нормальный	наружный уменьшенный	внутренний		
114	7—9	—	133	124	97	205	—
127	8—9	9	146	136	110	210	136
140	8—11	9—11	159	149	119	218	149
146	8—11	9—11	166	156	126	218	156
168	8—12	9—12	188	178	148	225	178
178	8—14	9—12	198	187	158	234	187
194	8—14	9—12	216	206	172	242	206
219	8—12	10—12	245	232	198	254	232
245	8—14	10—12	270	257	223	254	257
273	8—12	10—12	299	286	256	254	286

Размеры безмуфтовых труб ОГ1М (в мм)

Условный диаметр	Наружный диаметр	Толщина стенки	Ниппельный конец трубы				Муфтовый конец трубы				
			внутренний диаметр резьбы в основной плоскости	диаметр основания конуса		длина конуса	внутренний диаметр резьбы в основной плоскости	диаметр конической выточки в плоскости торца	внутренний диаметр резьбы в плоскости торца	длина конуса	длина резьбы
				большого	меньшего						
114	114,3	8 9	105,7	109,5	104,0 103,0	66 78	105,4	109,3	106,4	95	82
127	127,0	8 9	118,4	122,2	116,7 115,7	66 78	118,1	122,0	119,1	95	82
140	139,7	8 9 10—11	131,1	134,9	129,4 128,4 127,4	66 78 90	130,8	134,7	131,8	110	95
146	146,0	8 9 10—11	137,4	141,2	135,7 134,7 133,7	66 78 90	137,1	141,0	138,1	110	95
168	168,3	8 9 10—12	159,7	163,5	158,0 157,0 156,0	66 78 90	159,4	163,3	160,4	110	95
178	177,8	8 9 10—14	169,2	173,0	167,5 166,5 165,5	66 78 90	168,9	172,8	169,9	110	95
194	193,7	8 9 10—14	185,1	188,9	183,4 182,4 181,4	66 78 90	184,8	188,7	185,8	110	95
219	219,1	9 10—12	210,5	214,3	207,8 206,8	78 90	210,2	214,1	211,2	110	95
245	244,5	8 9 10—14	235,9	239,7	234,2 233,2 232,2	66 78 90	235,6	239,5	236,6	110	95
273	273,1	8 9 10—12	264,5	268,3	262,8 261,8 260,8	66 78 90	264,2	268,1	265,2	110	95

Запрещается частично или полностью разгружать обсадную колонну на забой скважины. Разгрузка хвостовика и секций на забой или на ранее спущенную часть обсадной колонны запрещается. Верхние концы хвостовика или секции обсадной колонны, устанавливаемых в необсаженной части ствола, должны располагаться в интервалах устойчивых пород, не имеющих каверн и желобных выработок.

При спуске хвостовика или секции скорость спуска бурильных труб не должна превышать скорости спуска обсадных труб.

Рекомендуется применять глубинные подвесные устройства:

а) клиновые — для хвостовиков и секций весом до 0,5 МН при подвеске их в обсаженной части ствола на неизношенном участке предыдущей обсадной колонны;

б) упорные — для подвески хвостовиков и секций любой массы в обсаженной части ствола;

в) на цементном камне — для подвески колонн любой массы в необсаженной или обсаженной части ствола с различной степенью износа предыдущей колонны при условии, что отсутствует поглощение и предусматривается подъем тампонажного раствора на всю длину хвостовика или секции.

В табл. 101- 104 приведены значения крутящих моментов при свинчивании резьбовых соединений труб и рекомендации по смазке этих соединений [10].

## ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Исходными данными для проектирования конструкции скважины являются: цель бурения и назначение скважины, проектный горизонт и глубина скважины, диаметр эксплуатационной колонны, пластовые давления и давления гидроразрыва горных пород стратиграфических горизонтов, способы заканчивания скважины и ее эксплуатации, профиль скважины и его характеристика, характеристика пород по крепости [14].

При выборе конструкции скважины учитывают продолжительность бурения каждой зоны крепления, интенсивность износа кондуктора и промежуточных обсадных колонн, а также геологическую изученность района буровых работ.

Конструкцию скважины выбирают в соответствии с действующей методикой.

Глубина спуска кондуктора определяется требованием крепления верхних неустойчивых отложений и изоляции верхних водонесных или поглощающих горизонтов. Если кондуктор оборудуется противовыбросовой арматурой, то глубину установки башмака кондуктора рассчитывают из условия предупреждения гидроразрыва при ликвидации нефтегазопровывлений по формуле

$$H = 100 \frac{p_y + \Delta p_y}{\rho_{\text{в. гр}} - \rho_{\text{пл. ж}}}, \quad (142)$$

Т а б л и ц а 101

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	$M_{кр}$ (в Н·м) для труб (ГОСТ 632 80) из стали группы прочности					
		Д	К	Е	Л	М	Р
114	6	3 000	3 500	3 700	4 100	4 500	5 150
	7	3 700	4 300	4 500	5 000	5 500	6 450
	8	4 350	5 050	5 300	5 900	6 500	7 600
127	6	3 300	3 850	4 050	4 500	4 900	5 800
	7	4 350	5 050	5 350	5 950	6 500	7 650
	8	5 150	5 950	5 350	7 000	7 650	9 050
	9	5 950	6 900	7 300	8 100	8 850	10 450
140	7	5 050	5 900	6 200	6 900	7 500	8 700
	8	6 000	6 950	7 350	8 100	8 450	10 500
	9	6 950	8 000	8 500	9 400	10 350	12 150
	10	7 850	9 050	9 600	10 650	11 650	13 750
	11	8 750	10 150	10 500	11 850	13 050	15 350
146	6,5	5 000	5 800	6 100	6 800	7 450	8 550
	7	5 550	6 450	6 750	7 500	8 250	9 700
	8	6 550	7 600	8 050	8 850	9 750	11 450
	9	7 550	8 750	9 250	10 150	11 150	13 200
	10	8 550	9 900	10 550	11 600	12 750	15 000
	11	9 550	11 050	11 700	13 000	14 150	16 750
168	6,5	6 000	6 950	7 350	8 100	8 900	10 500
	7	6 600	7 650	8 100	9 000	9 800	11 550
	8	7 850	9 100	9 600	10 650	11 650	13 750
	9	9 100	10 500	11 100	12 300	13 500	15 900
	10	10 300	11 950	12 600	14 000	15 300	18 050
	11	11 550	13 450	14 150	15 650	17 150	20 200
	12	12 750	14 750	15 600	16 750	18 950	22 350
178	7	7 100	8 200	8 700	9 600	10 550	12 400
	8	8 400	9 700	10 350	11 400	12 500	14 700
	9	9 700	11 250	11 900	13 200	14 450	17 000
	10	11 050	12 800	13 550	14 950	16 450	19 850
	11	12 350	14 250	15 100	16 750	18 350	21 600
	12	13 650	15 800	16 700	18 450	20 300	23 900
194	7	7 400	8 500	9 100	10 050	11 000	13 000
	8	9 600	11 100	11 750	13 000	14 300	16 800
	9	11 150	12 900	13 650	15 100	16 550	19 500
	10	12 650	14 650	15 450	17 150	18 850	22 150
	11	14 200	16 400	17 400	19 200	21 100	25 800
	12	15 700	18 200	19 200	21 300	23 350	27 400
219	8	11 600	13 450	14 200	15 700	17 300	20 300
	9	13 500	15 650	16 500	18 300	20 100	23 650
	10	15 400	17 800	18 800	20 900	22 900	26 950
	11	17 250	19 950	21 150	23 400	25 650	30 250
	12	19 150	22 150	23 450	26 800	28 450	33 550
245	8	13 050	15 150	16 000	17 700	19 400	22 950
	9	15 200	17 600	18 600	20 600	22 600	26 600
	10	17 300	19 950	21 150	23 450	25 750	30 300
	11	19 450	22 500	23 700	26 350	28 900	34 000
	12	21 550	24 950	26 350	29 150	32 050	37 750

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	M <sub>кр</sub> (в Н.м) для труб (ГОСТ 632—80) из стали группы прочности					
		Д	К	Е	Л	М	Р
273	7	11 750	13 550	14 350	15 950	17 450	20 550
	8	15 250	17 700	18 700	20 700	22 700	26 750
	9	17 800	20 400	21 800	24 100	25 950	31 150
	10	20 300	22 000	24 850	27 500	30 200	35 500
	11	22 800	26 400	27 900	30 950	33 900	39 900
	12	25 350	29 350	31 000	34 350	37 500	44 350
299	8	16 800	19 450	20 550	22 850	24 950	29 400
	9	19 550	22 650	23 950	26 550	28 100	33 950
	10	22 350	25 850	27 350	30 300	33 250	39 100
	11	25 100	29 050	30 700	34 050	—	—
	12	27 900	32 300	34 150	37 800	—	—
324	9	21 600	25 000	26 400	29 300	—	—
	10	24 650	28 550	30 150	33 350	—	—
	11	27 700	32 100	33 900	37 550	—	—
	12	30 800	35 700	37 700	41 750	—	—
340	9	23 450	26 750	28 700	31 800	—	—
	10	26 750	31 000	32 750	36 250	—	—
	11	30 100	34 850	36 850	40 750	—	—
	12	33 400	38 700	40 900	45 300	—	—
407	9	30 000	34 750	36 700	—	—	—
	10	34 350	38 750	42 050	—	—	—
	11	38 700	44 800	37 350	—	—	—
	12	43 050	49 850	52 650	—	—	—
508	11	49 450	56 950	60 500	—	—	—

Таблица 102

Диаметр трубы, мм	M <sub>кр</sub> (в Н.м) для обсадных труб ОТТМ при толщине стенки трубы, мм								
	6	7	8	9	10	11	12	13	14
114	3300	3850	4300	4700	—	—	—	—	—
127	3400	3950	4400	4800	—	—	—	—	—
140	3650	4200	4750	5200	5600	6000	—	—	—
146	—	4250	4800	5250	5700	6100	—	—	—
168	—	4300	4850	5350	5800	6200	6600	—	—
178	—	4350	4900	5400	5900	6450	7000	—	—
194	—	4850	5500	6050	6600	7100	7550	7950	8350
219	—	5300	6050	6750	7350	7950	8450	—	—
245	—	5550	6400	7050	7850	8500	9100	9700	10 200
273	—	5800	6550	7150	7900	8600	9350	—	—
299	—	5950	6650	7350	7950	8700	—	—	—
324	—	—	—	7500	8100	8850	9600	—	—
340	—	—	—	7800	8400	9100	9800	—	—

Диаметр трубы, мм	$M_{кр}$ (в Н·м) для обсадных труб ОТТГ1 при толщине стенки трубы, мм							
	7	8	9	10	11	12	13	14
114	3920	4 620	5 230	—	—	—	—	—
140	—	5 780	6 620	7 350	8 080	—	—	—
168	—	6 910	7 930	8 900	9 800	10 670	—	—
219	—	9 910	11 560	13 130	14 650	16 110	—	—
245	—	11 360	13 250	15 090	16 850	20 230	21 870	—
273	—	12 610	14 920	17 270	19 490	21 640	—	—

где  $p_y$  — давление на устье при закрытом превенторе во время нефтегазопрооявлений, МПа;  $\Delta p_y$  — дополнительное давление на устье, возникающее при очистке скважины от поступивших пластовых жидкостей, МПа;  $\rho_{э.гр}$  — плотность бурового раствора, эквивалентная градиенту гидроразрыва пород на глубине установки башмака кондуктора, г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{пл.ж}$  — плотность пластовой жидкости в стволе скважины, г/см<sup>3</sup>.

Это положение распространяется на первую промежуточную колонну при глубине ее спуска до 1000 м.

Для выбора числа промежуточных колонн и глубины их спуска строят совмещенный график изменения пластового давления, давления гидроразрыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора в координатах «глубина — эквивалент градиента давления».

Под эквивалентом градиента давления понимается плотность жидкости, столб которой в скважине на глубине определения создает давление, равное пластовому или давлению гидроразрыва.

Если отсутствуют данные о давлении гидроразрыва, то в исключительных случаях его можно определить по формуле

$$p_{гр} = 0,0083H + 0,66\rho_{пл}, \quad (143)$$

где  $H$  — глубина определения давления гидроразрыва, м;  $\rho_{пл}$  — пластовое давление на глубине определения давления гидроразрыва, МПа.

В интервалах залегания пород, в которых возможно нарушение приствольной зоны скважины, где плотность бурового раствора выбирают с учетом горного давления, вместо пластового давления на график может быть нанесено горное давление.

В интервалах интенсивных поглощений бурового раствора на график вместо давления гидроразрыва может быть нанесено давление, при котором начинается интенсивное поглощение.

Зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважин обсадными колоннами, число их соответствует числу обсадных колонн. Глубину спуска обсадной колонны принимаю

Шифр смазки	ТУ на изготовление	Состав, % к массе														
		Основа							Отвердитель	Наполнитель						
		силиконовая жидкость № 6	масло МВП или веретенное	масло машинное или др.	загуститель	присадки	эпоксидный компаунд К-153	Итого		графитовый порошок	свинцовый порошок	цинковая пыль	медная пудра	свинцовый сурик	сернистый свинец	Итого
УС-1	ТУ 38-101-440—74	—	—	—	—	—	55,7	55,7	11,2	10,35	14,4	6,22	2,13	—	—	33,1
P-2МВП	ТУ 38-101-332—73	—	14,0	18,4	4,6	—	—	37,0	—	18,0	29,0	12,0	4,0	—	—	63
P-402	ТУ 38-101-330—73	22,0	—	9,0	5,0	—	—	36,0	—	20,0	28,0	12,0	4,0	—	—	64
P-113	ТУ 38-101-330—73	19,8	—	8,8	6,4	—	—	35,0	—	—	58,0	—	—	2	5	65
P-116	ТУ 38-30147—72	—	24,3	3,5	6,4	0,8	—	35,0	—	—	58,0	—	—	2	5	65

Примечания: 1. Смазки предназначаются: а) УС-1 — для эксплуатационных колонн газовых скважин из труб ГОСТ 632—80 и ОТТМ; б) смазки P-2МВП (обычной температуры) и P-402 (высокотемпературная) — для эксплуатационных колонн из всех обсадных труб в нефтяных скважинах, для эксплуатационных колонн из труб ОТТГ и ТБО в газовых скважинах и для всех промежуточных колонн; в) смазки P-113 (высокотемпературная) и P-416 (обычной температуры) — для левых переводников, замковых соединений и всех видов НКТ; г) смазка УС-1 изготавливается Казанским опытным нефтемашиностроительным заводом. Остальные смазки выпускаются Ленинградским заводом им. Шаумяна.



скважины. Величина зазора зависит от диаметра и типа соединенных обсадных труб и профиля скважины, сложности геологических условий, гидродинамических давлений при бурении и креплении интервала, выхода из-под башмака предыдущей колонны. Величину зазора между обсадной колонной и стенкой скважины выбирают по данным анализа опыта бурения и крепления скважин в данном районе и в сходных геологических условиях других районов страны или по результатам специально поставленных исследовательских работ при проходке опорно-технологических скважин на данной площади. Если такие данные отсутствуют, то при выборе диаметров долот можно пользоваться следующими рекомендациями:

Диаметр обсадной трубы,

мм . . . . .	114—127	140—168	178—194	219—245	273—299	324—351	≥377
Зазор, мм . . .	7—10	10—15	15—20	20—25	25—35	30—40	40—50

Цементирование проводят следующим образом:

- а) кондукторы — по всей длине;
- б) промежуточные колонны в нефтяных добывающих скважинах глубиной до 3000 м — на участке не менее 500 м от башмака, а в более глубоких скважинах — по всей длине;
- в) промежуточные колонны в разведочных и газовых скважинах — по всей длине;

г) эксплуатационные колонны в нефтяных добывающих скважинах — на участке от забоя до уровня, расположенного не менее чем на 100 м выше башмака предыдущей колонны, а в газовых и разведочных скважинах — по всей длине; если надежно герметизировать соединения обсадных труб, то в газовых и разведочных скважинах разрешается длину участка цементирования эксплуатационной колонны выбирать так же, как и в нефтяных скважинах.

**Задача 79.** Выбрать конструкцию разведочной скважины при следующих исходных данных: скважина вертикальная, проектная глубина 5600 м, цель бурения — разведка нефти и газа в палеогеновых отложениях II и III ярусов, диаметр эксплуатационной колонны 140 мм, геологическая характеристика площади буровых работ приведена на рис. 6.

Пластовые давления, давления гидроразрыва и давления, при которых возможны интенсивные поглощения бурового раствора, приводятся в табл. 105.

**Решение.** По литологической характеристике разреза выделяем интервалы с приведенной выше характеристикой пластовых давлений:

Номер интервала . . . . .	1	2	3	4	5	6	7	8
Интервал, м	0—1300	1300—1750	1750—2700	2700—3410	3410—3550	3550—4300	4300—4620	4620—5600
Пластовое давление, МПа . .	6,0—13,0	17,0	24,0	36,5	33,0	40,0	49,5	72,0—82,5

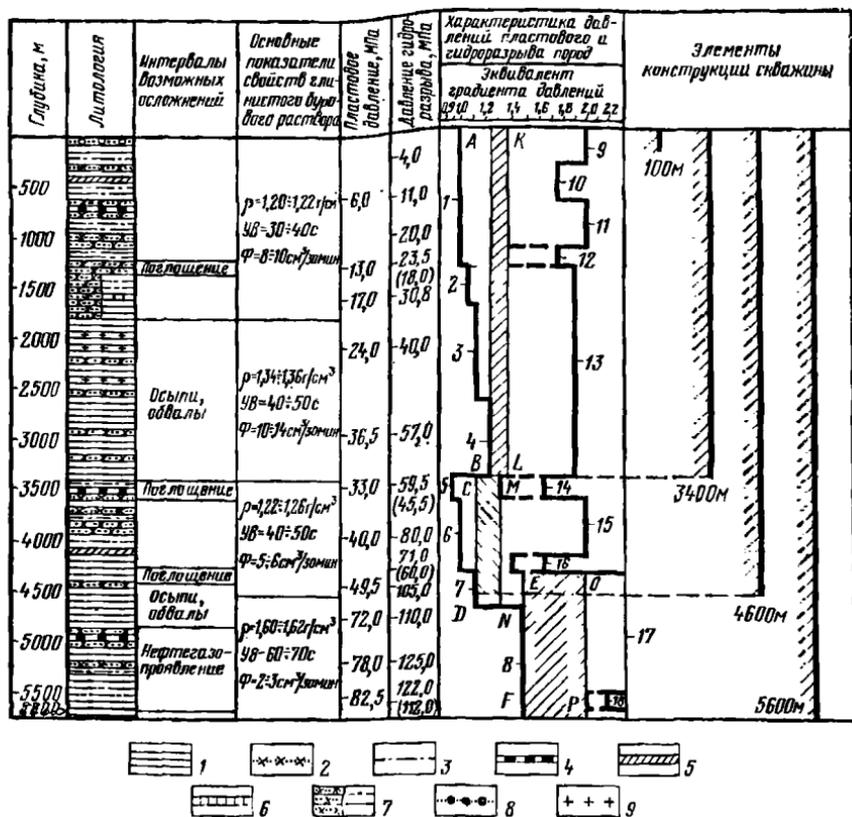


Рис. 6. Совмещенный график давлений для выбора конструкции скважины:  
 1 — глины и аргиллиты; 2 — песчанники; 3 — алевролиты и алевролиты; 4 — роговники;  
 5 — мергели; 6 — известняки; 7 — равномерное тонкое переслаивание песчанников;  
 8 — пески и галечники; 9 — соли

Таблица 105

Глубина, м	Пластовое давление, МПа	Давление гидроразрыва (давление поглощения раствора), МПа	Глубина, м	Пластовое давление, МПа	Давление гидроразрыва (давление поглощения раствора), МПа
200	—	4,0	3500	33,0	59,5 (45,5)
600	6,0	11,0	4000	40,0	80,0
1000	—	20,0	4250	—	71,0 (60,0)
1300	13,0	23,5 (18,0)	4500	49,5	105,0
1625	17,0	30,8	4800	48,0	110,0
2100	24,0	40,0	5250	78,0	125,0
3000	36,5	57,0	5550	82,5	122,0 (112,0)

Для указанных интервалов находим значения эквивалентов градиентов пластовых давлений по формуле

$$p_{пл}/0,01H. \quad (144)$$

Для 1-го интервала (см. рис. 6)  $13,0/(0,01 \cdot 1300) = 1,0$ .

Аналогично для остальных интервалов:

$$2\text{-го} : 17,0/(0,01 \cdot 1625) = 1,04;$$

$$3\text{-го} : 24,0/(0,01 \cdot 2100) = 1,14;$$

$$4\text{-го} : 36,5/(0,01 \cdot 3000) = 1,22;$$

$$5\text{-го} : 33/(0,01 \cdot 3500) = 0,94;$$

$$6\text{-го} : 40/(0,01 \cdot 4000) = 1,0;$$

$$7\text{-го} : 49,5/(0,01 \cdot 4500) = 1,1;$$

$$8\text{-го} : 78/(0,01 \cdot 5250) = 1,49.$$

Строим график изменения пластового и гидростатического давлений бурового раствора в координатах глубина — эквивалент градиента давления. Для этого наносим на график значения эквивалентов градиентов пластовых давлений и строим кривые 1—8. Параллельно оси ординат проводим линии *AB*, *CD*, *EF* касательно к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов пластовых давлений. Эти линии определяют граничные условия по пластовым давлениям для соответствующих интервалов (см. рис. 6).

Аналогично строим кривую эквивалентов давлений гидроразрыва и давлений, вызывающих поглощения бурового раствора.

Выделяем интервалы с аномальной характеристикой давлений гидроразрыва:

Номер интервала . . . . .	9	10	11	12	13
Интервал, м	0—375	375—740	740—1250	1250—1370	1370—3410
Давление гидроразрыва, МПа . . . . .	4,0	11,0	20,0	23,5 (18,0)	17,0—57,0
Номер интервала . . . . .	14	15	16	17	18
Интервал, м	3410—3550	3550—4250	4250—4350	4350—5550	5550—5600
Давление гидроразрыва, МПа . . . . .	59,5 (45,5)	80,0	71,0 (60,0)	110—122	122 (112)

Определяем значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрывов пластов (поглощений бурового раствора) для интервалов:

$$9\text{-го} : p_{гид}/0,01H = 4,0/(0,01 \cdot 200) = 2,0;$$

$$10\text{-го} : 11,0/(0,01 \cdot 600) = 1,83;$$

$$11\text{-го} : 40,0/(0,01 \cdot 1000) = 2,0;$$

$$12\text{-го} : 23,5/(0,01 \cdot 1300) = 1,81; \quad 18,0/(0,01 \cdot 1300) = 1,38;$$

$$13\text{-го} : 30,8/(0,01 \cdot 1625) = 1,89;$$

$$14\text{-го} : 59,5/(0,01 \cdot 3500) = 1,7; \quad 45,5/(0,01 \cdot 3500) = 1,3;$$

$$15\text{-го} : 80/(0,01 \cdot 4000) = 2,0;$$

$$16\text{-го} : 71,0/(0,01 \cdot 4250) = 1,67; \quad 60/(0,01 \cdot 4250) = 1,41;$$

$$17\text{-го} : 110/(0,01 \cdot 4800) = 2,29;$$

$$18\text{-го} : 122/(0,01 \cdot 5550) = 2,2; \quad 112/(0,01 \cdot 5550) = 2,0.$$

Наносим на график значения эквивалентов градиентов давлений гидроразрывов и давлений поглощений и строим кривые 9—18 (на рис. 6 пунктиром показаны давления, при которых начинается интенсивное поглощение бурового раствора).

Параллельно оси ординат проводим линии *KL*, *MN*, *OP*, касательные к крайним точкам кривой эквивалентов градиентов давлений поглощений бурового раствора.

Полученные зоны *ABKL*, *CDMN* и *EFOP* являются зонами совместимых условий бурения (зонами крепления скважины обсадными колоннами). В связи с наличием трех зон крепления конструкция скважины будет представлена тремя обсадными колоннами:

1-ую промежуточную колонну спускают на глубину 3400 м (на 10 м выше окончания зоны *ABKL*); 2-ую промежуточную колонну — на глубину 4600 м (на 20 м выше зоны *CDMN*); эксплуатационную колонну — на глубину 5600 м.

Исходя из требования охраны источников водоснабжения от загрязнения и предотвращения осложнений при бурении под 1-ую промежуточную колонну кондуктор следует опускать на глубину 100 м.

Диаметры обсадных колонн выбираем по номограмме, приведенной на рис. 5. Для труб диаметром 140 мм (ГОСТ 632—80) находим зазор (предварительно заданный зазор для этих труб, по данным практики бурения на данной площади, равен 18 мм). Определяем далее, что требуемый зазор обеспечивается долотом диаметром 190,5 мм; оно может быть использовано в обсадной колонне диаметром 219 мм. Поэтому 2-ую промежуточную колонну принимаем диаметром 219 мм с обычными резьбовыми соединениями (ГОСТ 632—80). Для их спуска требуется зазор 25 мм (зазор задан предварительно). Данной величине зазора соответствует долото диаметром 295,3 мм, которое проходит в колонну диаметром 324 мм. Поэтому принимаем диаметр 1-й промежуточной колонны равным 324 мм.

Для спуска 324-мм колонны из труб с обычными резьбовыми соединениями требуется зазор 21 мм (зазор задан предварительно).

В горизонтальной строке, где указан диаметр трубы 324 мм (ГОСТ 632—80), находим зазор 21 мм, которому соответствует

Таблица 106

Тип обсадной колонны	Глубина спуска, м	Диаметр, мм		Высота подъема тампонажного раствора, м
		колонны	долота	
Кондуктор	100	426	490	100
1-я промежуточная	3400	324	393,7	3400
2-я промежуточная	4600	219	295,3	4600
Эксплуатационная	5600	140	190,5	5600

долото диаметром 393,7 мм. Этим долотом можно бурить в колонне диаметром 426 мм. В соответствии с этим диаметр кондуктора принимаем равным 426 мм. При зазоре 10 мм можно принять долото диаметром 490 мм.

Учитывая, что скважина разведочная, подъем тампонажного цементного раствора за всеми обсадными колоннами проектируется до устья скважины.

Таким образом, конструкция скважины будет иметь следующий вид (табл. 106).

### РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН \*

Обсадные колонны рассчитывают с учетом максимальных значений избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок (при бурении, опробовании, эксплуатации, ремонте скважин и т. д.). Значения внутренних давлений максимальны в период ввода скважин в эксплуатацию (при закрытом устье) или при нагнетании в скважины жидкостей для интенсификации добычи (гидроразрыв). Значения внутренних давлений обычно минимальны при окончании эксплуатации скважин.

Условные обозначения, принятые в формулах.

Расстояние от устья скважины, м:

до башмака колонны . . . . .	$L$
до уровня тампонажного раствора . . . . .	$h$
до уровня жидкости в колонне . . . . .	$H$
до пласта, в котором возможны нефтегазопроводления . . . . .	$l$
до верхнего конца $i$ -й секции обсадной колонны . . . . .	$L_i$
до рассчитываемого сечения . . . . .	$z$

Длина  $i$ -й секции обсадной колонны, м . . . . .  $l_i$

Относительная плотность газа по воздуху . . . . .  $\rho_{г. отн}$

Плотность, г/см<sup>3</sup>:

опрессовочной жидкости . . . . .	$\rho_{о. ж}$
бурового раствора за колонной . . . . .	$\rho_{б. р}$
жидкости в колонне . . . . .	$\rho_{в}$
тампонажного цементного раствора за колонной . . . . .	$\rho_{ц. р}$
вышележащих пород (средняя) . . . . .	$\rho_{п}$
бурового раствора в колонне . . . . .	$\rho_{к}$
жидкости в колонне в процессе проявления (минимальная) . . . . .	$\rho_0$

Давление, МПа:

избыточное внутреннее на устье в период ввода скважины в эксплуатацию . . . . .	$p_{в. и. у}$
внутреннее избыточное на глубине $z$ . . . . .	$p_{в. и. z}$
наружное избыточное на глубине $z$ . . . . .	$p_{н. и. z}$
избыточное критическое наружное, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести . . . . .	$p_{кр}$
избыточное внутреннее, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести . . . . .	$p_{вд}$
пластовое давление на глубине $z$ . . . . .	$p_{пл. z}$

\* Выполнен в соответствии с инструкцией по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин [9].

наименьшее внутреннее в газонефтяной и газовой скважинах при окончании эксплуатации внутреннее на глубине $z$ . . . . .	$P_{вz}$
наружное на глубине $z$ . . . . .	$P_{вz}$
опрессовки . . . . .	$P_{оп}$
Вес колонны, Н (МН):	
1 м $i$ -й секции (теоретический) . . . . .	$q_i$
$i$ -й секции . . . . .	$Q_i$
общий вес подобранных секций . . . . .	$Q$
Нагрузка, МН:	
страгивающая . . . . .	$P_{стр}$
допустимая осевая . . . . .	$P_{доп}$
Температура газа, К:	
на устье скважины . . . . .	$T_y$
на забое скважины . . . . .	$T_z$
средняя . . . . .	$T_{ср}$
Коэффициент сжимаемости газа . . . . .	$m$
Коэффициент разгрузки цементного кольца . . . . .	$k$
Коэффициент запаса прочности при расчете:	
на наружное избыточное давление . . . . .	$n_{кр}$
на внутреннее избыточное давление . . . . .	$n_{в}$
на растяжение . . . . .	$n_{стр}$
Коэффициент разгрузки цементного кольца $k$ составляет:	
Диаметр колонны, мм . . . . .	114—178    194—245    273—324    340—508
Коэффициент $k$ . . . . .	0,25        0,30        0,35        0,40

При расчете обсадных колонн рекомендуются трубы следующей овальности:

Диаметр труб, мм	<219	245—324	>324
Овальность труб . .	0,01	0,015	0,02

Рекомендуемые величины коэффициентов запаса прочности при расчете:

а) на наружное избыточное давление —  $n_{кр}$ : 1,0—1,3 для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, в зависимости от устойчивости коллектора; 1,0 — для остальных секций. Эти значения  $n_{кр}$  увеличивают на 10 % для интервалов, в которых осевые растягивающие напряжения в колонне превышают  $0,5\sigma_T$ ;

б) на внутреннее избыточное давление —  $n_{в}$ : 1,15 — для труб диаметром 114—219 мм; 1,52 — свыше 219 мм;

в) на растяжение (страгивание) —  $n_{стр}$  (табл. 107).

Т а б л и ц а 107

Диаметр трубы, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса проч- ности $n_{стр}$ для скважин	
		верти- кальных	наклонно- направлен- ных
114—168	<3000	1,15	1,30
	>3000	1,30	1,30
178—219	<1500	1,30	1,45
	>1500	1,45	1,45

В газовых скважинах при  $L \leq 1000$  м и  $p_{пл} \leq 10$  МПа, а также при  $p_{пл} \leq 4$  МПа и любом  $L$  допустимо считать, что внутреннее давление по всей глубине скважины равно пластовому. По окончании эксплуатации газовой скважины ( $H = L$ ) за внутреннее давление  $p_{мин}$  принимают наименьшие устьевое и забойное давления для заданного диаметра эксплуатационной колонны.

Внутреннее давление в нагнетательных скважинах определяют с учетом максимальных устьевое и забойное давлений при закачке жидкости или газа. При ремонтных работах, гидроразрывах и т. д. внутреннее давление определяют с учетом максимального устьевое давления.

Если наружное давление в зоне проницаемых пород на зацементированном участке окажется меньше пластового давления, то расчет ведут по последнему. В интервале залегания пород, склонных к текучести, паружное давление определяют по полному горному давлению.

В табл. 108 приведены минимальные избыточные внутренние давления при испытании колонны на герметичность.

Т а б л и ц а 108

Наружный диаметр колонны, мм	Минимальное избыточное внутреннее давление, МПа	Наружный диаметр колонны, мм	Минимальное избыточное внутреннее давление, МПа
114—127	12,0	219—245	7,0
141—146	10,0	273—351	6,0
168	9,0	377—426	5,0
178—194	7,5		

Расчет обсадных колонн с трапецидальной резьбой на растяжение проводят, исходя из допустимой нагрузки. При спуске обсадных колонн секциями за длину колонны принимают длину секции.

### Расчетные схемы и формулы

На рис. 7 приведены расчетные схемы I—V: первые четыре соответствуют нефтяным скважинам, пятая — газовой скважине.

Точки 1—4 — характерные точки, в которых определяют избыточные наружные давления на стадии окончания эксплуатации; точки а, б, в — характерные точки, в которых определяют внутренние избыточные давления при испытании колонны на герметичность.

Ниже приводятся расчетные формулы.

Схема I. Наружные избыточные давления в точках:

$$1 : z = 0; \quad p_{н. и з} = 0,01 \rho_{б. р z}; \quad (145)$$

$$2 : z = h; \quad p_{н. и з} = 0,01 \rho_{б. р h}; \quad (146)$$

$$3 : z = L; \quad p_{н. и з} = 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{в}) L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р}) h + \rho_{в} H] (1 - k). \quad (147)$$

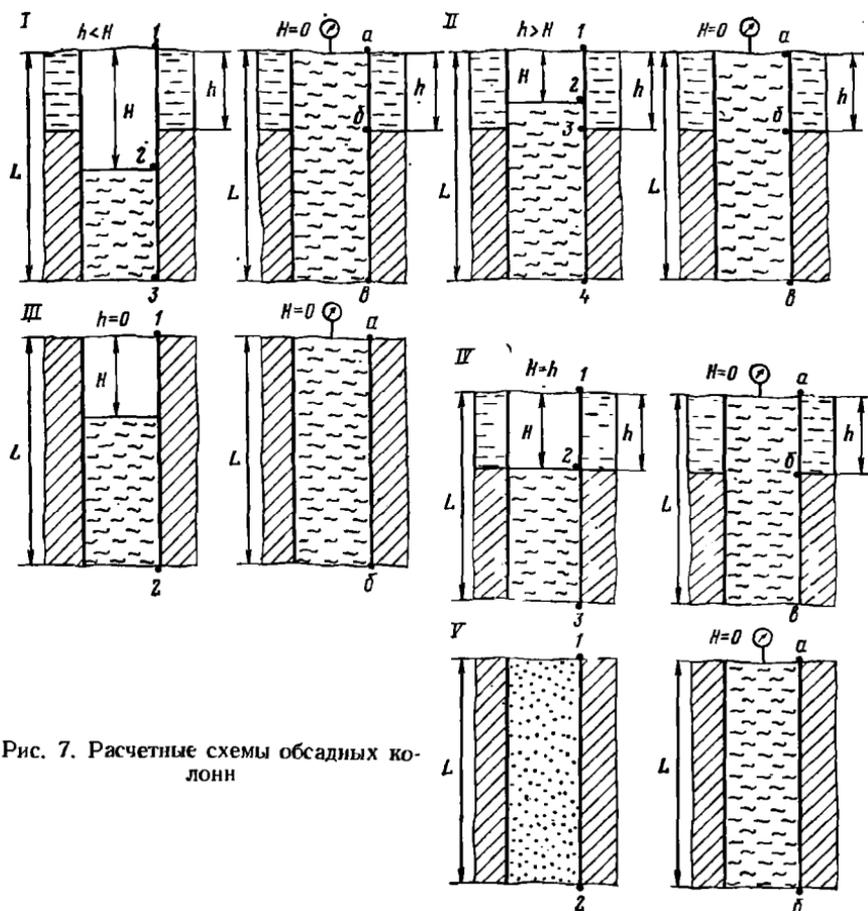


Рис. 7. Расчетные схемы обсадных колонн

Внутренние избыточные давления в точках:

$$a: z = 0; \quad p_{в. и з} = 1,1p_{у} \quad \text{или} \quad p_{в. и з} = p_{оп} \quad (148)$$

(принимается большая величина)

$$b: z = h; \quad p_{в. и з} = 1,1p_{у} - 0,01(\rho_{б. р} - \rho_{о. ж})z \quad (149)$$

при  $1,1p_{у} > p_{оп}$  или

$$p_{в. и з} = p_{оп} - 0,01(\rho_{б. р} - \rho_{о. ж})z \quad \text{при} \quad 1,1p_{у} \leq p_{оп}. \quad (150)$$

Здесь  $p_{оп}$  — минимальное внутреннее давление

$$a: z = L; \quad p_{в. и з} = \{1,1p_{у} - 0,01[(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж})L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р})h]\} (1 - k) \quad (151)$$

при  $1,1p_{у} > p_{оп}$

или

$$p_{в. и з} = \{p_{оп} - 0,01[(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж})L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р})h]\} (1 - k) \quad (152)$$

при  $1,1p_{у} \leq p_{оп}$ .

Схема II. Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; \quad p_{н. и z} = 0,01\rho_{б. р} z; \quad (153)$$

$$2: z = H; \quad p_{н. и z} = 0,01\rho_{б. р} H; \quad (154)$$

$$3: z = h; \quad p_{н. и z} = 0,01 [\rho_{б. р} z - \rho_{в} (z - H)]; \quad (155)$$

$$4: z = L; \quad p_{н. и z} = 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{в}) L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р}) h + \rho_{в} H] (1 - k). \quad (156)$$

Внутренние избыточные давления в точках:

$$a: z = 0; \quad p_{в. и z} = 1,1p_{у} \quad \text{или} \quad p_{в. и z} = p_{оп} \quad (\text{принимается большая величина}); \quad (157)$$

$$б: z = h; \quad p_{в. и z} = 1,1p_{у} = 0,01 (\rho_{б. р} - \rho_{о. ж}) z \quad \text{при} \quad 1,1p_{у} > p_{оп} \quad (158)$$

$$\text{или} \quad p_{в. и z} = p_{оп} - 0,01 (\rho_{б. р} - \rho_{о. ж}) z \quad \text{при} \quad 1,1p_{у} \leq p_{оп};$$

$$в: z = L; \quad p_{в. и z} = \{1,1p_{у} - 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж}) L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р}) h]\} (1 - k) \quad (159)$$

при  $1,1p_{у} > p_{оп}$  или

$$p_{в. и z} = \{p_{оп} - 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж}) L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р}) h]\} (1 - k) \quad (160)$$

при  $1,1p_{у} \leq p_{оп}$ .

Схема III. Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; \quad p_{н. и z} = 0,01\rho_{ц. р} z;$$

$$2: z = L; \quad p_{н. и z} = 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{в}) L + \rho_{в} H] (1 - k).$$

Внутренние избыточные давления в точках:

$$a: z = 0; \quad p_{в. и z} = 1,1p_{у} \quad \text{или} \quad p_{в. и z} = p_{оп} \quad (\text{принимается большая величина});$$

$$б: z = L; \quad p_{в. и z} = \{1,1p_{у} - 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж}) L]\} (1 - k) \quad \text{при} \quad 1,1p_{у} > p_{оп}$$

или  $p_{в. и z} = \{p_{оп} - 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж}) L]\} (1 - k) \quad \text{при} \quad 1,1p_{у} \leq p_{оп}$ .

Схема IV. Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; \quad p_{н. и z} = 0,01\rho_{б. р} z; \quad 2: z = h; \quad p_{н. и z} = 0,01\rho_{б. р} z;$$

$$3: z = L; \quad p_{н. и z} = 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{в}) L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р}) h + \rho_{в} H] (1 - k).$$

Внутренние избыточные давления в точках:

$$a: z = 0; \quad p_{в. и z} = 1,1p_{у} \quad \text{или} \quad p_{в. и z} = p_{оп} \quad (\text{принимается большая величина});$$

$$б: z = h; \quad p_{в. и z} = 1,1p_{у} - 0,01 (\rho_{б. р} - \rho_{о. ж}) z \quad \text{при} \quad 1,1p_{у} > p_{оп} \quad \text{или}$$

$$p_{в. и z} = p_{оп} - 0,01 (\rho_{б. р} - \rho_{о. ж}) z \quad \text{при} \quad 1,1p_{у} \leq p_{оп};$$

$$в: z = L; \quad p_{в. и z} = \{1,1p_{у} - 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж}) L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р}) h]\} (1 - k)$$

при  $1,1p_{у} > p_{оп}$  или

$$p_{в. и z} = \{p_{оп} - 0,01 [(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж}) L - (\rho_{ц. р} - \rho_{б. р}) h]\} (1 - k)$$

при  $1,1p_{у} \leq p_{оп}$ .

Примечание. Для всех приведенных выше схем

$$p_{у} = p_{пл} L - 0,01\rho_{в} L. \quad (161)$$

Схема V. Наружные избыточные давления в точках:

$$1: z = 0; \quad p_{н. и z} = 0,01\rho_{ц. р}z; \quad (162)$$

$$2: z = L; \quad p_{н. и z} = [0,01(\rho_{ц. р}L) - p_{\min}](1 - K). \quad (163)$$

Внутренние избыточные давления в точках:

$$а: z = 0; \quad p_{в. и z} = 1,1p_y \text{ или } p_{в. и z} = p_{оп} \text{ (принимается большая величина);}$$

$$б: z = L; \quad p_{в. и z} = \{1,1p_y - 0,01(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж})L\}(1 - k) \text{ при } 1,1p_y > p_{оп} \\ \text{или } p_{в. и z} = \{p_{оп} - 0,01(\rho_{ц. р} - \rho_{о. ж})L\}(1 - k) \text{ при } 1,1p_y \leq p_{оп}.$$

Для газовых скважин:

$$p_y = p_{вz} = p_{пл}/e^s; \quad (164)$$

$$e^s = (2 + s)/(2 - s); \quad (165)$$

$$s = \frac{0,03415\rho_{г. отн}(L - z)}{mT_{ср}}; \quad (166)$$

$$T_{ср} = (T_y + T_z)/2. \quad (167)$$

Примечания: 1. Если  $p_{н. и L} < p_{н. и h}$ , то расчетное давление на всем зацементированном участке принимается равным  $p_{п. и h}$ .

2. Если  $p_{н. и z}$ , определенное по составному столбу с учетом разгрузки, окажется больше, чем давление, определенное по столбу бурового раствора за колонной, то расчет проводят по следующим формулам:

а) для нефтяных скважин

$$p_{н. и z} = 0,01\rho_{б. р}z \quad \text{при } 0 \leq z \leq H;$$

$$p_{н. и z} = 0,01[\rho_{б. р}z - \rho_{в}(z - H)] \quad \text{при } H \leq z \leq L;$$

б) для газовых скважин

$$p_{н. и z} = 0,01\rho_{б. р}z - p_{\min} \quad \text{при } 0 \leq z \leq L.$$

3. Избыточное наружное давление на глубине  $z$  с учетом пластового давления определяют по формуле

$$p_{н. и z} = p_{плz} - p_{вz}.$$

В интервале залегания пород, склонных к текучести, давление определяют по формуле

$$p_{н. и z} = 0,01\rho_{п}z - p_{вz}. \quad (168)$$

4. Избыточное внутреннее давление на глубине  $z$  с учетом пластового давления определяют по формулам:

$$p_{в. и z} = 1,1p_y + 0,01\rho_{о. ж}z - p_{плz} \quad \text{при } 1,1p_y > p_{оп}; \quad (169)$$

$$p_{в. и z} = p_{оп} + 0,01\rho_{о. ж}z - p_{плz} \quad \text{при } 1,1p_y \leq p_{оп}. \quad (170)$$

5. Если  $Q$  окажется близким к  $p_{доп}$ , длину секции из расчета на растяжение определяют по формуле

$$l_i = (p_{доп} - Q)/q_i, \quad (171)$$

где  $q_i$  — вес 1 м труб  $i$ -й секции;

$$p_{доп} = p_{стр}/n_{стр}. \quad (172)$$

**КРИТИЧЕСКИЕ ДАВЛЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ, МПа  
(ГОСТ 632—80)**

Т а б л и ц а 109

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К	Е	Л	М	Р
<i>Овальность 0,01</i>								
114	6	21,3	24,3	29,3	31,0	33,9	36,2	39,4
	7	27,2	31,5	39,2	42,0	47,0	51,2	57,6
	8	33,0	38,5	48,8	52,8	60,2	66,8	77,5
	9	38,5	45,5	58,0	63,0	73,0	82,0	77,5
127	6	17,7	19,9	23,5	24,5	26,5	27,9	29,8
	7	23,1	26,5	32,3	34,3	37,8	40,6	44,6
	8	28,4	32,9	41,1	44,2	49,7	54,3	61,5
	9	33,5	39,2	49,8	53,9	61,5	68,3	79,5
140	6	14,7	16,3	18,8	19,6	20,8	21,7	22,9
	7	19,6	22,2	26,5	27,9	30,3	32,1	34,7
	8	24,5	28,1	34,6	36,9	40,8	44,0	48,7
	9	29,2	34,0	42,6	45,8	51,6	56,6	64,4
	10	33,9	39,6	50,4	54,6	62,3	69,3	80,8
	11	38,5	45,2	53,0	63,1	72,8	81,7	97,3
146	6,5	15,8	17,7	20,5	21,4	22,9	24,0	25,4
	7	18,2	20,5	24,2	25,4	27,4	29,0	31,0
	8	22,9	26,2	31,9	33,9	37,3	40,0	43,9
	9	27,5	31,8	39,6	42,5	47,6	51,9	58,5
	10	32,0	37,3	47,2	51,0	58,0	64,1	74,0
	11	36,4	42,7	54,6	59,3	68,1	76,1	89,9
168	6,5	11,9	13,0	14,6	15,1	15,9	16,4	17,2
	7	13,8	15,3	17,5	18,2	19,2	20,0	21,1
	8	17,9	20,2	23,8	25,0	26,9	28,3	30,3
	9	22,0	25,1	30,4	38,3	35,3	37,8	41,3
	10	26,0	30,0	37,1	39,7	44,3	48,0	53,6
	11	29,9	34,8	43,8	47,1	53,3	58,3	66,8
	12	34,0	39,5	50,3	54,4	62,1	69,1	80,5
	14	41,5	48,8	62,9	68,5	79,3	89,5	107,8
178	7	12,4	13,6	15,3	15,8	16,7	17,3	18,1
	8	16,2	18,1	21,0	22,0	23,5	24,6	26,2
	9	20,0	22,7	27,2	28,7	31,2	33,1	35,5
	10	23,8	27,4	33,5	35,7	39,5	42,5	46,9
	11	27,6	32,0	39,9	42,8	48,0	52,3	59,0
	12	31,3	36,5	46,1	49,8	56,5	62,3	71,7
	14	38,6	45,3	58,2	63,3	73,0	82,0	97,7

Условный наружный диаметр трубы, м	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К	Е	Л	М	Р
194	7	10,2	11,1	12,3	12,7	13,3	13,7	14,3
	8	13,6	15,1	17,2	19,9	18,9	19,7	20,7
	9	17,2	19,3	22,6	23,7	25,4	26,7	28,5
	10	20,7	23,6	28,3	30,0	32,6	34,7	37,7
	11	27,7	32,0	40,0	42,9	41,1	52,5	52,1
	14	34,4	40,3	51,3	55,6	63,6	70,8	82,8
219	7	7,7	8,2	8,9	9,2	9,4	9,7	10,0
	8	10,5	11,4	12,7	13,1	13,6	14,1	14,7
	9	13,5	14,9	17,0	17,6	18,6	19,4	20,4
	10	16,6	18,6	21,7	22,7	24,3	25,5	27,2
	11	19,7	22,4	26,7	28,2	30,6	32,5	35,1
	12	22,8	26,2	31,9	33,9	37,9	40,0	43,8
245	7	5,9	6,2	6,6	6,8	7,0	7,1	7,3
	8	8,1	8,7	9,5	9,8	10,1	10,4	10,7
	9	10,7	11,6	12,9	13,3	13,9	14,4	15,0
	10	13,4	14,8	16,8	17,4	18,4	19,2	20,1
	11	16,2	18,1	21,0	22,0	23,5	24,6	26,2
	12	18,7	21,5	25,5	26,8	29,0	30,7	33,0
	14	24,5	28,2	34,7	37,0	41,0	44,2	49,0
	16	30,3	35,1	43,1	45,6	50,0	53,2	58,0
273	7	4,4	4,6	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
	8	6,2	6,6	7,1	7,2	7,4	7,6	7,8
	9	8,3	8,9	9,7	10,0	10,3	10,6	11,0
	10	10,6	11,5	12,8	12,8	13,2	14,0	14,1
	12	15,4	17,2	19,9	19,9	20,8	23,2	24,5
	14	20,2	23,0	27,7	27,7	29,0	32,6	34,0
299	8	5,0	5,2	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1
	9	6,7	7,1	7,7	7,8	8,1	8,3	8,5
	10	8,6	9,3	10,1	10,4	10,1	11,1	11,5
	11	10,7	11,6	13,1	13,4	14,0	14,4	15,1
	12	12,9	14,2	16,1	16,7	17,1	18,3	19,2
324	9	5,4	5,7	6,1	6,2	6,4	6,5	6,7
	10	7,1	7,5	8,2	8,3	8,6	8,7	9,1
	11	8,9	9,6	10,5	10,8	11,2	11,5	12,0
	12	10,6	11,8	13,2	14,0	14,2	14,7	15,3
340	9	4,8	5,1	5,4	5,5	5,6	5,7	5,9
	10	6,3	6,7	7,2	7,3	7,5	7,7	7,9
	11	7,9	8,5	9,3	9,5	9,8	10,1	10,4
	12	9,7	10,5	11,6	12,0	12,5	12,9	13,4
351	9	4,4	4,6	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
	10	5,8	6,1	6,6	6,7	6,9	7,0	7,1
	11	7,3	7,8	8,5	8,7	9,0	9,2	9,5
	12	9,0	9,7	10,7	11,0	11,4	11,7	12,2

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К	Е	Л	М	Р
377	9	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3
	10	4,8	5,1	5,4	5,5	5,6	5,7	5,9
	11	6,2	6,5	7,0	7,1	7,4	7,5	7,7
	12	7,6	8,1	8,9	9,1	9,4	9,6	9,9
407	9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,5
	10	4,0	4,1	4,4	4,4	4,5	4,6	4,7
	11	5,1	5,3	5,7	5,8	6,0	6,1	6,2
	12	6,3	6,7	7,2	7,4	7,6	7,8	8,0
426	10	3,5	3,7	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1
	11	4,5	4,7	5,0	5,1	5,2	5,3	5,5
	12	5,6	6,0	6,4	6,5	6,7	6,8	7,0
508	11	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3
<i>Овальность 0,015</i>								
245	7	5,3	5,6	6,2	6,3	6,6	6,8	7,0
	8	7,2	7,8	8,7	9,0	9,4	9,8	10,2
	9	9,4	10,3	11,7	12,2	12,9	13,4	14,2
	10	11,8	13,1	15,1	15,8	16,9	17,7	18,9
	11	14,2	16,0	18,8	19,8	21,3	22,6	24,4
	12	16,7	19,0	22,7	24,0	26,2	28,0	30,6
	14	21,8	25,1	30,9	33,0	36,8	39,9	44,8
273	7	4,0	4,2	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1
	8	5,6	6,0	6,5	6,7	7,0	7,2	7,5
	9	7,3	8,0	8,9	9,2	9,6	10,0	10,4
	10	9,3	10,2	11,6	12,0	12,7	13,2	14,0
	12	13,6	15,2	17,8	18,7	20,1	21,3	22,9
299	8	4,5	4,8	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8
	9	6,0	6,4	7,1	7,3	7,6	7,8	8,1
	10	7,6	8,3	9,3	9,6	10,1	10,4	10,9
	11	9,4	10,4	11,8	12,2	12,9	13,5	14,2
12	11,4	12,6	14,5	15,1	16,2	16,9	18,1	
324	9	4,9	5,2	5,7	5,8	6,0	6,2	6,5
	10	6,3	6,8	7,5	7,7	8,1	8,3	8,7
	11	7,9	8,6	9,6	9,9	10,4	10,8	11,4
	12	9,5	10,5	11,9	12,4	13,1	13,7	14,4
340	9	4,3	4,6	5,0	5,1	5,3	5,4	5,6
	10	5,6	6,0	6,0	6,8	7,1	7,3	7,6
	11	7,1	7,6	8,5	8,8	9,2	9,5	9,9
	12	8,6	9,4	10,6	11,0	11,6	12,0	12,7

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К	Е	Л	М	Р
351	9	4,0	4,2	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1
	10	5,2	5,6	6,1	6,2	6,5	6,7	6,9
	11	6,5	7,1	7,8	8,0	8,4	8,7	9,1
	12	8,0	8,7	9,8	10,1	10,6	11,0	11,6
377	9	3,3	3,5	3,8	3,8	4,0	4,1	4,2
	10	4,4	4,6	5,0	5,1	5,3	5,5	5,7
	11	5,5	5,9	6,5	6,6	6,9	7,1	7,4
	12	6,8	7,3	8,1	8,4	8,8	9,1	9,5
407	9	2,7	2,9	3,1	3,1	3,2	3,3	3,4
	10	3,6	3,8	4,1	4,2	4,3	4,4	4,6
	11	4,6	4,9	5,3	5,4	5,6	5,8	6,0
	12	5,7	6,1	6,7	6,9	7,1	7,4	7,7
426	10	3,2	3,4	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0
	11	4,1	4,3	4,7	4,8	5,0	5,1	5,3
	12	5,1	5,4	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7
508	11	2,6	2,7	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2
<i>Овальность 0,02</i>								
340	9	4,0	4,3	4,7	4,9	5,0	5,2	5,4
	10	5,1	5,5	6,2	6,4	6,7	6,7	7,3
	11	6,4	7,0	7,9	8,2	8,6	9,0	9,5
	12	7,8	8,5	7,8	10,2	10,8	11,3	12,1
351	9	3,7	3,9	4,3	4,4	4,6	4,7	4,9
	10	4,7	5,1	5,7	5,8	6,1	6,3	6,7
	11	5,9	6,5	7,2	7,5	7,9	8,2	8,7
	12	7,2	7,9	9,0	9,4	9,9	10,4	11,0
377	9	3,1	3,3	3,6	3,6	3,8	3,9	4,0
	10	4,0	4,3	4,7	4,8	5,0	5,2	5,4
	11	5,0	5,4	6,0	6,2	6,5	6,8	7,1
	12	6,1	6,7	7,5	7,8	8,2	8,6	9,0
407	9	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3
	10	3,3	3,5	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4
	11	4,2	4,5	5,0	5,1	5,3	5,5	5,8
	12	5,2	5,6	6,2	6,4	6,7	7,0	7,4
426	10	2,9	3,1	3,4	3,5	3,6	3,7	3,9
	11	3,7	4,0	4,4	4,5	4,7	4,9	5,1
	12	4,6	5,0	5,5	5,7	6,0	6,2	6,5
508	11	2,4	2,5	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1

**РАСТЯГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ (В МН), ПРИ КОТОРЫХ  
НАПРЯЖЕНИЕ В ТЕЛЕ ТРУБЫ ДОСТИГАЕТ  
0,5 ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ**

Т а б л и ц а 110

Условный наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К'	Е	Л	М	Р
114	6	0,32	0,43	0,50	0,55	0,67	0,77	0,97
	7	0,37	0,45	0,60	0,65	0,77	0,87	1,12
	8	0,42	0,59	0,67	0,72	0,87	1,00	1,27
	9	0,45	0,53	0,70	0,77	0,93	1,05	1,33
127	6	0,36	0,43	0,57	0,62	0,75	0,85	1,07
	7	0,42	0,50	0,65	0,72	0,85	1,00	1,25
	8	0,48	0,57	0,75	0,82	0,97	1,12	1,42
	9	0,52	0,62	0,82	0,92	1,07	1,15	1,57
140	6	0,40	0,48	0,62	0,70	0,82	0,95	1,20
	7	0,46	0,55	0,72	0,80	0,95	1,10	1,37
	8	0,52	0,62	0,82	0,90	1,07	1,25	1,57
	9	0,60	0,70	0,92	1,02	1,20	1,37	1,75
	10	0,65	0,77	1,02	1,12	1,32	1,52	1,92
	11	0,70	0,85	1,10	1,22	1,45	1,67	2,10
146	6,5	0,45	0,55	0,70	0,77	0,92	1,07	1,35
	7	0,49	0,57	0,77	0,85	1,00	1,15	1,45
	8	0,55	0,65	0,87	0,95	1,12	1,30	1,65
	9	0,62	0,72	0,97	1,07	1,25	1,45	1,85
	10	0,67	0,80	1,07	1,17	1,40	1,60	2,02
	11	0,75	0,87	1,17	1,27	1,52	1,75	2,22
168	6,5	0,52	0,62	0,82	0,90	1,07	1,25	1,56
	7	0,57	0,67	0,87	0,97	1,15	1,32	1,67
	8	0,65	0,77	1,00	1,10	1,30	1,50	1,90
	9	0,72	0,85	1,12	1,22	1,47	1,70	2,15
	10	0,80	0,90	1,25	1,37	1,62	1,82	2,35
	11	0,87	1,02	1,35	1,50	1,77	2,02	2,57
	12	0,95	1,12	1,47	1,62	1,92	2,20	2,80
	14	1,08	1,28	1,70	1,85	2,20	2,55	3,24
178	7	0,60	0,70	0,96	1,02	1,22	1,40	1,77
	8	0,67	0,80	1,07	1,17	1,37	1,60	2,02
	9	0,77	0,90	1,20	1,30	1,55	1,80	2,22
	10	0,85	1,00	1,32	1,45	1,70	1,97	2,50
	11	0,97	1,10	1,45	1,57	1,87	2,15	2,72
	12	1,00	1,17	1,55	1,72	2,02	2,35	2,97
	14	1,15	1,37	1,80	1,97	2,35	2,70	3,42
194	7	0,65	0,77	1,02	1,12	1,32	1,65	1,95
	8	0,75	0,87	1,17	1,27	1,52	1,75	2,22
	9	0,82	1,00	1,30	1,47	1,70	1,85	2,47
	10	0,92	1,10	1,45	1,57	1,87	2,17	2,75
	12	1,10	1,30	1,70	1,87	2,22	2,57	3,25
	14	1,27	1,50	1,97	2,17	2,57	2,95	3,75
219	7	0,75	0,87	1,17	1,27	1,52	1,75	2,22
	8	0,85	1,00	1,32	1,45	1,72	2,00	2,52

Условный наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К	Е	Л	М	Р
219	9	0,95	1,12	1,47	1,62	1,92	2,22	2,82
	10	1,05	1,25	1,65	1,80	2,12	2,45	3,12
	11	2,15	1,37	1,80	1,97	2,33	2,70	3,42
	12	1,25	1,47	1,95	2,15	2,52	2,92	3,70
245	7	0,82	1,00	1,30	1,42	1,70	1,95	2,47
	8	0,95	1,12	1,47	1,62	1,92	2,22	2,82
	9	1,07	1,27	1,67	1,82	2,15	2,50	3,15
	10	1,17	1,40	1,85	2,02	2,40	2,75	3,50
	11	1,30	1,52	2,02	2,22	2,62	3,02	3,82
	12	1,40	1,67	2,20	2,40	2,85	3,27	4,15
	14	1,62	1,92	2,52	2,77	3,30	3,80	4,82
273	7	0,92	1,10	1,45	1,60	1,90	2,20	2,77
	8	1,07	1,27	1,67	1,82	2,17	2,50	3,17
	9	1,20	1,42	1,87	2,05	2,42	2,80	3,55
	10	1,32	1,57	2,05	2,22	2,67	3,10	3,92
	12	1,57	1,82	2,45	2,70	3,20	3,70	4,67
299	8	1,17	1,37	1,82	2,00	2,37	2,72	3,47
	9	1,30	1,55	2,05	2,25	2,65	3,07	3,87
	10	1,45	1,72	2,22	2,50	2,95	3,40	4,30
	11	1,60	1,87	2,47	2,72	3,22	3,72	4,72
324	12	1,72	2,05	2,70	2,97	3,50	4,05	5,13
	9	1,42	1,70	2,22	2,45	2,90	3,35	4,22
	10	1,57	1,87	2,47	2,70	3,20	3,70	4,70
	11	1,72	2,05	2,70	2,97	3,50	4,05	5,13
340	12	1,87	2,22	2,95	3,22	3,82	4,40	5,60
	9	1,50	1,77	2,32	2,57	3,02	3,50	4,45
	10	1,65	1,97	2,60	2,85	3,37	3,88	4,92
	11	1,82	2,15	2,85	3,12	3,70	4,25	5,40
351	12	1,97	2,35	3,07	3,40	4,02	4,63	5,87
	9	1,55	1,82	2,42	2,65	3,40	3,62	4,60
	10	1,72	2,02	2,67	2,95	3,47	4,00	5,10
	11	1,87	2,22	2,92	3,22	3,82	4,40	5,60
377	12	2,05	2,42	3,20	3,50	4,15	4,80	6,05
	9	1,67	1,97	2,60	2,85	3,37	3,90	4,95
	10	1,85	2,20	2,87	3,17	3,75	4,32	5,35
	11	2,02	2,40	3,15	3,47	4,10	4,75	6,00
407	12	2,20	2,62	3,45	3,77	4,47	5,15	6,53
	9	1,80	2,12	2,80	3,07	3,65	4,12	5,35
	10	2,00	2,37	3,10	3,42	4,05	4,67	5,90
	11	2,17	2,60	3,42	3,75	4,45	5,12	6,50
425	12	2,37	2,82	3,72	4,07	4,82	5,57	7,05
	10	2,10	2,47	3,27	3,60	4,25	4,90	6,20
	11	2,30	2,72	3,57	3,95	4,65	5,37	6,80
508	12	2,50	2,97	3,90	4,30	5,07	5,85	7,40
	11	2,75	3,25	4,30	4,72	5,58	6,45	8,15

**СТРАГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ СОЕДИНЕНИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ  
(В МН) (ГОСТ 632—80), РАССЧИТАННЫЕ ПО ФОРМУЛЕ  
ЯКОВЛЕВА—ШУМИЛОВА ДЛЯ ТРУБ С НОРМАЛЬНОЙ  
РЕЗЬБОЙ (ПРИ  $\varphi = 7^\circ$ )**

Т а б л и ц а 111

Условный диаметр наружной трубы, мм	Толщина стенки, мм	Теоретический вес 1 м колонны, Н	Группа прочности материала труб						
			С	Д	К	Е	Л	М	Р
114	6	164	0,38	0,45	0,60	0,65	0,77	0,89	1,13
	7	189	0,46	0,55	0,72	0,80	0,94	1,09	1,38
	8	214	0,55	0,65	0,85	0,94	1,11	1,28	1,62
	9	237	0,63	0,75	0,98	1,08	1,27	1,48	1,86
127	6	185	0,41	0,49	0,64	0,71	0,84	0,96	1,22
	7	213	0,52	0,61	0,80	0,89	1,05	1,21	1,53
	8	241	0,61	0,72	0,95	1,04	1,23	1,42	1,80
	9	268	0,70	0,83	1,09	1,20	1,42	1,64	2,07
140	6	205	0,45	0,54	0,71	0,78	0,92	1,06	1,34
	7	236	0,57	0,67	0,88	0,97	1,15	1,33	1,68
	8	267	0,67	0,79	1,04	1,15	1,36	1,57	1,98
	9	298	0,78	0,92	1,21	1,34	1,58	1,82	2,31
	10	328	0,87	1,03	1,36	1,49	1,76	2,03	2,58
	11	356	0,97	1,15	1,51	1,67	1,96	2,26	2,87
146	6,5	232	0,54	0,64	0,85	0,93	1,10	1,27	1,61
	7	248	0,60	0,71	0,93	1,03	1,21	1,40	1,77
	8	280	0,70	0,84	1,10	1,21	1,43	1,65	2,09
	9	312	0,81	0,96	1,20	1,39	1,64	1,90	2,40
	10	343	0,91	1,08	1,43	1,57	1,86	2,14	2,71
	11	374	1,02	1,21	1,59	1,75	2,06	2,38	3,02
168	6,5	268	0,62	0,73	0,96	1,06	1,25	1,44	1,83
	7	287	0,68	0,80	1,06	1,16	1,38	1,59	2,01
	8	325	0,80	0,95	1,25	1,38	1,63	1,88	2,38
	9	362	0,92	1,10	1,44	1,59	1,87	2,16	2,74
	10	399	1,04	1,24	1,63	1,79	2,12	2,44	3,09
	11	435	1,16	1,38	1,82	2,00	2,36	2,72	3,45
	12	471	1,28	1,52	2,00	2,20	2,60	3,00	3,80
	14*	543	1,51	1,79	2,36	2,60	3,07	3,54	4,48
178	7	305	0,71	0,84	1,11	1,22	1,44	1,67	2,11
	8	345	0,84	1,00	1,31	1,44	1,71	1,97	2,49
	9	384	0,97	1,15	1,51	1,66	1,97	2,27	2,87
	10	424	1,09	1,30	1,71	1,88	2,22	2,56	3,25
	11	462	1,22	1,45	1,90	2,10	2,48	2,86	3,62
	12	500	1,34	1,59	2,10	2,31	2,73	3,15	3,99
	14*	576	1,60	1,90	2,51	2,76	3,26	3,77	4,77
	194	7	334	0,75	0,88	1,16	1,28	1,51	1,75
8		378	0,91	1,08	1,42	1,56	1,85	2,13	2,70
9		422	1,05	1,25	1,64	1,80	2,13	2,46	3,11
10		465	1,19	1,41	1,85	2,04	2,41	2,78	3,52
12		550	1,46	1,73	2,28	4,51	2,96	3,42	4,33
14*		638	1,77	2,07	2,73	3,00	3,54	4,09	5,18
219	7	382	0,83	0,99	1,30	1,43	1,69	1,95	2,47
	8	432	1,02	1,21	1,59	1,75	2,07	2,38	3,02

Продолжение табл. III

Условный диаметр наружной трубы, мм	Толщина стенки, мм	Теоретический вес 1 м колонны, Н	Группа прочности материала труб						
			С	Д	К	Е	Л	М	Р
219	9	482	1,17	1,39	1,83	2,02	2,38	2,75	3,48
	10	531	1,33	1,58	2,07	2,28	2,70	3,11	3,94
	11 *	586	1,48	1,75	2,31	2,54	3,01	3,47	4,40
	12	628	1,63	1,94	2,55	2,81	3,32	3,83	4,85
245	7	427	0,93	1,11	1,46	1,60	1,89	2,18	2,76
	8	482	1,11	1,32	1,74	1,91	2,26	2,61	3,30
	9	539	1,28	1,52	2,00	2,21	2,61	3,01	3,81
	10	595	1,45	1,72	2,27	2,50	2,95	3,40	4,31
	11 *	661	1,62	1,92	2,53	2,79	3,30	3,80	4,82
	12	705	1,79	2,12	2,79	3,07	3,63	4,19	5,30
273	7	480	1,00	1,18	1,55	1,70	2,01	2,33	2,98
	8	544	1,22	1,45	1,91	2,10	2,48	2,87	3,64
	9	607	1,41	1,68	2,21	2,43	2,87	3,31	4,20
	10	669	1,60	1,90	2,50	2,75	3,24	3,75	4,75
299	7	793	1,97	2,34	3,08	3,39	4,00	4,62	5,85
	8	595	1,31	1,56	2,05	2,25	2,66	3,08	3,89
	9	664	1,51	1,80	2,36	2,60	3,07	3,55	4,49
	10	733	1,71	2,03	2,68	2,95	3,48	4,02	5,09
324	11	802	1,91	2,27	2,99	3,29	3,88	4,48	5,68
	12	869	2,11	2,51	3,30	3,63	4,29	4,95	6,27
	9	721	1,61	1,91	2,51	2,76	3,27	3,77	4,77
	10	796	1,82	2,16	2,85	3,13	3,70	4,27	5,41
340	11	871	2,03	2,41	3,18	3,49	4,13	4,77	6,04
	12	945	2,24	2,66	3,51	3,85	4,56	5,26	6,66
	9	758	1,67	1,99	2,64	2,87	3,40	3,92	4,97
	10	846	1,89	2,25	2,96	3,25	3,85	4,44	5,62
351	11	916	2,11	2,51	3,30	3,63	4,29	4,95	6,27
	12	994	2,33	2,77	3,64	4,01	4,73	5,46	6,92
	9	787	1,60	1,90	2,45	2,70	3,20		
	10	869	1,85	2,20	2,85	3,15	3,75		
377	11	951	2,10	2,50	3,24	3,60	4,25		
	12	103,1	2,35	2,80	3,65	4,05	4,75		
	9	847	1,65	2,00	2,60	2,85	3,40		
	10	935	1,95	2,30	3,00	3,30	3,90		
407	11	102,5	2,20	2,60	3,45	3,80	4,45		
	12	111,0	2,45	2,95	3,85	4,25	5,00		
	9	917	1,99	2,36	3,11	3,42	4,04	4,66	5,91
	10	101,3	2,25	2,68	3,52	3,87	4,58	5,28	6,69
426	11	110,8	2,52	2,99	3,93	4,32	5,11	5,90	7,47
	12	121,1	2,78	3,30	4,34	4,77	5,64	6,51	8,25
	10	106,2	2,10	2,50	3,30	3,60			
	11	116,2	2,40	2,85	3,75	4,10			
508	12	126,1	2,70	3,20	4,20	4,60			
	11	1392	2,93	3,49	4,58	5,04	5,96	6,88	8,71

\* Размеры взяты из сортамента для соединений с удлиненной резьбой, расчет проведен с учетом нормальной длины резьбы.

**ВНУТРЕННИЕ ДАВЛЕНИЯ (В МПа), ПРИ КОТОРЫХ  
НАПРЯЖЕНИЕ В ТЕЛЕ ТРУБЫ ДОСТИГАЕТ  
ПРЕДЕЛА ТЕКУЧЕСТИ**

Таблица 112

Услов- ный наруж- ный диаметр трубы, мм	Тол- щина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К	Е	Л	М	Р
114	6	29,4	39,9	45,9	50,5	5,97	68,9	87,3
	7	34,3	40,7	53,6	59,0	6,07	80,4	101,8
	8	39,2	46,5	61,2	6,74	7,96	91,9	116,4
	9	44,2	52,5	68,7	7,57	8,97	103,3	130,8
127	6	26,5	31,4	41,3	45,5	53,7	62,0	78,5
	7	30,9	36,7	48,2	53,1	62,7	72,3	91,6
	8	35,3	41,9	55,1	60,6	71,7	82,7	104,7
	9	39,7	47,1	62,0	68,2	80,6	93,0	117,8
140	6	24,1	28,8	37,6	41,3	48,9	56,4	71,4
	7	28,1	33,3	43,8	48,2	57,0	65,8	83,3
	8	32,1	38,1	50,1	55,1	65,1	75,2	95,2
	9	36,1	42,8	56,4	62,0	73,3	84,6	107,1
	10	40,1	47,6	62,6	68,9	81,4	94,0	119,0
	11	44,1	52,4	68,9	75,8	89,6	103,3	130,9
146	6,5	24,9	29,6	39,0	42,9	50,6	58,4	74,0
	7	26,9	31,8	42,0	46,2	54,5	62,9	79,7
	8	30,7	36,4	48,0	52,7	62,3	71,9	91,1
	9	34,5	41,0	53,9	59,3	70,1	80,9	102,5
	10	38,4	45,6	59,9	65,9	77,9	89,9	113,9
	11	42,2	50,1	65,9	72,5	85,7	98,9	125,3
168	6,5	21,6	25,7	33,8	37,2	43,9	50,7	64,2
	7	23,3	27,7	36,4	40,0	47,3	54,6	69,2
	8	26,6	31,6	41,6	45,8	54,1	62,4	79,0
	9	30,0	35,6	46,8	51,5	60,8	70,2	89,9
	10	33,3	39,5	52,0	57,2	67,6	78,0	98,8
	11	36,6	43,5	57,2	62,9	74,4	85,8	108,7
	12	39,9	47,4	62,4	68,6	81,1	93,6	118,5
	14	46,4	55,1	72,6	80,1	94,5	111,6	138,3
178	7	22,1	26,2	34,5	37,9	44,8	51,7	65,5
	8	25,2	29,9	39,4	43,3	51,2	59,1	74,8
	9	28,4	33,7	44,3	48,7	57,6	66,4	84,2
	10	31,5	37,4	49,2	54,0	64,0	73,8	93,5
	11	34,7	41,1	54,1	59,9	70,4	81,2	102,9
	12	37,8	44,9	59,1	65,0	76,8	88,7	112,2
	14	44,2	52,5	68,7	75,7	89,7	103,3	130,8
194	7	20,2	24,0	31,6	34,8	41,1	47,4	60,1
	8	23,1	27,5	36,1	39,8	47,0	54,2	68,7
	9	26,0	30,9	40,7	44,7	52,9	61,0	77,3
	10	28,9	34,3	45,2	49,7	58,7	67,8	85,8
	12	34,7	41,2	54,2	59,6	70,5	81,3	103,0
	14	40,3	48,1	63,0	69,6	82,3	94,9	120,3
219	7	17,9	21,3	28,0	30,8	36,3	41,9	53,1
	8	20,5	24,3	32,0	35,1	41,5	47,9	60,7

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб						
		С	Д	К	Е	Л	М	Р
219	9	23,0	27,3	35,9	39,5	46,7	53,9	68,3
	10	25,6	30,4	39,9	43,9	51,9	59,9	75,9
	11	28,0	33,3	43,8	48,1	57,3	66,1	83,6
	12	30,7	36,4	47,9	52,7	62,3	71,9	91,1
245	7	16,0	19,0	25,1	27,6	32,6	37,6	47,6
	8	18,3	21,8	28,6	31,5	37,2	42,9	54,4
	9	20,6	24,5	32,2	35,4	41,9	48,3	61,2
	10	22,9	27,2	35,8	39,4	46,5	53,7	68,0
	11	25,4	29,8	39,4	43,3	51,2	59,1	74,8
	12	27,5	32,6	42,9	47,2	55,8	64,4	81,6
273	7	14,4	17,1	22,4	24,7	29,2	33,6	42,6
	8	16,4	19,5	25,6	28,2	33,3	38,5	48,7
	9	18,5	21,9	28,8	31,7	37,4	43,3	54,8
	10	20,5	24,4	32,0	35,2	41,7	48,1	60,9
299	8	15,0	17,8	23,5	25,8	30,5	35,2	44,6
	9	16,9	20,1	26,4	29,0	34,3	39,6	50,1
	10	18,8	22,3	29,3	32,2	38,1	44,0	55,7
	11	20,6	24,5	32,2	35,5	41,9	48,4	61,3
324	8	22,5	26,7	35,2	38,7	45,7	52,8	66,8
	9	15,6	18,5	24,3	26,7	31,6	36,5	46,2
	10	17,3	20,5	27,0	29,7	35,1	40,5	51,3
	11	19,0	22,6	29,7	32,7	38,6	44,6	56,5
340	12	20,8	24,6	32,4	35,7	42,1	48,6	61,6
	9	14,8	17,6	23,2	25,5	30,1	34,8	44,1
	10	16,5	19,6	25,8	28,3	33,5	38,6	48,9
	11	18,1	21,5	28,3	31,2	36,8	42,5	53,8
(351)	12	19,8	23,5	30,9	34,0	40,2	46,4	58,7
	9	14,4	17,1	22,4	24,7	29,2	33,7	42,6
	10	16,0	19,0	24,9	27,4	32,4	37,4	47,4
	11	17,6	20,8	27,4	30,2	35,7	41,1	52,1
377	12	19,2	22,7	29,9	32,9	38,9	44,9	56,8
	9	13,4	15,9	20,9	23,0	27,2	31,3	39,7
	10	14,9	17,6	23,2	25,5	30,2	34,8	44,1
	11	16,3	19,4	25,5	28,1	33,2	38,3	48,5
407	12	17,8	21,2	27,9	30,6	36,2	41,8	52,9
	9	12,4	14,7	19,4	21,3	25,2	29,1	36,8
	10	13,8	16,4	21,5	23,7	28,0	32,3	40,9
	11	15,2	18,0	23,7	26,1	30,8	35,5	45,0
(426)	12	16,5	19,6	25,9	28,4	33,6	38,8	49,1
	10	13,2	15,6	20,6	22,6	26,7	30,9	39,1
	11	14,5	17,2	22,6	24,9	29,4	33,9	43,0
508	12	15,8	18,8	24,7	27,1	32,1	37,0	46,9
	11	12,1	14,4	19,0	20,8	24,6	28,4	36,0

## ВЕС СЕКЦИЙ ОБСАДНЫХ ТРУБ РАЗЛИЧНОЙ ДЛИНЫ

Т а б л и ц а 113

Условный наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Вес секции обсадной трубы (в Н) при длине секции, м									
		5	10	20	30	40	50	60	70	80	90
114	6	800	1 600	3 300	4 900	6 600	8 200	9 800	11 500	13 100	14 800
	7	1000	1 900	3 800	5 700	7 600	9 500	11 300	13 200	15 100	17 000
	8	1100	2 100	4 300	6 400	8 600	10 700	12 800	15 000	17 100	19 300
	9	1200	2 400	4 900	7 200	9 600	12 000	14 400	16 800	19 200	21 600
127	6	900	1 900	3 700	5 600	7 400	9 300	11 100	13 000	14 800	16 700
	7	1100	2 100	4 300	6 400	8 500	10 700	12 800	14 900	17 000	19 200
	8	1200	2 400	4 800	7 200	9 600	12 100	14 500	16 900	19 300	21 700
	9	1400	2 700	5 400	8 000	1 070	13 400	16 100	19 800	21 400	24 100
140	6	1100	2 100	4 100	6 200	8 200	10 200	12 300	14 400	16 400	18 500
	7	1200	2 400	4 700	7 100	9 400	11 800	14 100	16 500	18 800	21 200
	8	1400	2 700	5 300	8 000	10 700	13 300	16 000	18 700	21 400	24 000
	9	1500	3 000	6 000	8 800	11 900	14 900	17 900	20 900	23 800	26 800
146	10	1700	3 300	6 600	9 800	13 100	16 400	19 700	23 000	26 200	29 500
	11	1800	3 600	7 100	10 700	14 200	17 800	21 400	24 900	28 500	32 000
	6,5	1200	2 300	4 600	7 000	9 300	11 600	13 900	16 200	18 600	20 900
	7	1300	2 500	5 000	7 500	9 900	12 400	14 900	17 400	19 800	23 200
168	8	1400	2 800	5 600	8 400	11 200	14 000	16 800	19 600	22 400	25 200
	9	1600	3 100	6 200	9 400	12 500	15 600	18 700	21 800	25 000	28 100
	10	1700	3 400	6 900	10 300	13 700	17 200	20 600	24 000	27 400	30 900
	11	1900	3 700	7 500	11 200	15 000	18 700	22 400	26 200	29 900	33 700
178	6,5	1400	2 700	5 400	8 000	10 700	13 400	16 100	18 800	21 500	24 100
	7	1500	2 900	5 700	8 600	11 500	14 400	17 200	20 100	23 000	25 800
	8	1700	3 300	6 500	9 800	13 000	16 300	19 500	22 800	26 000	29 300
	9	1800	3 600	7 200	10 900	14 500	18 100	21 700	25 300	29 000	32 600
194	10	2000	4 000	8 000	12 000	16 000	20 000	23 800	27 900	31 900	35 800
	11	2200	4 400	8 700	13 000	17 400	21 800	26 100	30 500	34 800	39 100
	12	2400	4 700	9 400	14 000	18 800	23 600	28 300	33 000	37 700	42 400
	14	2700	5 400	10 900	16 300	21 700	27 200	32 600	38 000	43 400	48 900
178	7	1000	3 100	6 100	9 200	12 200	15 300	18 300	21 400	24 400	27 500
	8	1800	3 500	6 300	10 400	13 800	17 300	20 700	24 000	27 600	31 100
	9	1900	3 800	7 700	11 500	15 400	19 200	23 000	26 900	30 700	34 600
	10	2100	4 200	8 500	12 700	17 000	21 200	25 400	29 700	33 900	38 200
194	11	2300	4 600	9 200	13 900	18 500	23 100	27 700	32 300	37 000	41 600
	12	2500	5 000	10 000	15 000	20 000	25 000	30 000	35 000	40 000	45 000
	14	2900	5 800	11 500	17 300	23 000	28 800	34 600	40 300	46 100	51 800
	7	1700	3 300	6 700	10 000	13 400	16 700	20 000	23 400	26 700	30 100
194	8	1900	3 800	7 600	11 400	15 110	18 800	22 700	26 500	30 200	34 000
	9	2100	4 200	8 400	12 700	16 900	21 100	25 300	29 600	33 800	38 000
	10	2400	4 700	9 300	14 000	18 600	23 300	28 000	34 600	37 200	41 900
	12	2800	5 500	11 000	16 500	22 000	27 500	33 000	38 500	44 000	49 500
14	3200	6 400	12 700	19 100	25 400	31 800	38 100	44 500	50 800	57 200	

219	7	1900	3 800	7 600	11 500	15 300	19 100	22 900	26 700	30 600	34 400
	8	2200	4 300	8 600	13 000	17 800	21 600	25 800	30 200	34 600	38 800
	9	2400	4 800	9 600	14 500	19 300	24 100	28 900	33 700	38 600	43 400
	10	2700	5 300	10 600	15 900	21 200	26 600	31 900	37 200	42 500	47 800
	11	2900	5 800	11 700	17 600	23 400	29 300	35 100	41 000	46 800	52 700
	12	3200	6 300	12 600	18 800	25 100	31 400	37 700	44 000	50 200	56 500
245	7	2200	4 300	8 500	12 800	17 100	21 400	25 600	29 900	34 200	38 400
	8	2400	4 800	9 600	14 500	19 300	24 100	28 800	33 700	38 600	43 400
	9	2700	5 400	10 800	16 200	21 600	27 000	32 300	37 700	43 100	48 500
	10	3000	6 000	11 800	17 900	23 800	29 800	35 700	41 700	47 600	53 600
	11	3300	6 600	13 200	19 700	26 300	32 900	39 500	46 100	52 600	59 200
	12	3600	7 100	14 100	21 200	28 200	35 300	42 300	49 400	56 400	63 500
	14	4100	8 200	16 400	24 600	32 800	41 000	49 200	57 400	65 600	73 800
273	7	2400	4 800	9 600	14 400	19 200	24 000	28 800	33 600	39 400	43 200
	8	2700	5 400	10 900	16 300	21 800	27 200	32 600	38 100	43 500	49 000
	9	3100	6 100	12 100	18 200	24 300	30 400	36 400	42 500	48 600	54 600
	10	3400	6 700	13 400	20 100	26 800	33 500	40 100	46 800	53 500	60 200
	12	4000	7 900	15 900	23 800	31 700	39 700	47 600	55 500	63 400	71 400
299	8	3000	6 000	11 900	17 900	23 800	29 800	35 700	41 700	47 600	53 600
	9	3300	6 600	13 300	19 900	26 600	33 200	39 800	46 500	53 100	59 800
	10	3700	7 300	14 700	22 000	29 300	36 700	44 000	51 300	58 600	66 000
	11	4000	8 000	16 000	24 100	32 100	40 100	49 100	56 100	64 200	72 200
	12	4400	8 700	17 400	26 100	34 800	43 500	52 100	60 800	69 500	78 200
324	9	3600	7 200	14 400	21 600	28 700	36 100	43 300	50 500	57 700	64 800
	10	4000	8 000	15 900	23 900	31 800	39 800	47 800	55 700	63 700	71 600
	11	4400	8 700	17 400	26 100	34 800	43 600	52 300	61 000	69 700	78 400
	12	4800	9 500	18 900	28 400	37 800	47 300	56 700	66 200	75 600	85 100
340	9	3800	7 600	15 200	22 700	30 300	37 900	45 500	53 100	60 600	68 200
	10	4100	8 300	16 500	24 800	33 100	41 400	49 600	57 900	66 200	74 400
	11	4600	9 200	18 300	27 500	36 600	45 800	55 000	64 100	73 300	82 400
	12	5000	9 900	19 900	29 800	39 800	49 700	59 600	69 500	79 500	89 500
351	9	4 000	4 900	15 700	23 600	31 500	39 400	47 200	55 100	63 000	70 800
	10	4 400	8 700	17 400	26 100	34 800	43 500	52 100	60 800	69 500	78 200
	11	4 800	9 500	19 000	28 500	38 000	47 600	57 000	66 600	76 100	85 600
	12	10 200	10 300	20 600	30 900	41 200	51 600	61 900	72 200	82 500	92 800
377	9	4 300	8 500	16 800	25 400	33 900	42 400	50 800	59 300	67 800	76 200
	10	4 700	9 400	18 700	28 000	37 400	46 800	56 100	65 500	74 800	84 200
	11	5 100	10 200	20 500	30 700	40 900	51 200	61 400	71 600	81 800	92 100
	12	5 500	11 100	22 200	33 300	44 400	55 500	66 600	77 700	88 800	99 900
406	9	4 600	9 200	18 300	27 500	36 700	45 900	55 000	64 200	73 400	82 500
	10	5 100	10 100	20 300	30 400	40 500	50 600	60 800	70 900	81 000	91 200
	11	5 500	11 100	22 200	33 200	44 300	55 400	66 500	77 600	88 600	99 700
	12	6 000	12 000	24 000	36 100	48 100	60 100	72 100	84 100	96 200	108 200
426	10	5 300	10 600	21 200	31 900	42 500	53 100	63 700	74 300	85 000	95 600
	11	5 800	11 600	23 200	34 900	46 500	58 100	69 700	81 300	9 300	104 600
	12	6 300	12 600	25 200	37 800	50 400	63 000	75 700	88 300	100 900	113 500
508	11	700	13 900	27 800	41 800	55 700	69 600	83 500	97 400	111 400	125 300

Условный наружный диаметр, труб, мм	Толщина стенки, мм	Вес секции обсадной трубы (в Н) при длине секции, м									
		100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
114	6	16 400	32 800	49 200	65 000	82 000	98 400	114 800	131 200	147 600	164 000
	7	18 900	37 800	56 700	75 600	94 500	113 400	132 300	151 200	170 100	189 000
	8	21 400	42 800	64 200	85 600	107 000	128 400	149 800	171 200	192 600	214 000
127	9	24 000	48 000	72 000	96 000	120 000	144 000	168 000	192 000	216 000	240 000
	6	18 900	37 000	55 500	74 000	92 500	111 000	129 500	148 000	166 500	185 000
	7	21 300	42 600	63 900	85 200	106 500	127 800	149 100	170 400	191 700	213 000
140	8	24 100	48 200	72 300	96 400	120 500	144 600	168 700	192 800	216 900	241 000
	9	26 800	53 600	80 400	107 200	134 000	160 800	187 600	214 400	241 200	268 000
	6	20 500	41 000	61 500	82 000	102 500	123 000	143 500	164 000	184 500	205 000
146	7	29 600	47 200	70 800	94 400	118 000	141 600	165 200	188 800	212 400	236 000
	8	26 700	53 400	80 900	106 800	133 500	160 200	186 900	218 000	240 300	267 000
	9	29 800	59 600	89 400	119 200	149 000	178 900	208 600	233 400	268 200	298 000
146	10	32 800	65 600	98 400	131 200	164 000	196 800	229 600	262 400	295 200	328 000
	11	35 600	71 200	106 800	142 400	178 000	213 600	249 200	284 800	320 400	356 000
	6,5	23 200	46 400	69 600	92 800	116 000	139 200	162 400	185 600	208 800	232 000
168	7	24 800	49 600	74 400	99 200	124 000	148 800	173 600	198 400	223 200	248 000
	8	28 000	56 000	84 000	112 000	140 000	168 000	196 000	224 000	252 000	280 000
	9	31 200	62 400	93 600	124 800	156 000	187 200	218 400	249 600	280 800	312 000
168	10	34 300	68 600	102 900	137 200	171 500	205 800	240 100	274 400	308 700	343 000
	11	37 400	74 800	112 200	149 600	187 000	224 400	261 800	299 200	336 600	374 000
	6,5	26 800	53 600	80 400	107 200	134 000	160 800	187 600	214 400	241 200	268 000
178	7	28 700	57 400	86 100	114 800	143 500	17 220	200 900	229 600	258 300	287 000
	8	32 500	65 000	97 500	130 000	162 500	195 000	227 500	250 000	292 500	325 000
	9	36 200	72 400	118 600	144 800	181 000	217 200	253 400	289 600	325 800	362 000
178	10	39 800	77 800	119 700	159 600	199 500	239 400	279 800	319 200	359 100	399 000
	11	45 500	87 000	130 500	174 000	217 500	261 000	304 500	348 000	391 500	435 000
	12	47 100	94 200	141 300	188 400	235 500	282 600	329 700	376 800	429 900	471 000
194	14	54 300	108 600	162 800	217 200	271 500	325 800	380 100	434 400	488 800	543 000
	7	30 500	61 000	91 500	122 000	152 500	183 000	213 500	244 000	274 500	305 000
	8	34 500	69 000	103 500	138 000	172 500	207 000	240 500	276 000	310 500	345 000
194	9	38 400	76 800	115 200	153 600	192 000	230 400	268 800	307 200	345 600	384 000
	10	42 400	84 800	127 200	169 600	212 000	254 400	296 800	339 200	379 600	418 000
	11	46 200	92 400	138 600	184 800	231 000	277 200	323 400	369 600	415 800	462 000
194	12	50 000	100 000	150 000	200 000	250 000	300 000	350 000	400 000	450 000	500 000
	14	57 600	115 200	172 800	230 400	28 800	345 600	403 200	460 800	518 400	576 000
	7	33 400	66 800	100 200	133 600	167 000	200 400	233 800	267 200	30 600	334 000
194	8	37 800	75 600	113 400	151 200	189 000	226 800	264 600	302 400	340 200	378 000
	9	39 000	84 400	126 600	168 800	211 000	253 200	295 400	337 600	379 800	422 000
	10	465 000	93 000	139 500	186 000	232 500	279 000	345 500	372 000	418 500	465 000
194	12	55 000	110 000	165 000	220 000	275 000	330 000	385 000	440 000	495 000	550 000
	14	63 500	127 000	190 500	254 000	317 500	381 000	444 500	508 000	571 500	635 000

219	7	38 200	76 400	114 600	152 800	191 000	229 200	267 400	305 600	343 800	382 000
	8	43 200	86 400	129 600	172 800	216 000	259 200	302 400	345 600	388 800	432 000
	9	48 200	96 400	144 600	192 800	241 000	289 200	337 400	385 600	433 800	482 000
	10	53 100	106 200	159 300	212 400	265 500	318 600	371 700	424 800	47 900	531 000
	11	58 500	117 000	175 500	234 000	292 500	351 000	409 500	468 000	526 500	585 000
	12	62 800	125 000	188 400	251 200	313 990	376 800	439 600	502 400	565 190	628 000
245	7	42 700	85 400	128 100	170 800	213 500	256 200	288 890	341 600	384 300	427 000
	8	48 200	96 400	144 600	192 800	241 000	289 200	337 400	385 600	433 800	482 000
	9	53 900	107 800	161 700	215 600	269 500	323 400	377 300	431 200	485 100	539 000
	10	59 500	118 000	179 500	23 800	297 500	357 000	416 500	47 600	535 500	595 000
	11	65 800	131 600	197 400	263 200	329 000	394 800	460 600	526 400	592 200	658 000
	12	70 500	141 000	211 500	282 000	352 500	423 000	493 500	56 400	634 500	705 000
	14	82 000	164 000	24 600	32 800	100 000	492 000	574 000	656 000	739 000	820 000
273	7	48 000	96 000	144 000	192 000	240 000	288 000	336 000	384 000	432 000	480 000
	8	54 400	108 800	163 200	217 600	272 000	326 400	380 800	435 200	489 600	54 400
	9	60 700	121 400	182 100	242 800	303 500	346 200	424 900	485 600	546 300	607 000
	10	66 900	133 800	200 700	267 600	334 500	401 400	468 300	535 200	602 100	669 000
	12	79 300	158 600	237 900	317 200	396 500	475 800	555 100	634 400	713 700	793 000
299	6	59 500	119 000	178 500	238 000	297 500	357 000	416 500	476 000	535 500	595 000
	9	66 400	132 800	199 200	265 600	332 000	398 400	46 480	531 200	597 600	664 000
	10	73 300	146 600	219 900	293 200	366 500	439 800	513 100	536 400	695 700	733 000
	11	80 200	160 400	240 600	320 800	401 000	481 200	561 400	641 600	721 800	802 000
	12	86 800	173 800	26 007	347 600	434 500	521 400	608 800	695 200	783 100	869 000
324	9	72 100	144 200	216 300	288 400	360 500	432 600	504 700	576 100	648 900	721 000
	10	79 600	159 200	238 800	318 400	398 000	477 600	557 200	636 800	716 400	79 600
	11	87 100	174 200	261 300	348 400	435 500	522 600	609 700	69 680	783 900	871 000
	12	94 500	189 000	283 500	378 000	472 500	567 000	661 500	756 000	850 500	945 000
340	9	75 800	151 600	27 400	303 200	379 000	454 800	530 600	606 400	682 200	758 000
	10	82 700	165 400	248 100	330 800	413 500	496 200	578 900	66 160	744 300	827 000
	11	91 600	183 200	274 800	366 400	458 000	549 600	641 200	732 800	824 400	916 000
	12	99 400	198 800	298 200	397 600	497 000	596 400	695 800	795 200	894 600	994 000
351	9	78 700	157 400	236 100	314 800	393 500	472 200	550 900	629 600	708 300	787 000
	10	86 900	143 800	260 700	347 600	434 500	521 400	608 300	695 200	782 100	869 000
	11	95 100	190 200	285 300	380 400	475 500	570 000	665 700	760 800	855 900	951 000
	12	103 100	206 200	309 300	412 400	515 500	618 600	721 700	824 800	927 900	1 031 000
377	9	84 700	169 400	254 100	338 800	423 500	508 200	592 900	677 600	762 300	847 000
	10	93 500	18 700	280 500	37 400	467 500	561 000	654 500	748 000	841 500	935 000
	11	102 300	204 600	306 800	409 200	511 500	613 800	716 100	818 400	920 700	1 023 000
	12	111 000	222 000	333 000	444 000	555 000	666 000	777 000	888 000	999 000	1 110 000
406	9	91 700	183 400	275 100	336 800	458 500	550 200	461 900	733 600	825 300	917 000
	10	101 300	202 600	303 900	405 200	506 500	607 800	709 100	810 400	911 700	1 013 000
	11	110 800	221 600	332 400	443 200	554 000	664 800	775 600	886 400	997 200	1 108 000
	12	120 200	240 400	360 600	480 800	601 000	721 200	841 400	961 600	1 081 800	1 202 000
426	10	106 200	212 400	318 600	424 800	531 000	637 200	743 400	849 600	955 800	1 062 000
	11	116 200	232 400	348 600	464 800	581 000	697 200	813 400	929 600	1 045 800	1 162 000
	12	126 100	252 200	378 300	504 400	630 490	756 600	882 700	1 008 800	1 134 900	1 261 000
508	11	139 200	278 400	417 600	556 800	69 600	835 200	974 400	1 113 600	1 252 800	1 392 000

**ДОПУСТИМЫЕ РАСТЯГИВАЮЩИЕ НАГРУЗКИ (В МН)  
 ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ОТТМ1 И ОТТГ1 С НОРМАЛЬНЫМ  
 ДИАМЕТРОМ МУФТ (С УЧЕТОМ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ  
 ДЛЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ 1,8)**

Т а б л и ц а 114

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб					
		Д	К	Е	Л	М	
114 *	6	0,60	0,64	0,69	0,73	0,82	
	7	0,69	0,76	0,82	0,87	0,88	
	8	0,78	0,88	0,95	1,01	1,14	
	9	0,87	1,00	1,08	1,15	1,29	
127 *	6	0,67	0,72	0,77	0,82	0,92	
	7	0,77	0,85	0,91	0,98	1,10	
	8	0,87	0,99	1,06	1,13	1,28	
	9	0,97	1,12	1,20	1,29	1,45	
140 *	6	0,73	0,79	0,85	0,90	1,02	
	7	0,85	0,94	1,01	1,08	1,22	
	8	0,97	1,10	1,18	1,26	1,41	
	9	1,08	1,25	1,34	1,43	1,61	
	10	1,19	1,40	1,50	1,50	1,80	
146 *	11	1,30	1,55	1,66	1,76	1,98	
	7	0,89	1,00	1,06	1,13	1,29	
	8	1,01	1,15	1,23	1,32	1,48	
	9	1,13	1,31	1,40	1,49	1,68	
	10	1,25	1,46	1,57	1,67	1,88	
168 *	11	1,36	1,62	1,73	1,85	2,08	
	7	1,04	1,15	1,23	1,32	1,49	
	8	1,18	1,34	1,43	1,53	1,72	
	9	1,32	1,52	1,63	1,74	1,96	
	10	1,45	1,70	1,83	1,98	2,19	
	11	1,58	1,89	2,02	2,16	2,42	
178 *	12	1,72	2,07	2,21	2,36	2,66	
	7	1,09	1,22	1,30	1,39	1,56	
	8	1,25	1,42	1,52	1,62	1,83	
	9	1,39	1,61	1,72	1,84	2,07	
	10	1,54	1,81	1,94	2,06	2,32	
	11	1,68	2,00	2,14	2,28	2,57	
	12	1,82	2,19	2,34	2,50	2,81	
	14	2,10	2,56	2,74	2,92	3,30	
	194 *	7	1,20	1,33	1,43	1,52	1,70
		8	1,36	1,55	1,66	1,78	2,00
		9	1,52	1,76	1,89	2,01	2,27
		10	1,69	1,97	2,12	2,25	2,55
12		2,00	2,38	2,56	2,74	3,09	
14		2,31	2,78	2,99	3,20	3,61	
219 *	7	1,36	1,49	1,61	1,74	1,96	
	8	1,55	1,72	1,86	2,00	2,27	
	9	1,73	1,96	2,10	2,27	2,58	
	10	1,93	2,19	2,36	2,54	2,88	
	11	2,10	2,42	2,60	2,81	3,18	
	12	2,28	2,64	2,85	3,07	3,48	

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб				
		Д	К	Е	Л	М
245	7	1,50	1,65	1,78	1,93	2,18
	8	1,73 *	1,91	2,06	2,23	2,53
	9	1,96 *	2,17	2,34	2,53	2,87
	10	2,15 *	2,42	2,61	2,83	3,20
	11	2,34 *	2,68	2,88	3,12	3,54
	12	2,58 *	2,93	2,16	3,42	3,87
	14	2,96 *	3,44	3,80	4,00	4,54
273	7	1,66	1,84	1,98	2,15	2,44
	8	1,93	2,12	2,29	2,49	2,82
	9	1,19	2,41	2,60	2,82	3,71
	10	2,42 *	2,70	2,90	3,16	3,58
	12	2,89 *	3,26	3,52	3,82	4,33
299	8	2,09	3,32	2,50	2,72	3,08
	9	2,38	2,63	2,84	3,09	3,50
	10	2,65 *	2,95	3,18	3,46	3,92
	11	2,88 *	3,26	3,50	3,82	4,33
	12	3,15 *	3,57	3,84	4,18	4,73
324	9	2,58	2,86	3,08	3,35	—
	10	2,88 *	3,20	3,46	3,76	—
	11	3,16 *	3,54	3,82	4,16	—
	12	3,42 *	3,88	4,18	4,55	—
340	9	3,72	3,00	3,24	3,53	—
	10	3,04 *	3,37	3,63	3,93	—
	11	3,30 *	3,72	4,02	4,37	—
	12	3,62 *	4,08	4,40	4,79	—

\* Допустимые нагрузки подсчитаны с учетом предела текучести тела трубы из стали группы прочности Д и коэффициента запаса прочности 1,3.

Таблица 115

**ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ (В МН) ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ  
ТБО-1, ТБО-5 И ОТТГ1, ОТТМ1 С МУФТАМИ УМЕНЬШЕННОГО  
ДИАМЕТРА (С УЧЕТОМ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ  
ДЛЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ 1,8)**

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб				
		Д	К	Е	Л	М
114	7	0,69 *	0,76	0,82	0,87	0,98
	8	0,78 *	0,88	0,95	1,01	1,14
	9	0,83	0,89	0,95	1,02	1,14
127	8; 9	0,87	0,94	1,01	1,13	1,21
140	8	0,97 *	1,08	1,16	1,24	1,39
	9; 11	1,0	1,08	1,16	1,24	1,39

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб				
		Д	К	Е	Л	М
146	8	1,01 *	1,15	1,23	1,32	1,48
	9; 11	1,11	1,20	1,28	1,37	1,54
168	8	1,18 *	1,34	1,43	1,53	1,72
	9—12	1,27	1,37	1,46	1,56	1,76
178	8	1,25 *	1,41	1,51	1,62	1,82
	9—14	1,31	1,41	1,51	1,62	1,82
194	8	1,36 *	1,55	1,66	1,78	2,00
	9	1,52 *	1,76	1,89	2,01	2,27
	10	1,69 *	1,95	2,10	2,23	2,52
	12; 14	1,82	1,95	2,10	2,23	2,52
219	8	1,55 *	1,72	1,86	2,00	2,27
	9	1,73 *	1,96	2,10	2,27	2,58
	10	1,92 *	2,19	2,36	2,54	2,87
	11	2,10 *	2,34	2,50	2,67	3,01
	12	2,17	2,34	2,50	2,67	3,01
245	8	1,73 *	1,91	2,06	2,23	2,53
	9	1,96 *	2,17	2,34	2,53	2,87
	10	2,15 *	2,42	2,61	2,83	3,20
	11	2,34 *	2,55	2,73	2,91	3,28
273	12; 14	2,36	2,55	2,73	2,91	3,28
	8	1,93	2,12	2,29	2,42	3,82
	9	2,19	2,41	2,60	2,82	3,21
	10	2,42 *	2,70	2,90	3,16	3,58
	12	2,70	2,91	3,12	3,33	3,74

\* Допустимые нагрузки подсчитаны с учетом предела текучести тела трубы и запаса прочности 1,3.

Таблица 116

**ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ (В МН) ДЛЯ СОЕДИНЕНИЙ  
ОБСАДНЫХ ТРУБ ОГИМ (С УЧЕТОМ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ  
ДЛЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ 1,8)**

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб				
		Д	К	Е	Л	М
114	8	0,40	0,43	0,47	0,50	0,56
	9	0,52	0,56	0,59	0,63	0,71
127	8	0,46	0,49	0,52	0,56	0,63
	9	0,58	0,62	0,67	0,71	0,80

Условный наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности материала труб				
		Д	К	Е	Л	М
140	8	0,51	0,54	0,58	0,62	0,70
	9	0,64	0,69	0,74	0,73	0,89
	10	0,78	0,84	0,90	0,96	1,08
	11	0,90	0,97	1,04	1,10	1,24
146	8	0,53	0,57	0,61	0,65	0,73
	9	0,68	0,73	0,78	0,83	0,94
	10	0,82	0,88	0,95	1,01	1,14
	11	0,94	1,02	1,09	1,16	1,31
168	8	0,62	0,67	0,71	0,76	0,85
	9	0,79	0,85	0,91	0,97	1,09
	10	0,96	1,03	1,10	1,18	1,33
	≧ 11	1,09	1,18	1,27	1,35	1,52
178	8	0,66	0,71	0,76	0,81	0,91
	9	0,84	0,90	0,97	1,03	1,16
	10	1,02	1,1	1,17	1,25	1,41
	≧ 11	1,16	1,25	1,34	1,43	1,61
194	8	0,72	0,77	0,83	0,88	0,99
	9	0,92	0,99	1,06	1,13	1,27
	10	1,11	1,20	1,29	1,38	1,55
	≧ 11	1,27	1,37	1,46	1,56	1,75
219	8	0,82	0,88	0,94	1,01	1,13
	9	1,05	1,13	1,21	2,23	1,45
	10	1,28	1,37	1,47	1,57	1,77
	≧ 11	1,44	1,55	1,66	1,77	1,99
245	8	0,92	0,99	1,06	1,13	1,28
	9	1,18	1,27	1,36	1,45	1,63
	10	1,43	1,54	1,66	1,77	1,69
	≧ 11	1,61	1,73	1,85	1,98	2,23
273	8	1,03	1,11	1,19	1,27	1,43
	9	1,32	1,42	1,52	1,63	1,83
	10	1,61	1,73	1,86	1,98	2,23
	12	1,80	1,94	2,08	2,22	2,50

### РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

**Задача 80.** Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром 146 мм для нефтяной скважины при следующих условиях:  $L = 3000$  м,  $H = 1000$  м,  $h = 1700$  м,  $\rho_{ц.р} = 1,85$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho_{б.р} = 1,4$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho_{о.ж} = 1,0$  г/см<sup>3</sup>,  $\rho_{п} = 0,85$  г/см<sup>3</sup>,  $p_{пл} = 40$  МПа,  $k = 0,25$ .

Зона эксплуатационного объекта 3000—2700 м.

**Решение.** Так как  $h > H$  (1700 м > 1000 м), выбираем расчетную схему II. Определяем избыточные наружные давления (на

стадии окончания эксплуатации) для следующих характерных точек.

- 1:  $z = 0$ ;  $p_{н. и z} = 0,01 \rho_{б. р} \cdot z = 0$ ;
- 2:  $z = H$ ;  $p_{н. и z} = 0,01 \rho_{б. р} \cdot H = (0,01 \cdot 1,4 \cdot 1000) = 14$  МПа;
- 3:  $z = h$ ;  $p_{н. и z} = \{0,01 [\rho_{б. р} h - \rho_{в} (h - H)]\} = \{0,01 [1,4 \times 1700 - 0,85 (1700 - 1000)]\} = 17,85$  МПа;
- 4:  $z = L$ ;  $p_{н. и z} = \{0,01 [(\rho_{н. р} - \rho_{в}) L - (\rho_{н. р} - \rho_{б. р}) h + \rho_{в} H]\} = \{0,01 [(1,85 - 0,85) 3000 - (1,85 - 1,4) \times 1700 + 0,85 \cdot 1000]\} (1 - 0,25) = 23,2$  МПа.

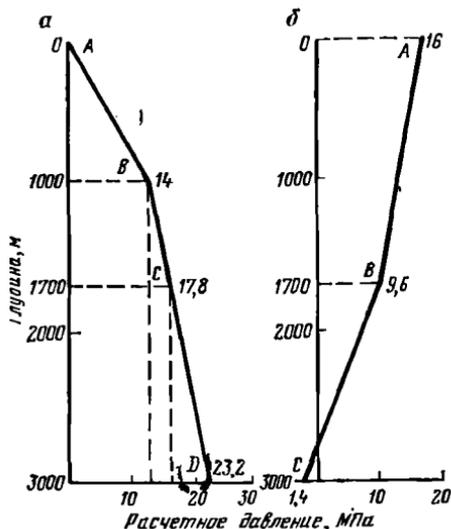


Рис. 8. Эпюры избыточных давлений: а — наружных давлений при окончании эксплуатации скважины; б — внутренних давлений при испытании колонны на герметичность

Строим эпюру ABCD (рис. 8, а). Для этого в горизонтальном направлении в принятом масштабе откладываем значения  $p_{н. и z}$  в точках 1—4 (см. рис. 7) и эти точки последовательно соединяем между собой прямолинейными отрезками.

Определяем избыточные внутренние давления из условия испытания обсадной колонны на герметичность в один прием без пакера.

Давление на устье:  
 $p_y = p_{пл} - 0,01 \rho_{в} L = 40 - 0,01 \cdot 0,85 \cdot 3000 = 14,5$  МПа.

Точка а:  $z = 0$ ;  $p_{в. и z} = 1,1 p_y = 1,1 \cdot 14,5 = 16$  МПа.

По табл. 108 для 146-мм колонны  $p_{оп} = 10$  МПа. Принимаем 16 МПа.

Точка б:  $z = 1700$  м;  $p_{в. и z} = [1,1 \cdot 14,5 - 0,01 (1,4 - 1,0) \times 1700] = 9,2$  МПа.

Точка в:  $z = L = 3000$  м;  $p_{в. и z} = \{1,1 \cdot 14,5 - 0,01 [(1,85 - 1,0) 3000 - (1,85 - 1,4) 1700]\} (1 - 0,25) = 1,4$  МПа.

Строим эпюру ABC (см. рис. 8, б). Для этого в горизонтальном направлении в принятом масштабе откладывают значения  $p_{в. и z}$  в точках а, б, в (см. рис. 7) и полученные точки соединяют между собой прямолинейными отрезками.

Определяем значение  $n_{кр} p_{н. и L} = 1,15 \cdot 23,2 = 26,7$  МПа. По табл. 109 находим, что этому давлению соответствуют трубы из стали группы прочности Д с толщиной стенки 9 мм, для которых  $p_{кр} = 31,8$  МПа (1-я секция труб).

Для 2-й секции выбираем трубы той же группы прочности с толщиной стенки 8 мм, для которых по табл. 109  $p_{кр} = 26,2$  МПа. Эти трубы могут быть установлены на глубине с давлением  $p_{н. и z} =$

26,2/1,15 МПа = 22,8 МПа. По эюре (см. рис. 8, а) это давление соответствует глубине  $l_{\text{дон вл}} = 2930$  м.

Длина 1-й секции ( $\delta = 9$  мм)  $l_1 = L - l_{\text{дон вл}} = (3000 - 2930 \text{ м}) = 70$  м, а вес ее по табл. 113  $Q_1 = 21\,800$  Н или  $Q_1 = 21,8$  кН.

Для 3-й секции берем трубы с  $\delta = 7$  мм, для которых  $p_{\text{кр}} = 20,5$  МПа. Поскольку  $20,5/1,15 = 17,8$  МПа соответствует глубине 1700 м, а, значит,  $1700 < 2700$  (начало зоны эксплуатационного объекта), то принимаем  $n_{\text{кр}} = 1,0$  и определяем по эюре, какой глубине соответствует давление 20,5 МПа. По эюре (см. рис. 8, а) определяем  $l_{\text{дон вл}} = 2330$  м. Следовательно, длина 2-й секции ( $\delta = 8$  мм)  $l_2 = l_{\text{дон вл}} - l_{\text{дон вл}} = (2930 - 2330) = 600$  м, а ее вес  $Q_2 = 168\,000$  Н = 168 кН.

Общий вес двух секций:  $Q_1 + Q_2 = 21,8 + 168 = 189,8$  кН = 0,1898 МН.

Определяем длину 3-й секции ( $\delta = 7$  мм), беря в основу расчет на растяжение. Для этих труб  $P_{\text{стр. вл}} = 0,71$  МН и  $q_7 = 248$  Н (табл. 111).

По формуле (171) получаем

$$l_3 = \frac{P_{\text{стр. вл}}/n_{\text{стр}} - (Q_1 + Q_2)}{q_7} = \frac{0,71/1,15 - 0,1898}{248 \cdot 10^{-6}} = 1725 \text{ м.}$$

Вес 3-й секции труб ( $\delta = 7$  мм):  $Q_3 = 427\,600$  Н = 427,6 кН = 0,4276 МН.

Общий вес трех секций:  $Q_1 + Q_2 + Q_3 = 0,6174$  МН.

Осевая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает  $0,5\sigma_t$ , по табл. 110 составляет  $0,57$  МН ( $\delta = 7$  мм).

Определяем расстояние расчетного сечения трубы от устья скважины

$$l_0 = L - l_1 - l_2 - \frac{0,57 - Q_1 - Q_2}{q_7}; \quad (173)$$

$$l_0 = 3000 - 70 - 600 - \frac{0,57 - 0,1898}{248 \cdot 10^{-6}} = 730 \text{ м.}$$

По эюре находим, что на глубине 730 м  $p_{\text{н. н. з}} = 10,2$  МПа. Определяем коэффициент запаса прочности на критическое давление

$$n_{\text{кр}} = 20,5/10,2 = 2,0 \gg 1,1.$$

Расчет на внутреннее давление для первых двух секций не производим, так как внутреннее избыточное давление в них отсутствует (см. рис. 8, б).

Определяем внутреннее давление для труб 3-й секции, имеющих наименьшую толщину стенки  $\delta = 7$  мм. Фактическое внутреннее давление на уровне верхней трубы, расположенной на глубине  $(3000 - 70 - 600 - 1725) = 605$  м, находим по эюре (см. рис. 8, б):  $p_{\text{в. н. з}} = 13,5$  МПа.

По табл. 112 определяем, что для труб  $\delta = 7$  мм  $p_{\text{в. д. вл}} = 31,8$  МПа. Рассчитываем коэффициент запаса прочности  $n_{\text{в}} = 31,8/13,5 = 2,36 \gg 1,15$ .

Четвертую секцию составляем из труб с  $\delta = 8$  мм. Для этих труб  $P_{\text{стр. вд}} = 0,84$  МН;  $q_8 = 280$  Н. Длина 4-й секции из расчета на растяжение

$$l_4 = \frac{0,84/1,15 - 0,6174}{280 \cdot 10^{-6}} = 400 \text{ м,}$$

а ее вес  $Q_4 = 112\,000$  Н — 112 кН = 0,112 МН.

Общий вес четырех секций составляет 0,7294 МН.

Пятую секцию комплектуем из труб с  $\delta = 9$  мм ( $P_{\text{стр. вд}} = 0,96$  МН;  $q_9 = 312$  Н). Длина 5-й секции

$$l_5 = \frac{0,96/1,15 - 0,7294}{312 \cdot 10^{-6}} = 335 \text{ м.}$$

Принимаем  $l_5 = 205$  м; вес ее  $Q_5 = 64$  кН = 0,064 МН.

Так как  $p_{\text{вд. вд}} = 41$  МПа, коэффициент запаса прочности для труб 5-й секции также достаточен.

Общий вес колонны  $Q = 0,7934$  МН.

Результаты расчетов сводим в табл. 117.

Т а б л и ц а 117

Номер секции снизу вверх	Толщина стенки $\delta$ , мм	Интервал спуска труб, м	Длина секции, м	Вес 1 м трубы, Н	Вес секции, МН
1	9	2930—3000	70	312	0,0218
2	8	2330—2930	600	280	0,168
3	7	605—2330	1725	248	0,4276
4	8	205—605	400	280	0,112
5	9	0—205	205	312	0,064
Всего		0—3000	3000	—	0,7934

П р и м е ч а н и е. Трубы изготовлены из стали группы прочности Д.

### РАСЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

**Задача 81.** Рассчитать эксплуатационную колонну диаметром 168 мм для газовой скважины при следующих условиях:  $L = 2500$  м;  $h = 0$ ;  $p_{\text{пл}} = 30$  МПа (период ввода скважины в эксплуатацию).

$p_{\text{пл}} = 1,0$  МПа (при окончании эксплуатации);  $\rho_{\text{б.р}} = 1,45$  г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ц.р}} = 1,8$  г/см<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{о.ж}} = 1,0$  г/см<sup>3</sup>;  $T_{\text{с}} = 363$  К;  $T_{\text{г}} = 323$  К;  $T_{\text{ср}} = 343$  К;  $\rho_{\text{г.отн}} = 0,6$ ;  $m = 0,8$ ;  $k = 0,25$ .

Зона эксплуатационного объекта 2500—2200 м; породы неустойчивые.

**Решение.** По рис. 7 выбираем расчетную схему V.

Определяем избыточные наружные давления в точках:

1:  $z = 0$ ;  $p_{\text{н.и.з}} = 0$ ;

2:  $z = 2500$  м;  $p_{\text{н.и.з}} = (0,01\rho_{\text{ц.р}}L - p_{\text{мин}})(1 - k) = (0,01 \times 1,8 \cdot 2500 - 1,0)(1 - 0,25) = 33$  МПа.

Строим эпюру АВ (рис. 9, а).

Определяем избыточные внутренние давления в точках:

а:  $z = 0$ ;  $p_{в. и з} = 1,1 p_y$  или  $p_{в. и з} = p_{оп}$ .

По табл. 108  $p_{оп} = 9$  МПа

$$p_y = p_{вз} = p_{пл}/e^s;$$

$$s = \frac{0,03415 p_{г. отп} (L - z)}{m T_{ср}} = \frac{0,03415 \cdot 0,6 \cdot 2500}{0,8 \cdot 343} = 0,187;$$

$$e^s = \frac{2 + s}{2 - s} = \frac{2 + 0,187}{2 - 0,187} = 1,2;$$

$$p_y = 30/1,2 = 25 \text{ МПа}; \quad p_{в. и з} = 1,1 \cdot 25 = 27,5 \text{ МПа};$$

Так как  $27,5 > 9,0$ , принимаем  $p_{в. и з} = 27,5$  МПа.

б:  $z = 2500$  м;  $p_{в. и з} = [1,1 p_y - 0,01 (p_{ц.р} - p_{о.ж}) L] (1 - k) = [27,5 - 0,01 (1,8 - 1,0) 2500] (1 - 0,25) = 5,6$  МПа.

Строим эпюру АВ (рис. 9, б).

Определяем величину  $n_{кр} p_{в. и з}$  в зоне эксплуатационного объекта, для которого  $n_{кр} = 1,3$ :  $1,3 \cdot 33 = 42,9$  МПа.

Такому давлению соответствуют трубы группы прочности К с  $\delta = 11$  мм, для которых  $p_{кр} = 43,8$  МПа (табл. 109). Учитывая небольшую длину интервала эксплуатационного объекта, принимаем  $l_1 = 300$  м.

Вес 1-й секции  $Q_1 = 130\,500$  Н = 0,1305 МН (табл. 113).

Находим внутреннее избыточное давление на глубине  $L - l_1 = 2500 - 300 = 2200$  м по эпюре (рис. 9, б):  $p_{в. и з} = 8,2$  МПа. В соответствии с табл. 108 эта величина должна быть не менее 9 МПа.

Определяем коэффициент запаса прочности на внутреннее давление для труб  $\delta = 11$  мм из стали группы прочности К.

$$n_v = p_{вд}/p_{оп} = 57,2/9 \gg 1,15.$$

Для труб 2-й секции наружное избыточное давление на глубине 2200 м по эпюре (см. рис. 9, а) составляет  $p_{в. и з} = 29$  МПа. Этому давлению соответствуют трубы группы прочности Д с  $\delta = 10$  мм, для которых  $p_{кр} = 30$  МПа (табл. 109) и  $p_{вд} = 39,5$  МПа (табл. 112).

Для 3-й секции берем трубы группы прочности Д с  $\delta = 9$  мм ( $p_{кр} = 25,1$  МПа;  $p_{вд} = 35,6$  МПа). По эпюре (см. рис. 9, а) находим, что допустимая глубина спуска труб с  $\delta = 9$  мм составляет  $l_{доп Д} = 1865$  м.

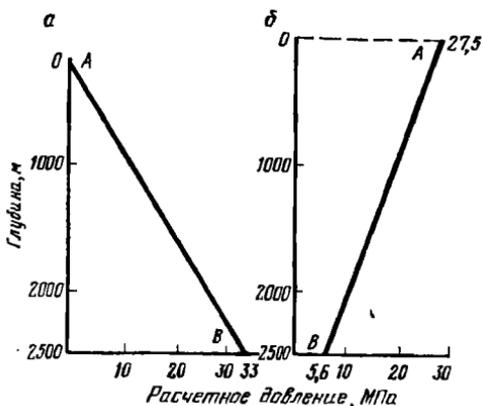


Рис. 9. Эпюра избыточных давлений для газовой скважины:

а — наружных давлений при окончании эксплуатации скважины; б — внутренних давлений при испытании колонны на герметичность

Тогда длина 2-й секции ( $\delta = 10$  мм)  $l_2 = l_{\text{доп. 10Д}} - l_{\text{доп. 9Д}} = 2200 - 1865 = 335$  м.

Вес 2-й секции ( $\delta = 10$  мм)  $Q_2 = 133\,700$  Н = 0,1337 МН.

Внутреннее избыточное давление для труб 2-й секции на глубине 1865 м по эюре (см. рис. 9, б) равно 11,5 МПа. Следовательно,  $n_b = 39,5/11,5 = 3,43 \gg 1,15$ .

Для 4-й секции принимаем трубы группы прочности Д с  $\delta = 8$  мм ( $p_{\text{кр}} = 20,2$  МПа;  $p_{\text{вд}} = 31,6$  МПа). По эюре (см. рис. 9, а)  $p_{\text{кр}} = 20,2$  МПа соответствует глубине  $l_{\text{доп. 8Д}} = 1490$  м. Длина 3-й секции ( $\delta = 9$  мм)  $l_3 = l_{\text{доп. 9Д}} - l_{\text{доп. 8Д}} = 1865 - 1490 - 375$  м; вес ее  $Q_3 = 135\,700$  Н = 0,1357 МН.

Внутреннее избыточное давление на глубине 1490 м составляет 14,5 МПа (рис. 9, б). Таким образом,  $n_b = 35,6/14,5 = 2,4 \gg 1,15$ .

Для 5-й секции берем трубы группы прочности Д с  $\delta = 7$  мм ( $p_{\text{кр}} = 15,3$  МПа;  $p_{\text{вд}} = 27,7$  МПа;  $p_{\text{стр}} = 0,8$  МН;  $q_7 = 287$  Н). По эюре (см. рис. 9, а) находим, что давлению 15,3 МПа соответствует глубина  $l_{\text{доп. 7Д}} = 1200$  м.

Длина 4-й секции  $l_4 = l_{\text{доп. 8Д}} - l_{\text{доп. 7Д}} = 1490 - 1200 = -290$  м; вес ее  $Q_4 = 94\,300$  Н = 0,0943 МН.

Избыточное внутреннее давление на глубине 1200 м равно 17,5 МПа (см. рис. 9, б); тогда для труб 4-й секции ( $\delta = 8$  мм)  $n_b = 31,6/17,5 = 1,81 > 1,15$ .

Вес четырех секций:  $Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 0,1305 + 0,1337 + 0,1357 + 0,0943 = 0,4942$  МН.

Длину 5-й секции ( $\delta = 7$  мм) определяем с учетом растяжения

$$l_5 = \frac{0,8/1,15 - 0,4942}{287 \cdot 10^{-6}} = 702 \text{ м.}$$

Вес 5-й секции  $Q_5 = 201\,470$  Н = 0,20147 МН.

Избыточное внутреннее давление на уровне верхней трубы 5-й секции на глубине  $l_{\text{доп. 7Д}} - l_5 = 1200 - 702 = 498$  м по эюре (см. рис. 9, б) равно 23,5 МПа. Тогда коэффициент запаса прочности на внутреннее давление  $n_b = 27,7/23,5 = 1,18 > 1,15$ .

Вес пяти секций составляет  $0,4942 + 0,20147 = 0,69567$  МН.

Для 6-й секции берем трубы группы прочности Д с  $\delta = 8$  мм ( $p_{\text{вд}} = 31,6$  МПа;  $p_{\text{стр}} = 0,95$  МН;  $q_8 = 325$  Н)

$$l_6 = \frac{0,95/1,15 - 0,69567}{325 \cdot 10^{-6}} = 403 \text{ м, а } Q_6 = 131\,000 \text{ Н} = 0,131 \text{ МН.}$$

Избыточное внутреннее давление на глубине (498 — 403) м = 95 м составляет 27 МПа (см. рис. 9, б). Соответственно  $n_b = 31,6/27,0 = 1,17 > 1,15$ .

Вес шести секций равен  $0,69567 + 0,131 = 0,82667$  МН.

Для 7-й секции выбираем трубы группы прочности Д с  $\delta = 9$  мм, для которых  $p_{\text{кр}} = 35,6$  МПа;  $p_{\text{стр}} = 1,1$  МН;  $q_9 = 362$  Н.

Длина 7-й секции

$$l_7 = \frac{1,1/1,15 - 0,82667}{362 \cdot 10^{-6}} = 360 \text{ м.}$$

Принимаем длину 7-й секции 95 м; вес ее  $Q_7 = 0,0344$  МН.

Следовательно,  $n_v = 35,6/27,5 = 1,29 > 1,15$ .

Общая длина колонны  $(300 + 335 + 375 + 290 + 702 + 403 + 95) = 2500$  м; ее общий вес  $Q = 0,82667 + 0,0344 = 0,86107$  МН.

Результаты расчетов сводим в табл. 118.

Таблица 118

Номер секции снизу вверх	Толщина стенки б. мм	Группа проч-ности стали	Интервал спуска труб, м	Длина секции, м	Вес 1 м трубы, Н	Вес секции, МН
1	11	К	2200—2500	300	435	0,1305
2	10	Д	1865—2200	335	399	0,1337
3	9	Д	1490—1865	375	362	0,1357
4	8	Д	1200—1490	290	325	0,0943
5	7	Д	498—1200	702	287	0,20147
6	8	Д	95—498	403	325	0,131
7	9	Д	0—95	95	362	0,0344
Всего			0—3000	2500	—	0,86107

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОЙ ГЛУБИНЫ СПУСКА КОНДУКТОРА

**[Задача 82.** Определить минимальную глубину спуска кондуктора, исходя из условия сохранения уровня жидкости в нем при подъеме бурильных труб из скважины при следующих условиях: диаметр кондуктора 340 мм, толщина стенки труб кондуктора 10 мм, глубина спуска промежуточной колонны 2000 м, диаметр бурильных труб для бурения под промежуточную колонну 146 мм, толщина стенки бурильных труб 9 мм, тип бурильных труб — ТБПВ.

*Решение.* Минимальная глубина спуска кондуктора для приведенных условий определяется по формуле

$$L = V_1/V + 10 \text{ м}, \quad (174)$$

где  $V_1$  — максимальный объем бурильных труб, спускаемых до башмака следующей колонны,  $\text{м}^3$ ;  $V$  — объем 1 м длины кондуктора,  $\text{м}^3$ ; 10 м — величина, ниже которой жидкость в кондукторе не должна опускаться

$$V_1 = \frac{m_{\text{кол}}}{\rho_{\text{ст}}} = \frac{1800 \cdot 34,5 \cdot 10^{-3}}{7,85} = 7,91 \text{ м}^3;$$

$$V = 0,785D_{\text{вн. к}}^2 = 0,785 \cdot 0,3197^2 = 0,08 \text{ м}^3.$$

Тогда

$$L = 7,91/0,08 + 10 \approx 110 \text{ м}.$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ОТВЕРСТИЙ В БАШМАЧНОМ ПАТРУБКЕ

**Задача 83.** Низ обсадной колонны оборудуется башмачным патрубком, диаметр отверстий на котором равен 25 мм. Суммарная подача цементировочных агрегатов 6 м<sup>3</sup>/мин. Определить число отверстий в башмачном патрубке, расстояние между их центрами и длину патрубка, если его диаметр 146 мм.

*Решение.* Число отверстий, размещенных по винтовой линии, определяется по формуле

$$n = Q/vF, \quad (175)$$

где  $Q$  — суммарная подача цементировочных агрегатов, м<sup>3</sup>/мин;  $v$  — скорость струи цементного раствора на выходе из башмачного патрубка, м/с ( $v = 20 \div 25$  м/с);  $F$  — площадь сечения одного отверстия на башмачном патрубке, м<sup>2</sup>

$$n = \frac{6}{22 \cdot 60 \cdot 0,785 \cdot 0,025^2} = 10.$$

Определяем длину патрубка

$$h = (n - 1) 60, \quad (176)$$

где 60 — расстояние между центрами этих отверстий по вертикали, мм

$$h = (10 - 1) 60 = 540 \text{ мм.}$$

Рассчитываем расстояние между центрами отверстий по горизонтали

$$l = \pi D/n, \quad (177)$$

где  $D$  — диаметр башмачного патрубка, мм

$$l = 3,14 \cdot 146/10 = 46 \text{ мм.}$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЛИНЕНИЯ И РАЗГРУЗКИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

**Задача 84.** Определить удлинение обсадной колонны в результате растяжения под действием собственного веса, если диаметр обсадной колонны 219 мм, толщина стенки труб 12 мм, глубина спуска обсадной колонны 2500 м.

*Решение.* По табл. 113 вес обсадной колонны составляет 1,57 МН. Определяем площадь сечения труб

$$F = 0,785 (D_{\text{нар}}^2 - d_{\text{вн}}^2), \quad (178)$$

где  $D_{\text{нар}}$  — наружный диаметр обсадных труб, см;  $d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр обсадных труб, см

$$F = 0,785 (21,91^2 - 19,51^2) = 78,04 \text{ см}^2.$$

Рассчитываем удлинение обсадной колонны по формуле

$$\lambda = QL/EF, \quad (179)$$

где  $Q$  — вес обсадной колонны, МН;  $L$  — длина колонны, м;  $E$  — модуль упругости, МПа;  $F$  — площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>

$$\lambda = \frac{1,57 \cdot 2500}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 78,04 \cdot 10^{-4}} = 2,39 \text{ м.}$$

**Задача 85.** Определить, на сколько разгрузится обсадная колонна диаметром 219 мм, если спускать ее с обратным клапаном без долива в скважину глубиной 2000 м, заполненную буровым раствором плотностью 1,25 г/см<sup>3</sup>; толщина стенки обсадных труб 9 мм.

*Решение.* По табл. 113 вес обсадной колонны  $Q_1 = 964000$  Н = 0,964 МН.

Определяем вытесняемый объем бурового раствора по формуле

$$V_1 = \frac{\pi D_{\text{нар}}^2}{4} L, \quad (180)$$

где  $D_{\text{нар}}$  — наружный диаметр обсадной колонны, м;  $L$  — длина колонны, м.

$$V_1 = 0,785 \cdot 0,2191^2 \cdot 2000 = 75,37 \text{ м}^3.$$

Находим массу вытесняемого объема бурового раствора по формуле

$$m_{\text{б. р.}} = V_1 \rho_{\text{б. р.}} \quad (181)$$

где  $\rho_{\text{б. р.}}$  — плотность бурового раствора, т/м<sup>3</sup>

$$m_{\text{б. р.}} = 75,37 \cdot 1,25 = 94,21 \text{ т.}$$

Вес бурового раствора

$$Q_2 = 94,21/100 = 0,9421 \text{ МН.}$$

Разгрузка обсадной колонны  $Q_1 - Q_2 = 0,964 - 0,9421 = 0,0219$  МН.

**Задача 86.** Определить разгрузку обсадной колонны диаметром 146 мм с толщиной стенки 10 мм, спускаемой в скважину глубиной 3000 м без обратного клапана; плотность бурового раствора в скважине 1,4 т/м<sup>3</sup>.

*Решение.* По табл. 113 определяем вес обсадной колонны  $Q_1 = 1,029$  МН.

Рассчитываем вес обсадной колонны в буровом растворе по формуле

$$Q_2 = Q_1 (1 - \rho_{\text{б. р.}}/\rho_{\text{м}}), \quad (182)$$

где  $\rho_{\text{м}}$  — плотность материала труб, т/м<sup>3</sup>

$$Q_2 = 1,029 (1 - 1,4/7,85) = 0,846 \text{ МН.}$$

Определяем, на сколько разгрузилась обсадная колонна:

$$Q_1 - Q_2 = 1,029 - 0,846 = 0,183 \text{ МН.}$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА БУРОВОГО РАСТВОРА, ДОЛИВАЕМОГО В КОЛОННУ ПРИ СПУСКЕ ЕЕ С ОБРАТНЫМ КЛАПАНОМ

**Задача 87.** Определить, какое количество бурового раствора надо долить в обсадную колонну диаметром 219 мм с толщиной стенки 9 мм, спускаемую с обратным клапаном на глубину 2700 м в скважину, заполненную буровым раствором плотностью  $1,2 \text{ т/м}^3$ , чтобы разгрузить ее до 0,4 МН.

*Решение.* По табл. 113 вес обсадной колонны  $Q_1 = 1,3 \text{ МН}$ . Определяем вытесняемый объем бурового раствора

$$V_1 = 0,785 D_{\text{нар}}^2 L = 0,785 \cdot 0,219^2 \cdot 2700 = 101,75 \text{ м}^3.$$

Вес вытесняемого бурового раствора

$$Q_2 = 101,75 \cdot 1,2/100 = 1,221 \text{ МН}.$$

Вес, на величину которого колонна станет легче,

$$Q_1 = 1,3 - 1,221 = 0,08 \text{ МН}.$$

Для того чтобы разгрузить вес колонны до 0,4 МН, необходимо долить в колонну определенное количество бурового раствора, которое находят из следующего равенства:

$$(Q_1 + Q_{\text{дол}}) - Q_2 = 0,4 \text{ МН};$$

$$Q_{\text{дол}} = 0,4 + Q_2 - Q_1.$$

где  $Q_{\text{дол}}$  — вес доливаемого в колонну бурового раствора, МН

$$Q_{\text{дол}} = 0,4 + 1,221 - 1,3 = 0,321 \text{ МН}.$$

Находим, какому объему соответствует этот вес

$$V_2 = m_{\text{дол}}/\rho_{\text{б.р}} = 32,1/1,2 = 26,75 \text{ м}^3.$$

Определяем высоту столба бурового раствора в колонне

$$h = 4V_2/\pi d_{\text{вн}}^2 = 4 \cdot 26,75/3,14 \cdot 0,2011^2 = 843 \text{ м}.$$

## ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

### Общие рекомендации \*

Цементирование обсадных колонн, как правило, следует проводить прямым способом с двумя разделительными пробками [10]. Для предотвращения резкого повышения давления «стоп» последние 2 % объема продажного раствора следует закачивать одним или двумя ЦА на I скорости.

Давление «стоп» должно быть выше максимального в конце цементирования на 2,5—3,0 МПа, но не должно превышать максимально допустимого давления, определяемого из условия проч-

\* Использован а Инструкция ВНИИКРнефти [10].

ности секции обсадной колонны на внутреннее давление с учетом плотностей жидкостей, заполняющих трубное и затрубное пространства.

Время ОЗЦ зависит от температуры забоя скважины. При  $T_{\text{заб}} < 75^\circ\text{C}$  — 16 ч для кондукторов и промежуточных колонн, 24 ч для эксплуатационных колонн; при  $T_{\text{заб}} > 75^\circ\text{C}$  — не менее 12 ч для всех обсадных колонн.

Чтобы улучшить качество цементирования, рекомендуется применять буферную жидкость. Она разделяет буровой и тампонажный растворы, предупреждает образование труднопрокачиваемой смеси и повышает степень замещения бурового раствора при цементировании скважин. Давление составного столба бурового раствора, буферной жидкости и тампонажного цементного раствора должно быть выше пластового на 1,0—1,5 МПа.

Для образования монолитного цементного камня вокруг обсадной колонны и предупреждения его разрушения при перфорации рекомендуется на каждую обсадную трубу устанавливать по два центратора и до 20 скребков в интервалах поступления воды и продуктивной части разреза. Кроме того, эксплуатационные колонны должны быть оснащены гибким металлическим или резиновым шлангом и специальной заливочной головкой, позволяющими расхаживать колонну на высоту не менее 5—6 м.

Центраторы необходимо устанавливать на обсадную колонну в первую очередь между эксплуатационным объектом и близко расположенным водоносным горизонтом, между эксплуатационными объектами, на 50 м выше эксплуатационного объекта, против пластов с агрессивными водами, в интервалах, осложненных желобами, на участках резких искривлений ствола скважины.

Скорость восходящего потока тампонажного цементного раствора должна быть не менее 1,5 м/с для промежуточных колонн и не менее 1,8—2,0 м/с для эксплуатационных колонн, если возникающие гидродинамические давления не вызывают опасности поглощения жидкости вследствие гидроразрыва пластов («Единые технические правила ведения работ при бурении скважин»).

Разрыв времени между окончанием цементирования нижней ступени и началом цементирования верхней ступени должен быть не менее удвоенного времени начала схватывания тампонажного цементного раствора.

Время цементирования не должно превышать 75 % времени начала схватывания тампонажного цементного раствора.

Для смесительных устройств цементосмесительных машин рекомендуются следующие диаметры насадок: облегченные тампонажные цементы — 16—20 мм; тампонажные цементы — 14—16 мм; утяжеленные тампонажные цементы — 10—12 мм.

При цементировании нефтяных и газовых скважин применяют тампонажные цементы, выпускаемые Новороссийским, Вольским, Карадагским и другими заводами.

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДБОРУ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ И РЕЦЕПТУР ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Состав тампонажного раствора определяется геолого-техническими условиями скважины (пластовое давление, пластовая температура, давление гидроразрыва пластов, высота подъема тампонажного раствора, тип флюида пласта, агрессивность пластовых вод, наличие и химический состав отложений солей в разрезе скважины).

Исходя из изложенного, рекомендуется следующая схема выбора тампонажных материалов (табл. 119).

Выбранный тампонажный материал должен обеспечить приготовление из него тампонажного раствора, плотность которого на 0,2—0,3 г/см<sup>3</sup> выше плотности бурового раствора. При этом необходимо учитывать, что давление столба тампонажного раствора или составного столба (бурового раствора, буферной жидкости и

Т а б л и ц а 119

Класс тампонажного цемента по плотности	Тип цемента данного класса	Температура применения, °С
Нормальной плотности	Портландцемент для «холодных» скважин ГОСТ 1581—78	15—40
	Низкогигроскопичный для «холодных» скважин, ТУ 21-1-4—67 МПСМ	
	Песчанистый портландцемент для «холодных» скважин, ТУ 21-1-5—67 МСПМ	
	Тампонажный портландцемент для «горячих» скважин ГОСТ 1581—78	40—100
Облегченный	Низкогигроскопичный для «горячих» скважин, ТУ 21-1-4—67 МПСМ	
	Песчанистый для «горячих» скважин, ТУ 21-1-5—67 МСПМ	
	ШПЦС-120, ОСТ 39-017—75 МНП	80—160
	ШПЦС-200, ОСТ 39-017—75 МНП	160—250
	БКЦ, ТУ 21-1-3—67 МПСМ, МНП	100—250
Утяжеленные	Портландцемент для «холодных» скважин, ТУ 21-1-6—67 МСПМ	15—40
	То же для «горячих» скважин, ТУ 21-1-6—67 МПСМ	40—100
	ОЦГ, ТУ 39-086—75 МНП	30—160
	ОШЦ-120, ТУ 39-01-08-296—77 МНП	100—160
	ОШЦ-200, ТУ 39-01-08-296—77 МНП	160—250
Утяжеленные	УЦГ-1, УЦГ-2, ТУ 39-01-224—76 МНП	15—100
	УШЦ-120; УШЦ2-120, ОСТ 39-014—75	80—160
	УШЦ-200; УШЦ2-200, ОСТ 39-014—75	160—250

тампонажного раствора) должно быть на 10—15 % ниже величины давления гидроразрыва. Если эти два условия нельзя выполнить, то допускается использование тампонажного и бурового растворов одинаковой плотности.

Приготовление облегченных тампонажных растворов путем добавок глин к стандартным композициям допускается лишь с разрешения вышестоящей организации. Но перекрывать продуктивную часть цементуемого интервала гелецементными растворами запрещается.

Запрещается приготовление в промышленных условиях утяжеленных тампонажных композиций за счет смешивания цемента с утяжелителями.

Если цементируемый интервал представлен соевыми отложениями галита ( $\text{NaCl}$ ), то следует применять те же цементы, что и в обычных условиях, но затворять их на насыщенном соляном растворе. Если, кроме галита, в отложениях имеются соли магния, то рекомендуется использовать устойчивые к магниезальной агрессии цементы (ШПЦС, ОЩЦ, УЩЦ и др.), затворяемые на концентрированных растворах солей натрия и магния или пластовой воде с высоким содержанием этих солей.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ТАМПОНАЖНЫХ ЦЕМЕНТОВ

### Основные технические данные тампонажного портландцемента (ГОСТ 1581—78)

Т а б л и ц а 120

Назначение цемента	Температура, °С		Водоцементное отношение	Растекаемость раствора, см не менее	Сроки схватывания, ч		Предел прочности при изгибе после 48 ч твердения, МПа, не менее
	применения	испытания			начало, не ранее	конец, не позднее	
Для «холодных» скважин	15—40	22±2	0,5	18,0	2	10	2,7
Для «горячих» скважин	40—100	75±3	0,5	18,0	1,75	4,5	6,2

Из тампонажного портландцемента получают обычный тампонажный цементный раствор плотностью 1,75—1,95 г/см<sup>3</sup>.

**Портландцемент тампонажный облепченный  
(ТУ 21-1-6—67 МПСМ)**

Таблица 121

Назначение цемента	Время схватывания растворов, ч		Температура твердения, °С	Предел прочности при изгибе после твердения в течение 2 сут., МПа, не менее при плотности теста, г/см³		
	начало, не ранее	конец, не позднее		< 1,45	1,45—1,55	1,55—1,65
Для «холодных» скважин	2	18	22±2	0,5	0,7	1,0
Для «горячих» скважин	1,75	8	75±3	1,0	1,5	1,5

**Портландцемент тампонажный низкогигроскопичный  
(ТУ 21-1-4—67 МПСМ)**

Это тампонажный цемент, содержащий добавки, снижающие способность тампонажного цемента поглощать влагу при хранении. Сроки схватывания цементного раствора: для «холодных» скважин: начало — не ранее 2 ч, конец — не позднее 12 ч; для «горячих» скважин: начало — не ранее 1,75 ч, конец — не позднее 5 ч.

**Белитокремнеземистый тампонажный цемент  
для высокотемпературных скважин БКЦ  
(ТУ 21-1-3—67 МПСМ и МНП)**

Таблица 122

Условия испытания		Время схватывания цементного раствора, ч	
температура, °С	давление, МПа	начало, не ранее	конец, не позднее
90—150	20—40	1,75	10
130—200	40—70	1,75	10

Примечание. Растекаемость цементного теста не менее 18 см.

**Песчанистый тампонажный портландцемент  
(ТУ 21-1-5—67 МПСМ)**

Таблица 123

Назначение цемента	Растекаемость цементного теста, см, не менее	Температура твердения, °С	Предел прочности при изгибе после твердения в течение 2 сут., МПа	Сроки схватывания тампонажного раствора, ч	
				начало, не ранее	конец, не позднее
Для «холодных» скважин	18	22±2	2	2,00	12,0
Для «горячих» скважин	18	75±3	4	1,75	4,5

## Цемент термосолестойкий (ТУ 39-081—75 МНП)

Цемент термосолестойкий ТССЦ предназначен для цементирования нефтяных и газовых скважин в условиях температур 100—300 °С и воздействия агрессивных подземных вод, а также для изоляции пластов соленосных отложений.

Удельная поверхность, см <sup>2</sup> . . . . .	2400
Время загустевания, мин . . . . .	180
Предел прочности цементного камня при изгибе (температура 200±5 °С, давление 60 МПа) через 24 ч твердения, МПа. . . . .	3
Водоцементное отношение . . . . .	0,45
Плотность раствора, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,86—1,92
Растекаемость раствора, см . . . . .	20—25

Для регулирования сроков схватывания цементного раствора применяют добавки к цементу: ССБ (0,1—0,2 %), хромпик (0,1—2 %) или гипана (0,3—2 %).

## Тампонажные утяжеленные шлаковые цементы

Тампонажные утяжеленные шлаковые цементы типа УШЦ предназначаются для цементирования высокотемпературных нефтяных и газовых скважин с аномально высокими пластовыми давлениями, в том числе для изоляции соленосных отложений. Основные технические данные УШЦ (ОСТ 39-014—75) приведены в табл. 124.

Шифр цемента означает: У — утяжеленный; Ш — шлаковый; Ц — цемент; 1,2 — типы первый, второй, определяемые плотностью тампонажного раствора; 120; 200 — температура испытания сроков схватывания тампонажного раствора и прочности цементного камня в °С.

Состав УШЦ: высушенный гранулированный доменный шлак, утяжеляющая добавка, портландцемент.

## Тампонажные шлакопесчаные цементы

Тампонажные шлакопесчаные цементы типа ШПЦС предназначаются для цементирования нефтяных и газовых скважин, в том числе для изоляции соленосных отложений. Основные технические данные ШПЦС (ОСТ 39-017—75) приведены в табл. 125.

Шифр цемента означает: Ш — шлак; П — песок; Ц — цемент; С — совместный помол; 120; 200 — температура испытания сроков схватывания тампонажного раствора и прочности цементного камня. Состав ШПЦС: высушенный гранулированный доменный шлак, кварцевый песок, портландцемент.

Таблица 124

Марка цемента	Температура применения, °С	Плотность тампонажного раствора, г/см <sup>3</sup>	Удельная поверхность, см <sup>2</sup> /г, не менее	Сроки схватывания тампонажного раствора, ч		Водоцементное отношение	Реагенты, % сухого вещества	
				начало, не менее	конец, не позднее		СДБ	калий двухромовокислый или бихромат натрия
УЩЦ1-120	80—160	2,06—2,15	2300	2	8	0,34	0,2±0,1	0,2±0,1
УЩЦ2-120	80—160	2,16—2,30	2000	2	8	0,32	0,2±0,1	0,2±0,1
УЩЦ1-200	160—250	2,06—2,15	2300	3	10	0,35	0,25±0,1	0,25±0,1
УЩЦ2-200	160—250	2,16—2,30	2000	3	10	0,32	0,25±0,1	0,25±0,1

Примечание. Растекаемость тампонажного раствора 18 см, предел прочности цементного камня при изгибе через  $24 \pm 1$  ч твердения 2,5 МПа

Таблица 125

Шифр цемента	Температура применения, °С	Удельная поверхность цемента, см <sup>2</sup> /г, не менее	Сроки схватывания тампонажного раствора, ч		Предел прочности цементного камня на изгибе через $24 \pm 1$ ч твердения, МПа, не менее	Предел прочности при сжатии, МПа, не менее	Водоцементное отношение	Реагенты, % сухого вещества	
			начало, не ранее	конец, не позднее				СДБ	калий двухромовокислый
ШПЦС-120	80—160	2700	2	8	2,5	5,0	0,43	0,2±0,1	0,2±0,1
ШПЦС-200	160—250	2000	3	8	4,5	10,0	0,40	0,25±0,1	0,25±0,1

Примечание. Растекаемость тампонажного раствора 18 см.

### Цемент тампонажный облеженный для «горячих» скважин (ОЦГ) (ТУ 39-086—75)

Этот цемент предназначается для цементирования нефтяных и газовых скважин. В зависимости от используемых реагентов ОЦГ может применяться в пределах геостатических температур 30—150 °С (без реагентов — от 40 до 90 °С).

*Краткие технические данные ОЦГ:*

Удельная поверхность цемента, см <sup>2</sup> /г . . . . .	>10 000±3 000
Плотность цементного тампонажного раствора, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,45±0,05
Время загустевания, мин . . . . .	>90
Предел прочности при изгибе образцов цементного камня, МПа . . . . .	>1,0

Облеженным тампонажным раствором является раствор плотностью менее 1,75 г/см<sup>3</sup>.

### Цемент тампонажный облеженный шлаковый (ОШЦ) (ТУ 39-01-08-296—77)

ОШЦ предназначается для цементирования нефтяных и газовых скважин с геостатическими температурами в пределах 140—220 °С при плотности раствора 1,48—1,56 г/см<sup>3</sup> и водоцементном отношении 0,9—1,0.

### Цемент тампонажный утяжеленный (УЦГ) (ТУ 39-01-224—76)

УЦГ предназначается для цементирования нефтяных и газовых скважин, в том числе для изоляции соленосных отложений. Он содержит утяжеляющие добавки, обеспечивающие увеличение плотности тампонажного раствора. Краткие технические данные УЦГ приведены в табл. 126.

Т а б л и ц а 126

Шифр цемента	Плотность тампонажного раствора, г/см <sup>3</sup>	Температура применения, °С	Удельная поверхность, см <sup>2</sup> /г, не менее
УЦГ-1	2,06—2,15	20—100	2500±200
УЦГ-2	2,16—2,25	20—100	2200±200

Примечание. Растекаемость ≥18 см; сроки схватывания, ч: начало — 1,75, конец — 5,0; предел прочности при изгибе через 48 ч — 2,5 МПа.

Шифр цемента означает: У — утяжеленный; Ц — цемент; Г — для «горячих» скважин; 1, 2 — тип первый, второй, определяемые плотностью тампонажного раствора. Утяжеленным тампонажным раствором является тампонажный цементный раствор плотностью выше 1,95 г/см<sup>3</sup>.

Цементы УЦГ-1 и УЦГ-2 испытывают при температуре 75 °С и атмосферном давлении, водоцементное отношение для УЦГ-1 — 0,35, для УЦГ-2 — 0,33.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕ

Геолого-технические условия бурения скважин	ХИМИ		
	вода	нефтепродукты	вязко-упругий разделитель
	вода, сульфатол, НЧК, дисольван	нефть, дизельное топливо	раствор полиакриламида, гекса-резорциновая смола, формалин
Устойчивые породы, не подверженные набуханию под действием воды	+ +		
Промывка ствола скважины нефтеэмульсионными буровыми растворами		+ +	
Аномально высокие пластовые давления			
Неустойчивые породы, склонные к обвалам и осыпям при воздействии на них воды			+
Разрез, характеризующийся карбонатными породами. Месторождение, имеющее водоплавающую залежь или нефтеносный пласт, отделенный от водоносного пропластком горных пород малой мощности	+ +		
Сильно кавернозные стволы и наклонные скважины			+
Вечная мерзлота			
Наличие зон поглощений при вскрытии продуктивных пластов с давлением, близким к гидростатическому			+

Примечания: 1. В квадрате обведены предпочтительные для использования стойкие буферные жидкости.

Буферные жидкости

физически инертные				химически активные			
утяжеленная буферная жидкость на основе полимеров	незамерзающая буферная жидкость	аэрированная буферная жидкость	эрозионная буферная жидкость	растворы кислот	буферная жидкость с низким показателем фильтрации	водные растворы солей	комбинированная буферная жидкость на основе РТС

Состав буферной жидкости

гипан, вода, барит	раствор диэтиленгликоля, кварцевый песок	вода, песок, поргланцемент, ПАВ, воздух	вода, кварцевый песок, КМЦ, цемент	водные растворы соляной и сульфаминовой кислот	вода, кальцинированная сода, КМЦ, гипан, метас, крахмал, иногда NaCl	водные растворы NaCl, CaCl <sub>2</sub>	раствор Al <sub>2</sub> (SO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> , раствор с тампонирующими свойствами (цемент, глино-порошок, вода, КМЦ, сода)
++ [++]	[+]		+		+	++ ++	+
				[++]		++ ++	

буферные жидкости. 2. + — рекомендуемая буферная жидкость. 3. ++ — термосоле-

Для регулирования сроков схватывания цементного раствора к цементу добавляют ССБ (0,1—0,5 %) и хромпик (0,3—0,5 %).

При выбранных плотностях тампонажного раствора, жидкости затворения и водоцементном отношении среднюю плотность твердой фазы можно определить по формуле

$$\rho_{т.ф} = \frac{\rho_{ц.р}}{1 - m \left( \frac{\rho_{ц.р}}{\rho_{в}} - 1 \right)}, \quad (183)$$

где  $\rho_{ц.р}$  — плотность тампонажного цементного раствора;  $\rho_{в}$  — плотность жидкости затворения;  $m$  — водоцементное отношение.

Тип цемента . . .	Для «горячих» скважин (ГОСТ 1581—78)	УЦГ-1/УЦГ-2	УЩЦ1-120/УЩЦ2-120	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	3,1	3,5/3,7	3,4/3,6	
Тип цемента . . .	УЩЦ1-200/УЩЦ2-200	ЩЦПС-120/ЩЦПС-200	Щлаковый цемент (ЩЦ)	
Плотность, г/см <sup>3</sup>	3,4/3,6	2,8/2,8	2,9	

### КРАТКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

#### Цементировочный агрегат ЦА-320М

Максимальное давление при подаче 2,9 дм <sup>3</sup> /с, МПа . . . . .	32
Максимальная подача при давлении 4,0 МПа, дм <sup>3</sup> /с . . . . .	23
Тип цементировочного насоса . . . . .	9Т
Тип водоподающего насоса . . . . .	1В
Вместимость, м <sup>3</sup> :	
мерного бака . . . . .	6,4
цементного бака . . . . .	0,25
Диаметр трубопроводов, мм:	
приемных . . . . .	100
нагнетательных . . . . .	50
Общая длина разборного трубопровода, м . . . . .	22
Общая масса агрегата, т . . . . .	17,5

Т а б л и ц а 128

#### Насос 9Т

Режим работы	Включенная передача	Давление, МПа			Подача, дм <sup>3</sup> /с		
		Диаметр втулки, мм					
		100	115	127	100	115	127
На максимальную подачу	II	30,5 *	22,5 *	18,2 *	3,0	4,1	5,1
	III	15,90	11,7	9,5	5,8	7,9	9,8
	IV	10,26	7,6	6,1	9,0	12,2	15,1
	V	6,90	5,0	4,0	13,5	18,3	23,0
На максимальное давление	II	32,0 *	23,0 *	18,5 *	2,9	4,0	4,9
	III	18,0	13,4	10,7	5,2	7,0	8,7
	IV	11,7	8,7	7,0	7,9	10,7	13,3
	V	7,8	5,8	4,7	11,9	16,1	20,0

\* Допустима кратковременная работа.

## Водоподающий насос 1В

Параметры	Частота вращения двигателя, рад/с (об/мин)			
	На I передаче		На II передаче	
	157 (1500)	178 (1700)	157 (1500)	178 (1700)
Частота вращения вала, рад/с (об/мин)	6,33 (60,5)	6,33 (60,5)	13,08 (125)	14,65 (140)
Подача, $\text{дм}^3/\text{с}$	5,6	6,4	11,6	13,0
Давление, МПа	1,5	1,5	1,5	1,5
Необходимая мощность, кВт	10,3	11,77	21,3	24,27

## Цементировочный агрегат ЗЦА-400

Максимальное давление при подаче $6,6 \text{ дм}^3/\text{с}$ , МПа . . . . .	40,0
Максимальная подача при давлении $8,0 \text{ МПа}$ , $\text{дм}^3/\text{с}$ . . . . .	33
Тип цементировочного насоса . . . . .	11Т
Вместимость мерного бака, $\text{м}^3$ . . . . .	6
Общая масса агрегата, т . . . . .	22,5
Водоподающий насос отсутствует	

## Насос 11Т

Включенная передача	Давление, МПа			Подача, $\text{дм}^3/\text{с}$		
	Диаметр втулки, мм					
	110	125	140	110	125	140
I	40,0	30,0	23,5	6,6	8,8	11,2
II	27,5	21,0	16,2	9,5	12,6	16,1
III	18,5	14,0	11,0	14,1	18,6	23,8
IV	13,5	10,0	8,0	19,5	25,8	33,0

## Цементосмесительная машина 2СМН-20

Транспортная грузоподъемность, т . . . . .	8—10
Вместимость бункера по сухому цементу, т . . . . .	20
Объем бункера, $\text{м}^3$ . . . . .	14,5
Производительность при приготовлении раствора, $\text{м}^3/\text{мин}$ :	
цементного . . . . .	0,6—1,2
цементно-бентонитового . . . . .	0,5—1,0
глинистого . . . . .	1,0—2,0
Давление жидкости затворения, МПа . . . . .	0,8—2,0
Масса незагруженной машины, т . . . . .	13,8

## Смесительный агрегат 1АС-20

Объем бункера, $\text{м}^3$ . . . . .	14,5
Производительность при приготовлении раствора, $\text{м}^3/\text{мин}$ . . . . .	0,6—2,0
Плотность приготавливаемого тампонажного цементного раствора, $\text{г}/\text{см}^3$ . . . . .	1,8—2,0

Тип водоподающий насос . . . . .	1В
Масса незагруженного агрегата, т . . . . .	15,0
<i>Смесительный агрегат ЗАС-30</i>	
Максимальная производительность при приготовлении тампонажного цементного раствора, дм <sup>3</sup> /с . . . . .	30
Плотность приготовляемого раствора, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,3—2,4
Объем бункера, м <sup>3</sup> . . . . .	13,0
Транспортная грузоподъемность (по цементу), т . . . . .	6
Тип водоподающего насоса . . . . .	4К-6
Тип ротационного компрессора . . . . .	РК-6/1
Масса агрегата в транспортном положении, т . . . . .	19,7
<i>Блок-манифольд 1БМ-700</i>	
Максимальное рабочее давление, МПа . . . . .	70,0
Число нагнетательных линий высокого давления:	
входящих . . . . .	6
выходящих . . . . .	2
<i>Станция контроля процесса цементирования СКЦ-2М</i>	
Регистрируемое давление, МПа . . . . .	0—40,0
Измеряемый расход жидкости (мгновенный), дм <sup>3</sup> /с . . . . .	0—100
Интегральный объем закачиваемой жидкости, измеряемый счетчиком, м <sup>3</sup> . . . . .	0—100
Регистрируемая плотность жидкости, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1—2

## РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН \*

### Общие положения

Тип цемента выбирают в зависимости от геолого-технических условий в интервале цементирования. Плотность цемента бывает разной: например, для облегченных цементов типа ОЦГ  $\rho_{ц} = 2,7 \text{ г/см}^3$ , а для глиноцементной смеси состава Г : Ц = 1 : 4  $\rho_{гц} = 2,9 \text{ г/см}^3$ .

Насыпная объемная масса цементов ( $\gamma_{ц}$ ), необходимая для определения вместимости цементосмесительных машин, и водоцементное отношение приводятся в табл. 131.

Т а б л и ц а 131

Цемент		Насыпная объемная масса $\gamma_{ц}$ , г/см <sup>3</sup>	Водо- цементное отношение
Тип	Шифр		
Нормальный »	ТЦГ, ТЦХ	1,21	0,50
	ШГЦС-120 (200)	1,18	0,45
Облегченный	ОЦГ, ОЦХ	0,84	0,80—0,95
Глиноцементный	Г : Ц = 1 : 4	0,92	0,75—0,85
Утяжеленный	УЦГ-1 (2)	1,58	0,33—0,35

Если известны плотность цемента и водоцементное отношение, плотность цементного раствора можно определить по формуле

$$\rho_{ц.р} = \frac{1 + m}{\frac{1}{\rho_{ц}} + \frac{m}{\rho_{в}}} \quad (184)$$

\* Выполнен по Инструкции УкргипроНИИнефть [11].

Динамическая температура у забоя скважины отличается от статической на 25—40 %. Ориентировочно ее можно определить по формуле

$$T_d = \frac{2T_{ст} + t_0}{3}, \quad (185)$$

где  $T_{ст}$  — статическая (естественная) температура пород на забое скважины (по данным геотермии района);  $t_0$  — среднегодовая температура грунта данного района на глубине 3,2 м (по данным метеослужбы).

Условные обозначения:

Диаметр колонны (наружный) . . . . .	$D_{II}$
Длина колонны . . . . .	$L$
Высота подъема тампонажного цементного раствора . . . . .	$H_{ц.р}$
Высота цементного стакана . . . . .	$h$
Плотность:	
тампонажного цемента . . . . .	$\rho_{ц}$
воды . . . . .	$\rho_{в}$
тампонажного цементного раствора . . . . .	$\rho_{ц.р}$
облегченного тампонажного раствора продувочного раствора . . . . .	$\rho_0$
бурового раствора . . . . .	$\rho_{п.р}$
буферной жидкости . . . . .	$\rho_{б.р}$
тампонажного утяжеленного раствора . . . . .	$\rho_{буф}$
Насыпная объемная масса цемента . . . . .	$\gamma_{II}$
Водоцементное отношение для цемента:	
тампонажного . . . . .	$m$
тампонажного облегченного . . . . .	$m_0$
тампонажного утяжеленного . . . . .	$m_y$
Коэффициент уширения . . . . .	$k_y$
Диаметр скважины . . . . .	$D_{скв}$
Внутренний диаметр труб . . . . .	$d$
Диаметр долота . . . . .	$D_{дол}$
Пластовое давление (наибольшее) . . . . .	$P_{пл\ max}$
Глубина залегания пласта с $\rho_{пл}$ . . . . .	$L_{пл}$
Давление гидроразрыва (поглощения) . . . . .	$p_{г.р}$
Коэффициент достоверности определения $\rho_{г.р}$ . . . . .	$k_d$
Глубина залегания пласта с $\rho_{г.р}$ . . . . .	$L_{г.р}$
Толщина фильтрационной корки . . . . .	$\Delta$
Угол наклона скважины . . . . .	$\alpha$

## РАСЧЕТ ОДНОСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

**Задача 88.** Провести расчет одноступенчатого цементирования эксплуатационной колонны диаметром 146 мм, спущенной на глубину 3200 м, если диаметр долота для бурения под колонну 190,5 мм, высота подъема тампонажного цементного раствора за колонной 1100 м, глубина спуска предыдущей (промежуточной) колонны диаметром 219 мм — 2200 м, плотность бурового раствора 1,26 г/см<sup>3</sup>, коэффициент уширения ствола скважины 1,25; высота цементного стакана 20 м, толщина фильтрационной корки 3 мм, угол наклона ствола скважины 2°.

Изменения внутреннего диаметра промежуточной и эксплуатационной колонн представлены следующим образом (снизу вверх):

Колонна	Внутренний диаметр колонны, мм	Толщина стенки, мм	Длина секции, м
Промежуточная	199,1	10	200
	201,1	9	1000
	199,1	10	1000
Эксплуатационная	126,0	10	200
	128,0	9	500
	130,0	8	1700
	128,0	9	500
	126,0	10	300

Пластовое давление на глубине 3200 м составляет 35 МПа. Расчетная схема приведена на рис. 10.

**Решение.** Для цементирования используем тампонажный портландцемент для «горячих» скважин плотностью 3,15 г/см<sup>3</sup>, для которого насыпная объемная масса составляет 1,21 г/см<sup>3</sup> и водоцементное отношение 0,5.

1. Определяем плотность тампонажного цементного раствора

$$\rho_{ц.р} = \frac{1 + 0,5}{1/3,15 + 0,5} = 1,84 \text{ г/см}^3.$$

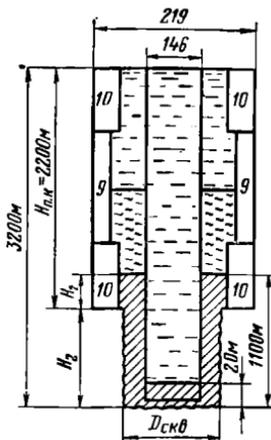
Поскольку эксплуатационную колонну цементируют в интервале залегания продуктивных горизонтов, принимается буферная жидкость с низким показателем фильтрации, обработанная 1,5 % КМЦ, характеризующаяся плотностью  $\rho_{буф} = 1,02 \text{ г/см}^3$ .

2. Вычисляем минимальный объем буферной жидкости для обеспечения качества цементирования по формуле

$$V_{буф. \min} = 1,57 \left( k_y - 1 + \frac{2\Delta}{D_{дол}} \times \frac{D_{дол}/D_n + 1}{D_{дол}/D_n} \right) (D_{дол}^2 - D_n^2) H_{ц.р}; \quad (186)$$

$$V_{буф. \min} = 1,57 \left( 1,25 - 1 + \frac{2 \cdot 0,003}{0,1905} \cdot \frac{0,1905/0,146 + 1}{0,1905/0,146} \right) \times \\ \times (0,1905^2 - 0,146^2) 1100 = 7,92 \text{ м}^3.$$

Рис. 10. Расчетная схема цементирования скважины



3. Рассчитываем критический объем буферной жидкости для предотвращения проявлений в процессе цементирования по фор-

муле

$$V_{\text{буф. кр}} = 0,785 \frac{\rho_{\text{б. р}} L_{\text{пл}} - \frac{110 \rho_{\text{пл макс}}}{\cos \alpha}}{\rho_{\text{б. р}} - \rho_{\text{буф}}} (D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{п}}^2); \quad (187)$$

$$V_{\text{буф. кр}} = 0,785 \frac{1,26 \cdot 3200 - \frac{110 \cdot 35}{0,9994}}{1,26 - 1,02} (0,238^2 - 0,146^2) = 20,78 \text{ м}^3.$$

Здесь  $D_{\text{скв}} = k_y D_{\text{дол}} = 1,25 \cdot 0,1905 = 0,238 \text{ м}$ .

4. Объем буферной жидкости принимается из условия

$$V_{\text{буф. min}} \leq V_{\text{буф}} < V_{\text{буф. кр}}; \quad (188)$$

$$7,92 \leq V_{\text{буф}} < 20,78. \text{ Принимаем } V_{\text{буф}} = 10 \text{ м}^3.$$

Состав буферной жидкости: воды — 10 м<sup>3</sup>, КМЦ-500 — 0,15 т.

Примечания: 1. Если  $V_{\text{буф. min}} > 20 \text{ м}^3$ , то этот объем следует определять только для интервала, в котором необходимо обеспечить высокое качество цементирования.

2. Если  $V_{\text{буф. кр}} \ll V_{\text{буф. min}}$ , то следует применять буферную жидкость повышенной плотности.

3. При цементировании колонн в обсаженном стволе ( $k_y = 1$ ,  $\Delta = 0$ ) объем буферной жидкости принимают из расчета заполнения не менее 150 м затрубного пространства.

5. Определяем высоту столба буферной жидкости в затрубном пространстве.

Так как  $H_{\text{п. р}} = 1100 \text{ м}$ , а глубина спуска предыдущей колонны 2200 м, то буферная жидкость будет размещена в затрубном пространстве между промежуточной и эксплуатационной колоннами (рис. 10).

Поэтому

$$h_{\text{буф}} = \frac{V_{\text{буф}}}{0,785 (D_{\text{ср. п. к}}^2 - D_{\text{п}}^2)}, \quad (189)$$

где  $D_{\text{ср. п. к}}$  — средневзвешенный внутренний диаметр промежуточной колонны (см. рис. 10)

$$D_{\text{ср. п. к}} = \frac{D_{\text{вп1}} l_1 + D_{\text{вп2}} l_2 + D_{\text{вп3}} l_3}{l_1 + l_2 + l_3} =$$

$$= \frac{0,1991 \cdot 200 + 0,211 \cdot 1000 + 0,1991 \cdot 1000}{200 + 1000 + 1000} = 0,2 \text{ м};$$

$$h_{\text{буф}} = \frac{10}{0,785 (0,2^2 - 0,146^2)} = 681 \text{ м}.$$

6. Находим высоту столба бурового раствора в затрубном пространстве (см. рис. 10)

$$h_{\text{б. р}} = H_{\text{п. к}} - H_1 - h_{\text{буф}}$$

$$h_{\text{буф}} = 2200 - 100 - 681 = 1419 \text{ м},$$

где 100 — высота столба тампонажного цементного раствора внутри промежуточной колонны.

7. Определяем требуемое количество тампонажного цементного раствора по формуле (см. рис. 10).

$$V_{ц.р} = 0,785 [(D_{в.п.к}^2 - D_{н}^2) H_1 + (D_{скв}^2 - D_{н}^2) H_2 + d^2 h]; \quad (190)$$

$$V_{ц.р} = 0,785 [(0,1991^2 - 0,146^2) 100 + (0,238^2 - 0,146^2) 1000 + + 0,126^2 \cdot 20] = 29,46 \text{ м}^3.$$

8. Рассчитываем массу тампонажного цемента по формуле

$$G = \frac{1,05}{1+m} \rho_{ц.р} V_{ц.р}, \quad (191)$$

где 1,05 — коэффициент, учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах;

$$G = \frac{1,05}{1+0,5} 1,84 \cdot 29,46 = 37,9 \text{ т.}$$

9. Определяем объем воды для затворения тампонажного цемента по формуле

$$V_{в} = 1,1mG, \quad (192)$$

где 1,1 — коэффициент резерва жидкости затворения

$$V_{в} = 1,1 \cdot 0,5 \cdot 37,9 = 20,84 \text{ м}^3.$$

10. Находим объем продажного раствора по формуле (см. рис. 10)

$$V_{п.р} = 0,785 (d_1^2 l_1 + d_2^2 l_2 + d_3^2 l_3 + d_4^2 l_4 + d_5^2 l_5) k_c, \quad (193)$$

где  $d_1, d_2, \dots$  — внутренние диаметры секций эксплуатационной колонны длиной  $l_1, l_2, \dots$ ;  $k_c$  — коэффициент сжимаемости жидкости за счет газа (1,02—1,04)

$$V_{п.р} = 0,785 (0,126^2 \cdot 300 + 0,128^2 \cdot 500 + 0,13^2 \cdot 1700 + 0,128^2 \cdot 500 + + 0,126^2 \cdot 180) 1,02 = 42,23 \text{ м}^3.$$

11. Принимаем технологически необходимую скорость восходящего потока тампонажного цементного раствора в затрубном пространстве 1,8 м/с и определяем подачу насосов ЦА для обеспечения данной скорости по формуле

$$Q = F_{затр} V; \quad (194)$$

$$F_{затр} = \frac{V_{ц.р} - V_{стак}}{H_{ц.р}} = \frac{29,46 - 0,248}{1100} = 0,0265 \text{ м}^2.$$

Здесь  $V_{стак}$  — объем цементного стакана.

Тогда  $Q = 0,0265 \cdot 1,8 \cdot 10^3 = 47,7 \text{ дм}^3/\text{с.}$

**Примечание.** Если возможен гидроразрыв пласта, необходимо определить допустимую подачу насосов ЦА из условия предотвращения гидроразрыва пластов по формуле

$$Q = \sqrt{\frac{\left\{ \frac{p_{г.р}}{k_D} - 0,01 [(L'_{г.р} + H'_{ц.р}) \rho_{ср2} + H'_{ц.р} \rho_{ср1}] \right\} (D_{скв}^3 - D_{н}^3) (D_{скв}^2 + D_{н}^2)}{8,26 [\lambda_{ц.р} \rho_{ср1} H'_{ц.р} + \lambda_{б.р} \rho_{ср2} (L_{г.р} - H'_{ц.р})]}}, \quad (195)$$

$$\text{где } H'_{\text{ц.р}} = h_{\text{ц.р}} + h_0;$$

$$h_{\text{ц.р}} = \frac{100 \cdot p_{\text{г.р}}}{k_d} - \frac{(H_{\text{ц.р}} - L + L_{\text{г.р}}) \rho_0 - h_{\text{б.уф}} \rho_{\text{б.уф}} - h_{\text{б.р}} \rho_{\text{б.р}}}{\rho_{\text{ц.р}} - \rho_0}, \quad (196)$$

$$\rho_{\text{ср1}} = \frac{\rho_{\text{ц.р}} h_{\text{ц.р}} + \rho_0 h_0}{h_{\text{ц.р}} + h_0}; \quad (197)$$

$$\rho_{\text{ср2}} = \frac{\rho_{\text{б.уф}} h_{\text{б.уф}} + \rho_{\text{б.р}} h_{\text{б.р}}}{h_{\text{б.уф}} + h_{\text{б.р}}}, \quad (198)$$

$\lambda_{\text{ц.р}}$ ,  $\lambda_{\text{б.р}}$  — коэффициенты гидравлических сопротивлений для тампонажного цементного и бурового растворов, принимаемые для практических расчетов, равным соответственно 0,035 и 0,02.

12. Определяем максимальное давление на цементировочной головке в конце цементирования по формуле

$$p_{\text{к}} = p_{\text{р}} + p_{\text{тр}} + p_{\text{затр}}, \quad (199)$$

где  $p_{\text{р}}$  — максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве в конце цементирования.

При  $\rho_{\text{п.р}} = \rho_{\text{б.р}}$

$$p_{\text{р}} = 0,01 (H_{\text{ц.р}} - h) (\rho_{\text{ц.р}} - \rho_{\text{п.р}}); \quad (200)$$

$$p_{\text{р}} = 0,01 (1100 - 20) (1,84 - 1,26) = 6,26 \text{ МПа};$$

$p_{\text{тр}}$  — давление на преодоление гидравлических сопротивлений в трубах

$$p_{\text{тр}} = 8,26 \lambda_{\text{б.р}} \rho_{\text{б.р}} \frac{Q^2 L}{d_{\text{ср}}^5}; \quad (201)$$

$$d_{\text{тр}} = 8,26 \cdot 0,02 \cdot \frac{47,7^2 \cdot 3200}{12,9^5} = 4,24 \text{ МПа},$$

где 12,9 — средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, см

$$d_{\text{ср}} = \frac{0,126 \cdot 300 + 0,128 \cdot 500 + 0,13 \cdot 1700 + 0,128 \cdot 500 + 0,126 \cdot 200}{3200} = 0,129 \text{ м} = 12,9 \text{ см};$$

$p_{\text{затр}}$  — давление на преодоление гидравлических сопротивлений в затрубном пространстве

$$p_{\text{затр}} = 8,26 \lambda_{\text{ц.р}} \rho_{\text{ц.р}} \frac{Q^2 H_{\text{ц.р}}}{(D_{\text{снв}} - D_{\text{н}})^3 (D_{\text{снв}} + D_{\text{н}})^2} + 8,26 \lambda_{\text{б.р}} \rho_{\text{ср2}} \frac{Q^2 (L - H_{\text{ц.р}})}{(D_{\text{ср.п.к}} - D_{\text{н}})^3 (D_{\text{ср.п.к}} + D_{\text{н}})^2}; \quad (202)$$

$$\rho_{\text{ср2}} = \frac{1,02 \cdot 681 + 1419 \cdot 1,26}{2100} = 1,18 \text{ г/см}^3;$$

$$p_{\text{затр}} = 8,26 \cdot 0,035 \cdot 1,84 \frac{47,7^2 \cdot 1100}{(23,8 - 14,6)^3 (23,8 + 14,6)^2} + 8,26 \cdot 0,02 \cdot 1,18 \frac{47,7^2 (3200 - 1100)}{(20 - 14,6)^3 (20 + 14,6)^2} = 6,1 \text{ МПа}.$$

Максимальное давление в конце цементирования  $p_k = 6,26 + 4,24 + 6,1 = 16,6$  МПа.

13. Допустимое давление на устьевое цементировочное оборудование

$$[p_{д.г} = p_y/1,5 = 30/1,5 = 20 \text{ МПа}; \quad 16,6 < 20.$$

14. В соответствии с  $Q$  и  $p_k$  выбирают тип ЦА; в данном случае  $Q = 47,7$  дм<sup>3</sup>/с;  $p_k = 16,6$  МПа. Принимаем ЦА-320 М.

15. Определяем число ЦА из условия их подачи, рассчитанной при  $p_k$ . По табл. 128 находим при диаметре втулки 100 мм и давлении насоса ЦА  $p_{III} = 18$  МПа,  $q_{III} = 5,2$  дм<sup>3</sup>/с

$$n = Q/q + 1; \quad (203)$$

$$n = 47,7/5,2 + 1 = 10,17.$$

Принимаем 11 агрегатов ЦА-320М.

16. Рассчитываем необходимое число цементосмесительных машин в зависимости от массы цемента, его насыпной объемной массы и вместимости бункера по формуле:

$$m = \frac{1}{V_{бун}} \frac{G}{\gamma_n}; \quad (204)$$

$$m = \frac{1}{14,5} \frac{37,9}{1,21} = 2,16.$$

Здесь 14,5 м<sup>3</sup> — объем бункера 2СМН-20.

В каждую цементосмесительную машину будет загружено по 12,63 т цемента.

17. Определяем количество работающих ЦА при закачке буферной жидкости. Так как объем буферной жидкости 10 м<sup>3</sup>, а емкость мерного бака ЦА 6,4 м<sup>3</sup>, то для закачки буферной жидкости принимаем два ЦА.

Так как давление на преодоление гидравлических сопротивлений даже в конце цементирования небольшое (10,34 МПа), то буферную жидкость можно закачивать при  $q_{IV} = 7,9$  дм<sup>3</sup>/с.

18. Число работающих ЦА при закачке тампонажного цементного раствора рассчитывают по формуле

$$n = 2m = 2 \cdot 3 = 6. \quad (205)$$

Так как  $V_{ц.р} < V_{пр.р}$  (29,46 < 42,23), то гидравлические сопротивления будут еще меньше, поэтому для получения подачи 47,7 дм<sup>3</sup>/с достаточно взять  $q_{IV} = 7,9$  дм<sup>3</sup>/с, т. е.  $6 \cdot 7,9 = 47,4$  дм<sup>3</sup>/с.

Суммарная подача смесительных машин обеспечит полученную суммарную подачу ЦА.

19. Закачивание 0,98 объема продажного раствора будет осуществляться 10 ЦА при подаче  $q_{III} = 5,2$  дм<sup>3</sup>/с. Оставшиеся 0,02 объема продажного раствора будут закачиваться одним агрегатом при подаче  $q_{III} = 5,2$  дм<sup>3</sup>/с.

20. Определяем продолжительность цементирования обсадной колонны по формуле

$$t_{ц} = \frac{1}{60} \left( \frac{V_{буф}}{n_1 q_{IV}} + \frac{V_{ц.р}}{n_2 q_{IV}} + \frac{0,98 V_{п.р}}{(n-1) q_{III}} + \frac{0,02 V_{п.р}}{(n-1) q_{III}} \right) + 10 \text{ мин}; \quad (206)$$

$$t_{ц} = \frac{1}{60} \left( \frac{10 \cdot 10^3}{2 \cdot 7,9} + \frac{29,46 \cdot 10^3}{6 \cdot 7,9} + \frac{0,98 \cdot 42,23 \cdot 10^3}{10 \cdot 5,2} + \frac{0,02 \cdot 42,23 \cdot 10^3}{1 \cdot 5,2} \right) + 10 = 46,88 \text{ мин.}$$

Для цементирования обсадной колонны необходимо принять тампонажный цементный раствор, характеризующийся началом загустевания  $t_3 = t_{ц}/0,75 = 46,88/0,75 = 62,51$  мин.

Результаты расчетов приведены ниже.

Количество, м <sup>3</sup> :	
тампонажного цементного раствора . . . . .	29,46
буферной жидкости . . . . .	10,0
сухого тампонажного цемента, т . . . . .	37,9
воды затворения . . . . .	20,84
продавочного раствора . . . . .	42,23
Число агрегатов . . . . .	11
Число машин 2СМН-20 . . . . .	3
Продолжительность цементирования, мин. . . . .	46,88

---

## Г л а в а IX

### БУРЕНИЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Скважины, в которых забой имеет определенное отклонение от вертикали, а ствол проводится по заранее заданной кривой, называются наклонно-направленными.

Наклонно-направленные скважины следует бурить с минимальными затратами времени и средств. Проект на строительство наклонно-направленной скважины должен включать: обоснование выбора конфигурации профиля, расчет и построение профиля, определение допустимых отклонений ствола от проекта. Профиль наклонно-направленной скважины должен удовлетворять скоростному и качественному бурению, иметь минимальное число изгибов, быть технически выполнимым и экономически целесообразным.

Профили бывают двух типов: обычные и пространственные. Профили обычного типа представляют собой кривую линию, расположенную в одной вертикальной плоскости; профили пространственного типа представляют собой пространственную кривую линию.

#### ТИПЫ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ПРИМЕНЕНИЮ

Профиль типа *A* (рис. 11) состоит из трех участков: вертикального *1*, участка набора угла наклона ствола *2* и прямолинейного наклонного участка *3*. Профиль этого типа рекомендуется применять при бурении неглубоких скважин на однопластовые месторождения, если предполагается большое смещение забоя. Он позволяет ограничить до минимума время работы с отклонителем, получить наибольшее отклонение от вертикали при наименьшем угле наклона ствола, эксплуатировать скважины без затруднений.

Профиль типа *B* (см. рис. 11) отличается от профиля типа *A* тем, что вместо прямолинейного наклонного участка имеется участок естественного снижения угла наклона *3*. Профиль этого типа рекомендуется применять в районах, где естественное снижение угла наклона невелико, и для больших глубин скважин, когда стабилизация угла наклона затруднена. Он требует набора значительно большего угла наклона ствола, длина второго участка (набора кривизны) будет больше, а значит увеличится время работы с отклонителем.

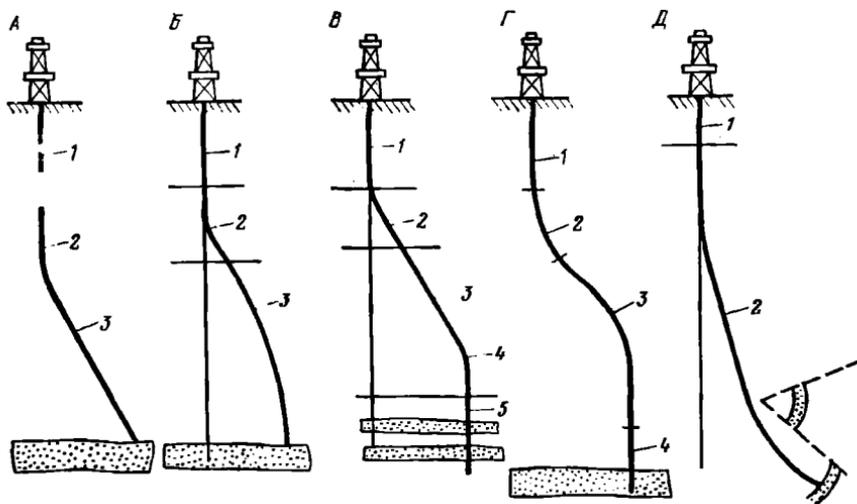


Рис. 11. Типы профилей наклонно-направленных скважин

Профиль типа *B* (см. рис. 11) состоит из пяти участков: вертикального 1, участка набора угла наклона ствола 2, прямолинейного наклонного участка 3, участка снижения угла наклона 4 и вертикального 5. Его рекомендуется применять при проходке глубоких скважин, требующих пересечения стволом нескольких продуктивных горизонтов. Это наиболее сложный профиль.

Профиль типа *Г* (см. рис. 11) отличается от профиля типа *B* тем, что в нем участки 3 и 4 заменены участком самопроизвольного падения угла наклона 3. Рекомендуется применять при бурении глубоких скважин, в которых возможны отклонения в нижней части ствола скважины.

Профиль типа *Д* (см. рис. 11) состоит из вертикального участка 1 и участка набора угла наклона ствола 2. Профиль характеризуется большой длиной второго участка. Рекомендуется его применять, если необходимо выдержать заданные углы входа в пласт и вскрыть наибольшую толщину пласта.

### ВЫБОР, РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ ОБЫЧНОГО ТИПА

Для расчета любого профиля необходимо иметь следующие данные: глубину скважины по вертикали, отклонение забоя скважины от вертикали, длину первого вертикального участка, азимут наклонного ствола.

Расчет профиля сводится к определению максимального угла наклона ствола, вертикальных и горизонтальных проекций профиля (рис. 12, *a—д*). Необходимые расчетные формулы приведены в табл. 132.

Длина первого вертикального участка должна быть не менее 40—50 м, окончание его следует по возможности приурочить

Элементы профиля	Тип профиля					
	А (рис. 12, а)			Б (рис. 12, б)		
	Длина, м	Горизонтальная проекция	Вертикальная проекция	Длина, м	Горизонтальная проекция	Вертикальная проекция
Максимальный угол наклона ствола	$\alpha = \arccos \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2} - 2AR}{(R-A)^2 + H^2}$			$\alpha = 90 - (\gamma - \beta); \quad \beta = \arctg \frac{A - R_1}{H - H_B};$ $\gamma = \arccos \frac{1}{2} \frac{(A - R_1)^2 + H_p^2 + R_1(R_0 + R_2)}{R_0 \sqrt{(A - R_1)^2 + H_p^2}}$ где $R_0 = R_1 + R_2; \quad H_p = H - H_B$		
Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	—	$H_B$	$l_1 = H_B$	—	$H_B$
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745R\alpha$	$a = R(1 - \cos \alpha)$	$h = R \sin \alpha$	$l_2 = 0,01745R_1\alpha$	$\alpha = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$
Прямолинейный наклонный участок	$l_3 = H'/\cos \alpha$	$A' = H' \operatorname{tg} \alpha$	$H' = H_0 - (H_B + h)$	—	—	—
Участок снижения угла наклона	—	—	—	$l_3 = 0,01745R_2\alpha'$	$\alpha_1 = R_2(\cos \alpha' - \cos \alpha)$	$H_1 = R_2(\sin \alpha - \sin \alpha')$
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + A'$	$H_0 = H_B + h + h'$	$L = l_1 + l_2 + l_3$	$A = a + \alpha_1$	$H = H_B + h + H_1$
	В (рис. 12, в)			Г (рис. 12, г)		
Максимальный угол наклона ствола	$\alpha = \arcsin \frac{R_0H - (R_0 - A)\sqrt{H^2 - A(2R_0 - A)}}{(H^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)}$			$\alpha = \arccos \left( 1 - \frac{A}{R_1 + R_2} \right)$		

		$R_0 = R_1 + R_2; \quad H = H_0 - H_B - H_3$					
Первый вертикальный участок	$l_1 = H_B$	—	$H_B$	$l_1 = H_B$	—	$H_B$	
Участок набора угла наклона ствола	$l_2 = 0,01745R_1\alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$	$l_2 = 0,01745R_1\alpha$	$a_1 = R_1(1 - \cos \alpha)$	$h = R_1 \sin \alpha$	
Прямолинейный наклонный участок	$l_3 = H_1/\cos \alpha$	$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha$	$H_1 = H_0 - H_B - H_3 - (R_1 + R_2) \sin \alpha$	—	—	—	
Участок снижения угла наклона	$l_4 = 0,01745R_2\alpha$	$a_3 = R_2(1 - \cos \alpha)$	$H_2 = R_2 \sin \alpha$	$l_3 = 0,01745R_2\alpha$	$a_3 = R_2(1 - \cos \alpha)$	$H_1 = R_1 \sin \alpha$	
Второй вертикальный участок	$l_5 = H_3$	—	$H_3$	$l_4 = H - H_B - h - H_1 - h_B$	—	$h_B = l_4$	
Длина ствола по профилю	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5$	$A = a_1 + a_2 + a_3$	$H_0 = H_B + h + H_1 + H_2 + H_3$	$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4$	$A = a_1 + a_2$	$H = H_B + h + H_1 + h_B$	

Δ (рис. 12, δ)

Максимальный угол наклона ствола

$$\alpha = \arccos(1 - A/R)$$

Первый вертикальный участок

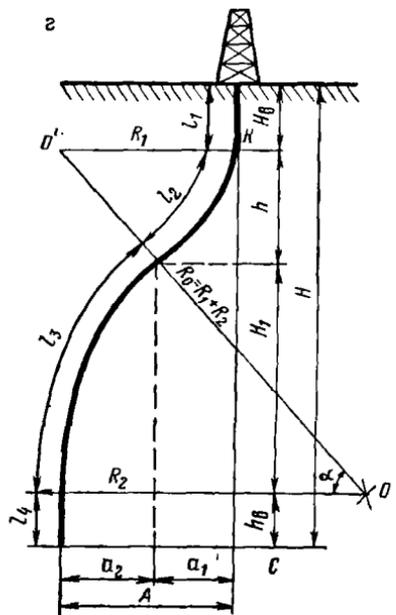
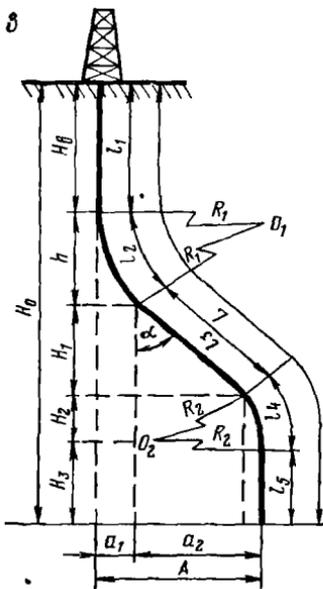
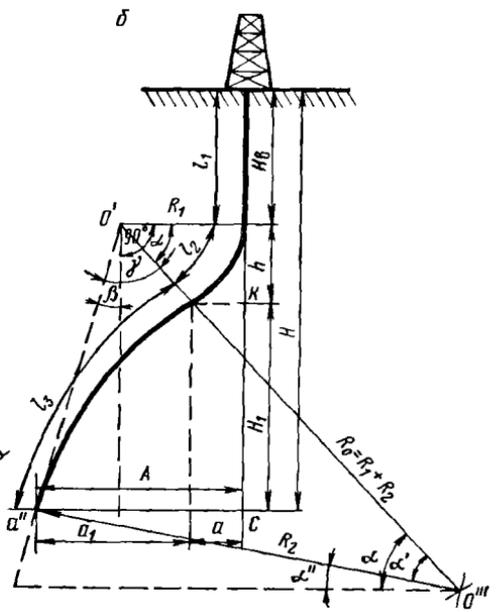
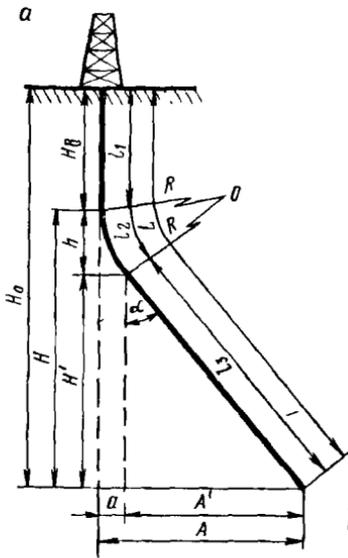
$$l_1 = H_B \quad \text{—} \quad H_B$$

Участок набора угла наклона ствола

$$l_2 = 0,01745R\alpha \quad A = R(1 - \cos \alpha) \quad h = R \sin \alpha$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 \quad A \quad H_0 = H_B + h$$



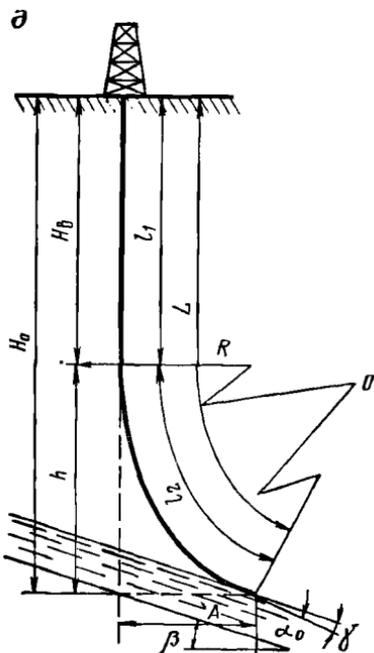


Рис. 12. Расчетные схемы профилей

к пластам средней крепости, где за один рейс долота можно набрать угол наклона 5—6". С целью экономии затрат времени на ориентированный спуск инструмента длина первого вертикального участка для профилей типа А—Г должна быть минимальной, а для профиля типа Д — максимальной.

Если начало искривления ствола можно приурочить к породам, слагающим разрез скважины сразу после башмака кондуктора, то это начало необходимо предусмотреть через интервал, равный величине проходки на долото после спуска кондуктора (чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем).

Величину расчетного радиуса искривления необходимо сравнить с величиной минимально возможного радиуса искривления.

Таблица 133

Нормы допустимых отклонений забоев скважин

Геологическая область	Тип скважин		Эксплуатационные скважины глубиной L, м					
	поско- вые	разве- дочные	Минимальные расстояния между скважинами s, м		3000			
			до 2000	2000—2500	2300—3000	3000		
Платформенная	10% s, ≤ 5% L	10% s, ≤ 5% L	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200	< 200
	10% s, ≤ 5% L	10% s, ≤ 5% L	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200	< 200
Складчатая	10% s, ≤ 5% L	10% s, ≤ 5% L	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200	< 200
	10% s, ≤ 5% L	10% s, ≤ 5% L	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200	< 200

Примечание. L — проектная глубина скважины.

Выбранный радиус искривления необходимо принимать на 5—10 % больше его теоретической величины, так как фактический интервал работы с отклонителем увеличивается из-за неточности установки отклонителя при зарезке наклонного участка ствола и при последующих рейсах долота. Угол наклона ствола на прямолинейном наклонном участке всегда должен быть более 10—12°.

В профилях типа *B* минимальная длина второго вертикального участка (пятого по порядку) должна быть равной расстоянию между кровлей верхнего и подошвой нижнего продуктивных горизонтов (если стволом предполагается вскрыть несколько пластов). Длину этого участка следует увеличить примерно на 5—10 % от минимальной, учитывая, что над ним находится участок, где работы будут проводиться с отклонителем и возможны ошибки как по азимуту, так и по углу наклона ствола.

Порядок проектирования профиля:

1) детально изучаем данные по ранее пробуренным скважинам, устанавливаем закономерности искривления стволов, изменение азимута, влияние различных факторов на изменение угла и азимута искривления.

2) с помощью структурной карты, на которой нанесено положение устья и забоя проектируемой скважины, определяем исходные данные для расчета профиля: вертикальную и горизонтальную проекции ствола и азимут искривления;

3) в соответствии с условиями проходки выбираем тип профиля;

4) устанавливаем длину вертикальных участков (одного — для профилей типа *A*, *B*, *G*, *D* и двух — для профиля типа *B*);

5) выбираем компоновку низа бурильной колонны и определяем интенсивность изменения угла искривления (или наоборот);

6) по величине интенсивности изменения угла искривления определяем радиусы и сравниваем их с минимально допустимыми; темп снижения угла искривления принимаем по данным практики;

7) определяем максимальный угол наклона ствола скважины и проекции всех участков ствола на горизонтальную и вертикальную плоскости. Если угол искривления ствола задан, то определяем значение радиуса искривления и интенсивность угла искривления;

8) на основании расчетных данных строим проектный профиль ствола скважины.

По окончании расчета профиля на миллиметровой бумаге строим горизонтальную и вертикальную проекции в масштабах: горизонтальную проекцию — 1 : 200, 1 : 400 или 1 : 500; вертикальную проекцию — 1 : 1000 или 1 : 2000.

Горизонтальную проекцию строим следующим образом: выбираем точку, которая будет являться устьем скважины и через нее в направлении заданного азимута проводим прямую линию и от выбранной точки на ней откладываем в соответствующем масштабе отрезок, равный длине смещения забоя от вертикали. Из конца

этого отрезка радиусом того же масштаба проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения. Нормы допустимых отклонений забоев скважин от проекта приведены в табл. 133.

Из точки, принятой за устье скважины, проводим две линии, касательные к окружности.

Вертикальную проекцию строим на том же листе миллиметровой бумаги. Проводим оси координат. На вертикальной оси от начала координат вниз в масштабе откладываем отрезок, равный глубине наклонной скважины по вертикали. На этом отрезке наносим конечные точки отдельных участков профиля, а затем точки соединяем: на прямолинейных участках — по прямой, на участках искривления — по дуге радиусом, определяемым расчетом.

**Задача 89.** Выбрать, рассчитать и построить профиль наклонно-направленной разведочной скважины при следующих условиях: скважина должна вскрыть один продуктивный горизонт, естественное искривление ствола незначительное. Конструкция скважины (табл. 134).

Таблица 134

Тип колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м
Направление	324	5
Кондуктор	245	250
Эксплуатационная колонна	146	1800

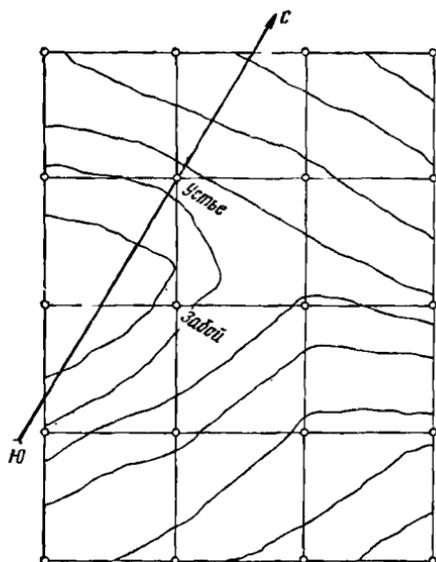


Рис. 13. Выкопировка из структурной карты

**Решение.** В связи с тем, что скважина предназначена для вскрытия одного продуктивного пласта и углы падения пластов небольшие, принимаем профиль типа А (см. рис. 12, а).

Определяем исходные данные для расчета. Азимут искривления ствола и длину проекции ствола на горизонтальную плоскость определяем на структурной карте месторождения (рис. 13). Азимут может быть измерен при помощи транспорта непосредственно на карте. При этом необходимо учесть поправку на направление, равную алгебраической сумме угла сближения меридианов и склонения магнитной стрелки. В данном случае  $\varphi = 150^\circ$ . Длина проекции ствола на горизонтальную

плоскость равна расстоянию между положением устья и забоя скважины, измеренному в масштабе карты, и в нашем случае  $A = 500$  м.

Длину первого вертикального участка выбираем, исходя из геологического разреза месторождения; окончание желательно приурочивать к пластам средней крености. Практически  $H_B$  принимается равной глубине спуска кондуктора плюс величина проходки на долото в этом интервале, чтобы не повредить башмак кондуктора при работе с отклонителем. В нашем случае  $H_B = 250 + 50 = 300$  м.

Общая глубина скважины по вертикали определяется как сумма альтитуды устья скважины, отметки кровли продуктивного горизонта в точке его вскрытия, мощности пласта и глубины зумпфа (по вертикали), в нашем случае  $H_0 = 1700$  м.

Определяем радиус искривления ствола скважины. Для набора кривизны принимаем следующую компоновку: долото диаметром 190,5 мм, турбобур Т12МЗ-170, кривой переводник с углом изгиба  $2^\circ$  и УБТ диаметром 146 м. Такая компоновка обеспечивает интенсивность набора угла искривления  $1^\circ 20'$  на 10 м и проходки.

Тогда

$$R = (57,3/\Delta\alpha_{10}) 10, \quad (207)$$

где  $\Delta\alpha_{10}$  — интенсивность набора кривизны на 10 м проходки.

$$R = (57,3/1,33) 10 = 430 \text{ м.}$$

Ввиду увеличения фактического интервала работы с отклонителем из-за неточности его установки рассчитанный радиус искривления принимается на 5–10 % больше теоретической величины, т. е.  $R = 480$  м. Этот радиус должен быть больше минимального.

Минимально возможный радиус искривления ствола, в который можно пропустить турбобур, при диаметре ствола, равном диаметру долота, рассчитывают по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{дол}} - d_T - k + f}, \quad (208)$$

где  $l_T$  — длина турбобура с долотом, м;  $D_{\text{дол}}$  — диаметр долота, мм;  $d_T$  — диаметр турбобура, мм;  $k$  — минимальный зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины, мм ( $k = 5 \div 8$  мм);  $f$  — стрела прогиба турбобура, мм

$$f = 0,13 \cdot 10^{-7} q_T I_T^2 / EI_T, \quad (209)$$

где  $q_T$  — масса 1 см турбобура, кг;  $E$  — модуль Юнга, Н/см<sup>2</sup>;  $I_T$  — момент инерции поперечного сечения турбобура, см<sup>4</sup>

$$I_T = 0,049d_T^4 = 0,049 \cdot 17^4 = 4092,5 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^{-7} \frac{1,23 \cdot 875^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 4120} = 14,2 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 8,75^2}{190,5 - 170 - 6 + 14,2} = 445,5 \text{ м.}$$

Таким образом,  $R > R_{\min}$  ( $480 > 445,5$ ).

Фактическая интенсивность набора кривизны

$$\Delta\alpha_{10} = \frac{57,3 \cdot 10}{480} = 1,19^\circ.$$

Находим максимальный угол наклона ствола

$$\cos \alpha = \frac{R(R-A) + H\sqrt{H^2 + A^2} - 2AR}{(R-A)^2 + H^2}, \quad (210)$$

где  $R$  — радиус искривления участка набора кривизны, м;  $A$  — смещение забоя от вертикали, м;  $H$  — проекции второго и третьего участков ствола на вертикаль, м

$$\cos \alpha = \frac{480(480-500) + 1400\sqrt{1400^2 + 500^2} - 2 \cdot 480 \cdot 500}{(480-500)^2 + 1400^2} = 0,934;$$

$$\alpha = 21^\circ.$$

Определяем проекцию участка набора кривизны: на горизонтальную плоскость

$$a = R(1 - \cos \alpha) = 480(1 - 0,934) = 31,7 \text{ м};$$

на вертикальную плоскость

$$h = R \sin \alpha = 480 \cdot 0,358 = 172 \text{ м}.$$

Определяем проекцию прямолинейного наклонного участка на вертикальную плоскость

$$H' = H_0 - (H_n + h) = 1700 - (300 + 172) = 1228 \text{ м}.$$

Рассчитываем длину участка набора кривизны

$$l_2 = 0,01745R\alpha = 0,01745 \cdot 480 \cdot 21 = 176 \text{ м}.$$

Находим длину прямолинейного наклонного участка

$$l_3 = H' / \cos \alpha = 1228 / 0,934 = 1315 \text{ м}.$$

Определяем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = H' \operatorname{tg} \alpha = 1228 \cdot 0,384 = 470 \text{ м}.$$

Суммарная фактическая длина отклонения составит

$$A_\phi = a + A' = 31,7 + 470 = 501,7 \text{ м}.$$

Находим погрешность в определении угла наклона

$$\Delta \alpha = \arctg \frac{(A - A_\phi)}{l_3} \cos \alpha = \arctg \frac{1,7 \cdot 0,934}{1315} = 0^\circ 5'.$$

Погрешность находится в пределах точности измерений инклинометрами; значит, расчет сделан правильно.

Определяем длину ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 300 + 176 + 1315 = 1791 \text{ м}.$$

По данным расчета строим в масштабе профиль ствола скважины (рис. 14, а, б).

Горизонтальную проекцию профиля строим так: на листе миллиметровой бумаги выбираем точку  $O$ , которую принимаем за устье наклонной скважины (верхняя кромка миллиметрового листа соответствует северной стороне). При помощи транспортира через эту точку в направлении проектного азимута ( $150^\circ$ ) прово-

дим прямую линию и от выбранной точки  $O$  на ней откладываем отрезок  $AE$ , равный длине отклонения забоя от вертикали в принятом масштабе (1 : 200, 1 : 400 или 1 : 500), т. е.  $OO_1 = AE = 500$  м. Из точки  $O_1$  (рис. 14, а) радиусом 90 м в этом же масштабе проводим окружность, ограничивающую допуск на отклонение забоя от заданного положения (круг допуска). Радиус для данной скважины должен быть не более 5 ‰ глубины скважины,

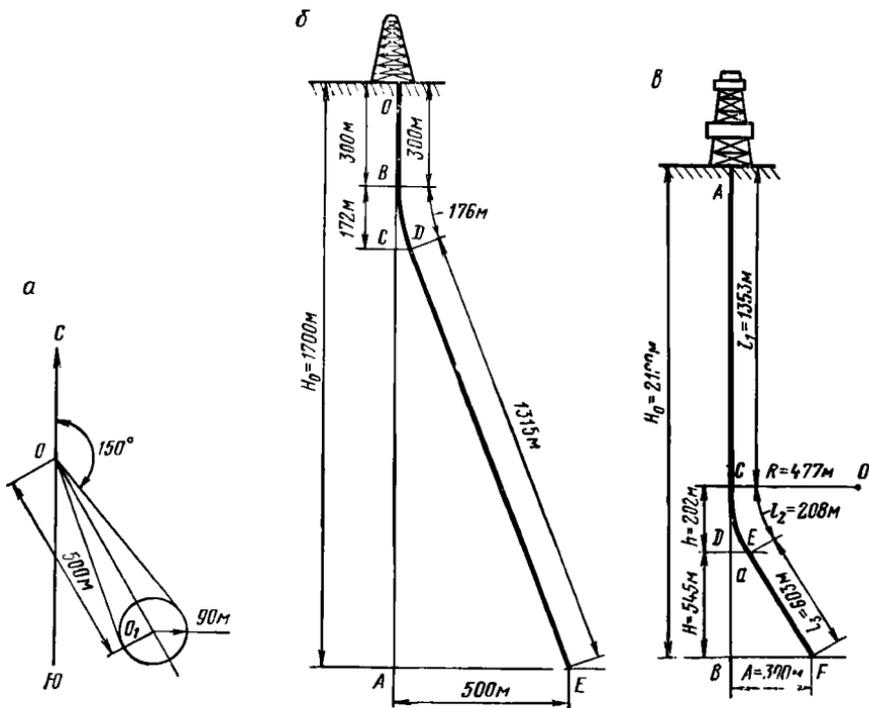


Рис. 14. Схемы построения профиля типа А:

а — горизонтальная проекция; б — вертикальная проекция; в — рассчитанного по упрощенной методике

т. е. 90 м (см. табл. 133). Две касательные линии, проведенные от точки  $O$ , к кругу допуска, образуют конус допусков.

Затем на этом же листе миллиметровой бумаги проводим оси координат. От начала координат вниз на вертикальной оси откладываем отрезок, равный вертикальной проекции ствола скважины  $OA = H_0 = 1700$  м в масштабе 1 : 1000 или 1 : 2000. На этом отрезке откладываем расстояния  $OB = 300$  м и  $BC = 172$  м. Из точки  $C$  проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $CD = 31,7$  м; из точки  $A$  проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $AE = 500$  м. Точки  $O$  и  $B$ ,  $D$  и  $E$  соединяем прямой, а  $B$  и  $C$  — по дуге окружности радиуса 480 м (рис. 14, б). В табл. 13., 136 приведены поинтервальные значения углов наклона скважины.

Таблица 135

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Средний угол искривления интервала, градус	Отклонение забоя за интервал $x = l \sin \alpha_{\text{ср}}$ , м	Общее отклонение забоя скважины, м
0—300	300	0	0	0
300—350	50	2,98	2,59	2,59
350—400	50	8,94	7,76	10,35
400—450	50	14,9	12,85	23,20
450—476	26	19,44	8,58	31,78
476—500	24	21	8,58	40,36
500—1791	1291	21	461,4	501,76

Таблица 136

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления скважины в конце интервала, градус	Лазмут, градус
0—300	300	0	
300—350	50	5,96	150
350—400	50	11,92	150
400—450	50	17,88	150
450—476	26	21,00	150
476—500	24	21,00	150
500—1791	1291	21,00	150

Примечание. Углы искривления скважины на втором участке, условно разделенном на отдельные интервалы по 50 м, определены из условия, что увеличение искривления прямо пропорционально глубине.

**Задача 90.** Рассчитать и построить профиль типа А (см. 12, а) для бурения наклонной скважины глубиной (по вертикали) 2100 м и со смещением забоя 300 м. Интенсивность набора кривизны на 100 м проходки составляет  $12^\circ$ , максимальный угол наклона скважины  $25^\circ$ . Длина первого вертикального участка не ограничивается. Методика расчета упрощена.

**Решение.** Определяем длину участка набора угла наклона ствола по формуле

$$l_2 = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta\alpha_{100}} \cdot 100, \quad (211)$$

где  $\alpha_n$  — угол наклона ствола в конце участка, градусы;  $\alpha_{n-1}$  — угол наклона ствола в начале участка, градусы;  $\Delta\alpha_{100}$  — интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы.

Тогда

$$l_2 = (25/12) \cdot 100 = 208 \text{ м.}$$

Рассчитываем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{l_2 \sin \alpha}{\frac{\pi}{180} \alpha} = \frac{208 \sin 25^\circ}{\frac{\pi}{180} \cdot 25} = \frac{208 \cdot 0,423}{0,01745 \cdot 25} = 202 \text{ м.}$$

Находим отклонение ствола скважины на участке набора кривизны (горизонтальную проекцию)

$$a = h \operatorname{tg} \alpha / 2 = 202 \operatorname{tg} 12^\circ 30' = 202 \cdot 0,2217 = 44,7 \text{ м.}$$

Определяем радиус искривления скважины

$$R = h / \sin \alpha = 202 / \sin 25^\circ = 202 / 0,423 = 477 \text{ м.}$$

Вычисляем горизонтальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$A' = 300 - a = 300 - 44,7 = 255,3 \text{ м.}$$

Определяем длину наклонного прямолинейного участка

$$l_3 = A' / \sin \alpha = 255,3 / 0,423 = 603 \text{ м.}$$

Рассчитываем вертикальную проекцию прямолинейного наклонного участка

$$H' = A' / \operatorname{tg} \alpha = 255,3 / \operatorname{tg} 25^\circ = 255,3 / 0,466 = 545 \text{ м.}$$

Длина первого вертикального участка

$$l_1 = H_0 - (h + H') = 2100 - (202 + 545) = 1353 \text{ м.}$$

Тогда длина ствола скважины по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 1353 + 208 + 603 = 2164 \text{ м.}$$

По данным расчета строим профиль ствола скважины (рис. 14, в)

На вертикальной линии откладываем отрезки  $AB = H_0 = 2100$  м,  $AC = l_1 = 1353$  м,  $CD = h = 202$  м. Через точки  $C$ ,  $D$ ,  $B$  проводим горизонтальные линии. Отложим на линии, проходящей через точку  $C$ , отрезок  $CR = 477$  м; на линии, проходящей через точку  $D$ , отрезок  $DE = a = 44,7$  м и на линии, проходящей через точку  $B$ , отрезок  $BF = A = 300$  м.

Из точки  $O$  радиусом 477 м описываем дугу. Точки  $E$  и  $F$  соединяем прямой  $EF$  до касания с дугой в точке  $E$ . Ломаная линия  $ACEF$  представляет собой проектный профиль ствола скважины.

**Задача 91.** Рассчитать и построить профиль типа  $B$  (см. рис. 12, б), если вертикальная проекция ствола скважины 1350 м, горизонтальная проекция 420 м, длина первого вертикального участка 200 м, азимут наклонного ствола  $100^\circ$ .

**Решение.** Для бурения скважины применяют следующую компоновку: долото диаметром 244,5 мм, турбобур Т12МЗ-215, кривой переводник с углом изгиба  $1^\circ 30'$  и УБТ диаметром 178 мм. Данная компоновка обеспечивает интенсивность набора угла наклона  $1^\circ 10'$  ( $1,166^\circ$ ) на 10 м проходки.

Тогда радиус искривления участка набора кривизны определяется по формуле

$$R_1 = (57,3 / \Delta \alpha_{10}) 10,$$

где  $\Delta \alpha_{10}$  — интенсивность набора угла наклона на 10 м проходки, градусы

$$R_1 = 57,3 \cdot 10 / 1,166 = 490 \text{ м.}$$

Радиус искривления увеличиваем на 5 %, так как увеличивается фактический интервал работы с отклонителем из-за неточности установки отклонителя, т. е.  $R_1 = 515$  м.

Этот радиус должен быть больше минимального, который определяется по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{дол}} - d_T - R + f},$$

$$\text{где } f = 0,13 \cdot 10^7 q_T \frac{l_T^2}{F l_T};$$

$$l_T = 0,049 d_T^{\frac{1}{2}}.$$

(Обозначения см. в задаче 93).

$$l_T = 0,049 \cdot 21,5^{\frac{1}{2}} = 10300 \text{ см}^{\frac{1}{2}};$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \cdot 1,85 \frac{950^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 10300} = 10 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 9,5^2}{244,5 - 215 - 6 + 10} = 450 \text{ м}.$$

Таким образом,  $R_1 > R_{\min}$ , так как  $515 > 450$ . Фактическая интенсивность набора угла наклона  $\frac{57,3 \cdot 10}{515} = 1,11^\circ$ . На основании данных практики радиус спижения угла наклона принимаем равным 1200 м, что соответствует темпу спижения угла наклона на 10 м проходки

$$\Delta\alpha_{10} = 57,3 \cdot 10 / 1200 = 0,477 = 0^\circ 29'.$$

Строим предварительно профиль в любом масштабе. На прямой линии откладываем отрезок  $BC$  (рис. 15, а), равный вертикальной проекции ствола скважины  $H = 1350$  м и отрезок  $BK$ , равный длине первого вертикального участка  $H_B = 200$  м. Из точек  $K$  и  $C$  проводим прямые, перпендикулярные к линии  $BC$ , на которых откладываем отрезки  $KO_1 = R_1 = 515$  м и  $CO_2 = A = 420$  м.

Из точки  $O_1$  радиусом  $R_0 = R_1 + R_2 = 515 + 1200 = 1715$  м и из точки  $O_2$  радиусом  $R_2 = 1200$  м циркулем делаем засечки. Точки их пересечения дадут центр  $O_3$  окружности, по дуге которой должен происходить спад кривизны. Если масштаб большой, то необходимые углы можно измерить по чертежу.

$$\alpha = 90^\circ - (\gamma - \beta);$$

$$\begin{aligned} \gamma &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{(A - R_1)^2 + (H - H_B)^2 + R_1 (R_0 + R_2)}{R_0 \sqrt{(A - R_1)^2 + (H - H_B)^2}} \right] = \\ &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{(420 - 515)^2 + (1350 - 200)^2 + 515 (1715 + 1200)}{1715 \sqrt{(420 - 515)^2 + (1350 - 200)^2}} \right] = \\ &= \arccos \frac{1}{2} \left[ \frac{9025 + 1322500 + 1501225}{1980825} \right] = 44^\circ 30'; \end{aligned}$$

$$\beta = \arctg \frac{A - R_1}{H - H_B} = \arctg \frac{420 - 515}{1350 - 200} = -4^\circ 40'.$$

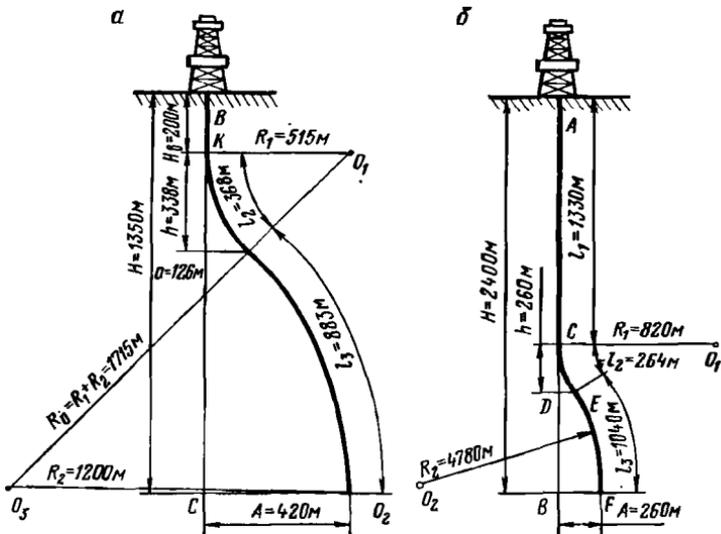


Рис. 15. Схемы построения профиля типа Б (а), рассчитанного по второму методу (б)

После подстановки значений  $\gamma$  и  $\beta$  получаем

$$\alpha = 90^\circ - (44^\circ 30' + 4^\circ 40') = 40^\circ 50', \text{ Принимаем } \alpha = 41^\circ.$$

Определяем угол входа в пласт

$$\alpha'' = \arcsin \left[ \frac{R_0 \sin \alpha - (H - H_B)}{R_2} \right] - \arcsin \left[ \frac{1715 \sin 41^\circ - (1350 - 200)}{1200} \right] = -1^\circ 12'.$$

Рассчитываем длины участков профиля и их проекции.

Участок набора кривизны:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 515 \cdot 41 = 368 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a = R_1 (1 - \cos \alpha) = 515 (1 - \cos 41^\circ) = 126 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 515 \cdot 0,656 = 338 \text{ м}$$

Участок снижения кривизны:

длина

$$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha'; \quad \alpha' = \alpha - \alpha'' = 41 + 1^\circ 12' = 42^\circ 12';$$

$$l_3 = 0,01745 \cdot 1200 \cdot 422 = 883 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_1 = R_2 (\cos \alpha'' - \cos \alpha) = 1200 [\cos (-1^\circ 12') - \cos 41^\circ] = 294 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$H_1 = R_2 (\sin \alpha - \sin \alpha'') = 1200 [\sin 41^\circ - \sin (-1^\circ 12')] = 1200 [\sin 41^\circ + \sin 1^\circ 12'] = 812 \text{ м}.$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 = 200 + 368 + 883 = 1451 \text{ м}$$

Горизонтальная проекция ствола

$$A = a + a_1 = 126 + 294 = 420 \text{ м},$$

что не отличается от проектного значения.

Вертикальная проекция ствола

$$H = H_B + h + H_1 = 200 + 338 + 812 = 1350 \text{ м}$$

На основании расчетных данных на профиле указываем координаты характерных точек и составляем таблицу (табл. 137).

Т а б л и ц а 137

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус			Отклонение забоя за интервал, м $x = l \cdot \sin \alpha_{CP}$	Среднее отклонение забоя скважины, м
		в начале интервала	в конце интервала	средний за интервал		
0—200	200	0	0	0	0	0
200—300	100	0	11,10	5,55	9,67	9,67
300—400	100	11,10	22,20	16,65	28,65	38,32
400—500	100	22,20	33,40	27,80	46,64	84,96
500—568	68	33,40	41,00	37,20	40,80	125,76
568—668	100	41,00	36,23	38,61	62,41	188,17
668—768	100	36,23	31,46	33,84	55,67	243,74
768—868	100	31,46	26,69	29,07	48,58	292,32
868—968	100	26,69	21,92	24,30	41,15	333,47
968—1068	100	21,92	17,15	19,53	33,43	366,90
1068—1168	100	17,15	12,38	14,76	25,48	392,38
1168—1268	100	12,38	7,61	9,99	17,36	409,74
1268—1368	100	7,61	2,84	5,22	9,06	418,80
1368—1451	83	2,84	-1,12	0,86	1,25	420,05

Примечание. Азимут равен 100°.

**Задача 92.** Рассчитать и построить профиль типа Б (см. рис. 12, б) для бурения наклонной скважины глубиной 2400 м по вертикали, если смещение забоя составляет 260 м, интенсивность набора кривизны 7° на 100 м проходки, интенсивность снижения кривизны 1,2° на 100 м проходки, угол искривления ствола скважины на забое 6°. Длина первого вертикального участка должна быть более 500 м.

*Решение.* Определяем максимальный угол искривления скважины по формуле

$$\cos \alpha = \frac{\Delta \alpha_c + \Delta \alpha_n \cos \delta - A \Delta \alpha_n \Delta \alpha_c 0,01745 \cdot 1/100}{\Delta \alpha_n + \Delta \alpha_c}, \quad (212)$$

где  $\Delta \alpha_n$  — интенсивность набора кривизны на 100 м проходки, градусы;  $\Delta \alpha_c$  — интенсивность снижения кривизны на 100 м проходки, градусы;  $A$  — отклонение забоя скважины от вертикали,

м;  $\delta$  — угол искривления ствола скважины у забоя, градусы.

$$\cos \alpha = \frac{1,2 + 7 \cos 6^\circ - 260 \cdot 1,2 \cdot 7 \cdot 0,0001745}{8,2} = \frac{1,2 + 6,96 - 0,382}{8,2} = 0,948;$$

$$\alpha = 18^\circ 30'.$$

Определяем вертикальную проекцию наклонной части ствола скважины

$$H_0 = \frac{5730}{\Delta\alpha_H + \Delta\alpha_C} [(\Delta\alpha_H + \Delta\alpha_C) \sin \alpha - \Delta\alpha_H \sin \alpha/2] = \\ = \frac{5730}{1,2 + 7} [(7 + 1,2) \sin 18^\circ 30' - 7 \sin 9^\circ 15'] - 700 (2,6 - 1,12) = 1070 \text{ м.}$$

Определяем длину вертикальной части скважины

$$l_1 = H - H_0 = 2400 - 1070 = 1330 \text{ м.}$$

Определяем длину ствола скважины по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3;$$

$$l_2 = (\alpha / \Delta\alpha_H) 100;$$

$$l_2 = (18,5/7) 100 = 264 \text{ м.}$$

$$l_3 = \frac{(\alpha - \delta) 100}{\Delta\alpha_C} = \frac{(18,5 - 6) 100}{1,2} = 1040 \text{ м.}$$

$$L = 1330 + 264 + 1040 = 2634 \text{ м.}$$

Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = \frac{100 \sin \alpha}{\Delta\alpha_H \cdot 0,01745} = \frac{100 \sin 18^\circ 30'}{7 \cdot 0,01745} = 260 \text{ м.}$$

Вычисляем величину смещения забоя на участке набора кривизны

$$a = h \operatorname{tg} \alpha/2 = 260 \operatorname{tg} 9^\circ 15' = 42,3 \text{ м.}$$

Определяем горизонтальную проекцию участка снижения кривизны

$$a_1 = A - a = 260 - 42,3 = 217,7 \text{ м.}$$

Рассчитываем радиус дуги участка набора кривизны

$$R_1 = \frac{100}{\Delta\alpha_H \cdot 0,01745} = \frac{100}{7 \cdot 0,01745} = 820 \text{ м.}$$

Определяем радиус дуги участка снижения кривизны

$$R_2 = \frac{100}{\Delta\alpha_C \cdot 0,01745} = \frac{100}{1,2 \cdot 0,01745} = 4780 \text{ м.}$$

Определяем элементы искривленного участка скважины по интервалам глубин, и результаты расчетов сводим в табл. 138.

Расхождение между заданной величиной отклонения забоя скважины и расчетной составляет 2,64 м (или 1 %), что вполне допустимо.

Строим профиль (рис. 15, б). Откладываем на вертикальной линии отрезки:  $AB = H = 2400$  м,  $AC = l_1 = 1330$  м,  $CD = h =$

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		в конце интервала	средний за интер- вал	за ин- тервал $x = l \sin \alpha_{\text{ср}}$	суммарное
0—1330	1330	0	0	0	0
1330—1430	100	7,0	3,50	6,10	6,10
1430—1530	100	14,0	10,50	18,22	24,32
1530—1594	64	18,5	16,25	17,90	42,22
1594—1694	100	17,3	17,90	30,74	72,96
1694—1794	100	16,1	16,70	28,74	101,70
1794—1894	100	14,9	15,50	26,72	128,42
1894—1994	100	13,7	14,30	24,70	153,12
1994—2094	100	12,5	13,10	22,67	175,79
2094—2194	100	11,3	11,90	20,62	196,41
2194—2294	100	10,1	10,70	18,57	214,98
2294—2394	100	8,9	9,50	16,50	231,48
2394—2494	100	7,7	8,30	14,44	245,92
2494—2594	100	6,5	7,10	12,36	258,28
2594—2634	40	6,0	6,25	4,36	262,64

= 260 м. Из точки  $C$  проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $R_1 = 820$  м. Из точки  $D$  проводим горизонтальную линию и на ней откладываем отрезок  $DE = a = 42,3$  м, а из точки  $B$  — горизонтальную линию  $BF = A = 260$  м. Из точки  $O_1$  радиусом  $R_1$  проводим дугу, соединяющую точки  $C$  и  $E$ , а из точки  $O_2$  радиусом  $R_2 = 4780$  м — дугу, соединяющую точки  $E$  и  $F$ . Точка  $O_2$  находится на пересечении двух дуг окружностей, проведенных из точек  $E$  и  $F$  радиусом  $R_2$ . Ломаная линия  $ACEF$  представляет собой проектный профиль скважины.

**Задача 93.** Рассчитать и построить профиль типа  $B$  (см. рис. 12,  $\delta$ ), если вертикальная проекция ствола скважины составляет 2325 м, отклонение забоя скважины от вертикали 325 м, длина первого вертикального участка в соответствии с геологическими условиями 275 м, длина пятого вертикального участка 125 м, азимут искривления ствола  $105^\circ$ .

**Решение.** Для бурения второго участка применяем следующую компоновку: долото диаметром 244,5 мм, турбобур ТС4А-170, кривой переводник с углом изгиба  $1^\circ$  и УБТ диаметром 146 мм. Такая компоновка обеспечивает интенсивность набора угла наклона  $\Delta\alpha_{10} = 0,666^\circ$  на 10 м проходки. Тогда радиус искривления второго участка

$$R_1 = 57,3 \cdot 10 / \Delta\alpha_{10} = 573 / 0,666 = 860 \text{ м.}$$

С учетом увеличения на 5 %  $R_1$  принимается равным 900 м. По результатам бурения в данном районе темп снижения угла искривления на 10 м проходки составляет  $0,8^\circ$ . Тогда радиус участка снижения угла наклона равен

$$R_2 = 57,3 \cdot 10 / \Delta\alpha_{10} = 573 / 0,8 = 716 \text{ м}$$

С учетом увеличения на 5 %  $R_2$  принимается равным 750 м. Принятые радиусы  $R_1$  и  $R_2$  должны быть больше минимальных, которые определяются по формуле

$$R_{\min} = \frac{167l_T^2}{D_{\text{доп}} - d_T - k + f},$$

где

$$f = 0,13 \cdot 10^7 q_T \frac{l_T^2}{EI_T};$$

$$l_T = 0,049d_T^4.$$

(Обозначения те же, что и в задаче 89.)

$$I_T = 0,049 \cdot 17^4 = 4120 \text{ см}^4;$$

$$f = 0,13 \cdot 10^7 \cdot 1,375 \frac{1478^2}{2,1 \cdot 10^7 \cdot 4120} = 34,6 \text{ мм};$$

$$R_{\min} = \frac{167 \cdot 1478^2}{244,5 - 170 - 5 + 34,6} = 350 \text{ м}.$$

Сравнивая принятые  $R_1 = 900$  м и  $R_2 = 750$  м с  $R_{\min} = 350$  м, видим, что  $R_1 > R_{\min}$  и  $R_2 > R_{\min}$ .

Находим необходимый угол наклона третьего участка ствола по формуле

$$\sin \alpha = \frac{R_0 H - (R_0 - A) \sqrt{H^2 - A(2R_0 - A)}}{(H^2 + R_0^2) - A(2R_0 - A)},$$

где  $R_0 = R_1 + R_2 = 900 + 750 = 1650$  м;  $H = H_0 - H_B - H_3 = 2325 - 275 - 125 = 1925$  м.

Тогда

$$\begin{aligned} \sin \alpha &= \frac{1650 \cdot 1925 - (1650 - 325) \sqrt{1925^2 - 325(2 \cdot 1650 - 325)}}{(1925^2 + 1650^2) - 325(2 \cdot 1650 - 325)} = \\ &= 0,1805; \\ \alpha &= 10^\circ 24'. \end{aligned}$$

Определяем горизонтальные и вертикальные проекции остальных участков.

Участок набора угла наклона:

длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 900 \cdot 10,4 = 163 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_1 = R_1 (1 - \cos \alpha) = 900 (1 - \cos 10^\circ 24') = 14,77 \text{ м},$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 900 \sin 10^\circ 24' = 162 \text{ м}.$$

Участок поддержания угла наклона ствола (прямолинейный наклонный):

вертикальная проекция

$$H_1 = H_0 - H_B - H_3 - (R_1 + R_2) \sin \alpha = 2325 - 275 - 125 - (900 + 750) \sin 10^\circ 24' = 1628 \text{ м};$$

длина

$$l_3 = H_1 / \cos \alpha = 1628 / \cos 10^\circ 24' = 1655 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_2 = H_1 \operatorname{tg} \alpha = 1628 \operatorname{tg} 10^\circ 24' = 298,1 \text{ м}.$$

Участок снижения угла наклона ствола:

длина

$$l_4 = 0,01745 R_2 \alpha = 0,01745 \cdot 750 \cdot 10,4 = 136 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_3 = R_2 (1 - \cos \alpha) = 750 (1 - \cos 10^\circ 24') = 12,3 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$H_2 = R_2 \sin \alpha = 750 \sin 10^\circ 24' = 135 \text{ м}.$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 + l_5 = 275 + 163 + 1655 + 136 + 125 = 2354 \text{ м}.$$

Горизонтальная проекция ствола

$$A = a_1 + a_2 + a_3 = 14,77 + 298,1 + 12,3 = 325,17 \text{ м}.$$

Вертикальная проекция ствола

$$H_0 = H_n + h + H_1 + H_2 + H_3 = 275 + 162 + 1628 + 135 + 125 = 2325 \text{ м}.$$

Разница  $325,17 - 325 = 0,17 \text{ м}$  — вполне допустимая величина. Строим профиль (рис. 16, а). Горизонтальную проекцию профиля строим аналогично построению, описанному в задаче 89. Вертикальную проекцию строим следующим образом. На вертикальной линии откладываем отрезок, равный вертикальной проекции ствола скважины  $AB = H_0 = 2325 \text{ м}$ . На этом отрезке откладываем расстояния:  $AC = H_n = 275 \text{ м}$ ;  $CD = h = 162 \text{ м}$ ;  $DE = H_1 = 1628 \text{ м}$ ;  $EF = H_2 = 135 \text{ м}$ .

Из точек  $D, E, F$  и  $B$  проводим горизонтальные линии, перпендикулярные к  $AB$ , и на них откладываем соответственно отрезки  $DK = a = 14,77 \text{ м}$ ;  $EL = a_1 + a_2 = 312,8 \text{ м}$ ;  $FM = A = 325,17 \text{ м}$  —  $BN$ .

Из точек  $C$  и  $K$  радиусом  $R_1 = 900 \text{ м}$  делаем засечки, точки их пересечения дадут центр  $O_1$  окружности, по дуге которой должен происходить набор кривизны, а из точек  $L$  и  $M$  радиусом  $R_2 = 750 \text{ м}$  делаем засечки, точки их пересечения дадут центр  $O_2$  окружности, по дуге которой должен происходить спад ранее на-

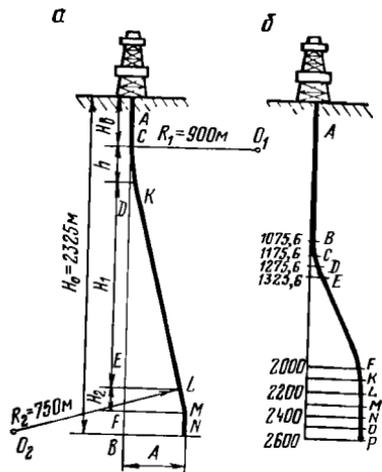


Рис. 16. Схемы построения профиля типа В (а), рассчитанного по упрощенной методике (б)

бранного угла наклона. Точки *K* и *L*, *M* и *N* соединяем прямыми линиями *KL* и *MN*. Ломаная линия *ACKLMN* представляет собой профиль проектной наклонной скважины.

Определяем элементы искривленных участков скважины по интервалам глубин и результаты расчетов сводим в табл. 139.

Т а б л и ц а 139

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус			Отклонение забоя, м	
		в начале интервала	в конце интервала	средний за интервал	за интервал $h \sin \alpha_{cp}$	суммарное
0—275	275	0	0	0	0	0
275—375	100	0	6,36	3,18	5,55	5,55
375—438	63	6,36	10,40	8,20	8,98	14,53
438—538	100	10,40	10,40	10,40	18,05	32,58
538—638	100	10,40	10,40	10,40	18,05	50,63
638—738	100	10,40	10,40	10,40	18,05	68,68
738—838	100	10,40	10,40	10,40	18,05	86,73
838—938	100	10,40	10,40	10,40	18,05	104,78
938—1038	100	10,40	10,40	10,40	18,05	122,83
1038—1138	100	10,40	10,40	10,40	18,05	140,88
1138—1238	100	10,40	10,40	10,40	18,05	158,93
1238—1338	100	10,40	10,40	10,40	18,05	176,98
1338—1438	100	10,40	10,40	10,40	18,05	195,03
1438—1538	100	10,40	10,40	10,40	18,05	213,08
1538—1638	100	10,40	10,40	10,40	18,05	231,13
1638—1738	100	10,40	10,40	10,40	18,05	249,18
1738—1838	100	10,40	10,40	10,40	18,05	267,23
1838—1938	100	10,40	10,40	10,40	18,05	285,28
1938—2038	100	10,40	10,40	10,40	18,05	303,33
2038—2093	55	10,40	10,40	10,40	9,90	313,23
2093—2193	100	10,40	2,76	6,40	11,15	324,38
2193—2229	36	2,76	0	1,38	0,87	325,25
2229—2354	125	0	0	0	0	0

Примечание. В интервалах глубины 0—275 м и 2229—2354 м азимут равен нулю, во всех остальных интервалах 105°.

**Задача 94.** Рассчитать и построить профиль типа *B* (см. рис. 12, в) по упрощенной методике, если глубина скважины по вертикали 2600 м, величина отклонения забоя от вертикали 280 м, длина первого вертикального участка 1000 м, интенсивность набора кривизны 6° на 100 м вертикальной проекции, интенсивность снижения кривизны 3° на 100 м вертикальной проекции, максимальный угол искривления скважины 15°. Нижний участок на протяжении 100 м должен быть вертикальным.

*Решение.* Определяем длину вертикальной проекции интервала набора угла искривления ствола скважины от нуля до 15°

$$l_H = \frac{\alpha_n - \alpha_{n-1}}{\Delta \alpha_{100}} 100, \quad (213)$$

где  $\alpha_n$  — кривизна ствола в конце участка, градусы;  $\alpha_{n-1}$  — кривизна ствола в начале участка, градусы;  $\Delta \alpha_{100}$  — интенсивность

искривления ствола скважины на 100 м длины, градусы

$$l_n = \frac{15-0}{6} 100 = 250 \text{ м.}$$

Рассчитываем длину вертикальной проекции интервала снижения угла искривления ствола скважины.

$$l_c = \frac{15-0}{3} 100 = 500 \text{ м.}$$

Тогда вертикальная проекция прямолинейного наклонного участка составит

$$l_n = 2600 - (1000 + 250 + 500 + 100) = 750 \text{ м.}$$

Определяем отклонения забоя ствола наклонной скважины по интервалам глубин по формуле

$$a = a_{n-1} + 100 \operatorname{tg} \frac{\alpha_n + \alpha_{n-1}}{2}, \quad (214)$$

где  $a_{n-1}$  — отклонение забоя от вертикали предыдущего участка, м.

Интервал глубин:

$$0-1000 \text{ м} \quad a_1 = 0;$$

$$1000-1100 \text{ м}$$

$$a_2 = a_1 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{6+0}{2} \right)^\circ = 0 + 100 \operatorname{tg} 3^\circ = 5,24;$$

$$1100-1200 \text{ м}$$

$$a_3 = a_2 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{12+6}{2} \right)^\circ = 5,24 + 15,84 = 21,08 \text{ м};$$

$$1200-1250 \text{ м}$$

$$a_4 = a_3 + 50 \operatorname{tg} \left( \frac{15+12}{2} \right)^\circ = 21,08 + 12,00 = 33,08 \text{ м};$$

$$1250-2000 \text{ м}$$

$$a_5 = a_4 + 750 \operatorname{tg} 15^\circ = 33,08 + 201 = 234,08 \text{ м};$$

$$2000-2100 \text{ м}$$

$$a_6 = a_5 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{12+15}{2} \right)^\circ = 234,08 + 24,01 = 258,09 \text{ м};$$

$$2100-2200 \text{ м}$$

$$a_7 = a_6 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{9+12}{2} \right)^\circ = 258,09 + 18,53 = 276,62 \text{ м};$$

$$2200-2300 \text{ м}$$

$$a_8 = a_7 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{6+9}{2} \right)^\circ = 276,62 + 13,17 = 289,79 \text{ м};$$

$$2300-2400 \text{ м}$$

$$a_9 = a_8 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{3+6}{2} \right)^\circ = 289,79 + 7,87 = 297,66 \text{ м};$$

$$2400-2500 \text{ м}$$

$$a_{10} = a_9 + 100 \operatorname{tg} \left( \frac{0+3}{2} \right)^\circ = 297,66 + 2,67 = 300,28 \text{ м};$$

$$2500-2600 \text{ м}$$

$$a_{11} = a_{10} + 0 = a_{10} = 300,28 \text{ м.}$$

Полученное суммарное смещение забоя (300, 28 м) больше требуемого (280 м) на  $300,28 - 280 = 20,28$  м, т. е. изменится начало искривления ствола скважины

$$h_0 = 1000 + \frac{20,28}{\operatorname{tg} 15^\circ} = 1000 + 75,6 = 1075,6 \text{ м.}$$

Следовательно, величина прямолинейного наклонного участка уменьшится на 75,6 м, т. е.  $750 - 75,6 = 674,6$  м.

Проводим перерасчет и результаты сводим в табл. 140.

Т а б л и ц а 140

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус		Отклонение забоя, м	
		в конце интервала	средний за интервал	по тангенсу средней кривизны	суммарное
0—1075,6	1075,6	0	0	0	0
1075,6—1175,6	100,0	6	3,0	5,24	5,24
1175,6—1275,6	100,0	12	9,0	15,84	21,08
1275,6—1325,6	50,0	15	13,5	12,00	33,08
1325,6—2000,0	674,4	15	15,0	180,72	213,80
2000—2100	100,0	12	13,5	24,01	237,81
2100—2200	100,0	9	10,5	18,53	256,34
2200—2300	100,0	6	7,5	13,17	269,51
2300—2400	100,0	3	4,5	7,87	277,38
2400—2500	100,0	0	1,5	2,62	280,00
2500—2600	100,0	0	0	0	—

Для построения профиля скважины (рис. 16, б) на вертикальной линии откладываем копейные величины интервалов из табл. 140 (1075,6; 1175,6 и т. д.). Из каждой точки по горизонтали откладываем соответствующие им суммарные смещения (0; 5,24; 21,08 и т. д.). Точки *B, C, D, E* и *F, K, L, M, N, O* соединяем плавной кривой, а точки *E* и *F, O* и *P* прямой, сопряженной с верхней и нижней кривыми.

**Задача 95.** Рассчитать и построить профиль типа *Г* (см. рис. 12, г) для наклонной скважины глубиной 1800 м по вертикали с отклонением забоя от вертикали 500 м, если интенсивность набора кривизны  $8^\circ$  на 100 м проходки, интенсивность снижения кривизны  $4^\circ$  на 100 м проходки, длина первого вертикального участка 250 м, длина нижнего (четвертого) вертикального участка должна быть не менее 120 м.

*Решение.* Определяем радиус искривления второго участка

$$R_1 = 5730/\Delta\alpha_{100} = 5730/8 = 716 \text{ м.}$$

Принимаем  $R_1 = 720$  м.

Находим радиус снижения угла наклона на третьем участке

$$R_2 = 5730/4 = 1432 \text{ м. Принимаем } R_2 = 1440 \text{ м.}$$

Определяем величину необходимого угла наклона

$$\cos \alpha = 1 - \frac{A}{R_1 + R_2},$$

где *A* — величина смещения забоя от вертикали, м.

Тогда

$$\cos \alpha = 1 - \frac{500}{720 + 1440} = 0,768; \quad \alpha \approx 39,8^\circ.$$

Рассчитываем длину участков профиля и их горизонтальные и вертикальные проекции.

Участок набора угла наклона ствола скважины:  
длина

$$l_2 = 0,01745 R_1 \alpha = 0,01745 \cdot 720 \cdot 39,8 = 500 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$a_1 = R_1 (1 - \cos \alpha) = 720 (1 - \cos 39,8^\circ) = 720 \cdot 0,232 = 167 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R_1 \sin \alpha = 720 \sin 39,8^\circ = 720 \cdot 0,641 = 461 \text{ м}.$$

Участок снижения угла наклона ствола:

длина

$$l_3 = 0,01745 R_2 \alpha = 0,01745 \cdot 1440 \cdot 39,8 = 1000 \text{ м}.$$

горизонтальная проекция

$$a_2 = R_2 (1 - \cos \alpha) = 1440 \cdot 0,232 = 333 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$H_1 = R_2 \sin \alpha = 1440 \sin 39,8^\circ = 1440 \cdot 0,641 = 922 \text{ м}.$$

Вертикальный участок (четвертый):

длина

$$l_4 = H - H_B - h - H_1 = 1800 - 250 - 461 - 922 = 167 \text{ м};$$

вертикальная проекция  $h_n = l_4 = 167 \text{ м}.$

Длина ствола по профилю:

$$L = l_1 + l_2 + l_3 + l_4 = 250 + 500 + 1000 + 167 = 1917 \text{ м}.$$

Проекция ствола:

горизонтальная

$$A = a_1 + a_2 = 167 + 333 = 500 \text{ м}.$$

вертикальная

$$H = H_B + h + H_1 + h_n = 250 + 461 + 922 + 167 = 1800 \text{ м}.$$

Уклонение ствола скважины за счет кривизны

$$L_{\text{удл}} = L - H = 1917 - 1800 = 117 \text{ м}.$$

Для построения профиля скважины (рис. 17) на вертикальной линии откладываем отрезки  $AB = H = 1800 \text{ м}; AC = H_B = 250 \text{ м}; CD = h = 461 \text{ м}; DE = H_1 = 922 \text{ м}$  и  $EB = h_n = 167 \text{ м}.$

Через точки  $C, D, E, B$  проводим горизонтальные линии и откладываем от точки  $C$  отрезок  $CO_1 = R_1 = 720 \text{ м};$  от точки  $D$  — отрезок  $DF = a_1 = 167 \text{ м};$  от точки  $E$  — отрезок  $EK = A = 500 \text{ м};$  от точки  $K$  по направлению линии  $KE$  — отрезок  $KEO_2 = R_2 = 1440 \text{ м};$  от точки  $B$  — отрезок  $BL = A = 500 \text{ м}.$  Из точки  $O_1$  описываем дугу радиусом  $R_1,$  а из точки  $O_2$  — дугу радиусом  $R_2.$

Ломаная линия  $ACFKL$  представляет собой профиль ствола наклонной скважины.

**Задача 96.** Рассчитать и построить профиль типа *D* (см. рис. 12, *d*), если глубина скважины по вертикали составляет 1620 м, отклонение забоя от вертикали 135 м, длина первого вертикального участка 1000 м, азимут 140°.

**Решение.** Определяем вертикальную проекцию участка набора кривизны

$$h = H_0 - H_B = 1620 - 1000 = 620 \text{ м};$$

где  $H_0$  — вертикальная проекция ствола скважины, м;  $H_B$  — длина первого вертикального участка, м.

Определяем радиус искривления ствола скважины по формуле

$$R = \frac{(h^2 + A^2)}{2A}, \quad (215)$$

где  $A$  — отклонение забоя скважины от вертикали,

$$R = \frac{620^2 + 135^2}{2 \cdot 135} = 1491 \text{ м.}$$

Рассчитываем угол искривления скважины

$$\operatorname{tg} \alpha/2 = A/h = 135/620 = 0,218; \quad \alpha = 24^\circ 36'.$$

Определяем вертикальные и горизонтальные проекции профиля. Участок набора кривизны:

длина

$$l_2 = 0,01745 R \alpha = 0,01745 \cdot 1491 \cdot 24,6 = 640 \text{ м};$$

горизонтальная проекция

$$A = R (1 - \cos \alpha) = 1491 (1 - \cos 24^\circ 36') = 1491 (1 - 0,9092) = 135,5 \text{ м};$$

вертикальная проекция

$$h = R \sin \alpha = 1491 \sin 24^\circ 36' = 1491 \cdot 0,4163 = 620 \text{ м.}$$

Длина ствола по профилю

$$L = l_1 + l_2 = 1000 + 640 = 1640 \text{ м.}$$

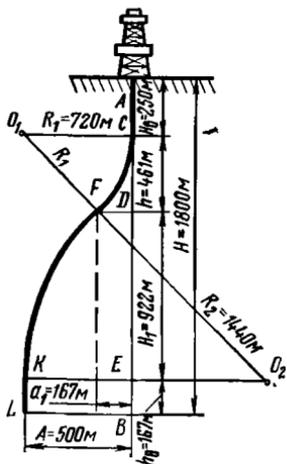


Рис. 17. Схема построения профиля типа *G*

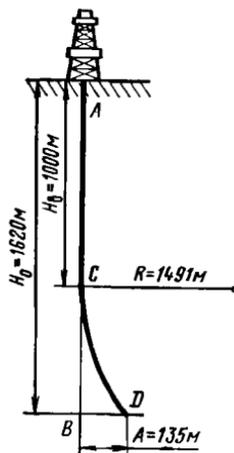


Рис. 18. Схема построения профиля типа *D*

### Вертикальная проекция ствола

$$H_0 = H_B + h = 1000 + 620 = 1620 \text{ м.}$$

Если, кроме вертикальной проекции ствола скважины, смещения забоя от вертикали, азимута и первого вертикального участка, задан угол входа в пласт  $\gamma \doteq 15^\circ$  (между осью ствола скважины и плоскостью напластования) и известен угол падения пласта  $\beta = 20^\circ$  (составляемый плоскостью напластования с горизонтальной плоскостью), то угол наклона ствола и вертикали  $\alpha$  в месте входа в пласт находим по формуле

$$\alpha = 90^\circ - \gamma - \beta = 90^\circ - 15^\circ - 20^\circ = 55^\circ.$$

Тогда радиус искривления скважины

$$R = \frac{A}{1 - \cos \alpha} = \frac{135}{1 - \cos 55^\circ} = \frac{135}{1 - 0,574} = 317 \text{ м.}$$

При бурении данной скважины долотом диаметром 244,5 мм с турбобуром Т12МЗ-215  $R_{\min} = 450$  м (см. задачу 91). Поэтому необходимо увеличить радиус искривления ствола скважины до минимального, т. е.  $R = 450$  м.

Значения отклонения ствола скважины от вертикали на различных глубинах и величины углов искривления на тех же глубинах приведены в табл. 141.

Т а б л и ц а 141

Интервал глубины, м	Длина интервала, м	Угол искривления, градус			Отклонение забоя, м	
		в начале интервала	в конце интервала	средний за интервал	за интервал $x = l \sin \alpha_{ср}$	суммарное
0—1000	1000	0	0	0	0	0
1000—1100	100	0	3,84	1,92	3,35	3,35
1100—1200	100	3,84	7,68	5,76	10,05	13,40
1200—1300	100	7,68	11,52	9,60	16,68	30,08
1300—1400	100	11,52	15,36	13,44	23,23	53,31
1400—1500	100	15,36	19,20	17,28	29,71	83,02
1500—1600	100	19,20	23,04	21,12	36,03	119,05
1600—1640	40	23,04	24,57	24,00	16,00	135,05

Примечания. 1. Азимут составляет  $140^\circ$ .  
2.  $\Delta \alpha_{10} = 57,3 \cdot 10/R = 573/1491 = 0,384^\circ$ .

Строим профиль (рис. 18). Горизонтальную проекцию строим аналогично описанной в задаче 89.

Для построения вертикальной проекции на вертикальной линии откладываем отрезок  $AB = H_0 = 1620$  м, равный глубине наклонной скважины по вертикали. Далее наносим конечные точки определенных участков профиля:  $AC = H_B = 1000$  м;  $BD = A = 135$  м. Затем точки  $C$  и  $D$  соединяем по дуге радиусом  $R = 1491$  м. Линия  $ACD$  будет представлять собой проектный профиль скважины.

## Глава X БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

### ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК (ОСТ 26-02-807—73)

Таблица 142

Параметры	Класс буровой установки							
	БУ-2000	БУ-2500	БУ-3000	БУ-4000	БУ-5000	БУ-6500	БУ-8000	БУ-10000
Условная глубина бурения при массе 1 м буровой колонны 30 кг	2000	2500	3000	4000	5000	6500	8000	10 000
Нагрузка на крюке (элеваторе), допускаемая в процессе проводки и крепления скважины, МН	1,2	1,4	1,7	2,0	2,5	3,2	4,0	5,0
Расчетная мощность на приводном валу лебедки, кВт	≥441,6	≥552	≥662,4	≥883,2	≥1104	≥1582,4	≥2208	≥2944
Наибольшая расчетная скорость подъема крюка (элеватора) при спуско-подъемных операциях, м/с	1,8		1,7			1,6		
Наибольшая оснастка талевого системы	4×5		5×6		6×7		6×7; 7×8	
Диаметр талевого каната, мм	25; 28		28; 32		32; 35		38	
Номинальная длина свечи, м	18; 25		27			25; 27		
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	460; 560		560		560; 700		760; 950	
Мощность бурового насоса (приводная), кВт	≥600		≥750		≥950		≥1180	
Наибольшее давление на выходе насоса, МПа	25,0			32,0			40,0	
Число буровых насосов	1; 2				2			
Полезный суммарный объем емкостей циркуляционной системы, м <sup>3</sup>	90		120	150	180	240	300	360
Отметка пола буровой от уровня земли, м	≥5,5			≥6,0				≥8,0
Типы противовыбросового оборудования (ГОСТ 13862—75) при высоте расположения фланца колонной головки от уровня земли 0,5 м по схемам, №	1; 2				1; 2; 3			

Примечания: 1. Скорость подъема крюка при ликвидации аварий и расхаживании обсадной колонны ≤0,2 м/с. 2. Коэффициент запаса талевого каната на прочность при спуско-подъемных операциях ≥3. 3. Коэффициент запаса талевого каната на прочность при ликвидации аварий и спуске обсадных колонн ≥2.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ВЫПУСКАЕМЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Т а б л и ц а 143

Основные технические данные	Тип буровой установки														
	Уралмаш 3000БД	Уралмаш 3000БЭ	Уралмаш 3000ЭУК	Уралмаш 4000ДУ	Уралмаш 4000ЭУ	Уралмаш 3Д-76	Уралмаш 4Э-76	Уралмаш 3Д-ГП-III	Уралмаш 6500ДГ	Уралмаш 6500Э	Уралмаш 6000ПЭ	Уралмаш 15000	БУ-2500ДУ	БУ-2500ЭУ	БУ-2500ЭУК
Условная глубина бурения, м	3000	3000	3000	4000	4000	5000 4000	5000 4000	5000 4000	6500	6500	6000	15 000	2500	2500	2500
Допускаемая нагрузка на крюке, МН	1,7	1,7	1,7	2,0	2,0	2,5 2,0	2,5 2,0	2,5 2,0	3,2	3,2	3,2	4,0	1,4	1,4	1,4
Мощность на приводном валу лебедки, кВт	675	680	690	910	920	885	885	885	1470*	1575*	1420 *	2300**	560	570	570
Приводная мощность насоса, кВт	585	585	585	585	585	585	585	585	825	825	825	800***	545	950****	950****
Диаметр талевого каната, мм	28	28	28	32	32	32	32	32	35	35	35	38	28	28	28
Степень механизации СПО, %	75	75	50	75	75				75	75	75				
Масса установки, т	328,5	328,5		600		212	170	210					386	355,7	570
Цена установки, тыс. руб.	300	275		578	548	175	185	285	998	810	816,5	5000— 6000			

\* Мощность привода подъемного механизма.

\*\* Установленная мощность привода лебедки.

\*\*\* Установленная мощность электродвигателя насоса марки УНБ-1250.

\*\*\*\* Полезная (гидравлическая) мощность двух насосов В установке Уралмаш 15000 общая мощность всех 116 электрических машин составляет 29 тыс. кВт.

## ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Таблица 144

Элементы буровой установки	Тип буровой установки														
	Уралмаш 3000БД	Уралмаш 3000БЭ	Уралмаш 3000ЭУК	Уралмаш 4000ДГУ	Уралмаш 4000ЭУ	Уралмаш 3Д-76	Уралмаш 4Э-76	Уралмаш 3Д-ГП-III	Уралмаш 6500ДГ	Уралмаш 6500Э	Уралмаш 6000ПЭ	Уралмаш 15000	БУ-2500-ДГУ	БУ-2500-ЭУ	БУ-2500-ЭУК
Вышка	ВА-41×170	ВМР-45×170	ВМА-45×200						ВА-45×320		ВБП-54×320	ВБА-58×400			ВА-42×170
Кронблок	УЗ-125	УКБ-6-200	УКБА-6-250М			УЗ-200-3			УКБА-7-400-1						КБ5-185Бр
Талевый блок	У4-125	УТБК-5-170 Крюкоблок	УТБА-5-250М			Крюко-блок			УТБА-6-520-1		УТБ-6-320				ТБК4-140Бр
Вертлюг			УВ-250						УВ-250, УВ-320			УВ-250 УВ-450			ШВ-15-250
Ротор						Р-560							Р-760		Р-560
Лебедка	У2-2-11	ЛБУ-800				У2-5-5		ЛБУ-1700Д	ЛБУ-1700Э	Лебедка вспомо- гатель- ная ЛВ-2		ЛБУ-3000			ЛБ-750
Насос		У8-6МА2				У8-6МА2		У8-7МА2		У8-6МА1		УНБ-1250 У8-6М			НБТ-600
АСП		АСП-3М2						АСП-3М5		АСП-4МП		АСП-6			

Примечания: 1. Установка Уралмаш 6000 ПЭ входит в комплект плавучей буровой установки ПБУ-600/60, предназначенной для бурения на море скважин глубиной 6000 м при глубине моря до 60 м.  
2. Установки Уралмаш 3000 ЭУК и БУ-2500 ЭУК предназначаются для кустового бурения скважин.

## ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

При выборе типа буровой установки необходимо руководствоваться ОСТ 26-62-807—73 (см. табл. 142) и конкретными геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями бурения. При этом следует помнить, что допускаемая глубина бурения скважины в каждом конкретном случае может быть уменьшена или увеличена по сравнению с условной (см. табл. 142) в зависимости от типа применяемых бурильных труб и компоновки бурильной колонны. Но в любом случае максимальная масса бурильной колонны не должна превышать условную глубину бурения (+10%), умноженную на 30 кг (ГОСТ 16293—70). Например, для класса БУ-4000 эта величина составит:  $(4000 + 400) 30 = 132\,000 \text{ кг} = 132 \text{ т}$ .

При компоновке бурильной колонны трубами меньшей массы допустимая глубина бурения может превысить указанную в ГОСТе. Например, при массе 1 м бурильных труб 27 кг установкой класса БУ-4000 можно бурить до глубины  $(132000/27) = 4889 \text{ м}$ .

При массе 1 м бурильных труб 36 кг установкой класса БУ-4000 можно бурить до глубины  $(132000/36) = 3667 \text{ м}$ .

Необходимо помнить, что использование установок более высокого класса, чем это требуется, нерационально, так как приводит к увеличению стоимости буровых работ.

**Задача 97.** Выбрать тип буровой установки для следующих условий: глубина разведочной скважины 4600 м; после выбора и расчета конструкции скважины и бурильной колонны установлен вес (МН):

кондуктора . . . . .	0,25
промежуточные колонны . . . . .	2,0
эксплуатационной колонны . . . . .	1,2
бурильной колонны для бурения под промежуточную колонну . . . . .	1,3
то же, под эксплуатационную колонну . . . . .	1,5

Район буровых работ электроэнергией не обеспечен.

**Решение.** Для бурения скважины глубиной 4600 м могут быть использованы установки классов БУ-400 или БУ-5000. Определяем предельные веса бурильных колонн для установок этих классов:

$$(4000 + 400) 300 = 1\,320\,000 \text{ Н} = 1,32 \text{ МН};$$

$$(5000 + 500) 300 = 1\,650\,000 \text{ Н} = 1,65 \text{ МН}.$$

В связи с тем, что максимальный вес бурильной колонны составляет 1,5 МН, выбираем класс буровой установки БУ-5000 ( $1,65 > 1,5 > 1,32$ ).

По табл. 142 для установки класса БУ-5000 допускаемая нагрузка в процессе проводки и крепления скважины составляет 2,5 МН.

Определяем максимальную нагрузку от веса бурильной колонны с учетом расхаживания:  $1,5 \cdot 1,25 = 1,875$  МН.

Определяем нагрузку от веса самой тяжелой обсадной колонны с учетом расхаживания:  $2,0 \cdot 1,15 = 2,30$  МН.

В связи с тем, что  $2,30 < 2,5$ , класс установки БУ-5000 выбран правильно.

По табл. 143 данному классу соответствуют буровые установки Уралмаш 3Д-76, Уралмаш 4Э-76, Уралмаш 3Д-ГТП.

Учитывая конкретные условия бурения и обеспеченность данного УБР установками соответствующего типа, принимаем буровую установку Уралмаш 3Д-76.

## С п и с о к л и т е р а т у р ы

1. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1978.
2. Временная инструкция по технологии бурения глубоких скважин долотом типа ИСМ. Баку, АзИНХ, 1976.
3. Временная методика составления технических проектов на бурение, крепление и испытание нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1976.
4. Временная методика определения состава парка бурильных труб бурового предприятия и нормы на комплектацию трубами буровой установки. Баку, Азиннефть, 1974.
5. Временная инструкция по предупреждению осложнений и аварий при бурении скважин на площадях объединения Укрнефть. Киев, УкргипроНИИнефть, 1975.
6. Голоско В. Н. Осорудование для приготовления и очистки буровых растворов. М., Недра, 1971.
7. Инструкция по эксплуатации шарошечных долот при бурении нефтяных и газовых скважин, М., ВНИИБТ, 1978.
8. Инструкция по технологии бурения электробурами нефтяных и газовых скважин, М., ВНИИБТ, 1974.
9. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1976.
10. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1975.
11. Инструкция по расчету цементирования обсадной колонны в скважине. Киев, УкргипроНИИнефть, 1977.
12. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977.
13. Каталог 18-2—78. М., НИИинформтяжмаш, 1978.
14. Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. М. Миннефтепром, 1973.
15. Методические указания по проектированию промывки скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1975.
16. Методические рекомендации по приемке нефтепромысловых труб и расследованию аварий. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1976.
17. Методика определения технических норм расхода шарошечных долот и потребности в них для бурения нефтяных и газовых скважин. М., ВНИИБТ, 1976.
18. Негрзрушающий контроль бурильных труб. Инструкция. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1977.
19. Основные технические требования к разработке конструкций и технологии изготовления шарошечных долот и бурильных головок, отвечающих лучшим образцам, выпускаемым зарубежными фирмами. М., ВНИИБТ, 1971.
20. Сароян А. Е. Бурильные колонны в глубоком бурении. М., Недра, 1979.
21. Справочник укрупненных сметных норм на строительство нефтяных и газовых скважин (СУСН). М., Стройиздат, 1964.
22. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство. М., Недра, 1976.
23. Типовая методика проведения промышленных испытаний опытных и опытно-промышленных партий шарошечных долот новых конструкций, М., ВНИИБТ, 1975.
24. Шарошечные долота и бурильные головки. Каталог М., ЦИНТИ-химнефтемаш, 1978.
25. Юдин В. Ф., Штамбург В. Ф. Упрощенная методика расчета бурильных колонн для роторного способа бурения. — Машины и нефтяное оборудование, 1972, № 2, с. 6—15.
26. Элияшевский И. В., Я. М. Орцляк, М. Н. Сторонский. Типовые задачи и расчеты в бурении. М., Недра, 1974.

---

## О г л а в л е н и е

Предисловие	3
Глава I. Буровые долота	4
Глава II. Бурильные трубы	47
Глава III. Промывка ствола скважины	97
Глава IV. Химическая обработка бурового раствора	141
Глава V. Утяжеление буровых растворов	151
Глава VI. Борьба с осложнениями и авариями в бурении	159
Глава VII. Режим бурения	185
Глава VIII. Разобщение пластов	196
Глава IX. Бурение наклонно-направленных скважин	264
Глава X. Буровые установки	290
Список литературы	295

*Игорь Висильевич Элияшевский, Мирон Николаевич Сторонский,  
Ярослав Михайлович Орсуляк*

*Типовые задачи и расчеты в бурении*

Редактор *Т. А. Чопорова*  
Переплет художника *Н. А. Сидельникова*  
Художественный редактор *О. Н. Зайцева*  
Технический редактор *А. В. Трофимов*  
Корректор *К. С. Торопцева*  
ИБ 2697.

---

Сдано в набор 23.12.81. Подписано в печать 07.09.82.  
Т-15385. Формат 60×90<sup>1/16</sup>. Бумага тип. № 2. Гарнитура «Литературная».  
Печать высокая. Усл. печ. л. 18,5. Уч.-изд. л. 20,0. Усл. кр.-отт. 18,5. Тираж 12 000 экз.  
Заказ 41/7318—5. Цена 95 коп.

---

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,  
Третьяковский проезд, 1/19

---

Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени  
Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгения Соколовой  
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР  
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.  
193144, г. Ленинград, ул. Моисеенко, 10