

í 0ï ç éãéĒàü Āì êéÇõï èêéá õÇéóç õï êĀëíÇéêéÇ

§ 1. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО ПРОМЫВОЧНОГО РАСТВОРА

При выборе типа бурового промывочного раствора ставится цель достичь такого соответствия свойств раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушения устойчивости или другие осложнения процесса бурения. Буровой раствор выбирают с учетом классификации горных пород по их устойчивости при бурении, по механизму нарушения невозмущенного состояния, по восприимчивости к воздействию буровых растворов. Основное внимание должно быть уделено глинистым отложениям, так как на их долю приходится до 70 % общего объема осадочных пород и они составляют значительную часть разреза бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах.

В зависимости от плотности глинистые породы можно разделить на пять групп (табл. 7.1). Каждая группа характеризуется соответствующими значениями пористости, минерализацией поровой воды, емкостью обменного комплекса. Желательно также учитывать степень уплотнения глины — отношение фактической плотности к плотности нормально уплотненной глины на данной глубине. В данной таблице рекомендуются буровые растворы для бурения нормально уплотненных глинистых пород и глинистых пород с убывающей степенью уплотнения.

В табл. 7.2 приведены рекомендации по выбору бурового промывочного раствора для бурения скважин в интервалах залегания хемогенных пород, классифицированных по минералогическому составу. Ужесточение требований к буровому раствору с ростом глубины залегания хемогенной породы

Таблица 7.1

Бутовые растворы для разбухания

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды г/л	Обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
≤1,70	>30	<5	>44	<400	Лигносulfонатный Гуматный	400–700	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 3000±3500 мг/л), калиевый (KCl = 30±50 г/л) Кальциевый (Ca ²⁺ = = 300±400 мг/л), лигно-сульфонатный
1,71–1,80				<700	То же	700–1200	То же
1,81–1,90				<1200	Кальциевый (Ca ²⁺ = = 1200±2500 мг/л), калиевый (KCl = 30±50 г/л) Лигно-сульфонатный, хром-лигно-сульфонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = = 300±400 мг/л), гидрофобизирующий	1200–1800	"

глинистых пород

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
700 – 1200	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000± 3500 мг/л), калиевый (КСl = 60± 70 г/л), гидрофобизирующий	1200 – 1800	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000± 3500 мг/л), калиевый (КСl = 60± 70 г/л), ингибирующий, гидрофобизирующий	>1800	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
1200 – 1800	То же	1800 – 2500	То же	>2500	То же
1800 – 2500	"	2500 – 3500	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе	>3500	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
			Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000± 3500 мг/л), калиевый (КСl = 60± 70 г/л)		
			Обработанный солями трехвалентных металлов, гидрофобизирующий		

Продолжение

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды, г/л	Обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
1,91 – 2,0	30 – 22	5 – 13	44 – 37	>1700	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200+ 2500 мг/л), калиевый (КСl = 30+ 50 г/л) Лигносulfонатный, хромлигноsulfонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300+ 400 мг/л), гидрофобизирующий	1700 – 2400	Кальциевый, (Ca ²⁺ = 3000+ 3500 мг/л), калиевый (КСl = 30+ 50 г/л). Кальциевый (Ca ²⁺ = 300+ 400 мг/л), лигноsulfонатный
2,01 – 2,1				<2300	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200+ 2500 мг/л), калиевый (КСl = 30+ 50 г/л) Лигносulfонатный, хромлигноsulfонатный, кальциевый (Ca ²⁺ = 300+ 400 мг/л), гидрофобизирующий	2300 – 3000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200+ 2500 мг/л), калиевый (КСl = 30+ 50 г/л)

табл. 7.1

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
2400–3500	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000\pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60\pm 70$ г/л), гидрофобизирующий	3500–5000	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе	>5000	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе
	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 1200\pm 2500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 30\pm 50$ г/л), силикатный		Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000\pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60\pm 70$ г/л)		
3000–4500	Обработанный солями трехвалентных металлов, стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, на нефтяной основе	4500–6000	ИБР, инвертные эмульсии	> 6000	ИБР
	Кальциевый ($\text{Ca}^{2+} = 3000\pm 3500$ мг/л), калиевый ($\text{KCl} = 60\pm 70$ г/л); обработанный солями трехвалентных металлов, гидрофобизирующий		Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния		

Продолжение

Плотность глинистой породы, г/см ³	Коэффициент пористости, %	Минерализация поровой воды г/л	Обменная емкость, 10 ⁻³ моль/100 г	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
2,11 – 2,20	22 – 15	13 – 22	37 – 28	<3000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30± 50 г/л)	3000 – 4000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60± 70 г/л), гидрофобизирующий Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30± 50 г/л)
2,21 – 2,30				<3800	То же	3800 – 5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60± 70 г/л), гидрофобизирующий
2,31 – 2,40	15 – 8	22 – 80	28 – 16	<5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 1200± 2500 мг/л), калиевый (KCl = 30± 50 г/л)	>5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000± 3500 мг/л), калиевый (KCl = 60± 70 г/л), гидрофобизирующий
2,41 – 2,50				<6000	Гуматный, лигносульфонатный	>6000	Гуматный, лигносульфонатный

табл. 7.1

Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор	Глубина бурения, м	Раствор
4000–6000	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, ИБР, инвертные эмульсии	>6000	ИБР		
	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000±3500 мг/л), калиевый (КСl = 60±70 г/л), гидрофобизирующий				
>5000	Кальциевый (Ca ²⁺ = 3000±3500 мг/л), калиевый (КСl = 60±70 г/л), гидрофобизирующий				
–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–

Таблица 7.2

Буровые растворы, рекомендуемые для разбуривания хемогенных пород

Хемогенные породы	Глубина бурения, м			
	≤1000	≤1500	1500 – 3000	>3000
Галит	Необработанный глинистый соленасыщенный		Стабилизированный соленасыщенный ИБР	Инвертные эмульсии
Галит с прослоями карналлита и (или) бишофитов	То же	Стабилизированный соленасыщенный	На основе гидрогеля магния ИБР	Инвертные эмульсии
Галит с прослоями сульфатов (гипс, ангидрит)	Необработанный глинистый соленасыщенный		На основе гидрогеля магния	То же
Галит с прослоями терригенных пород	Стабилизированный соленасыщенный, на основе гидрогеля магния, ИБР, инвертные эмульсии			

Таблица 7.3

Растворы для бурения в твердых устойчивых породах (известняки, доломиты, песчаники, слабосцементированные пески)

Давление	Приток воды, л/ч	Буровые промывочные растворы
$p_{пл} < 0,3 p_{г. ст}$	150	Газообразные агенты, пены
$p_{пл} = 0,3+0,8 p_{г. ст}$	30	Пены
	Катастрофические поглощения	Газообразные агенты
$p_{пл} = 0,3 p_{г. ст}$	–	Вода, полимерные не-диспергирующие ¹

¹Минерализация фильтрата бурового раствора не ниже минерализации пластовых вод.

объясняется увеличением ее растворимости и снижением прочности с повышением давления и температуры.

При проходке скважиной сцементированных песчаников, доломитов, известняков и прочих устойчивых пород, которые не являются нефтегазовыми коллекторами, к буровому раствору не предъявляются особые требования (табл. 7.3). При бурении по этим породам можно использовать для промывки техническую воду, пену, азрированную жидкость и воздух.

§ 2. ОСНОВНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БАЗОВЫХ БУРОВЫХ ПРОМЫВочНЫХ РАСТВОРОВ

ГЛИНА

Одним из основных компонентов большинства буровых растворов является глина. Для бурения скважин используют бентонитовые, суббентонитовые, палыгорскитовые и каолинит-гидрослюдистые глины.

Бентониты состоят в основном из минералов монтмориллонитовой группы. Кристаллическая решетка — трехслойная (2 : 1). Пакеты образованы из алюмокислородного слоя октаэдрического (монтмориллонит, нонтронит, бейделлит) или триоктаэдрического (сапонит, гекторит) строения, заключенного между тетраэдрическими кремнекислородными слоями, вершины которых повернуты к внутреннему слою.

Верхние и нижние плоскости элементарных пакетов покрыты атомами кислорода, поэтому при их соприкосновении возникают лишь слабые ван-дер-ваальсовы силы. В связи с этим при смачивании глины молекулы воды или другой полярной жидкости легко проникают в межпакетное пространство, вызывая его увеличение с 0,96 до 2,14 нм. При этом происходит значительный рост объема глины (набухание) и диспергирование ее до элементарных частиц.

Частицы бентонитовой глины имеют чешуйчатое, пластинчатое строение. Линейные размеры их находятся в пределах 0,01—0,4 мкм и примерно в 10—100 раз превышают их толщину. Удельная поверхность 1 г бентонита очень высока (табл. 7.4). Способность к набуханию обратима. Толщина водных слоев между пакетами зависит от природы обменных катионов.

Таблица 7.4

Физико-химические характеристики глинистых минералов

Глинистые минералы	Объемная емкость, 10^{-3} моль/100 г	SiO_2/R_2O_3	Эффективная удельная поверхность, m^2/g	Теплота смачивания, кДж/г
Каолинит	3—15	2—3	20—80	2—13
Галлуазит	5—10	2—3	100—170	—
Иллит	10—40	3—4	400—500	42—55
Сеполиит, аттапульгит, палыгорскит	20—30	2,1—2,5	800—1000	46—122
Монтмориллонит	80—150	4—7	450—900	46—122
Вермикулит	100—150	4—7	—	105—126

Величина обменного комплекса у монтмориллонита составляет $(80\div 150)10^{-3}$ моль на 100 г сухой глины. Состав обменных катионов, адсорбированных на плоскостях и гранях пакетов, может быть преимущественно представлен как Na^+ , K^+ , так и Ca^{2+} и Mg^{2+} . Двухвалентные катионы увеличивают силу притяжения между пакетами, поэтому Са-бентонит хуже диспергируется и набухает. Наиболее целесообразно использовать бентониты с высокой емкостью обмена с преимущественным содержанием Na^+ . Такие бентониты образуют суспензии с требуемыми структурно-реологическими свойствами при относительно низкой концентрации твердой фазы.

Палыгорскит (аттапульгит) – водный алюмосиликат магния, имеющий слоисто-ленточное строение. Кристаллическая структура палыгорскита напоминает структуру амфибола и образует цеолитоподобные каналы размером $0,64-0,37$ нм. Обменная емкость палыгорскита невысока – $(20\div 30)10^{-3}$ моль на 100 г глины, что объясняется трудностью обмена ионов, прочно связанных с элементами структуры внутри цеолитоподобных каналов, на долю которых приходится значительная часть поверхности минерала. Частицы палыгорскита имеют игловидную форму: длина $1,1-0,6$, ширина $0,015-0,035$, толщина $0,005-0,015$ мкм. Межчастичное взаимодействие обусловлено механическим зацеплением игольчатых частиц. В связи с этим при производстве порошков необходимо стремиться сохранить игольчатую форму частиц.

Гидрослюды (гидромусковит или иллит) имеют структуру, подобную структуре монтмориллонита. Отличие состоит в большом числе изоморфных замещений. В иллите, например, два иона Al^{3+} в октаэдрах могут замещаться двумя ионами Mg^{2+} . Дефицит заряда, локализованный в кремнекислородном слое вблизи поверхности элементарных пакетов, компенсируется необменными катионами K^+ , размещенными в гексагональных ячейках межпакетного пространства. Большая фиксированность пакетов обуславливает невозможность внедрения между ними полярных жидкостей, а следовательно, и набухания. Обменными являются только катионы, расположенные на краях. Гидрослюдистые минералы преобладают во многих минеральных глинах, применяющихся в качестве местных материалов для буровых растворов.

Каолиниты имеют кристаллическую двухслойную (1 : 1) решетку без зарядов на поверхности. Элементарные пакеты состоят из слоя кремнекислородных тетраэдров и связанного с ним через общие атомы кислорода алюмокислородного слоя диоктаэдрического строения. Атомы кислорода и гидро-

кислы смежных кремне- и алюмоокислородного слоев двух соприкасающихся пакетов находятся друг против друга и по всей площади довольно прочно связаны водородной связью. Поэтому каолинит трудно диспергируется, имеет малую емкость обмена и плохо набухает, так как катионы и вода не могут проникнуть в межпакетное пространство. Частицы каолинита шестиугольные, несколько вытянутые пластинки. Максимальный поперечный размер их 0,3–4, толщина 0,05–2 мкм.

Широко распространены глины смешанных типов, например гидрослюды с монтмориллонитом и каолинитом. Коллоидно-химическая активность таких глин (емкость обмена, набухание и др.) зависит от содержания в них монтмориллонита. Основной показатель качества (сортности) глин – выход раствора – количество кубических метров глинистой суспензии с заданной вязкостью и содержанием песка, полученное из 1 т глины. Технические требования к глинам для приготовления глинопорошков и буровых растворов регламентируются ТУ 39-044–74 (табл. 7.5).

Недостаток существующих технических условий – отсутствие ограничений снизу на показатели выхода раствора (4-й сорт), что в принципе позволяет использовать любую низкосортную глину. Техническими условиями определяются также методы контроля, правила приемки, транспортирования и хранения глин и гарантийные обязательства поставщика.

Технологические свойства различных глин СНГ и США приведены соответственно в табл. 7.6 и 7.7.

Все глины по коллоидным свойствам делятся на три группы.

1. Высококоллоидные бентонитовые глины: саригюхской и черкасский бентониты 1-го сорта. Эти глины создают хорошие структурированные суспензии при объемной концент-

Таблица 7.5

Показатели качества глин по техническим условиям

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5			
	Сорт			
	1	2	3	4
Выход раствора, 10^{-3} м ³ /кг, не менее	10	8	6	<6
Плотность раствора, 10^3 кг/м ³ , не более	1,06	1,08	1,10	>1,11
Содержание песка, %, не более	6	7	7	8

Примечания. 1. Выход раствора, приведенный в таблице, численно совпадает с величиной этого показателя, оцененного в м³/т. 2. Сырье для получения палыгорскитового порошка должно удовлетворять требованиям 1-го сорта.

Таблица 7.6
Показатели растворов при вязкости 25 с по ПВ-5

Глина	Общая обменная емкость, 10^{-3} моль/100 г	Состав обменных катионов, 10^{-3} моль/100 г		Кoeffициент коллоидальности K^*	Выход раствора из 1 т глины, m^3	Показатели растворов при вязкости 25 с по ПВ-5						
		Ca+Mg	Na+K			ρ , г/см ³	\bar{t} , см ³ /30 мин	СНС _{1'} , дПа	СНС _{10'} , дПа	$\eta_{инт}'$, мПа · с	$\tau_{0'}$, дПа	Объемное содержание твердой фазы в суспензии, %
Саригюхский бентонит:												
1-й сорт	85,49	32,89	43,83	0,85	14,0	1,04	11	24,50	56,80	10,0	40,60	3,00
2-й "	73,20	—	—	—	10,5	1,06	12	16,23	45,42	12,0	48,0	4,60
3-й "	69,80	—	—	—	7,9	1,08	13	—	18,32	12,6	24,90	5,50
Черкасский бентонит:												
1-й сорт	71,54	68,50	3,04	0,89	11,7	1,05	15	94,67	112,94	9,5	42,20	3,41
2-й "	68,16	—	—	—	9,8	1,07	14	51,92	85,51	11,5	51,48	4,08
Огланлинский бентонит												
Дружковская	29,30	9,30	19,90	0,2	3,4	1,22	53	31,54	33,77	9,5	79,56	12,87
Кутанакская (талалаевская)	31,80	13,73	18,35	0,39	2,9	1,23	30	131,37	137,43	7,0	86,92	15,50
Нефтеабадская	24,08	18,80	5,84	0,20	2,0	1,35	33	48,87	54,97	12,0	118,56	23,3
Палыгорскит	29,80	—	—	—	3,48	1,18	19	155,75	161,86	9,0	358,8	12,87
Биклянская	26,82	—	—	—	2,24	1,28	58	33,59	36,65	6,0	122,60	20,80

*K — отношение величины адсорбции метиленовой сини 1 г глины к величине адсорбции 1 г коллоидных частей бентонита.

Таблица 7.7

Технологические свойства различных глин США, испытанных по методике АНИ

Глины	Выход раствора, м ³ /т	Показатель фильтрации, см ³ при вязкости $15 \cdot 10^{-3}$ Па · с	pH
Гекторит (Калифорния)	25,4	7,0	8,6
Na-монтмориллонит (Вайоминг)	19,9	11,0	8,2
Ca-монтмориллонит (Калифорния)	11,3	15,0	8,7
Ca-монтмориллонит (Техас)	2,9	11,0	7,5
Иллит (Иллинойс)	2,1	57,0	7,4
Каолинит (Джорджия)	2,2	190,0	7,0
Аттапульгит (Джорджия)	16,7	105,0	7,1
Галлуазит (Колорадо)	2,7	35,0	7,7

рации 3–4 %, что соответствует выходу раствора более 10 м³/т.

2. Глины средней коллоидности – огланлинский, черкасский (2-й сорт), саригюхский (2-й и 3-й сорта) бентониты, обеспечивающие выход раствора 10–4 м³/т.

3. Низкоколлоидные глины (дружковская, куганакская, нефтеабадская, биклянская), дающие выход раствора менее 4 м³/т. Они характеризуются высоким объемным содержанием твердой фазы в суспензии (14–22 %) и высокой плотностью (1,22–1,35 г/см³).

Для ускорения приготовления буровых растворов используют глины в виде порошков.

Глинопорошок представляет собой высушенную и измельченную природную (или с добавкой химических реагентов) глину. Для приготовления буровых растворов применяют глинопорошки из бентонитовых, палыгорскитовых и гидрослюдистых глин. В процессе производства возможно повышение качества глинопорошков путем обработки глин различными реагентами во время помола. Лучшие качества бентонитовых глинопорошков, например, получают при введении Na₂CO₃ и акриловых полимеров (М-14, метас).

Эффект модификации выражается в повышении вязкости глинистой суспензии за счет дополнительного диспергирования глины, увеличения объема связанной воды и вязкости дисперсионной среды и усиления гелеобразования. Добавки Na₂CO₃ необходимы для перевода бентонита в Na-форму, которая лучше диспергируется в воде, вследствие чего увеличиваются активная поверхность бентонита и количество адсор-

Таблица 7.8
Показатели качества глинопорошков

Показатели	Норма при вязкости 25 с по ПВ-5				
	Сорт				
	высший	1	2	3	4
Плотность раствора, 10^3 кг/м ³ , не более	1,043	1,053	1,073	1,100	>1,100
Выход раствора, м ³ /т, не менее	15	12	9	6	<6
Содержание песка, %, не более	6	6	7	7	8

Примечания. 1. Выход раствора, приведенный в таблице, численно совпадает с величиной этого показателя, оцениваемого в м³/с. 2. Высший и частично первый сорт получают модифицированием глин Na₂CO₃ и метасом (или М-14) при помоле. 3. Влажность 6–10 %. 4. Остаток на сите по результатам ситового анализа суспензии с сеткой № 0,5 отсутствует, с сеткой № 0075 не более 10 %.

бированного полимера, качественно изменяющее характер взаимодействия между контактирующими частицами. Такая обработка позволяет повысить выход раствора из бентонита с 10 до 18–20 м³/т и более.

В соответствии с техническими условиями основным показателем качества (сортности) глинопорошка так же, как и глин, является выход раствора (табл. 7.8).

Основной показатель качества палыгорскитового порошка — способность его образовывать в насыщенном растворе NaCl устойчивую суспензию. Устойчивость суспензии характеризуется величиной отстоя. Показатели качества палыгорскитовых порошков приведены ниже.

Влажность, %, не более	25
Тонкость помола — остаток на сите № 020К, %, не более	10
Отстой 7 %-ной суспензии, содержащей 25 % соли (NaCl) на жидкую фазу, за 2 ч, %, не более	2
Содержание песка через 1 мин, %, не более	1

Ниже представлены требования к качеству бентонитовых порошков, регламентируемые стандартом АНИ. Эти требования соответствуют получению 17,5 м³ суспензии (21 г бентонита в 350 см³ дистиллированной воды) с эффективной вязкостью $15 \cdot 10^{-3}$ Па · с (при градиенте скорости 1022 с^{-1}) из 1 т глинопорошка.

Предельное динамическое сопротивление сдвигу, Па	1,47
Показатель фильтрации, см ³	14
Остаток на сите № 200 (74,36 · 74,36 мкм), %	2,5
Содержание влаги после отправки с места изготовления, %	12

Глины и глинопорошки применяются при бурении в качестве: коркообразующей и структурообразующей основы для

приготовления буровых растворов различных типов; одного из компонентов для приготовления быстросхватывающихся смесей (БСС) и гелецементных паст для борьбы с поглощениями бурового раствора; для приготовления облегченных цементных растворов. В настоящее время комовые местные глины для приготовления буровых растворов используются ограниченно. Каолинитовые глины в чистом виде для этих целей вообще не применяются.

Глинопорошки имеют следующие преимущества по сравнению с комовыми глинами:

диспергирование (набухание) мелких частиц происходит быстрее и полнее, чем крупных, в связи с чем на приготовление бурового раствора из глинопорошка требуется меньше времени и раствор получается более высокого качества;

транспортировка глинопорошков, особенно на большие расстояния, обходится дешевле;

применение глинопорошков позволяет механизировать и автоматизировать процесс приготовления раствора.

Технологически и экономически более выгодно использовать бентонитовые глинопорошки, дающие большой выход раствора из 1 т, так как они позволяют облегчить и ускорить приготовление бурового раствора, снизить затраты на транспортировку, приготовление и регулирование свойств раствора и получить растворы высокого качества с низким содержанием твердой фазы, обеспечивающие более высокие технико-экономические показатели бурения.

Глинопорошки с низким выходом раствора обычно требуются, когда необходимо получить большую плотность и пренебречь вязкостью и коркообразующими свойствами раствора. Однако использование низкоколлоидных глинопорошков связано с высоким расходом как глинопорошка, так и химических реагентов и большими затратами времени на приготовление растворов. Из низкоколлоидных глинопорошков получают растворы с недопустимо высоким содержанием твердой фазы. Область применения палыгорскитового порошка обусловлена способностью его одинаково хорошо диспергироваться как в пресной, так и в соленой (до насыщения) воде. Основное его назначение — структурообразующий компонент для соленасыщенных буровых растворов.

Для палыгорскитовой глины характерна замедленная пептизация. Форсирование ее механическим диспергированием приводит к повреждению волокон. Поэтому более целесообразна предварительная гидратация палыгорскита в емкости с

последующим диспергированием в воде путем предварительного перемешивания.

Для контроля качества глин и глинопорошков от каждой партии отбирают среднюю пробу. Партия глинистого сырья или глинопорошка представляет собой продукцию одного сорта и одной отгрузки массой не более 130 т. Пробы глинистого сырья массой 3 кг отбирают из каждого вагона не менее чем из пяти мест. Отобранные пробы измельчают до размера кусков 15–20 мм.

Среднюю пробу глинопорошка составляют из проб, отобранных по 500 г из: а) вагона — пять проб не менее чем из пяти мест; б) пяти контейнеров — одна проба; в) 300 мешков — одна проба. Отобранные пробы глинистого сырья или глинопорошка тщательно смешивают и квартованием сокращают до 500 г для бентонитов и 1400 г для сухих глин. Среднюю пробу делят на две равные части, одну из которых подвергают испытаниям в соответствии с требованиями технических условий, а другую упаковывают, опечатывают и хранят в лаборатории в течение 2 мес в случае необходимости арбитражного анализа.

Для анализа среднюю пробу глинистого сырья высушивают под электрической зеркальной инфракрасной лампой накаливания до остаточной влажности 8–10 % и измельчают до величины кусков 3–5 мм, а затем в лабораторном измельчителе до величины частиц не более 0,25 мм с остатком на сите № 0071 не более 30 %. Затем из измельченной глины или глинопорошка готовят раствор вязкостью 25 с по ПВ-5. Для этого в фарфоровую кружку вместимостью 1500 мл наливают 1000 мл воды, нагретой до кипения, и помещают ее в водяную баню с той же температурой. При перемешивании на лабораторной мешалке вертикального действия с четырехлопастной насадкой диаметром 40 мм, высотой 15–18 мм и частотой вращения 1000 об/мин в воду засыпают 100–140 г бентонитового порошка или 200 г и более порошка из других глин, перемешивают 5 мин, затем раствор охлаждают до 20 °С и определяют его вязкость, перед замером которой раствор перемешивают на мешалке 5 мин. Если вязкость более 25 с, то раствор разбавляют водой. По количеству глины и объему полученного раствора определяют выход раствора и сортность глины (глинопорошка).

ВОДА

Дисперсионной средой для буровых растворов на водной основе является вода — наиболее распространенное соединение, имеющее очень важное значение в разнообразных процессах живой и неживой природы и практической деятельности человека. Вода — очень реакционноспособное соединение вследствие наличия в ее молекуле двух неподдельных пар электронов. Она растворяет многие неорганические и органические вещества.

Из неорганических соединений в воде растворимо большинство солей, кислот и оснований, их растворы являются электролитами. Газы, как правило, хорошо растворимы, если они вступают с водой в химическое взаимодействие (NH_3 , CO_2 , HCl , SO_2 и др.).

Из органических веществ в воде растворимы те, в молекулах которых имеются полярные группы.

При растворении веществ вода присоединяется к молекуле вещества или к ионам — гидратация. Последняя может сопровождаться значительными тепловыми эффектами. Ионы гидратируются тем сильнее, чем больше их заряд и меньше радиус. При выделении веществ из раствора вода, связанная в гидратах, остается в их составе в качестве кристаллизационной.

Природные воды характеризуются: 1) сухим остатком — условным показателем, определяющим содержание (в мг/л) растворенных и коллоидных примесей, остающихся при выпаривании воды; 2) наличием легко окисляющихся примесей в мг на 1 л O_2 , израсходованного на окисление в стандартных условиях; различают перманганатную и бихроматную окисляемость; 3) общим содержанием — суммарной концентрацией — растворенных в воде минеральных солей; 4) жесткостью, выражаемой в моль/л; общая жесткость воды подразделяется на карбонатную и некарбонатную; карбонатная жесткость обуславливается присутствием в воде карбонатов и бикарбонатов Ca^{2+} и Mg^{2+} ; некарбонатная — остальных солей этих катионов (хлоридов, сульфатов и др.).

Природные воды содержащие до 0,1 % растворенных веществ, называются пресными; от 0,1 до 5 % — минерализованными; свыше 5 % — рассолами. Данные о составе некоторых природных вод на территории России приведены в табл. 7.9.

Таблица 7.9
Состав природных вод на территории СНГ (в мг/л)

Воды	Сухой остаток	Окисляемость по кислороду	Содержание				Жесткость, моль/л	
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	Cl ⁻	общая	карбонатная
<i>Реки</i>								
Амур	134,2	21,2	28,4	0,24	—	4,62	1,45	1,04
Волга	433,0	5,5	99,2	19,0	117,4	15,3	6,50	3,32
Днепр	270,0	9,8	64,2	12,0	48,0	16,0	4,21	3,00
Исеть	200,0	11,6	34,6	13,48	13,73	15,3	2,80	2,75
Кама	338,0	13,1	35,4	7,3	25,4	99,0	2,35	1,26
Кура	445,6	21,5	75,0	19,5	136,5	13,0	5,35	3,50
Москва	344,0	19,38	65,0	15,5	32,98	34,74	4,49	4,28
Нева	67,2	7,64	11,8	2,8	5,3	6,57	0,79	0,5
Обь	256,0	13,3	39,6	14,8	20,6	0,88	3,18	2,95
Ока	427,0	6,4	81,3	16,1	115,7	14,4	5,39	2,56
Урал	550,0	4,0	121,0	25,8	—	85,0	8,2	5,0
<i>Озера</i>								
Чусовая	324,0	3,53	40,5	15,4	15,1	2,99	3,5	0,45
Байкал	91,4	—	15,2	4,2	4,9	1,8	1,11	—
Балхаш	1775,0	—	38,7	106,0	572,0	345,0	11,4	3,18
<i>Море</i>								
Каспийское	—	—	360,0	730,0	3050,0	5350,0	76,7	3,57

Средняя соленость океанских и морских вод (в г/л) приведена ниже:

Каспийское море.....	9,5–11
Черное море.....	17–18
Мировой океан.....	33–38

Качество воды имеет важное значение для приготовления и химической обработки буровых растворов. Им определяется выбор типа глины и химических реагентов. Наиболее приемлема для приготовления буровых растворов пресная вода, обеспечивающая при прочих равных условиях максимальные выход раствора из 1 т глины, вязкость и способность к структурообразованию. Однако во многих нефтяных районах (пустыни, море) доступными для использования являются минерализованные жесткие воды (пластовая, морская). Наиболее широко используется морская вода. Жесткая минерализованная вода дает более низкий выход глинистого раствора и с худшими свойствами. Чем больше минерализация и жесткость воды, тем больше требуется бентонита для получения удовлетворительного раствора и выше расход реагентов.

Если представляется возможность выбора воды, то необходимо испытать ее на соленосодержание и остановиться на менее минерализованной и менее жесткой. Иногда экономически целесообразно перед использованием воды подвергнуть ее химической обработке с целью уменьшения жесткости.

НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

Природные нефти и нефтепродукты из них определенного состава используются преимущественно в качестве дисперсионной среды растворов на нефтяной основе и гидрофобных (инвертных) эмульсионных растворов. Наиболее широко для этих целей применяют дизельное топливо. Состояние асфальтенов (основного коллоидного компонента растворов на нефтяной основе), степень их ассоциации зависят от содержания в дисперсионной среде ароматических и парафиновых углеводородов. Первые пептизируют асфальтены, вторые вызывают их коагуляцию. Поэтому оптимальным для дизельного топлива считают содержание 10–20 % ароматических углеводородов и 30–50 % парафиновых. Этим требованиям отвечает дизельное топливо марок ДЛ и ДЗ.

Сырая нефть также используется для приготовления растворов на нефтяной основе. Наиболее пригодны для этого нефти, содержащие 3–5 % асфальтенов и 8–12 % смол. С целью повышения температуры вспышки нефти ее рекомендуется предварительно выветривать или прогреть до 80–

100 °С, чтобы удалить растворенный газ и легкие нефтяные фракции.

Битум нефтяной используется в растворах на нефтяной основе в качестве дисперсной фазы и является регулятором его структурно-механических и фильтрационных свойств. Состав и коллоидная активность битума зависят от природы сырья и условий его окисления. Битумы, получаемые окислением гудронов прямой гонки при температуре 270–290 °С, обладают хорошей структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов к смолам не менее 2,5 : 1. Битумы получаемые из остатков парафиновых нефтей бескомпрессорным методом при температуре 250 °С, обладают структурообразующей способностью, если отношение содержания асфальтенов и смол к маслам более 1,4. Битум выпускается и поставляется в виде порошка в композиции с активным наполнителем — известью, затаренный в крафт-мешки. В таком виде битум не слеживается при длительном хранении.

РЕАГЕНТЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

Реагенты общего назначения используют для приготовления базовых растворов с целью достижения необходимых структурно-реологических и фильтрационных свойств, показателя рН. К ним относятся:

1) основания (каустическая сода, известь) и соли (карбонат и бикарбонат натрия), способные изменять концентрацию водородных ионов в растворе;

2) структурообразующие полимеры (полисахариды, биополимеры, синтетические полимеры), усиливающие прочность структуры раствора;

3) понизители фильтрации — природные и синтетические высокомолекулярные полимеры (гуматы, лигносульфонаты, эфиры целлюлозы, акриловые полимеры);

4) разжижители — химические реагенты органической и неорганической природы, способные дефлокулировать, разрушать ассоциации коллоидных частиц (гуматы, лигносульфонаты, конденсированная сульфит-спиртовая барда, танины, комплексные фосфаты).

УТЯЖЕЛИТЕЛИ

Плотность буровых растворов, приготовленных на основе бентонитовых глин, составляет 1050–1080 кг/м³. Каолинитовые и гидрослюдистые глины в зависимости от их качества позволяют получить раствор плотностью 1180–1300 кг/м³, а

при соответствующей химической обработке — до 1400 — 1450 кг/см³. Когда необходим раствор с большей плотностью, используют добавки тонко размолотых порошков инертных тяжелых материалов — утяжелителей. Как показал опыт, даже при небольшом утяжелении экономически целесообразнее добавлять немного утяжелителя высокой плотности, чем большое количество низкосортного утяжелителя малой плотности или малоколлоидной глины, которые приводят к высокому содержанию твердой фазы в растворе, что отрицательно сказывается на скорости бурения, регулируемости свойств раствора и расходе химических реагентов.

Основной показатель качества любого утяжелителя — утяжеляющая способность, которая характеризуется максимально достижимой плотностью бурового раствора при определенном содержании твердой фазы и сохранении им оптимальных структурно-механических, фильтрационных и других свойств.

Рекомендуется утяжеляющую способность характеризовать плотностью раствора после введения 300 % утяжелителя (по массе к объему исходной суспензии). После утяжеления суспензия должна иметь условную вязкость 60 с по ПВ-5 и водоотдачу 5—6 см³/30 мин по ВМ-6. При этом следует использовать определенную постоянную концентрацию одной и той же глины. Утяжеляющая способность материала зависит от его плотности, дисперсности, гидрофильности, химического и минералогического состава.

Плотность утяжелителя — один из наиболее важных показателей, характеризующих его свойства и технологическую эффективность. Утяжелители с более высокой плотностью позволяют иметь меньшую объемную концентрацию, а следовательно, получать меньшие значения вязкости раствора при одной и той же плотности. Меньшее содержание твердой фазы в буровом растворе способствует улучшению технико-экономических показателей бурения. Чем выше плотность утяжелителя, тем большее его количество можно ввести в раствор без существенного изменения свойств последнего (рис. 7.1) и тем меньше его расход для получения раствора одной и той же плотности. Особенно резко это проявляется при получении растворов плотностью более 2000 кг/м³.

Утяжеляющая способность значительно зависит от степени дисперсности утяжелителя. Утяжелители крупного помола ухудшают седиментационную устойчивость буровых растворов и усиливают абразивный износ бурового оборудования. Однако с повышением степени дисперсности увеличивается

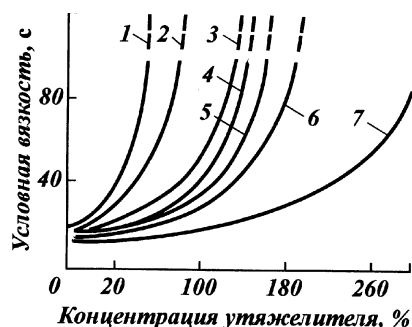


Рис. 7.1. Зависимость вязкости бурового раствора от концентрации утяжелителя различной плотности:

1 — сидерит; $\rho = 3,11 \text{ г/см}^3$;
 2 — известняк; $\rho = 2,7 \text{ г/см}^3$;
 3 — кировабадский барит; $\rho = 3,6 \text{ г/см}^3$; 4 — колошниковая пыль, $\rho = 4,6 \text{ г/см}^3$; 5 — гематит, $\rho = 4,4 \text{ г/см}^3$; 6 — барит, $\rho = 4,3 \text{ г/см}^3$; 7 — феррофосфор, $\rho = 6,78 \text{ г/см}^3$

адсорбционная и структурообразующая способности утяжелителя; он превращается в активный компонент, увеличивающий показатели вязкости и прочности структуры бурового раствора. Вызванная этим необходимость разжижения раствора приводит к снижению его плотности. Следовательно, слишком высокая степень дисперсности приводит к ухудшению утяжеляющей способности материала. Поэтому дисперсность утяжелителей регламентируется как по содержанию крупных фракций, так и по содержанию частиц коллоидных размеров (менее 2 мкм).

В зависимости от основы минерала утяжелители из природных руд делятся на несколько видов: карбонатные (мергель, известняк, доломит, сидерит), баритовые, железистые (гематит, магнетит, ильменит), свинцовые (галенит).

Мергель — осадочная горная порода, состоящая из кальцита (40–60 %) и глинистого материала. Плотность утяжелителя 2650 кг/м^3 , применение ограниченное.

Известняк — осадочная горная порода, состоящая главным образом из кальцита и кремнезема. Плотность утяжелителя 2700 кг/м^3 .

Доломит — минерал плотностью $2800\text{--}2900 \text{ кг/м}^3$, с твердостью по шкале Мооса 3,5–4. Применяется в качестве утяжелителя бурового раствора ограниченно.

Сидерит (карбонат железа) — минерал плотностью $3800\text{--}3900 \text{ кг/м}^3$ с твердостью по шкале Мооса 3,5–4.

Так как карбонаты растворимы в кислой среде, карбонатные утяжелители рекомендуются для увеличения плотности бурового раствора (если это необходимо) при вскрытии продуктивных пластов. Это дает возможность с помощью кислотных обработок частично устранить вредное влияние коагуляции продуктивного пласта твердой фазой бурового промывочного раствора.

Таблица 7.10
Показатели качества флотационного баритового концентрата

Показатели	Нормы для марок барита					
	КБ-1	КБ-2	КБ-3	КБ-4	КБ-5	КБ-6
Содержание сернокислого бария, %, не менее	95	92	90	87	85	80
Содержание двуокси кремния для класса А*, %, не более	1,5	1,5	2,5	3,5	4,5	4,5
Содержание железа в пересчете на Fe ₂ O ₃ для класса А*, %, не более	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	2,5
Содержание суммы кальция и магния в пересчете на СаО для класса А*, %, не более	0,5	1,0	1,5	6,0	7,0	7,0
Содержание водорастворимых солей, %, не более	0,25	0,3	0,35	0,40	0,45	0,45
В том числе кальция для класса Б**	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Содержание влаги, %, не более	2	2	2	2	2	2
Содержание остатка на сите № 009К по ГОСТ 3584–73 для класса Б**, %, не более	4	4	4	4	4	4
Содержание фракций размером 5 мкм для класса Б**, %, не более	5	5	10	15	20	20
Реакция водной вытяжки, рН, для класса А*	6–8	6–8	6–8	6–8	6–8	6–9
*Для класса Б не нормируется.						
**Для класса А не нормируется.						

Барит BaSO₄ – сульфат бария – минерал белого цвета, в чистом виде (без примесей) имеющий плотность 4,48 г/см³ и твердость по шкале Мооса 3–3,5. В природе в зависимости от количества и характера содержащихся в нем примесей (Sr, Pb, Ra, Fe₂O₃) минерал бывает серого, красного и желтого цвета и имеет плотность 4,3–4,7 г/см³. Барит наиболее широко используемый утяжелитель, применяемый для буровых растворов всех типов.

В бурении используют преимущественно баритовые концентраты производства обогатительных фабрик цветной металлургии. В настоящее время выпускается шесть марок флотационных баритовых концентратов (табл. 7.10).

До недавнего времени применялся баритовый концентрат влажностью 10–12 % и лишь иногда – подсушенный до влажности 5 %. Применение влажного утяжелителя приводит к его комкованию и смерзанию в зимнее время и делает невозможной механизацию погрузочно-разгрузочных работ, поэтому в последние годы используют сухой барит. Показатели качества сухого баритового утяжелителя для буровых растворов, получаемого путем сушки и обработки фосфата-

ми флотационного баритового концентрата, регламентируются техническими условиями.

Сорт баритового утяжелителя.....	1	2	3
Содержание сернокислого бария, %, не менее.....	92	87	80
Плотность, г/см ³ , не менее.....	4,25	4,15	4,05
Содержание воды, %, не более.....	1,5	1,5	1,5
Содержание водорастворимых солей, %, не более...	0,30	0,35	0,35
В том числе кальция.....	0,05	0,05	0,05
Содержание остатка после просева на сите сеткой № 0095 по ГОСТ 3584–73, %, не более.....	4	4	4
Содержание фракций размером 5 мкм, %, не более.....	5	10	15

Качество утяжелителей на основе флотационных баритовых концентратов ниже, чем чистого жильного барита или барита, получаемого при гравитационном обогащении чисто баритовых руд. Это связано с тем, что флотационные баритовые концентраты содержат вредные примеси флотореагентов, ухудшающие его смачивание в буровом растворе и вызывающие вспенивание. Высок также в них уровень содержания водорастворимых солей, тонкодисперсных и глинистых фракций. К трудностям использования утяжелителей на основе флотационных баритовых концентратов относится сравнительно легкая гидрофобизация их поверхности анионоактивными ПАВ. Гидрофобизацию барита вызывают сульфенол, используемый для снижения поверхностного натяжения фильтратов растворов и эмульгирования нефти, смазочная добавка на основе окисленного петролатума (СМАД), пеногасители типа касторового сапстока и другие вещества.

Гидрофобизация утяжелителя обуславливает его нефтесмачиваемость, что приводит к образованию крупных флокул из смоченных нефтью частиц барита и к катастрофическому выпадению утяжелителя из раствора. Наиболее часто интенсивная флокуляция баритовых утяжелителей наблюдается в нефтэмульсионных растворах, содержащих ПАВ и обработанных лигносульфатами. Нефтесмачиваемость баритовых утяжелителей и, как следствие, их флокуляция зависят от физико-химических свойств нефти, вводимой в буровой раствор. Для уменьшения флокуляции следует применять легкие нефти вязкостью не более $15 \cdot 10^{-4}$ м²/с. Это необходимо учитывать и при установке нефтяных ванн в случае прихватов бурильной колонны.

Без больших затрат времени и средств стабильность сфлокулированных нефтэмульсионных растворов, содержащих анионоактивные ПАВ, можно восстановить комбиниру-

ванной обработкой раствора гидрофилизирующими реагентами: УЦР, акриловыми полимерами (гипан, М-14, метас), КМЦ совместно с дизельным топливом. Для предотвращения нефтесмачиваемости, а следовательно, и флокуляции флотационных баритовых утяжелителей нефтеемульсионные растворы с анионоактивными ПАВ необходимо перед вводом нефти и ПАВ обработать реагентами, обладающими эффективными гидрофилизирующими свойствами (УЦР, гипан, М-14, метас, КМЦ, а также полифосфаты – гексаметафосфат, триполифосфат и др.).

Для повышения качества баритового утяжелителя, ослабления или нейтрализации вредного влияния различных примесей флотационные баритовые концентраты при помоле или перед сушкой обрабатывают водными растворами обезвоженных фосфатов – кислого пирофосфата или триполифосфата. Это позволяет гидрофилизировать поверхность частиц барита, нейтрализовать загущающее действие тонкодисперсных фракций утяжелителя и глинистых частиц, связать ионы кальция, вызывающие коагуляцию раствора. При этом повышается общее качество утяжелителя, в связи с чем снижаются его расход, а также затраты времени и средств на утяжеление и обработку раствора.

Обработка утяжелителей обезвоженными фосфатами предложена б. ВНИИКРнефтью.

Наиболее полно требованиям утяжеления буровых растворов отвечает утяжелитель из концентратов, полученных путем гравитационного обогащения баритовых руд. Утяжелители, полученные измельчением гравитационных концентратов до необходимой дисперсности, имеют ряд преимуществ перед баритом, полученным флотационным методом:

- отсутствие флотореагентов на поверхности утяжелителя;

- возможность обеспечения оптимального гранулометрического состава в соответствии с требованиями бурения;

- отсутствие большого количества коагулирующих солей, возникающих вследствие разложения нетермостойких примесей в процессе интенсивной сушки флотоконцентратов, так как гравитационные концентраты можно сушить при более мягких режимах.

Способ определения нефтесмачиваемости утяжелителя основывается на способности нефти прочно адсорбироваться на гидрофобной поверхности утяжелителя. Для определения нефтесмачиваемости применяется лабораторная центрифуга, например ЦЭ-3, с мерными пробирками вместимостью 10 мл.

Частота вращения центрифуги – в пределах 3000 об/мин, время центрифугирования – 30 мин.

Нефтесмачиваемость барита определяют в следующем порядке.

1. В пробу бурового раствора, подлежащего утяжелению, вводят расчетное количество утяжелителя, 10 % нефти и раствор тщательно перемешивают в течение 1 ч.

2. Подготовленным раствором заливают наполовину пробирки центрифуги, затем их заполняют водой до полного объема и подвергают центрифугированию.

3. По окончании центрифугирования в каждой пробирке по границе раздела фиксируется количество нефти V , не адсорбированной твердой фазой бурового раствора. Количество нефти V_1 , адсорбированной твердой фазой бурового раствора, рассчитывают по формуле

$$V_1 = [(0,5 - V)100]0,5,$$

где 0,5 – общее количество нефти, содержащейся в полном объеме пробирки, мл.

Утяжелитель считается нефтесмачиваемым, непригодным к введению в буровой раствор без предварительной обработки гидрофилизующими реагентами, если $V_1 \geq 25$ %.

Гематит Fe_2O_3 – один из главных минералов железных руд вишнево-красного цвета. Плотность его (без примесей) $5,3 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5–6. Природные руды с содержанием гематита 54–60 % могут иметь цвет от черного до серо-стального и плотность $4,15–4,4 \text{ г/см}^3$. Гематитовый утяжелитель обладает высокой абразивностью.

Магнетит $FeO \cdot Fe_2O_3$ – минерал железных руд черного цвета со слабым металлическим блеском. Он представляет собой двойной окисел с содержанием FeO до 31 %, мало отличается от гематита по плотности и твердости. Плотность магнетита $4,9–5,2 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5,5–6,5. Он обладает сильными магнетитными свойствами. Для утяжеления растворов применяются руды, содержащие 53–55 % магнетита в виде порошка плотностью $4,2–4,35 \text{ г/см}^3$. Магнетитовый утяжелитель имеет повышенные абразивные свойства. Наличие магнитных свойств приводит к образованию плотных слоев магнетита на поверхности бурильных труб, что создает условия для возникновения прихватов труб. Поэтому применение его в качестве утяжелителя ограничено.

Ильменит $FeO \cdot TiO_2$ представляет собой двойной окисел железа и титана. Плотность его $4,79 \text{ г/см}^3$, твердость по шкале Мооса 5–6. В качестве утяжелителя применяется в исклю-

чительных случаях (в США рекламировался как утяжелитель для тампонажных растворов).

Качество железистых утяжелителей регламентируется ТУ 39-035 – 74:

Плотность, г/см ³ , не менее.....	4,15
Содержание влаги, %, не более.....	12,0
Содержание водорастворимых солей, %, не более.....	0,3
В том числе кальция.....	0,05
Содержание остатка на сите № 009К по ГОСТ 3584 – 73, %, не более.....	10

Галенит PbS, или свинцовый блеск, — один из основных минералов свинцовых руд. Плотность его 7,4–7,6 г/см³, твердость по шкале Мооса 2–3. Галенит рекомендуется применять как утяжелитель для получения растворов высокой плотности (свыше 2,3 г/см³). При его добавке можно получать буровые растворы плотностью более 3 г/см³.

§ 3. ПРИГОТОВЛЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В практике бурения скважин используются разнообразные технологические приемы для приготовления буровых растворов.

Наиболее простая технологическая схема (рис. 7.2) включает емкость для перемешивания компонентов бурового раствора 1, оснащенную механическими и гидравлическими пе-

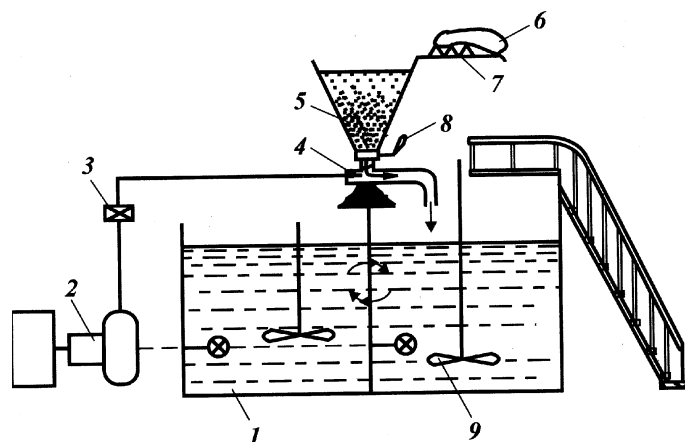


Рис. 7.2. Простейшая схема приготовления бурового раствора

ремешивателями 9, гидроэжекторный смеситель 4, оснащенный загрузочной воронкой 5 и шиберным затвором 8, центробежный или поршневой насос 2 (обычно один из подпорных насосов) и манифольды.

С использованием этой схемы приготовление раствора осуществляется следующим образом. В емкость 1 заливают расчетное количество дисперсионной среды (обычно 20–30 м³) и с помощью насоса 2 по нагнетательной линии с задвижкой 3 подают ее через гидроэжекторный смеситель 4 по замкнутому циклу. Мешок 6 с порошкообразным материалом транспортируется передвижным подъемником или транспортером на площадку емкости, откуда при помощи двух рабочих его подают на площадку 7 и вручную перемещают к воронке 5. Ножи вспарывают мешок, и порошок высыпается в воронку, откуда с помощью гидровакуума подается в камеру гидроэжекторного смесителя, где и происходит его смешивание с дисперсионной средой. Суспензия сливается в емкость, где она тщательно перемешивается механическим или гидравлическим перемешивателем 9. Скорость подачи материала в камеру эжекторного смесителя регулируют шиберной заслонкой 8, а величину вакуума в камере – сменными твердосплавными насадками.

Круговая циркуляция прекращается лишь тогда, когда смешано расчетное количество компонентов и основные технологические показатели свойств раствора близки к расчетным. Если раствор приготавливают впрок, то его готовят порционно, а порции откачивают в другие емкости циркуляционной системы либо в специальные запасные.

Утяжеление бурового раствора порошкообразным баритом и обработку порошкообразными химическими реагентами осуществляют аналогично после приготовления порции исходной коллоидной системы (например, водоглинистой).

Зарубежные фирмы обычно оборудуют гидроворонки аэрожелобом или вибратором для побуждения течения порошка и обеспечения более равномерной его подачи в зону смешения.

Основной недостаток описанной технологии – слабая механизация работ, неравномерная подача компонентов в зону смешения, слабый контроль за процессом. По описанной схеме максимальная скорость приготовления раствора не превышает 40 м³/ч.

В настоящее время в отечественной практике широко используют прогрессивную технологию приготовления буровых растворов из порошкообразных материалов. Технология ос-

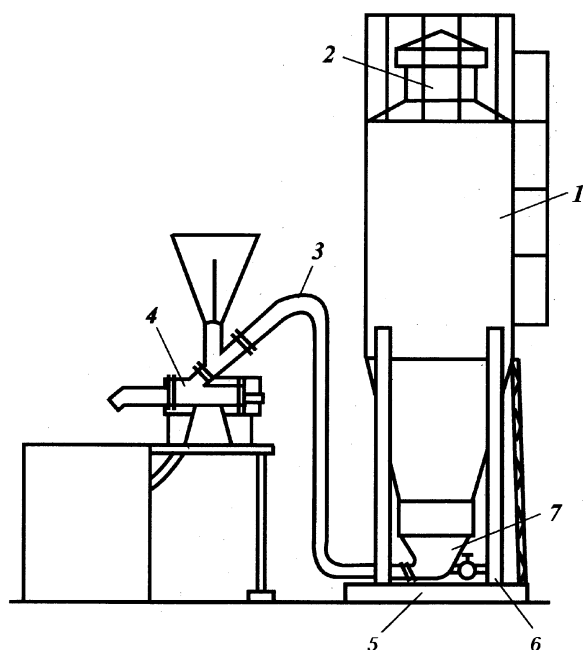


Рис. 7.3. Схема блока приготовления раствора

новывается на применении серийно выпускаемого оборудования: блока приготовления раствора (БПР), выносного гидроэжекторного смесителя, гидравлического диспергатора, емкости ЦС, механических и гидравлических перемешивателей, поршневого насоса.

Блок БПР предназначен для приготовления и утяжеления бурового раствора, а также хранения на буровой запаса порошкообразных материалов. Выпускается несколько типов БПР, отличающихся вместимостью бункеров для хранения материалов.

Наиболее широко применяется БПР, выпускаемый Хадыженским машзаводом. Он представляет собой (рис. 7.3) два цельнометаллических бункера 1, которые оборудованы разгрузочными пневматическими устройствами 7, резинотканевыми гофрированными рукавами 3 и воздушными фильтрами 2. В комплект БПР входит выносной гидроэжекторный смеситель 4, который монтируется непосредственно на емкости ЦС и соединяется с бункером гофрированным рукавом.

Бункера предназначены для приема, хранения и подачи порошкообразных материалов в камеру гидроэжекторного смесителя. Они представляют собой цилиндрические резервуары с коническими днищами и крышей, которые установлены на четырех приваренных к раме 5 стойках 6. Порошкообразный материал подается в них из автоцементовозов по трубе, закрепленной на внешней поверхности цилиндрической части бункера. К коническому днищу прикреплено разгрузочное устройство, включающее аэратор, поворотную шибберную заслонку и воздушный эжектор. На крышке бункера установлен воздушный фильтр.

Выносной гидроэжекторный смеситель состоит из корпуса с тремя патрубками. К верхнему патрубку крепится прием для поступающего из бункера или через воронку порошкообразного материала. В левом патрубке установлены сменный твердосплавный штуцер и труба для подачи жидкости от насоса. К правому патрубку прикреплены диффузор и сливная труба. При прохождении подаваемой насосом жидкости через штуцер в камере гидроэжекторного смесителя создается вакуум. В результате этого порошкообразный материал из бункера поступает по резиноканевому гофрированному рукаву в камеру.

Принцип действия блока БПР состоит в следующем (рис. 7.4). Порошкообразный материал (глина, барит и др.), привезенный на скважину автоцементовозом, загружается в силосы 1 пневмотранспортом при помощи компрессора. Поступая в силос, материал отделяется от воздуха, а воздух выходит в атмосферу через фильтр 2. При необходимости подачи порошкообразного материала в гидроэжекторный смеситель вначале аэрируют материал в силосе, чтобы исключить его зависание при опорожнении силоса, затем открывают шибберную заслонку, в результате чего обеспечивается доступ материалов в гофрированный шланг.

Жидкость, прокачиваемая насосом через штуцер гидросмесителя, в камере последнего создает разрежение, а так как в силосе поддерживается атмосферное давление, то на концах гофрированного шланга возникает перепад давления, под действием которого порошкообразный материал перемещается в камеру гидросмесителя, где смешивается с прокачиваемой жидкостью. Воронка гидросмесителя служит для ввода материала в зону смешивания вручную. В обычном случае ее патрубков закрыт пробкой.

Блок БПР-70 оборудован гидравлическим измерителем массы порошкообразного материала ГИВ-М.

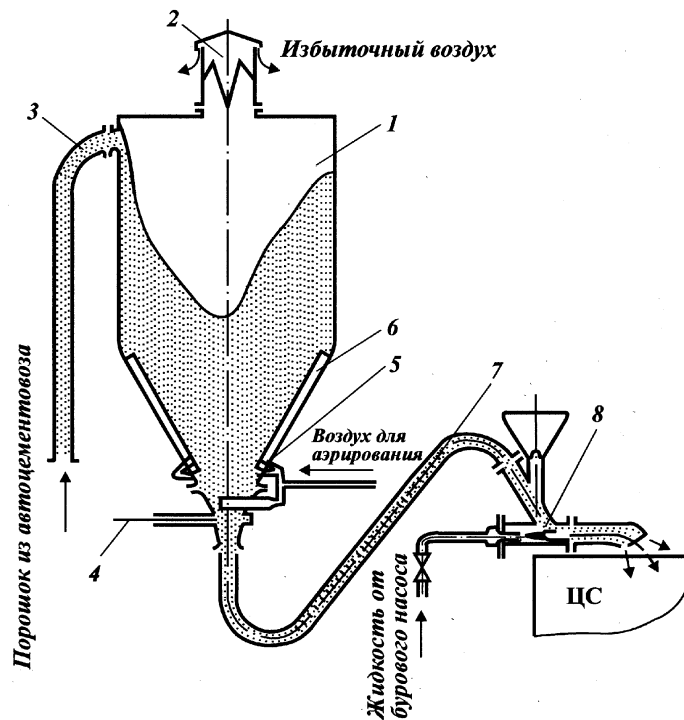


Рис. 7.4. Схема работы блока БПР:
 1 – силос; 2 – фильтр; 3 – загрузочная труба; 4 – разгрузочное устройство; 5 – система аэрирования; 6 – аэродорожка; 7 – подводящий шланг; 8 – гидросмеситель

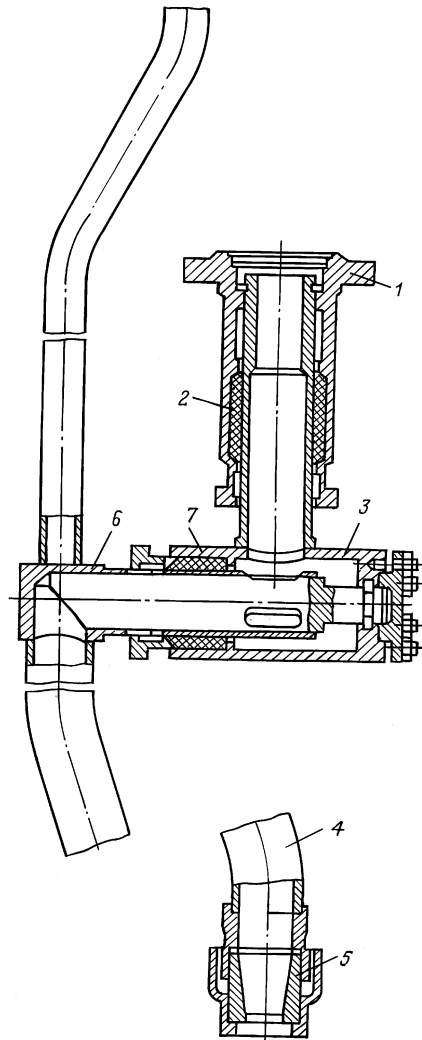
Техническая характеристика БПР-70

Число силосов в одном блоке.....	2
Объем каждого силоса, м ³	35
Способ загрузки силосов.....	Пневматический
Смесительное устройство.....	Гидравлическое эжекторного типа
Производительность блока при подаче порошкообразных материалов в гидросмесители одновременно из двух силосов, кг/с.....	10
Габариты, мм.....	6200 × 3300 × 8000

Серийно БПР-70 выпускается Хадыженским машиностроительным заводом.

На неподвижной части силоса смонтировано разгрузочное устройство, включающее тарельчатый питатель, пневматический эжектор и гидравлический смеситель. Последний можно

Рис. 7.5. Гидравлический перемешиватель



устанавливать как на площадке блока, так и на емкости циркуляционной системы буровой установки. В последнем случае вместо тарельчатого питателя применяется шиберный затвор с аэратором в верхней его части. Привод тарельчатого питателя осуществляется при помощи электродвигателя с редуктором. Так как тарелка питателя вращается с постоянной

частотой, то подача порошкообразного материала в зону смешивания регулируется изменением положения специального ножа, входящего в комплект питателя.

Для равномерного распределения компонентов по всему объему бурового раствора применяют перемешивающие устройства. Отечественная промышленность выпускает гидравлические и механические перемешиватели.

Гидравлический перемешиватель ПГ (рис. 7.5) — двухшарнирный и состоит из приемного патрубка 1, корпуса 3, монитора 4 и насадок 5. Он присоединяется к трубопроводу, по которому поступает буровой раствор, с помощью фланца. Монитор фиксируют в заданном положении с помощью пальцев. Угольник монитора 6 и приемный патрубок с резиновыми уплотнениями на концах 2 и 7 вставлены в корпус перемешивателя и двумя рядами шариков зафиксированы от перемещения в осевом направлении, в результате чего монитор свободно вращается вокруг двух взаимно перпендикулярных осей корпуса.

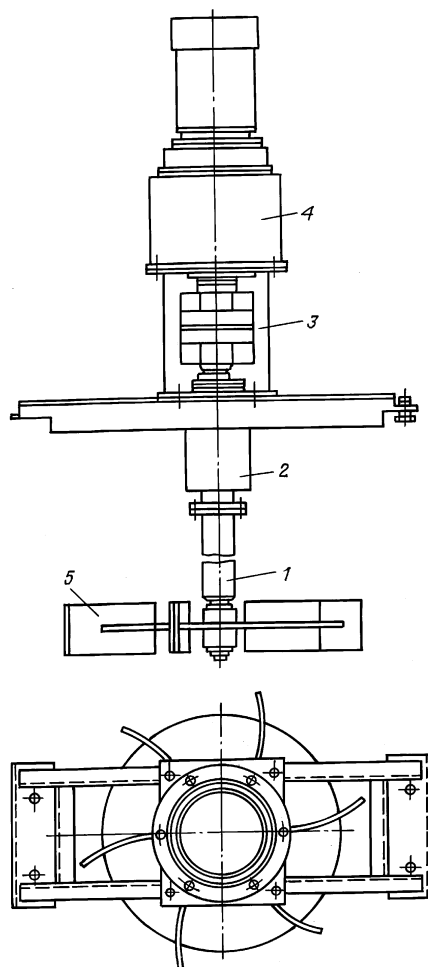
Механический перемешиватель ПМ (рис. 7.6) также предназначен для перемешивания бурового раствора в емкостях ЦС. Он состоит из лопастного 1 и промежуточного 2 валов, рамы 3, мотор-редуктора 4 и крыльчатки 5. Лопастный вал выполнен в виде трубы, к верхней части которой приварен фланец, а к нижней — присоединена втулка с шестью лопастями. Нижняя часть промежуточного вала соединена с лопастным валом при помощи фланца, а верхняя часть — с мотор-редуктором при помощи муфты.

В настоящее время налажено серийное производство наиболее совершенных механических перемешивателей ПЛ₁ и ПЛ₂ (рис. 7.7).

Главным преимуществом их является то, что они оснащены комбинированным турбинно-пропеллерным перемешивающим органом, позволяющим значительно повысить эффективность перемешивания буровых растворов. Кроме того, их конструкция упрощена, а вместо дефицитного мотор-редуктора МПО2-15В-5,5/45,5 используются редукторы массового производства.

Механический перемешиватель с комбинированным перемешивающим органом создает в буровом растворе перекрестные потоки сразу в нескольких плоскостях, в результате чего обеспечивается интенсивное перемешивание бурового раствора, предупреждается выпадение утяжелителя на дно емкостей и исключаются застойные зоны в буровом растворе.

Рис. 7.6. Механический перемешиватель



Техническая характеристика перемешивателей

Тип перемешивателя.....	ПЛ ₁	ПЛ ₂
Мощность привода, кВт.....	5,5	3,0
Частота вращения крыльчатки, об/с.....	2,2	0,75
Диаметр крыльчатки, мм.....	700	1240
Вид мешалки.....	Турбинно-пропеллерная	
Число лопастей.....	3 × 4	6 × 6
Габариты, мм.....	700 × 1320 × 2700	1240 × 1320 × 2700

Технология приготовления бурового раствора из порошкообразных материалов представляет собой ряд последовательных операций, включающих расчет компонентного состава, подготовку материала к выгрузке из бункеров БПР и

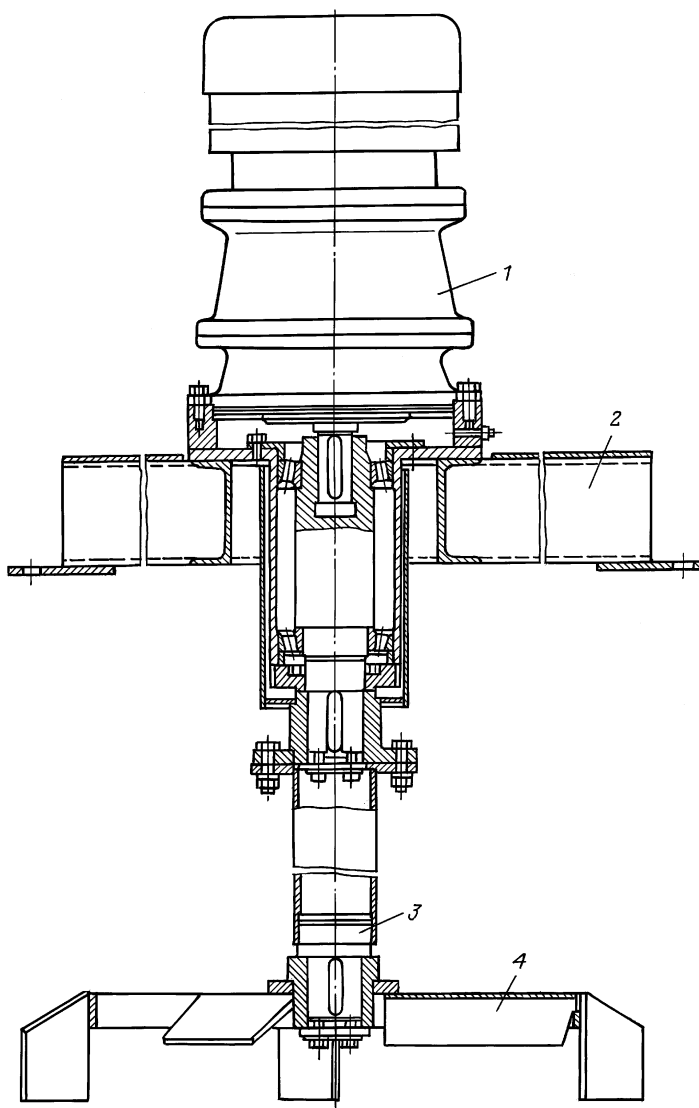
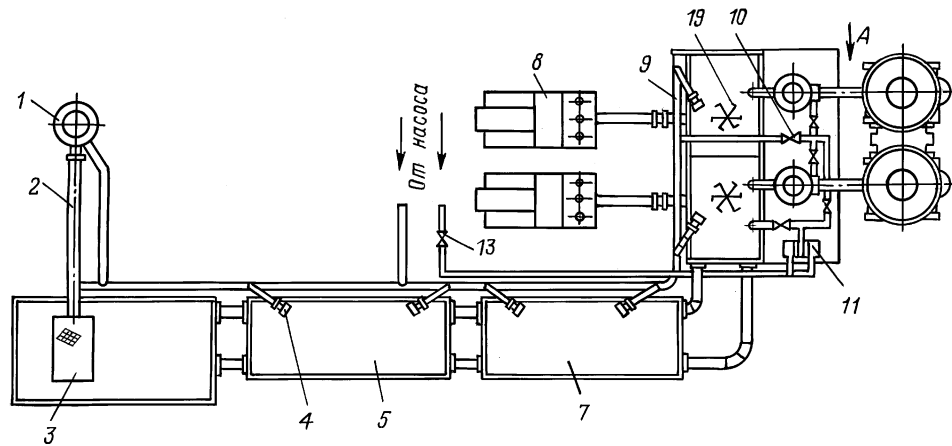


Рис. 7.7. Механический перемешиватель с турбинно-пропеллерной мешалкой:
 1 – мотор-редуктор; 2 – основание; 3 – вал; 4 – мешалка

транспортирование его в зону смешения, дозированное введение материала в дисперсную среду, диспергирование компонентов и гомогенизацию готового раствора.



Вид А повернута

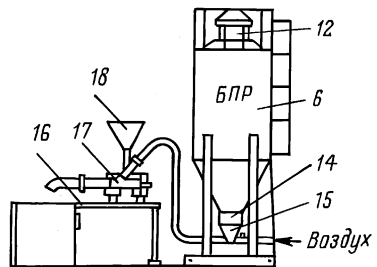


Рис. 7.8. Современная технологическая схема приготовления бурового раствора:

1 – приемная воронка; 2 – растворопровод; 3 – блок очистки; 4, 19 – перемешивающие устройства, соответственно гидравлические и механические; 5 – промежуточная емкость; 6 – бункер блока приготовления; 7 – емкость с поперечным желобом; 8 – буровые насосы; 9 – приемная емкость; 10, 13 – задвижки низкого и высокого давления соответственно; 11 – гидравлический диспергатор; 12 – фильтр; 14 – аэрирующее шиберное устройство; 15 – разгрузочное пневматическое устройство; 16 – площадка; 17 – гидросмеситель; 18 – воронка

Для осуществления такого технологического процесса описанное выше оборудование обвязывают в единую систему, как показано на рис. 7.8.

Приготавливают новую порцию раствора в последней емкости ЦС, на которой устанавливают гидроэжекторные смесители с воронками и гидравлический диспергатор. Буровые насосы обвязывают с блоком приготовления раствора таким образом, чтобы они могли подавать раствор в диспергатор по линии высокого давления, а в гидроэжекторные смесители — по линии низкого давления (до 4 МПа). Схема движения жидкости может быть следующей:

а) емкость ЦС — буровой насос — линия высокого давления через задвижку 13 — гидравлический диспергатор — емкость ЦС;

б) емкость ЦС — буровой насос — линия высокого давления через задвижку 13 — диспергатор — гидроэжекторный смеситель — емкость ЦС;

в) емкость ЦС — буровой насос — линия низкого давления через задвижку 10 — гидроэжекторный смеситель — емкость ЦС;

г) емкость ЦС — буровой насос — линия низкого давления через задвижку 10 — емкость ЦС.

Первый этап приготовления бурового раствора — это расчет компонентного состава. Для водоглинистого раствора обычно используют два-три компонента: глинопорошок и воду; глинопорошок, воду и порошкообразный барит. Количество глинопорошка для получения неутяжеленной водоглинистой суспензии выбирают в соответствии с табл. 7.11, количество глинопорошка и порошкообразного барита (в кг) для получения 1 м³ утяжеленной суспензии — в соответствии с табл. 7.12.

Второй этап — приготовление водоглинистой суспензии. В емкость ЦС заливают воду в количестве, примерно равном половине объема приготавливаемой порции раствора.

На гидроэжекторном смесителе устанавливают штуцер в соответствии с подачей насосов, указанной ниже.

Подача насосов, л/с	35	15–35	15
Диаметр штуцера в эжекторном смесителе, мм...	40	25	20

Воздух для аэрации порошка в бункере БПР подают в течение 5–7 мин при давлении воздуха 0,02–0,03 МПа.

Буровой насос включают по схеме емкость — гидравлический диспергатор — гидроэжекторный смеситель — емкость. При этом значение давления на выкиде насоса должно со-

Таблица 7.11
Выход бурового раствора из глинопорошка

Технологические показатели	Тип глинопорошка			
	Вайо-мингский бентонит	Саригюхский бентонит		Черкасский бентонит 2-го сорта
		1-й сорт	2-й сорт	
Массовая доля, %:				
глинопорошка	5,3	5,0	5,8	6,2
воды	94,7	95,0	94,2	93,8
Выход раствора, м ³ /т	20,0	20,2	16,3	16,4
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,030	1,036	1,038	1,038
условная вязкость, с	28–35	21–25	19–23	23–32
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,4	0,4–0,9	0,3–1,0	2,8–3,5*
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	15–24	7–9	3–11	6–9
Массовая доля, %:				
глинопорошка	12,0	15,2	17,7	25,4
воды	88,0	84,8	82,3	74,6
Выход раствора, м ³ /т	8,3	6,3	5,7	4,0
Параметры водоглинистой суспензии:				
плотность, г/см ³	1,075	1,080	1,110	1,260
условная вязкость, с	22–27	18–26	22–38	24–28
статическое напряжение сдвига за 1 мин, Па	0,2–0,7	0,5–1,2	0,4–1,2	5,0–6,0
структурная вязкость, 10 ⁻³ Па·с	8–12	5–9	8–16	7–9

*Глина модифицирована кальцинированной содой.

ставлять 13–15 МПа, а вакуума в камере эжекторного гидросмесителя – не менее 0,02 МПа.

После предварительной аэрации открывают воздушный вентиль и подают воздух в гофрированный рукав БПР. Таким способом регулируют величину вакуума в камере гидроэжекторного смесителя в пределах 0,008–0,012 МПа.

Затем открывают запорную заслонку разгрузочного отверстия бункера и вводят в циркулирующую воду через эжекторный гидросмеситель расчетное количество глинопорошка, после чего запорную заслонку закрывают, прекращают доступ воздуха в камеру гидроэжектора и диспергируют водоглинистую суспензию в течение пяти-восьми циклов круговой циркуляции через диспергатор. Приготовленную водоглинис-

Таблица 7.12

Зависимость плотности бурового раствора от количества глины и барита

Глинопорошок	Плотность суспензии, г/см ³					
	1,1	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0
Вайомингский	<u>49,6</u>	<u>45,5</u>	<u>39</u>	<u>34</u>	<u>30</u>	<u>27,2</u>
	93,3	229	501	772	1040	1310
Саригюхский, сорт:						
1-й	<u>47,1</u>	<u>43,2</u>	<u>37</u>	<u>32,4</u>	<u>28,8</u>	<u>25,9</u>
	94,7	231	503	773	1043	1310
2-й	<u>54,7</u>	<u>50,2</u>	<u>43</u>	<u>37,6</u>	<u>33,4</u>	<u>30,1</u>
	88	225	497	769	1040	1310
4-й	<u>117,3</u>	<u>107,5</u>	<u>92</u>	<u>80,6</u>	<u>71,7</u>	<u>64,5</u>
	36	177	453	733	1010	1280
Черкасский, 2-й сорт	<u>58,5</u>	<u>53,7</u>	<u>46</u>	<u>40,3</u>	<u>35,8</u>	<u>32,2</u>
	85	223	495	765	1035	1307
Куганакский	—	<u>164</u>	<u>140</u>	<u>123</u>	<u>110</u>	<u>98</u>
		133	417	700	976	1250
Нефтегабадский	—	<u>246</u>	<u>211</u>	<u>184</u>	<u>164</u>	<u>148</u>
		63	360	653	933	1210

Примечание. В числителе количество глины, в знаменателе — барита.

тую суспензию разбавляют водой до расчетного объема и тщательно перемешивают.

При необходимости приготовления утяжеленного раствора выполняют третий этап — утяжеление приготовленной водоглинистой суспензии. Все элементы операций с порошкообразным баритом аналогичны описанным выше. Процесс утяжеления заканчивается перемешиванием раствора после введения в него расчетного количества барита. Интенсивность утяжеления водоглинистой суспензии регулируют величиной вакуума в камере эжекторного гидросмесителя с помощью воздушного вентиля в соответствии с табл. 7.13.

В случае необходимости регулируют технологические свойства приготовленного бурового раствора путем введения через воронку гидроэжекторного смесителя химических реагентов.

В некоторых районах нашей страны для приготовления буровых растворов еще применяют установки УПР-Р-2, гидравлические мешалки ГДМ-1 конструкции Я.П. Герасимова, лопастные глиномешалки ГМ-4.

Прогрессивная технология приготовления буровых растворов позволяет предельно механизировать этот трудоемкий процесс по всей цепочке — от производителя материалов до циркуляционной системы буровой установки.

Таблица 7.13

Интенсивность утяжеления раствора от величины вакуума

Подача бурового насоса, л/с	Диаметр штуцера, мм	Величина вакуума, МПа	Интенсивность утяжеления, кг/м ³
40	20	0,05–0,075	170–500
	25	0,04–0,070	100–400
	40	0,01–0,020	–
30	20	0,04–0,070	100–400
	25	0,035–0,050	70–250
	40	0,005–0,015	–
20	20	0,025–0,055	50–200
	25	0,015–0,035	70
	40	0,005	–
<20	20	0,05–0,04	100
	25	0,02	–
	40	0	–

Широкое распространение в последние годы за рубежом получила технология приготовления буровых растворов, для реализации которой используется автономный блок фирмы "Холибуртон" (рис. 7.9). В блок входит следующее оборудование.

1. Перегрузочный бункер 2, представляющий собой резервуар объемом до 8,5 м³, оборудованный входным и выходным патрубками диаметром 125 мм, пылеуловителем и индикатором веса фирмы "Мартин Деккер" с пределом 13,6 т. Габариты бункера: длина и ширина около 2,5 м, высота более 5 м, общая масса перегрузочного бункера 3250 кг.

2. Вакуум-компрессор 3 фирмы "Гарднер-Дэнвер" с дизельным приводом, который в состоянии создавать как избыточное давление, так и разрежение и поэтому используется в системе пневмоперегрузки и пневмотранспорта. Этот шестицилиндровый компрессор с водяным охлаждением способен выполнять одноступенчатое сжатие воздуха до избыточного давления 0,28 МПа. Его габариты: длина около 3,5 м, ширина и высота менее 2 м, общая масса более 4 т. Компрессор имеет собственный воздухоприемник объемом 0,27 м³.

3. Бункера для хранения порошкообразных материалов 4 (глинопорошка, порошкообразного барита), представляющие собой вертикальные цилиндрические резервуары диаметром 3 м и высотой около 6 м и рассчитанные на максимальное внутреннее рабочее давление до 0,28 МПа. Дополнительно

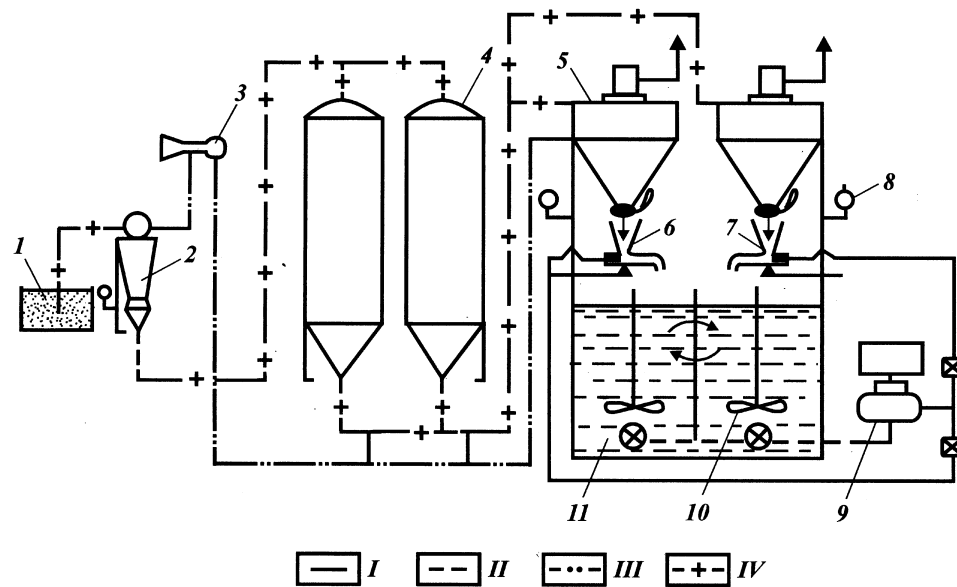


Рис. 7.9. Система фирмы "Холибуртон" для приготовления бурового раствора :
 I — нагнетательная линия; II — всасывающая линия; III, IV — воздушная линия пневмотранспорта материала;
 1 — передвижное средство; 2 — перегрузочный бункер; 3, 4 — бункер-хранилище; 5 — расходный бункер; 6, 7 — загрузочные воронки; 8 — индикатор веса; 9 — центробежный насос; 10 — перемешиватель; 11 — емкость

они оборудуются загрузочной камерой и дистанционно управляемыми разгрузочными клапанами. Объем каждого бункера 34 м³, общая масса без загрузочной камеры 5,6 т. Как правило, в блок входят два бункера, позволяющие хранить на буровой до 70 м³ порошкообразного материала.

5. Расходные бункера 5, представляющие собой комбинированные цилиндрические вертикальные резервуары объемом до 1,2 м³ каждый, оборудованы в нижней части приемными воронками диаметром примерно 1,5 м, общая масса достигает 650 кг. Они не рассчитаны на избыточное внутреннее давление, и поэтому фильтр, установленный в верхней части, сообщается с атмосферой.

Расходный бункер оснащен индикатором веса 8 фирмы "Мартин Деккер" с максимальным значением 4500 кг. Цифры на циферблате нанесены с интервалом около 90 кг. В нижней части бункера, над приемной воронкой, установлена регулируемая заслонка для подачи порошка в приемную воронку и камеру гидроэжекторного смесителя.

6. Прямоугольная емкость 11 разделена перегородками на несколько отсеков. Обычно это двухсекционная емкость в составе циркуляционной системы, объем каждого отсека которой до 30 м³. Емкость оборудуется механическими мешалками 10 фирмы "Пирамид" и гидросмесителями. Как правило, на этой же емкости монтируются подпорные центробежные насосы 9.

7. Центробежный насос 9 фирмы "Мишон Магнум" предназначен для осуществления круговой циркуляции жидкости через гидроэжекторный смеситель и перемешивания раствора в емкости. Подача насоса до 75 л/с, максимальное давление на выкиде 0,5 МПа. Для привода используется электродвигатель мощностью 45 кВт.

С помощью описанного блока приготовления бурового раствора, поставляемого фирмой "Холибуртон", достигают высокой степени механизации работ. Порошкообразный материал (бентонитовая глина, порошкообразный барит и т.д.) поступает на буровую установку в мешках, контейнерах или металлических емкостях на передвижных средствах 1. С помощью пневматического перегружчика (перегрузочного бункера 2 и вакуум-компрессора 3) материал транспортируется пневмотранспортом в бункер-хранилище 4. Практически 4 т бентонитового глинопорошка перегружаются из бункера 2 в бункер-хранилище 4 за 5–6 мин при рабочем давлении пневмотранспорта до 0,2 МПа. Количество загруженного в бункер-хранилище 4 порошка фиксируется в рабочем

журнале. В последующем делаются отметки о количестве израсходованного материала.

По мере необходимости приготовления раствора порошкообразный материал порционно перегружают через нижние отводы в расходные бункера, создавая избыточное давление в верхней части бункера-хранилища при помощи вакуум-компрессора. Избыточное давление в бункере-хранилище при пневмотранспорте глинопорошка доводят до 0,07–0,08 МПа, а при пневмотранспорте барита — до 0,12–0,14 МПа. Практически загрузка расходного бункера (немногим более 1 т глины) длится несколько минут.

К расходным бункерам также подведен воздух, что позволяет не только аэрировать порошок, но и интенсифицировать его подачу в приемную воронку гидроэжекторного смесителя. Допустимо создавать при этом избыточное давление в расходном бункере до 0,02 МПа. Расход порошка через нижнюю заслонку расходного бункера регулируют положением заслонки и величиной давления аэрации.

Применение блоков при бурении скважин показало, что пневмотранспорт порошка не лишен недостатков: во-первых, порошок иногда задерживается в конусных днищах бункеров; во-вторых, возникает необходимость периодически продувать емкости воздухом; в-третьих, приходится постоянно регулировать величину открытия шарового клапана на воздушной линии.

Технология приготовления бурового раствора при помощи блока фирмы "Холибуртон" заключается в следующем. В один из отсеков емкости 11 заливают расчетное количество дисперсионной среды (например, воды) и центробежным насосом 9 прокачивают ее через гидроэжекторный смеситель с загрузочными воронками 6 и 7. После стабилизации подачи насоса подают воздух к расходному бункеру 5 и устанавливают давление на воздушной линии равным 0,015–0,02 МПа. Открывают до определенного положения нижнюю заслонку расходного бункера и подают с определенной скоростью порошок в загрузочную воронку 7. За счет гидровакуума, созданного центробежным насосом в камере гидроэжекторного смесителя, порошкообразный материал засасывается в камеру эжектора и смешивается с потоком дисперсионной среды. Полученная таким образом однородная суспензия поступает снова в тот же отсек емкости.

Круговая циркуляция по схеме емкость — насос — камера эжектора — емкость продолжается до тех пор, пока расчетное количество порошкообразного материала не подадут в

поток. После этого доступ материала в воронку прекращают, закрыв нижнюю заслонку расходного бункера и прекратив подачу воздуха.

Аналогично осуществляют утяжеление бурового раствора, прокачивая его также через гидроэжекторный смеситель и подавая барит в приемную воронку из расходного бункера.

Количество израсходованного материала определяют по индикатору веса 8 расходного бункера.

После тщательного перемешивания раствора с помощью перемешивателей 10 его при необходимости подвергают химической обработке. Для обработки сухим реагентом, а также для добавок в малых дозах бентонитового порошка в циркуляционной системе установлена дополнительная гидроворонка с аэрожелобом или вибрационным побудителем перемещения порошка. В случае применения жидких реагентов используют вертикальную цилиндрическую емкость объемом до 1,5 м³, которая оборудована механической мешалкой, подогревателем и сливным патрубком с дозирующим вентилем. Такой блок химической обработки устанавливают непосредственно над одной из емкостей циркуляционной системы и вокруг нее устраивают площадку для обслуживания. Химические реагенты подают на площадку с помощью передвижного механического погрузчика.

Если буровой раствор готовится впрок, то после смешивания всех компонентов его выдерживают не менее 8 ч и периодически перемешивают. После этого при необходимости раствор окончательно разбавляют или обрабатывают реагентами, доводя показатели свойств до нормы.

В литературе имеются сведения о том, что при бурении скважин используются также автоматизированные системы приготовления буровых растворов (автомат), которые позволяют автоматически управлять технологическими операциями по пневмотранспорту, дозированному вводу и смешиванию компонентов. Управление процессом приготовления осуществляется по команде прибора, непрерывно контролирующего плотность бурового раствора, выходящего из камеры гидроэжекторного смесителя. Плотномер (радиоизотопный денсиметр) подает электрический сигнал на систему управления дозатором (обычно лопастного типа) расходного бункера, установленным вместо нижней заслонки, и таким образом регулируется скорость подачи материала в зону смешения.

Как показали испытания, автоматизированная система эффективна при утяжелении бурового раствора, так как она

сводит колебания плотности обработанного раствора к минимуму. В других случаях — добавление бентонитового порошка, химическая обработка — система малоэффективна, так как плотность не является основным параметром, по величине которого должно осуществляться управление.

Таким образом, технологии приготовления буровых растворов за рубежом уделяют большое внимание, в результате чего этот технологический процесс доведен до высокой степени совершенства. Экономическая целесообразность применения совершенных технологических операций и оборудования по всей цепочке от погрузочно-разгрузочных работ до стабилизации свойств готового раствора очевидна. Минимизируется расход материала за счет сокращения потерь, снижаются затраты времени на приготовление бурового раствора, почти не отвлекается от основных операций рабочая сила, улучшается общая культура производства, не загрязняется окружающая среда.

Дальнейшее совершенствование приготовления эмульсионных и суспензионных систем идет по пути интенсификации взаимодействия компонентов. Для этой цели в последние годы разработаны и начали успешно применяться диспергаторы ДГ-2 и ДШ-100.

Диспергатор ДГ-2 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и других жидкостей специального назначения при их приготовлении. Применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности, а также в других отраслях при работе с насосами высокого давления. Обеспечивает сокращение расхода материалов и ускорение приготовления и утяжеления буровых растворов (рис. 7.10).

Техническая характеристика: принцип измельчения компонентов раствора — гидравлический "струя в струю"; рабочее давление на входе в диспергатор 10–14 МПа; пропускная способность 40–100 м³/ч; габариты 1190 × 750 × 280 мм; масса — 190 кг.

Диспергатор ДШ-100 предназначен для диспергирования твердой и эмульгирования жидкой фаз буровых растворов и различных технологических жидкостей при их приготовлении. Применяется при строительстве и капитальном ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности и строительной индустрии при работе с насосами низкого давления (рис. 7.11).

Техническая характеристика: принцип измельчения ком-

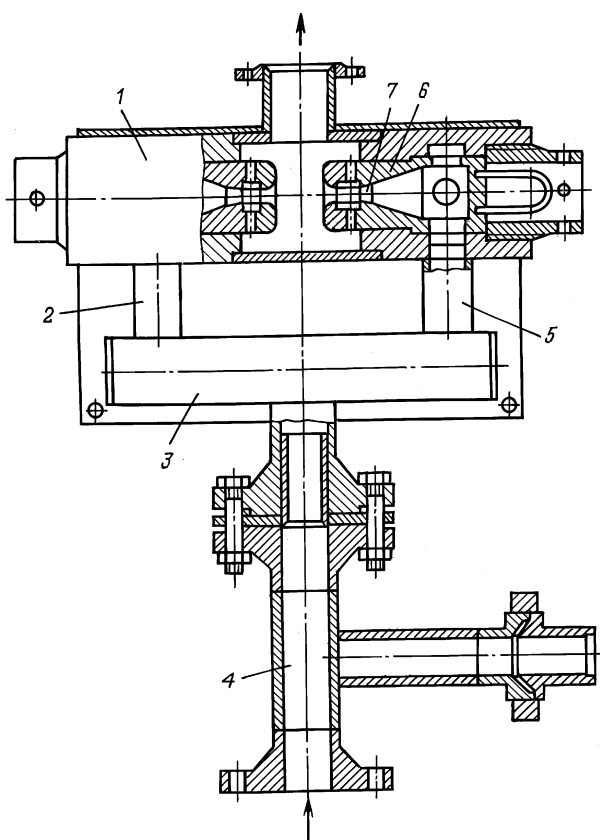


Рис. 7.10. Гидравлический диспергатор типа "струя в струю" ДГ-2:
 1 – корпус; 2, 5 – патрубки; 3 – коллектор; 4 – входной патрубок; 6 –
 сопло; 7 – насадка

понентов раствора – гидромеханический; рабочее давление на входе в диспергатор – 0,3–0,4 МПа; пропускная способность – 80–100 м³/ч; габариты 600 × 250 × 400 мм; масса – 50 кг.

Преимущества этих диспергаторов состоят в следующем: низкая энергоемкость процесса диспергирования, безопасность работ, сокращение расхода материалов, простота обслуживания и эксплуатации, что подтверждено успешной эксплуатацией в управлениях буровых работ и тампонажных конторах объединения "Грознефть", "Коминнефть", "Киргиз-

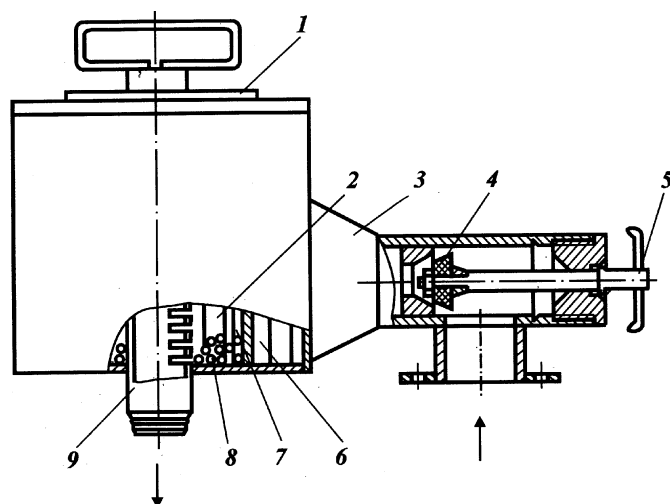


Рис. 7.11. Диспергатор циклонный шаровой ДШ-100:
 1 — крышка; 2 — внутренняя камера; 3 — патрубок; 4 — клапан; 5 — за-
 порное устройство; 6 — наружная камера; 7 — щелевидное сопло; 8 — ме-
 лющие тела; 9 — фильтр

нефть", "Актюбинскнефть", "Пермнефть", "Удмуртнефть", "Куйбышевнефть", а также в Тюменской и Астраханской областях.

§ 4. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА

В связи с тем, что поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно, на технико-экономические показатели бурения, очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее неблагоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

Несмотря на то, что система очистки сложная и дорогая, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие

значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора, уменьшения степени осложненности ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды.

При выборе оборудования для очистки буровых растворов учитывают многообразие конкретных условий. В противном случае возможны дополнительные затраты средств и времени.

Каждый аппарат, используемый для очистки раствора от шлама, должен пропускать количество раствора, превышающее максимальную производительность промывки скважины (исключая центрифугу).

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться в строгой последовательности. При этом схема прохождения раствора должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина — газовый сепаратор — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители, сепаратор) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

Разумеется, при отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации; при использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют глиноотделители и центрифуги; при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители). Иными словами, каждое оборудование предназначено для выполнения вполне определенных функций и не является универсальным для всех геолого-технических условий бурения. Следовательно, выбор оборудования и технологии очистки бурового раствора от шлама основывается на конкретных условиях бурения скважины. А чтобы выбор оказался правильным, необходимо знать технологические возможности и основные функции оборудования.

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров (рис. 7.12). Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита — от 5–10 до 75 мкм, шлама — от 10 мкм до 25 мм. Но пока частицы шлама достигнут циркуляционной системы, они уменьшатся за счет механического измельчения и диспергирования. В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

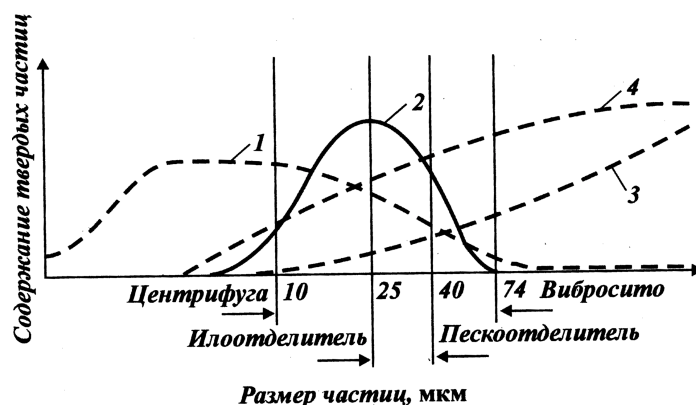


Рис. 7.12. Дисперсный состав бурового раствора и предельные возможности аппаратов для очистки раствора от шлама: 1, 2 — дисперсный состав глиноporошка и барита; 3, 4 — дисперсный состав шлама соответственно через один и два цикла циркуляции

При идеальной очистке из бурового раствора должны удаляться вредные механические примеси размером более 1 мкм. Однако технические возможности аппаратов и объективные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы вибросит (ВС-1, В-21, двухсеточное одноярусное сито фирмы "Свако", двухъярусное вибросито фирмы "Бароид" и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама размером более 150 мкм. Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %. Это практически технологический предел вибросита при бурении глинистых отложений с промывкой их водными растворами.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить степень очистки бурового раствора до 70–80 %; удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм — илоотделителей. С помощью этих аппаратов удается очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением очень сложных аппаратов — высокопроизводительных центрифуг и поэтому обычно экономически невыгодна. Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механичес-

кой обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Как видим, механическими средствами можно достичь очень глубокой очистки неутяжеленного бурового раствора. Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм (см. рис. 7.12). Частицы шлама размером от 5–10 до 75–90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более грубодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей.

ВИБРОСИТА

Процесс разделения суспензий по фракционному составу путем просеивания через вибрирующие сетки применяется в различных отраслях промышленности. Очистка бурового раствора от шлама с помощью вибрационных сит является также механическим процессом, в котором происходит отделение частиц определенного размера с помощью просеивающего устройства.

Главными факторами, определяющими глубину очистки и пропускную способность вибросита, являются размер ячеек сетки и просеивающая поверхность. Основные элементы вибросита следующие (рис. 7.13): основание 1, поддон для сбора очищенного раствора 7, приемник с распределителем потока 2, вибрирующая рама 5 с сеткой 4, вибратор 3, амортизаторы 6. Вибрирующие рамы располагают как в горизонтальной, так и в наклонной плоскости, а их движение может быть возвратно-поступательным по прямой, эллипсообразным, круговым и комбинированным.

Длительный производственный опыт показал, что оптимальное соотношение между длиной и шириной просеивающих устройств составляет 2 : 1, а размеры сетки не должны превышать следующих: длина 2,6 м, ширина 1,3 м. Наиболь-

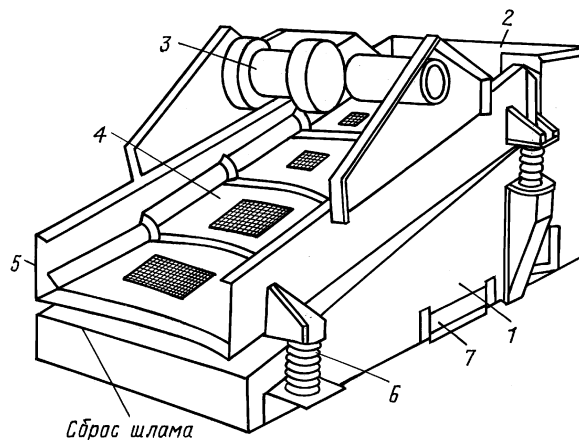


Рис. 7.13. Схема вибросита

шая производительность вибросита в том случае, когда шлам состоит из песка, наименьшая — когда шлам представлен вязкими глинами. В зависимости от типа и дисперсного состава шлама производительность вибросита может существенно изменяться.

Опыт применения вибросит для очистки бурового раствора показал, что эффективность очистки возрастает по мере увеличения времени нахождения частиц на сетке. Этого можно достичь увеличением длины сетки, снижением скорости потока, уменьшением угла наклона сетки, изменением направления перемещения частиц, уменьшением амплитуды колебаний сетки, одновременным использованием двух последовательных или параллельных сеток.

Эффективность работы вибросита (пропускная способность, глубина и степень очистки) зависит прежде всего от типа и рабочего состояния вибрирующей сетки. В настоящее время в отечественном бурении для очистки бурового раствора используют нержавеющую сетку с размером ячейки $0,7 \times 2,3$; $1 \times 2,3$; 1×5 ; $0,16 \times 0,16$; $0,2 \times 0,2$; $0,25 \times 0,25$; $0,4 \times 0,4$; $0,9 \times 0,9$; $1,6 \times 1,6$; 2×2 и 4×4 мм. В распоряжении буровиков США и Канады имеется более 30 типоразмеров сеток для вибросит: от 12 до 80 отверстий на 1 см, причем величина открытой поверхности (в %) у разных сеток отличается незначительно (табл. 7.14).

Для очистки бурового раствора используют сетки с переплетениями проволок четырех типов: квадратным, прямо-

Таблица 7.14
Характеристика сеток для вибросита

Число отверстий на 1 см длины и ширины	Диаметр проволоки, мм	Сторона отверстия, мм	Открытая поверхность, %
12 × 12	0,33	0,518	38,0
20 × 20	—	0,280	30,3
24 × 24	0,19	0,234	30,5
24 × 16	0,22	0,2 × 0,41	31,1
28 × 12	0,19	0,18 × 0,66	40,3
32 × 10	0,13	0,140	33,0
32 × 32	0,14	0,178	31,4
40 × 40	—	—	—
56 × 56	—	—	—
80 × 80	—	0,074	34,1

угольным, диагональным и двойным голландским. Наиболее часто используется квадратное переплетение, затем — прямоугольное, реже — диагональное и очень редко — голландское. При прочих равных условиях с помощью сеток с квадратным переплетением удаляют больше шлама, чем сетками с прямоугольным переплетением. Но при прямоугольном переплетении появляется возможность плести сетку из более толстой проволоки, поэтому такие сетки более долговечны.

Основные размеры зарубежных сеток с квадратным переплетением 12 × 12, 20 × 20, 24 × 24, 32 × 32, 48 × 48 и 80 × 80 отверстий на 1 см, основные размеры сеток с прямоугольными переплетениями 24 × 16 и 28 × 12 отверстий на 1 см. Сетки диагонального переплетения применяют только размером 32 × 16 отверстий на 1 см. Выполнены они из проволоки диаметром 0,18 мм и имеют сторону ячейки размером 140 мкм.

Все сетки для очистки бурового раствора в настоящее время изготавливают, как правило, в виде кассет с боковым обрамлением. Такое изготовление позволяет осуществлять равномерное поперечное натяжение сетки при установке ее на вибросите. Состояние натяжения сетки — важный технологический фактор, влияющий на эффективность работы вибросита. Поэтому натяжению сетки необходимо уделять большое внимание. Обычно поперечное натяжение каждой сетки на вибросите осуществляется шестью болтами. Развиваемое при этом суммарное натяжение достигает 50 кН на каждую сетку.

Считают, что только правильно установленная и нормально эксплуатируемая вибрирующая сетка позволяет использовать все технологические возможности вибросита. Плохо на-

тянутые сетки в несколько раз менее долговечны. Сухие сетки изнашиваются быстрее влажных. Ускоряют износ сеток слишком жесткие опоры. Большое внимание уделяется даже схеме натяжения сетки. Вначале рекомендуется натягивать среднюю часть сетки с помощью центральных болтов, приложив к головке болта крутящий момент 34,5 Н·м. Затем надо затянуть крайние болты с таким же усилием и лишь после этого постепенно увеличить крутящий момент при затягивании болтов до 48 Н·м, начиная натяжение опять же от центра сетки.

Важную роль играет чистота сеток. Когда сетка забивается шламом, ее очищают струей воздуха. Если такая очистка неэффективна, то сетку снимают и чистят проволочной щеткой с обратной стороны. Во время перерывов между циркуляциями сетку промывают и закрывают предохранительной крышкой, чтобы исключить ее случайное механическое повреждение.

Засорить сетку могут соль, ангидрид, гипс, смазки, нефтепродукты. В таких случаях для промывания применяют пресную воду, 10 %-ный раствор уксусной или соляной кислоты. Налипшие продукты нефти удаляют керосином или дизельным топливом. Такой тщательный выбор типоразмера сетки и поддержание ее в рабочем состоянии объясняется тем, что именно эти факторы определяют в первую очередь эффективность очистки бурового раствора от шлама на вибрационных ситах.

На средства грубой очистки, т.е. вибросита, приходится большая часть очистки бурового раствора от шлама, поэтому именно им следует уделять наибольшее внимание. Для утяжеленных буровых растворов это, в сущности, единственный высокоэффективный аппарат. В практике отечественного бурения широко используются одноярусные сдвоенные вибросита СВ-2 и СВ-2Б, а также одноярусные двухсеточные вибросита ВС-1.

Вибрационное сдвоенное вибросито СВ-2 предназначено для очистки бурового раствора от шлама при бурении глубоких скважин в любых типах пород. Оно состоит (рис. 7.14) из рамы 1, распределительного желоба 2, двух электродвигателей 3, ограждения 4, вибрирующей рамы 5, амортизаторов 6 и барабанов для натяжения сетки 7. Боковые стенки, приваренные к полозьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы. Распределительный желоб устроен таким обра-

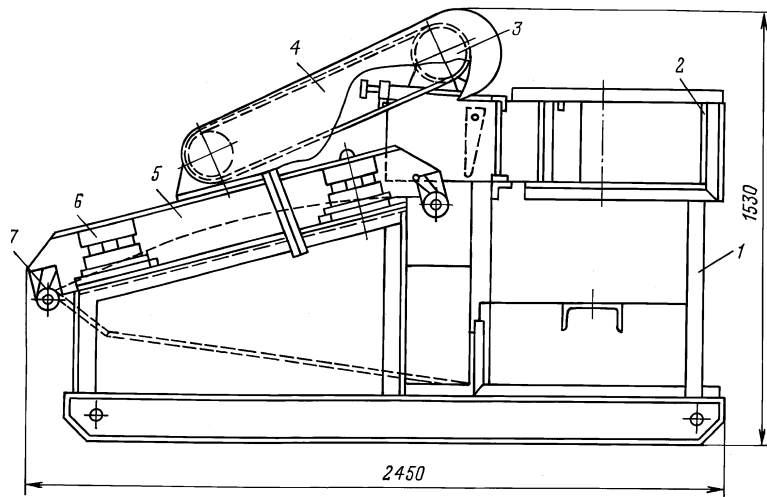


Рис. 7.14. Вибрационное сито СВ-2

зом, что обеспечивает прием бурового раствора с трех сторон и подачу его на сетку вибрирующей рамы через два сливных лотка. Выравниватели сливных лотков обеспечивают равномерное распределение раствора по ширине сетки. Выравниватели могут полностью перекрыть сливные лотки желоба.

В центре распределительного желоба выполнено окно, с помощью которого желоб соединяется с ванной вибросита. Поэтому при закрытых выравнивателях лотков и поднятом вверх угловом шибере раствор будет поступать непосредственно в ванну, минуя сетку. Окно перекрывается угловым шибером.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями. Каждая вибрирующая рама опирается на четыре резиновых амортизатора и имеет вибратор с эксцентриковым валом. На концах вибрирующей рамы установлены два барабана с храповыми механизмами. Между барабанами натягивается рабочая часть сетки, и ее запасная часть, которая в 2 раза больше рабочей, наматывается на верхний барабан вибрирующей рамы. По мере износа сетки перематывают на нижний барабан до полного износа по всей длине.

Вибросито СВ-2 в состоянии пропустить до 60 л/с бурового раствора при сетке с размером ячейки 1 × 5 мм. Длина

рабочей части сетки 1,2 м, ширина 0,9 м. Общая длина устанавливаемой на вибросито сетки 4,5 м. Сетка колеблется с частотой 1600 или 2000 колебаний в 1 мин. Наклон сетки к горизонту 12–18 °С. Масса вибросита 1380 кг.

Вибрационное сито СВ-2Б представляет собой модернизированный вариант сита СВ-2. Оно рассчитано для установки непосредственно над емкостью ЦС и поэтому не имеет ванны для приема очищенного раствора. Кроме того, к корпусной стенке распределительной коробки приварены патрубки диаметрами 325 и 60 мм. К 325-мм патрубку присоединяют растворопровод, идущий от устья скважины; 60-мм патрубок с фланцем через задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

Конструкция вибрирующих рам, барабанов с сеткой и приводов вибраторов аналогична конструкции этих узлов на сите типа СВ-2. Технологические характеристики этих вибросит одинаковые.

Вибрационное сито ВС-1 значительно сложнее описанных выше, но более эффективно, особенно при очистке утяжеленных буровых растворов. Оно состоит (рис. 7.15) из станины 1 для крепления вибросита на блоке очистки ЦС (станина является также сборником и распределителем очищенного раствора) и вибрирующей рамы 2, предназначенной для непосредственной очистки бурового раствора путем процеживания его через сменные вибрирующие сетки и сброса шлама в отвал.

Станина представляет собой пространственную конструкцию, выполненную из профильного проката. Полозья-сани соединены между собой двумя трубами 3 и листом-поддоном. На ползьях устанавливается приемная емкость 4 для поступающего из скважины бурового раствора. В верхней части приемной емкости смонтированы поворотные распределители потока 5, с помощью которых обеспечивается равномерная подача раствора на сетку. Распределители могут фиксироваться под любым углом к потоку. Если необходимо подавать раствор, минуя сетку, приемная емкость имеет клиновой шибер 6, степень открытия которого регулируется вручную и фиксируется цепью. По бокам ползьев-саней имеются отверстия, позволяющие выпускать очищенный раствор. Отверстия закрываются плоскими шиберами 7.

На ползьях установлены четыре тумбы 8 для монтажа вибрирующей рамы. Связь между станиной и вибрирующей рамой осуществляется при помощи четырех витых цилиндрических пружин 9.

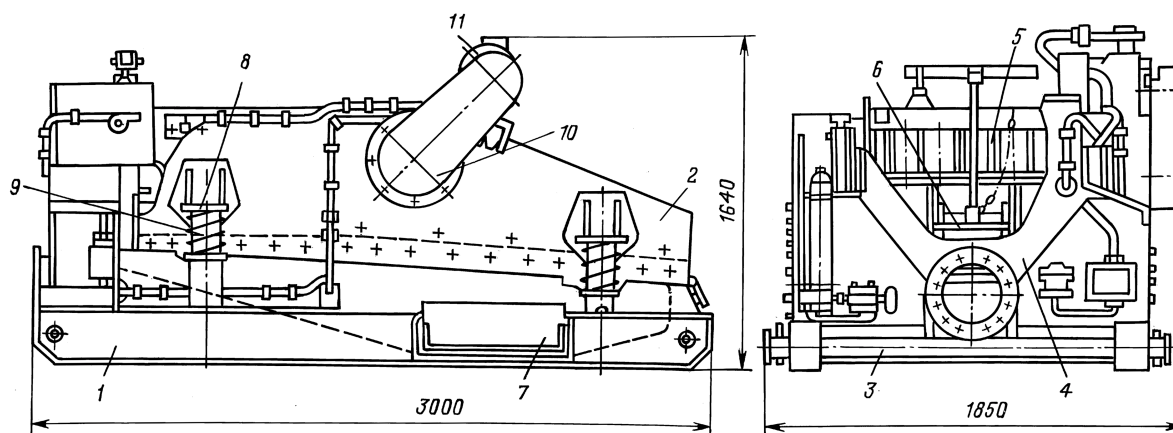


Рис. 7.15. Вибрационное сито ВС-1

Под козырьком приемной емкости расположена ручная станция для периодической смазки подшипников вибратора.

Вибрирующая рама по конструкции представляет собой закрепленное между боковинами основание для крепления сетки. Кроме основания сетки боковины скрепляются стяжной трубой, корпусом вибратора и рамой привода. В корпусе вибратора 10 размещен вал, на обоих концах которого установлены дисбалансы, создающие необходимую амплитуду колебаний. На раме привода установлен электродвигатель 11, обеспечивающий нужную частоту колебаний, а на противоположном конце расположены грузы, уравнивающие привод. Передача движения от двигателя к вибратору осуществляется двумя клиновыми ремнями.

Вибросито ВС-1 оснащается двумя заделанными в кассеты сетками. Используются сетки с размером ячейки 0,16 × 0,16; 0,2 × 0,2; 0,25 × 0,25; 0,4 × 0,4 и 0,9 × 0,9 мм. Первая сетка устанавливается горизонтально, а вторая — с наклоном около 5° к горизонту. Поперечное натяжение каждой сетки осуществляется подружженными болтами с усилием до 50 кН. Траектория колебаний сеток эллиптическая. Наибольшая двойная амплитуда 8 мм, частота колебаний 1130 и 1040 в 1 мин. Рабочая поверхность сетки 2,7 м².

Вибросито ВС-1 способно пропустить через сетку с ячейкой 0,16 × 0,16 мм 40 л/с воды и не менее 10 л/с бурового раствора. При использовании сетки 0,9 × 0,9 мм пропускная способность вибросита превышает 100 л/с. Масса вибросита 1800 кг, длина 3 м, ширина 1,85 м, высота 1,64 м.

В зарубежной практике механическим средствам грубой очистки уделяют большое внимание. Несколько фирм США выпускают вибросита самых разнообразных конструкций: одинарные, сдвоенные и строенные, одно-, двух- и трехъярусные комбинированные, двухступенчатые и т.д. Наиболее совершенными признаны вибросита фирм "Брандт", "Свако" и "Бароид", которые позволяют полностью удалять из раствора частицы шлама размером более 180 мкм (табл. 7.15).

Круговая траектория вращения всех точек фильтрующей буровой раствор сетки позволяет удалять шлам с постоянной скоростью и избежать скопления его, сохранив предпочтительное горизонтальное расположение вибрирующей сетки на двухъярусном сите.

Горизонтальное расположение сеток позволяет продлить обработку бурового раствора, а размещение сеток в два яруса — поддерживать высокую и постоянную производитель-

Таблица 7.15
Характеристика вибросит зарубежных фирм

Показатели	Фирма, тип вибросита		
	"Томпсон"	"Хатчисон"	"Милкем"
Пропускная способность, л/с	<80	<120	<50
Размер ячеек сетки, мм	$\geq 0,8 \times 2,2$ $\leq 0,4 \times 0,4$	$\geq 0,8 \times 2,2$ $\leq 0,15 \times 0,15$	$\geq 1,5 \times 1,5$ $\leq 0,15 \times 0,15$
Площадь сетки, м ²	3,6	3,5	1,44
Мощность привода, кВт	4,4	4,4	2,25
Масса, кг	2180	2550	2200
Размер частиц, удаляемых на 100 %, мм	0,4	0,15	0,15
Нормальная степень очистки раствора от шлама, %	—	—	< 40

Продолжение табл. 7.15

Показатели	Фирма, тип вибросита		
	"Свако", один ярус, две сетки	"Бароид" В 18-58, сдвоенное	"Брандт", двухъярусное
Пропускная способность, л/с	<40	<60	<60
Размер ячеек сетки, мм	$\geq 1,2 \times 1,2$ $\leq 0,125 \times 0,125$	$\geq 0,6 \times 0,6$ $\leq 0,18 \times 0,125$	$\geq 0,8 \times 0,8$ $\leq 0,18 \times 0,18$
Площадь сетки, м ²	3,0	1,82	3,68
Мощность привода, кВт	—	7,4	—
Масса, кг	1950	1150	—
Размер частиц, удаляемых на 100 %, мм	0,125	0,125	0,177
Нормальная степень очистки раствора от шлама, %	<50	<50	<40

ность вибросита. Это происходит потому, что верхняя сетка не позволяет попасть крупным частицам шлама на нижнюю сетку и уменьшить пропускную способность мелкоячеистой нижней сетки. Верхняя сетка, кроме того, защищает нижнюю, менее прочную, сетку от повреждения большими, острыми и тяжелыми частицами шлама.

Вибрирующие сетки можно быстро и легко заменить. Для этого достаточно освободить одну боковину кассеты, которая натянута в горизонтальной плоскости с помощью четырех болтов.

Производительность вибросита выбирается в зависимости от типа установки, типоразмера нижней сетки и плотности бурового раствора. Используются сетки размером от 8×8 до 40×40 отверстий на 1 см. Для утяжеленных растворов почти не применяют сетки мельче 32×32 отверстий на 1 см, очень редко применяют сетки крупнее 12 отверстий на 1 см.

К последним достижениям в области устройств грубой очистки буровых растворов от шлама относят механическое вибросито II фирмы "Бароид" и супервибросито фирмы "Свако".

Механическое вибросито II фирмы "Бароид" представляет собой устройство с двумя вибрирующими сетками, расположенными друг над другом в горизонтальной плоскости. Весь поток бурового раствора проходит последовательно через обе сетки: верхнюю и нижнюю с размером ячейки соответственно 0,59 и 0,177 мм. Обе сетки совершают не только колебательные, но и вращательные движения по траектории в виде окружности. Частицы шлама подбрасываются на сетке вверх и вперед, в результате чего вероятность закупорки ячеек сетки снижается до минимума. С помощью этого сита удаляется 100 % частиц размером до 177 мкм и большая часть шлама с размером частиц от 50 до 177 мкм. Длина сита 3,35 м, ширина 1,82 м и высота 1,06 м.

Супервибросито фирмы "Свако" было специально сконструировано для очистки бурового раствора на нефтяной основе. Оно представляет собой одноярусную установку с двумя сетками: первая установлена горизонтально, вторая — под углом 5° . Размеры каждой сетки приблизительно $1,2 \times 1,2$ м, что соответствует поверхности просеивания около 3 м^2 . Сита комплектуются сетками кассетного исполнения с 12, 16, 24, 32, 40, 48, 56, 64 и 80 отверстиями на 1 см.

Максимальная пропускная способность обеспечивается при 1140 колебаниях в 1 мин и двойной амплитуде около 8 мм.

В современной модификации супервибросита "Свако" используют круговую траекторию в центре и наклонно-эллиптическую у приема и выброса сита. Выше центра тяжести помещается эксцентрик для увеличения оси эллипса. В результате частицы шлама стремятся двигаться от боковых сторон горизонтальной сетки к центру. Поэтому, чтобы направить частицы от центра в сторону сброса, вторая сетка выполнена наклонной. Экспериментально установлено, что оптимальное значение угла наклона второй сетки составляет 5° . При этом достигается оптимальное время отделения и

осушки шлама, частицы лучше агломерируются в результате эффекта комкования. Таким способом удаляется из бурового раствора большая часть шлама, размер частиц которого меньше размера ячейки сетки. Например, при очистке утяжеленного раствора плотностью $1,92-2,04 \text{ г/см}^3$ при использовании сеток $178 \times 178 \text{ мкм}$ удаляется до 40 % шлама с размером частиц от 44 до 178 мкм.

Остальные рекомендации по практическому применению супервибросита сводятся к следующему:

1) при высоких скоростях механического бурения использование мелкоячеистых сеток размером 80 отверстий на 1 см нецелесообразно, выгоднее применять одновременно два вибросита с сетками 16–32 отверстия на 1 см;

2) подача бурового раствора на вибросита должна быть такой, чтобы обезвоженный шлам занимал не более 25 % нижней поверхности второго сита;

3) если наблюдается закупорка сеток шламом, то наиболее целесообразно заменить сетку мелкоячеистой, но не наоборот;

4) сетка должна быть постоянно натянута предельно допустимым усилием;

5) вязкость бурового раствора влияет на пропускную способность вибросита, увеличение вязкости на каждые 10 % влечет за собой уменьшение пропускной способности сита на 2–3 %;

6) производительность вибросита на 8–10 % ниже при использовании раствора на нефтяной основе по сравнению с водоглинистым раствором;

7) при недостаточной смазке супервибросито быстро выйдет из строя;

8) вибросито при монтаже должно устанавливаться строго по уровню.

Таким образом, вибросито считается основным оборудованием для очистки бурового раствора, при этом потери раствора со шламом малы.

ГИДРОЦИКЛОННЫЕ ШЛАМООТДЕЛИТЕЛИ

Гидроциклоны представляют собой инерционно-гравитационные классификаторы твердых частиц и широко применяются в промышленности для разделения суспензии на жидкую и твердую фазы. В бурении гидроциклоны используют для отделения грубодисперсного шлама от бурового раствора. В качестве шламоотделителей гидроциклоны часто мо-

гут конкурировать даже с виброситами. Так, при удалении частиц шлама размером менее 0,5 мм экономическая эффективность гидроциклонов и вибросит одинакова, если обрабатывается неутяжеленный буровой раствор. С уменьшением размера частиц шлама эффективность гидроциклонов повышается, а преимущества их при удалении шлама с размером частиц менее 74 мкм становятся абсолютно бесспорными.

К сожалению, гидроциклонные шламоотделители, как правило, неприменимы для очистки утяжеленного бурового раствора вследствие больших потерь утяжелителя со шламом.

Гидроциклон представляет собой цилиндр, соединенный с усеченным перевернутым конусом (рис. 7.16). Нижняя часть конуса заканчивается насадкой для слива песков, а цилиндрическая часть оборудуется входной насадкой, через которую нагнетается буровой раствор, и сливным патрубком, через который отводится очищенный раствор.

Буровой раствор насосом подается через входную насадку в цилиндрическую часть гидроциклона по касательной к внутренней поверхности. Обладая сравнительно большой скоростью на входе, частицы шлама под действием инерционных сил отбрасываются к стенке гидроциклона и движутся к песковой насадке в соответствии с законом Стокса. Тонкодисперсные частицы шлама вместе с компонентами бурового раствора сосредотачиваются в спиралевидном потоке, движущемся снизу вверх. Попадая в сливной патрубок, очищенный раствор выводится из циклона, а шлам (пески) перемещается внешним, движущимся вниз спиралевидным потоком

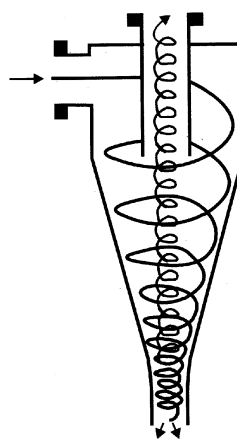


Рис. 7.16. Схема гидроциклона для очистки бурового раствора от шлама

к песковой насадке и выгружается через нее вместе с некоторой частью бурового раствора.

Гидроциклон — один из наиболее сложных аппаратов, используемых для очистки флюидов от механических примесей. Его технологические характеристики меняются при изменении любого геометрического размера.

Технологические показатели работы циклона при разделении суспензии на жидкую и твердую фазы ухудшаются при уменьшении напора подающего насоса, увеличении вязкости или плотности подаваемой жидкости, повышении концентрации твердых частиц в суспензии, понижении плотности твердой фазы, уменьшении размера отделяемых частиц, резком отличии формы частиц от сферической, сокращении размера отверстия песковой насадки.

Гидроциклонные шламоотделители делят на песко- и илоотделители условно. Пескоотделители — это объединенная единым подающим и сливным манифольдом батарея гидроциклонов диаметром 150 мм и более. Илоотделителями называют аналогичные устройства, составленные из гидроциклонов диаметром 100 мм и менее. Число гидроциклонов в батареях песко- и илоотделителя разное.

Как и вибросита, эти аппараты должны обрабатывать весь циркулирующий буровой раствор при любой подаче буровых насосов. Считается, что производительность пескоотделителя должна составлять 125 %, а илоотделителя 150 % от максимальной подачи насоса. Это позволяет гарантировать обработку всего потока бурового раствора на гидроциклонных шламоотделителях, а иногда использовать часть очищенного раствора для разбавления неочищенного и таким образом существенно повышать эффективность работы гидроциклонов.

Гидроциклонные шламоотделители обычно включают в работу с момента забуривания скважины. Уже при бурении под кондуктор система очистки бурового раствора должна работать на полную мощность. Шлам необходимо удалить из бурового раствора раньше, чем он будет подвергнут многократному истиранию и диспергированию в циркуляционной системе и стволе скважины. Только в этом случае удастся сохранить стабильными параметры бурового раствора, избежать перерасхода запасных деталей к гидравлическому оборудованию, сохранить стабильным ствол и достичь высоких показателей работы долот.

В отечественной практике широко распространен гидроциклонный шламоотделитель 1ПГК, называемый пескоотде-

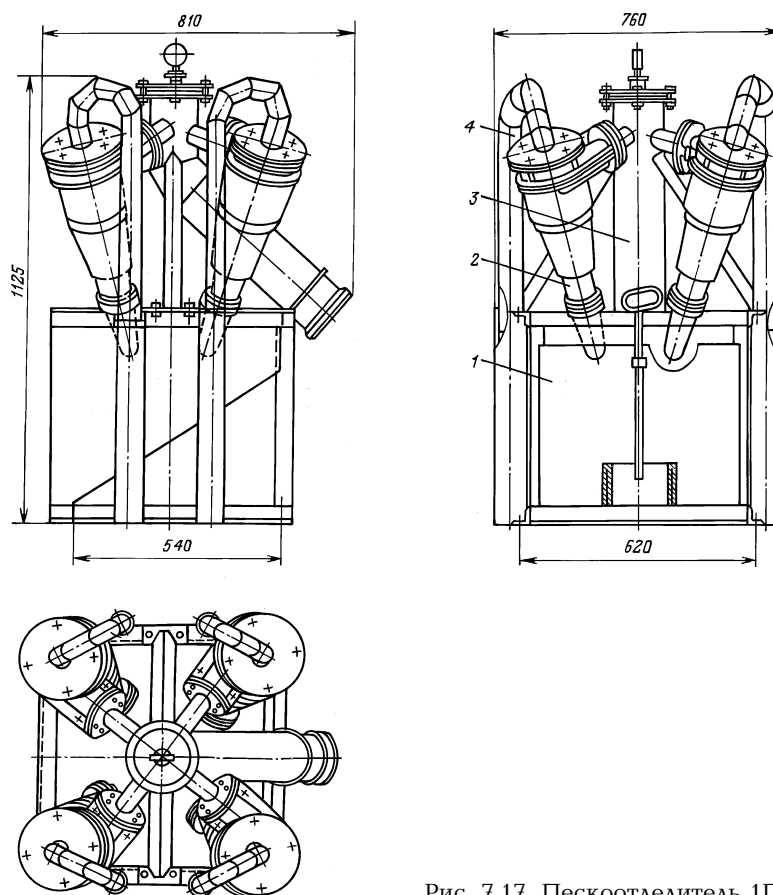
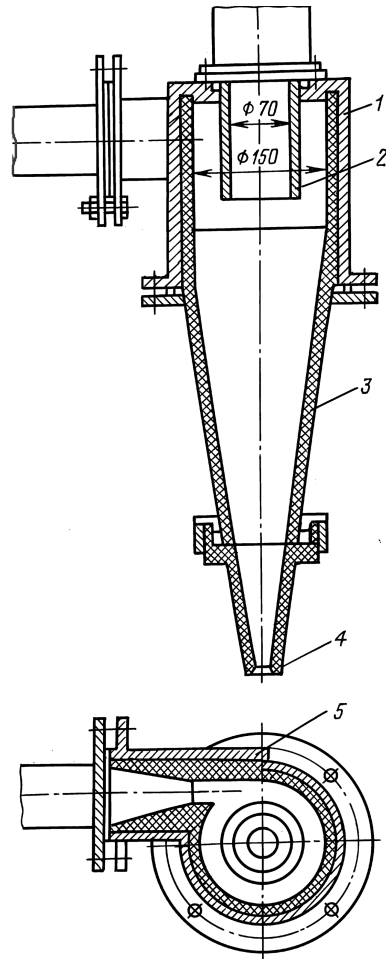


Рис. 7.17. Пескоотделитель 1ПГК

лителем. Он представляет собой батарею из четырех параллельно работающих гидроциклонов диаметром 150 мм. Буровой раствор в гидроциклоны подается вертикальным шламовым насосом.

Батарея гидроциклонов (рис. 7.17) состоит из сварной рамы 1, четырех гидроциклонов 2, крестовины 3 и четырех отводов 4 с резиновыми рукавами. Внутренняя часть рамы выполнена в виде лотка с наклонным дном и люком. В передней торцевой стенке установлен шибер. При открытом шибере песковые насадки погружаются в раствор со шламом, вытекающим через верхнюю кромку передней торцевой стенки. При открытом шибере шлам свободно вытекает через люк.

Рис. 7.18. Гидроциклон



Гидроциклон (рис. 7.18) состоит из металлического корпуса 1, внутри которого установлен цельнолитой резиновый конус 3, питающей резиновой насадке 5 и металлической сливной насадке. В нижнюю часть гидроциклона вставляется резиновая песковая насадка 4 с отверстием 15 или 25 мм. Раствор из гидроциклона сливается по патрубку 2.

Вертикальный шламовый насос (рис. 7.19) представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом 5, установленным в полости 8. Колесо защищено дисками 7. Вместо сальника в нем используется

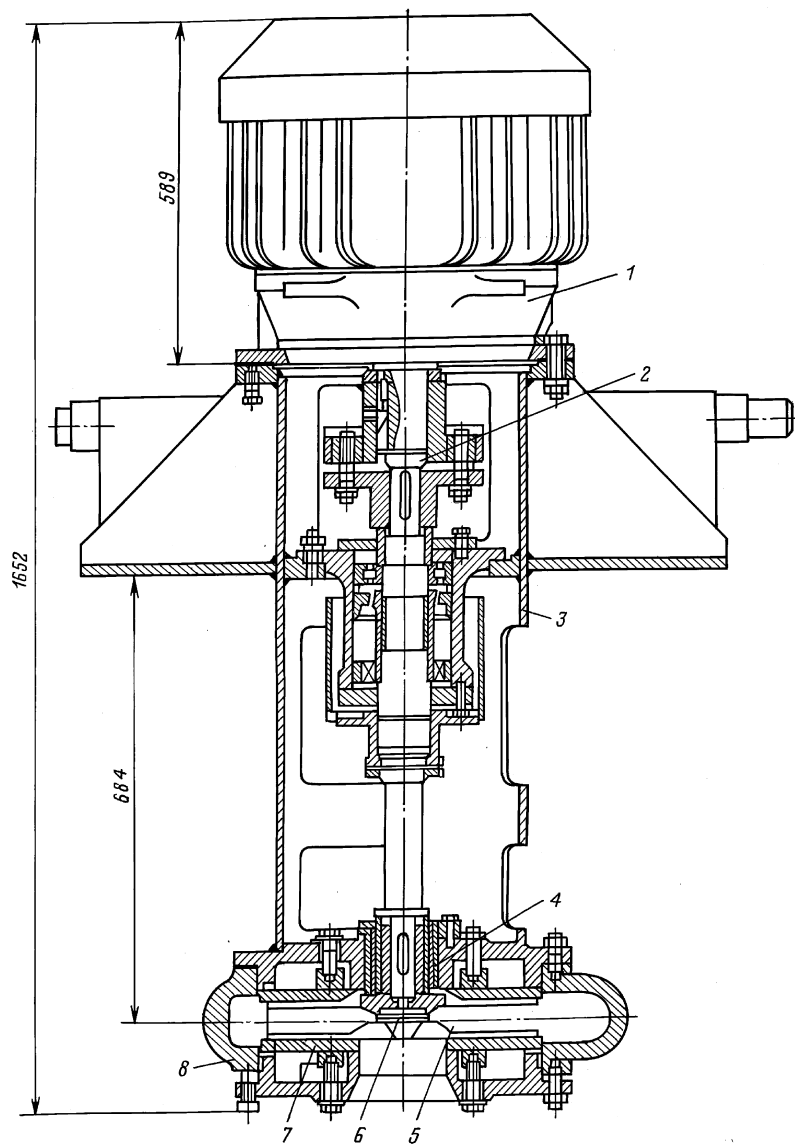


Рис. 7.19. Вертикальный шламовый насос ВШН-150

разъемная резиновая втулка 4, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала 6 насоса.

Два шарикоподшипника играют роль основных опор вала колеса. Они расположены в верхней части корпуса 3 насоса выше уровня перекачиваемого раствора и надежно защищены от его воздействия.

Привод насоса осуществляется от вертикального фланцевого электродвигателя 1 через упругую пальцевую муфту 2. Электродвигатель крепится к корпусу насоса, который имеет два опорных кронштейна с приваренными цапфами для установки в емкости ЦС. Такое устройство позволяет переводить насос из рабочего вертикального положения в горизонтальное для ремонта.

Пескоотделитель 1ПГК способен обрабатывать до 60 л/с бурового раствора и удалять из него частицы шлама размером 60 мкм при наименьшем допустимом давлении около 0,2 МПа. Общая масса установки составляет 1310 кг.

В настоящее время применяют более надежные модели пескоотделителей ПГ-50 и ПГ-90; число обозначает производительность (в л/с). Они отличаются более стойкими и совершенными по форме резиновыми элементами.

Кроме того, во многих районах России внедрены шламотделители с гидроциклонами диаметрами 75 и 100 мм, так называемые илоотделители. Они представляют собой блок из 12–16 гидроциклонов, установленных на общей раме и имеющих общий ввод раствора и поддон для сбора ила (шлама с раствором). Для подачи раствора используется вертикальный шламовый насос.

В США гидроциклонные шламотделители выпускают фирмы "Свако", "Демко", "Бароид", "Милкем" и др. Они отличаются конструктивным исполнением, размерами и числом гидроциклонов в каждом блоке. Кроме того, выпускаются отдельные автономные блоки по очистке бурового раствора, включающие вибросито, песко- и илоотделитель, иногда дегазатор.

Фирма "Свако" выпускает до 10 видов пескоотделителей и 5 видов илоотделителей для различных технологических параметров промывки скважин. Производительность пескоотделителей и илоотделителей изменяется от 16 до 95 л/с. Практически охватывается весь диапазон подачи буровых насосов при промывке скважин. При соблюдении нормальных условий работы пескоотделитель полностью удаляет из неутяжеленного бурового раствора плотностью 1,05–1,10 г/см³ и

вязкостью 30–35 с шлам с размером частиц 44–60 мкм, а при использовании илоотделителя удаляется шлам с размером частиц 25 мкм.

Комплект оборудования пескоотделителя фирмы “Свако” состоит из трех основных элементов, которые поставляются отдельно или вместе с установкой:

комплекта 305-мм циклонов с поддоном для сбора песка, установленных на массивной стальной опоре;

центробежного насоса с регулируемой подачей;

электрического или дизельного двигателя к центробежному насосу.

Подобно пескоотделителю илоотделитель фирмы “Свако” состоит также из трех основных элементов:

установки гидроциклонов, каждый конус которой включает два 100-мм циклона с общим подающим трубопроводом (в установку входит от 2 до 10 спаренных гидроциклонов, укрепленных на тяжелой стальной основе вместе с подающим и сливным трубопроводом, а также стальным лотком для сбора илов);

центробежного насоса;

индивидуального привода.

Эффективность разделения суспензии с помощью гидроциклонов повышается с увеличением давления на входе. Однако опыт работы с буровыми растворами показывает, что оптимальное значение давления для пескоотделителей составляет 0,25 МПа, а для илоотделителей – 0,32 МПа. Такие условия достигаются при давлении в нагнетательной линии насоса 0,4–0,5 МПа.

Основным методом регулирования работы гидроциклонов в условиях бурения скважин является изменение размеров отверстия для сбрасывания песков или илов. При высоких скоростях бурения это отверстие должно быть достаточно большим. Но если оно окажется больше, чем необходимо для удаления из раствора выбуренной породы, то эффективность работы циклона снизится, а потери раствора со шламом возрастут.

Уравновешенный гидроциклон имеет наилучшие характеристики только в том случае, когда слив песков идет в виде зонтика (рис. 7.20, †), а не в виде шнура (рис. 7.20, •). Следует помнить, что у современных гидроциклонов нижнее отверстие является каналом разгрузки, а не штуцером. При правильной работе циклона допускаются потери раствора со шламом от 1 до 5%. Стремление получить с помощью гидроциклонов почти сухой шлам приводит также к ухудшению

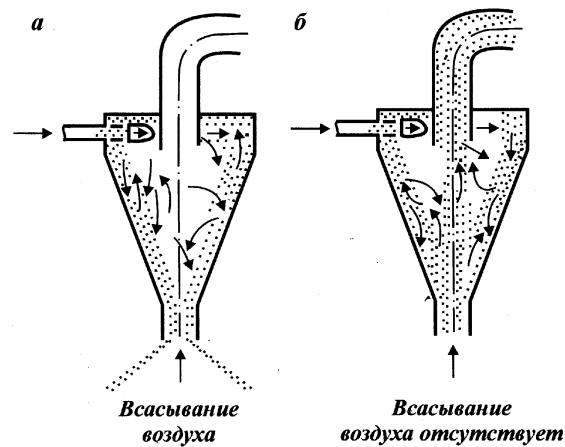


Рис. 7.20. Схема работы гидроциклона

разделения суспензии: тонкодисперсные, необходимые для раствора частицы глины не могут попасть в восходящий вихрь и уносятся песками в отвал.

Основной контролируемой рабочей характеристикой гидроциклонов является плотность песков (илов). Плотность нижнего продукта слива должна быть на $0,30 - 0,42 \text{ г/см}^3$ выше плотности очищенного раствора.

Потери в гидроциклонах части бурового раствора со шламом всегда меньше потерь, которые связаны с необходимостью разбавления загущенного шламом раствора и его откачки в амбары.

Предположим, что рабочий раствор плотностью $1,12 \text{ г/см}^3$ циркулирует со скоростью около 60 л/с . При разбурировании пород раствор обогащается частицами ила, которые повышают его плотность до $1,13 \text{ г/см}^3$. Допустим, что выходящий из илоотделителя шлам с раствором имеет плотность $1,38 \text{ г/см}^3$, а производительность сброса илов 1 л/с . Следовательно, в отвал выносится примерно $0,5 \text{ кг/с}$ ила и около 1 л/с бурового раствора.

Предположим далее, что в процессе бурения нарабатывается $1,5 \text{ кг/с}$ материала, который переходит в раствор в виде мелких частиц, не удаляемых илоотделителями. Для сохранения объема и характеристик раствора в этом случае требуется добавлять $0,82 \text{ л/с}$ нового раствора плотностью $1,03 \text{ г/см}^3$. В результате раствор, поступающий в буровые насосы, будет

иметь плотность $1,12 \text{ г/см}^3$, потери раствора составят $0,88 \text{ л/с}$, а объем ила составит $0,2 \text{ л/с}$.

Если в данном случае не использовать илоотделитель, то для доведения плотности раствора до $1,12 \text{ г/см}^3$ в него необходимо добавить $16 \text{ м}^3/\text{ч}$ раствора. В этом случае требуется почти в 5 раз больше раствора и глины, чем при использовании илоотделителя.

В связи с высокой эффективной вязкостью растворов на углеводородной основе (РУО) эффективность работы гидроциклонных аппаратов снижается. Для этих растворов в качестве пескоотделителей используются илоотделители. Плотность сгущенного продукта при очистке неутяжеленных буровых растворов на углеводородной основе при одном и том же количестве удаляемого песка будет меньше, чем при очистке раствора на водной основе. Например, сгущенный продукт, содержащий 25 % твердой фазы, при плотности раствора $1,14 \text{ г/см}^3$ имеет плотность $1,48 \text{ г/см}^3$, в то время как в РУО плотностью $1,02 \text{ г/см}^3$ сгущенный продукт имеет плотность $1,39 \text{ г/см}^3$.

Так же, как и в случае с буровыми растворами на водной основе, гидроциклоны выбрасывают в отходы меньше жидкости, чем ее потерялось бы при разбавлении раствора. А так как РУО стоит значительно дороже раствора на водной основе, очистка его от выбуренной породы по сравнению с разбавлением дает большие экономические преимущества.

Обычные илоотделители не применяют для очистки утяжеленных буровых растворов, так как, удаляя частицы шлама размером 25 мкм , они также удаляют из раствора практически весь барит с частицами размером более 16 мкм и часть барита с частицами меньшего размера. При очистке илоотделителем тяжелых растворов 95 % шлама будут составлять крупные частицы и одновременно будет теряться до 50 % барита.

В последние годы для очистки утяжеленных буровых растворов применяются так называемые сепараторы (рис. 7.21), которые состоят из гидроциклонного илоотделителя 1, установленного над вибрирующей мелкоячеистой просеивающей сеткой 2. Утяжеленный буровой раствор, очищенный с помощью вибросита, подается центробежным насосом в батарею гидроциклонов, где он разделяется на утяжеленный и неутяжеленный. Неутяжеленный поток возвращается в циркуляционную систему, а утяжеленный через песковые насадки попадет на тонкоячеистое вибросито, где частицы шлама, которые крупнее частиц утяжелителя, сбрасываются в отвал,

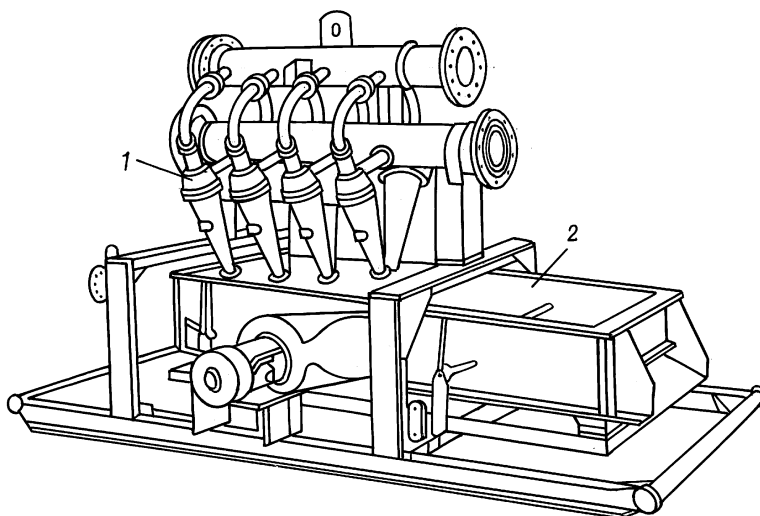


Рис. 7.21. Гидроциклонный сепаратор

а остальная часть утяжеленного раствора просеивается через вибросито и, возвратившись в циркуляционную систему, соединяется с неутяжеленной частью раствора.

В связи с тем, что поток утяжеленного раствора значительно меньше потока неутяжеленного, можно использовать в сепараторах мелкоячеистые вибрирующие сетки и таким образом значительно улучшить очистку утяжеленных буровых растворов.

Подобные устройства выпускаются фирмами "Бароид" и "Свако".

Сепаратор фирмы "Бароид" представляет собой блок из восьми гидроциклонов и вибросита с размером ячейки $0,61 \times 1,56$ мм, колеблющегося по круговой траектории. Очень высокая частота колебаний мелкоячеистого сита позволяет возвращать в систему жидкую фазу и большую часть барита. При этом в отвал сбрасывается шлам с частицами размером более 74 мкм. Производительность сепаратора 45 л/с.

Сепаратор фирмы "Свако" лишь конструктивно отличается от сепаратора фирмы "Бароид". Он имеет восемь полиуретановых 100-мм циклонов и фильтрующую круглую сетку с 60–80 отверстиями на 1 см.

В сепараторах фирмы "Свако" используются илоотделители модели 4Т4, 6Т4 и 8Т4, вибросито НРМ-126 или супер-

фильтр с сеткой 60 × 60 отверстий на 1 см. Пропускная способность этих сепараторов 140–280 м³/ч. С помощью этих сепараторов из бурового раствора удаляются частицы шлама размером более 104 мкм.

Бурение нефтяных и газовых скважин в основных нефтедобывающих районах ведут с промывкой неутяжеленными буровыми растворами плотностью до 1,2 г/см³. Дисперсный состав шлама в таких растворах очень разнообразный, и поэтому требуется использовать многоступенчатую систему очистки.

В б. ВНИИКрнефти разработана технология очистки буровых растворов по трехступенчатой системе, которая успешно внедрена в ряде районов страны. Эта технология предусматривает очистку: грубую — на вибросите, тонкую — на песко- и илоотделителях. В результате из бурового раствора удаляется не менее 60 % выбуренной породы, в том числе частицы размером до 30 мкм.

Технология трехступенчатой очистки предполагает обработку раствора плотностью не более 1,25 г/см³, условной вязкостью не более 45 с и СНС не более 5 Па. На первой ступени очистки используются вибрационные сита СВ-2, СВ-2Б, СВ-2В, ВС-1, на второй — пескоотделители 1ПГК, ПГ-50, ПГ-90, на третьей — илоотделители ИГ-45.

Технология очистки неутяжеленного бурового раствора по трехступенчатой системе представляет собой ряд последовательных операций, включающих грубую очистку на вибросите и тонкую очистку — пескоотделение и илоотделение — на гидроциклонных шламоотделителях (рис. 7.22). Буровой раствор со шламом после выхода из скважины 1 подвергается на первой ступени грубой очистке на вибросите 2 и собирается в емкости 10. Из емкости центробежным насосом 3 раствор подается в батарею гидроциклонов пескоотделителя 4, где из раствора удаляются частицы песка. Очищенный от песка раствор поступает через верхний слив в емкость 9, а песок сбрасывается в шламовый амбар. Из емкости 9 центробежным насосом 5 раствор подается для окончательной очистки в батарею гидроциклонов илоотделителя 6. После отделения частиц ила очищенный раствор направляется в приемную емкость 8 бурового насоса 7, а ил сбрасывается в шламовый амбар.

Особенностью технологии является, во-первых, использование 25–35 % очищенного от песка раствора для разбавления раствора, поступающего в пескоотделитель; во-вторых, для повышения эффективности работы илоотделителя подача

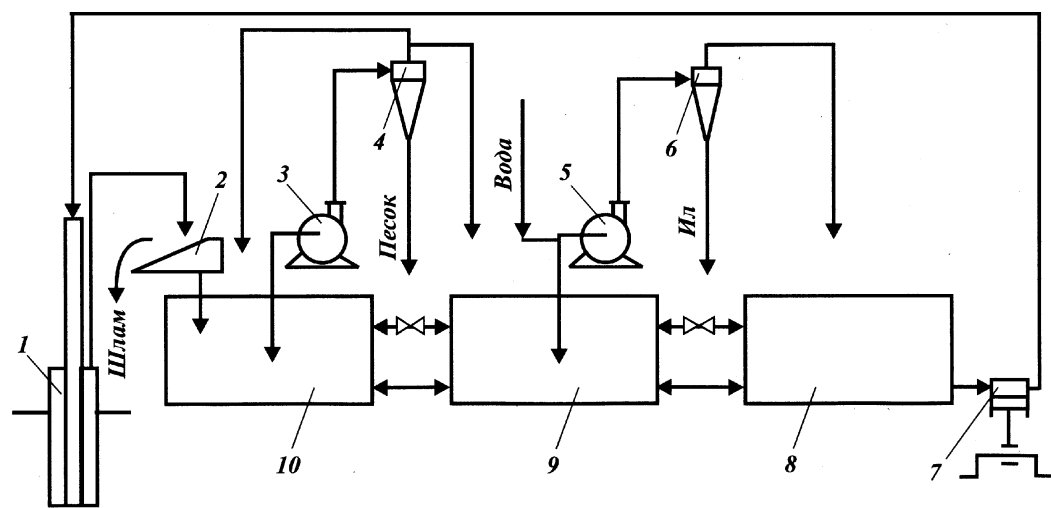


Рис. 7.22. Схема трехступенчатой очистки неутяжеленного бурового раствора

в него (минуя пескоотделитель) до 10 % бурового раствора; в третьих, разбавление (при необходимости) раствора, поступающего в илоотделитель, водой до минимальной вязкости, регламентированной геолого-техническим нарядом.

Для эффективной очистки бурового раствора от тонкодисперсных частиц выбуренной породы необходимо подобрать оптимальные параметры работы вибросита (подачу раствора, число сеток, размер ячеек сетки), гидроциклонных шламоотделителей (подачу раствора, давление на входе) и поддерживать минимально возможными вязкость и плотность бурового раствора.

Размер ячеек сетки вибросита выбирают по номограмме (рис. 7.23) в зависимости от массы выбуренной породы и пропускной способности сетки. Номограмма состоит из трех взаимосвязанных графиков. По графику (рис. 7.23, а) определяют объем выбуренной в единицу времени породы в зависимости от механической скорости бурения и диаметра долота. По графику (рис. 7.23, б) находят приращение содержания твердой фазы в буровом растворе за один цикл циркуляции в зависимости от массы выбуренной в единицу времени породы и подачи буровых насосов. На графике (рис. 7.23, в) дана зависимость пропускной способности одной сетки вибросита СВ-2Б от приращения объемного содержания твердой фазы.

Пример 1. Механическая скорость проходки 60 м/ч, диаметр долота 320 мм, подача буровых насосов 80 л/с. Циркуляционная система имеет одно сдвоенное вибросито и набор сеток с размерами ячеек 0,4 × 0,4; 0,7 × 0,7; 1,6 × 1,6 и 2 × 2 мм.

Из точки, соответствующей заданной механической скорости проходки (см. рис. 7.23, а), восстанавливаем перпендикуляр до пересечения с прямой, соответствующей диаметру долота 320 мм. Из полученной точки пересечения проводим линию, параллельную оси абсцисс, до пересечения с осью ординат и определяем расчетный объем выбуренной породы 4,8 м³/ч. Продолжив горизонтальную линию на графике рис. 7.23, б до пересечения с наклонной прямой, соответствующей подаче буровых насосов, и опустив из полученной точки пересечения перпендикуляр на ось абсцисс, получим приращение содержания твердой фазы в буровом растворе – 1,5 %.

Продолжим перпендикуляр до пересечения с кривыми графика рис. 7.23, в, соответствующими разным размерам ячеек сетки. Из полученных точек пересечения прямой с кривыми проводим прямые, параллельные оси абсцисс, до оси ординат и определяем пропускную способность сеток с заданными размерами ячеек:

Размер ячейки, мм.....	0,4 × 0,4	0,7 × 0,7	1,6 × 1,6	2 × 2
Пропускная способность одной сетки, л/с.....	30	57	135	170

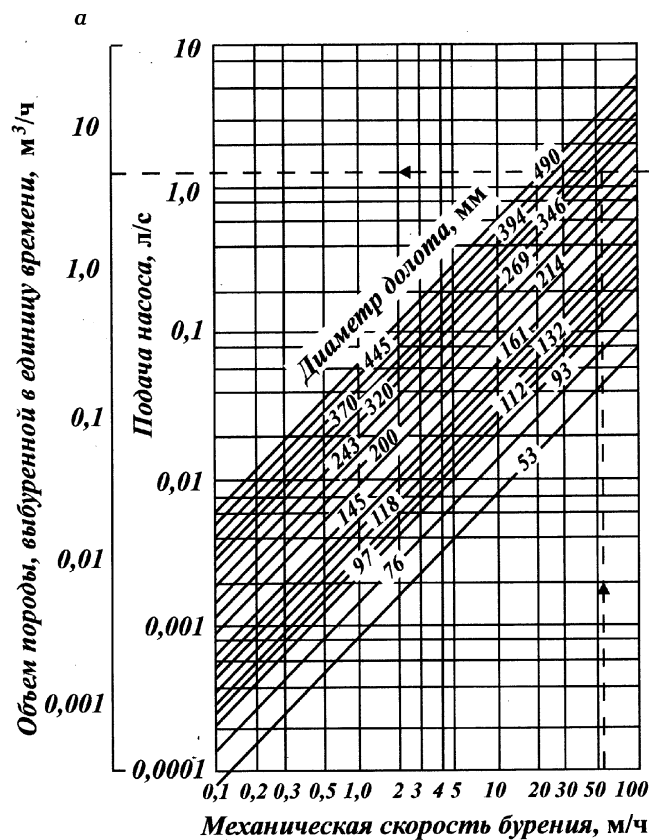
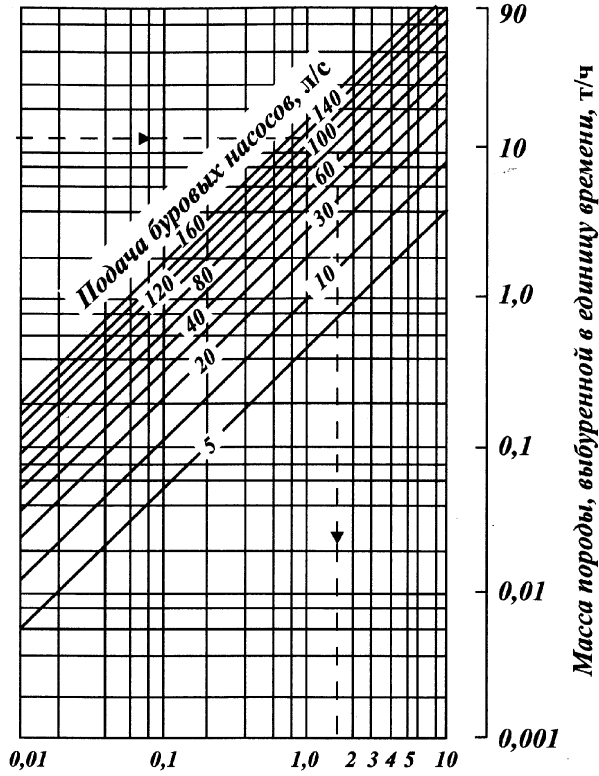


Рис. 7.23. Номограмма для выбора сеток к вибрационным ситам

Необходимо иметь в виду, что для большей эффективности работы вибросита всегда должно быть оснащено мелкоячеистой сеткой, позволяющей полностью пропустить раствор, выходящий из скважины. В данном примере для обеспечения промывки скважины при подаче насоса 80 л/с одно полотно двоянного вибросита должно быть оснащено сеткой с размером ячейки 0,4×0,4 мм, второе — 0,7×0,7 мм. Это позволит обеспечить пропускную способность вибросита до 87 л/с.

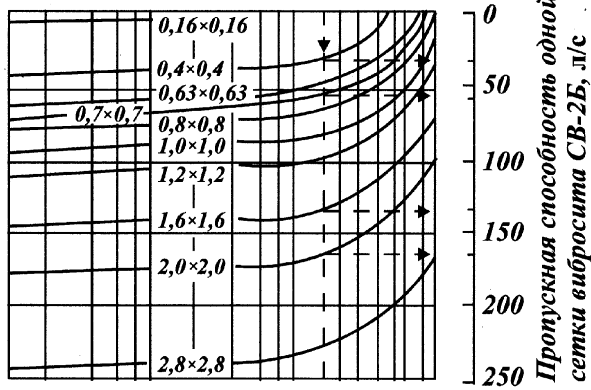
Естественно, что расчетные данные необходимо уточнять для каждого района бурения. Однако, как правило, прогноз бывает достаточно объективным.

б



Приращение объемного содержания
твердой фазы в буровом растворе, %

в



Эффективность работы гидроциклонных шламоотделителей в значительной степени зависит от вязкости бурового раствора. На номограмме (рис. 7.24) показано влияние вязкости на размер удаляемых с помощью гидроциклона частиц шлама при работе на тестовой и реальной суспензиях. Номограмма представлена двумя взаимосвязанными графиками. График (рис. 7.24, а) служит для установления эффективности работы гидроциклонов при очистке реальных буровых растворов, имеющих различные вязкость η и плотность ρ . На графике (рис. 7.24, б) нанесены кривые, характеризующие размер удаляемых из тестовой жидкости частиц в гидроциклонах различных диаметров в зависимости от давления на входе в циклон.

Пример 2. Определим необходимое давление на входе в гидроциклон диаметром 150 мм при удалении из него частиц шлама размером 85 мкм. Параметры раствора: $\rho = 1,2 \text{ г/см}^3$, $\eta = 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

На оси абсцисс графика (см. рис. 7.24, а) находим точку, соответствующую заданному диаметру частиц (85 мкм), и восставаем из нее перпендикуляр до пересечения с лучом, соответствующим заданной вязкости бурового раствора (10 мПа · с). Из полученной точки проводим прямую, параллельную оси абсцисс, до пересечения с лучом плотности бурового раствора (1,2 г/см³).

Проведя линию, параллельную оси абсцисс, до пересечения с осью ординат и кривой, соответствующей выбранному диаметру гидроциклона (150 мм), и опустив из точки пересечения перпендикуляр на ось абсцисс графика (см. рис. 7.24, б), находим необходимое давление перед гидроциклоном – 0,21 МПа.

Пересечение с осью ординат укажет размер отделяемых частиц в гидроциклоне соответствующего диаметра при работе с использованием жидкости. В данном случае диаметр частиц равен 43 мкм.

Из номограммы следует, что при повышении вязкости от 0,01 до 0,4 Па · с гидроциклон диаметром 100 мм при давлении 0,25 МПа будет удалять частицы породы размерами только более 70 мкм, т.е. эффективность классификации в илоотделителе будет равна соответствующим показателям работы пескоотделителя. Поэтому важнейшее условие эффективной работы илоотделителя – поддержание минимально возможной вязкости бурового раствора при подаче его в гидроциклон.

Для удаления тонкодисперсных частиц из вязкого бурового раствора ($\eta = 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$) требуется более высокое давление на входе в гидроциклон. Так, для удаления частиц шлама размером 30 мкм в гидроциклоне диаметром 100 мм при вязкости раствора $2 \cdot 10^{-2} \text{ Па} \cdot \text{с}$ давление должно быть 0,28 – 0,30 МПа.

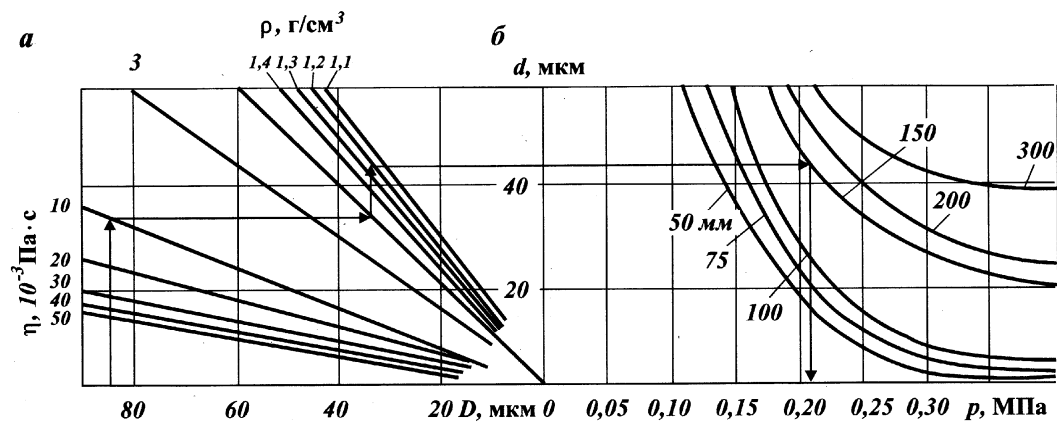


Рис. 7.24. Номограмма для определения размера выделяемых в гидроциклонах частиц шлама

Необходимо всегда помнить, что классификация твердой фазы суспензии в гидроциклоне происходит в жидкой среде. Поэтому при удалении частиц песка и ила частично захватывается жидкая фаза, что вполне естественно. Оптимальной эффективности работы гидроциклона можно достичь в том случае, когда разгрузка выбрасываемого шлама осуществляется в виде "зонтика". Разгрузку твердой фазы в виде "шнура" порой ошибочно считают показателем хорошей работы.

§ 5. ОЧИСТКА БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ГАЗА

Газирование бурового раствора препятствует ведению нормального процесса бурения. Во-первых, вследствие снижения эффективной гидравлической мощности уменьшается скорость бурения, особенно в мягких породах; во-вторых, возникают осыпи, обвалы и флюидопроявления в результате снижения эффективной плотности бурового раствора (а следовательно, и гидравлического давления на пласты); в-третьих, возникает опасность взрыва или отравления ядовитыми пластовыми газами (например, сероводородом).

Попадающий в циркуляционный поток газ приводит к изменению всех технологических свойств бурового раствора, а также режима промывки скважины. Кроме очевидного уменьшения плотности раствора изменяются также его реологические свойства — по мере газирования раствор становится более вязким, как и всякая двухфазная система. Пузырьки газа препятствуют удалению шлама из раствора, поэтому оборудование для очистки от шлама работает неэффективно.

Кислые газы, такие как двуокись углерода, могут привести к понижению pH раствора и вызвать его флокуляцию.

Снижение гидравлической мощности вследствие присутствия в растворе газа отрицательно сказывается на всем процессе бурения. Оптимизированные программы бурения требуют, чтобы на долоте срабатывалось до 65–70 % гидравлической мощности. Но снижение объемного коэффициента полезного действия насоса в результате газирования бурового раствора влечет за собой существенное уменьшение подачи насосов, так как

$$N \sim pQ,$$

$$p \sim Q^{1,86},$$

$$N \sim Q^{2,86},$$

где N — гидравлическая мощность; Q, p — соответственно подача и давление, развиваемые буровыми насосами.

Как видно из рис. 7.25, зависимость гидравлической мощности от степени газирования (объемная доля) бурового раствора весьма заметна. Так, при содержании (объемной доле) газа, равном 2 %, снижение гидравлической мощности составляет 5,6 %.

Чтобы свести к минимуму вредное влияние самопроизвольного газирования бурового раствора, необходимо знать условия проникновения газа в него и их физико-химическое взаимодействие.

Газ из пласта попадает в буровой раствор в результате отрицательного дифференциального давления между скважиной и пластом либо вследствие высокой скорости бурения, когда пластовый газ не успевает оттесниться фильтратом от забоя и стенок скважины и попадает в поток раствора вместе с выбуренной породой.

Газ в буровом растворе может находиться в свободном, жидком и растворенном состоянии. По мере перемещения потока раствора к устью пузырьки свободного газа увеличиваются в объеме в результате снижения давления, сливаются друг с другом, образуя газовые пробки, которые прорываются в атмосферу. Свободный газ легко удаляется из раствора в поверхностной циркуляционной системе путем перемешивания в желобах, на виброситах, в емкостях. При устойчивом газировании, например во время бурения при несбалансированном давлении, свободный газ удаляют из бурового раствора с помощью газового сепаратора.

Пузырьки газа, которые не извлекаются из бурового раствора при перепаде давления между ними и атмосферой, ока-



Рис. 7.25. Зависимость гидравлической мощности насоса от степени газирования бурового раствора

зываются вовлеченными в буровой раствор и для их удаления требуется дополнительная энергия.

Полнота дегазации бурового раствора зависит от его плотности, количества твердой фазы, вязкости и прочности структуры. Существенную роль играют также поверхностное натяжение жидкости, размер пузырьков и силы взаимного притяжения.

В связи с высоким поверхностным натяжением трудно поддаются дегазации буровые растворы на углеводородной основе, а также растворы, содержащие в качестве регулятора водоотдачи крахмал. Некоторые углеводороды, проникая из пласта в буровой раствор при повышенных температуре и давлении, остаются в жидком состоянии. Попадая в другие термодинамические условия, например в поверхностную циркуляционную систему, они превращаются в газ и заметно изменяют технологические свойства бурового раствора.

Некоторые газы при повышенных температуре и давлении проникают в межмолекулярную структуру бурового раствора и вызывают едва заметное увеличение его объема. Наиболее опасны в этом отношении растворы на углеводородной основе, в которые может проникать большое количество пластового газа. Обнаружить вовлеченный таким способом в буровой раствор природный газ очень трудно.

Растворы, газированные сероводородом, создают особые трудности при дегазации:

система дегазации должна быть весьма эффективной, так как при объемной концентрации 0,1 % сероводород — опасный яд;

сероводород взрывоопасен даже при объемной концентрации 4,3 % (для сравнения, нижний предел взрываемости метана 5 %);

сероводород растворим в буровых растворах, его растворимость в воде приблизительно пропорциональна давлению;

сероводород обладает высокой корродирующей способностью.

Различная степень газирования бурового раствора требует применения разного оборудования для дегазации. Свободный газ удаляется достаточно просто. Поток раствора из межтрубного пространства поступает в сепаратор, где газ отделяется от раствора и направляется по отводной линии на факел. Оставшийся в растворе свободный газ удаляется в атмосферу окончательно на выброситах или в емкости для сбора очищенного от шлама раствора.

Газ, проникший в молекулярную структуру раствора, из-

влекать значительно труднее. Для этого требуется не только затратить некоторую энергию, но и часто необходимо применять понизители вязкости и поверхностного натяжения, если используется недостаточно совершенная система дегазации.

Жидкие и растворимые газы удалить из раствора довольно трудно, так как газ входит в межмолекулярную структуру нефтяной фазы бурового раствора. Легкие углеводороды ($C_1 - C_5$) можно извлечь с помощью вакуумного дегазатора, а тяжелые почти невозможно. Выходя из раствора в виде пара, эти газы причиняют много неприятностей.

Если поступающий в раствор газ содержит двуокись углерода или сероводород, то обычно повышают pH раствора, чтобы избежать образования слабых кислот. Применяют также раскислитель сероводорода как средство против отравления людей этим сильнотоксичным газом. В качестве раскислителя чаще всего используют каустическую соду, модифицированные неорганические соединения железа, соединения карбоната меди, карбоната цинка и оксида цинка.

Обычная схема дегазации бурового раствора при интенсивном поступлении газа (например, при несбалансированном давлении в скважине) показана на рис. 7.26. Газожидкостный поток из скважины 2, дойдя до вращающегося превентора 3, через регулируемый штуцер 4 и герметичные манифольды поступает в газовый сепаратор 5, где из раствора выделяется основной объем газа. Очищенный от свободного газа раствор поступает на вибросито 6 и собирается в первой емкости циркуляционной системы. Дальнейшая очистка раствора от газа осуществляется с помощью специального аппарата дегазатора 7. Окончательная дегазация происходит в проме-

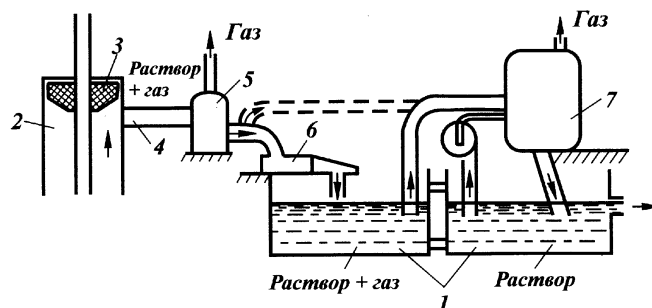


Рис. 7.26. Схема дегазации бурового раствора

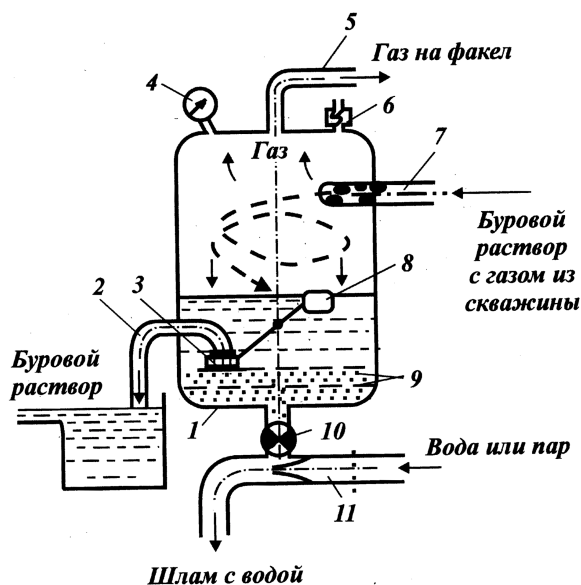


Рис. 7.27. Схема газового сепаратора

жуточных емкостях 1 циркуляционной системы с помощью механических перемешивателей.

Газовый сепаратор, используемый в качестве первой ступени очистки бурового раствора от газа (рис. 7.27), представляет собой герметичный сосуд сравнительно большого объема, оборудованный системой манифольдов, клапанов и приборов.

Буровой раствор из скважины через вращающийся преентор и регулируемый штуцер по закрытому манифольду поступает по тангенциальному вводу 7 в полость газового сепаратора 1, где скорость потока резко снижается. В результате действия инерционного и гравитационного полей происходит интенсивное выделение из бурового раствора газа, который скапливается в верхней части сепаратора и отводится по трубопроводу 5 на факел.

Буровой раствор, очищенный от свободного газа, собирается в нижней части газосепаратора, откуда он подается по линии 2 для очистки от шлама на вибросито.

Современные газовые сепараторы, имеющие вместимость 1–4 м³, рассчитаны на давление до 1,6 МПа и устанавливаются непосредственно над первой емкостью циркуляционной

системы. Они оборудуются предохранительным клапаном 6, регулятором уровня бурового раствора поплавкового типа 3 и эжекторным устройством 11 для продувки и очистки сепаратора от накопившегося шлама.

Эжекторное устройство работает следующим образом. Воду, а в зимнее время пар пропускают через штуцер эжектора 11, в результате чего в сбросовом патрубке газосепаратора создается разрежение. При открытой сбросовой задвижке 10 скопившийся на дне газового сепаратора шлам 9 вместе с частью бурового раствора устремляется в камеру эжекторного смесителя, подхватывается потоком воды (или пара) и выбрасывается из сепаратора наружу. После очистки полости сепаратора сбросовую задвижку 10 закрывают. Для контроля за давлением внутри сепаратора газовая часть его полости оборудуется манометром 4.

В период интенсивных газопроявлений и задавливания пластов буровым раствором в процессе газового выброса, когда сепаратор не в состоянии обеспечить разделение газожидкостного высокоскоростного потока, поток из скважины направляют непосредственно на факел. Однако такие ситуации очень редки и считаются аварийными.

Регулятор уровня раствора 3 в полости сепаратора предназначен для того, чтобы исключить попадание газа в сливной патрубок 2 очищенного раствора, так как создаются условия для его постоянного затопленного состояния с помощью поплавка 8.

Очищенный от свободного газа буровой раствор обычно поступает на выбросито. Однако при наличии в растворе токсичного газа, например сероводорода, поток из сепаратора по закрытому трубопроводу сразу подается на дегазатор для очистки от газа. В этом случае только после окончательной дегазации раствор очищают от шлама.

В качестве второй, а иногда и единственной ступени очистки раствора от газа обычно применяют дегазаторы, которые условно классифицируют на следующие типы: по величине давления в камере — на вакуумные и атмосферные; по способу подачи газированного бурового раствора в камеру — на гравитационные, эжекторные и центробежные. При центробежной подаче бурового раствора используют, как правило, самопродувающиеся центробежные насосы. В вакуумных дегазаторах иногда применяют самозаполняющиеся центробежные насосы.

Наибольшее распространение в отечественной и зарубежной практике получили вакуумные дегазаторы с эжектор-

ной и центробежной подачей газированного бурового раствора. Разрежение в полости таких дегазаторов создается вакуумным насосом и эжектором. Газированный раствор подается в камеру дегазаторов обычно за счет разности давлений между атмосферой и вакуумированной камерой. Это не самый эффективный, но очень надежный способ подачи бурового раствора в дегазатор. Обычно центробежные насосы для этой цели непригодны вследствие способности "запираться" газовыми пробками.

Степень вакуума в камере дегазаторов — наиболее важный технологический фактор дегазации и определяется не только разрежением в камере эжектора и техническими возможностями вакуум-насосов, но и, прежде всего, высотой всасывающей линии. Она должна быть такой, чтобы в камере дегазатора обеспечивался вакуум 0,03 МПа.

Другим важным фактором, влияющим на глубину дегазации бурового раствора в дегазаторе, является длительность нахождения раствора в камере. Чем выше скорость циркуляции раствора в камере дегазатора, тем меньше времени раствор находится в ней и, следовательно, хуже дегазируется. Для улучшения дегазации необходимо уменьшать скорость циркуляции бурового раствора. Так, при циркуляции 24 л/с дегазация каждой порции раствора в аппарате вакуумного типа будет длиться 25 с, а при 48 л/с — около 12 с. Практически полная дегазация бурового раствора в аппаратах вакуумного типа происходит за 10–20 с.

Обычно с помощью газового сепаратора удается выделять из бурового раствора десятки кубических метров газа в минуту. В результате на вторую ступень дегазации — в дегазатор — поступает буровой раствор с содержанием газа не более 20 %. Некоторые типы вакуумных дегазаторов обеспечивают скорость извлечения газа 0,1–0,25 м³/мин, пропуская буровой раствор объемом 1–3 м³/мин. В худшем случае остаточное содержание газа в буровом растворе после обработки в дегазаторе не превышает 2 %.

Типичным представителем дегазаторов вакуумного типа, используемых в отечественном бурении, является дегазатор типа ДВС. В зарубежной практике распространены вакуумные аппараты, выпускаемые фирмой "Свако".

Вакуумный дегазатор представляет собой двухкамерную герметичную емкость, вакуум в которой создается насосом. Камеры включаются в работу поочередно при помощи золотникового устройства. Производительность дегазатора по раствору достигает 45 л/с; остаточное газосодержание в рас-

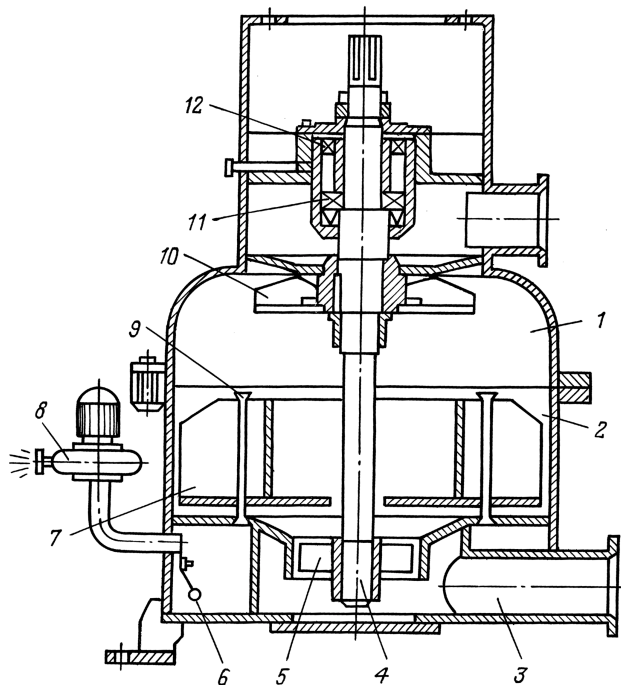


Рис. 7.28. Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА:
 1, 2 — части корпуса; 3 — труба; 4 — вал; 5 — осевая турбина; 6 — клапан;
 7 — пластинчатый деструктор; 8 — вентилятор; 9 — патрубки для отвода
 газа; 10 — ротор; 11, 12 — подшипники

творе после обработки не превышает 2%. Привод вакуумного насоса осуществляется от электродвигателя мощностью 22 кВт.

Центробежно-вакуумный дегазатор ЦВА (рис. 7.28) состоит из цилиндрического вертикально установленного корпуса 1, 2, внутри которого с высокой частотой вращается вал 4 с ротором 10, подобным рабочему колесу центробежного насоса с загнутыми назад лопатками. Поступающий в ЦВА газированный буровой раствор интенсивно разбрызгивается ротором тонким слоем внутри корпуса и дегазуруется. Дегазированный раствор перекачивается обратно в ЦС с помощью осевого насоса, а выделившийся из раствора газ отводится вентилятором 8 по отводным каналам наружу.

Центробежно-вакуумный аппарат типа ЦВА обеспечивает не только эффективную дегазацию буровых растворов, но и

Таблица 7.16
Техническая характеристика ЦВА

Плотность раствора, г/см ³		Условная вязкость раствора, с		Содержание газа в растворе, %	
до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА	до ЦВА	после ЦВА
1,38	1,42	105	63	9	0
1,36	1,40	100	55	8	0
1,34	1,43	108	59	12	0
1,38	1,40	102	60	5	0
1,39	1,42	97	52	7	0

интенсивное перемешивание входящих в него жидких и твердых компонентов (табл. 7.16).

В объединении "Пермнефть" разработан гидравлический веерный дегазатор (рис. 7.29), который включает основание 11, полый цилиндрический корпус 2 с желобом 1 и люком 5 для слива дегазированной жидкости, ствол 3, веер-центратор 4, подпружиненные тарелки 9 и 10, зафиксированные винтом 7 с гайкой 6, и газоотводную трубу 8. Газированный буровой раствор подводится к стволу дегазатора через нагнетательную трубу 12. Днище корпуса имеет уклон в сторону стекания дегазированной жидкости по желобу.

Ствол дегазатора расположен соосно с корпусом. В верхней его части установлено сопло, представляющее собой тру-

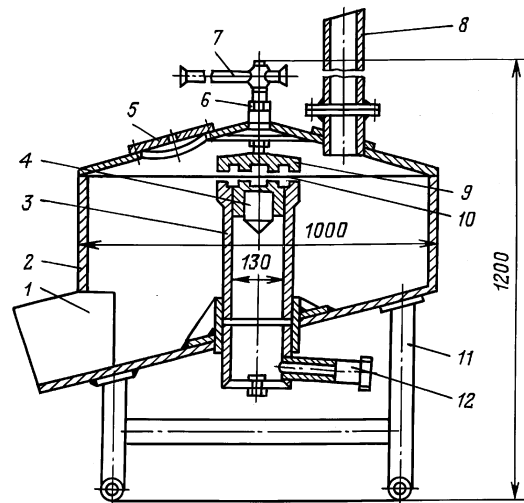


Рис. 7.29. Гидравлический веерный дегазатор

бу с развальцованным верхним концом. Нижний конец сопла имеет резьбу, с помощью которой оно ввинчивается в корпус дегазатора.

Главные рабочие органы дегазатора — верхнее сопло ствола и веер-центратор, которые образуют кольцевое веерное сопло с переменным регулируемым зазором. В статическом состоянии веер-центратор поджимается пружинами к торцу ствола и плотно закрывает его отверстие. Пружины отжимаются при напоре жидкости в стволе, равном 0,3–1 МПа.

Газированный буровой раствор, поступающий из скважины, насосом подают в дегазатор через нагнетательную трубу 12 и ствол 3. В результате создаваемого в системе избыточного давления веер-центратор 4 преодолевает сопротивление пружин 10 и поднимается вверх, открывая вход раствору в корпус дегазатора. Буровой раствор через кольцевой зазор сопла ствола и веера-центратора высокоскоростной веерной струей втекает в корпус дегазатора, где избыточное давление близко к нулю. Там раствор дегазируется, стекает на дно корпуса и по сливному желобу поступает в ЦС. Выделившийся из раствора газ удаляется в атмосферу через газоотводную трубу.

Дегазация бурового раствора в гидродинамическом веерном дегазаторе происходит в результате следующих процессов:

расширения предварительно сжатой струи газированной жидкости при истечении через кольцевое веерное сопло в зону пониженного (атмосферного) давления;

удара высокоскоростного потока жидкости о стенки корпуса дегазатора;

турбулентного стекания жидкости по вертикальной стенке корпуса дегазатора.

Испытания этого дегазатора показали, что он может успешно применяться для очистки бурового раствора от газа. За один цикл обработки плотность бурового раствора была увеличена на одной скважине от 1,22 до 1,40 г/см³, на другой — от 1,16 до 1,23 г/см³. При этом дегазатор обеспечивал подачу насоса до 30 л/с при напоре 0,8 МПа.

В используемых в зарубежной практике атмосферных аппаратах дегазация бурового раствора происходит в результате турбулизации тонкого плоского потока. Обычно раствор в дегазатор такого типа поступает при подаче насоса примерно 35 л/с, чтобы скорость течения на входе в дегазатор составляла примерно 1 м/с. В камере дегазатора имеется система

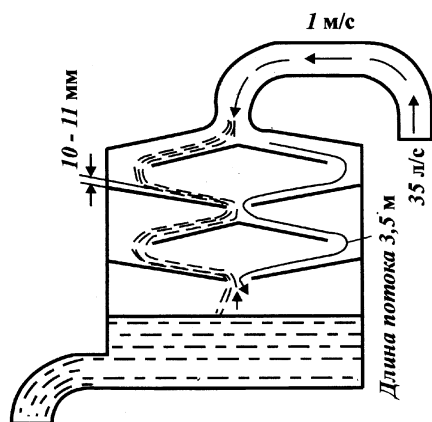


Рис. 7.30. Схема атмосферного дегазатора

наклонных плоских перегородок, по которым стекает, периодически завихряясь, буровой раствор (рис. 7.30). Толщина слоя раствора на перегородках 10–15 мм, а длина пути раствора 3,5 м.

Наиболее совершенной конструкцией дегазатора атмосферного типа считается аппарат фирмы "Дрилко" (рис. 7.31). Раствор в камеру этого дегазатора впрыскивается радиально с помощью вертикальной трубы, ударяясь о стенки емкости, раствор растекается вверх и вниз по стенкам очень тонким слоем с большой скоростью. Выделяющийся газ улетучивается в атмосферу, а дегазированный раствор собирается в нижней конусной части корпуса и перетекает по желобу в емкость циркуляционной системы.

Дегазаторы такого типа недостаточно эффективны при использовании растворов с повышенными значениями плотности, вязкости и СНС. Исследования показали, что даже при многократной дегазации таких растворов полного удаления газа из раствора достичь не удастся.

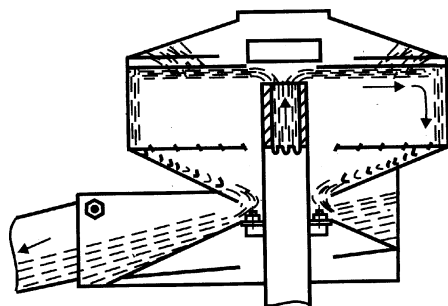


Рис. 7.31. Схема камеры дегазатора фирмы "Дрилко"

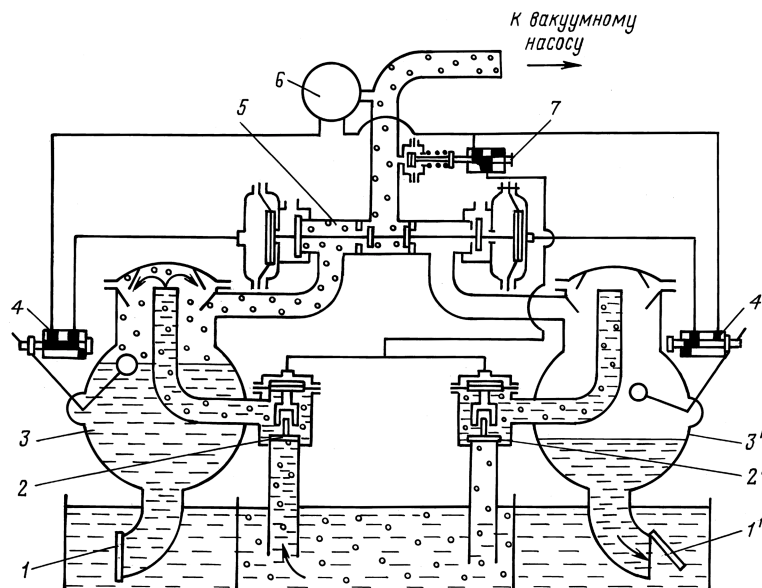


Рис. 7.32. Принципиальная схема двухкамерного вакуумного дегазатора:

1, 1' – сливные клапаны; 2, 2' – всасывающие клапаны; 3, 3' – дегазационные камеры; 4, 4' – золотники регуляторов уровня; 5 – клапан-разрядник; 6 – вакуумный ресивер; 7 – регулятор вакуума

Отечественной промышленностью широко используется вакуумный дегазатор ДВС.

Технологический процесс дегазации буровых растворов в двухкамерных вакуумных дегазаторах происходит следующим образом (рис. 7.32). Поступающий из скважины газированный буровой раствор проходит грубую очистку от шлама и газа на вибрационном сите и попадает в первую емкость циркуляционной системы или в специальную емкость дегазатора. Всасывающий клапан под действием давления бурового раствора открывается, и раствор начинает поступать в дегазационную камеру. Для обеспечения дегазации бурового раствора достаточно включить вакуумный насос ВВН-2. Так как в момент включения клапан-разрядник 5 находится в одном из крайних положений, то одна из дегазационных камер 3 подключена к вакуумному насосу, а вторая 3' сообщается с атмосферой. Работающий вакуумный насос создает в каме-

ре 3 разреженность, поэтому сливной клапан 1 закрыт под действием атмосферного давления.

Когда в камере 3 будет достигнута заданная величина вакуума, мембрана золотникового механизма 7, сжав пружину и заняв нижнее положение, переместит шток золотника и соединит мембранную полость всасывающего клапана 2 с вакуумным ресивером 6. После этого мембрана перемещается вверх, всасывающий клапан открывается, поступающая в дегазационную камеру жидкость очищается от газа и собирается в сборнике.

По мере заполнения сборника дегазированной жидкостью шток золотника 4 поплавкового регулятора перемещается под действием поплавка и системы рычагов, и при предельном уровне жидкости мембранная полость клапана-разрядника оказывается соединенной с вакуумным ресивером 6. Клапан-разрядник соединяет заполненную камеру 3 с атмосферой, а порожнюю камеру 3' подключает к вакуумному насосу при помощи клапана 2'. В этот момент дегазированный буровой раствор начинает выливаться в емкость через сливной клапан 1. Одновременно в камере 3' создается разрежение, и нагнетательный клапан 1' закрывается. Как только камера 3' заполнится буровым раствором, золотник 4 соединит мембранную полость клапана-разрядника с вакуумным ресивером и произойдет следующий цикл переключения камер.

Технологический режим работы дегазатора зависит от многих факторов: реологических свойств бурового раствора, его газонасыщенности, подачи буровых насосов и др. Основные параметры режима работы дегазатора — глубина вакуума в камерах и количество обработанного бурового раствора.

В зависимости от газонасыщенности буровые растворы условно делятся на четыре группы: 1) интенсивно вспенивающиеся; 2) умеренно вспенивающиеся; 3) газированные со стойкой фазой газа; 4) газированные с нестойкой фазой газа. Для каждого раствора рекомендуется определенное значение вакуума при обработке в дегазаторе.

Группа раствора.....	1	2	3	4
Вакуум, МПа.....	0,075–0,08	0,05–0,07	0,03–0,07	0,03–0,05

Значение вакуума в дегазаторе регулируют путем изменения степени сжатия пружины мембраны золотника. После того как установлено необходимое разрежение в камере дегазатора, необходимо отрегулировать его пропускную спо-

способность при помощи ограничительных болтов, позволяющих изменять ход приемных клапанов. При ввинчивании болтов внутрь клапанных коробок снижается их пропускная способность. Желательно, чтобы пропускная способность дегазатора была больше объема циркулирующего раствора. В этом случае часть дегазированной жидкости перетекает из выкидного отсека емкости в приемный и над всасывающими патрубками приемных клапанов автоматически устанавливается уровень жидкости.

По мере увеличения вакуума пропускная способность дегазатора уменьшается, поэтому не следует без необходимости устанавливать в камерах дегазатора высокую степень разрежения. Начинать дегазацию буровых растворов следует лишь тогда, когда газ не удаляется с помощью вибросита и желобов, причем необходимо вначале вести процесс дегазации при низкой степени разрежения в камерах. Если эффект дегазации не достигается, следует перейти на более глубокий вакуум. Потребность в увеличении вакуума возникает обычно при дегазации буровых растворов, обработанных ПАВ. Но и в этом случае надо подбирать оптимальную величину вакуума в камере дегазатора, при которой остаточная газонасыщенность бурового раствора минимальная.

Как заниженная, так и завышенная степень разрежения может не обеспечить необходимую глубину очистки бурового раствора от газа. Величина вакуума в момент открытия приемного клапана дегазационной камеры зависит от количества выделяющегося газа и удельной подачи жидкости в камеру. При этом величина вакуума при дегазации может самопроизвольно меняться с изменением количества газовой фазы. Если вакуумный насос не успевает откачивать выделяющийся в дегазаторе газ, то степень разрежения в камерах будет уменьшаться после открытия приемного клапана. В противном случае величина вакуума будет возрастать.

Повышения эффекта дегазации можно достигнуть только путем повышения величины вакуума в дегазационных камерах. Но при этом скорость действия вакуумного насоса уменьшается, а количество выделяющейся газовой фазы возрастает, поэтому после открытия приемного клапана величина вакуума резко уменьшается вследствие неспособности насоса справиться с откачкой увеличивающегося объема газа. Это может привести к снижению эффекта дегазации. Таким образом, величину вакуума необходимо регулировать одновременно с пропускной способностью дегазатора. Снижением расхода жидкости можно уменьшить скорость газоотде-

ления в дегазационной камере и таким образом обеспечить оптимальный режим работы дегазатора.

В связи с тем, что сборник жидкости дегазатора имеет постоянный объем, пропускную способность дегазатора можно регулировать только при изменении времени полного цикла дегазации (длительность полного цикла дегазации складывается из времени откачки из дегазационной камеры и времени всасывания жидкости). Пропускную способность дегазатора можно изменять двумя способами: сжатием пружины золотника (изменением вакуума в камере), открытием приемного клапана (изменением пропускной способности дегазационной камеры). Оба способа имеют преимущества и недостатки, поэтому выбор способа определяется трудностью дегазации бурового раствора.

Если газовая фаза стойкая, то уменьшить подачу дегазатора лучше увеличением степени разрежения в дегазационных камерах. В этих условиях для повышения пропускной способности дегазатора необходимо удлинить ход приемного клапана. Тогда возрастет расход жидкости через дегазационную камеру и уменьшится общее время цикла дегазации за счет снижения длительности всасывания бурового раствора.

Чтобы не допустить попадания бурового раствора в вакуумный насос, следует избегать чрезмерного открытия приемных клапанов. При появлении раствора в вакуумном насосе надо, в первую очередь, прикрыть приемные клапаны. Для своевременного включения дегазатора в работу необходимо систематически контролировать содержание газа в буровом растворе. Особенно часто следует измерять содержание газа в период восстановления циркуляции бурового раствора, когда имеется опасность выхода из скважины большого количества газированного раствора.

Бесперебойная работа вакуумного дегазатора типа ДВС зависит от того, насколько правильно он подготовлен к работе. Перед его пуском требуется выполнить следующее: проверить положение штока клапана-разрядника и при необходимости переместить его вручную в крайнее положение; проверить вращение вала вакуумного насоса; заполнить выкидной отсек емкости буровым раствором так, чтобы выкидные клапаны погрузились в жидкость; подать воду в вакуумный насос.

Основным контролируемым параметром работы дегазатора является величина вакуума в камерах. Причиной ее изменения могут быть различного рода неполадки в системе дегазации. Так, снижение величины вакуума может возникнуть вследствие недостаточной подачи воды в вакуумный насос

или попадания воздуха в дегазационные камеры через неплотности в соединениях. Вакуум может также понизиться из-за повышения температуры жидкости в вакуум-насосе. В этом случае подачу воды необходимо увеличить, чтобы ее температура в насосе была не более 40 °С. Следует знать, что после остановки вакуум-насоса небольшое количество воды из него перетекает в дегазационные камеры через клапан-разрядник. В результате этого в зимнее время клапаны могут примерзнуть к седлам и для запуска дегазатора в работу потребуется прогреть паром внутреннюю полость клапана-разрядника.

§ 6. РЕГУЛИРОВАНИЕ СОДЕРЖАНИЯ И СОСТАВА ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В БУРОВОМ РАСТВОРЕ

Твердые частицы в буровом растворе, как правило, необходимы, но они всегда существенно затрудняют процесс бурения скважины. Твердые частицы в растворе приводят к повышению его вязкости, увеличению гидравлических сопротивлений, к усиленному износу деталей гидравлического оборудования, в первую очередь буровых насосов, элементов подземного оборудования, бурильных труб и циркуляционной системы, к возрастанию расхода топлива или электроэнергии.

Как показано на рис. 7.33, все это влечет за собой ухудшение показателей бурения. Так, при изменении содержания

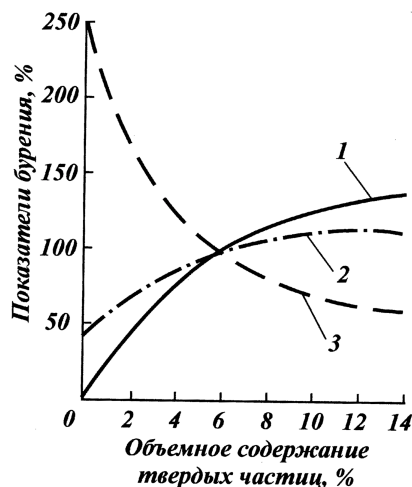


Рис. 7.33. Зависимость показателей бурения от содержания твердой фазы в буровом растворе:
1 — затраты энергии на работу долота; 2 — время бурения; 3 — суточная проходка

твердых частиц от 0 до 14 % время, затрачиваемое на бурение, возрастает в 3 раза.

В этом диапазоне концентраций твердой фазы каждый 1 % удаленных частиц в среднем эквивалентен увеличению механической скорости бурения на 5 %.

Более детальный анализ показывает, что разные материалы, представляющие твердую фазу буровых растворов, неодинаково влияют на снижение механической скорости бурения (%) при увеличении содержания твердой фазы в растворе на 1 %:

Барит	2,6
Буровой шлам	4,8
Глина	6,7

Примечание. Диапазон изменения объемной концентрации твердых частиц – 4–12 %.

Как видим, при эквивалентном объемном содержании частиц бурового шлама и барита снижение скорости бурения в первом случае в 2 раза больше, чем во втором. Барит повышает плотность бурового раствора в 2 раза эффективней, чем шлам; очевидно, что замена шлама баритом на 3/4 снижает возможность уменьшения механической скорости бурения. Таким образом, при необходимости увеличения плотности бурового раствора следует использовать материалы с большей плотностью (например, барит), стремясь всегда к минимизации объемного содержания твердой фазы в буровом растворе.

Когда в неутяжеленном растворе в результате его зашламливания накапливается большое количество твердой фазы и удалить ее очистными устройствами трудно, буровой раствор просто заменяют свежеприготовленным. С экономических позиций часто более выгодно потерять некоторое количество реагентов, чем снизить скорость бурения.

Основная доля стоимости утяжеленных растворов приходится на барит, поэтому даже в тех случаях, когда содержание твердых частиц настолько велико, что раствор становится практически не прокачиваемым, его стараются не заменять, а отрегулировать в нем содержание и состав твердой фазы.

Если не противодействовать загрязнению бурового раствора твердыми частицами, то затраты на его обслуживание резко возрастут.

Независимо от основной функции бурового раствора количество, тип и состояние в нем твердой фазы должны регулироваться с целью поддержания основных технологических свойств.

Влияние частиц выбуренной породы на вязкость бурового раствора на водной основе определяют с помощью уравнения Муни:

$$\mu_p / \mu_o = \exp \left(\frac{\rho_T C}{1 - \frac{C}{K}} \right),$$

где μ_p , μ_o – эффективная вязкость соответственно раствора и основы раствора; ρ_T – плотность твердых частиц, г/см³; C – объемное содержание твердой фазы, доли единицы; K – коэффициент уплотнения частиц (для глинистого шлама $K = 0,65$, для барита $K = 0,74$).

По мере увеличения концентрации инертных частиц вязкость раствора постепенно возрастает, пока не достигает критической точки, после чего стремительно увеличивается (рис. 7.34). Для соленасыщенных растворов эта зависимость более существенна.

Активные глинистые частицы в буровом растворе набухают, диспергируются, присоединяют к себе большое количество

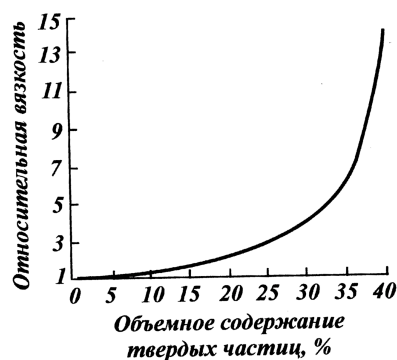


Рис. 7.34. Зависимость вязкости бурового раствора от содержания инертных частиц твердой фазы

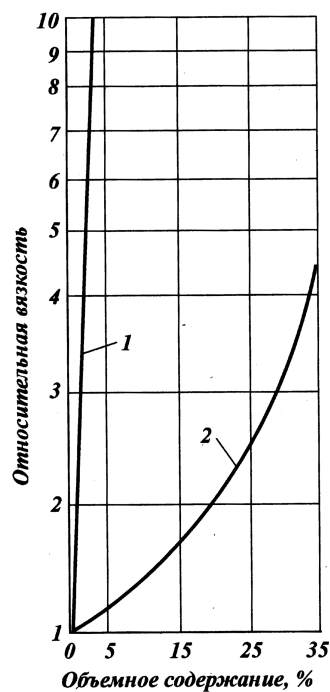


Рис. 7.35. Зависимость вязкости бурового раствора от содержания бентонита (1) и барита (2)

во воды, что влечет за собой значительное увеличение вязкости бурового раствора. Количество 1 % гидратированного в воде бентонитового глинопорошка так же влияет на вязкость бурового раствора, как 20 % барита (рис. 7.35).

Таким образом, не только количество, но и состав твердой фазы определяют столь важный технологический показатель, как вязкость бурового раствора.

Твердые частицы в буровом растворе влияют на величину фильтрации бурового раствора, которую можно оценить из следующей формулы:

$$V_{\phi} = A \sqrt{\frac{2k_{\text{пр}} \left(\frac{\dot{\epsilon}_k}{C} - 1 \right) \Delta p t}{\mu}},$$

где V_{ϕ} — объем фильтрата бурового раствора; A — площадь фильтрации; $k_{\text{пр}}$ — проницаемость глинистой корки; C_k и C — объемные доли твердой фазы соответственно в корке и буровом растворе; Δp — перепад давления при фильтрации; t — время фильтрации; μ — вязкость фильтрата бурового раствора.

Из приведенной математической зависимости нетрудно установить, что по мере выравнивания концентраций твердой фазы в растворе и корке фильтрация прекращается. В противном случае толщина фильтрационной корки стремится к бесконечности.

Толстая глинистая корка на стенках скважины может привести к различным отложениям: прихвату колонны, сальникообразованию и гидроразрыву при спуске-подъеме колонны, разрыву бурильной колонны, затруднению каротажных работ, посадкам при спуске обсадных колонн, некачественному цементированию.

С ростом концентрации твердой фазы в буровом растворе толщина глинистой корки будет увеличиваться, часто даже в том случае, когда уменьшается водоотдача. Поэтому считают, что регулирование фильтрационных свойств бурового раствора только по результатам измерения его водоотдачи не дает желаемых результатов. Часто хорошие результаты получают путем регулирования отношения количества твердой фазы в глинистой корке к количеству твердой фазы в буровом растворе.

Таким образом, содержание и состав твердой фазы в буровом растворе являются определяющими факторами при регулировании технологических свойств бурового раствора и

оказывают первостепенное влияние на скорость бурения и экономические показатели проходки скважины. Поэтому в зарубежной практике регулированию твердой фазы в буровом растворе, особенно в последние годы, уделяют большое внимание. Для этой цели используют разнообразные приемы, методы, оборудование, даже дорогостоящее и требующее специального обслуживания.

В течение многих лет в нефтяной промышленности для регулирования содержания и состава твердой фазы применяли лишь следующие методы:

1) замену части объема глинистого раствора водой, баритом и химическими реагентами; это дорогой и малоэффективный метод, так как он позволяет нормализовать состав твердой фазы лишь на некоторое время;

2) использование различных ингибиторов, позволяющих уменьшить диспергируемость шлама (известь, кальциевые глины и полимеры); период времени между частичными заменами объемов бурового раствора за счет ингибирования удавалось несколько увеличить;

3) применение понизителей вязкости.

В качестве понизителей вязкости используются таниновые и лигниновые материалы и их модификации, а также неорганические диспергаторы. Это давало, скорее, кажущийся, чем действительный эффект. Указанные реагенты, как правило, способствуют диспергированию шлама и затрудняют очистку буровых растворов.

Наиболее заметный прогресс в регулировании содержания и состава твердой фазы в буровых растворах был достигнут, начиная с 50-х годов, в результате применения центрифуготстойников. Это оборудование, претерпев значительную модернизацию, используется до настоящего времени. Основным современным аппаратом для выполнения этой технологической операции является центробежный сепаратор, представляющий собой разновидность центрифуг.

Центробежный сепаратор для буровых растворов (рис. 7.36) представляет собой перфорированный ротор 2, вращающийся внутри корпуса 1. Буровой раствор, поступая в корпус 1, попадает в центробежное поле ротора. Поток раствора приобретает поступательно-вращательное движение, в результате чего происходит разделение твердой фазы по массе. Наиболее массивные частицы раствора (барит, крупный шлам) отгесняются к стенкам корпуса сепаратора и перемещаются периферийной частью потока к сливному отверстию 4 корпуса. Жидкая фаза бурового раствора с тонкодисперс-

Для нормальной эксплуатации таких центробежных сепараторов необходимо перед остановкой промыть их водой и поддерживать избыточное давление воды на сальниковых уплотнениях вала ротора, чтобы избежать быстрого износа опор вала. Обычно центробежный сепаратор — это передвижной агрегат с автономным дизельным или электрическим приводом, с центробежными насосами для подачи воды и бурового раствора. На рабочее место он доставляется прицепом, транспортируемым легким автомобилем. Подготовка агрегата к работе на буровой занимает не более 30 мин.

С помощью агрегата можно выполнять следующие функции:

1) тонкую очистку раствора от шлама — для этого сепаратор устанавливают в качестве четвертой ступени очистки после илоотделителя; часть бурового раствора, очищенного на блоке гидроциклонов илоотделителя, подают в сепаратор и таким образом удаляют из раствора частицы шлама размером более 4 мкм;

2) регенерацию утяжелителя — в процессе циркуляции или спускоподъемных операций сепаратор включают в работу и из избыточной части раствора извлекают пульпу утяжелителя; эту пульпу затем собирают в запасную емкость и при необходимости добавляют в рабочий объем бурового раствора;

3) регулирование содержания и состава твердой фазы — это основная технологическая задача, для решения которой строго контролируются подача раствора и режим работы агрегата; утяжеленная пульпа, твердая фаза которой состоит в основном из барита, возвращается частично или полностью в циркуляционную систему, а облегченная часть раствора в случае его обогащения тонкодисперсными частицами шлама сбрасывается в отстойный амбар; эта часть потока частично используется для разбавления рабочего объема бурового раствора;

4) сгущение пульпы из песков и илов. Иногда сепаратор используют для дополнительного сгущения пульпы из песков и илов, собираемых из нижних насадок гидроциклонных шламоотделителей; это позволяет сократить потери бурового раствора при использовании многоступенчатой гидроциклонной очистки; дополнительно извлеченный из песков и илов буровой раствор вместе с дорогостоящими реагентами возвращается в циркуляционную систему, а шлам сбрасывается в отвал.

Как правило, центробежный сепаратор используется периодически в качестве кондиционера бурового раствора. Ис-

пользовать его более 6 ч в сутки не рекомендуется, за исключением особых случаев, когда происходит интенсивная наработка бурового раствора за счет выбуренной породы.

Современная центрифуга при нормальном режиме работы способна обрабатывать до 1,5 л/с бурового раствора. На форсированном режиме допускается подача до 2 л/с; рабочий диапазон производительности 45–75 л/мин.

Центрифуга – высокоэффективный аппарат для разделения суспензий, но и она имеет недостатки: конструкция ее сложна и требуется высокая квалификация обслуживающего персонала. Поэтому наиболее целесообразно аппараты использовать кратковременно. Наличие многочисленных вращающихся деталей, абразивная рабочая среда, высокие частоты вращения (1800–2300 об/мин), сальниковые уплотнения, винтовые насосы – все это требует тщательного ухода и высокой культуры эксплуатации.

Центрифуга в 10–11 раз дороже песко- и илоотделителей.

При обработке утяжеленного бурового раствора перед подачей в центрифугу его необходимо разбавлять водой. В противном случае потери утяжелителя будут существенными. Современные условия эксплуатации центрифуг таковы, что каждые один-два объема бурового раствора надо разбавлять одним объемом воды. Поэтому, во-первых, облегченную часть раствора вместе с реагентами приходится выбрасывать, а во-вторых, возникает необходимость в специальной системе оборотного водоснабжения и захоронении (или нейтрализации) сбрасываемого осветленного продукта. Все это свидетельствует о необходимости строгого анализа границ применимости центрифуги в определенных геолого-технических условиях бурения скважин.

Зарубежный опыт показывает, что при правильной организации работы центробежных сепараторов они дают большую экономическую выгоду.

В определенных условиях количество барита, необходимого для бурения глубокой скважины с использованием утяжеленного бурового раствора на водной основе, без применения центрифуги в среднем в 4 раза больше по сравнению с расчетной нормой. Применение центрифуги позволяет существенно приблизиться к идеальной норме расхода барита.

Наиболее широкое распространение при бурении скважин в США и Канаде получили центрифуги фирм "Свако", "Пайониер", "Милкем" и др. Принципиально центробежные

сепараторы мало отличаются друг от друга, поэтому опишем более подробно только центробежный сепаратор фирмы "Милкем".

Роторный сепаратор (центрифуга) фирмы "Милкем" предназначен для кондиционирования бурового раствора по твердой фазе. Максимальная производительность его до 1,75 л/с, максимальная скорость регенерации барита из обрабатываемого раствора до 4 т/ч. Фирма выпускает полустационарные установки с дизельным и электрическим приводами, а также передвижные установки с дизельным приводом. Суммарная мощность привода 30–40 кВт, масса установки до 2 т.

Работа роторного сепаратора фирмы "Милкем" не зависит от плотности твердой фазы нижнего потока (пульпы). Благодаря хорошим насосам аппарат способен поднимать раствор, предназначенный для обработки, в резервуар на высоту до 8 м. Как осветленные, так и сгущенные продукты могут быть поданы под давлением на расстояние до 15 м от агрегата.

Основной узел роторного сепаратора — центрифуга. Ее разделительная камера состоит из стационарного кожуха и перфорированного цилиндра, который концентрически вращается внутри кожуха. Два насоса с комбинированным выкидом дозированно подают раствор и воду в кольцевой зазор между стационарным кожухом и вращающимся перфорированным цилиндром. В инерционном поле из раствора выделяется барит и сгущается у стенок кожуха.

Степень разбавления раствора водой составляет 0,7 (на 1 часть раствора 0,7 частей воды). Водяной и растворный насосы соединены и приводятся в действие одним гидравлическим двигателем, что облегчает дозирование жидкостей. Скорость гидравлического двигателя регулируется гидравлическим дроссельным регулятором, установленным на панели контроля и управления.

Необходимые рабочие характеристики агрегата определяют путем регулирования скорости истечения нижнего сгущенного продукта (пульпы). С этой целью работу насоса на нижнем стоке контролируют вторым гидравлическим регулятором, установленным также на панели контроля и управления.

Дизельный или электрический двигатель приводит во вращение разделительную камеру, перфорированный цилиндр и гидравлический насос. Масло (нефть) под давлением подается через регулирующие клапаны, расположенные на панели для гидравлических двигателей, приводящих в движение раствор-



Рис. 7.37. Зависимость потерь барита от глубины разделения твердой фазы раствора

ный и водяной насосы, а также насос нижнего слива сгущенного продукта.

На рис. 7.37 показано типичное соотношение между размером выделяемых из раствора частиц барита и количеством барита, уносимого с осветленным продуктом. Так, если в нижний слив поступает 100 % частиц барита размером 5 мкм, то эффективность регенерации утяжелителя составляет 82 %. Если центрифуга полностью отсекает частицы барита размером 2 мкм, то эффективность регенерации составляет 96 %.

Степень регенерации изменяется при изменении частоты вращения ротора, степени разбавления раствора водой, длительности обработки раствора.

Продолжительные испытания показали, что можно обеспечить степень регенерации барита до 82–96 % в диапазоне плотностей раствора от 1,4 до 2,15 г/см³ при постоянной частоте вращения ротора и постоянном коэффициенте разбавления раствора и таким образом регулировать режим работы аппарата, изменяя скорости подачи раствора и слива сгущенного продукта. Чаще всего применяют регулирование скорости нижнего слива.

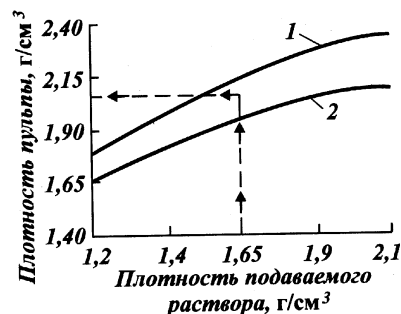
Чтобы использовать центрифуги с максимальной эффективностью, рекомендуется следующая скорость подачи раствора на обработку.

Подача раствора, л/мин.....	100	90	80	68
Плотность раствора, г/см ³	1,40	1,65	1,85	2,15

Нижний слив надо регулировать таким образом, чтобы плотность сгущенного продукта была в 1,1–1,4 раза выше плотности подаваемого в центрифугу бурового раствора, но значение плотности пульпы не должно превышать 2,5 г/см³.

Практически работу роторного сепаратора контролируют следующим образом. Подачу насосов, подающих раствор и воду, устанавливают равной 3/4 от рекомендуемой. Дроссель насоса нижнего потока монтируют таким образом, чтобы

Рис. 7.38. Рабочая полоса роторного сепаратора:
1 – ограничение сверху; 2 – ограничение снизу



плотность сгущенного продукта была в 1,1–1,4 раза выше плотности подаваемого раствора. После этого доводят подачу раствора до рекомендуемой величины и окончательно регулируют плотность сгущенного продукта, выходящего через нижний слив.

На рис. 7.38 приведена рабочая полоса для роторного сепаратора. Нетрудно заметить, что соотношение между плотностями сгущенного и осветленного продуктов уменьшается по мере увеличения плотности обрабатываемого раствора от 1,4–1,5 до 2,1 г/см³.

Центробежные сепараторы наиболее эффективны при обработке высокоутяжеленного бурового раствора, когда в процессе бурения наблюдается интенсивное обогащение его тонкодисперсными глинами. В таких случаях экономическая целесообразность применения центрифуги очевидна, поскольку затраты на ее эксплуатацию окупаются экономией барита.

В зарубежной практике бурения скважин для регулирования содержания и состава твердой фазы широко используются шнековые центрифуги (рис. 7.39). Шнек вращается с определенной скоростью и транспортирует скапливающуюся у стенок корпуса сгущенную пульпу к разгрузочному устройству. Такой тип центрифуги позволяет почти полностью отделять от барита жидкую фазу и поэтому чаще всего используется для регенерации утяжелителя из бурового раствора. Режим работы этих центрифуг регулируют подачей раствора на обработку, степенью его разбавления водой, частотой вращения ротора.

Однако в связи с высокой стоимостью и сложностью технического обслуживания центрифугу не всегда целесообразно применять. Выгодней и проще использовать гидроциклонные аппараты. Сущность работы такого аппарата в режиме реге-

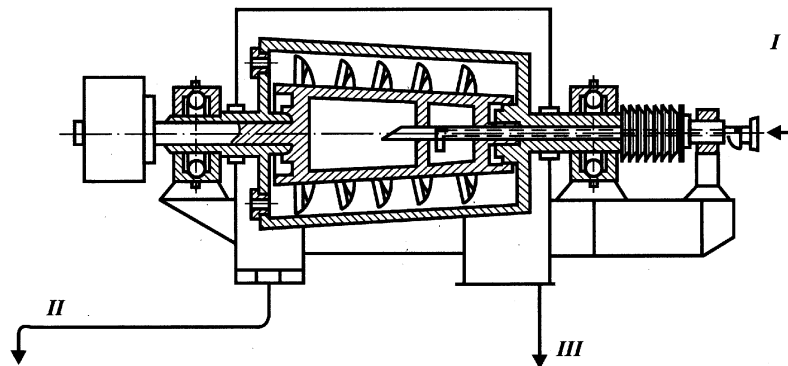


Рис. 7.39. Схема шнековой центрифуги для регенерации утяжелителя:
 I – подача раствора; II – выход утяжеленной пульпы; III – слив раствора

нерации утяжелителя состоит в том, что разбавленный водой буровой раствор поступает по тангенциальному вводу в гидроциклон, в центробежном поле которого происходит отделение барита от раствора. Баритовая пульпа возвращается в буровой раствор или сливается в специальную емкость, а облегченная водоглинистая смесь через верхний слив гидроциклона сбрасывается в отстойник. Вода в отстойнике отделяется от глинистых частиц и может повторно использоваться для разбавления новых порций подаваемого на обработку бурового раствора.

Такие аппараты, обычно называемые гидроциклонными глиноотделителями, достаточно эффективны. Они способны регенерировать до 80–90 % барита при степени разбавления бурового раствора, равной четырем. Значительное разбавление раствора водой (соотношение вода : раствор составляет 4 : 1) является главным недостатком гидроциклонных глиноотделителей. Однако они могут использоваться с хорошей экономической эффективностью.

В последние годы замечается тенденция к использованию для регулирования содержания и состава твердой фазы буровых растворов специальных реагентов – флокулянтов – в сочетании с известными и широко применяемыми средствами очистки: отстойниками, виброситами и гидроциклонными шламаотделителями. Принцип действия флокулянтов основан на том, что частицы твердой фазы под действием этого реагента агрегируются в так называемые флокулы и превращаются в сравнительно большие по размеру хлопья, которые

можно удалить с помощью обычных средств очистки раствора от шлама.

Флокулянты бывают общего и селективного действия. Первые флокулируют твердую фазу растворов независимо от ее природы и дисперсного состава, вторые агрегируют лишь частицы определенного материала и дисперсного состава.

Если в качестве промывочной жидкости используют техническую воду, то обычно применяют флокулянты общего действия и с помощью отстойников осаждают всю твердую фазу и таким образом осветляют и кондиционируют техническую воду. При использовании многокомпонентных буровых растворов (особенно утяжеленных) приемлема лишь селективная флокуляция твердых частиц. Следует флокулировать и удалять из бурового раствора только избыток твердой фазы, в основном шлам, а необходимые компоненты — коллоидные материалы и утяжелитель — сохранять в растворе в обычном состоянии. Этой наиболее трудной задачей в настоящее время интенсивно занимается ряд зарубежных фирм.

Большой проблемой при использовании флокулянтов является получение прочной флокулы, способной противостоять разрушающим нагрузкам, воздействующим на нее со стороны вибросит, гидроциклонов, насосов. Вероятно, эта проблема еще не решена полностью применительно к буровому раствору, поэтому широкого распространения в практике бурения скважин за рубежом флокулянты пока не получили. Известно, однако, что наибольшая прочность флокул достигается в тех случаях, когда концентрация реагента оптимальна, раствор в период флокуляции перемешивается, а флокулянт добавляется в несколько приемов.

В качестве флокулянтов чаще всего используют полиакриламиды. Фирма "Магкобар" выпускает три вида химических реагентов-флокулянтов:

1) бенекс — сополимер малеинового ангидрида поливинилацетата; это флокулянт избирательного действия, который не влияет на активность и дисперсный состав бентонитового глинопорошка, но флокулирует частицы выбуренной породы; его можно применять в воде, содержащей соли NaCl;

2) рапидрил — полимер, применяемый для буровых растворов с низким содержанием твердой фазы; он оказывает избирательное флокулирующее действие на твердую фазу бурового раствора;

3) флоксит — сильнодействующий органический флокулянт, используемый для общей флокуляции твердой фазы

бурового раствора; реагент представляет собой растворимый в воде полиэлектролит, является флокулянтom общего действия и чаще всего используется для обработки технической воды, применяемой в качестве промывочной жидкости при бурении скважин.

Если флокулянты способствуют агрегированию частиц твердой фазы, то реагенты-разжижители — ее диспергированию. Реагенты-разжижители изменяют дисперсный состав глинистых частиц бурового раствора и таким образом регулируют его вязкостные и фильтрационные показатели. Поэтому разжижители необходимо рассматривать в первую очередь как регуляторы дисперсного состава твердой фазы буровых растворов.

Выпускаемые фирмой "Магкобар" квебрахо, сперсин и ХР-20 обладают хорошей способностью улучшать фильтрационные показатели и так называемую глиноемкость раствора. Это достигается за счет адсорбции реагентов на поверхности частиц и дополнительного образования частиц глины размером менее 1–2 мкм.

Таким образом, для достижения высоких технико-экономических показателей бурения и оптимальных показателей технологических свойств бурового раствора первостепенное внимание необходимо уделять чистоте раствора, содержанию и составу его твердой фазы. Только при такой постановке работы можно получить максимальную эффективность от используемого оборудования, бурильного инструмента и долот.

§ 7. ТЕХНОЛОГИЯ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА

По мере углубления ствола скважины изменяются геологические условия разреза. Это часто приводит к необходимости изменения некоторых параметров бурового раствора. Если надо изменить реологические или фильтрационные характеристики бурового раствора, то его обрабатывают различными химическими реагентами.

Химическую обработку бурового раствора производят в процессе промывки скважины либо в перерывах между долблениями. В первом случае химические реагенты вводят в начале циркуляционной системы. Во втором случае химические реагенты подают в емкость циркуляционной системы.

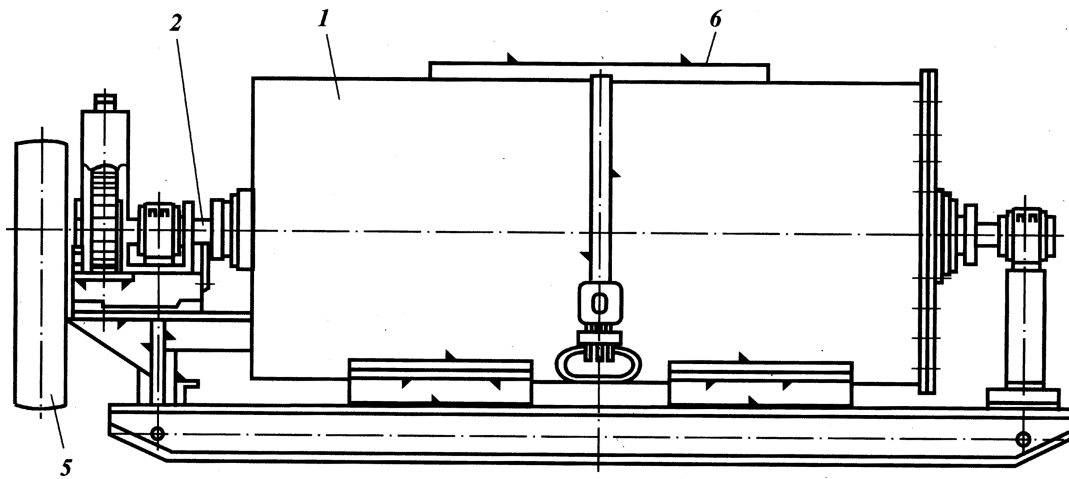
Предварительно химические реагенты или их смесь готовят в специальных устройствах: глино- и гидромешалках, блоках химической обработки, гидросмесителях и др.

Технология процесса химической обработки включает, как правило, гидравлические и механические перемешиватели, подпорные и шламовые насосы, а иногда — даже буровые насосы. При обработке во время циркуляции химические реагенты вводят равномерно в течение одного или двух циклов циркуляции. При отсутствии циркуляции буровой раствор обрабатывают поочередно в каждой емкости циркуляционной системы.

Наиболее широко распространено использование химических реагентов в виде водных растворов. Их можно приготовить в двухвальной глиномешалке (рис. 7.40). В соответствии с требуемой концентрацией в глиномешалку наливают необходимое количество воды, пускают ее в ход и добавляют через люк расчетное количество химического вещества. После полного растворения химических реагентов, не прекращая перемешивания, реагенты сливают дозированно в интенсивно перемешиваемый буровой раствор. В случае использования гидромешалки (рис. 7.41), в комплект которой входят воронка 1, камера смешения 4 с насадкой 5 и смесительная емкость 2, установленные на основании 3, через насадку в камеру смешения подают воду, которая при большой скорости истечения создает в камере вакуум, под действием которого засасывается подаваемый в воронку химический реагент. В смесительной камере он не только смешивается с водой, но и интенсивно перемешивается. Готовый химический реагент равномерно добавляют в перемешиваемый или циркулирующий буровой раствор.

С целью дальнейшей механизации химической обработки бурового раствора был создан специальный блок химической обработки бурового раствора (рис. 7.42). Он состоит из бака 1, химического насоса 2, гидросмесителя 6, устройства для разрыва мешков 4 и 9, манифольдов. На основании 5 размещен резервуар 3 для жидких химических реагентов. На втором ярусе расположена площадка для хранения затаренного в мешки порошкообразного реагента.

В нижней части основания установлен химический насос 2, который обвязан с баком 1 и с резервуаром для химических реагентов 3. На верхней площадке размещают эжекторный гидросмеситель 6, около которого расположен стол с ножом для разрезания мешков. Такой же стол смонтирован у химического насоса. Гидросмеситель соединен трубопроводом 10 с



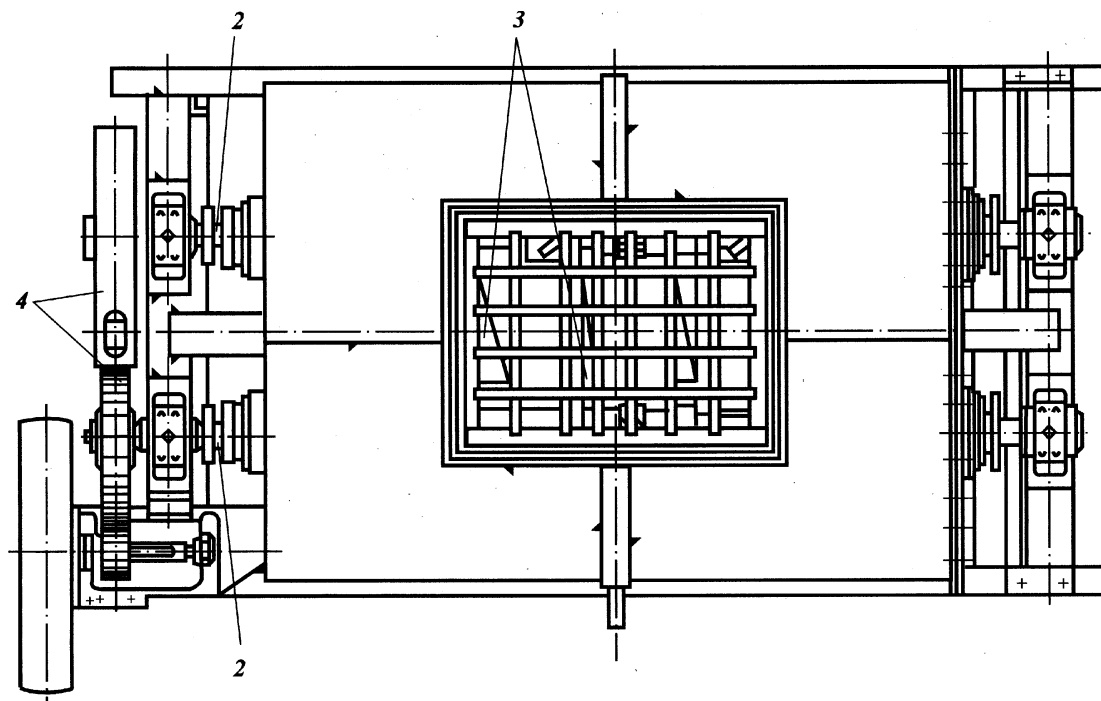


Рис. 7.40. Двухвальная лопастная глиномешалка:
1 — емкость; 2 — валы; 3 — лопасти; 4 — шестерни; 5 — шкив; 6 — люк

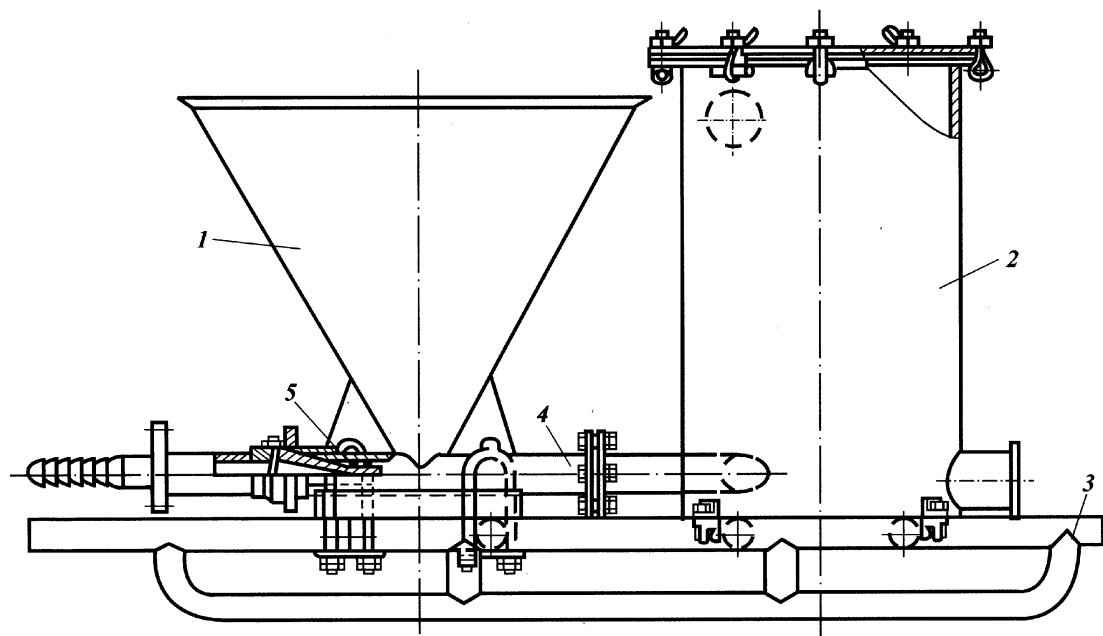


Рис. 7.41. Гидромешалка

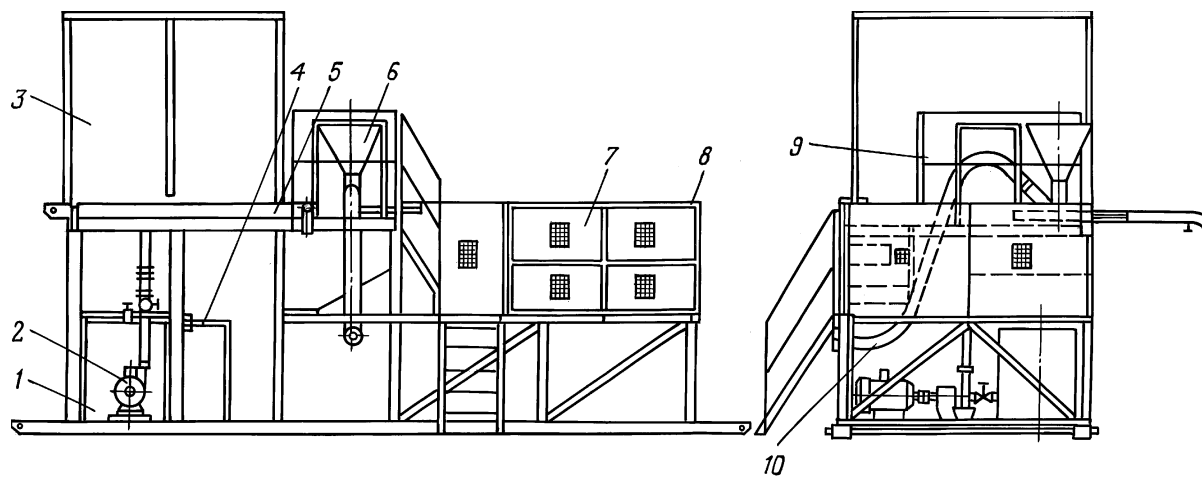


Рис. 7.42. Блок химической обработки буровых растворов

блоком приготовления бурового раствора (БПР). Основание 8 имеет откидной борт 7.

Блок предназначен для приготовления жидких химических реагентов, перекачки их из автоцистерн в резервуар, складирования мешков с порошкообразными материалами, подачи жидких реагентов в буровой раствор. Жидкие химические реагенты готовят в баке 1, в который подается вода по трубопроводам. Мешки с порошком разрезают на столе 4 и содержимое высыпают в бак. В этом случае для перемешивания используют комплект химического насоса 2. Жидкости перемешивают не менее 30 мин. Приготовленный химический реагент этим же насосом перекачивают в резервуар.

Обработанный буровой раствор из одной емкости в другую перекачивают шламовым насосом 12 (рис. 7.43), а перемешивание его до полной гомогенизации осуществляют перемешивателями. Для перекачивания бурового раствора из одного резервуара в другой надо открыть клапан коллектора того резервуара, из которого перекачивают раствор, а также шиберы 19 и 14, задвижку 22. Буровой раствор забирается из

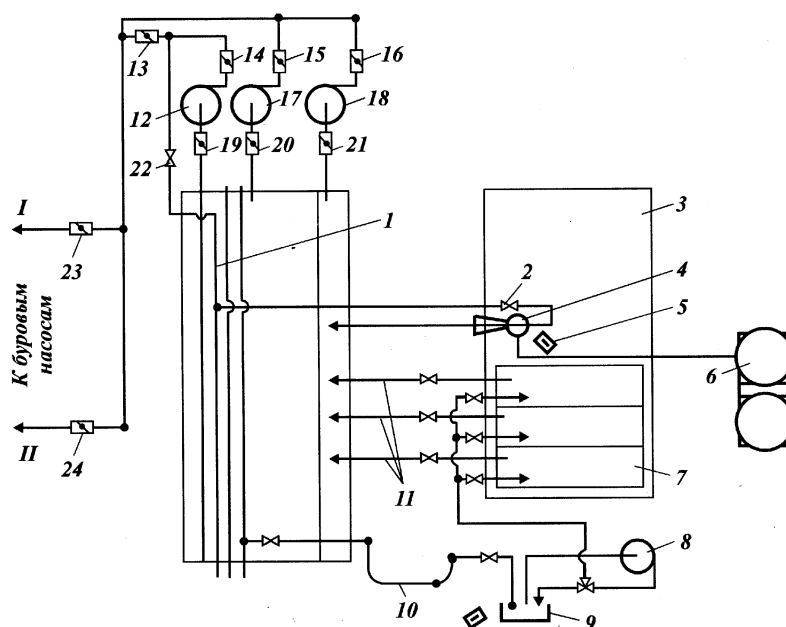


Рис. 7.43. Технологическая схема химической обработки буровых растворов

коллектора шламовым насосом 12, подается во вспомогательный напорный трубопровод 1 и через насадки гидравлического перемешивателя сливается в резервуар блока (при этом открыта задвижка гидравлического перемешивателя того блока, в который перекачивается раствор).

Если для перемешивания бурового раствора гидравлическими перемешивателями используется буровой насос, то раствор для подпора этого насоса подается шламовым насосом 12, при этом задвижка 22 должна быть обязательно закрыта, открыты шиберы 13, 14, 19 и шиберы 23, 24 буровых насосов I и II, а также приемный клапан коллектора того блока, в котором работают гидравлические перемешиватели. Если для перемешивания бурового раствора гидравлическими перемешивателями используется шламовый насос 12, то необходимо открыть шиберы 14, 19, задвижку 22 и задвижку того перемешивателя, который будет работать. При этом открыт приемный клапан коллектора в том резервуаре, в котором работает гидравлический перемешиватель и из которого забирается буровой раствор.

Для приготовления раствора можно использовать любой из буровых насосов: буровой раствор забирается из резервуара блока гидроциклонов или блока вибросит шламовым насосом 12 и подается на подпор бурового насоса I или II. При этом открыты шиберы 13, 14, 19 и 23 (или 24) и клапан коллектора в блоке вибросит или блоке гидроциклонов. Для промывки коллектора раствор забирается из приемного блока шламовыми насосами 17, 18 (или одним из них), подается во вспомогательный напорный трубопровод, а затем в коллектор. При этом открыты шиберы 13, 15, 16 и задвижка 22. Все остальные задвижки закрыты. Обработанный буровой раствор выбрасывается в резервуар блока вибросит, где открыт клапан коллектора, далее в желоб блока и по желобу — в приемный блок.

Если включен диспергатор 9, то работает любой из буровых насосов в линию 10. При этом открыта задвижка диспергатора. Для подачи жидких химических реагентов из резервуара 3 в циркуляционную систему необходимо открыть кран на сливном патрубке 11 отсека резервуара нужного реагента 7 и слить его в желоб приемного блока. При использовании БПР 6 и гидросмесителя 4 буровой раствор подают через задвижку 2. Для разрезания мешков служит стол 5, а для перемешивания химических реагентов — насос 8.