

СПЕЦИАЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ И ОБОРУДОВАНИИ СКВАЖИН НА ВОДУ

СПРАВОЧНИК

2



МОСКВА "НЕДРА" 1988

ББК 33.13

С71

УДК 622.143/628.1 (031)

Авторы: *Д. Н. Башкатов, С. Л. Драхлис, В. В. Сафонов, Г. П. Квашин*

Рецензент канд. техн. наук *А. В. Панков*

С $\frac{3206000000-181}{043(01)-88}$ **323—88**

ISBN 5—247—00005—6

© Издательство «Недра», 1988

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вопросы бурения и оборудования скважин на воду за последние годы приобрели большое народнохозяйственное значение. С помощью буровых скважин осуществляют поиск и разведку подземных вод; водозаборные скважины широко используют для городского, промышленного и сельскохозяйственного водоснабжения, обводнения пастбищ и орошения.

Водозаборные скважины применяют для водопонижения при различных видах строительства, горнодобывающих работах и строительстве систем вертикального дренажа.

В настоящее время в нашей стране используется около 500 тыс. буровых скважин и 600 тыс. шахтных колодцев, ежегодно строится около 30 тыс. скважин на воду.

Бурение, оборудование и ремонт водозаборных скважин выполняют многочисленные организации Минводхоза СССР, Госстроя СССР, Минмонтажспецстроя СССР, Мингео СССР и ряда других министерств и ведомств. Это предопределяет различный подход и техническую политику ведения таких работ в системе различных организаций. Авторы настоящего справочника ставили целью обобщить передовой опыт в области бурения, оборудования и ремонта водозаборных скважин, накопившийся во многих организациях за последние годы.

Настоящее издание является продолжением справочника, изданного в 1979 г. [9], поэтому в него не включены разделы по технике и технологии роторного бурения, крепления скважин, фильтрам, вскрытию и освоению водоносных пластов, достаточно подробно изложенные в предыдущем издании.

В справочнике отдельно не рассматриваются вопросы организации производства и экономики бурения водозаборных скважин, поскольку они подробно изложены в книге Г. П. Квашина [5].

В настоящее время в СССР ударное бурение скважин на воду применяется в ограниченных масштабах. Однако при бурении скважин в валунно-галечниковых отложениях, поглощающих разрезах, районах с затрудненным подвозом воды и в ряде других случаев использование этого способа бурения экономически целесообразно. Ударный способ вскрытия пластов обеспечивает незначительные сопротивления прифилтровых зон и высокие удельные дебиты. В слабонапорных водоносных пластах роторное бурение с применением глинистого раствора существенно снижает удельные дебиты скважин по сравнению с ударным способом.

В последние годы успешно применяют вибропогружатели для принудительной посадки и извлечения обсадной колонны, что позволяет значительно снизить расход обсадных труб при ударном бурении и существенно повысить его технико-экономические показатели.

В США ударный способ бурения широко применяется для сооружения скважин глубиной до 500 м. В США и ФРГ он используется в комбинации с вращательным бурением. Однако скорости ударного бурения значительно ниже скоростей роторного. Конструкции скважин ударного бурения характеризуются многоколонностью и большой металлоемкостью.

§ 1. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Наибольшее применение получили станки ударно-канатного бурения УГБ-ЗУК и УГБ-4УК. Конструкции этих станков аналогичны.

Буровой станок УГБ-ЗУК смонтирован на двухосном колесном прицепе (рис. 1.1). Привод осуществляется от электродвигателя, при отсутствии электроэнергии в качестве привода может использоваться трактор. От электродвигателя вращение через клиноременную передачу передается на главный вал, а от него с помощью фрикционных муфт и зубчатых колес приводятся в действие ударный механизм, талевый и желоночный барабаны. Инструментальный барабан имеет привод в виде цепной передачи.

Ударный механизм состоит из оттяжной рамы, шатунов и кривошипа (рис. 1.2). Высота подъема бурового снаряда над забоем регулируется перестановкой пальца кривошипа. Швеллерные балки оттяжной рамы закреплены с одной стороны на

оси и свободно вращаются в подшипниках, установленных на стойках рамы станка; на этой оси расположен направляющий ролик. Противоположная часть рамы соединена с осью, связанной с шатунами, на этой оси установлен оттяжной ролик. Для снижения динамических нагрузок на ударный механизм на оттяжном ролике имеются пружинные амортизаторы. При движении рамы вверх оттяжной ролик вместе с качающимся коромыслом также поворачивается вверх, что обеспечивает сохранение скорости долота к моменту начала удара; компенсационные пружины при этом сжимаются. После удара долота о забой натяжение каната ослабевает, пружины удлиняются и перемещают оттяжной ролик вниз. Ударная рама начинает двигаться вниз, и процесс повторяется. Чтобы исключить удары штоков, на их концах установлены короткие амортизационные пружины, служащие ограничителями обратного хода коромысла.

Частота ударов регулируется тремя сменными шкивами клиноременной передачи.

Инструментальный барабан служит для спуска и подъема бурового снаряда. Конец каната закреплен специальным зажимом, рабочая часть каната отделена от остальной части диском. Ленточный тормоз предназначен для регулирования скорости спуска бурового снаряда. Подача снаряда при бурении осуществляется периодическим поворачиванием инструментального барабана путем растормаживания ленточного тормоза. Желоночный барабан служит для спуска и подъема желонки, а также специальных инструментов при ликвидации аварий.

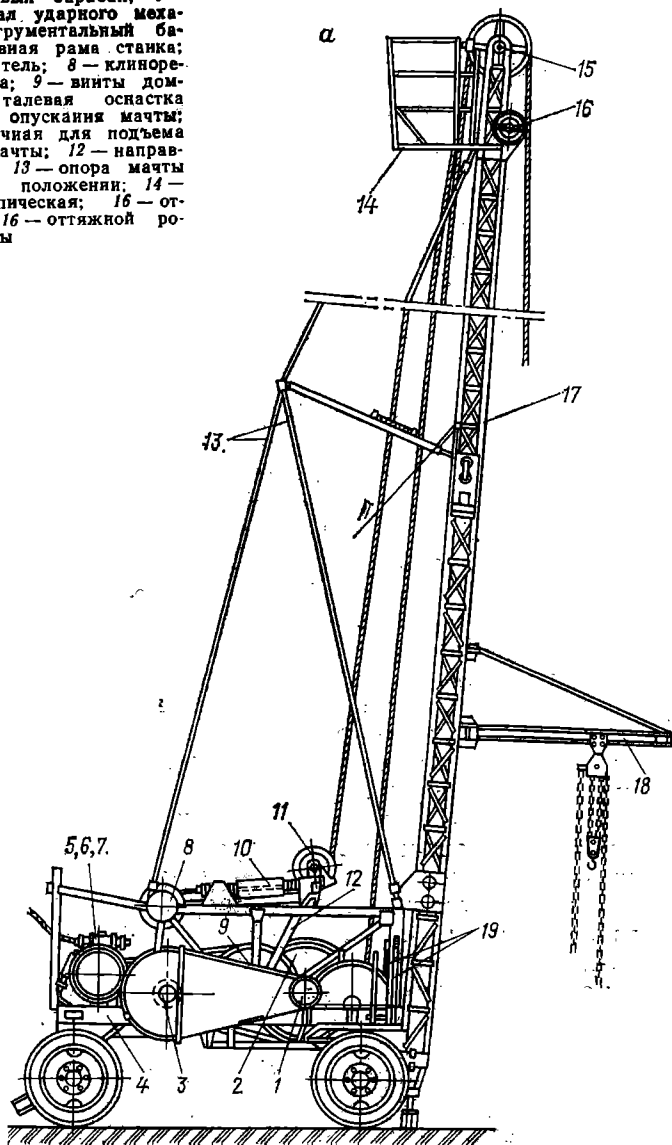
Талевый барабан предназначен для выполнения операций по спуску и подъему обсадных колонн. Мачта станка башенного типа. При транспортировке станка верхняя часть мачты telesкопически опускается и мачта укладывается в горизонтальном положении. Выдвижение верхней части мачты и приведение ее в рабочее положение предусматривают опору звена на кулачки и закрепление ее болтами. К мачте крепят кран-укосину, которую используют для вспомогательных работ, сборки и разборки бурового снаряда.

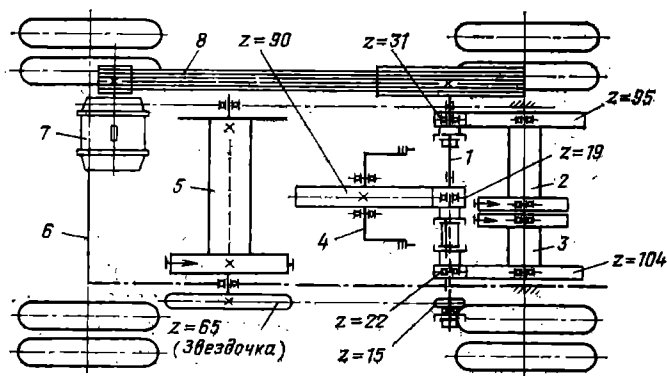
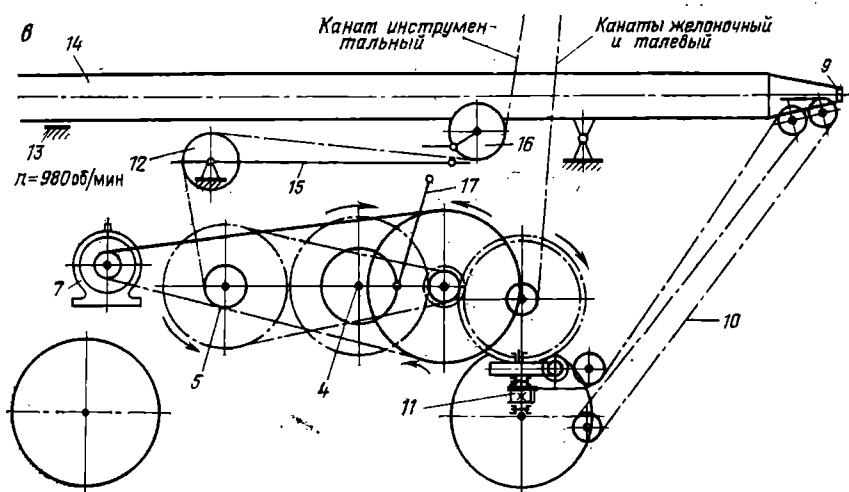
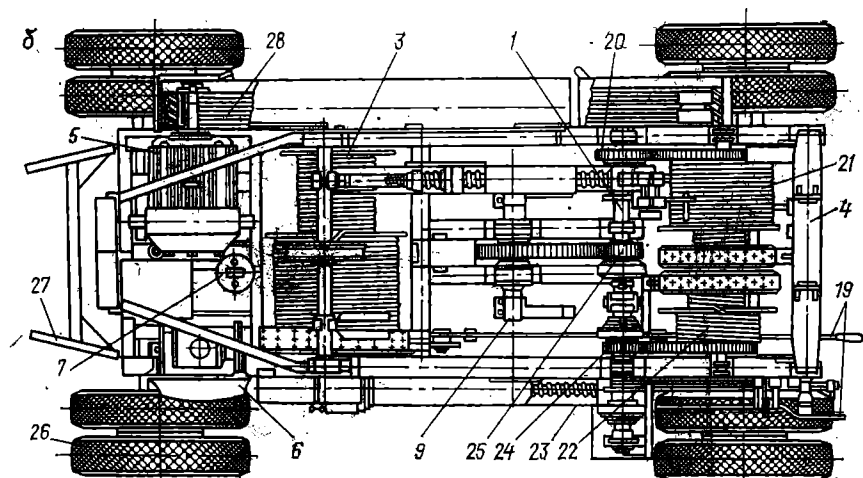
На общей оси расположены ролики инструментального и желоночного барабанов, ниже которых установлены три талевых ролика. Для безопасного обслуживания верхних роликов на мачте имеется огражденная площадка. При бурении мачта укрепляется канатными растяжками, в нижней ее части расположен винтовой домкрат.

Управление станком осуществляется рукоятками рычагов, которые выведены на лицевую сторону станка. Электродвигатель включается магнитным трехполюсным контактором типа КТ-33. Кнопочное управление электродвигателем находится у пульта бурильщика. Три максимальных серийных реле типа РЭ 211/01 обеспечивают защиту электродвигателя от токов

Рис. 1.1. Буровой станок УГБ-ЗУК:

а — вид сбоку; б — в плане: 1 — главный вал; 2 — приводной шкив; 3 — инструментальный барабан; 4 — рама станка; 5, 6, 7 — электродвигатель, магнитный пускатель, трансформатор понижающий; 8 — направляющий ролик; 9 — ударный вал; 10 — оттяжная (балансирная) рама; 11 — оттяжной ролик; 12 — шатуны; 13 — трубчатые растяжки мачты; 14 — полати; 15, 16 — ролики инструментального и желоночного барабанов и талевой системы; 17 — мачта; 18 — кран-укосина; 19 — рукоятки управления станком; 20 — шестерня для привода желоночного барабана; 21 — желоночный барабан; 22 — талевый барабан; 23 — цепная передача; 24 — шестерня для привода талевого барабана; 25 — шестерня для привода ударного механизма; 26 — колеса; 27 — скоба; 28 — клиноременная передача; в — кинематическая схема: 1 — главный вал; 2 — желоночный барабан; 3 — талевый барабан; 4 — кривошипный вал ударного механизма; 5 — инструментальный барабан; 6 — основная рама станка; 7 — электродвигатель; 8 — клиноременная передача; 9 — винты домкратные; 10 — талевая оснастка для подъема и опускания мачты; 11 — лебедка ручная для подъема и опускания мачты; 12 — направляющий ролик; 13 — опора мачты в транспортном положении; 14 — мачта телескопическая; 15 — оттяжная рама; 16 — оттяжной ролик; 17 — шатуны





Продолжение рис. 1.1.

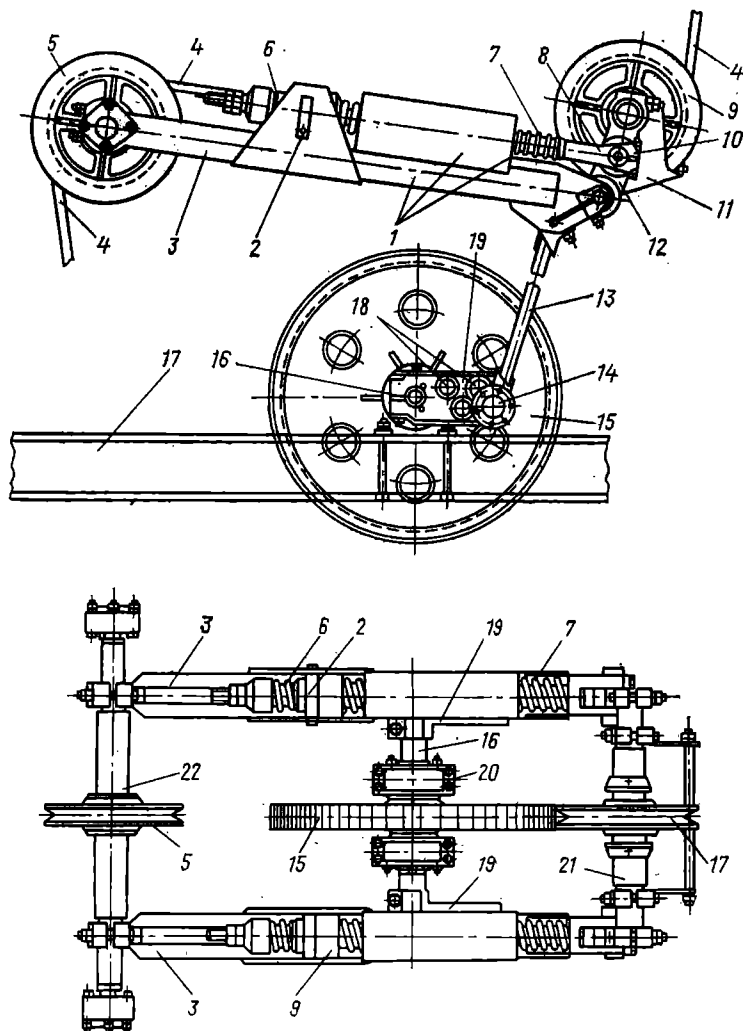


Рис. 1.2. Ударный механизм станка УГБ-ЗУК:

1 — оттяжная рама; 2 — опора для пружины; 3 — швеллерные балки оттяжной рамы; 4 — канат; 5 — направляющий ролик; 6 и 7 — пружины амортизатора; 8 — шток; 9 — оттяжной ролик; 10 — ось; 11 — предохранительная скоба; 12 — коромысло; 13 — шатун; 14 — палец; 15 — шестерня ударного механизма; 16 — вал ударного механизма; 17 — рама станка; 18 — отверстия в кривошипах; 19 — кривошипы; 20 — подшипники ударного вала; 21 — передняя ось; 22 — задняя ось

короткого замыкания. Реверсирование электродвигателя осуществляется трехполюсным переключателем. Корпуса электродвигателя и шкафа должны быть надежно заземлены.

Буровой станок УГБ-4УК. Конструкция этого станка (рис. 1.3) отличается от конструкции УГБ-ЗУК тем, что он имеет

Рис. 1.3. Буровой станок УГБ-4УК:

a — вид сбоку; *б* — вид сверху: 1 — главный вал; 2 — клиноременная передача; 3 — электродвигатель; 4 — инструментальный барабан; 5 — станина станка; 6 — вал ударного механизма; 7 — рычаг тормоза талевого барабана; 8 — рычаг тормоза инструментального барабана; 9 — талевый барабан; 10 — желоночный барабан; 11 — оттяжной ролик; 12 — оттяжная рама; 13 — направляющий ролик; 14 — кнопочный пускатель; 15 — рычаги управления станком; 16 — мачта; 17 — укосина с блоком; 18 — трубчатые растяжки

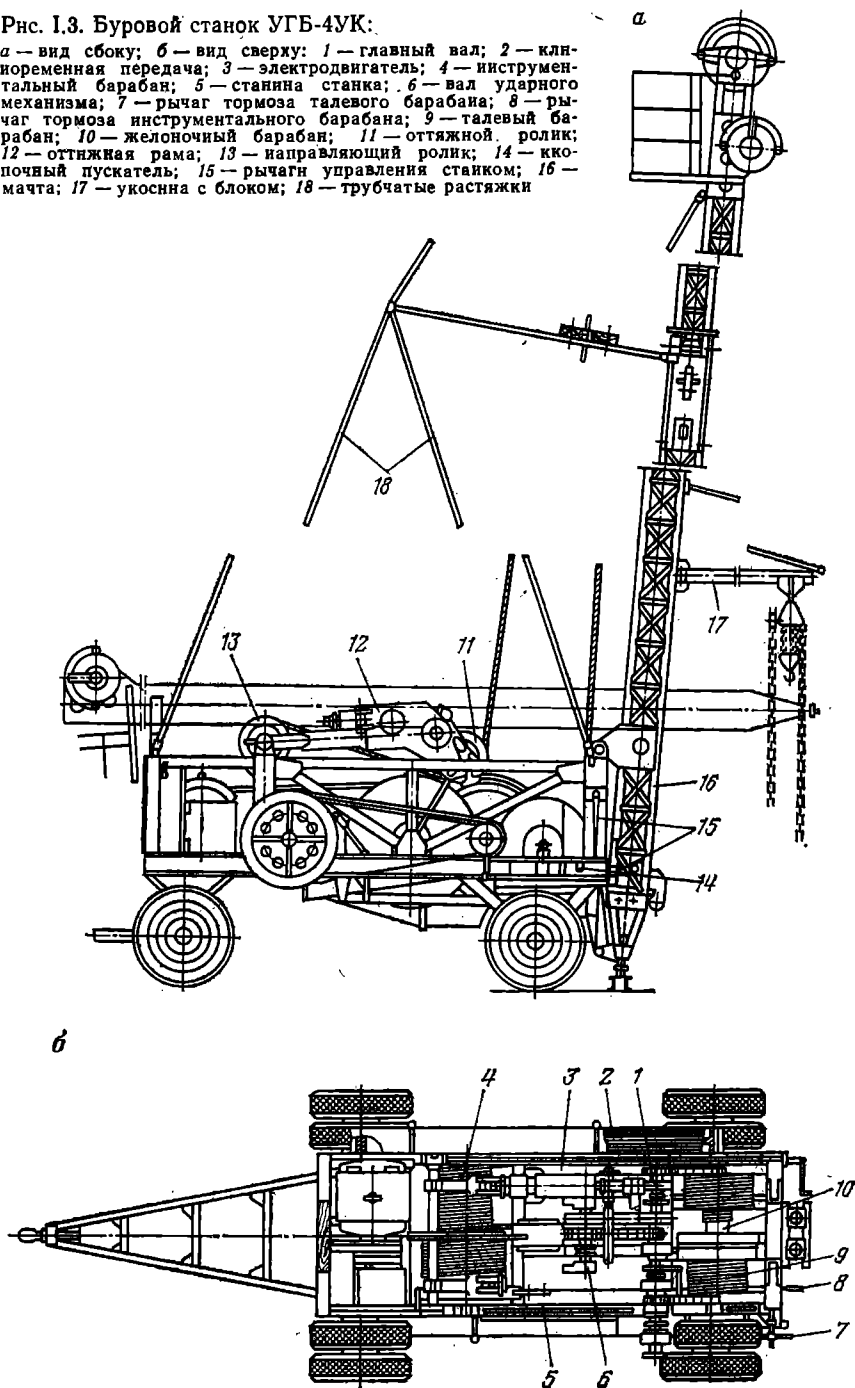


Таблица 1.1

Технические характеристики станков

Показатели	УГБ-ЗУК	УГБ-4УК
Глубина бурения, м:		
максимальная	300	500
рекомендуемая	100	<150
Максимальный диаметр скважины, мм	600	900
Максимальная масса бурового снаряда, кг	1 300	2 500
Тип электрического двигателя	АО-73-6	АО-93-08
Частота вращения, об/мин	980	735
Мощность двигателя, кВт	20	40
Привод от двигателя	Клиноременный	
Число ударов бурового снаряда в 1 мин	40, 45, 50	
Высота подъема бурового снаряда над забоем, м	0,35—1,0	0,5—1,0
Грузоподъемность барабана, кг:		
инструментального	2 000	3 000
желоночного	1 300	2 000
талевого	1 500	3 000
Средняя скорость навивки канатов на барабан, м/с:		
инструментального	1,1—1,37	1,1; 1,25; 1,42
желоночного	1,26—1,56	1,21; 1,38; 1,68
талевого	0,8—1,02	0,95; 1,08; 1,22
Диаметр каната, мм:		
инструментального	22	26
желоночного	15,5	17,5
талевого	15,5	22
Канатоемкость барабанов, м:		
инструментального	350	500
желоночного	350	500
талевого	135	210
Высота мачты, м	12,25	16,0
Грузоподъемность мачты, т	12,0	25,0
Габаритные размеры станка, м:		
в рабочем положении	5 800×2 300×12 750	10 000×2 640×16 300
в транспортном положении	8 670×2 300×2 750	8 000×2 640×3 500
Масса станка, т	7,6	16,3

более высокую мачту, позволяющую успешно работать с длинными обсадными трубами. Кроме того, у него более совершенная конструкция компенсаторов на ударном механизме. Краткие технические характеристики станков УГБ-ЗУК и УГБ-4УК приведены в табл. 1.1.

Использование вибромолотов и вибраторов для извлечения обсадных труб создает дополнительные нагрузки на мачту станка, поэтому в ряде организаций применяют дополнительные опоры под мачту.

Буровая установка БУГ-100М позволяет осуществлять ударное бурение в сочетании с вращением обсадной колонны (рис. 1.4). Установка разработана на базе станка БУК-75-2М и отличается от нее более совершенной конструкцией. В состав установки входят: буровой станок, металлическая вышка, трубные ключи, подкатные оси и буровой инструмент. Станок (рис. 1.5) состоит из двигателя Д-37, коробки передач, лебедки, оттяжного устройства и механизма расхаживания труб. Все узлы смонтированы на раме. Вышка башенного типа позволяет использовать одно- или трехструнную талевую оснастку; поднимается и опускается она с помощью лебедки станка. Обсадные трубы расхаживаются специальными ключами, приводимыми в действие кривошипно-рычажным устройством. В комплект оборудования входят ключи для расхаживания труб диаметрами 426, 377, 325, 273, 219 и 168 мм. Подкатные оси ПО-6 применяют для перевозки станка. Буровая установка БУГ-100М используется для проходки в рыхлых несвязных и крупнообломочных породах. Состав бригады — бурильщик и рабочий. Установка БУГ-100М разработана Гидропроектom.

Краткая техническая характеристика

Глубина бурения, м	100
Диаметр обсадной колонны, мм	168—426
Мощность двигателя, кВт	29
Вышка:	
высота, м	11, 35
грузоподъемность, кг	10 000
масса, кг	2500
Максимальный крутящий момент механизма расхаживания труб, кН·м	20
Угол поворота ключей за один ход, градус	25
Число ходов в 1 мин	30, 60
Подкатные оси ПО-6:	
число	2
грузоподъемность, кг	4000—5000
масса, кг	1100

Буровой станок «Супер ЭДФ-55 Беното» (Франция) отличается от обычных станков ударного бурения тем, что в качестве породоразрушающего инструмента в нем используются грейфер и специальные желонки.

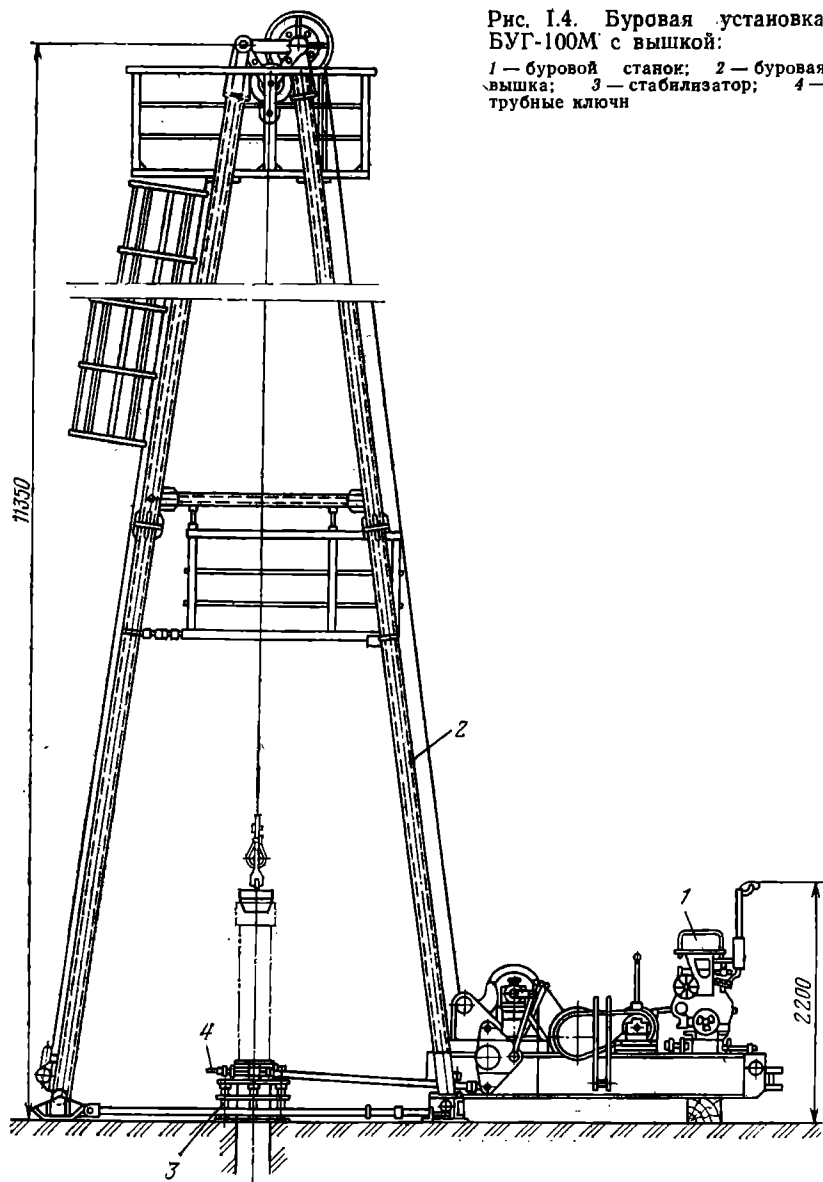
Техническая характеристика

Диаметр скважины, мм	430—1200
Глубина бурения, м	100
Мощность дизельного привода, кВт	137
Габариты, мм:	
в рабочем положении	8700×3650×13 500
в транспортном положении	1200×2500×3800
Масса установки, т	32

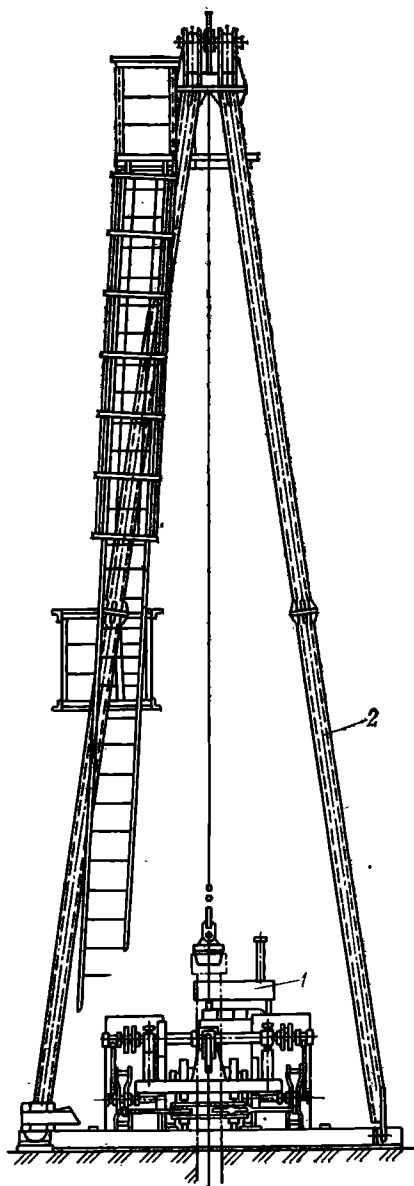
Станок имеет две лебедки — основную и вспомогательную — грузоподъемностью соответственно 2,5 и 1,0 т. Все механизмы станка гидрофицированы 12 гидроцилиндрами и пятью масло-

Рис. 1.4. Буровая установка БУГ-100М с вышкой:

1 — буровой станок; 2 — буровая вышка; 3 — стабилизатор; 4 — трубные ключи



насосами. Станок передвигается специальным гидравлическим устройством. Давление станка на грунт составляет 0,03 МПа, что позволяет ему работать на слабых грунтах. Гидравлические домкраты дают возможность задавливать обсадные трубы с силой 100—180 кН и извлекать их с силой 600 кН. Возвратно-враща-



тельное движение труб двумя гидравлическими цилиндрами с силой 300 кН позволяет принудительно спускать трубы на проектную глубину и извлекать их. Обсадные трубы имеют двойную стенку с зазором 15 и 20 мм, жестко связаны поперечными ребрами. Длина звеньев труб равна 2, 4 и 6 м; размеры труб: 670/600, 880/800, 970/890, 1080/1000, 1180/1100 (в числителе—наружный диаметр, мм, в знаменателе — внутренний диаметр, мм). Трубы соединяются на резьбе.

Башмак длиной 750 мм имеет зубья, армированные твердым сплавом, и диаметр, превышающий диаметр труб. Станок снабжен подъемником для подтаскивания и поднятия труб, грузов и инструментов.

Грейфер в зависимости от диаметра имеет массу от 1,150 до 1,415 т.

Станки 20ТН и 50ТН фирмы «Като» (Япония) позволяют использовать схему ударно-канатного и роторного бурения. Станок приспособлен для бурения с прямой и обратной промывкой (табл. 1.2). При ударном бурении используются долота и грейферы.

Станок К1/Т100 (ГДР) предназначен для ударного бурения скважин с обсадными трубами диаметром от 620 до 1020 мм, глубина бурения 10 м.

Гидравлическая система позволяет задавливать и проворачивать трубы с максимальным крутящим моментом 468 кН·м; усилие задавливания равно 40, извлечения — 580 кН. Габаритные размеры в транспортном положении: длина 11 000, ширина 3500, высота 3800 мм, масса 16,8 т. Станок при диаметре скважины 1000 мм обеспечивает

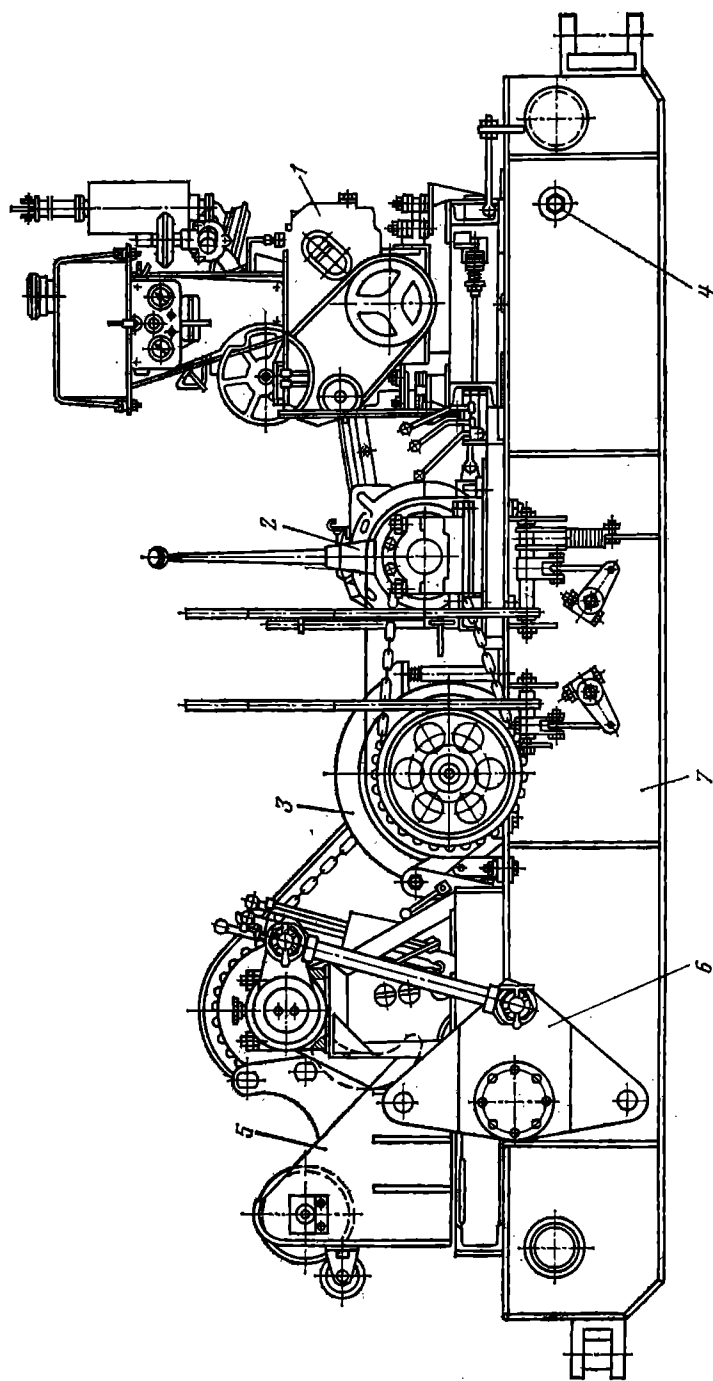


Рис. 1.5. Буровой станок БУГ-100М:

1 — двигатель ДЗ7МС-2; 2 — коробка передач; 3 — планетарная лебедка; 4 — болт; 5 — оттяжное устройство; 6 — механизм расширения; 7 — рама

Таблица 1.2

Краткая техническая характеристика станков

Показатели	20ТН	50ТН
Глубина бурения, м	30	300
Диаметр скважины, мм	<2000	<2000
Крутящий момент вращения обсадных труб, кН·м	4,6	19,3
Мощность дизельного двигателя, кВт	48	95
Число дизелей	2	2
Габариты в рабочем положении, мм:		
длина	7 860	10 300
ширина	3 700	4 500
высота	14 500	15 800
Масса, т	31	50

высокие скорости бурения: в песках 1,55, в глинах 1,0—1,26, валунистых суглинках и гальке 0,96 м/ч.

В ряде установок, выпускаемых за рубежом, используются погружные пневмоударники и более дешевые сварные обсадные трубы. Задавливание и извлечение обсадных труб осуществляют в ряде установок с помощью полиспастных систем. Анкерные якоря или гидродомкраты двойного действия крепят установку к грунту с усилием до 2 МН. Для предохранения подземных вод от загрязнения внедряется затрубное цементирование. Большая часть буровых установок монтируется на прицепах.

В гравийно-галечниковых отложениях широко используют грейферы различных конструкций.

В сложных горно-геологических условиях применяют установки комбинированного ударно-канатно-роторного бурения. Ротор чаще всего подвижной конструкции. Для увеличения грузоподъемности мачт могут устанавливаться дополнительные А-образные опоры, что повышает грузоподъемность мачты до 1,5 раз.

В современных буровых установках кулачковые, зубчатые и другие аналогичные им типы муфт заменены шино-пневматическими. Для свинчивания и развинчивания обсадных колонн, подтягивания инструмента и других вспомогательных операций применяют простые средства механизации. Фирма «Санерсон-Циклон» (США) выпускает установки ударного бурения восьми типоразмеров для скважин диаметром 167—300 мм.

Фирма «Стардрилл-Кейстои» изготавливает станок К-51 для бурения скважин диаметром 360 мм на глубину до 150 м.

§ 2. БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

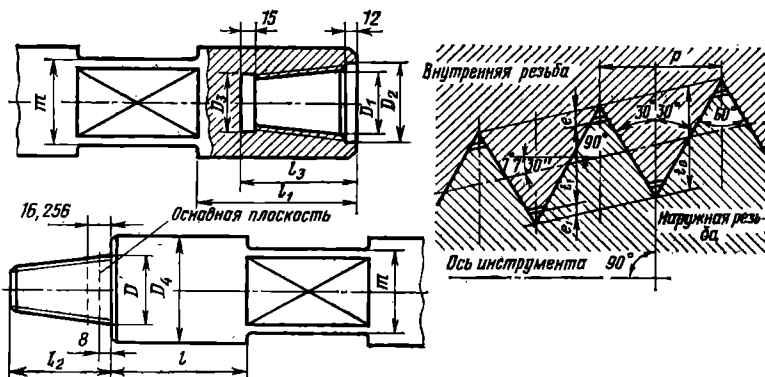
Буровой снаряд состоит из долота, ударной штанги, раздвижной штанги и канатного замка (рис. 1.6). Детали бурового снаряда соединяются между собой при помощи резьбового конусного соединения (рис. 1.7.). Размеры соединений приведены в табл. 1.3. Свинчивание деталей должно быть плотным, без зазоров на торцах соединяемых деталей, иначе ударная нагрузка будет передаваться на резьбу и соединение развинтится. Долота предназначены для разрушения породы на забое и обработки стенок скважины. Оно состоит из корпуса, имеющего желоба для прохода шлама и воды, рабочей части с лезвиями, шейки с пазами для ключа и резьбовой головки. Шейка имеет насечки для облегчения извлечения долота из скважины. Рациональный угол приострения долота для мягких пород составляет 70° — 80° , для средних 90° — 105° , для твердых 110° — 120° , для крепких до 140° . Нужный угол приострения дается долоту при его заправке. Долота изготавливаются из стали марок У8, У7, С63 и т. п. Послековки долота отжигают, чтобы твердость их была 180—220 по Бринеллю. Лезвия долот закаливаются на высоту до полуторной толщины, твердость закаленной части составляет 350—400 по Бринеллю. На шейке долота имеется клеймо с указанием основных размеров долота и заводского номера.

Угол скоса головки долота уменьшает силы трения долота о стенки скважины; для крепких пород он равен 5° , для мягких 7° .

Рис. 1.6. Буровой снаряд:

1 — долото; 2 — ударная штанга; 3 — раздвижная штанга; 4 — канатный замок; 5 — канат

Рис. 1.7. Резьбовое конусное соединение



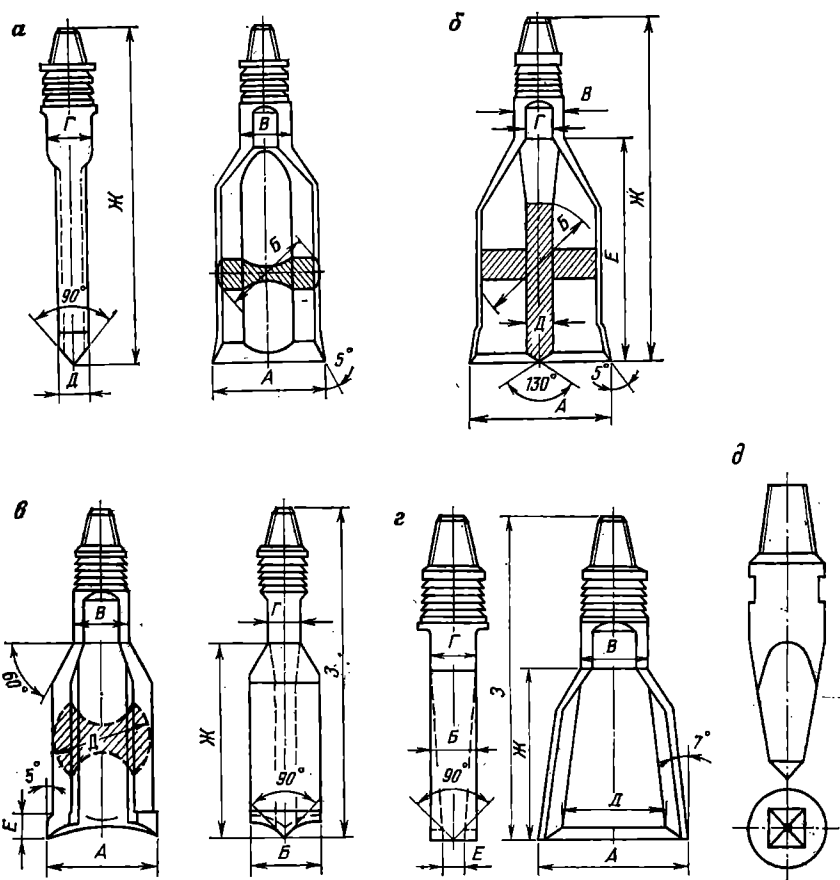


Рис. 1.8. Долота:

a — плоское; *b* — крестовое; *в* — округляющее; *г* — двутавровое; *д* — пирамидальное

В крепких породах применяют долота, имеющие вогнутый контур лезвия; угол наклона достигает 3—6°.

Площадь соприкосновения рабочих лезвий долота с породой характеризует поверхность долота; она измеряется в процентах от площади забоя. В мягких и средних по твердости породах площадь дробящей поверхности составляет 40—50 %, в крепких породах — 80 %.

Долота плоские (рис. 1.8, *a*) предназначены для бурения не трещиноватых плотных пород. Различают облегченные и тяжелые долота. Первые применяются для бурения твердых пород и имеют дробящую поверхность 50—60 %. В трещиноватых и твердых, в неоднородных по твердости породах и при наличии

Таблица 1.3

Резьбовое конусное замковое соединение (размеры, мм)

Число ятык на 25,4 мм	Шаг резьбы, мм	D	D_1	D_2	D_3	D_4	l
8	3,175	38,009	34,001	40	28	52	65
8	3,175	57,149	53,051	60	39	82	90
7	3,629	79,223	74,547	82	56	112	130
7	3,629	97,251	92,575	100	70	140	155
7	3,629	109,355	104,679	112	80	165	180
7	3,629	129,786	124,110	132	96	188	190
7	3,629	152,824	148,148	156	110	220	205

Примечание. Конусность 1 : 4.

твердых включений в виде валунов, желваков и применяют крестовые (рис. 1.8, б), а также округляющие (рис. 1.8, в) долота. Плоские долота недостаточно обрабатывают стенки скважины, поэтому более широкое применение в практике получили двутавровые долота (рис. 1.8, г), имеющие поперечные лезвия на внешнем контуре долота. Основные размеры долот приведены в табл. 1.4.

В ПГО «Севостокгеология» разработаны и серийно выпускаются долота диаметром 191 мм со сменными лезвиями. На корпус долота могут устанавливаться лезвия с различными видами режущей части. По мере износа лезвие заменяется непосредственно на буровой.

Эксцентричные долота имеют рабочее лезвие, смещенное относительно тела. Это обеспечивает свободный спуск долота в обсадной колонне и возможность бурения ствола диаметром, большим внешнего размера обсадной колонны. Эти долота применяются для подработки стенок скважины и посадки обсадных труб на большую глубину. Валун дробят пирамидальным долотом (рис. 1.8, д). В пластичных породах бурение может вестись завивными стаканами (рис. 1.9). Желонки применяют для бурения рыхлых пород и удаления шлама при использовании долот в твердых и крепких породах. Желонки изготавливаются из обсадных труб и отличаются главным образом конструкцией клапанного узла (рис. 1.10, а, б, в). Желонки с плоским клапаном применяют для проходки рыхлых водонасыщенных песков и извлечения шлама. В уплотненных водонасыщенных песках хорошие результаты обеспечиваются желонками с полусферическим клапаном и языком. При ударе такой желонки о забой язык разрушает породу и способствует лучшему заполнению желонки породой. Такими же качествами обладают желонки с ножом, установленным на башмаке. Поршневая же-

l_1	l_2	l_3	m	t_0	t_1	ϵ	ϵ_1
90	52	65	38	2,735	2,113	0,343	0,279
155	78	90	58	2,735	2,113	0,343	0,279
230	102	115	84	2,126	2,402	0,394	0,330
280	115	130	102	3,126	2,402	0,394	0,330
300	128	142	128	3,126	2,402	0,394	0,330
300	140	155	140	3,126	2,402	0,394	0,330
330	178	195	152	3,126	2,402	0,394	0,330

лоика (рис. 1.10, *г*) применяется в случае, когда необходимо удалить разжиженный шлам из скважины, а также для проходки водоносных песков и плывунов. Размеры желонки приведены в табл. 1.5.

В песчано-гравийных отложениях проходка может осуществляться с применением желонки, изготовленных из толстостенных обсадных труб с толстостенным башмаком. Для увеличения энергии удара над желонкой можно устанавливать ударную штангу. Для того чтобы желонка не заклинивалась в трубах, ее наружный диаметр должен быть не более $(0,75-0,8)D_{\text{вн}}$, где $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр обсадной колонны, в которую спускают желонку. Ударные штанги изготовляют гладкоствольными (рис. 1.11, *а*) и с высаженными концами (рис. 1.11, *б*). Последние используют, когда необходимо уменьшить массу бурового снаряда. Диаметр ударной штанги составляет обычно от 0,66 до 0,75 диаметра долота. Основные размеры ударных штанг приведены в табл. 1.6.

Площадки-выемки служат для установки ключа (рис. 1.12, табл. 1.7), а также для закрепления забивных плашек.

Раздвижные штанги (рис. 1.13) служат для облегчения выбивания бурового снаряда из трещиноватых и вязких пород. Ход раздвижной штанги около 150 мм, при ловильных работах применяются штанги с ходом до 500 мм. Раздвижные штанги изготовляются из вязкой высококачественной стали. Основные размеры раздвижных штанг приведены в табл. 1.8.

Канатный замок соединяет канат с буровым снарядом. Обычно применяют замки с подвижной втулкой, что позволяет буровому снаряду проворачиваться (рис. 1.14). При ударе канат закручивается, а при подъеме бурового снаряда раскручивается. Поэтому при ударе канат вместе с втулкой проворачивается в корпусе замка, а при подъеме снаряд поворачивается

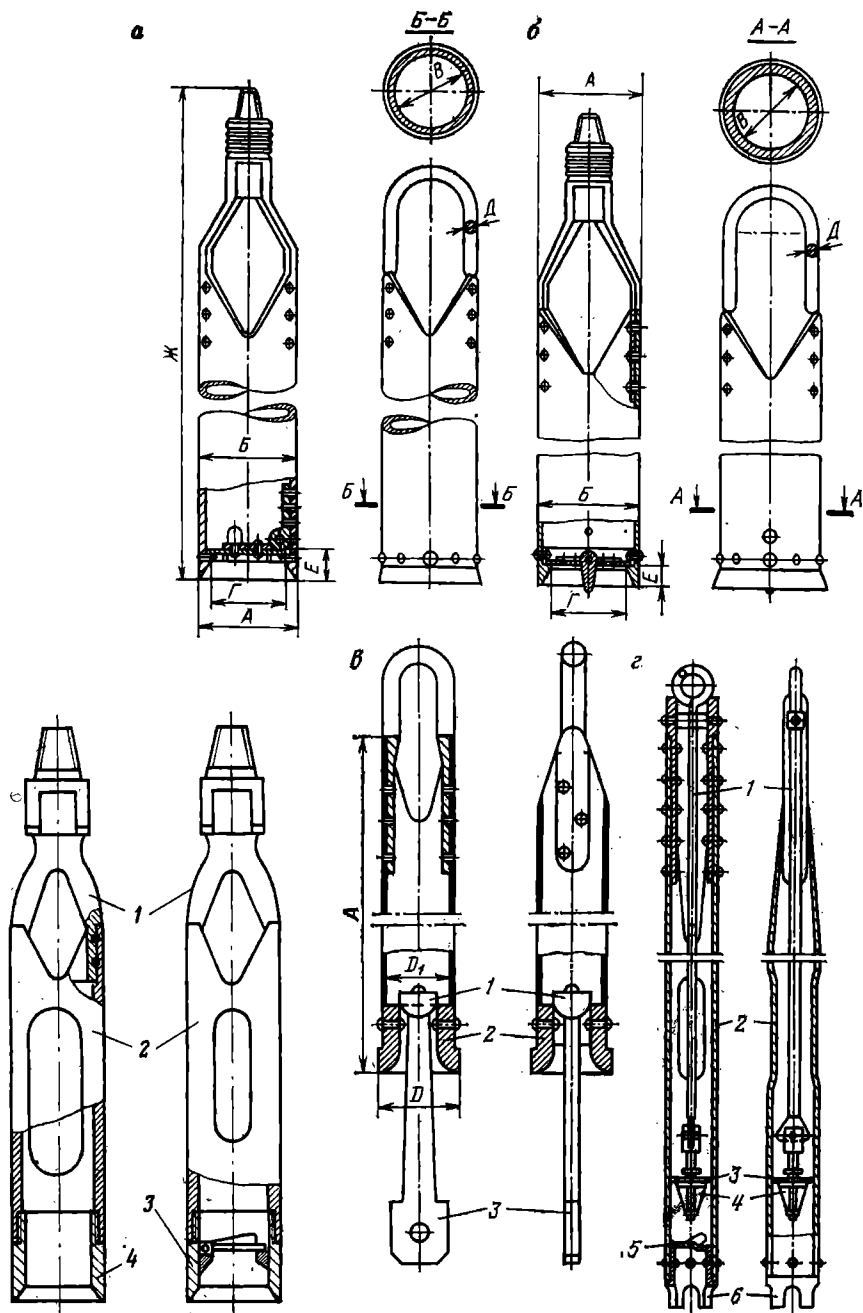


Рис. 1.9. Забивные стаканы:

1 — вилка; 2 — корпус; 3 — башмак с клапаном; 4 — башмак без клапана

Рис. 1.10. Желонки:

а — с плоским одностворчатым клапаном; б — с плоским двустворчатым клапаном; в — с полусферическим клапаном и языком: 1 — клапан, 2 — башмак, 3 — язык; г — поршневая: 1 — шток, 2 — окно, 3 — клапан, 4 — поршень, 5 — корпус, 6 — башмак

Т а б л и ц а I.4

Размеры долот, мм (рис. I.8)

А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	Масса, кг
<i>Долота плоские</i>								
148	128	112	84	64	310	650		42
198	178	140	102	70	365	750		70
248	228	165	128	85	420	850		120
298	278	165	128	85	470	900		140
345	322	188	140	90	530	1000		180
395	370	188	140	92	580	1050		220
445	420	220	152	95	550	1100		280
495	468	220	152	115	600	1150		340
595	570	220	152	140	650	1200		450
695	665	220	152	150	750	1300		520
<i>Долота крестовые</i>								
148	128	112	84	50	660	1000		66
198	178	140	102	60	715	1100		140
248	228	165	128	65	770	1200		210
298	278	165	128	70	770	1200		230
345	325	188	140	70	830	1300		350
395	370	188	140	70	830	1300		390
445	420	220	152	80	850	1400		580
495	470	220	152	90	950	1500		690
595	570	220	152	100	950	1500		980
<i>Долота округляющие</i>								
148	90	112	84	125	50	810	1150	85
195	120	140	120	172	60	815	1200	120
245	160	165	128	220	65	870	1300	200
295	200	165	128	270	75	870	1300	310
345	230	188	140	320	85	880	1350	370
395	260	188	140	350	90	880	1350	398
445	300	220	152	400	95	950	1500	596
495	330	220	152	450	100	950	1500	700
595	400	220	152	550	140	950	1500	900
695	470	220	152	650	150	950	1500	1400
<i>Долота двутавровые</i>								
148	84	112	84	88	25	310	650	42,5
198	102	140	102	126	30	365	750	70
248	128	165	128	165	35	420	850	93
298	128	165	128	220	35	470	900	120
345	150	188	140	250	40	530	1000	180
395	140	188	140	300	—	580	1060	200
445	152	220	152	325	40	550	1100	320
495	152	220	152	375	50	600	1150	400
595	152	220	152	475	50	650	1200	440
695	152	220	152	575	60	750	1300	520
975	152	220	152	675	60	860	1400	570
850	152	220	152	730	60	950	1500	630

Таблица 1.5

Размеры желонки, мм (рис. 1.10)

А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	Масса, кг
<i>Желонки с плоским одностворчатым клапаном</i>							
120	114	92	85	25	39	6175	85
173	168	140	125	30	55	4475	181
225	219	190	170	35	62	4450	248
285	273	235	215	40	80	4590	334
<i>Желонки с плоским двустворчатым клапаном</i>							
335	325	260	245	40	60	4580	409
390	377	314	295	45	70	4720	522
435	426	356	340	55	75	4800	635
530	529	450	430	55	80	3900	800

Таблица 1.6

Размеры ударных штанг, мм (рис. 1.11)

А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	Масса, кг
<i>Штанги ударные гладкоствольные</i>								
112	180	220	84	130	225	6000		460
112	180	220	84	130	225	4000		303
140	190	235	102	140	250	6000		704
140	190	235	102	140	250	4000		464
165	210	250	128	150	300	6000		990
165	210	250	128	150	300	4000		600
165	210	250	128	150	300	2000		320
188	230	280	140	160	325	6000		1290
188	230	280	140	160	325	4000		845
188	230	280	140	160	325	2000		410
220	260	320	152	175	400	4000		1120
220	260	320	152	175	400	2000		530
<i>Ударные штанги с высаженными концами</i>								
112	180	220	84	130	225	6000	82	270
112	180	220	84	130	225	4000	82	183
140	190	235	102	140	250	6000	100	400
140	190	235	102	140	250	4000	100	272
165	210	250	128	150	300	6000	125	630
165	210	250	128	150	300	4000	125	380
188	230	280	140	160	325	6000	138	700
188	230	280	140	160	325	4000	138	545
220	260	320	152	175	400	4000	150	670
220	260	320	152	175	400	6000	150	910

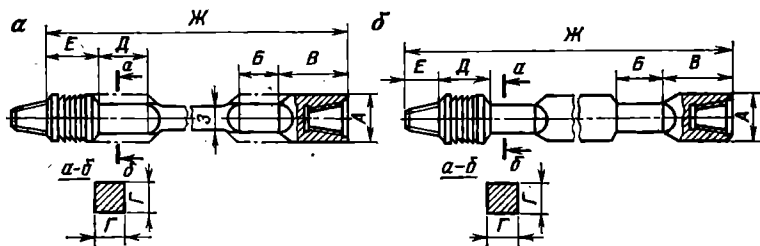


Рис. 1.11. Ударные штанги:

а — гладкостыльная; б — с высаженными концами

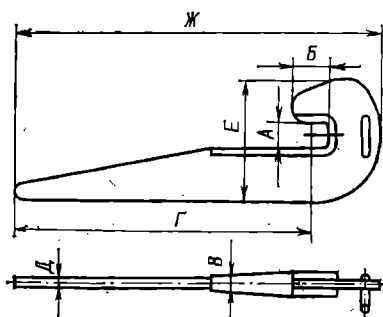


Рис. 1.12. Инструментальный ключ

ется вместе с раскручивающимся канатом. Втулку смазывают через отверстия в теле замка. Основные размеры канатных замков приведены в табл. 1.9.

Переводники (рис. 1.15) применяются для соединения деталей, имеющих разные резьбы (табл. 1.10). Для свинчивания и развинчивания бурового снаряда применяют ключи. В некоторых случаях для плотного свинчивания деталей используют затяжные трещотки, позволяющие получить усилие на конце ключа до 30 кН.

Комплект инструмента к установкам БУК-75-2М и БУГ-100М состоит из двух ударных патронов диаметром 127 и 168 мм,

Таблица 1.7

Размеры инструментальных ключей, мм (рис. 1.12)

Условный размер шейки инструмента, мм	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	Масса, кг
112	84	110	80	1200	30	426	1435	67
140	102	135	90	1200	40	480	1470	101
165	128	150	100	1200	40	570	1495	115
188	140	170	100	1200	40	582	1505	119
220	152	228	120	1400	40	614	1742	152

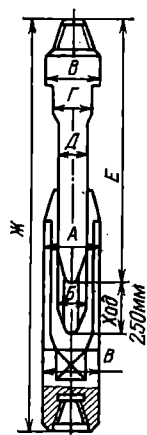


Рис. I.13. Раздвижная штанга

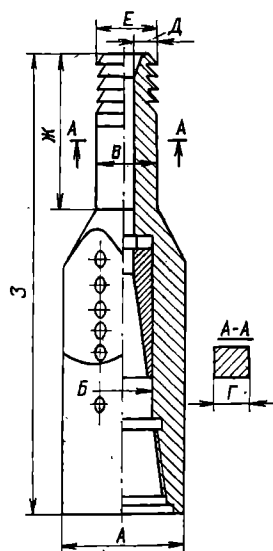


Рис. I.14. Канатный замок

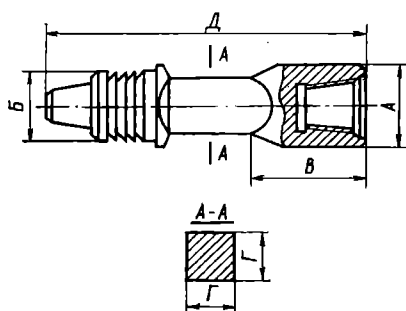


Рис. I.15. Резьбовой переводник

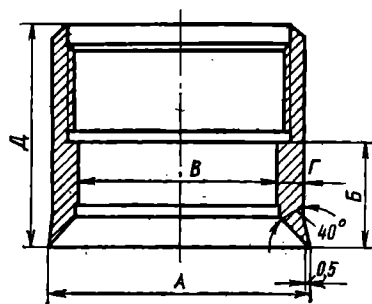


Рис. I.16. Трубный башмак

разъемных и неразъемных клапанных стаканов диаметром 127, 168, 219, 273 и 325 мм, трех желонки диаметром 127, 168 и 219 мм, одной утяжеленной штанги массой 85 кг (длина

Таблица I.8

Размеры раздвижной штанги, мм (рис. I.13)

А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	Масса, кг
120	45	112	84	60	1050	1620	112
160	55	140	102	75	1175	1795	166
190	70	165	128	100	1258	1920	245
220	85	188	140	125	1320	2030	340
260	100	220	152	150	1453	2235	490

Таблица 1.9

Размеры канатных замков, мм (рис. 1.14)

А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	Масса, кг
112	48	112	84	25	108	240	600	37,7
140	65	112	102	30	108	280	700	55,8
165	65	112	128	30	108	280	750	77,2
188	85	112	140	30	108	280	800	95,0
220	85	112	152	30	108	280	900	127,0

1000 мм, диаметр 125 мм) и грунтоноса. Ударные стаканы в установках БУГ-100М и БУК-75-2М могут вращаться вместе с обсадной трубой. Для этого на внутренней поверхности первой обсадной трубы имеются две внутренние, а на наружной поверхности буровых стаканов две наружные шпонки. Вращение обсадных труб в этом случае передается буровому стакану.

Трубные башмаки (рис. 1.16) предохраняют нижний конец обсадных труб от деформации, а также служат для срезания породы при посадке обсадных труб. Режущую кромку башмака закаливают на высоту, равную двойной толщине стенки. Наружный диаметр башмака на 2—4 мм больше наружного диаметра муфты. При посадке обсадных труб с вращением применяют фрезерные башмаки. Размеры трубных башмаков приведены в табл. 1.11.

Принудительная посадка обсадных труб производится обычно их забиванием специальными снарядами. На верхний конец обсадных труб навинчивают забивную головку для предотвращения их от повреждения. Забивную головку ввинчивают в муфту до упора с обсадной трубой. Применяют обычные (рис. 1.17, а) и многоступенчатые (рис. 1.17, б) забивные головки (табл. 1.12). Для забивки используют забивной снаряд (рис. 1.18) и забивные устройства, состоящие из ударной штанги

Таблица 1.10

Размеры резьбовых переводников, мм (рис. 1.15)

А	Б	В	Г	Д	Масса, кг
140	112	235	102	650	50
165	140	260	129	750	88
188	155	280	140	800	120
220	188	320	152	900	173
188	140	280	140	775	112
220	165	320	152	880	165

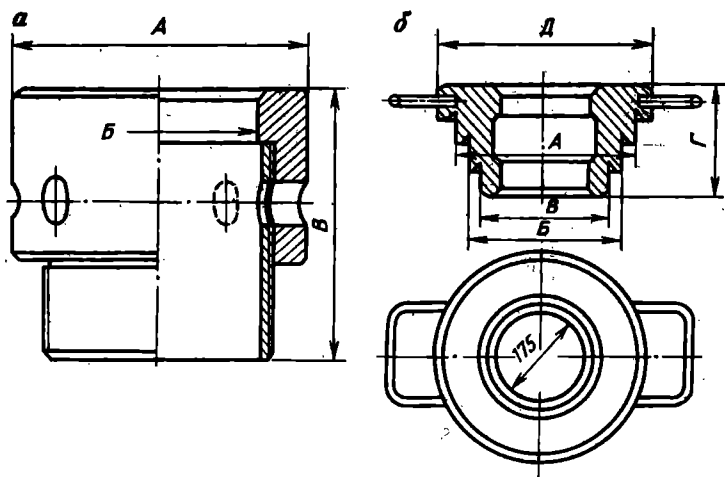


Рис. I.17. Забивные головки:
а — обычная; б — многоступенчатая

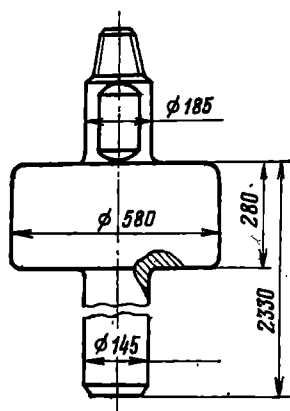


Рис. I.18. Забивной снаряд

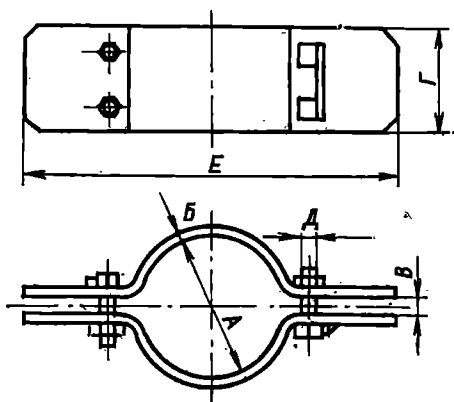


Рис. I.19. Хомут

с плашками. Такие снаряды применяют и для извлечения обсадных труб. Навинчивают и свинчивают башмаки и муфты обсадных труб шарнирными и цепными ключами. Хомуты (рис. I.19) для обсадных труб выпускаются различных размеров (табл. I.13). Для ловли оборванного каната применяют однорогий (рис. I.20, а) и вилкообразный с собачкой (рис. I.20, б) ерши. Последний используют для ловли каната, располагающегося в скважине в виде спирали, и для ловли желонки за ушко. Для того чтобы собачка не западала вверх, в окне вилки укреплена пружина, отталкивающая собачку в исходное горизонтальное по-

Таблица 1.11

Основные размеры башмаков, мм (рис. 1.16)

Диаметр обсадной трубы, мм	А	Б	В	Г	Д	Масса, кг
168	192	62,0	155	16,5	175	11
219	243	107,5	205	16,5	255	19
273	294	151,0	255	17,0	275	30
325	346	210,5	307	17,0	325	44
377	396	246,5	356	18,0	360	57
426	447	387,5	407	18,0	400	77

Примечание. Если колонну при ее посадке поворачивают, то рекомендуется применять башмаки фрезерного (зубчатого) типа.

ложение. Габариты однорогих ершей составляют 160 и 250 мм, вилкообразных — 185 и 285 мм.

Вилкообразный ерш применяют совместно с ловильными ножницами и короткой ударной штангой.

Ловильные ножницы имеют ход звеньев 500—600 мм и выпускаются размером 120 и 160 мм.

Для извлечения бурового снаряда применяют ловитель с плашками (рис. 1.21). Ловитель спускают в сборе с ловильными ножницами и короткой ударной штангой. Ловитель устанавливают на оставшийся в скважине инструмент и с помощью раздвижной штанги набивают на него. При движении ловителя вверх плашки скользят вниз и зажимают инструмент, который затем выбивают той же раздвижной штангой и извлекают из скважины. Наружный диаметр ловителей составляет 145, 190,

Таблица 1.12

Размеры забивных резбовых головок, мм (рис. 1.17)

Диаметр обсадной трубы, мм	А	Б	В	Г	Д	Масса, кг
-------------------------------	---	---	---	---	---	-----------

Обычные забивные головки

168	260	150	210,0			21
219	275	200	242,5			36
273	336	252	292,0			57
325	395	303	368,0			99
377	445	352	358,0			103

Многоступенчатые забивные головки

273, 325 и 377	347	295	245	210	400	94
426, 478 и 529	500	450	395	210	550	256
630 и 720	668	600	—	225	750	412

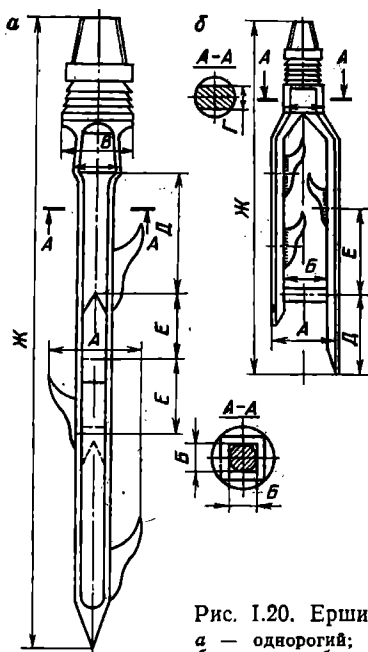


Рис. I.20. Ерши:
а — однорогий;
б — вилкообразный

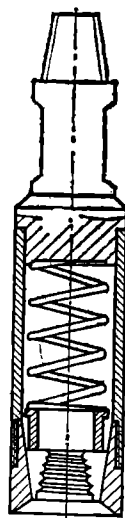


Рис. I.21.
Ловитель

285, 385 и 550 мм, условный диаметр проходного отверстия равен соответственно 103, 135, 160, 185, 215 мм.

Боковое долото (рис. I.22) применяют для разрушения обвалившейся породы вокруг прихваченного снаряда. Если снаряд прихвачен и его нельзя извлечь, то может быть применена канаторезка (рис. I.23). Мелкие предметы в скважине ловят

Таблица I.13

Основные размеры хомутов, мм (рис. I.19)

Диаметр обсадной трубы, мм	А	Б	В	Г	Д	Е	Масса, кг
168	170	20	15	150	24	640	41,0
219	220	20	20	150	24	680	43,3
273	275	22	25	200	27	750	64,8
325	327	22	25	200	27	800	70,0
377	380	22	30	200	27	850	75,0
426	430	22	30	200	27	900	81,0
478	480	25	40	250	30	950	90,7
529	535	25	50	250	30	1000	131,0
630	640	25	50	250	30	1100	147,0
720	745	25	60	250	30	1200	157,0
820	845	25	60	250	30	1300	177,5

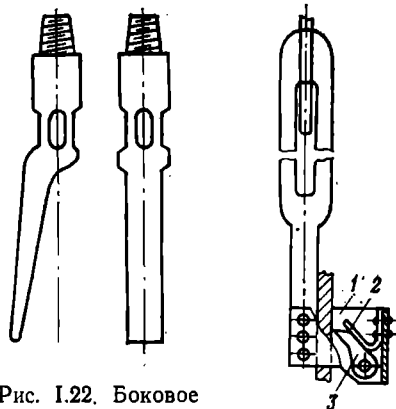


Рис. 1.22. Боковое долото

Рис. 1.23. Канаторезка:

1 — скоба; 2 — резак; 3 — пружина

пауками. Для разрушения оставшихся частей бурового снаряда и отвода их в сторону в скважине могут быть использованы взрывные способы.

§ 3. КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

При ударном бурении конструкции скважин характеризуются малым выходом обсадных колонн. В неустойчивых породах выход колонн составляет 30—60 м, в устойчивых породах при расширении ствола скважины — 80—120 м. В результате конструкции скважин получаются многоколонными, поэтому для достижения проектной глубины приходится использовать долота, начальный диаметр которых в 2—3 раза больше конечного. В этом заключается причина того, что ударное бурение применяют до глубин 150—200 м.

Первую обсадную трубу, выполняющую роль направления, устанавливают в отверстие рабочей площадки, ее длина должна быть 5—7 м; в нижней части расположен башмак, в верхней — забивная головка. Ударным снарядом с плашками забивают трубу в грунт, периодически проверяя ее вертикальность. В вязких породах доливают воду в трубы и шлам извлекают желонкой, в скальных породах скважину бурят долотами.

После посадки направляющей трубы бурят по обычной схеме ударно-канатного бурения. Муфты обсадных труб увеличивают габаритный размер обсадной колонны от 19 до 25 мм, поэтому их спускают в скважину с зазором, который обеспечивает свободный проход ее через предыдущую колонну. Обычно применяют колонны, отличающиеся по наружному диаметру приблизительно на 100 мм (например, 426, 325, 219 или 377, 273, 168 мм и т. п.), реже спускают смежные колонны (например,

Таблица 1.14

Диаметры обсадных труб и обточенных муфт, мм

Труба	Муфта	Обточенная муфта	Труба	Муфта	Обточенная муфта
114	133	127	325	351	340
127	146	140	340	365	356
140	159	152	351	376	367
168	188	180	377	402	390
194	216	210	406	432	420
219	245	235	426	451	440
245	270	260	457	—	—
273	299	287	480	—	—
299	324	314	508	533	521

426, 351, 290 или 377, 325, 273 мм), так как в этом случае колонны часто спариваются.

В практике работ могут применяться обточенные муфты (табл. 1.14), однако следует иметь в виду, что принудительная посадка таких труб ударным снарядом будет ограничена из-за снижения их прочности. Рекомендуется применять обсадные трубы с минимальной толщиной стенки, что обеспечивает необходимую прочность при креплении скважин глубиной до 200—300 м.

Если известен средний выход колонн h , то при проектной глубине бурения H число обсадных колонн n ориентировочно составит

$$n = H/h. \quad (1.1)$$

Зная диаметр эксплуатационной или фильтровой колонны D_k и число колонн n , можно определить диаметр первой трубы D_n

$$D_n = D_k + \Delta D n, \quad (1.2)$$

где ΔD — зазор, мм; обычно для эксплуатационных скважин $\Delta D \approx 100$ мм, для разведочных $\Delta D \approx 50$ мм.

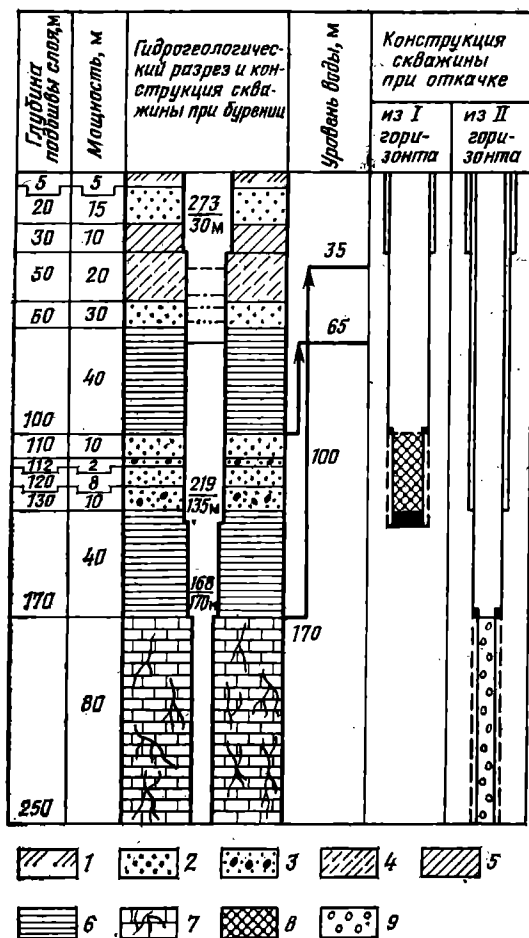
Диаметр эксплуатационной или фильтровой колонны должен обеспечивать установку в ней насоса заданной подачи, а также спуск фильтра. Чтобы конструкция скважины не была слишком сложной, т. е. с большим числом обсадных колонн, надо стремиться к увеличению выхода колонн. При этом следует руководствоваться следующими положениями:

обсадную колонну следует опускать до водоупорных или твердых пород и углублять в эти породы на 1—3 м;

вскрытие напорного водоносного пласта, в кровле которого залегает толща водоупорных глин мощностью более 5—10 м, должно предусматривать спуск двух обсадных колонн: одну

Рис. 1.24. Конструкция скважины при каптаже воды из скальных водовмещающих пород:

1 — почвенный слой; 2 — песок; 3 — песок с гравием; 4 — супесь; 5 — суглинок; 6 — глина; 7 — трещиноватый известняк; 8 — сетчатый фильтр; 9 — перфорированная труба



задавливают в глину на 3—5 м и более, другую останавливают после входа в водоносный пласт на 0,5—1,5 м;

нельзя останавливать колонну в рыхлых водовмещающих породах и делать переход на следующий (меньший) диаметр труб, так как это может привести к спариванию и заклиниванию колонн;

применять вибропогружатели для принудительной посадки и извлечения труб, способ посадки обсадной колонны — с башмаком-расширителем.

Типовые конструкции скважин при каптаже воды из скальных и рыхлых водовмещающих пород приведены на рис. 1.24, 1.25. В песчано-гравийных отложениях в качестве фильтровой может использоваться эксплуатационная колонна, имеющая

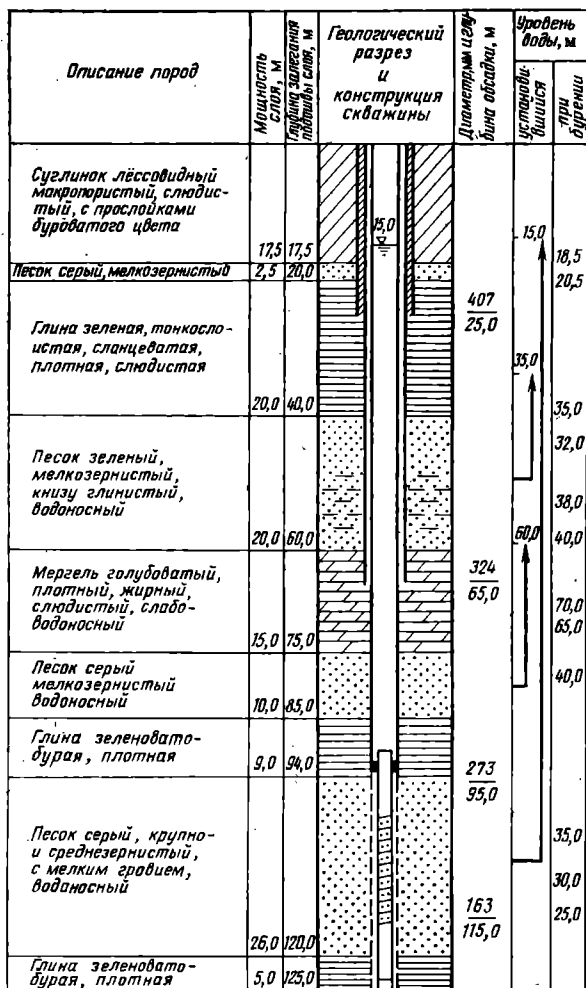


Рис. 1.25. Конструкция скважины при каптаже воды из рыхлых пород:

в нижней части отверстия. Такую колонну погружают подработкой забоя утяжеленной желонкой.

В тресте «Промбурвод», в Казахском гидрогеологическом управлении и других организациях применение вибротехнологий для принудительной посадки труб позволило до 1,5 раза увеличить выход колонн, поднять из скважины обсадные трубы, которые другими способами извлечь не удавалось.

В тресте «Промбурвод» получила применение посадка обсадных труб под защитой тиксотропной рубашки. На конце эксплуатационной колонны устанавливают башмак с уширенной нижней частью (рис. 1.26), размер которого на 60—115 мм больше размера обсадной трубы. Посадка такой колонны возможна

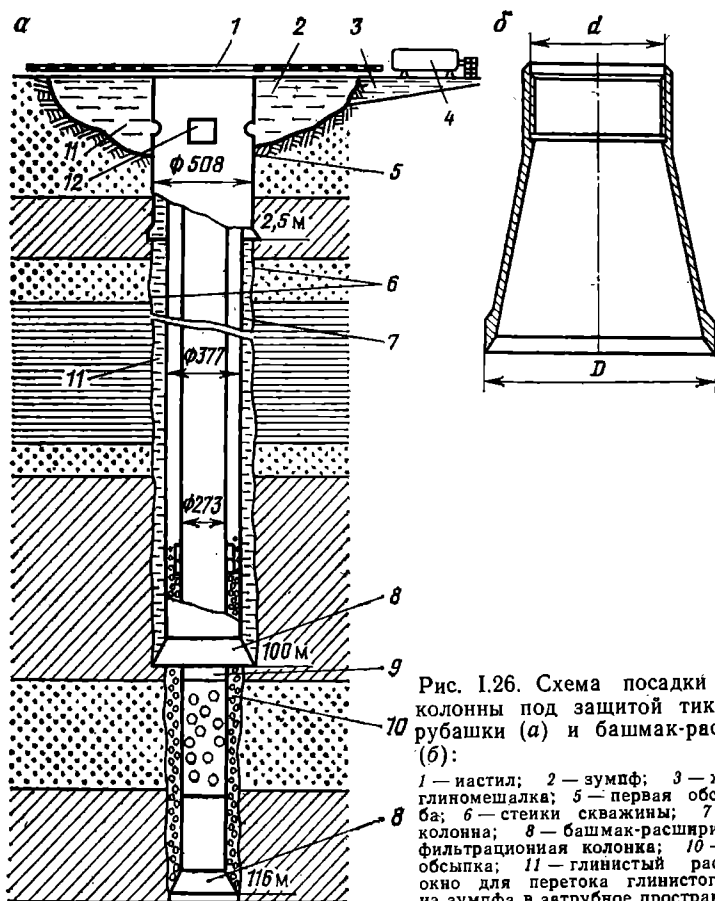


Рис. 1.26. Схема посадки обсадной колонны под защитой тиксотропной рубашки (а) и башмак-расширитель (б):

1 — настил; 2 — зумпф; 3 — желоб; 4 — глиномешалка; 5 — первая обсадная труба; 6 — стенки скважины; 7 — обсадная колонна; 8 — башмак-расширитель; 9 — фильтрационная колонка; 10 — гравийная обсыпка; 11 — глинистый раствор; 12 — окно для перетока глинистого раствора из зумпфа в затрубное пространство

в мягких и рыхлых породах. Кольцо породы, которое не может быть разрушено долотом, срезается под действием веса колонны.

Размеры башмака-расширителя

Диаметр обсадной колонны, мм	168	219	273	377	426	530
Наружный диаметр башмака-расширителя, мм	240, 290	290, 342	342, 394	442, 492	492	590

В водонасыщенных рыхлых породах посадка такой колонны ведется подработкой забоя желонкой. Глинистый раствор в затрубном пространстве у устья поддерживает устойчивость стенок скважины, в том числе сложенных рыхлыми водовмещающими породами; посадка обсадной колонны при этом производится свободно. У устья скважины роют небольшой шурф, в который заливают глинистый раствор. Направляющая труба

имеет окна, что обеспечивает гидравлическую связь затрубного пространства между обсадными трубами и шурфом. Глинистый раствор готовят на буровой в глиномешалке. На 1 м³ воды расходуется 130—140 кг бентонитового порошка. Нормальная плотность раствора составляет 1,05—1,10 г/см³, в плавунных песках плотность увеличивают до 1,15—1,20 г/см³, вязкость T равна 25—35 с, водоотдача B менее 10—12 см³ за 30 мин.

Применение такой схемы бурения обеспечивает спуск эксплуатационной колонны в рыхлых породах с выходом до 80—100 м. Посадка эксплуатационной колонны должна быть приостановлена за 1,5—1,0 м до водоносного пласта, иначе глинистый раствор может проникнуть в пласт, в результате чего его фильтрационные свойства снизятся, особенно это опасно при оборуодовании слабонапорных пластов.

Если применяют фильтры с рыхлой обсыпкой, то хорошие результаты обеспечивают метод установки расширяющегося башмака на фильтровой колонне и ее посадка с одновременной подработкой забоя желонкой и засыпкой гравия в затрубное пространство. Внешний контур гравийной обсыпки при этом получается больше, чем при обычной технологии.

Разведочные скважины после опробования подлежат ликвидационному тампонажу, обсадные трубы по возможности извлекают.

§ 4. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ ПОСАДКИ И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Основным способом принудительной посадки и извлечения обсадных труб из скважины до недавнего времени был ударный с помощью забивных снарядов. Однако этому способу присущи недостатки, связанные с большими потерями энергии по длине обсадной колонны. За последние годы предложены и успешно применяются для этих целей эффективные способы и технические средства.

Вибропогружатели нашли широкое применение как для принудительной посадки обсадных труб, так и для их извлечения по окончании бурения. Все вибропогружатели подразделяются на вибраторы и вибромолоты. Возмущающее усилие вибратора передается колонне труб по синусоидальному закону, вибромолот же, помимо этого, наносит удары по верхнему участку труб. Поэтому вибраторы работают в чисто вибрационном, а вибромолоты в вибрационно-ударном режиме. В плотных породах и глубоких скважинах более производительны вибромолоты. На практике широкое применение получили беспружинные вибромолоты. Максимальное возмущающее усилие вибропогружателя определяется выражением

$$P_v = \frac{m \varepsilon \omega^2}{g}, \quad (I.3)$$

где P_b — возмущающее усилие, Н; m — масса эксцентриков, кг; e — эксцентриситет эксцентриков, см; ω — частота вращения эксцентриков, с^{-1} ; g — ускорение свободного падения, $g = 981 \text{ см/с}^2$.

Эффективность погружения колонны определяется амплитудой колебаний: чем выше амплитуда, тем больше скорость погружения; то же можно сказать об извлекающей способности вибромеханизма. Амплитуда колебаний вибрируемой массы определяется по формуле

$$A = \frac{\xi m e}{Q_b + Q_k}, \quad (I.4)$$

где A — амплитуда колебаний, см; ξ — коэффициент, учитывающий взаимодействие колонны с породой, $\xi = 0,9 \div 0,8$; Q_b , Q_k — массы соответственно вибромеханизма и обсадной колонны, кг.

Из формулы (I.4) видно, что по мере увеличения глубины погружения (извлечения) обсадной колонны растет масса колонны и снижается амплитуда ее колебания. Поэтому применение даже мощных вибромеханизмов ограничивается глубиной 100—150 м.

При $A < A_0$ (A_0 — предельное значение амплитуды) погружение труб прекращается, т. е. происходит их защемление в породе; для песков $A_0 = 0,2$, для глин 0,4 см.

Обсадные трубы при погружении испытывают трение о породу, поэтому их погружение возможно, если возмущающее усилие вибромашины превышает силы сцепления трубы со стенками скважины и образующимся керном

$$P_b > [\pi D_n H + \pi D_b h] \tau_{кр}, \quad (I.5)$$

где D_n и D_b — соответственно наружный и внутренний диаметры обсадной трубы, см; H , h — интервалы контакта обсадной трубы с породой соответственно по внешней и внутренней поверхностям, см; $\tau_{кр}$ — сцепление трубы с трубой, Па; для водоносных песков $\tau_{кр} = 0,005$, для глин 0,007 МПа.

Если породу извлекают из колонны желонкой, то глубина погружаемой колонны для заданного возмущающего усилия вибромашины увеличивается.

Погружение труб возможно, если выполняется условие

$$Q_b + Q_k > F p_0, \quad (I.6)$$

где F — площадь торца башмака трубы, см^2 ; p_0 — давление на грунт, при котором происходит погружение трубы; для водоносных песков $p_0 = 0,15 \div 0,3$ МПа, для глин $p_0 = 0,5$ МПа.

В Казахском гидрогеологическом объединении и в других организациях используются вибраторы горлового типа ВО-10 и ВО-6 конструкции Гидропроекта (рис. I.27, табл. I.15).

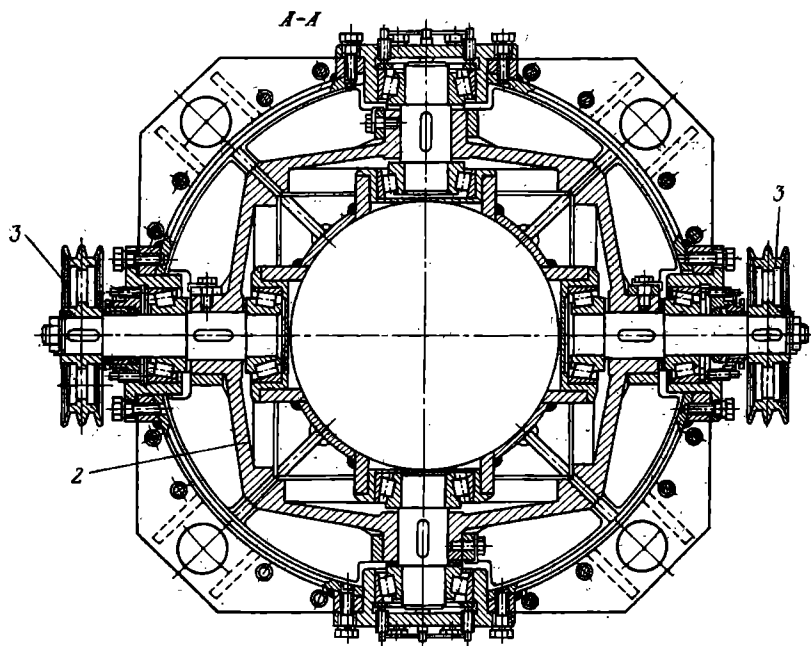
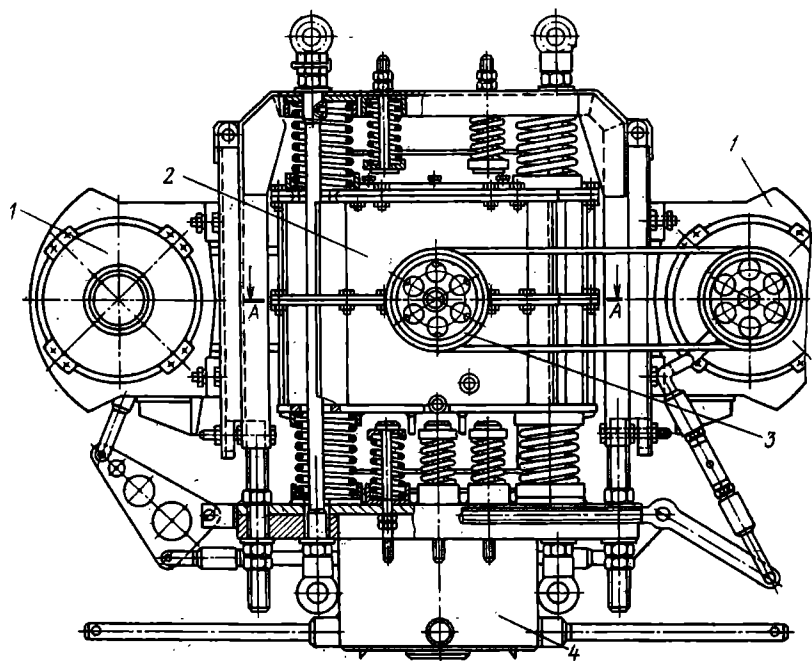


Рис. 1.27. Вибратор ВО-10:

1 — электродвигатель; 2 — корпус; 3 — шкив клиноременной передачи; 4 — хомут

Т а б л и ц а 1.15

Технические характеристики вибраторов

Показатели	ВО-10	ВО-6
Возмущающее усилие, кН	92	54
Момент дебалансов, кН·см	5,7	4,0
Число электродвигателей	2	2
Мощность электродвигателей, кВт	2×10	2×7
Масса, т	1,65	0,95

Преимущество вибратора горлового типа заключается в том, что он не закрывает верхнюю часть колонны, благодаря чему не требуется его открепление для желонирования. У устья скважины роют шурф, в который спускают вибратор, шурф перекрывают сверху деревянными щитами. Недостаток данного метода — большие габариты вибратора ВО-10, не позволяющие его применять на верхнем участке мачты; это обуславливает необходимость его перекрепления через 4—5 м. Операция перекрепления вибратора трудоемка, так как осуществляется вручную, кроме того, его погружающая способность недостаточно высока. Были попытки использовать вибраторы ВО-6 и ВО-14 с диаметром проходного отверстия под 168- и 377-мм трубы, однако они не получили широкого распространения.

В трестах «Промбурвуд» и «Союзшахтоосушение» успешно применяют вибромолоты БВС-1 и вибраторы ВПФ-1 конструкции ВНИИГСа (табл. 1.16).

Т а б л и ц а 1.16

Технические характеристики вибропогружателей

Показатели	БВС-1	ВПФ-1
Тип вибропогружателя	Вибромолот пружинный	Вибратор
Диметр погружаемых и извлекаемых труб, мм	219—630	168—426
Предельная глубина скважины, м	150	60
Диаметр проходного отверстия, мм	—	253
Момент дебалансов, кН·см	25	8
Частота колебаний в 1 мин	600, 700, 800	800, 1000, 1200
Мощность электродвигателей, кВт	22	15
Грузоподъемность амортизаторов при извлечении труб, т	24	12
Масса вибропогружателя, т	2,4	0,86
Габариты в плане, мм	900×800	960×600
Высота без амортизатора, мм	1500	1380

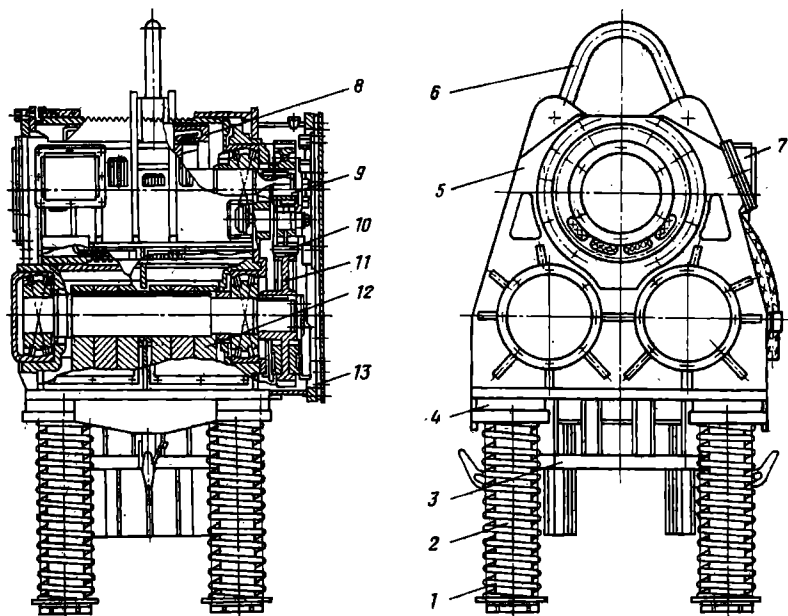


Рис. 1.28. Вибромолот ВВС-1:

1 — рабочие пружины; 2 — направляющий стержень; 3 — ударный стакан; 4 — тяговая балка; 5 — корпус; 6 — подвеска; 7 — клеммная коробка; 8 — приводной электродвигатель; 9 — зубчатая передача; 10 — шестерня; 11 — зубчатое колесо; 12 — дебалансный механизм; 13 — кожух

Общий вид вибромолота ВВС-1 приведен на рис. 1.28. Частота вращения дебалансов регулируется съемными шестернями.

Вибромолот крепится к верхнему концу обсадной трубы. В вертикальном положении вибромолот удерживается тросами, которые натягиваются специальной лебедкой. После погружения колонны и образования внутри нее пробки породы необходимо провести желонирование. Для этого лебедку растормаживают, вибромолот откидывается относительно трубы и освобождает проходное сечение обсадной колонны. После окончания желонирования включается лебедка, тросы натягиваются, вибромолот приводится в вертикальное положение, включается и процесс погружения труб повторяется.

Ограничитель натяжения троса (рис. 1.29) служит для автоматического отключения и включения электродвигателя тяговой лебедки при использовании вибромолота. Максимальное усилие отключения лебедки и минимальное усилие ее включения устанавливается специальными толкателями на шарнирах.

Жесткое соединение вибромолота с обсадной колонной осуществляется с помощью самозаклинивающегося захвата (рис.

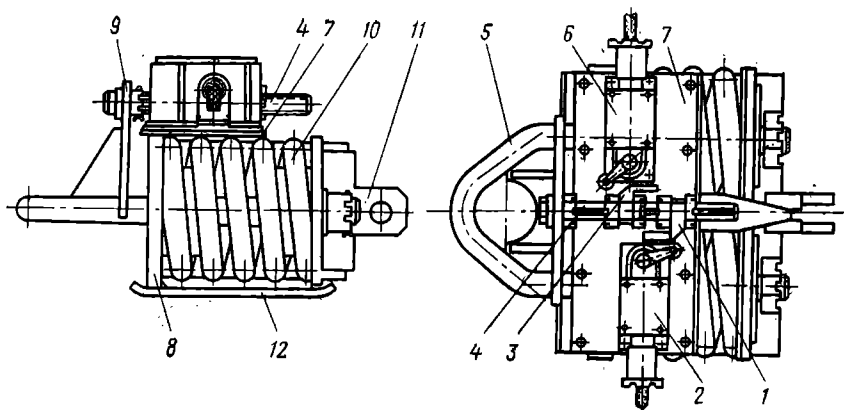


Рис. 1.29. Ограничитель натяжения троса:

1, 3 — толкатели; 2, 6 — конечные выключатели включающий и отключающий; 4 — штырь; 5 — скоба; 7 — площадка; 8 — плита; 9 — кронштейн; 10 — пружина; 11 — проушина; 12 — лыжи

1.30), состоящего из клинового хвостовика, скрепляемого с ударным стаканом корпуса вибромолота, и клиновой муфты, которая через переходник ввинчивается в муфту обсадной трубы.

Три выступа, имеющие коническую поверхность, составляют рабочую часть клинового хвостовика. В муфте имеются соответствующие конические участки муфты, чередующиеся с ци-

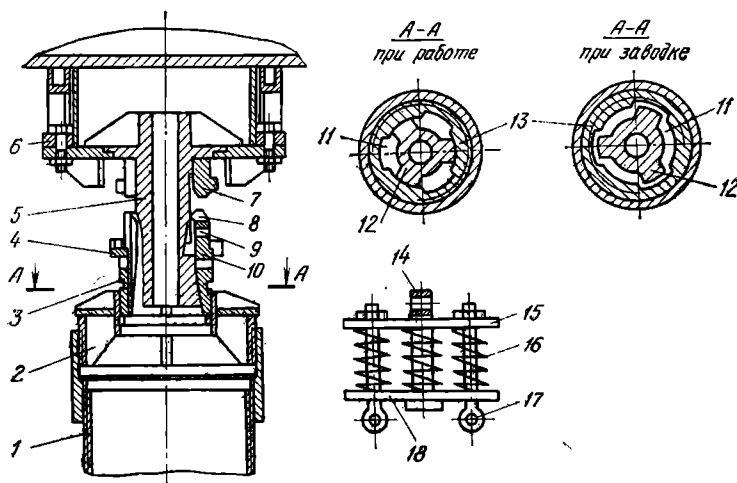


Рис. 1.30. Самозаклинивающийся захват и амортизатор:

1 — извлекаемая труба; 2 — переходник; 3 — клиновая муфта; 4 — специальная гайка; 5 — клиновой хвостовик; 6 — присоединительный фланец; 7 — кулак; 8 — винтовая поверхность выступов муфты; 9 — отверстие; 10 — клиновой скос; 11 — цилиндрический паз; 12 — выступ; 13 — конический участок муфты; 14 — центральная штанга; 15, 18 — верхняя и нижняя плиты; 16 — пружина; 17 — проушина

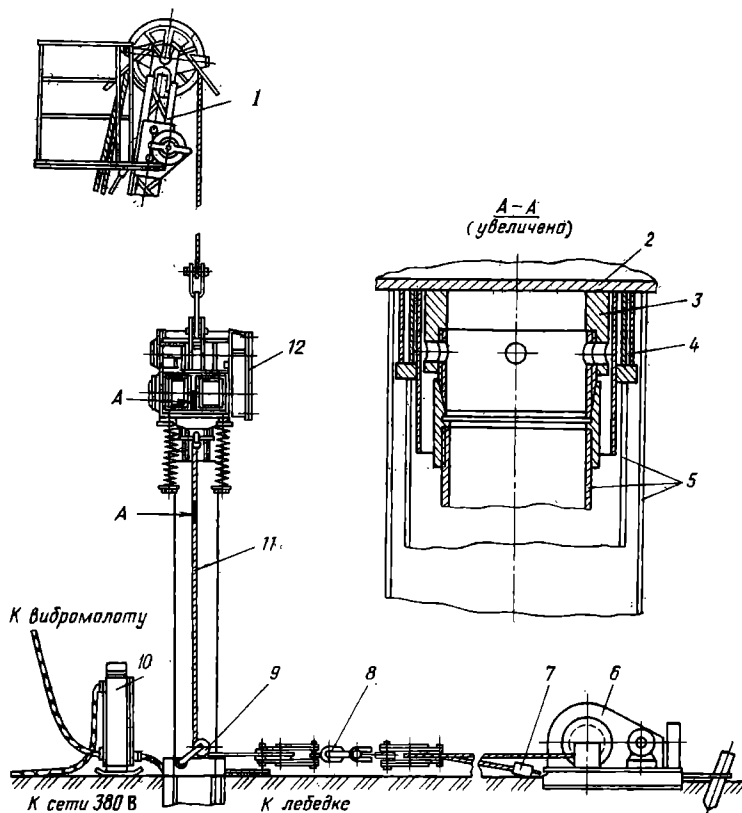


Рис. 1.31. Схема работы вибромолота при посадке обсадных труб:

1 — мачта бурового стака; 2 — динище; 3 — забивная головка; 4 — ударный стакан; 5 — забиваемые трубы; 6 — тяговая лебедка; 7 — ограничитель натяжения троса; 8 — уравнительный блок; 9 — оттяжной блок; 10 — пульт управления; 11 — трос; 12 — вибромеханизм

линдрическими пазами. Клиновой хвостовик вставляется в муфту при совмещенном положении выступов хвостовика и пазов муфты. Соединение затягивается при совмещении конических поверхностей. Разворот клинового хвостовика относительно муфты в положение затягивания выполняется вручную. Обратный поворот по окончании извлечения или принудительной посадки трубы осуществляется автоматически при скольжении кулачков клинового хвостовика по винтовой поверхности выступов муфты.

Схема работы вибромолота при посадке обсадных труб приведена на рис. 1.31. Управляется тяговая лебедка в двух режимах: автоматическом и ручном. Первый режим — основной. Кнопочным автоматом включают электродвигатель лебедки;

трос натягивается и рабочие пружины вибромолота сжимаются. В момент достижения заданного усилия сжатия пружин срабатывает конечный выключатель и электродвигатель лебедки отключается.

Натяжение пружин по мере погружения обсадной колонны ослабевает, срабатывает концевой выключатель, включается электродвигатель лебедки и цикл повторяется.

Возможно ручное управление включением электродвигателя лебедки. Пульт управления смонтирован в отдельном герметичном ящике на полозьях и включает в себя автоматические выключатели типа А-3134 и АП50-3МГ, магнитные пускатели типа ПА-313 и ПА-611, промежуточное электромагнитное реле, амперметр и вольтметр. На внешней стенке корпуса установлены кнопочный пост управления вибромолотом типа ПКЕ-221-2, переключатели типа КП-4-2 и двухполюсный переключатель, обеспечивающие управление лебедкой.

Посадка обсадных труб вибромолотом БВС-1 осуществляется при частоте вращения дебалансов не более 600 об/мин. Основной режим работы предусматривает натяжение рабочих пружин. Первую (направляющую трубу) можно погружать без натяжения пружин.

Вначале на буровой площадке устанавливают тяговую лебедку, которую крепят к грунту якорями на расстоянии 20—25 м от станка (рис. 1.32). Затем монтируют систему тросов тяговой лебедки.

В основном режиме вибромолот обеспечивает выход обсадных колонн до 60 м и позволяет без очистки ствола погружать трубы в водонасыщенные пески на 10—12 м, скорость посадки труб составляет 0,2—1,0 м/мин. Тяговая лебедка создает натяжение пружин с усилием от 20 до 80 кН.

При извлечении обсадных труб из скважины (рис. 1.33) применяют амортизатор. Клиновой хвостовик болтами присоединяют к фланцу ударного стакана вибромолота. Клиновая муфта переходником соединяется с обсадной трубой. После заклинивания захвата натягивается канат талевой системы. Вибромолот освобождается ослаблением натяжения тросов талевой системы и включением вибрационного механизма. Под действием сил инерции захват расклинивается, вибромолот опускается вниз и разворачивается до положения, соответствующего совпадению клиновых выступов с цилиндрическими пазами муфты. Последующий подъем талевой системы требует снятия вибромолота с обсадной трубы. Трубы извлекают в режиме вибратора. Для обсадных колонн большой массы частоту вращения дебалансов увеличивают до 700 и 800 об/мин.

Обсадные колонны рекомендуется срывать при минимальных скоростях поступательного движения колонны, что достигается сжатием пружин амортизатора на 6—7 см силой 160—180 кН.

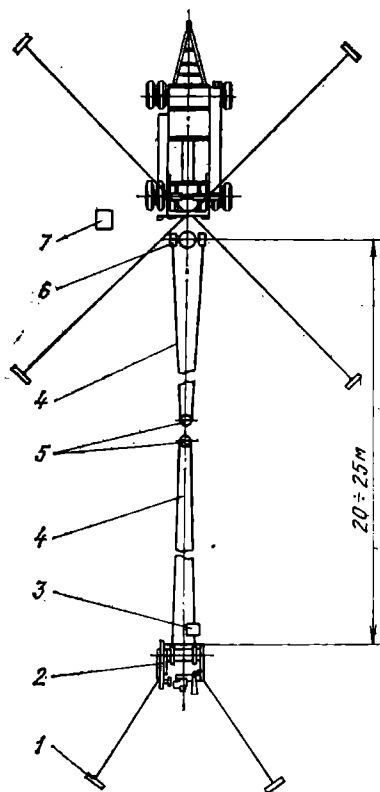


Рис. 1.32. Схема расположения оборудования на буровой площадке:

1 — якорь тяговой лебедки; 2 — тяговая лебедка; 3 — ограничитель натяжения троса; 4 — тросы; 5 — уравнительные блоки; 6 — оттяжной блок; 7 — пульт управления

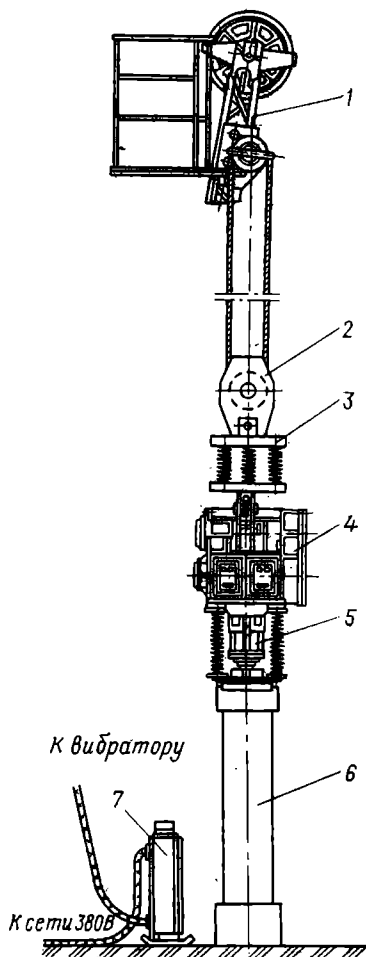


Рис. 1.33. Схема работы вибромолота при вибрационном извлечении обсадных труб:

1 — мачта бурового станка; 2 — талевая система; 3 — амортизатор; 4 — вибромеханизм; 5 — самозаклинивающий захват; 6 — извлекаемая обсадная труба; 7 — пульт управления

Если колонну извлечь не удастся, то целесообразно поочередно применять вибропогружение (на 0,5—1,0 м) и ее последующее виброизвлечение. Целесообразно для этих целей использовать систему палиспастов.

Вибраторы ВПФ-1 имеют более низкую погружающую способность по сравнению с вибромолотами ВБС-1 и применяются в скважинах меньшей глубины. Преимуществом ВПФ-1 является наличие центрального проходного отверстия, что позволяет

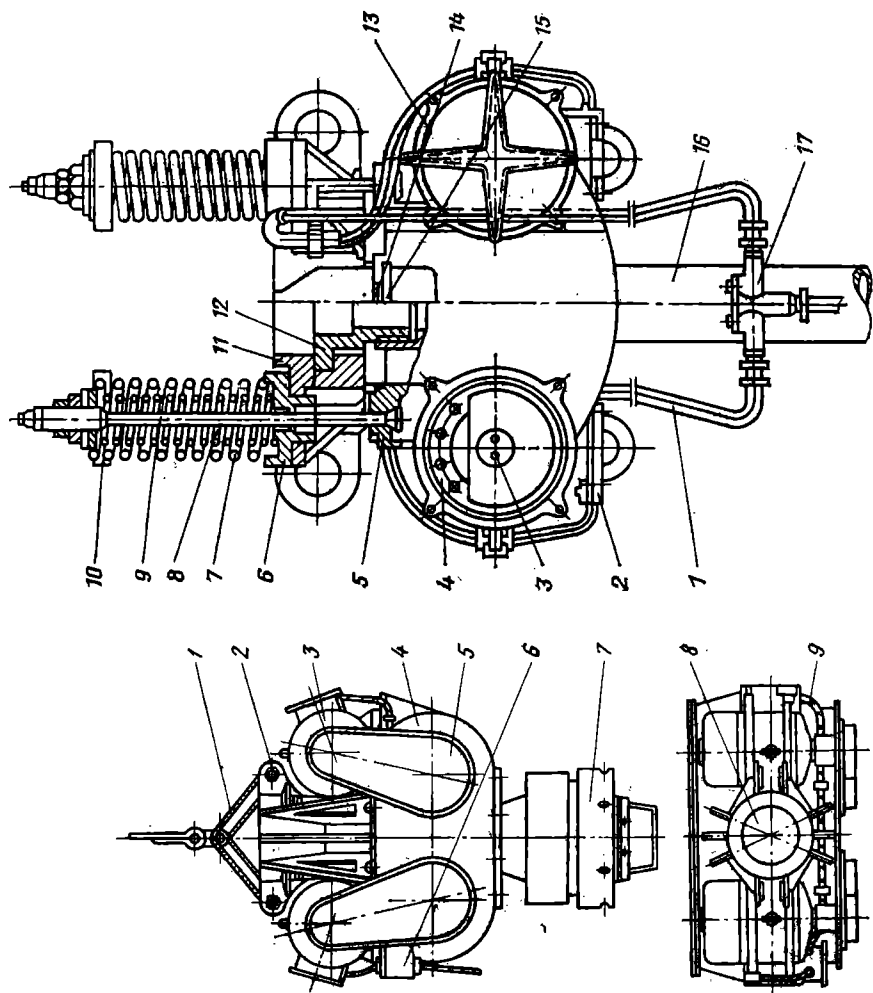


Рис. 1.34

Рис. 1.35

Рис. 1.34. Вибратор ВПФ-1:

1 — подвеска; 2 — раструб; 3 — электродвигатель; 4 — вибраторный механизм; 5 — кожух цетной передачи; 6 — клеммная коробка; 7 — клиновой захват; 8 — проходная отверстие; 9 — кабельная разводка

Рис. 1.35. Вибромолот С-835:

1 — электрокабель; 2 — клеммная коробка; 3 — дебаланс; 4, 13 — электродвигатели; 5 — втулка; 6, 10 — тарелки; 7, 8 — пружины; 9 — штанга; 11 — наголовники; 12 — муфта; 14 — боек; 15 — наковальня; 16 — обсадная труба; 17 — распределительная муфта

опускать на забой желонку без его снятия. Вибратор применяют как для принудительной посадки, так и для извлечения обсадных труб (рис. 1.34). Его укомплектовывают клиновым захватом с переходниками для труб диаметром 168, 219, 325, 377 и 426 мм, пружинным амортизатором, пультом электрического управления. Конструктивно клиновой захват вибратора сходен с клиновым захватом вибромолота ВВС-1. Частоту вращения дебалансов изменяют, сменяя звездочки цепной передачи от электродвигателя к вибратору.

Обсадную колонну извлекают, если амплитуда колебаний составляет не менее 2,5—3,0 мм. Чем больше масса обсадной колонны и чем сильнее она прихвачена породой, тем на больших частотах вращения дебалансов следует извлекать трубы.

В практике треста «Промбурвод» вибраторы ВПФ-1 чаще всего используют для погружения фильтровых колонн и устройств гравийно-обсыпных фильтров с конусным башмаком-расширителем.

Вибромолот С-835 (рис. 1.35) состоит из собственно вибратора, двух электродвигателей типа А-52-4 и наголовника. Корпус вибратора соединен с корпусом наголовника четырьмя стяжными болтами, в качестве рессор используются цилиндрические пружины. В корпусе наголовника и вибратора имеются конические гнезда, в которые запрессованы наковальня и боек. Электродвигатели выполнены в виброустойчивом исполнении с закреплением обмотки специальной заливкой.

Краткая техническая характеристика вибромолота С-835

Момент эксцентриков, кН·см	4,2
Число ударов в 1 мин	480, 725, 1450
Зазор при виброударном режиме, мм:	
максимальный	12
рекомендуемый	0—8
Усилие при извлечении труб, кН	150

Вибромолот С-835 крепится к гладкой части обсадной трубы с помощью клинового наголовника (рис. 1.36), который состоит из массивного литого корпуса, зажимных секторных клиньев и подвижной части. Центральное отверстие корпуса наголовника выполнено с конической расточкой, что обеспечивает захват и освобождение стенки обсадной трубы при перемещении клинового сектора. Клинья соединяются между собой пружинами и равномерно отжимают клиновой сектор при освобождении трубы. Наголовник комплектуют секторами трех видов для обсадных труб диаметром 168, 219 и 273 мм.

Настройка вибромолота С-835 заключается в изменении зазора между бойком и наковальней. Это достигается поджатием или разжатием пружин. Начинать регулировку рекомендуется с нулевого зазора. В оптимальном режиме вибромолот работает устойчиво и не наблюдается раскачивания ударной части.

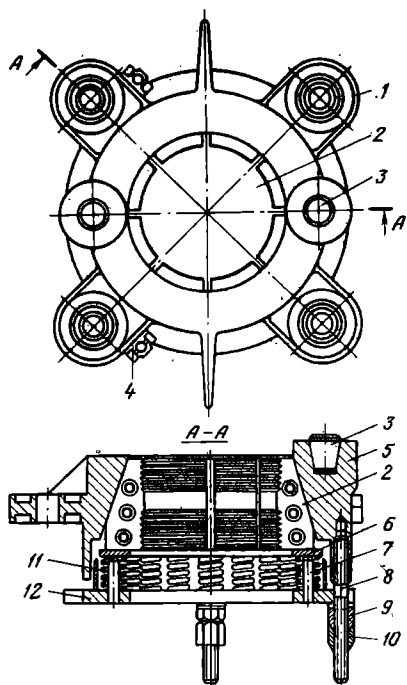


Рис. 1.36. Клиновой наголовник С-835;

1 — проушина; 2 — сектор клиновой; 3 — наковальня; 4 — зажим для кабеля; 5 — корпус; 6 — кольцо; 7 — палец; 8 — шпилька; 9 — гайка; 10 — контргайка; 11 — пружина; 12 — опора

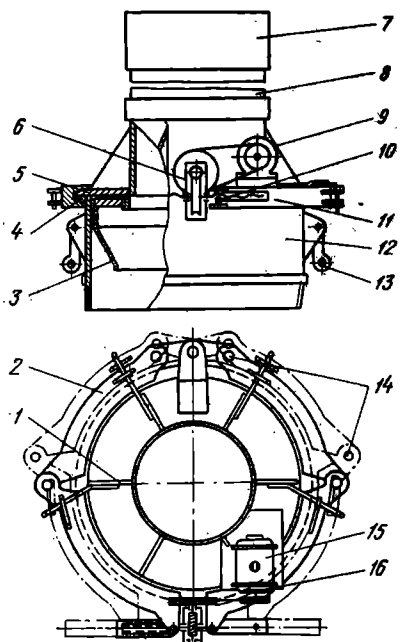


Рис. 1.37. Устройство для соединения вибромолота с обсадной трубой УСВ-1:

1 — направляющая рейка; 2 — замок; 3 — центратор; 4, 5 — фланцы; 6 — мачта; 7 — стойка ролика ремённой передачи; 8, 12 — верхний и нижний патрубки; 9 — направляющая косынка; 10 — винт; 11 — кожух; 13 — штропы; 14 — шарнир; 15 — электродвигатель; 16 — ремённая передача

По исследованиям М. Н. Климентова, потребляемая мощность на работу С-835 зависит от величины зазора между бойком и наковальней.

Зазор, мм	2—4	6—8	10—12
Мощность, кВт	6—8	10—14	16—19

Не допускается превышение потребляемой мощности более номинальной мощности электродвигателя, так как это ведет к его перегреву и выходу из строя.

Быстрое соединение вибромолота с обсадной колонной выполняется устройством УСВ-1, имеющим многошарнирный секторный замок-захват, управляемый дистанционно реверсивным электродвигателем и самотормозящим червячным редуктором

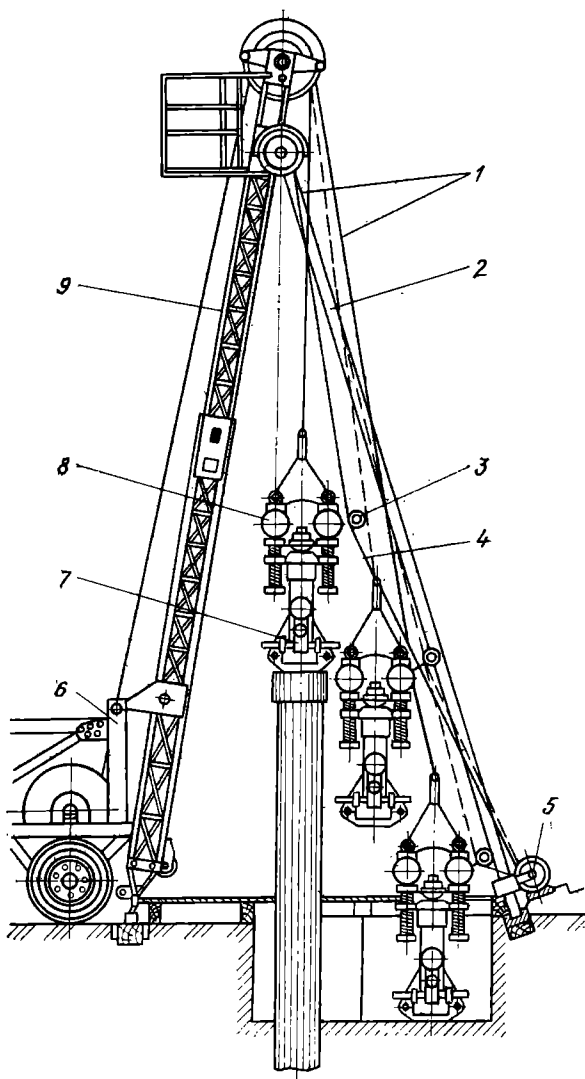


Рис. 1.38. Схема установки и снятия вибромолота с колонны обсадных труб устройством УСВ-1:

1 — трос рабочий; 2 — раскос; 3 — оттяжной ролик; 4 — трос оттяжной; 5 — лебедка оттяжная; 6 — станок УГБ-4УК; 7 — УСВ-1; 8 — вибромолот; 9 — мачта станка

(рис. 1.37). Схема установки и снятия вибромолота с колонны обсадных труб приведена на рис. 1.38.

Опыт применения вибромолотов С-835 в Казахском гидрогеологическом объединении показал их высокую эффективность в валунно-галечниковых отложениях VI—VII категорий по бу-

Таблица 1.17

Результаты применения вибромолота С-835

Диаметр обсадной колонны, мм	Максимальная длина колонны, м		Толщина слоя породы в колонне, м	
	при погружении	при извлечении	при погружении	при извлечении
219	—	150	—	18,4
273	150	151	49	51
324	115	118	45	56
426	70	35,6	70	35,6

римости с незначительными прослойками супесчаных и гравелистых пород III—IV категорий по буримости. Результаты применения вибромолота С-835 приведены в табл. 1.17.

Использование вибромолота С-835 показало более высокие скорости извлечения обсадных колонн по сравнению с вибраторами ВО-10 и гидродомкратами ГД-100/500 и ГД-1-300 (табл. 1.18).

Применение вибромолота С-835 для извлечения обсадных труб по сравнению с гидравлическими домкратами грузоподъемностью до 100 т повышает производительность труда в 2—4 раза. Извлечение труб вибромолотом наиболее эффективно при одновременном статическом усилении лебедки от 30 до 120 кН. Этот вибромолот с успехом используется для извлечения и посадки обсадных труб диаметром до 299 мм при глубине до 150 м.

В предгорьях Заилийского Алатау ударное бурение осуществлялось Казахским гидрогеологическим объединением на глубину 150 м с закреплением ствола четырьмя колоннами обсадных труб. Одну колонну после окончания бурения извлекали с по-

Таблица 1.18

Технические скорости извлечения и погружения обсадных колонн

Диаметр обсадной колонны, мм	Техническая скорость, м/смену				
	при извлечении			при погружении	
	ГД-100/500, ГД-1-300	ВО-10	С-835	ВО-10	С-835
273	4,3	7,6	12,8	2,0	2,2
324	3,8	9,5	12,8	—	2,1
426	3,4	6,0	6,5	—	1,75
Средняя техническая скорость, м/ч	3,8	7,9	12,7	2,0	2,1

мощью вибромолота С-835, в некоторых случаях удавалось извлечь две колонны. Если применение гидравлического домкрата ГД-1-300 в течение 30 смен не давало положительного результата, то при использовании вибромолота колонию труб извлекали за 6—8 смен. В ряде случаев удавалось поднять трубы, которые не могли извлечь вибромолотом ВО-10.

Время на извлечение труб составляло до 30 % от общего времени работы.

Вибромолоты с успехом использовались для извлечения из скважин труб, пробуренных два — четыре года назад. Если вибромеханизмы не обеспечивали подъема труб, то в них проводили взрыв ТДШ, что в большинстве случаев оказывалось эффективным. Средняя техническая скорость извлечения труб из старых скважин составила около 7,3 м/смену.

Использование вибромеханизмов для принудительной посадки труб позволяет избежать смятия башмаков в валунных отложениях и прихватов долота и желонки в трубах. Метод посадки обсадных колонн вращением также увеличивает их выход. Для этих целей могут использоваться редукционные лебедки, обеспечивающие частоту вращения колонны от 6 до 80 с⁻¹. В практике такой метод не получил широкого применения, он реализован лишь в установках БУГ-100М и БУГ-75-2М.

Для извлечения труб из скважин используют гидравлические домкраты. Применение талевой системы буровых станков для этих целей в большинстве случаев оказывается неэффективным из-за малой грузоподъемности мачты или вышки.

С целью облегчения страгивания обсадных труб в них можно взорвать несколько ниток ТДШ.

В ПГО «Иркутскгеология» создана самоходная установка СТУ-100/8 для извлечения обсадных труб.

Краткая техническая характеристика СТУ-100/8

Тяговое усилие, кН:	
на I передаче	≤1000
на II передаче	≤400
Скорость подъема труб, м/мин:	
на I передаче	0,1
на II передаче	0,25
Рабочий ход траверс, мм	300
Развинчивание труб	Механическое, рычажным ключом с гидроприводом
Производительность, м/смену	50—70
Потребляемая мощность, кВт	10
Лебедка:	
грузоподъемность, т	2,5
скорость намотки каната на барабан, м/с	0,25
потребляемая мощность, кВт	9,5
Стоимость установки, руб.	10 936
Транспортная база	Трактор Т-100М, автомашины МАЗ-500, «Урал-375», КрАЗ

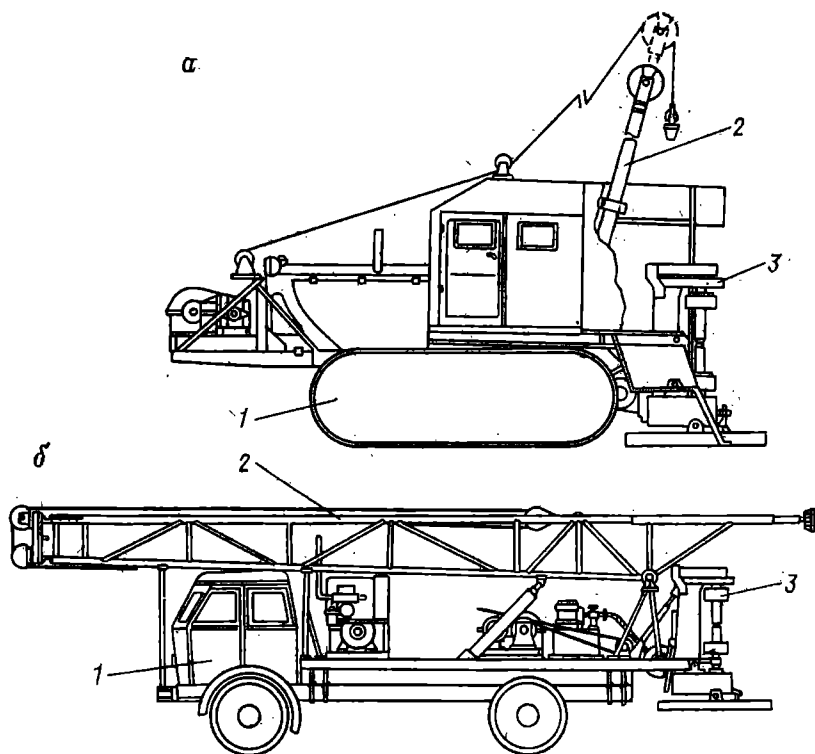


Рис. 1.39. Самоходная трубоподъемная установка на базе трактора Т-100М (а) и автомашины МАЗ-500 (б):

1 — транспортная база; 2 — мачта; 3 — гидравлический домкрат

Установку СТУ-100/8 можно монтировать на снях и транспортировать специальными средствами (рис. 1.39).

В настоящее время в ПГО «Иркутскгеология» разработана новая модификация установки СГУ-130/12А. Она смонтирована на базе автомашины «Урал-375» и рассчитана на извлечение обсадных труб диаметром до 325 мм, усилие извлечения составляет 127,5 кН.

В тресте «Востокбурвод» принудительную посадку обсадных колонн в процессе бурения успешно проводят с помощью системы полиспаста. Усилие задавливания на колонну достигает 150—200 кН и более. Для этих целей на верхнем конце обсадной колонны устанавливают специальную муфту с роликами, к продольным рядам крепят нижний ряд роликов. Ряжи надежно крепятся к грунту анкерами.

Разведочные скважины после опробования подлежат ликвидационному тампонажу, обсадные трубы по возможности извлекают.

§ 5. ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ

Ударный режим разрушения горных пород наиболее эффективен в хрупких породах, у которых предел прочности на скалывание составляет 6—9 % от предела прочности на раздавливание. При ударном бурении разрушение породы происходит в динамическом режиме, а известно, что статическая твердость горных пород в 8—9 раз больше динамической. Время удара долота о породу составляет всего 0,003—0,005 с, поэтому роль сил трения долота о породу значительно меньше, чем при вращательном бурении, и износ долот при ударном бурении существенно меньше, чем у долот и коронок при вращательном бурении. При ударном бурении долото произвольно проворачивается вокруг оси на некоторый угол, поэтому рекомендуется на капате устанавливать хомут, который рабочий после каждого удара поворачивает ориентировочно на 30°. Максимальная скорость долота будет в момент его удара при свободном падении в стволе скважины, поэтому ударный механизм станка должен обеспечивать эту скорость при своем движении вверх. Эффективное разрушение породы определяется кинетической энергией при падении бурового снаряда.

Вес бурового снаряда Q рассчитывается по формуле

$$Q = Q_d + Q_{y.ш} + \frac{1}{2} Q_{p.ш}, \quad (I.7)$$

где Q_d , $Q_{y.ш}$, $Q_{p.ш}$ — вес соответственно долота, ударной штанги, нижней раздвижной штанги, Н.

Если породы нетрещиноватые и невязкие, то бурение ведут без раздвижной штанги, в этом случае вес бурового снаряда

$$Q = Q_d + Q_{y.ш} + Q_z, \quad (I.8)$$

где Q_z — вес канатного замка, Н.

Вес каната в формуле (I.8) не учитывается, так как в момент удара канат теряет устойчивость и лишь незначительно увеличивает вес бурового инструмента. Но вес каната следует учитывать при определении грузоподъемности инструментальной лебедки.

Вес бурового снаряда подбирают, исходя из значений относительного веса

$$Q = qD, \quad (I.9)$$

где q — относительный вес инструмента, Н/см; D — диаметр долота, см.

Для пород различной крепости рекомендуется применять соответствующие значения q (в даН/см).

Мягкие и рыхлые	. 15—25
Средней твердости	. 25—40
Крепкие . . .	. 40—50
Очень крепкие	. 50—70

Относительный вес инструмента прямо пропорционален длине и диаметру долота. Абсолютный вес

$$Q = \varphi L D^2, \quad (I.10)$$

где φ — коэффициент пропорциональности, $\varphi = 0,004 \div 0,001$; L — длина бурового инструмента, м; D — диаметр долота, м.

Из формулы (I.10) следует, что в твердых и крепких породах, когда $q \geq 40$ даН/см, необходимый вес бурового снаряда достигается лишь при достаточно больших диаметрах долота. Поэтому в крепких и твердых породах необходимо бурить долотами диаметром более 250 мм.

Максимальная допустимая высота падения снаряда $S_{\max}$ определяется по формуле

$$S_{\max} = [\sigma_{\text{сж}}]^2 / 3,2 b, \quad (I.11)$$

где $[\sigma_{\text{сж}}]$ — допустимое напряжение на сжатие, МПа, b — ускорение падения снаряда в скважине, м/с², $b \approx 4,5 \div 6,5$ м/с².

Между числом ударов и высотой падения бурового снаряда существует следующее соотношение:

$$n \approx 20 \sqrt{b/s}, \quad (I.12)$$

где n — число ударов в 1 мин; s — высота падения снаряда, м.

С увеличением глубины бурения возрастают упругие деформации каната, что может существенно изменить амплитуду колебаний снаряда. Поэтому в глубоких скважинах увеличивают высоту падения и снижают число ударов снаряда.

В твердых и крепких породах длину каната регулируют так, чтобы в статическом положении долото не касалось забоя на величину навески h . При работе ударного механизма буровой снаряд продолжает движение вниз за счет упругих деформаций компенсационного устройства и поворачивания оттяжного ролика, а также упругих деформаций каната. При этом долото достигает забоя с высокой скоростью, и станок работает без рывков при подъеме снаряда.

Величину навески подбирают из условия $h = (0,2 \div 0,25) f$, где f — коэффициент крепости пород по М. М. Протоdjяконову.

Ускорение свободного падения снаряда в скважине зависит от количества шлама и характера пород. В чистой скважине $b \approx 8,75$, в глинистых породах $4,5 \div 5$, в скальных $6 \div 6,5$ м/с², поэтому число ударов в процессе рейса следует изменять. Однако в существующих станках ударного бурения оперативно изменять ни число ударов, ни высоту падения снаряда нельзя: на это надо затрачивать значительное время. Указанное обстоятельство является существенным недостатком и должно быть учтено при проектировании новых станков. Шламовый режим оказывает существенное влияние на скорость бурения: увеличение плотности и вязкости жидкости повышает сопротивление движению снаряда, однако в такой жидкости лучше

удерживается шлам и на забое не образуется подушка из разрушенной породы. Экспериментально установлено, что плотность жидкости менее 2 г/см^3 незначительно сказывается на конечной скорости падения снаряда, однако увеличение плотности свыше 2 г/см^3 существенно снижает скорость. Высота столба жидкости в интервале 0—4 м также существенно сказывается на скорости падения снаряда, но при значениях 5—7 м и более она стабилизируется.

Чистка скважины желонкой и долив воды позволяют регулировать ее плотность и высоту столба. Если бурение ведется в водонасыщенных породах, то в скважину поступает пластовая вода и долив воды можно ограничить или не доливать воду совсем.

В неустойчивых рыхлых породах процесс углубления совмещают с посадкой труб. Чтобы вызвать движение труб, осуществляют желонирование. Нельзя допустить, чтобы желонка выходила из-под башмака трубы более чем на 1,5—2,0 м, так как это может привести к ее прихвату и заклиниванию.

В рыхлых водовмещающих породах, особенно если они обладают пльвунными свойствами, при чистке скважины в трубах образуются песчаные пробки вследствие более интенсивного отбора воды желонкой. При этом посадка колонны прекращается. Для ликвидации песчаных пробок в скважину рекомендуется заливать воду и поддерживать ее уровень выше статического уровня проходимого водоносного пласта.

Выход колонн повышается, если процесс бурения и обсадки ведется в скважине, заполненной водой. В этом случае пластовое давление подавляется столбом воды и стенки скважины находятся в устойчивом состоянии. Так как вода фильтруется в пласты, то необходимо постоянно доливать воду в скважину и поддерживать ее уровень на отметке не менее чем на 2—3 м выше статического напора пласта. В практике уровень воды в скважине обычно поддерживается у устья.

Если в пльвунах создаются в скважине высокие пробки, то рекомендуется заливать в нее глинистый раствор.

В разнородных водонасыщенных песках проходка осуществляется желонкой с одновременной посадкой колонны. После заполнения желонки шламом на $\frac{1}{3}$ высоты ее начинают поднимать, не прекращая при этом посадки труб. В песках ускоряют углубление, забрасывая жирную глину в скважину, что способствует связыванию частиц песка с глиной. Нельзя допускать полного заполнения желонки шламом — это может привести к переливу шлама через верхний открытый конец желонки и ее заклиниванию. Диаметр желонки в таких породах должен быть в среднем на 100 мм меньше внутреннего диаметра труб. В водоносных песках, особенно в пльвунах, переход на трубы другого диаметра не рекомендуется. Однако если это применяется, то необходимо в скважину забросить шарики

жирной глины, утрамбовать их болванкой или желонкой с закрытым клапаном и лишь после этого спустить колонну. Диаметр колонны должен быть не менее чем на 100 мм меньше диаметра предыдущей трубы. Глинистые шарики выполняют роль тампонажного кольца, не позволяя поступать песку в межтрубный зазор и заклинить колонну.

В гравелистых песках с включениями гальки следует применять утяжеленные желонки, изготовленные из толстостенных труб. Иногда над желонкой устанавливают ударную и раздвижную штанги. В мягких породах применяют обычно плоские долота, в породах средней твердости — двутавровые. После долива воды в скважину следует перемешать шлам расхаживанием снаряда.

При бурении в глинах, чтобы облегчить освобождение желонки от породы, можно применять желонку со сменным башмаком (на резьбе).

Сокращение времени на освобождение желонки от породы достигается применением двух желонки и поочередным их спуском. Когда работает первая, вторая очищается от породы.

В мягких суглинках и глинах бурить можно удлиненной желонкой с инструментального барабана станка.

В твердых трещиноватых породах бурят крестовыми долотами или долотами с большой дробящей поверхностью. Если трещины больших размеров и вода полностью в них поглощается, то периодически в скважину забрасывают глину (чаще в виде шариков диаметром 4—7 см) и бурят в течение 2—3 мин всухую, затем доливают 2—3 л воды, перед чисткой в скважину доливают повторно воду.

В крупных и крепких валунах применяют пирамидальные долота, причем снаряд свободно бросают в скважину. Развивая большую скорость, снаряд раскалывает валун или отодвигает его в сторону; в валунах применяют также тяжелые округляющие долота. Если эти методы не дают желаемого результата, то применяют взрывные работы. После проходки интервала залегания валунов и крупной гальки необходимо сразу же закрепить его обсадной колонной.

В многолетнемерзлой породе буровой снаряд может быть прихвачен в скважине, поэтому важно, чтобы он находился все время в движении. Для того чтобы снизить температуру замерзания воды в скважине, можно заливать воду, обработанную NaCl (1 кг соли на 40—50 л воды на 1 м проходки), и горячую воду.

Ударное бурение производится с креплением стенок скважины трубами. Для различных размеров обсадных труб используется буровой инструмент соответствующих размеров (табл. I.19).

При использовании вибратора ВПФ-1 в водонасыщенных песках рекомендуется применять желонки с продольным

Таблица 1.19

Типовой набор обсадных труб и бурового инструмента

Обсадная труба				Буровой		
Наруж- ный диаметр, мм	Диаметр муфты, мм		Рекомен- дуемая толщина стенки, мм	Номиналь- ный размер резьбы, мм	Дол	
	стандарт- ной	обточен- ной			Диаметр, мм	
					долота	шейки
508	533	520	11	107×152	445	220
426	451	439	9; 10	101×127	395	188
377	402	390	9; 10	101×127	345	188
324	351	339	9; 10; 11	82×107	298 (295)	165
273	299	289	7; 8; 9; 10	82×107	248 (245)	165
219	245	235	7; 8; 9; 10	69×95	198 (195)	140
168	188	175	6; 7; 8; 9; 10	50×76	148	112

разрезом. В этих желонках существенно облегчается процесс извлечения породы.

Бурить скважины большого диаметра и погружать сваи-оболочки диаметром 1000—1500 мм можно виброснарядами типа ПВ конструкции ВНИИГСа и виброгрейфером ВГ-1000 конструкции Гидропроекта.

Рекомендуемые режимы ударного бурения приведены в табл. 1.20.

Примерные технологические режимы бурения установкой УГБ-4УК при диаметре обсадных труб 273 мм в породах V—VII категорий по буримости при использовании вибраторов ВО-10 и вибромолотов С-835 приведены в табл. 1.21.

Исследованиями В. М. Лукина и В. В. Верстова установлено, что производительность ударного бурения может быть значительно увеличена при дополнительном динамическом воздействии на забой. Буровой снаряд с дополнительными про-

Таблица 1.20

Рекомендуемые режимы бурения

Показатели	Породы				
	мягкие	средней твердости	твердые	трещиноватые	крепкие
Продолжительность рейса долота, мин	2	8	17	25	35
Проходка за рейс, м	1—1,6	0,7—1,0	0,4—0,7	0,5—0,7	0,3—0,4
Высота столба шлама, м	2,5	1,8	1,1	1,0	1,0
Количество подливаемой воды за рейс, л	60—70	40—60	20—50	30—50	20—30
Высота падения долота, м	0,5	0,9	1,1	0,9	1,2

инструмент							
ото		Ударная штанга		Раздвигная штанга		Канатный замок	
Масса, кг		Диаметр, мм	Длина, м	Ход, мм	Масса, кг	Диаметр, мм	Масса, кг
двухта- рового	округ- ляющего						
320	596	220	2; 4	220	490	220	127
200	398	188	2; 4; 6	188	340	188	95
180	370	188	2; 4; 6	188	340	188	95
120	310	165	2; 4; 6	165	245	165	77
93	200	165	2; 4; 6	165	245	165	77
70	120	140	4; 6	140	166	140	56
425	85	112	4; 6	112	112	112	38

дольными ударами использует энергию движущихся масс ударного снаряда: ударник наносит серию ударов по наковальне и долоту, т. е. действует виброударный режим разрушения породы.

В тресте «Промбурвод» были проведены испытания такого снаряда. Частота ударов достигала 150—200 в 1 мин, скорость бурения увеличилась в 1,3—1,4 раза.

Буровой снаряд с дополнительным крутильным ударом позволяет воздействовать на породу не только вертикальным, но

Таблица 1.21

Технологические режимы бурения при использовании вибропогружателей (по данным М. Н. Климентова)

Параметры	Вибратор ВО-10		Вибромолот С-835	
	Погружение	Извлечение	Погружение	Извлечение
Масса бурового снаряда, кг	800—1200	—	800—1200	—
Масса снаряда при чистке скважины, кг	450—600	—	450—600	—
Высота подъема снаряда, см	100	—	100	—
Частота ударов в 1 мин	45	—	45	—
Продолжительность рейса долота, мин	10—60	—	10—60	—
Продолжительность чистки, мин	2—20	—	2—15	—
Проходка за цикл, см	12—60	—	15—80	—
Количество включений вибропогружателя за цикл	1—4	—	1—3	—
Продолжительность работы за одно включение вибропогружателя, мин	2—5	5—15	1—3	5—10
Посадка труб за цикл, см	10—15	—	10—70	—
Нагрузка на крюке, кН	—	80—100	—	100—150

Т а б л и ц а 1.22

Классификация горных пород по буримости

Категория горных пород по буримости	Типичные горные породы
I	Торф и растительный слой без корней, рыхлые пески, лёссовидные суглинки
II	Рыхлые песчано-глинистые грунты с примесью (до 20 %) мелкой гальки и гравия; глины пластичные, песчаные
III	Песчано-глинистые грунты со значительной (более 20 %) примесью щебня, гравия и мелкой гальки; плотные глины и суглинки; пески-плавунцы, сухие пески; лёд
IV	Песчано-глинистые грунты с большим (более 30 %) содержанием гальки или щебня
V	Мелкий галечник без валунов; песчаники на известковом и железистом цементе; известняк, доломиты, мрамор
VI	Крупный галечник с небольшим количеством мелких валунов; окварцованные сланцы, известняки и песчаники; крупнозернистые изверженные породы
VII	Галечник с большим количеством крупных валунов; кремнистые сланцы, известняки и песчаники; мелкозернистые изверженные породы

и крутильным ударом. Ударник выполнен в виде винта, входящего в корпус. В момент удара долота о породу ударник движется под действием сил инерции, при этом расклиниваются клиновые пояса. Дальнейшее движение ударника происходит по винтовой линии до момента удара выступов по корпусу — возникает крутильный удар, способствующий скалыванию породы на забое скважины.

Буровой снаряд с дополнительным рыхлением забоя позволяет осуществлять опережающее разрушение породы. Испытания снаряда показали, что скорость проходки увеличивается в 1,2—1,3 раза.

Все горные породы по буримости разделены на семь категорий. В табл. 1.22 дана классификация типичных горных пород по буримости при ударном бурении.

Ведущие зарубежные фирмы США, Японии, Англии, Швеции и других стран по существу отказались от классической схемы ударного бурения. Разработаны и успешно применяются новые модификации инструмента и оборудования, схемы комбинированного бурения. Японские установки $SM_{22=R}$ имеют лебедки повышенной грузоподъемности, применяются утяжеленные желонки, позволяющие работать без раздвижной и ударной штанг.

Башмак желонки армируется твердосплавным вооружением в зависимости от свойств пород.

Бурение в валунах успешно выполняется комплектом американской фирмы «Трайден», включающим долото, смеситель и подвижный молот. Долото армируют сменными лопастями, которые крепятся к корпусу болтами. Для разных горных пород применяют лезвия с различным вооружением и геометрией. Смеситель представляет собой ударную штангу с двумя продольными пазами и наклонными ребрами. Перемещение смесителя в скважине способствует более интенсивному перемещению шлама и созданию зон турбулентности, что, в свою очередь, обеспечивает лучшее удержание шлама во взвешенном состоянии. Забой эффективнее очищается от разрушенной породы, что увеличивает скорость бурения и уменьшает вероятность искривления скважины.

Над смесителем устанавливают подвижный молот, представляющий собой пустотелую ударную штангу диаметром 114 мм и длиной 5,2 м, внутри которой перемещается боек массой 135 кг. Между бойком и нижним торцом ударной штанги включена пружина. Такая конструкция обеспечивает отставание удара бойка от удара долота по забою. Усилием сжатой пружины боек отбрасывается вверх и выполняет функции раздвижной штаги. В сухих породах раздвижные штанги поэтому не применяют.

В твердых аргиллитах скважину глубиной 54 м и диаметром 152 мм бурят за 6 дней со средней скоростью 8,85 м/смену. При обычной технологии ударного бурения аналогичная скважина бурится за 12 дней. Расходы на приобретение комплекта оборудования окупаются за 30—45 смен работы.

Многие зарубежные фирмы отказались от применения воды в качестве промывочного агента. Для этих целей применяют различные полимерные жидкости и пены, обеспечивающие лучшую очистку забоя от шлама и повышающие скорость бурения.

Ряд зарубежных фирм применяет на ударной штанге наклонные ребра, выполняющие роль турбулизаторов в столбе жидкости. В результате шлам поднимается и удерживается во взвешенном состоянии, что улучшает работу долота. Скорость бурения возрастает примерно в 2 раза.

§ 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ СТАНКОВ

Эксплуатация буровых станков требует выполнения ряда правил. Первое из них — содержание станка в чистом состоянии. Станок и его узлы после каждой смены очищают от грязи, а вращающиеся узлы смазывают (табл. 1.23). Подшипники, фрикционные муфты на заводе смазывают смазкой УСС-2, а в процессе эксплуатации — смазкой УС-2. Бурильщик перед началом работы должен внимательно осмотреть узлы станка, проверить исправность механизмов управления и электропривода. Все неисправности и дефекты должны быть устранены.

Т а б л и ц а 1.23

Карта смазки станка

Узел	Число точек смазки	Способ смазки	Марка смазки	Режим смазки
Подшипники главного вала	3	Пресс-масленкой	УСС-2	Добавлять 1 раз в месяц
Поводковые хомуты главного вала	3	Ручная	Индустриальное 45В	Добавлять 2 раза в смену
Шестерня привода желоночного барабана	1	»	Машинное СВ	То же
Шестерня привода ударного механизма	1	»	Полугудрон	»
Шестерня привода ударного вала	1	»	»	»
Подшипники ударного вала	2	Пресс-масленкой	УСС-2; УС-2	Добавлять 1 раз в месяц
Подшипники шатуна	2	»	То же	То же
Подшипник ударной рамы	2	»	»	»
Втулки роликов ударной рамы	2	»	Индустриальное 45В	»
Втулки штока ударной рамы	2	»	Машинное СВ	»
То же	2	»	То же	»
Подшипники желоночного барабана	2	»	УСС-2; УС-2	»
Подшипники талевого барабана	2	»	То же	»
Подшипники оси скатов	4	Ручная закладка	»	Перед каждой перевозкой станка
Подшипники индустриального барабана	2	Пресс-масленкой	»	Добавлять 1 раз в месяц
Вал червячного колеса редуктора подъема маты	2	Колпачковой масленкой	»	Добавлять перед подъемом маты
Червяк и подшипники редуктора подъема маты	1	Заливка	Индустриальное СВ	То же
Ось поворотного хода	1	Пресс-масленкой	УСС-2; УС-2	Перед перевозкой станка
Головные ролики маты	5	То же	То же	Перед установкой маты
Вспомогательные ролики для подъема маты	9	Ручная	Индустриальное СВ	То же
То же	3	»	То же	»
Канаты	3	»	Канатная мазь	В период монтажа станка

Т а б л и ц а 1.24

Основные неисправности станка и методы их устранения

Неисправность	Причина	Метод устранения
<i>Фрикционные муфты</i>		
Муфта пробуксовывает	На фрикционные диски попала смазка Износились фрикционные диски Не отрегулирован зазор в муфте Большая нагрузка	Разобрать муфту и промыть в бензине или керосине Заменить фрикционные диски Отрегулировать зазор с помощью регулировочного кольца Уменьшить нагрузку до нормальной
Муфта произвольно отключается Рукоятки имеют свободный ход	Диски расклинены посторонними предметами В шарнирах имеются большие зазоры	Разобрать муфту и удалить посторонний предмет Заменить изношенные части
<i>Зубчатые передачи</i>		
При работе слышен стук	Зубья поломаны или сильно изношены Уменьшено межцентровое расстояние	Заменить шестерин Увеличить межцентровое расстояние
<i>Ударный механизм</i>		
При работе слышен стук в раме	Предварительная натяжка пружин сделана неправильно Большая нагрузка на раму	Отрегулировать натяжку пружин Снизить массу ударного снаряда
При работе слышен стук в ролике Капат неправильно наматывается на барабан лебедки Подшипники на валу качаются	Изношены бронзовая втулка и ось Направляющий ролик не перемещается по оси Недостаточная затяжка ступицы кривошипов болтами	Заменить изношенные детали Очистить и смазать ось Затянуть гайки болтов
<i>Механизм управления</i>		
Рычаги управления заклиниваются	Перекошены или погнуты тяги	Разобрать узлы, исправить повреждения или заменить тяги
Тормозные ленты греются	Тормозные ленты излишне затянуты	Отрегулировать длину ленты с помощью гаек и болта с ушком на сбегающем конце. При расторможенном положении лента не должна касаться тормозных ободов

Продолжение табл. 1.24

Неисправность	Причина	Метод устранения
Барабан не затормаживается	Под тормозную ленту попала смазка Тормозные ленты имеют лишнюю длину Шарнирные соединения имеют большие зазоры Погнуты или перекошены тяги или рычаги	Снять тормозную ленту и промыть ее в бензине или керосине Уменьшить длину тормозной ленты Заменить изношенные детали Разобрать узел, выправить тяги или заменить новыми
<i>Силовой привод</i>		
Электродвигатель не запускается и гудит	Разрыв одной из фаз электрической сети	Проверить и заменить предохранители или подвод электроэнергии к станку
Электродвигатель сильно нагревается, гудит и останавливается	Перегрузка двигателя	Снизить нагрузку на узлы
Клиновые ремни имеют различное натяжение	Ремни изношены Оси электродвигателя и главного вала непараллельны	Заменить изношенные ремни Устранить перекос, правильно закрепив электродвигатель
Обрыв клинового ремня	Износ ремня	Необходимо заменить ремень

Необходимо соблюдать сроки планово-предупредительных ремонтов станка. Текущий ремонт проводят на месте силами буровой бригады или бригадой механиков.

Станки ремонтируют через 450 станко-смен в механических мастерских. Капитальный ремонт станка проводят в механических мастерских, станок полностью разбирают и составляют дефектную ведомость. Результаты ремонта оформляют актом, станок принимает специальная комиссия.

В процессе эксплуатации станка возможны поломки и неисправности отдельных узлов и механизмов. Наиболее типичные неисправности станка и методы их устранения приведены в табл. 1.24.

§ 7. АВАРИИ И МЕТОДЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Процесс ударного бурения следует вести в соответствии с ранее изложенными рекомендациями по технологии бурения с учетом горно-геологических условий производства работ.

Аварии возникают вследствие поломок инструмента, нарушения технологии бурения и организации работ. Основные виды

аварий, причины их возникновения и методы устранения изложены в табл. I.25.

Такие распространенные аварии, как развинчивание и обрыв инструмента или желонки, усложняются часто в результате отклонения оставшегося инструмента к стенке скважины или в каверну. В этих случаях соединение с инструментом требует отвода его к центру ствола. Для этих целей применяют различные ловильные крючки.

Иногда происходят аварии, которые характеризуются сложным видом обрыва инструмента и отклонением его в скважине. В таких случаях сначала уточняют положение инструмента с помощью «печати».

В многолетнемерзлых породах буровой инструмент и желонка должны находиться в движении, иначе их может прихватить. Бурение ведут с подливом горячей воды в скважину и добавлением соли, что снижает вероятность образования ледяных пробок. Большое количество заливаемой воды способствует обледенению стенок скважины и поэтому не рекомендуется. При низких температурах воздуха буровой инструмент и обсадные трубы приобретают большую ломкость. Поэтому их нельзя бросать, а перед спуском инструмента в скважину его предварительно держат в ванне с горячей водой или обдувают горячим воздухом.

Аварии фиксируются в буровом журнале. План ликвидации аварий и руководство всеми аварийными работами осуществляет буровой мастер. Сложные аварии рассматриваются на технических совещаниях, и планы их ликвидации утверждаются руководством экспедиции, партии, участка, управления и др.

§ 8. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

Работу по бурению выполняет бригада, состоящая из бурильщика, старшего рабочего и рабочего. При глубоком бурении и бурении скважин большого диаметра состав бригады дополнительно укомплектовывают еще одним рабочим. На каждые один-два станка назначают старшего бурового мастера, который осуществляет техническое и организационное руководство всеми работами. Монтаж бурового станка и бурение можно начать, если утвержден геолого-технический наряд на бурение скважины. Изменения в конструкции скважины, технологии бурения и других процессах возможны лишь по согласованию с главным инженером, главным (старшим) гидрогеологом партии, экспедиции, управления и др. По результатам работы смены заполняют сменный рапорт и буровой журнал.

Максимальное время должно быть отведено производительным видам работ. Важно своевременно завезти на буровую площадку буровой и вспомогательный инструмент, необходимое количество обсадных труб и фильтров требуемых типоразмеров,

Аварии, причины возникновения, методы предотвращения и устранения

Авария	Причина возникновения	Метод предупреждения	Метод устранения
Заклинивание долота	Попадание лезвия долота в трещину или липкую глину Сужение ствола скважины в результате применения сработанных долот Сужение ствола вследствие выпучивания глины Обвал стенок скважины	Применять раздвижную штангу, долота крестового типа, вести бурение с минимальной навеской Применять долота номинального диаметра Осуществлять перIODическую обработку ствола скважины окружающим долотом Применять долив воды в скважину и поддерживать уровень выше статического напора водоносного пласта, представленного неустойчивыми породами; крепить скважину обсадными трубами; использовать в составе бурового снаряда раздвижную штангу	Выбивание инструмента ударами вверх, извлечение инструмента с помощью лебедки Применение канаторезки для обрезаки натянутого каната и последующего извлечения инструмента ловильными раздвижными штангами
Прихват бурового инструмента			Выбивание инструмента ударами вверх, извлечение инструмента с помощью лебедки
Захват желонки	Перелив водоносной породы через верх желонки Вскрытие напорного водоносного пласта, представленного мелкозернистыми песками	Не допускать полного заполнения желонки породой, применять желонки соответствующего диаметра Осуществлять постоянный контроль за вскрытием водоносных пластов, вводить желонку постепенно, не допуская ее глубокого погружения в пульпу	Выбивание желонки ударами вверх, извлечение желонки с помощью лебедки Подъем обсадных труб вместе с желонкой на высоту до 3 м. Если над желонкой имеется столб песка, то его надо удалить желонкой меньшего диаметра или путем

Развинчивание резьб в инстру- менте при бурении	Недостаточная затяжка резьбо- вого соединения и нанес резьб Применение канатов левой связ- ки Заклинивание втулки в канатном замке	Тщательная затяжка и отбравов- ка изношенных резьб Применение канатов правой и крестовой связки Смазка втулки канатного замка	Промывка через колонну труб, опу- скаемых в скважину. Раскажива- ние колонны по ходу часовой стрелки при натяжении желоноч- ного каната
Обрыв бурового инструмента	Трещины и раковины в теле до- лата, ударной и раздвижной платанге и канатного замка	Постоянный визуальный осмотр бурового инструмента	Применение ловителя с плашками, пружинного ловителя или желон- ки
Обрыв каната	Использование изношенного ка- ната Большие усилия при вытягива- нии бурового инструмента или желонки	Замена изношенного каната но- вым Ограничение усилий натяжения каната на барабан лебедки до номинальных значений	Применение однорядного и двурядо- го ерша Обрыв каната желонки и извлече- ние последней ловильной вилкой
Обрыв желонки	Использование изношенных же- лонок и наличие трещин и ра- ковин в металле	Запрещается применять изношен- ные желонки, необходимо осуще- ствлять визуальный осмотр же- лонок	Применение метчиков и труболо- вок
Спаривание колонн	Переход с одного диаметра труб на другой в водонасыщенных пе- сках	Не допускать спуска обсадной колонны меньшего диаметра в водонасыщенных песках При переходе на трубы мень- шего диаметра необходимо ис- пользовать т.мпонажную пробку из жирной глины	Подъем ходовой колонны домкра- тами, системой полиспаста или ви- тробромеанизмом Выбивание ходовой колонны удар- ным снарядом и системой полис- паста, подъем предпоследней об- садной колонны на несколько метров и применение ранее описан- ных методов извлечения спарен- ных колонн

Аварии	Причина возникновения	Метод предупреждения	Метод устранения
Захват обсадной колонны песками	Низкие уровни пудилы в скважине и башмаки стандартного размера	Поддерживать уровень пудилы выше статического напора водонасыщенных песков и применять башмаки большего диаметра, не допускать длительного застоя труб	Применять методы расхаживания колонны по часовой стрелке, вибромеханизмы
Затяжка колонны в стволе скважины при ее спуске	Искривление ствола, попадание кусков породы и посторонних предметов в межтрубный зазор	Проработать ствол скважины перед спуском колонны и не допускать попадания посторонних предметов в скважину, заполнить скважину водой; соблюдать технические и технологические требования, исключающие искривление скважины	Выбивание колонны ударным снарядом, извлечение колонны полиспастом и вибромеханизмами
Заклинивание фильтра в колонне труб	Применение искривленных фильтров и с малым зазором между наружным его диаметром и внутренним диаметром обсадной трубы Применение искривленных обсадных и смятых труб	Применять исправные (недеформированные) фильтры, зазоры между наружным диаметром фильтра и внутренним диаметром обсадной колонны должны быть не менее 30—40 мм. Применять высококачественные обсадные трубы, проверить их внутренний размер шаблоном, не допускать падения посторонних предметов в скважину	Извлечение фильтра с помощью лебедки. Выбивание фильтра ударами вверх
Падение посторонних предметов в скважину	Нарушение технологического организационного режима работ	Выполнять правила производства и организации работ в смене	Применение ловильных клещей, пауков, магнитных ловушек и фрезеров

обеспечить буровую установку водой, энергией и т. п. Работу следует вести в три смены, непрерывно. Рабочая площадка должна быть огорожена, обсадные трубы и фильтры следует укладывать на стеллажи. Инструмент укладывают на специальных стеллажах, горючесмазочные материалы — в специально отведенных местах, удаленных от станка. Если электроэнергия на участке работ отсутствует, то устанавливают дизель-электрические станции. В зимнее время буровой станок укрывают щитами и помещение отапливают. При низких температурах необходимо организовать подогрев бурового инструмента, чтобы исключить его поломки в связи с высокой хрупкостью. С целью экономии металла после окончания бурения промежуточные колонны можно разрезать труборезом и извлекать.

Если скважину ликвидируют, то из нее по возможности извлекают все обсадные трубы и ствол скважины тампонируют.

Схема расположения оборудования при бурении станком УГБ-ЗУК приведена на рис. 1.40.

Участки земли, занимаемые буровыми установками, предусмотрены ОСТ 41-98.03—74.

Нормы площадей земельных участков

Тип станка	УГБ-ЗУК, УГБ-4УК
Площадь участка, м ² :	
равнинный рельеф	1600
рельеф с уклоном до 15°	3000

При размещении дизель-электрической станции рабочую площадку буровой установки увеличивают на равнинном рельефе до 2300, а на горном — до 3600 м².

При проведении длительных откачек к выделенному участку прибавляют участок под котлован объемом до 100 м³.

В ряде организаций успешно работают комплексные буровые бригады; члены которых совмещают профессии дизелиста, сварщика, электрика и др.

Бригада выполняет все основные и вспомогательные работы: расчистку, планировку и подготовку рабочей площадки; установку станка, стеллажей, передвижных вагончиков, рытье отстойников; укладку бурового, вспомогательного инструмента и обсадных труб; подводку электроэнергии, заземление станка; бурение скважин; крепление ствола скважины; тампонаж; отбор проб пород, гидрогеологические наблюдения, контрольные замеры глубины скважины; обеспечение буровой установки водой; ведение технической и геологической документации; обеспечение эксплуатации передвижных электростанций; текущий и профилактический ремонт станка и инструмента; извлечение обсадных труб и ликвидацию скважины; рекультивацию площадки.

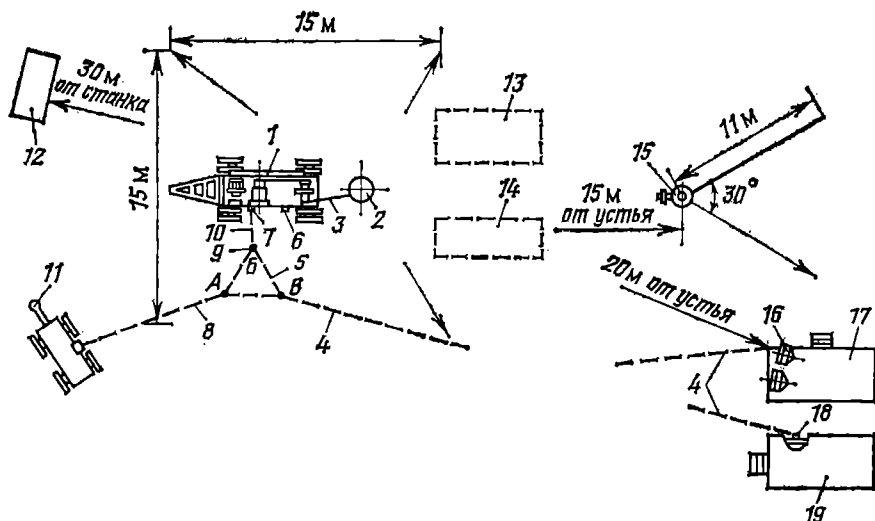


Рис. 1.40. Схема расположения и заземления буровой установки ударно-канатного бурения и вспомогательного оборудования:

1 — буровая установка УГБ-ЗУК; 2 — обсадная труба устья скважины; 3, 4, 8, 10 — заземляющие электропровода буровой установки, жилого вагона и вагона-склада дизельной электростанции, электродвигателя; 5 — металлические провода контура заземления; 6 — заземление буровой установки; 7 — заземление электродвигателя бурового стаяка; 9 — контур заземления АБВ (забивные штыри); 11 — дизель-электростанция; 12 — склад ГСМ; 13 — место для обсадных труб; 14 — место для бурового инструмента; 15 — устройство с растяжками для опрокидывания желонки; 16 — прожекторы; 17 — жилой вагон; 18 — заземление электроцита вагона-склада; 19 — вагон-склад

Глава II. БУРЕНИЕ С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ

Роторный способ бурения с прямой промывкой глинистыми растворами не позволяет вскрывать водоносные пласты с сохранением фильтрационных свойств пород в призабойной зоне и не обеспечивает оптимальные режимы бурения по мере увеличения диаметров скважин.

Ухудшение фильтрационных свойств пород в прифильтровой зоне, особенно при вскрытии слабонапорных водоносных пластов, снижает дебиты и сроки эксплуатации скважин, а невозможность обеспечить оптимальные режимы бурения из-за несовершенства применяемых буровых установок, инструментов и насосов, не позволяющих достичь требуемых осевых нагрузок на забой и скорости восходящего потока промывочной жидкости, резко снижает скорости бурения. Использование для промывки воды и распадающихся растворов или бурение с последующим расширением ствола в зонах водоносных пластов, а также различные эффективные способы освоения (разглинизации) улучшают показатели бурения с прямой промывкой, однако приме-

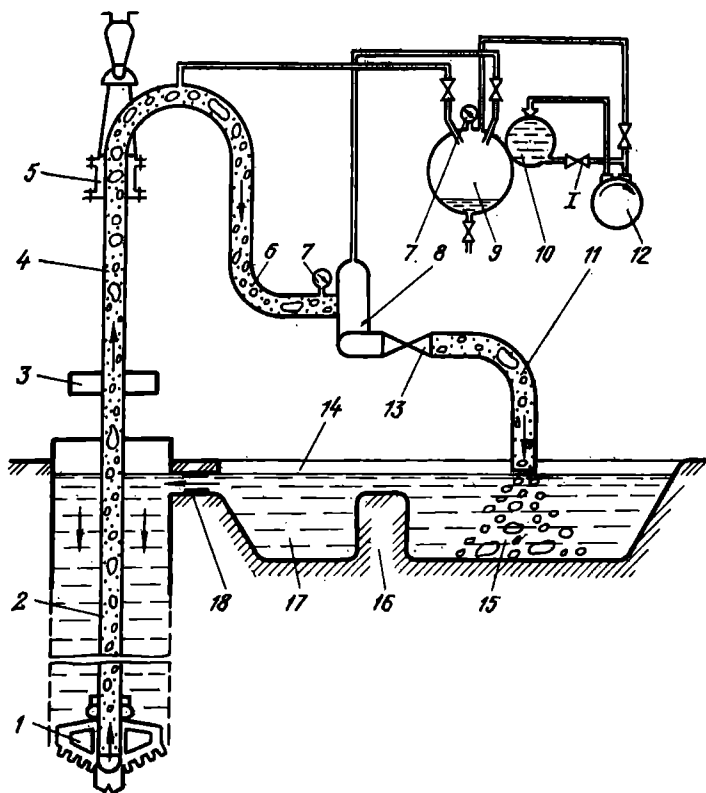


Рис. II.1. Схема бурения с обратной промывкой при использовании для создания циркуляции вакуум- и центробежного насосов:

1 — долото; 2 — буровая колонна; 3 — ротор; 4 — рабочая труба; 5 — вертлюг; 6 — рукав; 7 — вакуумметр; 8 — центробежный насос; 9 — бак вакуумный; 10 — бак водяной; 11 — рукав сливной; 12 — вакуум-насос; 13 — задвижка; 14 — амбар-отстойник; 15 — буровой шлам; 16 — перемычка; 17 — промывочная жидкость; 18 — желоб для соединения шурфа с амбаром-отстойником

нительно к задачам бурения скважин больших диаметров такой способ существенно уступает способу бурения с обратной промывкой.

К числу факторов, определяющих высокие технико-экономические показатели бурения с обратной промывкой, относятся: увеличение скорости бурения в 10—15 раз по сравнению с роторным способом с прямой промывкой;

возможность бурения скважин конечным диаметром до 1,5 м и соответственно увеличение их дебитов;

возможность обеспечения значительных толщин гравийных обсыпок фильтров (со свободной засыпкой гравия с поверхности); исключаяющих пескование скважин и увеличивающих продолжительность их эксплуатации;

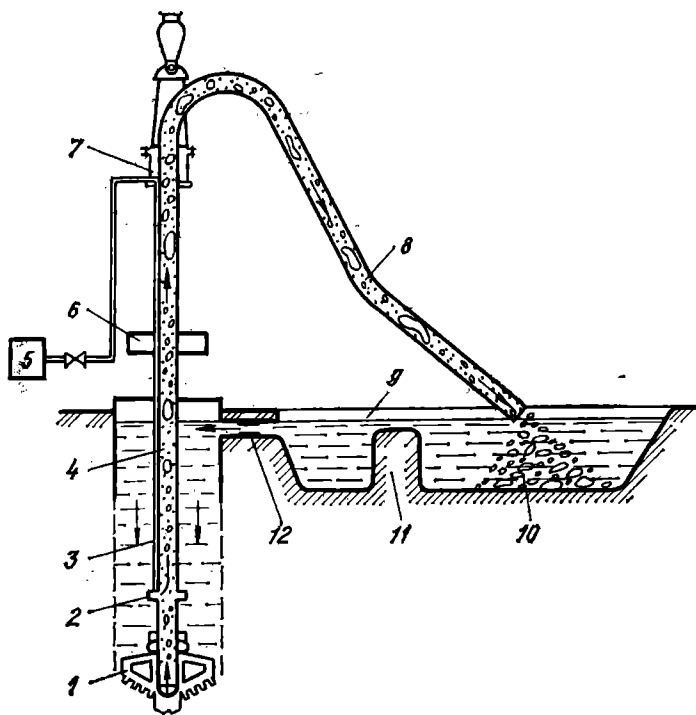


Рис. 11.2. Схема бурения с обратной промывкой при использовании для создания циркуляции эрлифта:

1 — долото; 2 — смеситель; 3 — воздушные трубы; 4 — бурильная колонна; 5 — компрессор; 6 — ротор; 7 — вертлюг; 8 — рукав; 9 — амбар-отстойник; 10 — буровой шлам; 11 — перемычка; 12 — желоб для соединения шурфа с амбаром-отстойником

предотвращение глинизации водоносных горизонтов в результате применения воды в качестве промывочной жидкости; возможность в процессе бурения точно определить залегание интервалов проходимых пород, поскольку шлам поступает из забоя на поверхность в строгой последовательности, непрерывно, с большой скоростью и может легко отбираться.

При бурении с обратной промывкой промывочная жидкость (в большинстве случаев используется вода) поступает на забой скважины из приемной емкости самотеком по кольцевому пространству, образуемому бурильной колонной и стенками скважины, захватывает частицы разрушенной долотом породы и через отверстие в долоте поднимается на поверхность по внутреннему сечению бурильной колонны, вновь попадает в приемную емкость, где частицы осаждаются. Далее цикл повторяется.

Подъем промывочной жидкости по бурильной колонне может осуществляться тремя способами: всасыванием центробежным насосом с предварительным включением вакуум-насоса, эр-

лифтной откачкой с использованием компрессора и гидроэлеватором.

Наибольшее распространение получили два первых способа подбема промывочной жидкостью.

При всасывающем способе (рис. II.1) для создания циркуляции сначала необходимо опустить долото в шурф, заполненный жидкостью, и включением вакуум-насоса создать разрежение в ведущей трубе и вертлюге, в результате которого жидкость из шурфа через отверстие в долоте поднимается по внутреннему каналу ведущей трубы и после перетока через отводной патрубок вертлюга устремляется по подсоединенному к нему рукаву. Второй конец рукава закреплен на всасывающем патрубке центробежного насоса, который включают в момент подхода перетекающей жидкости, обеспечивая ее подсос и соответственно перекачку в приемную емкость-отстойник. Из приемной емкости-отстойника жидкость перетекает по желобу в шурф, и таким образом создается циркуляция. С включением центробежного насоса и созданием циркуляции вакуум-насос отключают, включают ротор и начинают процесс бурения.

В процессе бурения с обратной промывкой при использовании для создания циркуляции эрлифта (рис. II.2) воздух закачивается компрессором по трубам в смеситель, имеющийся в буровой колонне, жидкость аэрируется и поднимается на поверхность.

§ 1. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Для осуществления бурения скважин с обратной промывкой зарубежные фирмы «Вирт», «Зальциттер» (ФРГ), «Фаллинг» (США), предприятия ГДР, Румынии и других стран выпускают специальные буровые станки с комплектом необходимого инструмента, а также навесное оборудование, используемое с помощью автокранов.

В табл. II.1 приведены краткие сведения о зарубежных буровых установках.

Кунгурским машиностроительным заводом разработаны и выпущены отечественные буровые агрегаты 1БА15К (рис. II.3) для бурения с обратной и прямой промывкой (табл. II.2).

Бурение с обратной промывкой в СССР начали внедрять в 1967 г., когда по инициативе институтов ВОДГЕО, ПНИИС и ряда производственных организаций для этой цели стали использовать серийно выпускавшиеся буровые установки вращательного и ударного бурения. Их укомплектовывали дополнительным оборудованием и частично изменяли конструкцию. Для бурения с обратной промывкой были применены роторные установки УРБ-2А, УРБ-3АМ, 1БА15В, ударные УГБ-ЗУК, УГБ-4УК, шнековые УШБМ-16.

Рис. II.3. Буровой агрегат ИБА15К:

1 — буровой блок; 2 — мачта; 3 — вертикальный ротор; 4 — расочная труба; 5 — откидной ролик; 6 — такелажный блок; 7 — блок прожекторов

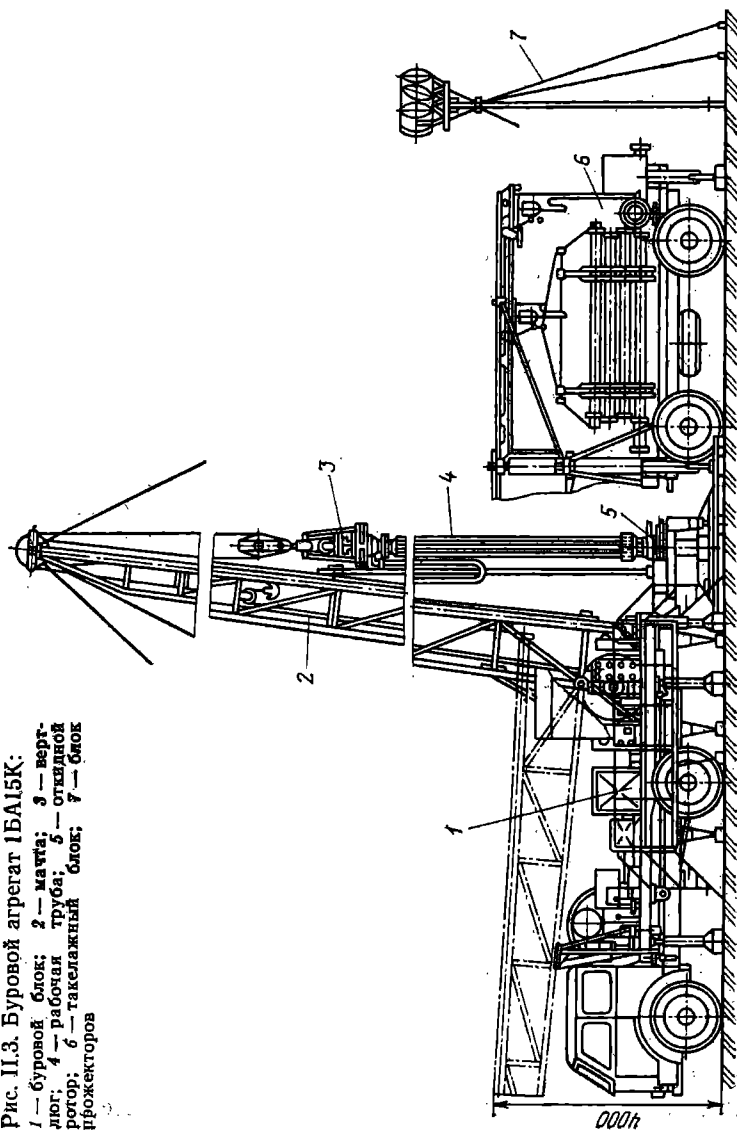


Таблица II.1

Основные данные о буровых установках

Страна	Фирма	Тип станка	Способ бурения	Максимальная глубина бурения, м	Максимальный диаметр скважины, мм, менее
ФРГ	«Зальцгиттер»	PS-150	Ударный и всасывающий вакуум- и центробежными насосами	200	275
		SW-200	Грейферный и всасывающий вакуум- и центробежными насосами	200	1275
		SW-300	Ударный и всасывающий с эрлифтом	450	1500
	«Вирт»	L-2	Всасывающий с эрлифтом	380	1000
		L-3		380	1500
		L-4		600	2000
		L-10		600	3000
Румыния	—	FA-12	Ударный и всасывающий вакуум- и центробежными насосами и эрлифтом	250	1200
ГДР	—	K2/S-100	Ударный и всасывающий вакуум- и центробежными насосами	150	650
		K5/S-150		150	900
		K6/S-250		250	1500

Установка УРБ-2А (рис. II.4) используется для бурения с обратной промывкой в основном на Украине. Модернизация этой установки заключается в замене ее ротора с диаметром проходного отверстия 150 мм на ротор с диаметром 250 мм с соответствующим изменением длины карданного вала и рамы. Это позволило применять необходимые для бурения с обратной промывкой бурильные трубы большого диаметра и обеспечивать требуемое для этого способа бурения снижение частоты вращения ротора. Для забуривания скважин под кондуктор с прямой промывкой устанавливают насос типа С-245 с приводом от карданного вала. С перечисленными изменениями установка позволяет бурить с обратной промывкой скважины диаметрами 500—1200 мм на глубину до 50—60 м со спуском фильтровой колонны, масса которой не превышает грузоподъемности установки.

Установка УРБ-3АМ применяется для бурения с обратной промывкой без внесения каких-либо изменений и с различными изменениями. В первом случае для обеспечения необходимого

Таблица 11.2

Основные технические характеристики буровых установок 1БА15К и FA-12

Показатели	1БА15К	FA-12
Грузоподъемность, т: номинальная максимальная	12,5 20	12,5 20
Основной способ бурения	Вращательный с обратной и прямой промывкой	Вращательный с обратной промывкой и ударно-канатный
Рекомендуемая глубина бурения, м	250/500 (эрлифт/прямая промывка)	250/250 (эрлифт/ударный)
Рекомендуемый диаметр сиважины, мм	1270/394	1270/600
Транспортная база	Шасси МАЗ-500А	Прицеп двухосный
Тип силового привода	ЯМЗ-236/Д-108	Дизель Д-110
Мощность, кВт	77/79	48
Мачта: тип	Секционная, наклонная	Цельносварная, наклонная
высота до оси крон-блока, м	16	13,12
вылет, м	1,4	1,25
механизм подъема	Гидродомкрат	Буровая лебедка
Длина буровой трубы/свечи, м	3/12	3
Длина ведущей штанги, м	4,5/8 (обратная/прямая промывка)	4
Механизм вращения	Ротор откидной	Ротор отодвигаемый
Диаметр проходного отверстия стола ротора, мм	410	300
Частота вращения, об/мин	9—245	6—40
Нагрузка на стол, кН	200	125
Механизм подъема	Лебедка двухбарабанная	Лебедка трехбарабанная
Натяжение каната максимальное, кН:		
талевого	52	64
тартального	13—27	11
бурового (инструмента)	—	32
Диаметр каната, мм		
талевого	18	16
тартального	11	12
бурового (инструмента)	—	21
Емкость барабанов, м:		
талевого	150	80
тартального	300	300
бурового (инструмента)	—	300

Продолжение табл. II.2

Показатели	1БА15К	РА-12
Буровой насос:		
тип	— 6НДВ (НБ12-63-40)	Центробежный 2Р35
приводная мощность, кВт	45,5—35,3 (50)	25,7
подача максимальная, л/с	100—60 (12,2)	6,7
давление максимальное, МПа	0,33—0,42 (6,3)	3,35
Масса инструмента, т	—	1,2—2,8
Частота ударов в 1 мин	—	45
Высота подъема ударного инструмента, м	—	0,35—0,9
Компрессор:		
тип	К9М	МС-5 (станция по заказу)
подача, м³/мин	10	5,2
давление, МПа	0,6	0,7

снижения частоты вращения бурильного инструмента до 40 об/мин используют обратную скорость ротора. В других случаях нужное снижение частоты вращений достигается установкой перед коробкой скоростей или перед ротором редуктора с передаточным отношением 2:1. Имеется опыт монтажа на УРБ-ЗАМ насоса С-245 для забуривания скважин под кондуктор с прямой промывкой.

С учетом грузоподъемности и приводной мощности установкой УРБ-ЗАМ можно бурить методом обратной промывки скважины диаметрами 500—1200 мм на глубины 100—150 м.

Буровая установка 1БА15В наиболее подходит для бурения с обратной промывкой, так как ее кинематическая схема позволяет подбирать нужные частоты вращения ротора и, кроме того, она обладает большей грузоподъемностью и приводной мощностью. Ею можно бурить с обратной промывкой скважины диаметрами 500—1200 мм на глубину 150—200 м.

Для спуска с установок УРБ-ЗАМ и 1БА15В кондукторов диаметрами 530—830 мм в тресте «Промбурвод» предложили увеличить проходное отверстие в раме установок под ротором до 800—1000 мм. Соответственно до 800—1000 мм увеличивается и расстояние между направляющими мачт установок.

В большинстве случаев перечисленными установками бурят с обратной промывкой, используя эрлифтный пульпоподъем, но имеется опыт бурения установками 1БА15В методом всасывания. Для этой цели буровой насос 11Гр снимают и на платформе установки монтируют центробежный насос ЧПС-9, вакуумный насос КВМ-4, вакуумный котел вместимостью 150 л и водяной бак для подачи воды к центробежному насосу.

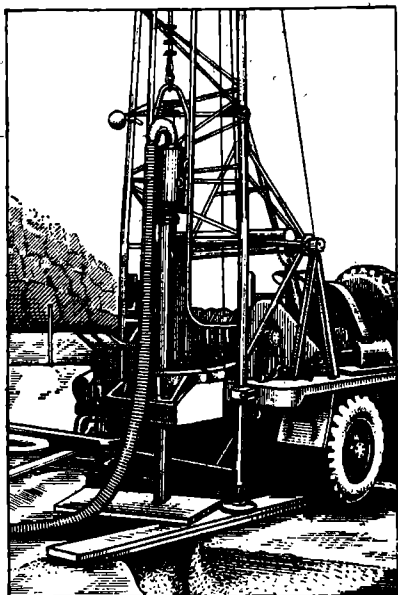


Рис. II.4. Буровая установка УРБ-2А, переоборудованная для бурения скважин с обратной промывкой

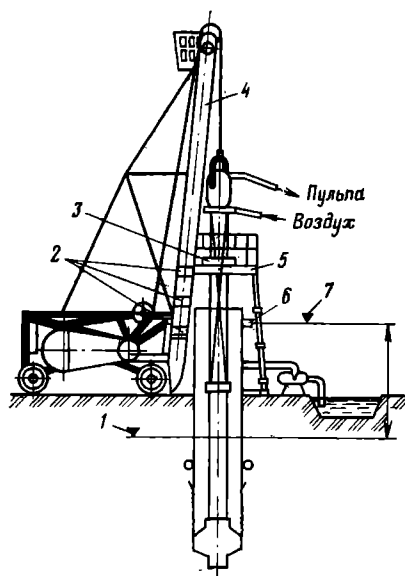


Рис. II.5. Буровой станок УГБ-ЗУК-ОП:

1 — уровень грунтовых вод; 2 — крошечный; 3 — ротор; 4 — мачта; 5 — рама площадки; 6 — стойки; 7 — уровень воды в кондукторе

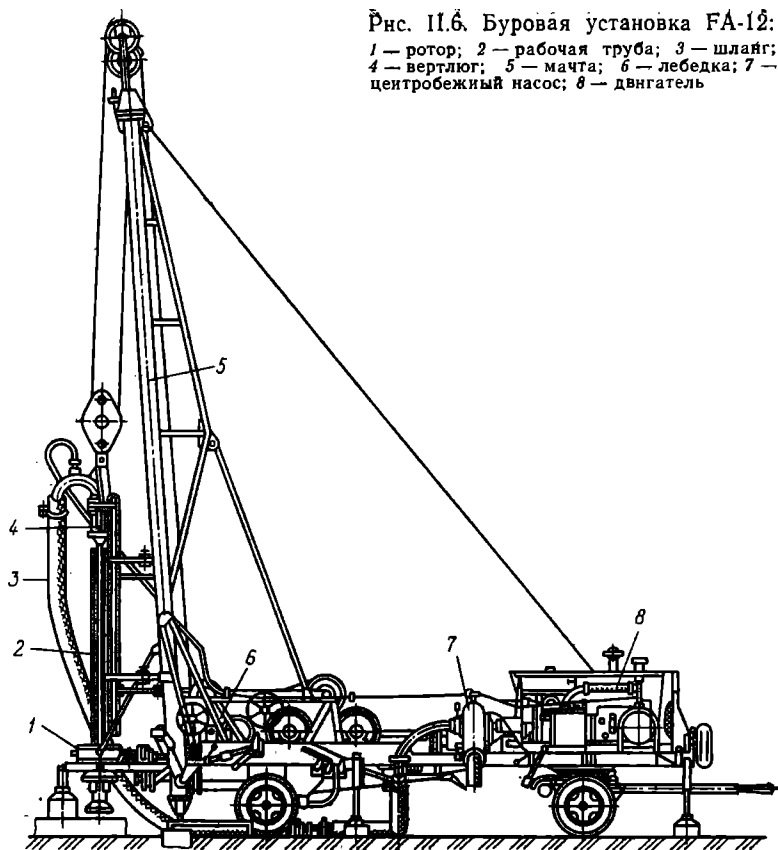
Ударно-канатный станок УГБ-ЗУК (рис. II.5) для бурения с обратной промывкой модернизирован ПНИИСом и имеет шифр УГБ-ЗУК-ОП.

Для вращения бурового инструмента в станке предусмотрена дополнительная роторная приставка. Она состоит из площадки с установленными на ней ротором (Р-250 или Р-130) и электродвигателем, клиноременной передачи и муфты сцепления. Для предотвращения обрушения стенок скважин при близком расположении подземных вод от поверхности предусмотрена возможность установки площадки роторной приставки на различной высоте (2; 3,5; 4,5 м). Грузоподъемность площадки 10 т. Буровой станок УГБ-ЗУК-ОП позволяет бурить скважины с обратной промывкой диаметром до 900 мм на глубины до 200 м.

Буровая установка УШБМ-16 модернизирована и применяется для бурения с обратной промывкой в Туркмении. Благодаря наличию подвижного вращателя с поворотным шпинделем значительно облегчаются и сокращаются операции при спуске и подъеме бурильных труб, а также при сбросе породы с рейсо-

Рис. 11.6. Буровая установка ФА-12:

1 — ротор; 2 — рабочая труба; 3 — шланг;
4 — вертлюг; 5 — мачта; 6 — лебедка; 7 —
центробежный насос; 8 — двигатель



вого шнека в процессе забуривания скважин. Модернизированная установка УШБМ-16 позволяет бурить скважины с обратной промывкой на глубины до 100 м при диаметре до 1200 мм.

Технические данные о буровых установках, переоборудованных для бурения с обратной промывкой, приведены в табл. 11.3.

Все буровые установки, приспособленные для бурения с обратной промывкой, сохраняют возможность использовать их и по первоначальному назначению: установки УРБ-2А, УРБ-3АМ и 1БА15В — для вращательного бурения с прямой промывкой, УГБ-ЗУК-ОП — для ударно-канатного и вращательного бурения с прямой промывкой, УШБМ-16 — для шнекового бурения. Наряду с использованием перечисленных модернизированных установок успешно освоены и применяются для бурения с обратной промывкой буровые установки ФА-12 (рис. 11.6), поставляемые Румынией с полным комплектом бурового инструмента, включая долота.

Таблица II.3

Технические характеристики установок для бурения с обратной промывкой

Показатели	1БА15В-ОП	УРБ-3АМ-ОП	УРБ-2А-ОП	УГБ-3УК-ОП	УШБМ-16-ОП
Глубина бурения, м	200	150	60	200	100
Максимальный диаметр скважины, мм	1200	1200	1200	900	1200
Мощность привода, кВт	77,2	39,7	44,1	37	77,2
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	410	250	250	250	—
Частота вращения ротора, об/мин	20, 35, 65, 130, 245	55, 95	20, 40, 106, 197, 300	20	15, 30, 40, 60, 80
Высота вышки от стола ротора до оси кронблока, м	15,5	13,5	9,5	14,2	11
Грузоподъемность, т	12	5	2,5	12	15
Диаметр бурильных труб, мм	114, 146, 168	114, 146, 168	114	168, 219	146, 168
Масса установки, т	14,7	13,56	10,05	12,7	11

Примечание. Тип подачи — с тормоза лебедки.

§ 2. БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ

При бурении с обратной промывкой вся разрушаемая порода выносится на поверхность по внутреннему каналу бурильной колонны, поэтому к конструкции бурильных труб предъявляются особые требования: они должны иметь равнопроходные внутренние сечения как по всему телу трубы, так и на концах в местах их соединений.

Площадь сечения бурильных труб и соответственно их диаметры определяются в первую очередь эффективностью выноса кусков разрушаемой породы, размеры которых при этом методе бурения могут доходить до 150 мм и более. При выборе диаметра бурильных труб учитывают размеры имеющихся в геологических разрезах валунов и других включений, а также диаметры скважин.

При бурении шурфов и шахтных стволов в основном применяют бурильные трубы диаметрами 219, 273 и 325 мм, при бурении стволов скважин — бурильные трубы диаметрами 114, 146 и 168 мм; реже используется буровой инструмент диаметром 219 мм.

Для бурения методом всасывания с использованием вакуум- и центробежных насосов колонна бурильных труб должна обладать лишь равнопроходным сечением и надежной герметизацией соединений.

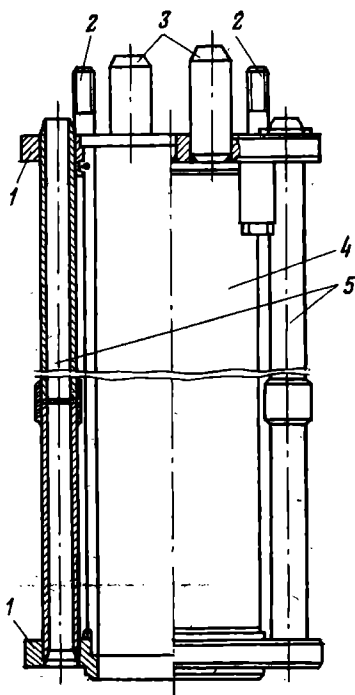
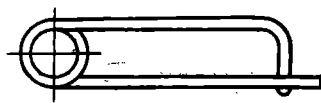


Рис. II.7. Бурильная фланцевая труба для бурения с эрлифтом

Рис. II.8. Шплнт-шпилька



При эрлифтом пульпоподъеме в буровой колонне дополнительно должен быть предусмотрен канал для подачи воздуха к смесителям, устанавливаемым в различных интервалах буровой колонны в зависимости от давления, развиваемого компрессором, и глубины бурения.

За рубежом инструмент для бурения с обратной промывкой обычно изготавливают с фланцевым болтовым соединением, который используется как для всасывающего пульпоподъема, так и для эрлифтного. Успешно применяемые у нас в стране станки типа FA-12 укомплектованы фланцевым буровым инструментом диаметром 168 мм. Конструктивное исполнение этого инструмента аналогично в основном описываемому ниже фланцевому инструменту (рис. II.7), изготавливаемому на заводе треста «Промбурвод». В отдельных случаях для бурения методом всасывания применяют резьбовые замковые соединения (например, в установках K2/S, выпускаемых в ГДР).

Бурильные трубы с фланцами на концах для эрлифтного пульпоподъема состоят практически из трех труб — основной 4 диаметром 168 мм и двух параллельных ей труб 5 малого диаметра для подачи по ним воздуха. Сверху и снизу все три трубы объединены в единую конструкцию фланцами 1, которые позволяют соединять между собой бурильные трубы в колонну; при

этом в колонне получаются три канала — два для подачи воздуха и один (центральный) для подъема пульпы. Для предупреждения в процессе вращения буровой колонны срезающих усилий на соединительные болты 2 во фланцевых соединениях предусмотрены специальные штыри 3, имеющие ответные отверстия в противоположном фланце. Штыри позволяют также облегчить центрирование фланцев при их соединении. Для предотвращения развинчивания соединительных болтов в процессе бурения предусмотрена их шплинтовка специальными шплинтами-шпильками (рис. II.8).

Конструкция ведущей трубы аналогична конструкции бурильной. Приваренные к основной трубе воздушные трубки при соответствующем ответном отверстии во вкладыше ротора позволяют передавать вращающее усилие буровой колонне. В приведенной конструкции воздушные трубки в интервале рабочей части (перемещающейся через вкладыш ротора) защищены сварным кожухом. В верхней части воздушные трубки не доведены до верхнего фланца и заканчиваются штуцерами для присоединения с помощью шлангов к воздушным штуцерам вертлюга.

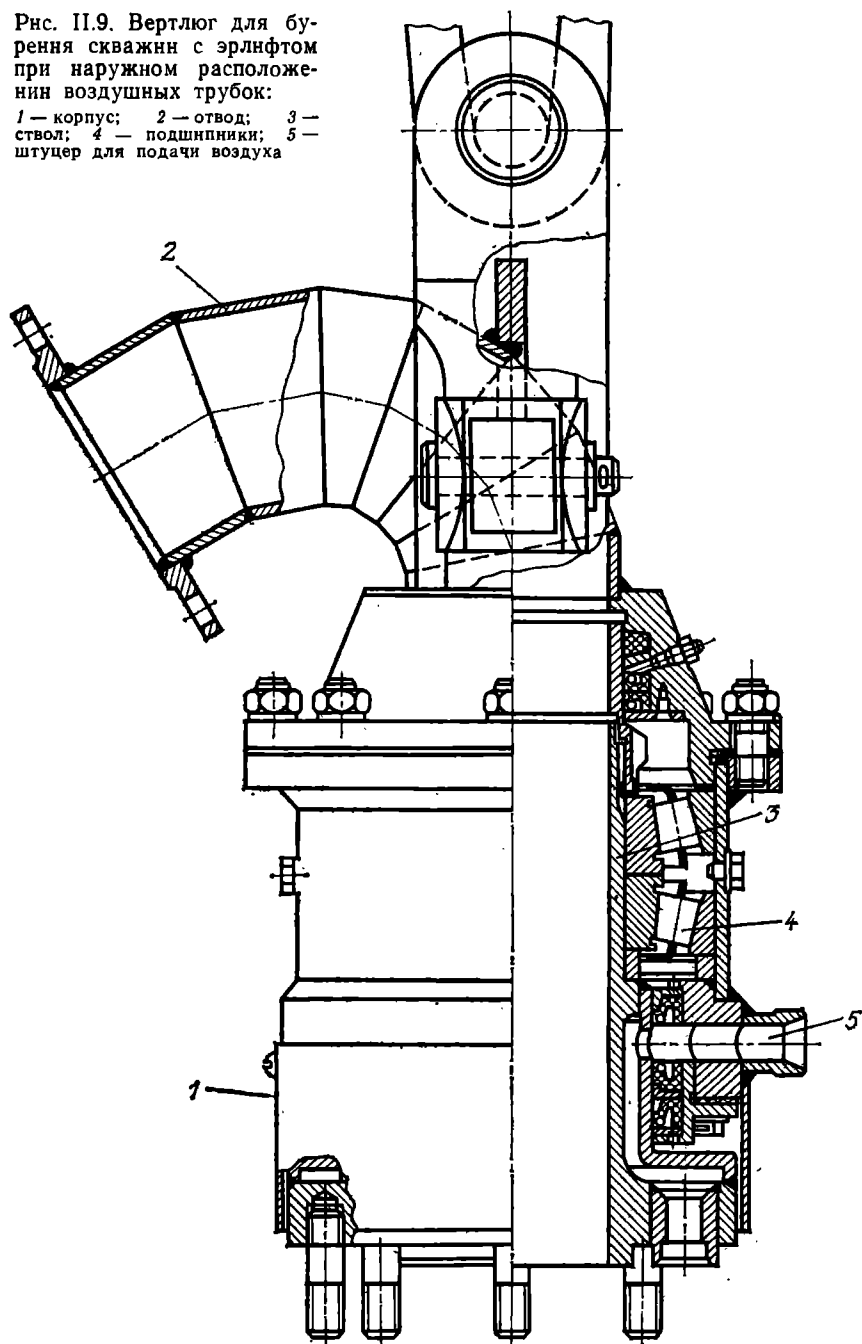
Для обеспечения равнопроходного сечения по всему пути движения породы и промывочной жидкости с забоя внутренний диаметр канала вертлюгов специальных конструкций должен быть равен внутреннему диаметру применяемых бурильных труб, соответственно равны ему внутренние диаметры отводного патрубка и присоединяемых к нему рукавов (шлангов). Воздух от компрессора подается к трубам, вращающимся вокруг оси буровой колонны, специальным воздухораспределителем в нижней части вертлюга (рис. II.9). Для упрощения конструкции вертлюга и с учетом того, что воздухораспределитель чаще выходит из строя, чем сам вертлюг, были созданы и получили распространение отдельные конструкции переходных вертлюгов-воздухораспределителей (рис. II.10), которые с одной стороны присоединяются фланцами к вертлюгу, а с другой — к верхнему концу ведущей трубы.

При сборке бурового инструмента (рис. II.11) кроме перечисленных элементов в него вводят смеситель и долото.

Первый смеситель устанавливают в нижней части колонны над долотом. Смесители представляют собой двухфланцевый переводник с круговой камерой, которую подсоединяют к одному из двух воздушных каналов бурильной колонны. Нагнетаемый в камеру воздух попадает через отверстия во внутренней ее стенке в центральный канал бурильной колонны для обеспечения эрлифтного пульпоподъема. Этот же инструмент можно использовать для бурения всасыванием с помощью центробежного насоса. В этом случае исключаются смесители, и на отводном патрубке вертлюга предусматривают штуцер для подсоединения шланга от вакуум-насоса.

Рис. II.9. Вертлюг для бурения скважин с эрлифтом при наружном расположении воздушных трубок:

1 — корпус; 2 — отвод; 3 — ствол; 4 — подшипники; 5 — штуцер для подачи воздуха



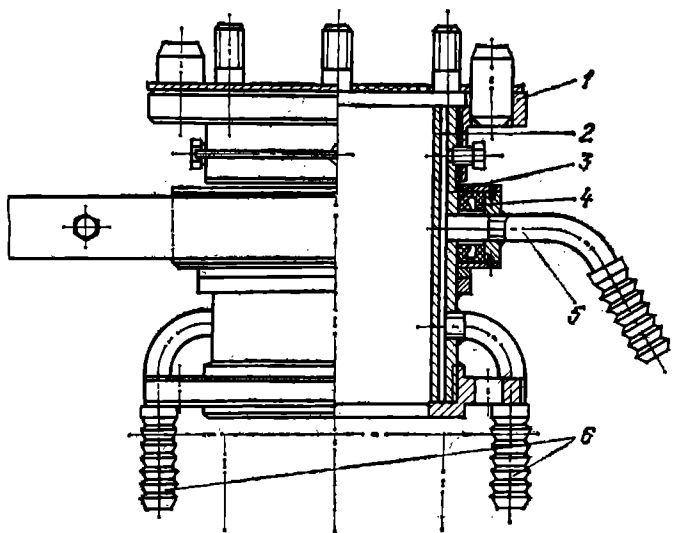


Рис. II.10. Переходный вертлюг-воздухораспределитель:

1 — верхний фланец; 2 — центральная труба; 3 — корпус; 4 — воздушная камера; 5 — штуцер воздушной камеры; 6 — штуцер отводной

С началом широкого внедрения бурения с обратной промывкой у нас в стране наряду с созданием и использованием фланцевого бурового инструмента начались работы по разработке других видов соединений. При использовании фланцевого соединения в процессе проведения спуско-подъемных операций требуется длительное время для каждого соединения или разъединения (до 20—30 мин).

Для бурения эрлифтным пульпоподъемником созданы концентрические сдвоенные буровые колонны с резьбовыми соединениями. В ПНИИС изготовлен инструмент (рис. II.12, а) из наружных 168×8 мм и внутренних пульпоподъемных 127×4,5 мм труб, которые сваркой присоединены к буровым замкам со сквозными воздухопроводными каналами, обеспечивающими прохождение воздуха по кольцевому пространству между наружными и внутренними трубами к смесителю. В смесителе установлены обратные шариковые клапаны для предупреждения попадания в смеситель шлама при прекращении подачи воздуха. Кроме смесителя в каждой секции бурильных труб предусмотрено по одному маленькому отверстию с обратным клапаном, которое обеспечивает аэрацию пульпы по всей длине колонны.

Ведущая труба к этой бурильной колонне также состоит из двух труб, соединяемых в верхней части фланцем, а в нижней — ниппелем замка,

Рис. II.11. Буровой инструмент для бурения с использованием эрлифта с параллельным расположением воздушных трубок:

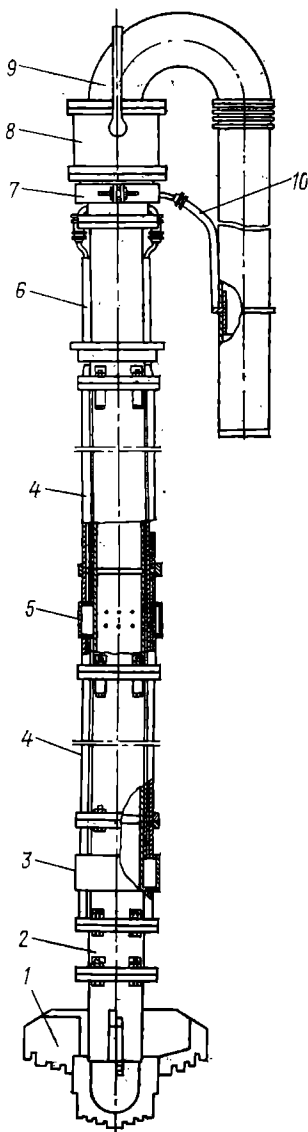
1 — долото; 2 — переводник; 3, 5 — нижний и верхний смесители; 4 — бурильные трубы; 6 — ведущая труба; 7 — переходный вертлюг; 8 — вертлюг; 9 — отводной шланг; 10 — воздушный шланг

Для работы со сдвоенной колонной создан специальный вертлюг, позволяющий подводить воздух к межтрубному кольцевому пространству от компрессора. Аналогичный инструмент изготовлен Ульяновской ПМК «Россельхозводостроя» (рис. II.12, б). В. А. Керимовым разработаны оригинальные конструкции соединений бурильных труб (рис. II.13). В Гипроводхозе создан инструмент, в котором бурильные трубы соединяются с помощью накидных резьбовых муфт.

Все приведенные конструкции бурового инструмента, за исключением фланцевого, несмотря на наличие определенных преимуществ, позволяющих облегчить и сократить время на соединение и разъединение труб в процессе спуско-подъемных операций, в силу сложности изготовления и необходимости дальнейших усовершенствований и длительных испытаний получили пока ограниченное распространение.

Широко применяют схему эрлифтного пульпоподъема с трубами для подачи воздуха, свободно спускаемыми в бурильные трубы. Эту схему используют как с фланцевым соединением бурильных труб, так и с резьбовым.

Значительное количество скважин бурится в суглинисто-песчаных разрезах с незначительными прослойками глин без каких-либо крупных включений. В таких разрезах кольцевой канал для подъема пульпы, образуемый в бурильной колонне в результате спуска в нее труб для подачи воздуха, не представляет опасности с точки зрения заклинивания кусков породы и сальникообразования. В новом варианте инструмента с центральными трубами исключено их развинчивание. Для этой цели центральную колонну труб присоединяют к специальному вертлюгу



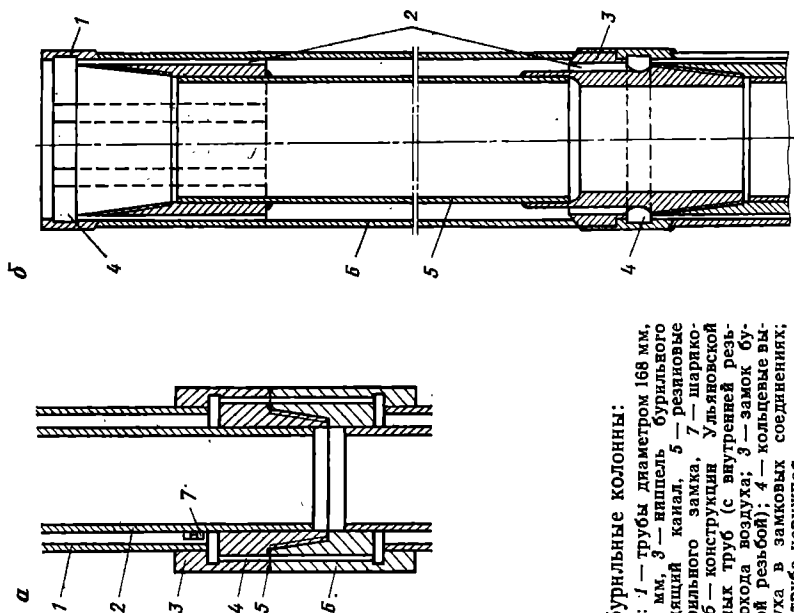


Рис. II.12. Сдвоенные буровые колонны:
 а — конструкция ЦНИИСа: 1 — трубы диаметром 168 мм, 2 — трубы диаметром 127 мм, 3 — напиль бурового замка, 4 — воздухопроводящий канал, 5 — резиновые прокладки, 6 — муфта бурового замка, 7 — шариковый обратный клапан; б — конструкция Ульяновской ПМК: 1 — замок буровых труб (с внутренней резьбой); 2 — канал для прохода воздуха; 3 — замок буровых труб (с наружной резьбой); 4 — кольцевые выточки для прохода воздуха в замковых соединениях; 5 — труба внутренняя; 6 — труба наружная

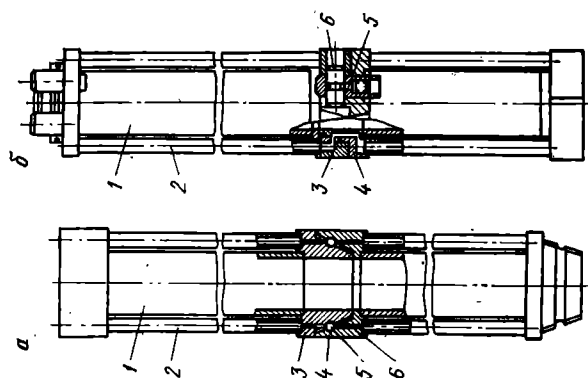


Рис. II.13. Соединения буровых труб:

а — коническое резьбовое: 1 — труба, 2 — воздушные патрубки, 3 и 4 — замки с конической резьбой, 5 и 6 — кольцевые и продольные воздушные каналы; б — быстроразъемные: 1 — труба, 2 — воздушные патрубки, 3 — муфта, 4 — напиль, 5 — фиксаторы пальцев, 6 — пальцы

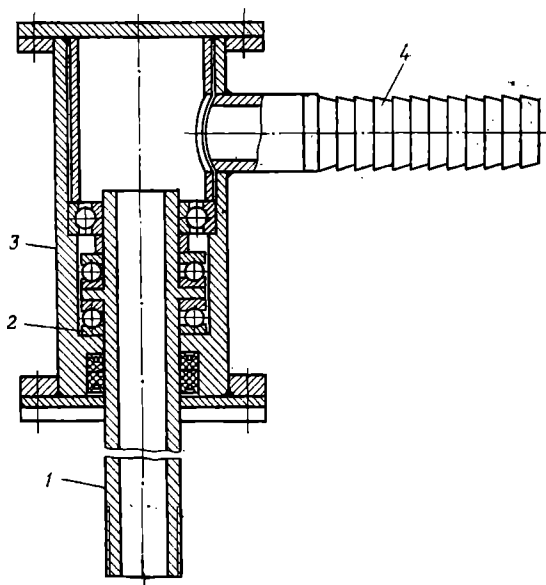


Рис. II.14. Специальный вертлюг:

1 — ствол; 2 — подшипники; 3 — корпус; 4 — штуцер

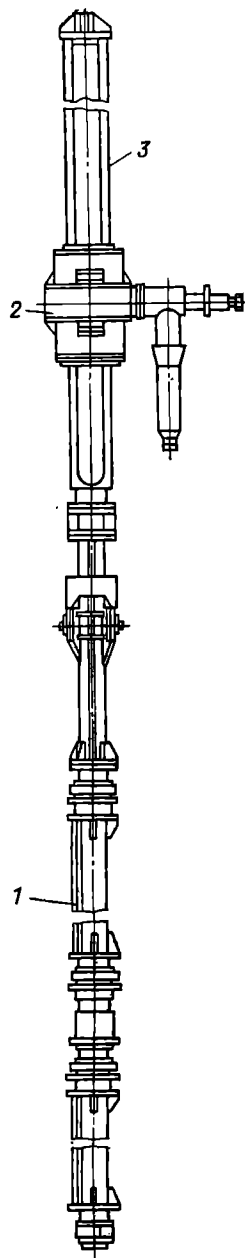


Рис. II.15. Буровой инструмент конструкции ППО «Востокбурвод»

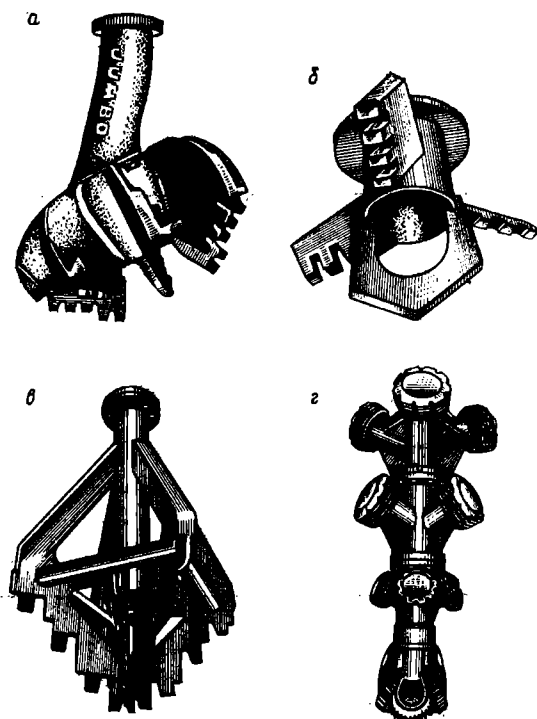


Рис. II.16. Типы долот

(рис. II.14), устанавливаемому на отводном патрубке основного вертлюга. Это обеспечивает свободное проворачивание центральных труб. Кроме того, в конструкции резьбовых соединений центральных труб предусмотрено приспособление против их развинчивания.

Эффективно использование для такого инструмента легкосплавных бурильных труб как замковой, так и беззамковой конструкции. В тресте «Промбурвод» бурильный инструмент с центральными трубами применяют из беззамковых ЛБТ диаметром 146 мм, имеющих утолщенные наружные концы диаметром 178 мм, которые позволяют нарезать замковую соединительную резьбу 3-133. При толщине стенки 11 мм такие трубы имеют равнопроходное внутреннее сечение 124 мм. Центральные трубы изготовляют из легких сплавов, а также из стали. Такой инструмент прост в изготовлении, облегчает труд буровой бригады вследствие незначительной массы легкосплавных труб и удобства их развинчивания и свинчивания, так как на утолщенных концах предусмотрены проточки под вилочные ключи и ключи-элеваторы, обеспечивающие раскрепление и развинчивание труб ротором.

Рис. II.17. Лопастные долота:
1 — лопасть; 2 — патрубок; 3 — фланец; 4 — забурник

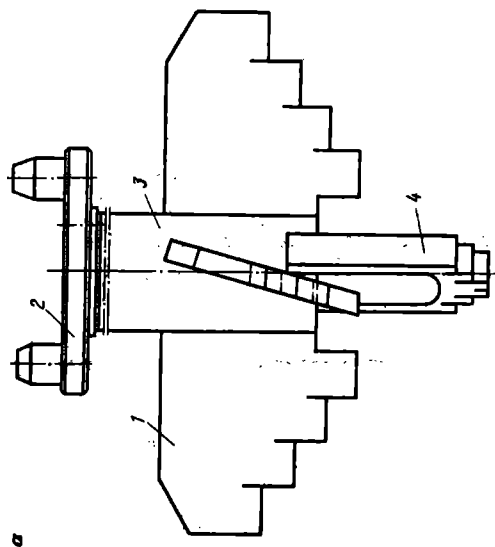
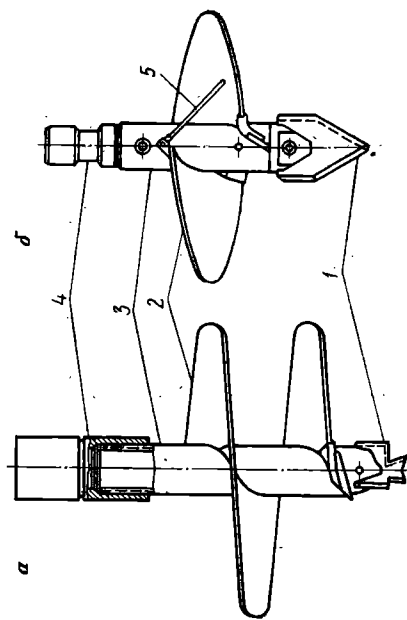


Рис. II.18. Рейсовые шнеки:
1 — забурник; 2 — лопасти шнека; 3 — корпус; 4 — перевод-
ник; 5 — отсекающий;
а — однозаходный; б — двухзаходный;



Ведущую трубу к описанному инструменту с центральными трубами изготавливают из стальной трубы такого же диаметра, как и бурильные трубы, приваривая вдоль трубы с двух сторон полосы или швеллера.

Одно из очевидных преимуществ инструмента для обратной промывки из ЛБТ — его универсальность, так как при отсутствии необходимости бурить с обратной промывкой бурильные трубы применяются для бурения с прямой промывкой, для чего комплекту придаются необходимые переводники.

В. А. Керимовым совместно с проектно-конструкторской конторой ППО «Востокбурвод» разработан новый оригинальный буровой инструмент (рис. II.15), включающий трубы 1 с быстро-разъемными соединениями, вертлюг 2, установленный над ротором, и рабочую трубу 3.

Конструкции долот для бурения с прямой и обратной промывкой существенно различаются, так как при обратной промывке обеспечиваются более эффективная очистка забоя и вынос частиц породы через отверстия долота и внутренний канал бурильной колонны. За рубежом в мягких и рыхлых породах применяют (рис. II.16) эксцентричные (а), трехлопастные (б), крестообразные ромбические (в) долота, а при бурении в крепких и твердых породах — комбинированные шарошечные долота (г).

Во всех долотах (кроме шарошечных) диаметр промывочного отверстия, через которое проходит промывочная жидкость с породой, равно внутреннему сечению буровой колонны.

В отечественной практике используют в основном ступенчатые трехлопастные долота (рис. II.17, а), в Черкасской гидрогеологической экспедиции применяют двухлопастные конические долота (рис. II.17, б), в ПНИИСе — четырехлопастные.

В тресте «Промбурвод» при необходимости бурения твердых пропластков применяют стандартные шарошечные долота диаметром 490 мм, в которых делают расширенное отверстие для прохождения пульпы с забоя. Для забуривания скважин «всухую» медленноповоротным способом успешно применяют рейсовые шнековые забурники, выпускаемые трестом «Промбурвод» (рис. II.18). Общая высота рейсовых шнеков не превышает 900 мм, что обеспечивает возможность присоединения их к ведущей трубе и освобождение от породы под ротором.

Рейсовые шнеки выпускают диаметрами 290, 490, 790 и 1200 мм.

§ 3. ТЕХНОЛОГИЯ И ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ

Скорость восходящего потока промывочной жидкости, движущейся по внутреннему каналу бурильной колонны, составляет 2—3,5 м/с, что обеспечивает подъем разрушаемой породы

размером до 140 мм и более (в зависимости от диаметра бурильных труб) со скоростью 1,2—1,8 м/с. Столь высокие скорости выноса разрушаемой породы и возможность подъема частиц значительных размеров создают благоприятные условия для очистки забоя скважин и работы долота.

Благодаря высоким скоростям можно бурить с обратной промывкой скважины больших диаметров, вплоть до 1500 мм. В соответствии с технологическими возможностями этого метода бурения создается и специальное буровое оборудование. Однако увеличение диаметров скважины более 1000 мм приводит к значительному росту стоимости при сравнительно незначительном улучшении эксплуатационных качеств скважин, поэтому в практике их конечные диаметры обычно составляют 600 мм, в отдельных случаях 800 и 1000 мм. При таких конечных диаметрах скважин можно устанавливать фильтры с большой площадью фильтрации и создавать мощные гравийные обсыпки.

При бурении с обратной промывкой в качестве промывочной жидкости в большинстве случаев используют воду, что исключает кольматацию вскрываемых водоносных пластов, позволяя сразу после окончания бурения спускать фильтровую колонну и обсыпать фильтры гравием. Если восходящий поток жидкости с выбуренной породой обладает высокими скоростями, то нисходящий поток, омывающий стенки скважин, имеет малую скорость движения (вследствие больших диаметров скважин), что наряду с поддержанием избыточного гидростатического давления способствует сохранению устойчивости стенок скважин. С учетом этих факторов, а также высоких скоростей бурения при сооружении скважин с обратной промывкой значительно уменьшается необходимость в промежуточном креплении отдельных интервалов скважин.

Для этих условий характерны конструкции скважин, применяемые при бурении с обратной промывкой (рис. II.19).

В большинстве это одноколонные конструкции (рис. II.19, а), где кроме эксплуатационно-фильтровой колонны устанавливают кондуктор, чтобы предотвратить размыв и разрушение устья. Если у поверхности залегают глинистые породы, то можно кондуктор не устанавливать (рис. II.19, в); особенно часто такие конструкции применяют при бурении дренажных и водопонижительных скважин. Если необходимо изолировать вышележащие неэксплуатируемые водоносные горизонты, то предусматривается промежуточное крепление скважин (рис. II.19, б).

В ряде случаев применяют ступенчатую фильтрово-эксплуатационную колонну, когда диаметр фильтра меньше диаметра эксплуатационной колонны. Такие конструкции позволяют монтировать в скважине погружной насос нужного диаметра, не изменяя диаметра фильтров и толщину их гравийной обсыпки.

Бурение с обратной промывкой особенно целесообразно вести в глинистых разрезах. Применяют его в породах

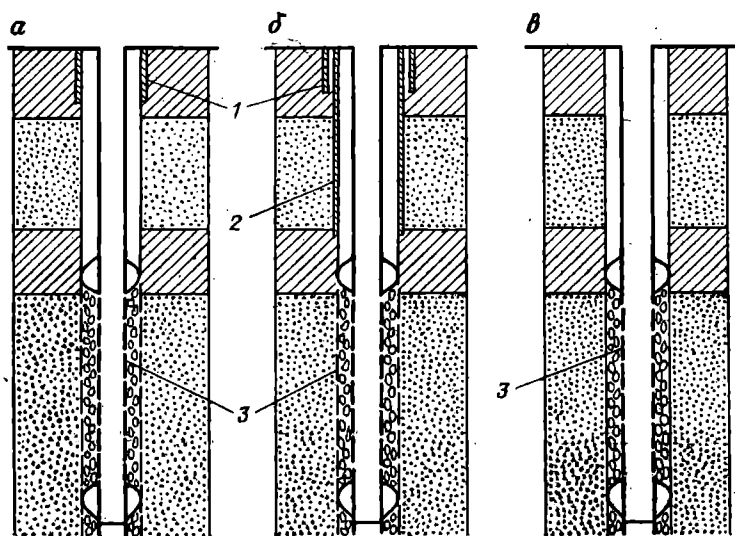


Рис. II.19. Характерные конструкции скважин при бурении с обратной промывкой:

1 — кондуктор; 2 — промежуточная колонна; 3 — эксплуатационно-фильтровая колонна

с включением гравийно-галечниковых отложений и даже небольших валунов. Малопроизводителен этот способ бурения в твердых породах. Бурение в мягких, особенно сыпучих породах вследствие интенсивности промывки забоя водой и возможности выноса крупных кусков породы характеризуется эффективным разрушением забоя и соответственно высокими скоростями бурения. Однако осуществление промывки водой при бурении в неустойчивых породах возможно лишь при обеспечении подпора неустойчивых пород некоторым избыточным гидростатическим давлением.

Многолетний опыт бурения с обратной промывкой за рубежом и у нас в стране показывает, что избыточное гидростатическое давление, гарантирующее устойчивость стенок скважин даже в плывунах, составляет 0,03 МПа. Это значит, что в скважине над статическим уровнем вод всегда необходимо поддерживать дополнительный столб жидкости высотой не менее 3 м. Для создания такого избыточного давления нужно, чтобы статический уровень подземных вод находился бы на глубине не менее 3 м от поверхности земли. Тогда при поддержании в процессе бурения и крепления скважин уровня промывочной жидкости у поверхности земли будут обеспечиваться дополнительный столб жидкости и необходимое избыточное давление.

Следовательно, одно из основных условий возможности применения бурения с обратной промывкой в неустойчивых поро-

дах — наличие уровня подземных вод не ближе 3 м от поверхности земли. В отдельных случаях можно бурить при более близком расположении подземных вод от поверхности, но для этого необходимо провести исследования и расчеты устойчивости наиболее слабых грунтов для конкретного разреза или пробурить контрольную скважину. Известны случаи, когда при расстоянии от поверхности до уровня грунтовых вод 1,5—2 м успешно сооружались скважины с обратной промывкой.

Нужное избыточное давление при близком расположении грунтовых вод можно обеспечить, поднимая кондуктор над поверхностью и поддерживая в нем требуемую высоту столба жидкости сооружением насыпи или постаментов для подъема бурового станка. В станке УГБ-ЗУК-ОП для этой цели специально предусмотрена поднимающаяся роторная приставка. За рубежом в этих случаях применяют передвижные краны с роторной поднимающейся приставкой. Кроме того, избыточное давление можно создать утяжелением промывочной жидкости.

При бурении с обратной промывкой водой происходит значительное поглощение промывочной жидкости вскрываемыми породами. Интенсивность поглощения зависит от фильтрационных свойств пород.

На расход воды наряду с фильтрационными свойствами пород влияют большие диаметры скважин, обуславливающие их геометрические объемы и повышение площади фильтрации.

Значительное влияние на расход воды в единицу времени оказывают высокие механические скорости проходки с обратной промывкой.

Следует учитывать и неравномерность поглощений при различных технологических процессах сооружения скважин. Так, значительно увеличивается интенсивность поглощения при гидродинамических воздействиях на породы, возникающих при вращении или спуске и подъеме бурового инструмента, при спуске обсадных и фильтровых колонн.

Повышение расхода воды при бурении с обратной промывкой вызывает необходимость одновременного увеличения ее подачи на буровую для поддержания уровня жидкости у устья скважины, чтобы предупредить обвалы ее стенок. Поэтому обеспечение буровой необходимым количеством воды — одно из условий возможности бурения этим методом. Количество воды, требуемое для проведения непрерывного процесса бурения, колеблется в зависимости от гидрогеологических условий от 5—15 м³/ч в мелкозернистых песках до 140 м³/ч в крупнозернистых и гравелистых отложениях.

Опыт треста «Промбурвод» показывает перспективность применения при этом способе бурения водогипановых растворов, обеспечивающих уменьшение на 30—40 % расхода воды и увеличение устойчивости стенок скважин.

Таблица 11.4

Интервал проходки, м	Бурение с вакуумной установкой	Бурение с эрлифтной установкой
	Проходка за 24 ч, м, не более	
4—100	75	90
100—200	45	70
200—250	27	57
300—350	13	50

Из трех описанных способов бурения с обратной промывкой — вакуум- и центробежными насосами, эрлифтом и эжектором — наибольшее распространение, как наиболее простое и надежное, получило бурение с использованием эрлифтного пульпоподъемника. Кроме того, эрлифтный метод пульпоподъема обеспечивает значительно большие глубины и скорости бурения, что наглядно видно из результатов сопоставительных опытов, приведенных в табл. 11.4.

С учетом более резкого снижения скоростей бурения с увеличением глубин, а также необходимости соблюдения полной герметичности манифольда для создания вакуума применение вакуумных установок целесообразно при бурении неглубоких скважин, особенно куста скважин. При этом обеспечивается экономия времени на забуривание в результате вакуумного подсоса для создания циркуляции. В ряде случаев следует применять комбинированное бурение: забуривание и бурение до определенной глубины с вакуумной циркуляцией, а далее с эрлифтной. Для этой цели установки типа FA-12 комплектуют всем необходимым для бурения как вакуумным, так и эрлифтным способом. Кроме того, эти установки имеют ударный механизм для бурения отдельных интервалов ударным способом.

Возможность комбинированного способа бурения — с обратной промывкой и ударно-канатным — предусмотрена и в станке УКС-ЗУК-ОП. Эта комбинация способов бывает целесообразна при наличии в разрезе крупных валунов, включений или отдельных твердых пропластков. Если необходимо изолировать обсадными колоннами верхние неэксплуатируемые водоносные пласты, то вначале скважины можно бурить ударным способом с посадкой нужных обсадных труб, а затем с обратной промывкой.

При выборе оборудования для бурения с обратной промывкой предпочтение в большинстве случаев (если отсутствуют специальные станки FA-12, 1БА-15К или др.) отдают агрегатам 1БА-15В с расширенными рамами под роторами и направляющими вдоль мачт, как наиболее отвечающим условиям выбора оптимальных режимов бурения. Положительно и то, что эти аг-

регаты комплектуют компрессорами ДК-9. В небольших количествах применяют и другие модернизируемые для этих целей установки.

При выборе бурового инструмента следует обязательно учитывать породы, слагающие геологический разрез, и диаметры скважин. Если предполагается наличие в разрезе валунов или крупных включений, то следует ориентироваться на буровой инструмент равнопроходного свободного сечения, внутренний диаметр которого на 15—20 мм больше размеров наибольших валунов или включений. Следует иметь в виду, что если в разрезе значительное количество глин, особенно вязких, то также предпочтение следует отдавать инструменту с равнопроходным свободным сечением.

В разрезах, где преобладают пески с незначительными прослойками глин и песчаников, можно эффективно использовать буровой инструмент с центральной колонной свободно спускаемых труб. Такой инструмент позволяет бурить и по валунно-галечниковым отложениям, если размеры валунов не превышают свободного кольцевого сечения в бурильных трубах. В технологическом цикле бурения скважин с обратной промывкой наиболее важен процесс забуривания и крепления устья. При залегании с поверхности рыхлых неустойчивых пород скважины необходимо забуривать с последующим спуском и затрубной изоляцией кондуктора для предотвращения обрушения устья из-за наличия большого объема воды, притекающей в скважину из приемной емкости-отстойника.

Если с поверхности залегают плотные устойчивые породы, то можно забуривать без установки кондуктора, когда это не требуется по условиям предотвращения загрязнения скважины.

При использовании вакуумной системы пульпоподъема скважину забуривают по такой же схеме и тем же инструментом, что и при бурении на любой глубине; необходимо лишь вырыть шурф глубиной 0,5—1 м, опустить в него долото и пустить в шурф воду или глинистый раствор из приемной емкости-отстойника. Когда приемное промысловое отверстие долота оказывается под уровнем жидкости, создаются условия для вакуумного подсоса промысловой жидкости в ведущую трубу, т. е. обеспечивается циркуляция жидкости.

При бурении с обратной промывкой с использованием эрлифтного пульпоподъемника для обеспечения циркуляции необходимо предварительно забурить скважину на 5—9 м другим способом, чтобы отношение величины погружения эрлифтных труб под уровень жидкости в скважине к высоте подъема жидкости по ведущей трубе до отвода вертлуга было бы более единицы. Забуривание в этом случае проводят с прямой промывкой или рейсовыми шнеками.

Для забуривания с прямой промывкой необходимо иметь буровой поршневой или центробежный насос и глиномешалку

для приготовления раствора, так как воду в этом случае применять нельзя из-за опасности размыва устья. При больших диаметрах скважин снижаются скорости восходящего потока и, следовательно, ухудшается вынос породы, зашламовывается забой и уменьшаются скорости бурения. Кроме того, при наличии в скважине густого глинистого раствора и значительного слоя шлама на забое практически невозможно высококачественное цементирование затрубного пространства кондуктора для предотвращения размыва устья.

Значительно удобнее и эффективнее забуривать рейсовыми шнеками. Отличие бурения рейсовыми шнеками от обычного шнекового бурения заключается в том, что порода, срезаемая на забое скважины и подаваемая на лопасть шнека, поднимается последним на 0,5—1,5 витка, а далее просто накапливается над верхним концом лопасти шнека, подпираемая движущейся с забоя породой.

Бурение рейсовыми шнеками роторными буровыми установками проводят в следующем порядке. Под ротор станка устанавливают рейсовый шнек и присоединяют к нижнему концу ведущей трубы, а затем включают ротор. Рабочая труба, вращаясь вместе со шнеком, опускается под действием собственного веса вниз и забуривает скважину.

В зависимости от пород величина одного рейса колеблется от 0,6 до 0,9 м. После углубления скважины на величину одного рейса ротор останавливают и рейсовый шнек вместе с породой поднимают на поверхность, под раму станка.

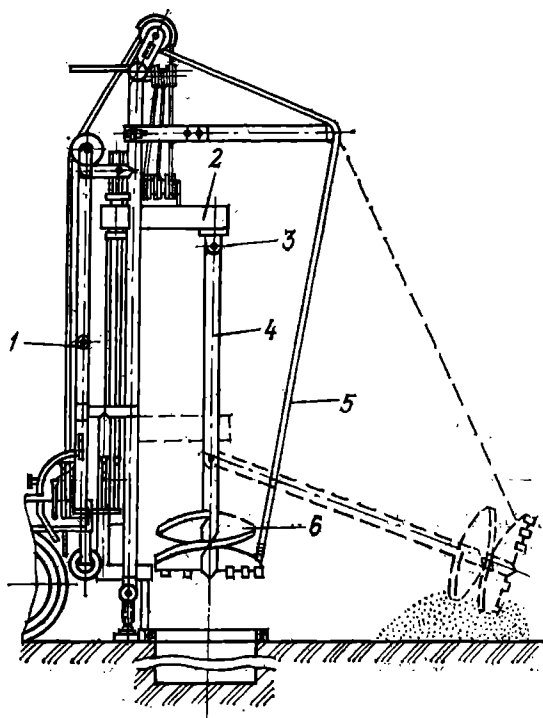
Для освобождения рейсового шнека от породы включают ротор, и порода под действием центробежных сил разбрасывается во все стороны по окружности, а освобожденный шнек вновь спускают в скважину для очередного рейса. Частота вращения ротора при бурении рейсовыми шнеками должна быть в пределах 40—110, а при сбросе породы — 150—300 об/мин.

При применении установки УШБМ-16 с подвижным вращателем, имеющим поворотный шпиндель конструкции В. А. Керимова, породу можно сбрасывать, отводя и наклоняя шнек (рис. II.20).

В пробуренный шнеком «сухой» ствол скважины опускают и тщательно центрируют кондуктор, затрубное пространство которого бетонируют. Поскольку затрубное кольцевое пространство не заполнено глинистым раствором, вся схема работ по его бетонированию значительно упрощается. При отсутствии готового бетона в скважину забрасывают инертные материалы и затем заливают густым цементным раствором. Можно также заливать с поверхности в затрубное пространство цементно-песчаный или цементный раствор. Весьма благоприятные условия крепления затрубного пространства кондуктора позволяют осуществлять этот процесс качественно и в минимальные сроки (что затруднено при любом другом способе бурения).

Рис. II.20. Схема сброса породы с рейсового шнека при бурении установкой УШБМ-16:

1 — мачта буровой установки; 2 — вращатель; 3 — шпндель; 4 — штанга; 5 — трос; 6 — рейсовый шнек



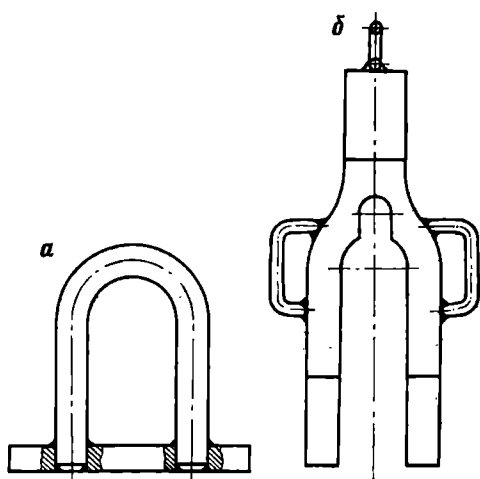
Применение рейсовых шнеков ограничивается наличием в разрезе, подлежащем бурению, сильно обводненных песков и крупных валунов.

После завершения процесса забуривания (с установкой или без установки кондуктора) собирают основной буровой инструмент с эрлифтным пульпоподъемом. Сначала под ротор с помощью специального фланца со скобой (рис. II.21, а) подтягивают долото, верхняя часть которого проводится через отверстие ротора снизу вверх, и под фланец долота подводят вилку (рис. II.21, б).

Следующий этап сборки — подсоединение переводника и смесителя к фланцу долота. Переводник служит специально для увеличения расстояний между входным отверстием в низу долота и отверстиями для выхода воздуха в смесителе до 1,2—1,5 м. Это расстояние необходимо для предотвращения прорыва воздуха через отверстие в долоте. К верхнему фланцу смесителя в зависимости от глубины забуренной шнеком скважины подсоединяют ведущую или бурильную трубу, а затем прикрепляют ее верхний фланец к ведущей трубе.

В комплекте инструмента имеется одна короткая бурильная труба, предназначенная для подбора нужной длины инстру-

Рис. 11.21. Фланец со скобой (а) и вилка (б)



мента и обеспечения необходимой загрузки труб для подачи воздуха под уровень жидкости в начале бурения.

При подсоединении ведущей трубы к бурильным необходимо следить, чтобы к каналу, идущему к смесителю, была подведена та из двух труб для подачи воздуха, которая вверху присоединена с помощью резинового патрубка к одному из двух штуцеров корпуса переходного воздушного вертлюга. Второй штуцер следует в это время перекрыть. К штуцеру неподвижной воздушной камеры вертлюга присоединяют шланг длиной 30—40 м, идущий к ресиверу компрессора.

Собранный в описанной последовательности инструмент опускают в скважину. Для предотвращения закупорки отверстия долота породой (в зависимости от состояния забоя) последнее не допускается до забоя на 30—50 см. К этому времени приемная емкость-отстойник должна быть полностью заполнена промывочной жидкостью.

В кондукторе заблаговременно прорезают окно размером не менее 40×40 см, от которого в сторону приемной емкости выкапывают желоб-лоток (при неустойчивых песчаных грунтах лоток необходимо обшить досками). Глубина желоба не превышает 50 см. Вода из приемной емкости перетекает в забуренную скважину и заполняет ее до поверхности. Уровень жидкости в приемной емкости и скважине должен находиться на одной отметке, близкой к поверхности земли (если только приемная емкость не расположена на площадке с более высокими отметками, чем устье скважины). Далее проверяют исправность подведенного к приемной емкости водопровода, пускают воду для пополнения его водой, затем включают компрессор при открытых кранах ресивера. Последовательно закрывая краны ресивера и наблюдая за манометром компрессора, одновременно

следят за выкидным шлангом, прикрепленным к вертлюгу (шланг состоит из четырех или пяти соединенных между собой всасывающих рукавов диаметром 125 или 150 мм в зависимости от диаметра бурильных труб). Свободный конец шланга направлен в приемную емкость-отстойник.

Эрлифтный пульпоподъемник начинает работать сначала на пульсирующем режиме. Выбрасываемый из скважины объем жидкости сразу восполняется притекающей по желобу жидкостью из приемной емкости-отстойника. Давление на компрессоре при пуске эрлифтного пульпоподъемника в начале бурения скважины не должно превышать 0,15—0,3 МПа. Убедившись в нормальной работе эрлифта и достаточном притоке жидкости из приемной емкости в скважину, можно включить ротор и начать бурение.

При наиболее распространенных диаметрах скважины 600—800 мм частота вращения ротора составляет 35—40 об/мин, что достаточно просто достигается при использовании модернизированных агрегатов 1БА-15В. С увеличением диаметров скважин частота вращения ротора должна снижаться до 18—22 об/мин. Имеется значительный опыт бурения с обратной промывкой при частоте вращения ротора 80 об/мин.

Процесс бурения с обратной промывкой характерен высокими механическими скоростями при минимальной удельной осевой нагрузке долота на забой. При бурении по пескам забой скважины практически не ощущается, бурильная колонна погружается с очень высокой скоростью. Бурильщик, стоящий у рычагов управления буровым станком, должен внимательно следить за потоком пульпы, выбрасываемой из шланга, и одновременно за уровнем жидкости в скважине. Даже визуальное наблюдение за пульпой дает наглядное представление о степени ее насыщенности выносимой породой и бурильщик, варьируя скорость подачи инструмента на забой, может изменять содержание породы в пульпе от 2 до 45 %.

Производительность пульпоподъемника с ростом глубины скважины увеличивается, т. е. с повышением загрузки смесителя под уровень жидкости. Поэтому первые 5—10 м бурят с относительно небольшой скоростью, а затем по мере улучшения работы эрлифта скорость подачи инструмента, а следовательно, и механическую скорость увеличивают. Механические скорости бурения по пескам при диаметре долота 600 мм могут достигать 60—100 м/ч (одна бурильная труба длиной 6 м погружается за 3—7 мин). Глины разбуриваются значительно медленнее, так как утяжеляется процесс разрушения породы, а главное, возможно сальникообразование, но и в этом случае механическая скорость очень высока и достигает 10—20 м/ч. Разрушенная глина подымается на поверхность в виде окатышей больших размеров. Оптимальную скорость подачи выбирают в зависимости от эффективности выноса породы пульпоподъемником и

возможности поддержания уровня жидкости в скважине у поверхности.

Представляет большой интерес бурение по валунно-галечниковым отложениям при условии, что наибольший размер валунов не превышает 120—140 мм: инструмент начинает «бить» характерными рывками, но процесс углубления идет также очень быстро, так как валуны и галечники не разрушаются долотом, а засасываются потоком пульпоподъемника и поднимаются на поверхность.

Выше рассматривались факторы, влияющие на расход воды при бурении скважин. Знание этих факторов позволяет в определенной степени регулировать расходы с учетом возможностей ее поступления на буровую.

Если в процессе бурения замечается понижение уровня воды в скважине, то сразу замедляют или приостанавливают углубление скважины и снижают производительность эрлифтного пульпоподъемника, уменьшая подачу воздуха. При возможности увеличивают поступление воды в скважину, если же такой возможности нет, то дожидаются подъема уровня при имеющемся количестве поступающей воды. Обычно (если это не катастрофическое поглощение жидкости) через 1—2 мин после прекращения вращения бурильного инструмента уровень жидкости поднимается. Процесс бурения можно продолжать только после восстановления уровня жидкости; при этом подбирают скорость бурения и производительность пульпоподъемника, исключающие понижение уровня жидкости.

При применении бурильного инструмента с параллельной подачей воздуха и компрессора ДК-9 бурение можно продолжать до глубины 65—70 м. Дальнейшее углубление невозможно, так как по мере роста глубины скважины соответственно увеличивается заглубление смесителя воздуха над долотом, к которому подведен один из двух воздушных каналов, и в результате давление воздуха доходит до предельного для компрессоров ДК-9.

Зная заранее проектную глубину скважины, через 35-метровый интервал в бурильную колонну включают второй смеситель, который подключают ко второму каналу воздушных труб. Когда при работе на нижнем смесителе давление компрессора повысится до максимально возможного, подачу воздуха переключают на второй смеситель и т. д.

Данные об оптимальной расстановке смесителей при различных давлениях применяемых компрессоров приведены на рис. II.22.

Давление воздуха, МПа	0,6	0,8	1,0	1,2	2,0
Глубина загрузки смесителя, м:					
оптимальная	24	24	24	24	24
максимальная	51	72	90	108	192
Расстояние между форсунками смесителями, м	24	36	45	54	96

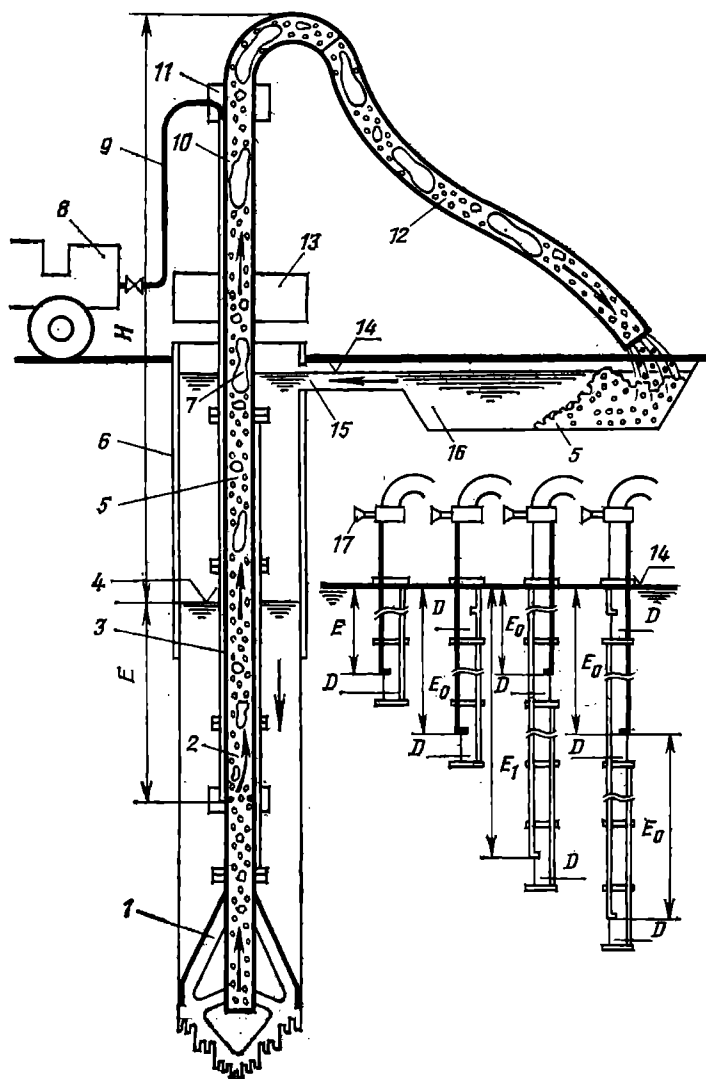


Рис. II.22. Схема оптимальной расстановки смесителей при бурении с эр-лифтным пульпоподъемником:

1 — долото; 2 — смеситель; 3 — воздушная труба; 4 — статический уровень грунтовых вод; 5 — буровой шлам; 6 — кондуктор; 7 — пузырьки воздуха; 8 — компрессор; 9 — воздушный шланг; 10 — ведущая труба; 11 — вертлюг; 12 — отводной шланг; 13 — ротор; 14 — нормальный уровень промывочной жидкости; 15 — канава для подвода воды в скважину; 16 — амбар для промывочной жидкости; 17 — место ввода воздуха; H — высота подъема воды (уровень промывочной жидкости); E — оптимальная глубина загрузки (уровень промывочной жидкости — место ввода воздуха); E_1 — максимальная глубина погружения смесителя; E_0 — расстояние между форсунками-смесителями; D — смесители

С отдалением используемого смесителя от долота производительность пульпоподъемника уменьшается, однако остается достаточно высокой. Несколько упрощается схема проведения работ при использовании бурильного инструмента с центральными свободно опускаемыми трубками. В этом случае центральные трубы наращивают до максимального увеличения давления на применяемом компрессоре. Опыт показывает, что при использовании наиболее распространенного компрессора ДК-9 бурение с обратной промывкой может достаточно эффективно применяться до глубин 150—200 м. При использовании компрессоров с большим давлением могут быть увеличены глубины бурения скважин.

Имеется опыт постепенной аэрации жидкости сверху вниз установкой нескольких одновременно действующих смесителей (обратных клапанов) с малыми отверстиями для прохождения воздуха, что также позволяет увеличить глубину бурения. Высокие скорости выноса частиц породы с забоя на поверхность позволяют с достаточной точностью определять литологический состав и интервалы залегания проходимых пород. Это повышает геологическую информативность документации по скважине и дает возможность оперативно уточнять в процессе бурения интервалы подлежащих каптажу водоносных пластов и установки фильтров.

Точность определения интервалов залегания различных пород зависит от скорости подъема их частиц, скорости бурения, глубин скважин и частоты взятия проб: чем меньше скорость бурения и глубина скважины и больше скорость подъема частиц и частота отбора проб, тем точнее определяются состав и интервалы залегания пород.

Пульпу с породой отбирают пробоотборником у конца выкидного шланга. Поскольку порода поднимается с забоя водой с минимальным измельчением, она быстро осаждается в пробоотборнике. Он должен представлять собой емкость с набором сит, из которого можно отобрать пробы различных фракций. При отсутствии пробоотборника используют обычное ведро.

§ 4. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН, СПУСК ФИЛЬТРОВ, ГРАВИЙНАЯ ОБСЫПКА И ПРОБНАЯ ОТКАЧКА

Технология спуска обсадных колонн и цементирования затрубного пространства при сооружении скважин с обратной промывкой такая же, как и при обычном бурении с прямой промывкой. Условия проведения цементирования облегчаются тем, что в большинстве скважин отсутствует глинистый раствор и этот процесс можно начинать сразу после спуска колонн без предварительной промывки затрубного пространства.

Поскольку в процессе бурения интервалы залегания водоносных горизонтов и состав слагающих их пород определяют

с большой точностью по визуальному анализу проб пульпы, непрерывно поступающей с забоя, необходимость в проведении каротажных работ отпадает, поэтому сразу же после подъема буровой колонны начинают спуск эксплуатационно-фильтровой колонны.

Из-за значительной разницы в диаметрах стволов скважин и эксплуатационных фильтровых колонн для строгой центровки фильтров над и под ними устанавливают центраторы, которые обеспечивают равные зазоры между фильтрами и стволом скважины и равномерное распределение засыпаемого затем гравия.

В течение всего времени спуска эксплуатационно-фильтровой колонны и засыпки гравия к скважине следует подавать воду для удержания уровня жидкости в ней у поверхности с целью преотвращения обвалов стенок.

Как уже отмечалось, при сооружении скважин с обратной промывкой можно создавать гравийно-обсыпные фильтры практически с любой толщиной обсыпки. Рекомендуются гравийные обсыпки толщиной 150—300 мм.

Наличие значительных зазоров между стенками скважин и фильтрово-эксплуатационной колонной и заполнение этого зазора водой создают благоприятные условия для транспортировки гравийной обсыпки в больших объемах вследствие гравитационного осаждения без угрозы зависания. При подсчете требуемого количества гравия следует принимать коэффициенты, учитывающие увеличение диаметра скважин ($k=1,25$), и на растекание и усадку гравия ($k=1,2$). После окончания засыпки расчетного количества гравия в скважину спускают эрлифтные трубы (можно успешно использовать буровой инструмент) для проведения пробной откачки.

Благодаря наличию гравийно-обсыпных фильтров с большим слоем гравия осветление воды при пробной откачке происходит, как правило (даже в водоносных песках, представленных тонкозернистыми песками), в течение 30—50 мин.

Высокие скорости сооружения скважин методом обратной промывки требуют особого внимания к организации и подготовке работ. Только тщательно продуманная подготовка позволяет обеспечить непрерывность проведения всех этапов сооружения скважин от начала забуривания до спуска фильтров и засыпки гравия и может гарантировать безаварийность бурения скважин этим методом.

Состав буровой бригады должен обеспечивать круглосуточное ведение работ, без перерывов. До начала бурения на буровую должны быть завезены необходимое оборудование и материалы, включая требуемое количество гравия, который должен находиться в непосредственной близости от устья скважины для удобного сбрасывания его в затрубное пространство.

Большое значение имеет рациональное расположение оборудования и материалов, необходимых в процессе бурения,

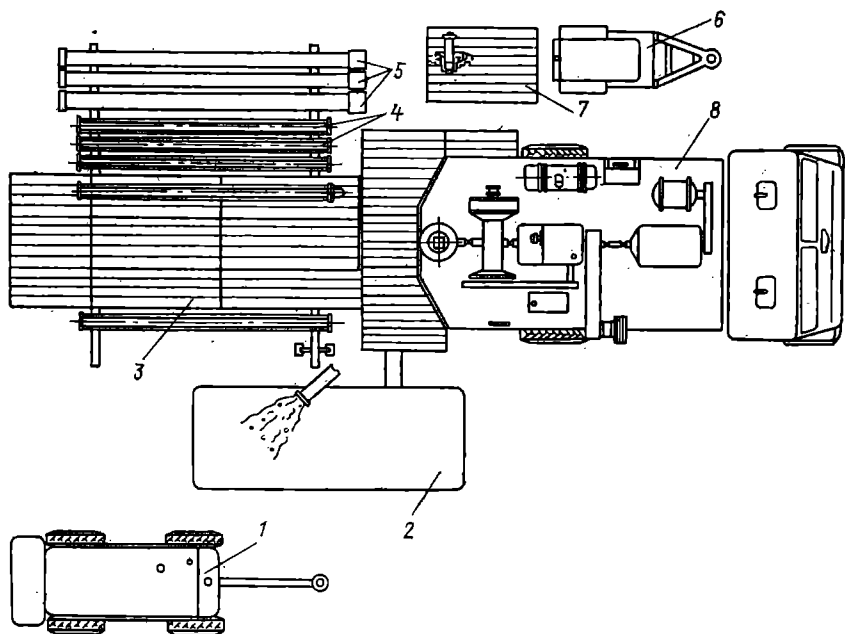


Рис. II.23. Схема расположения оборудования и инструмента:

1 — компрессор; 2 — амбар; 3 — приемные мостки; 4 — бурильные трубы; 5 — обсадные трубы и фильтры; 6 — сварочный агрегат; 7 — площадка для хранения инструмента; 8 — буровая установка

с целью сокращения непроизводительных затрат времени и облегчения трудоемких спуско-подъемных операций с тяжелым буровым инструментом.

На рис. II.23 показано расположение оборудования, инструмента и материалов на буровой.

При определении размеров приемной емкости-отстойника следует учитывать предполагаемый расход воды и источник доставки воды на буровую. Если воду можно доставлять на буровую в количествах, больших, чем предполагаемый расход, то приемная емкость может быть минимальной, но не менее 1,5 объема буримой скважины. При ограничениях с доставкой воды следует накапливать объем воды в емкости. При этом следует исходить из необходимости получения максимального рабочего объема жидкости, которая могла бы самотеком перетекать по желобу в скважину (т. е. того объема, который находится выше отметки дна желоба). Исходя из этого, емкость можно делать неглубокой (до 1 м), но увеличенной площади. Обеспечение буровой необходимым количеством технической воды следует предусматривать из источника водоснабжения, находящегося поблизости (водопровод, действующая скважина, водоем с установленным насосом для подачи воды). При использовании

действующей скважины следует исключить возможность ее взаимодействия с бурящейся скважиной.

В соответствии с количеством подаваемой воды следует предусматривать и диаметр водопровода от места забора воды до амбара. В отдельных случаях при небольших поглощениях можно ориентироваться на подвоз воды автоводовозами.

§ 5. ХАРАКТЕРНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ И МЕРЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

Важнейшие факторы, определяющие безаварийность бурения с обратной промывкой, — соблюдение условия расположения статистического уровня вод от поверхности земли не менее 3 м и поддержание уровня промывочной жидкости в процессе бурения и крепления у устья.

Пренебрежение этими условиями при использовании в качестве промывочной жидкости воды, как правило, приводит к обрушению стенок и завалу скважин.

При забурировании вакуумным инструментом может не создаваться разрежения в ведущей трубе из-за неплотностей в соединениях ведущей трубы, вертлюга или шлангов, что не позволяет обеспечить циркуляцию жидкости. То же может быть при включении вакуум-насоса после наращивания бурильных труб. Для исключения этих явлений необходимо обеспечить надежную герметичность всех соединений.

В процессе бурения с использованием вакуум-центробежных насосов при увеличении концентрации частиц породы в пульпе более 10—13 % происходит срыв потока, что приводит к остановке бурения и зашламовыванию бурового инструмента. Следует контролировать концентрацию породы в пульпе и при необходимости уменьшать скорость бурения.

При забурировании ниже башмака кондуктора пульпоподъемник работает плохо. Как правило, это происходит в результате недостаточной загрузки смесителя под уровень жидкости (соотношение менее единицы). В этих случаях следует увеличить подачу воздуха, повысив число оборотов двигателя компрессора, а если это не даст эффекта, то немного углубиться этим же инструментом с прямой промывкой, а дальше перейти на обратную. Это осложнение можно предотвратить, зная необходимую загрузку смесителя и предусматривая соответствующую длину инструмента и кондуктора.

При достаточной загрузке эрлифта пульпоподъемника отсутствие подачи пульпы на поверхность является признаком засорения отверстия в долоте или образования какого-либо затора в бурильных трубах, вертлюге, а может быть, и в выкидном шланге. Ликвидируют это осложнение, поднимая и свободно спуска (сбрасывая) инструмент с резким торможением. Можно также очистить каналы, игнетируя жидкость по системе прямой

промывки, для чего к концу выкидного шланга через штуцерный переводник подключают насос. Наиболее трудоемкий метод ликвидации это осложнения — разборка колонны и осмотр всех ее элементов сверху вниз.

При запуске компрессора для включения пульпоподъемника при забурировании скважины или после очередного наращивания колонны может резко увеличиться давление воздуха до предельной величины (соответствующей характеристике компрессора) без выброса пульпы. Причиной может быть засорение канала прохождения воздуха от компрессора к смесителю. Для выявления и устранения засорения следует разобрать буровую колонну и проверить воздушный канал каждого ее элемента.

Иногда смесители засоряются породой. Для их очистки породу разрыхляют проволокой через отверстия и промывают. Зимой наиболее часто каналы подачи воздуха перекрывают ледяные пробки, образующиеся при замерзании конденсата. Такие пробки легко устраняют прогревом паяльной лампой.

Случаются обрушения стенок скважин при бурении по неустойчивым породам вследствие аэрации промывочной жидкости, движущейся по кольцевому пространству к забюю. Аэрация значительно уменьшает гидростатическое давление столба жидкости, удерживающее стенки. Причиной аэрации могут быть неплотности во фланцевых соединениях труб буровой колонны или прорыв воздуха через отверстие в долоте. Последний легко устранить, если выдерживать минимальное расстояние между смесителем и входным отверстием долота, равным 1,2—1,5 м.

Прорыв воздуха через неплотности во фланцевых соединениях буровых труб устраняют установкой между фланцами резиновых прокладок и затяжкой болтовых соединений с последующей шплинтовойкой.

Иногда происходит глинизация вскрываемого водоносного горизонта в результате образования естественного глинистого раствора при бурении вышележащих глинистых пород. Для предотвращения глинизации необходимо при подходе к водоносному горизонту заменить глинистый раствор водой.

§ 6. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ

К числу факторов, определяющих экономическую эффективность бурения с обратной промывкой по сравнению с бурением ударно-канатным способом и вращательным с прямой промывкой глинистым раствором, относятся: уменьшение трудозатрат; сокращение расхода труб, сроков сооружения скважин и времени на их освоение; увеличение дебитов скважин и сроков их эксплуатации; сокращение числа требуемых скважин с учетом резкого увеличения дебитов и сроков эксплуатации; уменьшение затрат на добычу воды и ремонтные работы.

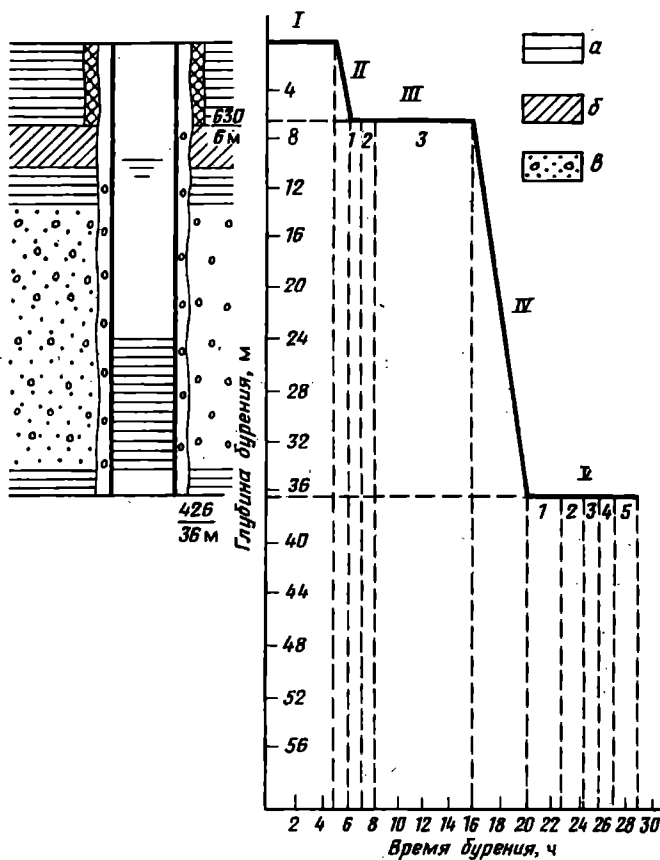


Рис. 11.24. Конструкция скважины и график затрат времени на ее сооружение:

α — глина; β — суглинок; θ — песок

Такой перечень факторов даже без приведения конкретных цифр (различных по разным районам страны) указывает на высокую экономическую эффективность метода. У нас в стране этим методом пробурены тысячи скважин в различных областях и республиках. Он освоен и применяется многими буровыми организациями.

Для определения экономической эффективности бурения с обратной промывкой рассмотрим один из характерных примеров баланса времени на сооружение скважин с обратной промывкой, который наглядно показывает преимущества этого метода.

На рис. 11.24 приведены геологический разрез, конструкция и график баланса времени на сооружение скважины.

I — монтаж буровой установки и рытье отстойной емкости (экскаватором или бульдозером);

II — бурение рейсовым шнеком диаметром 800 мм до глубины 6,5 м;

III — спуск кондуктора диаметром 630 мм и цементирование затрубного пространства густым цементным раствором с предварительной заброской в затрубное пространство щебенки, ожидание схватывания цемента;

IV — процесс бурения в интервале от 6,5 до 36,5 м методом обратной промывки, включающий время на спуско-подъемные операции и механическое бурение;

V — подъем инструмента с конечной глубины, спуск эксплуатационной фильтровой колонны, засыпка гравия, монтаж эрлифтного става труб и откачка воды в течение 50 мин до полного ее осветления.

Как видно из графика, общее время, затраченное на сооружение такой скважины, составляет 29 ч.

Особый интерес представляет *IV* этап сооружения скважин, характеризующий сам процесс бурения методом обратной промывки, с глубины от 6,5 до 36,5 м — за 4 ч пробурено 30 м скважины диаметром 580 мм. Столь высокие скорости бурения (механическая скорость бурения колеблется от 25 м/ч в глинах до 60—90 м/ч в песках) находятся в прямой зависимости от интенсивности выноса разрушенной на забое породы на поверхность мощным потоком жидкости, поднимаемой с забоя эрлифтным пульпоподъемником с параллельным расположением воздушных и водоподъемных труб.

Применявшийся бурильный фланцевый инструмент диаметром 168 мм с внутренним равнопроходным сечением диаметром 150 мм компрессора ДК-9 обеспечил производительность пульпоподъемника 180—250 м³/ч, что позволило своевременно (имея резервы) выносить на поверхность разбурываемую долотом породу, поддерживать чистоту забоя при чрезвычайно высоких механических скоростях бурения.

Глава III. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

§ 1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ НАБЛЮДЕНИЙ И ИССЛЕДОВАНИЙ

В гидрогеологических скважинах проводят различные наблюдения и исследования, имеющие целью получить сведения о подземных водах, определить параметры водоносных пластов, взаимосвязь пластов и т. п. В эксплуатационных скважинах

Таблица III.1. Основные виды гидрогеологических наблюдений и исследований в скважинах

Вид гидрогеологических наблюдений и исследований	Характер наблюдений и исследований	Условия применения
Гидрогеологические наблюдения в процессе бурения	Наблюдения за поглощением промывочной жидкости и скоростью бурения, отбор проб пород и др.	В скважинах различного целевого назначения
Исследования водоносных пластов опробователями и испытателями пластов	Отбор проб пластовой жидкости, оценка фильтрационных параметров пласта	На стадии разведочных гидрогеологических работ
Исследования водоносных пластов глубинными пробоотборниками	Отбор проб воды из ствола скважины	При гидрогеохимических исследованиях
Исследования водоносных пластов скважин расходомерами	Установление связи между водоносными пластами, уточнение фильтрационной неоднородности и гидрогеологических параметров пластов. Исследование характера загрузки фильтра по длине и т. п.	На стадии разведочных гидрогеологических исследований в эксплуатационных скважинах для контроля работы фильтров
Геофизические (каротажные) исследования	Уточнение литологических границ слоев, качественная характеристика водоносных пластов. Контроль качества цементации	В скважинах различного целевого назначения

также проводятся гидрогеологические наблюдения, хотя и в меньшем объеме, для уточнения конструкции скважины и фильтра. Основные виды гидрогеологических наблюдений и исследований приведены в табл. III.1.

Существуют две схемы опробования водоносных пластов при бурении: сверху вниз и снизу вверх (табл. III.2). В практике гидрогеологических работ применяют главным образом схему опробования сверху вниз, тогда как схему снизу вверх используют чаще в практике бурения глубоких скважин на нефть, газ и промышленные воды. В этих же скважинах комбинируют и обе схемы.

Технические средства для опробования пластов в процессе бурения применяют обычно на предварительной стадии исследований, которая предшествует опытно-фильтрационным работам, их конструктивное исполнение различно. Наибольшее применение на практике получили опробователи пластов на трубах.

Т а б л и ц а III.2. Схема испытания скважин

Способ испытания	Преимущества	Недостатки
Сверху вниз	Возможность последовательного испытания водоносных горизонтов по мере углубления скважин	Невозможность испытания более двух-трех водоносных горизонтов в одном стволе Большая трудоемкость и стоимость работ по оборудованию скважины фильтром и т. д. Остановка процесса бурения на время испытания
Снизу вверх	Возможность испытания скважины после окончания бурения всей скважины	Возможность бурения дополнительного интервала. Большая трудоемкость и стоимость работ по установке цементных мостов, оборудованию скважины фильтром в песчаных породах и т. п. Необходимость применения работ по перфорации колонны перед каждым испытанием

§ 2. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Бурение скважин на воду носит в значительной мере характер опытно-исследовательской работы. Получаемая при бурении первичная гидрогеологическая информация позволяет оценить геологический разрез скважины, уточнить ее конструкцию, а также наметить дополнительные исследования интересующих интервалов скважин.

Во всех случаях геолого-техническую документацию при бурении скважин на воду подготавливает техник (коллектор)-гидрогеолог под контролем и руководством инженера-гидрогеолога. Геофизический комплекс исследований в скважине проводят специализированные каротажные отряды.

Вид и характер гидрогеологических наблюдений различен в зависимости от способов бурения, вместе с тем для разных способов бурения имеются не только сходные но и общие положения. Исходя из этого рассмотрим результаты, полученные при вращательном способе бурения, как наиболее широко применяемом; гидрогеологические наблюдения при других способах бурения будут даны лишь с учетом их специфики.

В процессе бурения скважины проводят комплекс гидро-геологических наблюдений, позволяющих уточнить геологический разрез, гидрогеохимическую характеристику подземных вод, их температуру, что позволяет скорректировать ранее назначенную конструкцию скважины.

Отбор проб пород при бурении скважины позволяет наиболее полно определить тип и характер пород, их возраст, механический состав и т. д.

В зависимости от изучения района работ и целевых задач исследований образцы пород можно отбирать либо по всему интервалу скважины, либо по отдельным ее участкам, причем требования к отбору керна на отдельных интервалах могут быть также различны. Все эти вопросы решаются инженером-гидрогеологом перед началом бурения скважины и уточняются в процессе ее проводки.

Отобранные образцы пород описывают сразу же после извлечения их из скважины согласно имеющимся методическим руководствам и инструкциям.

Выход керна зависит не только от технологических режимов бурения, но и от свойств породы: чем порода мягче и невязнее, тем больше она разрушается при бурении и тем меньше выход керна при прочих равных условиях. Это обстоятельство следует иметь в виду при построении геологического разреза скважин и описании пройденных пород.

Очень важно получить пробы и установить точно глубины залегания кровли и подошвы водоносного пласта; в этом случае можно наиболее правильно подобрать тип и конструкцию фильтра.

Для отбора образцов пород применяют обычные и двойные колонковые трубы и грунтоносы различных конструкций.

Для более полного освещения проходимых мягких и рыхлых пород применяют бурение с ограниченной промывкой, укороченными рейсами и с затиркой керна всухую.

После окончания бурения скважины отбор образцов пород может быть выполнен с помощью боковых грунтоносов. Для рыхлых и мягких пород можно использовать боковые стреляющие грунтоносы, для пород средней твердости — боковые грунтоносы сверлящего типа.

Поднятый из скважины керн извлекают из колонковой трубы или грунтоноса, очищают, укладывают в специальные ящики и наклеивают этикетки, на которых указывают интервал отбора и процент выхода керна. Примерная форма этикетки приводится ниже.

Коллектор описывает керн и заносит запись в буровой журнал.

Монолиты пород отбирают обычно при инженерно-геологических изысканиях под строительство и в ряде других

Этикетка образца горной породы

Организация _____

Скважина № _____

Местонахождение скважины _____

Образец № _____

Дата взятия образца _____

Глубина взятия образца _____

Описание образца _____

Буровой мастер _____ (подпись)

Техник-геолог _____ (подпись)

случаев. Отобранные монолиты пород обертывают марлей и пропитывают смесью парафина.

При бескерновом бурении образцы пород получают из бурового шлама, поступающего из скважины в желобную систему; шлам отбирают специальной ловушкой. Отобранный шлам сливают в емкость и отмывают от глинистого раствора чистой водой. После этого образцы пород просушивают, описывают и укладывают в специальные ящики, подобные тем, которые служат для хранения керна, но имеющие поперечные перегородки в секциях. Шлам из глинистого раствора отбирают регулярно в процессе углубления скважины, обычно через каждый 1 м проходки; особенно важно отбирать пробы пород при встрече кровли нового пласта. Глубину залегания отбираемого шлама определяют с поправкой на время, необходимое для подъема образца пород с забоя на дневную поверхность.

Глубину залегания кровли пласта, из которого отобран шлам, рассчитывают по формуле

$$h = H - \frac{Hv_0k}{v_p}, \quad (\text{III.1})$$

где H — глубина скважины в момент отбора пробы шлама, м; v_0 — скорость бурения, м/мин; v_p — скорость подъема раствора по межтрубному пространству, м/мин; k — поправочный коэффициент к скорости подъема частиц бурового шлама в глинистом растворе ($k = 0,80 \div 0,85$).

Необходимость отбора образцов пород при бурении требует перехода на бурение с колонковыми снарядами, что значительно снижает производительность работ, особенно в случае частого отбора керна.

Вместе с тем определенную геолого-гидрогеологическую информацию можно получить непосредственно в процессе сооружения скважины по ряду косвенных признаков, главные из которых представлены в табл. III.3.

Т а б л и ц а III.3

Характерные особенности работы агрегата вращательного бурения

Проходимые породы	Скорость бурения	Режим промывки	Износ долота
Рыхлые и слабо-с cementированные пески	Углубка скважины происходит быстро, характерны периодические вертикальные перемещения бурового снаряда вверх (подскакивания) и стук ротора	Частое поглощение раствора и уменьшение плотности, выпадение в желобной системе песка, показания манометра нормальные	Незначительный
Песчаники	Углубка скважины происходит медленно, характерны периодические вертикальные перемещения бурового снаряда вверх в трещиноватых породах	Поглощение раствора неравномерное, выпадение в желобной системе песка и частиц песчаника, показания манометра нормальные	Значительный
Глины и суглинки	Углубка скважины происходит медленно, часто наблюдаются повышенные крутящие моменты в роторе	Изменение цвета раствора, повышение вязкости, частое повышение показаний манометра	Незначительный
Глины вязкие плотные	Углубка скважины происходит равномерно, над долотом часто образуются салники, высокие крутящие моменты в роторе	Изменение цвета раствора, повышение его вязкости, высокие показания манометра	»
Песчано-глинистые сланцы	Углубка скважины происходит медленно, наблюдаются периодические вертикальные перемещения инструмента вверх	В желобной системе выпадает много шлама	Значительный
Известняки, доломиты, мергели и другие относительно твердые и крепкие трещиноватые породы	Углубка скважины происходит медленно, наблюдаются периодические вертикальные перемещения инструмента вверх и толчки	Показания манометра низкие, в желобной системе выпадает мало шлама, чаще редкие небольшие обломки	Умеренный и интенсивный

Важный показатель относительной твердости пород — механическая скорость бурения. Изменения этого параметра свидетельствуют об изменении твердости буримых пород и должны отмечаться в буровом журнале. То же относится и к провалам бурового инструмента, поскольку это характеризует кавернозность разреза и часто связано с водообильностью горных пород.

Наблюдения за водоносностью пород при вращательном бурении с глинистым раствором основываются обычно на ряде косвенных признаков. Непосредственные наблюдения за возможным уровнем воды при бурении затруднены вследствие наличия в скважине столба промывочной жидкости. Такого рода замеры возможны лишь при остановке процесса бурения. Для контроля правильности замеров статического уровня рекомендуется сделать повторные замеры после добавления в скважину некоторого количества воды (до 50—100 л) или откачки такого же количества воды из скважины. Если после некоторого времени (до 1—3 ч) уровень воды в скважине установится на той же глубине, то его можно принять за статический уровень вскрытого при бурении водоносного горизонта.

Когда водоносный горизонт имеет слабую водопроницаемость или сильно закольматирован раствором, гидравлическая связь вскрытого пласта со стволом скважины может не существовать в течение довольно длительного времени (до 2—3 сут и более) и указанные замеры уровня воды (в данном случае раствора) не могут быть приняты за статический уровень водоносного горизонта.

Уровень воды в скважине следует замерять строго от одного и того же уровня (репера). Таким образом, репером может служить либо торец обсадной трубы, либо специально зацементированный штырь у устья скважины. Уровень воды измеряют рулетками или уровнемерами.

Один из признаков вскрытия водоносного горизонта при бурении — нарушение режима промывки скважины, что сказывается на поглощении промывочной жидкости: сильное поглощение промывочной жидкости свидетельствует о большой проницаемости пласта и его небольшом напоре. Наиболее простым способом учета потерь промывочной жидкости является емкостный, основанный на учете количества воды, добавляемой в зумпф.

За величину поглощения принимается разность между количеством промывочной жидкости в зумпфах до начала наблюдений (с учетом добавлений) и количеством жидкости, которое будет находиться в зумпфах через какой-либо промежуток времени.

Рекомендуется потери промывочной жидкости замерять в конце каждой смены или рейса. В случае значительных по-

глощений необходимо сократить время измерения расхода до более коротких промежутков.

Мерные линейки имеют деления через каждый сантиметр или могут быть протарированы в единицах объема. Мерные сосуды должны быть также протарированы. Очень важно, чтобы зумпфы, отстойники и желоба циркуляционной системы не имели значительных потерь. Если в качестве промывочной жидкости используется вода, то интенсивность ее поглощения хорошо коррелируется с фильтрационными свойствами пород.

В большинстве случаев поглощающие пласты обнаруживаются сразу же после их вскрытия по изменению уровня промывочного раствора в скважине. Наблюдения за поглощением промывочной жидкости при бурении проводят члены буровой бригады под руководством бурильщика.

Исследование зон поглощения промывочной жидкости при бурении целесообразно проводить с помощью скважинных расходомеров, которые позволяют установить интервалы и интенсивность поглощения промывочной жидкости.

Вскрытие водоносного горизонта может быть отмечено и по изменению параметров промывочной жидкости. Например, при вскрытии рыхлых водоносных горизонтов в глинистом растворе сильно увеличивается количество песка (до 5—8%), уменьшается вязкость раствора и т. д. К числу параметров промывочной жидкости, которые необходимо регулярно (два-три раза в смену) контролировать, следует отнести плотность (г/см^3), вязкость T (с), содержание песка Π (%), водоотдачу B (см^3).

Результаты измерений фиксируются в сменном рапорте.

Наблюдения за минерализацией промывочной жидкости могут быть полезны, если бурение ведется в районах распространения соленых вод, рассолов, а также залегания соленосных толщ. За изменением общей минерализации наблюдают путем экспресс-исследования проб жидкости, отбираемых периодически у устья скважин. Изменение общей минерализации промывочного раствора будет свидетельствовать о встрече соленосных толщ или соленых вод и рассолов. В качестве приборов, используемых для этих целей, могут быть солемеры и резистивиметры.

Наблюдения за температурой промывочной жидкости целесообразно проводить, если в разрезе возможны перегретые (термальные) воды. Температуру можно измерять непрерывно и периодически, применяя для этих целей различные типы и конструкции термометров.

При наблюдении за минерализацией и температурой промывочной жидкости для определения интервала возможного засоления или подогревания раствора следует учитывать время, в течение которого раствор движется от забоя к устью

скважины, и определять поправку на глубину того или иного измерения.

Наблюдения за выходом газа из скважины могут свидетельствовать о вскрытии подземных вод, обогащенных углекислотой и другими газами, или о вскрытии нефтегазоносной толщ. Газ может подниматься в виде мелких и крупных пузырьков или выбрасываться вместе с промывочной жидкостью из скважины. Необходимо по возможности отобрать пробу газа в стеклянный баллон (байку), в буровом журнале и смежном рапорте следует указать глубину, на которой произошло выделение газа, и вызвать инженера-гидрогеолога. Выделение газа из скважины может быть опасным, поэтому следует быть особо осторожным при пользовании огнем. До выяснения вопроса о составе газа работы рекомендуется прекратить.

Помимо глинистого раствора и воды в практике работ в последнее время успешно применяются различные полимерные жидкости (на основе гипана, полиакриламида и др.), пены, а также сжатый воздух.

Важное и принципиальное преимущество бурения с продувкой — отсутствие в стволе промывочной жидкости, поэтому в процессе бурения имеется возможность качественного наблюдения за водоносностью пород. При вскрытии водоносного горизонта непрерывно регистрируют количество воды, поднимаемой воздухом (буровой снаряд по существу является эрлифтным водоподъемником) вместе с породой.

При бурении с продувкой можно измерять статический напор пласта после остановки процесса бурения, а также определять интенсивность восстановления уровня после окончания бурения.

Как и при бурении с водой и раствором, при бурении этим способом также следует отбирать пробы пород и шлама в процессе бурения (в зависимости от целевых задач и изученности района работ) и измерять скорости бурения. Пробы пород из шлама при бурении с воздухом отбирают из специальных устройств — циклонов и шлагоуловителей.

Для замера уровня воды в скважинах используют гидрогеологические рулетки и электроуровнемеры. При бурении зон водопритоков резко повышается рабочее давление на компрессоре и изменяется режим очистки забоя (в стволе скважины образуются сальники).

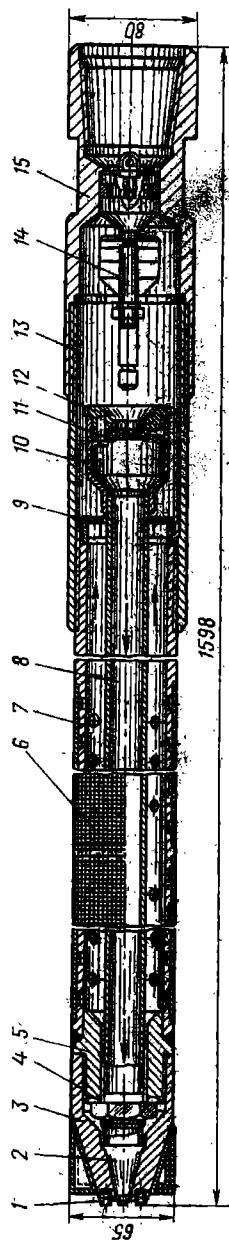
§ 3. ОПЕРЕЖАЮЩИЙ МЕТОД ОПРОБОВАНИЯ

Данный метод был разработан В. И. Блажковым, А. Г. Теслей, Д. Н. Башкатовым и другими и применяется для водоносных пород, представленных рыхлыми песками, супесями с небольшими включениями твердых частиц и виде щебня, гальки, или тонкими прослойками песчаников. Суть метода

опережающего опробования состоит в том, что при встрече в процессе бурения водоносного горизонта поднимают бурильный инструмент и на забой на бурильных трубах спускают фильтр-опробователь (рис. III. 1). Фильтр состоит из перфорированной трубы (корпус фильтра), внешняя поверхность которой покрыта сеткой или проволокой; нижняя часть фильтра-опробователя снабжена буровым наконечником, центральная часть которого заканчивается соплом 3.

При достижении фильтром-опробователем забоя скважины включается буровой насос и по бурильным трубам нагнетается чистая вода, которая проходит по переводнику 15, отжимает скользящий клапан 14 и через обратный клапан 11, коробку 10 и промывочную трубку 8 попадает в сопло. Из сопла вода вырывается с большой скоростью и размывает породу забоя, что обеспечивает внедрение фильтра-опробователя в водоносный пласт. В рыхлые пески фильтр-опробователь вводят обычно с расхаживанием колонны, это обеспечивает его внедрение в водоносный пласт обычно за 3—5 мин на глубину 1,2—1,5 м. Расход воды, требуемой для внедрения фильтра-опробователя в водоносный пласт, составляет обычно 0,2—0,8 м³. Скользящий клапан 14 служит для предотвращения циркуляции глинистого раствора при его спуске в скважину через сетку (проволоку) внутрь фильтра и его глинизации, а обратный клапан 11 не позволяет глинистому раствору попасть внутрь фильтра через промывочную трубку 8.

После внедрения фильтра-опробователя в водоносный горизонт (рис. III. 2) закачка воды в скважину прекращается и в бурильных трубах устанавливается уровень, соответствующий



III.1 Фильтр-опробователь

1 — режущий; 2 — зонасти жидкого; 3 — сопло; 4 — шайба; 5 — пробка; 6 — сетка; 7 — корпус; 8 — промывочная трубка; 9 — клапан кольцевой; 10 — клапанная коробка; 11 — обратный клапан; 12 — крышка; 13, 14 — переводники; 15 — скользящий клапан

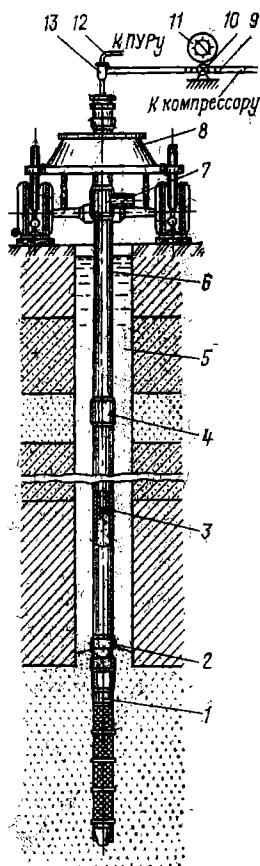


Рис. III.2. Схема послойного опробования:

1 — фильтр-опробователь; 2 — переводник; 3 — воздушные трубы; 4 — замковое соединение; 5 — раствор; 6 — буровые трубы; 7 — тройник для слива воды; 8 — ротор; 9 — шланг от компрессора; 10 — кран; 11 — манометр; 12 — резиновая трубка к пневматическому уровнемеру; 13 — тройник

статическому уровню испытываемого водоносного горизонта. Уровень воды в трубах замеряют электроуровнемером с датчиком диаметром не более 14 мм или пневматическим уровнемером. В связи с тем, что фильтр-опробователь сверху прикрывается оседающим песком и имеется контакт глинистого раствора и глинистой корки, проникновение (подсасывание) глинистого раствора в фильтр-опробователь при откачке исключается. Это проверяется наблюдением за уровнем воды в буровых трубах и уровнем глинистого раствора в скважине. Если уровень воды в буровых трубах в течение некоторого времени (10—20 мин) остается постоянным, а уровень глинистого раствора не понизился до уровня воды в буровых трубах, это указывает на то, что между фильтром-опробователем и глинистым раствором достигнута изоляция, а между глинистым раствором и водоносным горизонтом отсутствует гидравлическая связь.

В зависимости от положения уровня воды в трубах выбирают способ откачки. Для условий напорных водоносных горизонтов применяют эрлифтную откачку. Для этого в буровые трубы опускают дюралюминиевые трубки диаметром 12—20 мм (можно применять и обычные газопроводные трубки, полимерные или резиновые шланги), после чего их соединяют с напорной линией компрессора и проводят откачку. Если уровень воды в трубах низкий и эрлифтный способ откачки использован быть не может, то применяют вороночный насос.

Продолжительность откачки определяется временем, которое необходимо для отбора из водоносного горизонта пяти-шести объемов закачанной (при введении в пласт фильтра-опробователя) воды. Обычно на это уходит от 3 до 5 ч, а время на весь процесс опробования одного водоносного горизонта при глубинах до 200 м составляет 6—8 ч. Максимальные удельные дебиты, полученные при данном методе опробования, составляют 0,4—0,5 л/с. После осветления воды в процессе откачки отбирают пробы воды на химический анализ. Таким образом,

метод опережающего опробования без обсадки скважины трубами, удаления глинистого раствора из скважины, спуска фильтра и его разглинizations позволяет опробовать рыхлые водоносные пески и получить данные о химическом составе воды и статическом напоре водоносного горизонта.

Каких-либо осложнений в скважине при закачке в нее воды вследствие разубоживания глинистого раствора, как правило, не наблюдается. Достоверность отобранных проб воды на химический анализ и данные статического напора испытываемого водоносного горизонта были многократно проверены и подтверждены контрольными опытными гидрогеологическими откачками по обычно используемой методике.

Для водоносных песков с включениями гальки и щебня можно использовать фильтр-опробователь шнекового типа.

Производительность труда при опережающем методе опробования повышается в 4—5 раз, а затраты средств снижаются в 8—10 раз.

Применение метода опережающего опробования особенно эффективно, если необходимо опробовать несколько водоносных горизонтов при бурении, что при обычной методике затруднено, а в ряде случаев технически невозможно. В настоящее время этот метод используется до глубин 300 м.

Фильтрационные свойства пласта определяют по интенсивности восстановления уровня в трубах после откачки, а также рассчитывают по формуле

$$Q_1 = Q_2 \frac{L_1 D_1}{L_2 D_2}, \quad (\text{III.2})$$

где Q_1 — проектный дебит скважины, м³/ч; Q_2 — дебит, полученный при опережающем опробовании, м³/ч; L_1 и D_1 — длина и диаметр проектируемого фильтра соответственно, м; L_2 и D_2 — то же фильтра-опробователя, м.

При замерах динамического уровня можно использовать формулу Н. И. Виригина для расчета коэффициента фильтрации с учетом несовершенства скважины и потерь напора при откачке.

§ 4. ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВ ИСПЫТАТЕЛЬНЫМИ СНАРЯДАМИ НА ТРУБАХ С ПАКЕТИРУЮЩИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

В настоящее время при бурении скважин на воду гидрогеологические наблюдения можно успешно осуществлять, применяя испытатели пластов на трубах с пакетирующими элементами.

С помощью испытателей пластов в процессе углубления скважин можно установить пьезометрический уровень каждого водоносного горизонта, отобрать пробу воды на химический анализ, а также в первом приближении оценить фильтрационные свойства пород.

До настоящего времени отечественной промышленностью не выпускаются опробователи пластов с пакерующими элементами для гидрогеологических скважин. Однако в ряде случаев при бурении глубоких скважин на воду (промышленные, термальные и минеральные) можно успешно применять испытатели пластов, разработанные для нефтяных и газовых скважин.

Разработан нормальный ряд комплектов испытательных инструментов КИИ-ГрозУфНИИ:

Шифр контрольно-измерительного прибора	КИИ-146	КИИ-95	КИИ-65
Диаметр скважины, мм	190—265	118—161	75—112

Схема компоновки КИИ в скважине показана на рис. III.3. После вскрытия пласта, подлежащего испытанию, в скважину на бурильных трубах спускают КИИ одного из указанных выше типоразмеров (в зависимости от диаметра скважин).

Чтобы фильтр оказался против испытываемого пласта, а пакер был установлен в плотных породах под пластом, между башмаком, фильтром и пакером вставляют необходимое число бурильных труб.

В фильтре устанавливают два глубинных регистрирующих манометра, а в переходниках — по одному манометру.

При спуске инструмента в местах сужений или неровностей скважин возможны резкие кратковременные посадки пакера, что создает нагрузки, под влиянием которых впускной клапан стремится открыться. Однако гидравлическое реле времени создает сопротивление открытию клапана, и он не успевает открыться в течение 0,5 мин.

После установки снаряда на забой весом бурильных труб создают осевую нагрузку на КИИ. Резиновый элемент пакера под действием нагрузки герметизирует часть скважины, расположенную ниже пакера. Через 1—5 мин после посадки пакера срабатывает реле времени, закрывается его уравнильный клапан и открывается впускной клапан. Жидкость проходит через фильтр, отверстие в штоке пакера и поступает в пустые бурильные трубы.

Манометры в фильтре и под ИПГ в момент открытия клапана отмечают резкое снижение давления, а затем его повышение по мере заполнения труб жидкостью. Перед открытием верхнего ИПГ давление восстанавливается до пластового. Применяют манометры различных конструкций с разной точностью и диапазоном регистрации.

При открытии впускного клапана жидкость поднимается по бурильным трубам, что отмечается резким снижением давления, затем его повышением во время стояния на притоке.

Карта давления при работе с КИИ показана на рис. III.4. Время стояния на притоке зависит от состояния скважины и

интенсивности притока и обычно колеблется от 20 мин до нескольких часов. Затем снижают нагрузку на КИИ и поворачивают трубы на 15—20 оборотов; при этом приток прекращается, и три нижних манометра записывают конечную кривую восстановления давления.

Инструменту дают натяжку, выпускные клапаны закрываются, а уравнительный клапан нижнего манометра открывается, после чего давление над пакером и под ним выравнивается. Это облегчает снятие пакера и подъем инструмента из скважины, во время которого манометры (в фильтре) регистрируют снижение гидростатического давления.

При развинчивании бурильных труб отбирают для анализа пробы пластовой жидкости и газа.

Для того, чтобы обеспечить разобщение испытуемой зоны от остальной части ствола скважины, в период испытания пласта применяют пакеры. Цилиндрический пакер состоит из металлического остова и резинового элемента, который насажен на полый шток. Под действием сжимающей нагрузки подвижная часть пакера перемещается по штоку вниз,

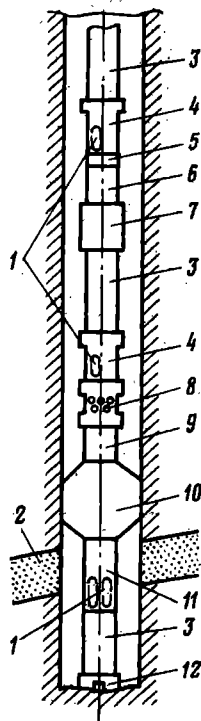
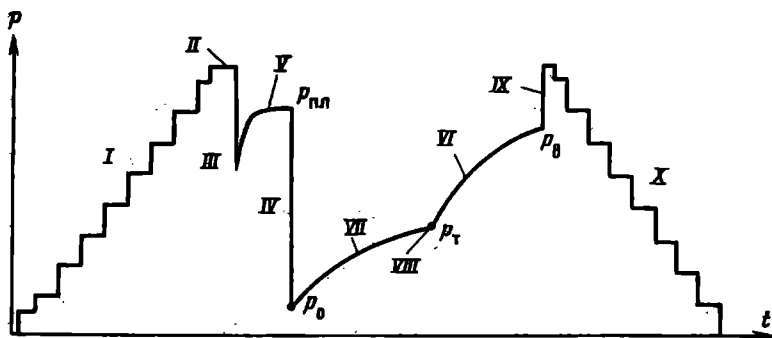


Рис. III.3. Схема компоновки КИИ:

1 — регистрирующие манометры; 2 — испытуемый пласт; 3 — бурильные трубы; 4 — переходники для установки манометров; 5, 6 — циркуляционный и запорный клапаны; 7 — испытатель пластов с гидравлическим реле времени (II сборка); 8 — испытатель пластов с реле времени (I сборка); 9 — ясс; 10 — пакер; 11 — фильтр; 12 — заглушка

Рис. III.4. Карта давления:

I — спуск инструмента; II — посадка пакера; III — открытие ИПГ; IV — открытие ГМК; V, VI — начальная и конечная кривые восстановления давления; VII — кривая притока; VIII — закрытие запорного клапана; IX — снятие пакера; X — подъем инструмента



при этом резиновый элемент расширяется и прижимается к стенкам скважины.

Яссы предназначены для облегчения расхаживания и освобождения прихваченного инструмента.

Гидравлическое реле времени испытателя ИПГ состоит из цилиндра, заполненного авиационным маслом, и поршня, в котором имеется винтовой капиллярный канал для прохода масла.

Помимо описанных узлов в комплект КИИ-ГрозУфНИИ входят: приспособление для сжатия ИПГ, переводники для установки манометров, дебитометров и других приборов, запорные поворотные клапаны для прекращения притока жидкости в трубы, клапаны циркуляционные для восстановления прямой и обратной циркуляции над испытателем пластов и другие вспомогательные устройства, ключи и запчасти.

В состав КИИ входят глубинные манометры МГН, МГИ и др.

Для отбора герметизированной пробы жидкости в состав КИИ можно ввести глубинный пробоотборник или термограф для измерения температуры.

Перед испытанием скважины опрессовкой проверяют герметичность комплекта и бурильных труб. После вскрытия пласта скважину тщательно промывают в течение 1—2 ч, на основании данных геофизических исследований уточняют состояние ствола скважины, а также глубину забоя и мощность испытываемого пласта.

После проведения всех подготовительных работ сразу же опускают в скважину КИИ. В конце спуска труб поворачивают ведущую трубу, открывают выкидную линию насоса и определяют необходимую нагрузку на пакер.

Герметичность пакеровки проверяют по уровню промывочной жидкости в скважине. Интенсивность притока определяют по скорости потока воздуха из труб в процессе притока. По истечении времени открытого периода притока закрывают запорный поворотный клапан, для чего снижают нагрузку и поворачивают ротором трубы на 12—15 оборотов.

В конце закрытого периода проводят распаковку и подъем снаряда; отбирают на анализы пробы и оформляют акты об испытании скважины.

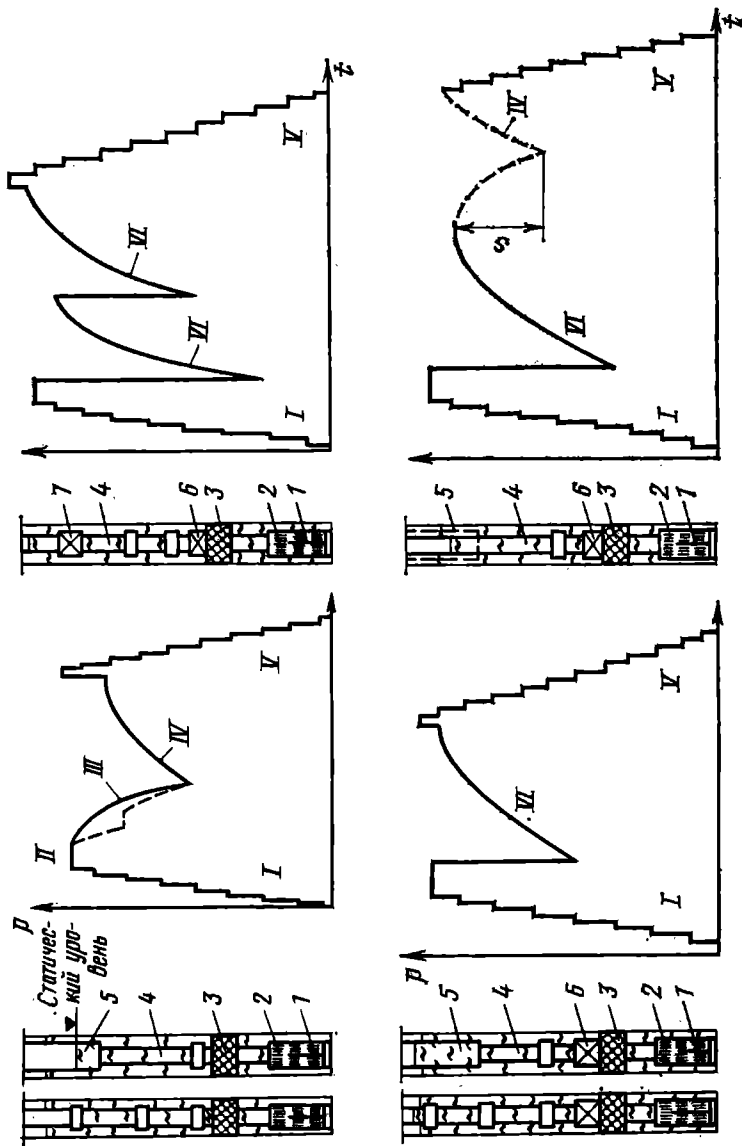
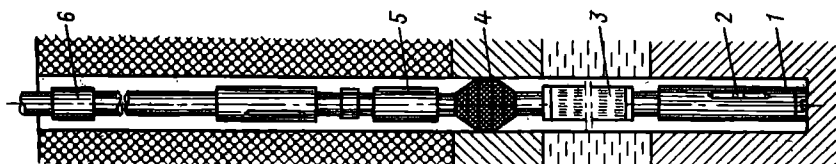
Фильтрационные параметры пласта оценивают по данным обработки участков восстановления давления и притока. Существует несколько методик оценки фильтрационных свойств пласта по данным давления. Перспективно комплексное использование испытателей пластов и расходомеров в скважинах.

При бурении скважин на воду используют комплект ИИВ (испытательный инструмент ВСЕГИНГЕО) (рис. III.5). Он состоит из фильтра-хвостовика 1 с глубинными маномет-

Рис. III.5. Испытательный снаряд ИИВ

Рис. III.6. Основные компоненты испытательного снаряда ИИВ и диаграммы изменения давления в процессе испытания пластов:

1 — глубинный манометр; 2 — фильтр; 3 — пакер; 4 — буровые трубы; 5 — волоподъемные трубы; 6 — испытатель пластов с совмещенными клапанами; 7 — запорный поплавок; 1 — спуск инструмента; II — пакерования; III — кривая понижения уровня; IV — кривая восстановления уровня; V — подъем инструмента; VI — кривая притока



рами 2, фильтра 3, секционного пакера 4, испытателя пластов 5 с приемным и уравнильным клапанами и запорного устройства 6 (поплавкового клапана).

ИИВ можно применять для раздельного опробования пластов в различных компоновках (рис. III.6); глубинные манометры при этом фиксируют изменение давления.

Техническая характеристика ИИВ

Глубина скважины, м	2000
Диаметр, мм:	
снаряда	65, 110
сменных резиновых элементов	65, 75, 110, 145, 170
Оптимальная нагрузка на пакер для изоляции водоносных пластов, кН	5—25
Ориентировочная стоимость, руб.	1000
Длина отдельных узлов, мм	2000
Масса отдельных узлов, кг	70—80

Пакерный узел обеспечивает распаковку — отделение испытуемой зоны скважины от промывочной жидкости и открытие доступа жидкости из пласта в пустые бурильные трубы.

Во время притока клапанный узел закрыт. При достижении избыточного давления, величина которого регулируется, клапан открывает доступ жидкости в верхнюю часть пустой колонны труб — в этот момент глубинный манометр пишет кривую притока. Когда уровень воды достигнет поплавкового клапана, он закрывается и записывается кривая восстановления давления до статического. При необходимости через бурильные трубы можно провести и микрооткачку, для чего в узле поплавкового клапана имеется специальная втулка, которую можно открыть сбросом в трубы штырька или спуском труб для подачи воздуха.

При опробовании неглубоких скважин снаряд ИИВ можно использовать без клапанных узлов для отделения испытуемой зоны от раствора и проведения откачки. В этих случаях рекомендуется верхнюю часть колонны труб в зависимости от глубины уровня воды исследуемого пласта подбирать из обсадных труб, чтобы можно было провести откачку с помощью эрлифта.

Снаряд СИП-3 является упрощенной моделью КИИ и применяется в практике для проведения поинтервальных опробований пластов с помощью эрлифтной откачки из бурильных труб, которые в верхней части заменяют колонковыми трубами.

СИП-3 имеет уравнильный клапан, который срабатывает при снятии осевой нагрузки на пакер. При этом подпакерное пространство сообщается с жидкостью, находящейся в стволе скважины, что предохраняет пакер от разрыва. Безопасный замок служит для возможного отсоединения колонны труб от испытателя в случае его прихвата.

Техническая характеристика СИП-3

Диаметр, мм:			
резинового пакера	73	90	108
максимальный скважины	90	110	130
шпильки безопасного замка	4, 5	6	7
Нагрузка на пакер, кН:			
рабочая	15	20	30
максимальная допустимая	22	30	45
Усилие, кН:			
допустимое	3,4; 5,5	7,9	10,8
на срез	4; 6,5	9,0	12,0
Длина пакера, мм	1255	1255	1290
Масса, кг	17,2	18,9	34,0

Этот снаряд широко и с большой эффективностью применяется при опробовании водоносных пластов, сложенных устойчивыми породами, в Московском артезианском бассейне, в Донбассе и других районах.

Успешное применение снарядов с пакерующими элементами возможно, если пакер установлен против устойчивых пород и в месте установки нет каверн и разработки ствола. Интервал установки пакера рекомендуется подбирать на основании данных кавернометрии и профилометрии.

§ 5. ОПРОБОВАНИЕ ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ОПРОБОВАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ

В связи с ростом глубин буровых скважин и необходимостью детализации исследований по разрезу в значительной степени возрастает роль приборов, опускаемых в скважину на кабеле. Такие приборы можно успешно применять в процессе бурения и в законченных скважинах, устойчивых и рыхлых породах, наклонных и искривленных скважинах.

За рубежом широкое применение получили опробователи на кабеле, разработанные фирмой «Шлюмберже» (Франция). Широкое использование этих приборов, постоянная их модернизация и расширение области применения свидетельствуют об их большой эффективности.

Спуск прибора в скважину на кабеле с помощью каротажного подъемника обеспечивает оперативность и экономичность работ; даже в глубоких скважинах опробование производят за 1—2 ч.

В СССР во ВНИИГСе (БашАССР) разработаны опробователи пластов на кабеле ОПГ-4-9 и ОПГ-4-7.

Каротажные опробователи пластов для гидрогеологических скважин (ОПГ) обеспечивают герметизацию участка стенки скважины, отбор проб пластовой жидкости и газа и подъем пробы на поверхность с сохранением ее герметичности. Зона исследования пласта по глубине приборами ОПГ не превышает 0,4—0,5 м, поэтому в ряде случаев на качество резуль-

татов опробования существенное влияние оказывает зона проникновения промывочной жидкости.

Применение опробователей пластов на каротажном кабеле по сравнению с испытателями, опускаемыми на трубах, имеет ряд преимуществ:

а) возможен более быстрый спуск в скважину и подъем опробователя, что ускоряет процесс опробования;

б) исключена опасность выброса, так как испытание проводят в одной точке пласта, а вся остальная поверхность его находится под давлением глинистого раствора;

в) проба поднимается на поверхность с сохранением пластового давления в период отбора, за исключением изменений, связанных с различием температур в скважине и на дневной поверхности;

г) погрешность в установке опробователя на требуемой глубине не превышает 25—30 см.

Один из существенных недостатков данного аппарата — ограниченный объем (15—20 л) отбираемых проб.

Опробователи пластов на кабеле позволяют ускорять темпы и повышать экономическую эффективность разведочных работ.

Приборы типа ОПГ рассчитаны для работы с трехжильным каротажным кабелем в комплексе с серийной каротажной станцией АКС и подъемником СКП-3000 или станциями АЭКС-1500 и АЭКС-900.

Такой опробователь состоит из глубинного прибора и наземных пультов, обеспечивающих управление его работой в скважине, а при использовании глубинных датчиков — регистрацию характеристики процесса отбора пробы.

После установки ОПГ в интервале опробования включают электродвигатель и прибор прижимается к стенке скважины и герметизируется. Проба отбирается в два пробосборника под действием разности пластового и атмосферного давлений; герметичность ее контролируется датчиками давления и притока. На поверхности пробу извлекают, время отбора пробы не превышает 1 ч.

Схема прибора ОПГ-4-7 показана на рис. III.7. Технические характеристики приборов приведены в табл. III.4.

Комплектность поставки

Прибор скважинный	2
Датчик давления	5
Датчик притока	3
Пульт опробования	1
Газометр	1
Приспособление для замера и отбора пробы . . .	1

В состав опробователей пластов ОПГ-4-9 включают пробосборники, позволяющие отбирать пробы пород из стенок скважины.

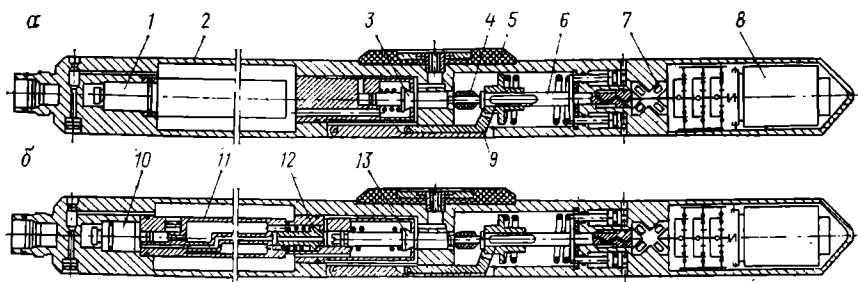


Рис. III.7. Опробователь пластов на кабеле ОПГ-4-7:

а — с одним баллоном и датчиком притока; *б* — с двумя баллонами и датчиком давления: 1 — датчик притока, 2 — пробосборник, 3 — клапан, 4 — манжета уравнильного клапана, 5 — герметизирующий башмак, 6 — управляющий шток, 7 — подшипники, 8 — электродвигатель, 9 — рычаг, 10 — датчик давления, 11 — пробосборник, 12 — клапан второго пробосборника, 13 — клапан

Техническая характеристика пробоборника

Диаметр скважины, мм	90 и более
Давление в скважине, МПа	0—30
Максимальная температура, °С	85
Глубина скважины, м	2500
Габариты прибора, мм:	
диаметр	76
длина	1325
Масса, кг	25

Разработаны конструкции опробователей пластов ОПУ-92 и ОПУ-76, предназначенные соответственно для скважин диаметрами более 92 и 76 мм и давлением 30 МПа. Помимо опробования водоносных пластов эти приборы позволяют изучить газовую обстановку на угольных месторождениях.

Т а б л и ц а III.4

Технические характеристики опробователей пластов на кабеле

Показатели	ОПГ-4-7	ОПГ-4-19
Диаметр скважин, мм	112—196	112—243
Давление в скважине, МПа:		
максимальное	50	50
минимальное	0,5	0,5
Максимальная температура, °С	120	120
Объем пробоборника, л	2,5 и 1,2	5
Число опробуемых участков за один рейс	12—15	12—15
Габариты прибора, мм:		
диаметр	82	82
длина	3200	3112
Масса, кг	72	64

§.6. ОТБОР ПРОБ ВОДЫ ИЗ СКВАЖИН

В отличие от испытателей пластов, которые позволяют устанавливать положение статического уровня водоносного горизонта, состав воды и оценивать фильтрационные свойства пород, применение пробоотборников дает возможность установить химический и газовый составы воды в любой точке скважины, а также ее температуру. В большинстве случаев для работы с пробоотборниками достаточно наличия лебедки с тросом и счетчика глубин. Применение пробоотборников не требует больших затрат средств и времени.

Существующие типы пробоотборников различаются по способу заполнения приемной камерой пробой и управления работой клапанов.

По способу заполнения приемной камеры пробоотборники можно разделить на две группы: пробоотборники с промывающимися рабочими камерами (обычно двухклапанного типа) и с непромывающимися рабочими камерами (одноклапанного типа).

Пробоотборник ГП (рис. III.8) состоит из груза 3 с уплотнением 2 и краном 1, стального оцинкованного цилиндра 4 с козырьком внизу и воронкой сверху. Сверху пробоотборник прикрыт пробкой 5. Технические характеристики пробоотборников приведены в табл. III.5.

Для отбора груз спускают в скважину на тонком тросе на нужную глубину; во время спуска цилиндр с пропущенным через него тросом придерживают рукой. Затем цилиндр отпускают. Свободно падая по тросу, он достигает груза, плотно насаживается на него с помощью резиновой прокладки и захватывает пробу воды с нужной глубины. Во избежание попадания в цилиндр частиц породы со стенок скважины при извлечении прибора на поверхность перед подъемом пробоотборника по тросу сбрасывают пробку. Воду из прибора выливают в бутылку для отбора проб через кран с надетой на него резиновой трубкой.

Чтобы предотвратить загрязнение проб воды оцинкованным корпусом, внутреннюю поверхность трубы покрывают прочным кислотостойким лаком.

Таблица III.5

Технические характеристики пробоотборников

Показатели	ГП-20	ГП-19
Объем пробы, л	0,6	1,5
Длина троса, м	60	60
Габаритные размеры, мм	48×630	82×700
Масса без троса, кг	1,5	4,4

Поршневой пробоотборник бесклапанный ППБ (рис. III.9) предназначен для отбора проб воды и растворенного в ней газа из скважины любой глубины. Он состоит из узла управления ударного механизма 1 и приемной камеры 3 с надпружинным поршнем 2.

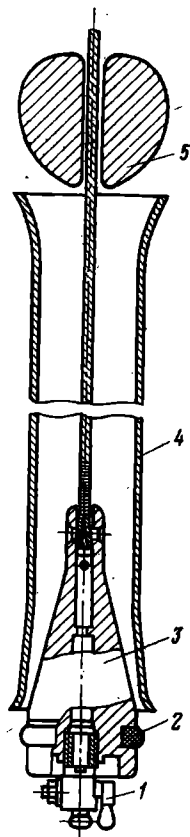
Пробоотборник спускают в скважину в заряженном положении, т. е. поршень находится в крайнем верхнем положении, при этом пружина, надетая на нижнюю часть штока, сжата, а грибовидный выступ, расположенный на верхней поверхности поршня, захвачен защелками. Защелки прижимаются к выступу поршня кольцевой пружиной, что обеспечивает надежность фиксации поршня в крайнем верхнем положении.

При достижении пробоотборником заданной глубины сверху по тросику сбрасывают посыльный груз, который ударяет по стакану ударного механизма, после чего защелки разжимаются. Освобожденный поршень сначала под действием сжатой пружины, а затем под действием собственного веса начинает двигаться, при этом вода всасывается в пространство над поршнем. Когда поршень дойдет до предохранительной гайки, процесс наполнения камеры пробой заканчивается.

При извлечении пробы воды из прибора на одно из входных отверстий пробоотборника навинчивают специальный штуцер с резиновой трубкой; другое отверстие глушат пробкой. Шток вдвигают внутрь корпуса и поршнем выдавливают воду через штуцер и трубку в емкость для транспортировки пробы.

Пробоотборник герметичный ПГ (рис. III.10) относится к типу двухклапанных с проточной камерой. Он предназначен для отбора проб воды и газа и подъема их на поверхность под давлением, равным пластовому или близким к нему. Он состоит из ударного механизма 1, расположенного в верхней части корпуса прибора, верхнего клапана 2, корпуса 3 и нижнего клапана 4.

Пробоотборник спускают в скважину с открытым верхним клапаном. При быстром спуске ($v \geq 1$ м/с) с пробоотборника в скважину нижний клапан под действием встречного потока воды поднимается из седла и вода частично проходит через приемную камеру и открытый верхний клапан пробоотбор-



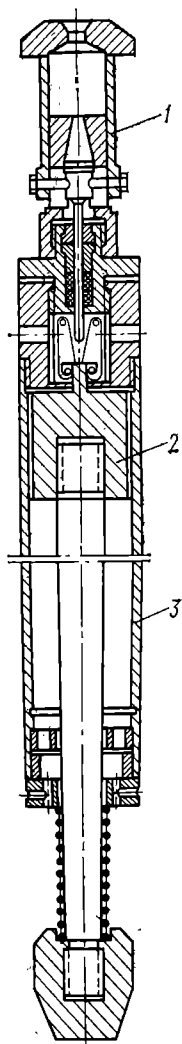


Рис. III.9. Поршневой бесклапанный пробоотборник

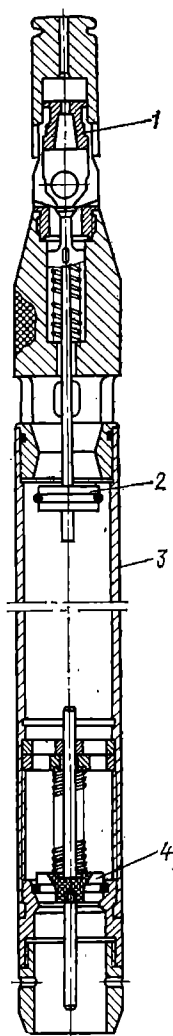


Рис. III.10. Герметичный пробоотборник

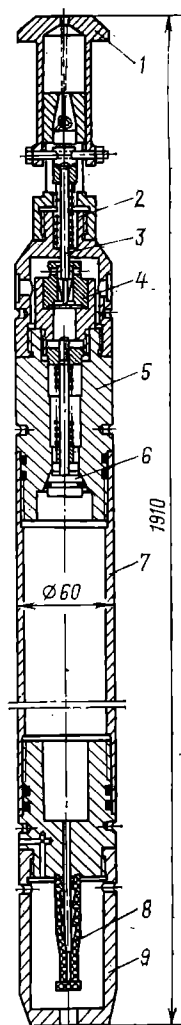


Рис. III.11. Вакуумный пробоотборник

ника, а частично обтекает прибор снаружи. На заданной глубине после трех-четырех расхаживаний прибора по тросу или проволоке, на которой подвешен прибор, сбрасывают посыльный груз, который ударяет по стакану механизма управления; верхний клапан освобождается и закрывается.

Нижний клапан открывается только тогда, когда прибор движется вниз, а в момент остановки закрывается под действием собственного веса и усилия пружины.

По мере подъема пробоотборника перепад между давлением внутри прибора и снаружи возрастает и клапан прочнее прижимается к седлам, что является неременным условием для получения доброкачественной пробы воды и газа. Перевод пробы из прибора осуществляют специальным переводником.

В однокамерном глубинном пробоотборнике ПВ (вакуумный) используется принцип заполнения непроточной приемной камеры после разрушения на заданной глубине предохранительной мембраны. Этот прибор, рассчитанный на рабочее давление до 10 МПа и позволяющий собирать до 2,5—3 л жидкости, имеет диаметр 60 мм (рис. III.11).

Прибор состоит из корпуса, ударного механизма, клапанного узла и приемной камеры. При ударе груза по стакану 1 боек 3 пробивает мембрану 4, которая открывает доступ воде через обратный клапан 6 в вакуумную камеру 7.

Когда камера заполнится жидкостью и давление в ней уравнивается с давлением в скважине, обратный клапан под действием пружины 2 прижимается к седлу, отсекая воду в пробоотборнике. При подъеме прибора перепад давлений внутри и снаружи будет возрастать, герметизируя прибор. На поверхности наконечник 9 отвинчивают и пробу через штуцер 8 сливают в бутылки.

В ряде случаев использовать в качестве команды для сбрасывания пробоотборника сбрасываемой по тросику груз затруднительно: например, в сильно искривленных и наклонных скважинах, где тросик на больших участках соприкасается со стенкой скважины и груз застревает, не дойдя до пробоотборника; в скважинах с низким гидростатическим уровнем, где грузик, развивая слишком большую скорость, падает до воды, что часто приводит к обрыву проволоки, и т. п.

Другие командные устройства (различного рода реле, силовые механизмы и пр.), применяющиеся в различных конструкциях пробоотборников, как правило, сложны и иногда недостаточно надежны в работе.

Пробоотборник с гидравлической воронкой лишен этого недостатка. На заданной глубине рывками поднимают прибор вверх (быстрый подъем на 2—3 м). При этом вследствие сопротивления встречного потока воды воронка с втулкой сдвигается вниз, а входные отверстия открываются. Через них и далее через обратный клапан жидкость из скважины поступает внутрь герметичной приемной камеры, что позволяет поднять пробу воды под естественным пластовым давлением.

Для извлечения пробы из прибора вместо наконечника 9 ввинчивают переводник, с помощью которого обратный клапан приподнимают из седла, а жидкость вытекает из прибора.

Т а б л и ц а III.6

Краткие технические характеристики глубинных проботборников

Показатели	ППВ	ПП	ПВ	ПВ с воронкой	ПД-03	«Приз-2»
Диаметр прибора, мм	60	60	60	60	35,5	35
Длина (максимальная), мм	1545	1900	1900	2000	2640	1890
Объем отбираемой пробы, мл	2645	—	—	—	—	—
	2500	3000	3000	3000	900	1000
Масса прибора, кг	10	6	6	7	9	—
Глубина спуска, м	Не ограничена	1000	1000	1000	3000	3000
Время заполнения, мин	5—10	—	3—5	3—5	—	—
Тип прибора	Поршневой, закрывается после сбрасывания груза	Поршневой двухклапанный, закрывается после сбрасывания груза	Вакуумный, заполняется после сбрасывания груза	Вакуумный	Промышленный, сбрасывается от часового механизма или груза	—
Масса груза, кг	0,5	0,5	0,75	—	0,5	0,5

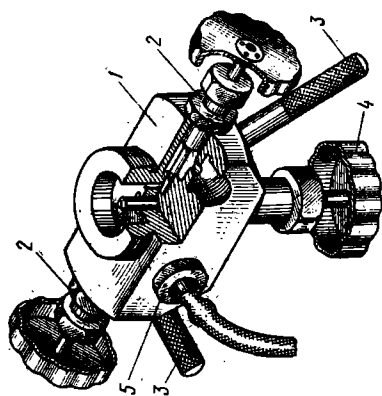


Рис. III.12. Переводник для извлечения пробы из проботборников

С ростом глубин разведочного и эксплуатационного бурения на воду и усложнением задач, стоящих при опробовании (например, подъем пробы под пластовым давлением или близким к нему, чистота пробы и др.), появилась необходимость в приборах для опробования глубоких скважин.

Пробоотборники ПД-03 и «Приз-2» предназначены для отбора глубинных проб нефти, воды и растворенного в ней газа.

Пробоотборник ПД-03 относится к типу двухклапанных приборов с промывающейся приемной камерой. Привод клапанов осуществляется либо часовым механизмом, либо сбрасываемым грузом. Краткая техническая характеристика приборов дана в табл. III.6.

Переводник для извлечения пробы из приборов (рис. III.12) состоит из корпуса 1 с ручками 3, двух вентилях 2, открывающих путь жидкости в штуцеры 5 с помощью винта 4.

После того как переводник будет навинчен на корпус пробоотборника, вращением винта 4 приподнимают один из клапанов прибора (как правило, нижний). Жидкость по клапанам в корпусе переводника через вентили и штуцеры вытекает из приемной камеры пробоотборника.

Для отбора глубинных проб воды и газа из скважин необходима лебедка с тросом или проволокой нужной длины.

Глубинные пробоотборники спускают в скважину подвешенными на специальной проволоке диаметром 1,6 мм из стали с пределом прочности на разрыв 15—16 МПа. Можно применять также и авиационный трос диаметром 1,8 мм с пределом прочности на растяжение 18 МПа.

Наиболее удобна лебедка для глубинных исследований «Азинмаш-8», установленная на автомашине ГАЗ-66. Можно использовать также любую другую механическую или ручную лебедку, но в этом случае процесс отбора проб становится более трудоемким и менее производительным.

Техническая характеристика лебедки «Азинмаш-8»

Диаметр барабана лебедки, мм	145
Длина лебедки, мм	180
Длина троса, м	6000
Диаметр троса, мм	1,6—1,8

Прикрепленный к проволоке прибор вешают на перекидной ролик в скважине. Посыльный груз целесообразно располагать на вертикальном участке проволоки, т. е. непосредственно над скважиной. Для того чтобы в процессе спуска груз не упал вниз, его нужно фиксировать. Остановив пробоотборник на определенной глубине, по проволоке сбрасывают груз, после удара которого происходит заполнение и закрытие пробы в приемной камере прибора.

Качество и достоверность взятия проб именно с заданного интервала зависят от ряда причин конструктивного характера

для каждого типа прибора и общих методических условий отбора проб.

Для пробоотборников одноклапанного типа (ППБ, ПВ, ПГВ) характерно то, что при своевременном открытии входных каналов они заполняются пробой из интервала, где установлен прибор.

При использовании пробоотборников с промывными камерами необходимы подготовительные мероприятия, уменьшающие возможность подъема из скважины пробы жидкости не только из интервала отбора, но и из других участков скважины.

Качество промывки внутренней полости пробоотборников промывного типа зависит в основном от диаметра прибора и скважины. Рекомендуется не ограничиваться выдержкой пробоотборника на заданной глубине, а проводить его возвратно-поступательное расхождение в интервале отбора пробы.

Чем больше глубина отбора пробы, тем больше перепад давления и тем меньше необходимое время выдержки пробоотборника в точке отбора. Чем больше разница диаметров прибора и скважины, тем больше должна быть длина расхождения прибора. Для пробоотборника ПГ конструкции ВСЕГИНГЕО и приборов типа ПД-03 рекомендуется расхождение в пределах 5—20 м.

Рекомендуемая скорость спуска пробоотборника ВСЕГИНГЕО и приборов типа ПД-03 находится в пределах 0,6—1 м/с.

При опробовании глубоких скважин целесообразно вместе с пробоотборниками в специальных гильзах спускать термометры.

Температуру воды на глубине отбора проб измеряют для определения термодинамических условий. Такие измерения температуры воды обычно проводят при не вполне установившемся термическом режиме, нарушенном бурением, тампонажными и другими работами в скважине. Полного восстановления термического равновесия (оставление скважины в покое на 20 сут) при глубинных исследованиях, как правило, не достигается. Поэтому после полного восстановления нарушенного термического режима необходимо проводить специальные геотермические измерения.

При отборе на поверхности проб растворенного газа из глубинного пробоотборника необходимо также знать температуру воздуха и барометрическое давление. Эти сведения необходимы для приведения газа к нормальным условиям при расчете упругости растворенных газов.

Ввиду того, что в настоящее время большинство опытных откачек осуществляется эрлифтом, отбираемая проба воды содержит примесь смазочных масел от компрессора, воздуха из атмосферы, что в ряде случаев может существенно исказить свойства пластовых вод.

Рекомендуется применять простые пробоотборники, разработанные во ВСЕГИНГЕО, которые можно монтировать на конце колонны водоподъемных труб, что позволит поднять на поверхность представительную пробу воды из исследуемого интервала.

Пробоотборник ЭП спускают на конце воздушных труб при проведении откачек эрлифтом. Давлением воздуха клапан отжимается в нижнее положение. После проведения откачки, когда прекращена подача воздуха, клапан закрывается и проба воды герметично запирается в приемной камере. После подъема воздушных труб на поверхность пробу воды отбирают для лабораторных анализов.

Результаты оценки свойств воды исследуемых пластов в значительной степени зависят от правильности проведения наблюдений и оформления технической документации по опытным работам.

§ 7. РАСХОДОМЕТРИЯ СКВАЖИН

Скважинная расходометрия — прямой метод исследования фильтрационных свойств пород. В процессе бурения метод расходометрии позволяет установить интервалы и удельную поглощающую способность пласта, что особенно важно при исследовании зон поглощения промывочной жидкости. Этот метод дает возможность выделить не только поглощающие пласты, но и участки, где происходит поступление пластовой воды в скважину.

Скважинные расходомеры регистрируют скорость движения потока промывочной жидкости или пластовой воды в скважине. Исследования проводят при доливе (постоянном или разовом) воды в скважину. Интерпретация данных расходометрии более достоверна, если поддерживается постоянная депрессия на пласт. При откачке скважинная расходометрия позволяет оценить интенсивность водопритока отдельных пластов или участков пласта. Широко используются расходомеры для определения загрузки фильтра по длине, недостаточно разглизнизированных интервалов и др. Данные расходометрии следует интерпретировать с учетом неравномерности загрузки фильтра и интенсивности водопритока отдельных пластов, связанных с параметрами фальтра и пласта.

Данные расходометрии оформляют в виде графиков интегральных и удельных дифференциальных поглощений или водопритоков. Результаты измерений должны учитывать диаметр ствола скважины и фильтра. Точность измерений повышается, если применяются рессорные центраторы и пакерные насадки. Все скважинные расходомеры удовлетворительно работают лишь в воде, исключение составляет расходомер ДАУ-ЗМ, который можно применять в буровом растворе.

Широкое применение получили приборы РЭТС-2 конструкции ПГО «Уралгеология».

Краткая техническая характеристика РЭТС-2

Порог чувствительности по расходу, м ³ /с . . .	2·10 ⁻⁵
Диапазон рабочих расходов, м ³ /с	2·10 ⁻⁵ ÷ 2,5·10 ⁻³
Диапазон рабочих температур, °С:	
наземного пульта	От -10 до +50
скважинного прибора	От -15 до +60
Максимальное гидростатическое давление, МПа	20
Электрическое напряжение питания, В:	
переменного тока (50 Гц)	220±10 %
постоянного тока	12±10 %
Потребляемая мощность, В·А	≤10
Габариты, мм:	
наземного пульта	290×220×210
скважинных приборов:	
ПСИ-36	36×1130
ПСИ-70	70×1350
Масса, кг:	
наземного пульта	8,0
скважинных приборов:	
ПСИ-36	4,0
ПСИ-70	7,0
Завод-изготовитель	Опытно-экспериментальный завод геофизической аппаратуры ПГО «Уралгеология»

Приборы ДАУ-3М могут работать в растворе и запескованной жидкости, они широко применяются в практике. Краткие технические характеристики приборов приведены в табл. III.7.

Т а б л и ц а III.7

Краткая техническая характеристика расходомеров ДАУ-3М

Показатели	Диаметр расходомера, мм				
	108	73	57	44	34
Порог чувствительности, л/с	0,011	0,015	0,001	0,001	0,001
Пределы измерения, л/с	0,011—20,0	0,015—20,0	0,001—20,0	0,001—20,0	0,001—15,0
Погрешность измерения, %	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5
Максимальное гидростатическое давление, МПа	18,0	18,0	20,0	20,0	20,0
Габариты, мм:					
наружный диаметр	108	73	57	74	34
длина	1100	1100	750	700	700
Масса, кг	4,5	3,8	2,26	1,48	1,30

П р и м е ч а н и е. Габариты измерительного блока 175×175×120 мм, масса измерительного блока 1,9 кг.

Глава IV. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА

§ 1. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АППАРАТУРА ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ В БУРЕНИИ

Приборы для измерения веса бурового снаряда и осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Вес бурового снаряда в роторных установках определяется усилием на неподвижном конце каната. Для этого используют показывающие пружинные и гидравлические индикаторы веса (динамометры) (табл. IV.1).

Для определения веса бурового снаряда необходимо поднять его над забоем на 15—20 см, включить промывку и вращение и затем взять отсчет. Усилие на неподвижном конце каната (H) определяют пересчетом давления, указанного манометром в гидравлическом индикаторе веса, по формуле

$$P = pF, \quad (IV.1)$$

где p — давление в цилиндре, Па; F — площадь поршня, см².

В буровых установках с гидравлической системой подачи инструмента применяют пружинные и плунжерные индикаторы веса, включаемые в гидросистему станка.

Гидравлические индикаторы веса и нагрузки (рис. IV.1) типа ГИВ регистрируют вес (нагрузку) во времени на круго-

Т а б л и ц а IV.1

Техническая характеристика пружинных динамометров

Показатели	ДПУ-2	ДПУ-3	ДПУ-10
Предел усилий, кН:			
нижний	2	5	10
верхний	20	50	100
Цена деления шкалы, кН	0,2	0,5	1,0
Допустимая погрешность, %:			
1-й класс	1	1	1
2-й класс	2	2	2
Габариты, мм:			
длина	523	652	675
ширина	220	220	220
высота	114	126	126
Масса, кг	10	15	17

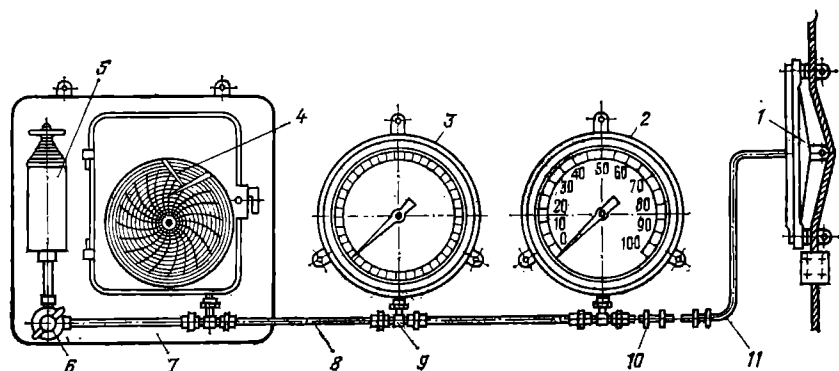


Рис. IV.1. Монтажная схема ГИВ-6:

1 — трансформатор давления; 2 — основной указатель; 3 — верньерный указатель; 4 — регистрирующий самопишущий манометр МСТМ-410; 5 — пресс-бачок; 6 — вентиль; 7 — щит; 8 — медные трубки; 9 — тройник; 10 — соединительная муфта; 11 — шланг

вой диаграмме. Промышленностью выпускаются три модификации ГИВ: ГИВ-6-I, ГИВ-6-II и ГИВ-6-III. Эти приборы рассчитаны на определение силы натяжения канатов диаметрами

Таблица IV.2

Технические характеристики компенсационных измерителей

	МКН-1	МКН-2
Напряжение в сети переменного тока, В	380±76	
Частота тока, Гц	50±0,5	
Потребляемая мощность, Вт, не более	90	
Пределы измерения для станков:	ЗИФ-650М	ЗИФ-1200МР
осевой нагрузки, кН	0—30	0—30
веса снаряда, кН	0—75	0—150
нагрузки на крюке, кН	0—150	0—300
Условия эксплуатации:	—30 ÷ +50	
температура окружающей среды, °С	≤95	
относительная влажность, %	±20 %	
допустимые колебания напряжения питания от номинального значения, %		
Условия наблюдения	Визуальный контроль	Регистрация
Допустимая основная погрешность при измерении, %:		
осевой нагрузки	±2,5	±2,5
веса снаряда	±2,5	±2,5
нагрузки на крюке	±4,0	±4,0
Дополнительная погрешность измерения, %		
от колебаний температуры воздуха на каждые 10 °С	±1,25	
от колебаний напряжения питания	±2,5	

от 15 до 38 мм. В этих приборах используются трансформаторы давления трех типов.

Характеристика трансформаторов давления

Тип трансформатора	ТД-2К	ТД-4	ТД-5
Диаметр каната, мм	15—19	22—28	32—38
Предел измерения нагрузки, кН	1—40	5—120	8—200
	2—80	5—150	2—250
		5—180	

Основная приведенная погрешность вторичных приборов составляет 2,5 %, порог чувствительности 0,3 %.

Применение ГИВ, помимо решения технологических задач в бурении, позволяет осуществлять контроль распределения времени в течение смены.

Магнитоупругие компенсационные измерители нагрузки МКН конструкции ВПО «Союзгеотехника» являются приборами указывающего и регистрирующего типа. В датчике осевое усилие преобразуется в электрическое напряжение и передается на регистрирующий прибор. Выпускаются две модификации приборов — МКН-1 и МКН-2, технические характеристики которых приведены в табл. IV.2.

Приборы для измерения крутящего момента, мощности и частоты вращения

Измерение крутящего момента и его своевременное ограничение позволяют избежать обрыва буровых труб.

В геологоразведочном бурении применяют приборы, основанные на принципе изменения магнитной проницаемости датчика; эти приборы входят в комплект аппаратуры ИРБ, ПКМ и ТИС-1200.

Прибор ОМ-40 конструкции ВПО «Союзгеотехника» комплектуется в двух вариантах. В первом варианте прибора обеспечивается автоматическое отключение электродвигателя бурового станка. В комплект входят пульт управления, трансформатор тока и кабель питания. Этот комплект устанавливается на станках со свободной подачей и гидropодачей.

Во втором варианте комплекта также обеспечивается автоматическое отключение электродвигателя или подъем бурового снаряда. Этот комплект применяют только в станках с гидравлической подачей.

Техническая характеристика ОМ-40

Предел измерения крутящего момента, кН·м	0—2,5
Предел измерения нагрузки на крюке при четырехструнной оснастке, кН	0—250
Уровни сигнализации:	
момента при бурении, Н·м	250, 500, 750, 1000, 1250, 1500
перегрузки при подъеме инструмента, кН	25; 50; 75; 100; 125; 150

Верхний предел крутящего момента, кН·м	0,75; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5
Основная приведенная погрешность измерения, %	±4
Напряжение питания переменного тока, В	380±20 %
Частота тока, Гц	50±5 %
Допустимая температура среды, °С	—40 + 50
Масса пульта прибора, кг	15

В геологоразведочном бурении широко применяются самопишущие ваттметры типов Н-348 и Н-395. Эти приборы позволяют также контролировать баланс времени в течение смены. В глубоком бурении скважин на нефть и газ самостоятельно или в комплекте пульта ПКБ-3 контроля процесса бурения применяют приборы ИКМ для измерения крутящего момента. Частота вращения бурового инструмента определяется ориентировочно кинематической схемой и номинальной частотой вращения двигателя с помощью портативных или стационарных тахометров.

Измеритель скорости проходки — ИСП конструкции ВПО «Союзгеотехника» предназначен для визуального контроля скорости проходки на станках роторного типа. Прибор состоит из датчика скорости ДС и вторичного показывающего прибора. Датчик скорости устанавливают на балке оттяжного ролика для преобразования скорости движения каната в напряжение, которое передается на вторичный прибор. Вторичный прибор работает по компенсационному принципу и имеет два канала: «нагрузка на забой» и «скорость подачи». Сигнал, пропорциональный нагрузке на забой, от измерителя МКН-1 поступает на ввод компенсационной системы и усилитель вторичного прибора. ИСП определяет скорость проходки не только при постоянстве осевой нагрузки на забой, но и при ее изменении.

Техническая характеристика ИСП

Предел измерения скорости проходки, м/ч	0—5; 0—10
Основная допустимая погрешность измерения, %	±4
Напряжение питания переменного тока, В	380
Частота тока, Гц	50
Потребляемая мощность, Вт	70
Условия эксплуатации:	
температура окружающей среды, °С	—30 ÷ +50
допустимая влажность воздуха, %	95
допустимые колебания напряжения питания от номинального, %	±20
Габариты вторичного прибора, мм	460×400×210

В глубоком бурении применяют устройства ВНИИКАнефтегаза для замера средней механической скорости и ТатНИПИнефти для замера и регистрации скорости бурения и скорости спуско-подъемных операций.

Измерители давления и расхода промывочной жидкости

Давление измеряют пружинными манометрами. Чувствительными элементами в этих приборах могут быть: трубчатая серповидная пружина, многовитковая трубчатая пружина (геликс), плоская мембрана и сильфон. Класс точности рабочих манометров 1,5; 2,5; и 4. Контроль и проверку манометров осуществляют образцовыми манометрами с классом точности 1,0 и 0,5.

Чтобы исключить постоянное колебание стрелки прибора, связанное с неравномерностью подачи промывочной жидкости в нагнетательную линию, перед манометром устанавливают специальные компенсаторы. Визуальный контроль за давлением промывочной жидкости при значительных пульсациях осуществляют магнитоупругими измерителями давления.

Приборы МИД-1 и МИД-1М конструкции ВПО «Союзгеотехника» состоят из датчика и вторичного показывающего прибора (табл. IV.3).

Для измерения давления промывочной жидкости применяются датчики ДД-28.

Техническая характеристика ДД-28

Предел измерения, давления, МПа	25
Погрешность измерения, %:	
основная	2,5
дополнительная от изменения напряжения до 2 %	2,5
дополнительная от изменения температур на каждые 10 °С	±10
Рабочая температура, °С	40—50
Габариты, мм:	
датчика	165×115×110
пульта	300×155×100

Самопишущие манометры имеют диаграммную бумагу, на которой регистрируется изменение давления во времени. В манометрах типа МСТМ-610 диаграммная бумага перемещается синхронным двигателем типа СД-2, а в манометрах типа МСТМ-410 — часовым механизмом.

Расход промывочной жидкости определяют приборами различного принципа действия. Расходы до 150 л/мин измеряют расходомерами ротационно-поплавкового типа Р8 конструкции ПГО «Уралгеология».

Техническая характеристика Р8

Класс точности	4,0
Предел измерения, л/мин	0—150
Максимальное рабочее давление, МПа	50
Режим работы	Непрерывный
Измеряемая среда	Вода, эмульсионный и глинистый растворы
Вязкость измеряемой среды, с	30
Габариты, мм	975×245×85
Масса, кг	12,8
Резьба для соединения с нагнетательной линией	M48×3

Таблица IV.3

Техническая характеристика измерителей давления

Показатели	МИД-1	МИД-1А
Предел измерения, МПа	0—50, 0—100	
Основная погрешность, %	$\pm 4,0$	
Номинальное напряжение, В	380	36
Частота тока, Гц	50	
Потребляемая мощность, В·А	6,0	1,0
Допускаемая гидравлическая перегрузка датчика, %	100	
Дополнительная погрешность от изменения напряжения до ± 20 % от номинального, %, не более	$\pm 1,5$	$\pm 5,0$
Дополнительная погрешность от изменения температуры воздуха на каждые 10 °С в диапазоне от 30 до 50 °С, % (не более)	$\pm 2,0$	
Габариты, мм:		
пульта	254×180×145, 215×160×150 175×91×80	
датчика		
Виброустойчивость	В диапазоне частот от 10 до 80 Гц и при ускорении до 15 м/с ²	

В бурении широко используются расходомеры, основанные на электромагнитном принципе измерения расхода (табл. IV.4). Расходомеры РГР-10 выпускаются с пределом измерения до 9000 л/мин.

Расход и давление промывочной жидкости измеряют прибором ИРМБ КазНИМСа. Датчик расхода ротаметрического типа: изменению положения ротаметра соответствует электрический сигнал, передаваемый на вторичный прибор; датчик давления магнитоупругий; указывающие вторичные приборы смонтированы на одном пульте.

Техническая характеристика ИРМБ КазНИМСа

Предел измерения:	
расхода, л/мин	3—320
давления, МПа	6,3
Основная погрешность измерения, %	± 2
Напряжение питания переменного тока, В	380 ± 20 %
Частота тока, Гц	50 ± 1 %
Потребляемая мощность, В·А	40

Расходомер-сигнализатор Томского политехнического института РС-ТПИ, помимо контроля количества промывочной жидкости, подаваемой в скважину, позволяет получать сигнал в случае его уменьшения ниже установленного уровня. При бурении с продуктой давление воздуха измеряют манометрами, расход — счетчиками скорости и объема.

Таблица IV.4

Технические характеристики электромагнитных расходомеров

Показатели	ЭР-2А	ЭРМ-5	РПЛ-1	РГР-7	ЭМР	ИР-1М	4РИ
Предел измерения, л/мин	5—250	8—250	0—300 0—150	6000	0—200	5—2700	170—6700
Погрешность измерения, %	10	15	4,0	1,5	15	15	15
Напряжение питания переменного тока, В	380	380	380	220	220	220	220
Частота тока, Гц	50	50	50	50	50		
Допустимые колебания, %:							
напряжения	±40	+10 ÷ —30	±20	±10	±10	±20	±20
частоты тока	5	5	5	10	5	5	5
Потребляемая мощность, В·А	25	25	40	370	25	600	900

Примечание. Промывочная жидкость—вода, глинистый раствор; характер измерения непрерывный.

Приборы для контроля износа и дефектов бурильных труб

Износ бурильных труб выше допустимых норм приводит к обрыву труб и часто является причиной аварии. Прибор ДИТ конструкции ВПО «Союзгеотехника» дает сигнал, если износ труб превышает номинальное значение. Индикатор прибора устанавливают в механизме труборазворота РТ-1200.

Техническая характеристика ДИТ

Диапазон регулировки порога сигнализации, % от наружного размера	3—6
Условия эксплуатации:	
температура воздуха, °С	—30 ÷ +50
влажность воздуха при 35 °С, %	95
Напряжение питания переменного тока, В	36/220±20 %
Частота тока, Гц	50±2 %
Потребляемая мощность, В·А	15
Габариты, мм:	
датчика	225×470
вторичного прибора	215×350×380
Масса, кг:	
датчика	48
вторичного прибора	17

Толщиномер Т-1 конструкции ВПО «Союзгеотехника» позволяет определять толщину стенки бурильной трубы. Обычно этот прибор используют для выборочного контроля на трубах, подвергшихся большому износу.

Для легкосплавных труб создан специальный прибор ТВТ-3, позволяющий измерять толщину стенки от 6 до 12 мм при диаметре труб от 64 до 147 мм. Основная погрешность измерения составляет 2 %. Большое число обрывов возникает из-за появления трещин в теле трубы, обычно в ее высаженной части. Дефектоскоп ДБТ конструкции ВПО «Союзгеотехника» предназначен для бурильных труб геологоразведочного сортамента. Трубы проверяют в перерыве между бурением и при спуско-подъемных операциях.

Техническая характеристика ДБТ

Минимальная глубина обнаруживаемых трещин, мм	0,7
Напряжение питания переменного тока, В:	
насоса	220
показывающего прибора	36
Частота тока, Гц	50
Максимальная потребляемая мощность, В·А:	
насосом	700
прибором	200
Максимальный расход воды для контроля труб длиной 1000 м, л	300
Условия эксплуатации:	
допустимое колебание напряжения питания, %	20
допустимая влажность воздуха, %	95
допустимая температура воздуха, °С	—10 ÷ +40

Габариты, мм:	
показывающего прибора	280×250×330
блока датчика	150×110×80
блока питания	220×28×310
насоса	230×230×380
Масса, кг:	
показывающего прибора	5
блока датчика	0,7
блока питания	7
насоса	5

Прибор ДБТ работает на принципе регистрации изменения ультразвуковых импульсов в теле трубы. При несущественных конструктивных изменениях его можно использовать для труб других типоразмеров и механизмов и оборудования буровых.

Приборы, обеспечивающие безопасность работ

При подъеме мачты буровой установки вблизи линий электропередач может возникнуть опасное напряжение и в результате несчастный случай. В ВПО «Союзгеотехника» для буровой установки УРБ-2А разработан прибор СОН-2, который при опасном напряжении дает звуковой сигнал и отключает двигатель, прекращая дальнейший подъем мачты. Масса прибора без антенны и кабеля 2,5 кг. Для предотвращения затаскивания элеватора или крюка при его подъеме под верхний блок в ряде организаций разработаны и применяются специальные сигнализаторы и концевые отключатели.

Все буровые насосы оснащены манометрами для измерения давления в нагнетательной линии и клапанами аварийного сброса нагнетаемой промывочной жидкости.

§ 2. ПРИБОРЫ ДЛЯ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ

Приборы для измерения и регистрации уровня воды в скважинах

Для измерения уровней воды в скважинах широко применяются *переносные уровнемеры* — электрические и рулетки с хлопущей. Их основные технические характеристики приведены в табл. IV.5.

Электроуровнемеры УЭ выпускаются опытным заводом «Ленгидэп» Минэнерго СССР (г. Ленинград), ПУ — заводом Минмонтажспецстроя СССР (г. Тула). Питание их осуществляется от батарей КБС-Л-0,5.

К переносным электроуровнемерам относится ленточный УЛ-50 (рис. IV.2), разработанный ВСЕГИНГЕО. Его преимущество по сравнению с электроуровнемерами УЭ и ПУ — возможность получения нормированных значений метрологиче-

Таблица IV. 5

Технические характеристики переносных уровнемеров

Прибор	Тип	Диапазон измерений, м	Диаметр датчика, мм	Масса, кг	Габариты, мм
Уровнемер электрический	УЭ-50	0—50	12	2,5	215×80×134
	УЭ-75	0—75	12	3,1	215×80×134
	УЭ-200	0—200	12	4,3	200×152×155
	ПУ-100	0—100	12	2,2	265×142×193
	ПУ-150	0—150	12	2,7	265×142×193
	ПУ-200	0—200	12	3,3	265×142×193
	ПУ-300	0—300	12	3,5	265×258×193
	ПУ-500	0—500	12	4,2	265×258×193
Рулетка	РС-20	0—20	16	0,6	100 (диаметр)
Катушка	РС-50	0—50	40	1,2	105×140×50
	ГГП-126	0—100	40	2,3	370×160×76

ских характеристик. Уровнемер состоит из основания с ручкой, к которому прикреплен корпус уровнемера, и катушки с измерительной лентой. Один конец ленты жестко связан с катушкой, другой соединен с электродом, в котором размещены элементы питания — батареи 314. Ход катушки управляется ленточным тормозом. В основание прибора встроен микроамперметр для индикации достижения электродом уровня воды. Глубина залегания уровня определяется измерительной лентой, вытягиваемой электродом под действием его веса до момента соприкосновения с водой. Фиксация момента достижения электродом уровня воды основана на свойстве электропроводности воды.

Основная техническая характеристика

Диапазон измеряемых глубин, м	0—50
Допустимая основная погрешность, см	±3
Диаметр электрода, мм	30
Масса, кг	3

Среди стационарных уровнемеров наибольшее применение нашли поплавковые приборы. Поплавковые уровнемеры делятся на показывающие и регистрирующие. Из показывающих приборов ранее выпускался уровнемер УБ-1, предназначенный для измерения уровня воды в скважинах диаметром около 100 мм на глубинах до 60 м. Он состоит из поплавка, противовеса, соединяющего их троса, который перекинут через блок, жестко связанный со счетчиком, указывающим глубину уровня воды в данный момент времени. Рижским заводом «Гидро-

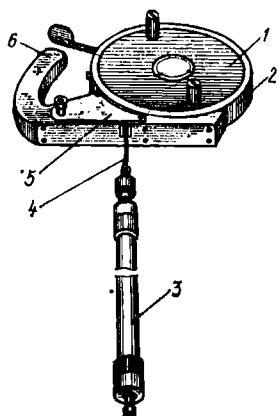


Рис. IV.2. Ленточный уровнемер УЛ-50:

1 — катушка; 2 — корпус; 3 — электрод; 4 — измерительная лента; 5 — основание; 6 — ручка

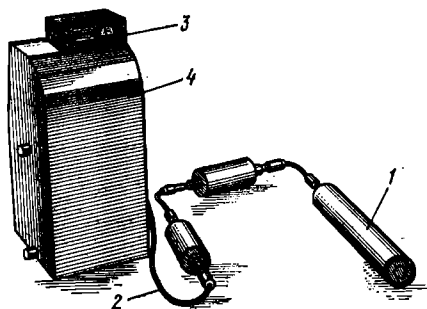


Рис. IV.3. Уровнемер УСР:

1 — датчик; 2 — кабель связи; 3 — блок регистрации; 4 — блоки питания, преобразования и управления

метприбор» Минприбора СССР выпускаются самописцы СУВ-М «Валдай» и ГР-38. Они могут использоваться для измерения уровня воды в скважинах при условии замены поплавка диаметром 250 мм поплавком меньшего диаметра.

Уровнемер для наблюдательных скважин УСР предназначен для автоматического измерения и регистрации изменений уровня воды в скважинах режимной сети (рис. IV.3). Прибор состоит из блоков первичного преобразователя, управления, регистрации, источника питания, кабелей связи и контрольного прибора.

Основная техническая характеристика УСР

Глубина установки блока первичного преобразователя в скважине, м	50
Диапазон измерений, м	От +3 до —3
Предел допускаемой погрешности, см	± 3
Время безнадзорной работы, мес	6
Регистрация результатов измерения	Цифровая
Габариты блока первичного преобразователя, мм:	
длина	460
диаметр	70
Разработчик и изготовитель	ВСЕГИНГЕО

Датчики уровня пружинные ДУП предназначены для получения оперативной информации об уровне воды в скважинах различного назначения. Датчик состоит из упругого чувствительного элемента, выполненного в виде сильфона, связанного стержнем и якорем с измерительной пружиной, и электронного преобразователя. Частота выходного сигнала электронного

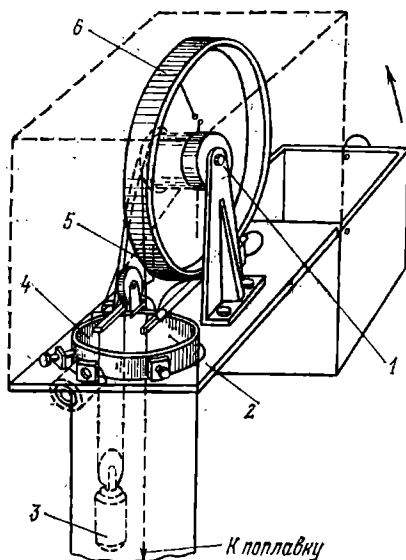


Рис. IV.4. Измерительный комплекс КPB-4:

1 — скользящий контакт; 2 — опоры поплавкового колеса и качалки контакта; 3 — противовес; 4 — провод ГСП; 5 — никром; 6 — поплавковое колесо.

преобразователя изменяется линейно в диапазоне 2—4 кГц (4—8 кГц) в зависимости от перемещения стержня упругого чувствительного элемента в пределах 0—2 мм. В процессе измерений датчик размещается в скважине на глубине ожидаемого изменения уровня.

Основная техническая характеристика ДУП

Верхние пределы измерения, м	25, 40, 100
Предел приведенной основной погрешности, %	1,5
Выходной сигнал	Непрерывный, с частотной амплитудой 1,2 В
Напряжение питания от внешнего источника, В	24
Потребляемая мощность, В·А	0,6
Габариты, мм:	
длина	690
диаметр	46
Масса, кг	5
Изготовитель	Опытный завод (ВНОГЕМ, Минчермет СССР)

Для автоматического измерения уровня воды в наблюдательных скважинах и расхода воды на изливе при проведении откачек предназначен комплекс КPB-4, способный одновременно измерять и автоматически регистрировать уровни в кусте наблюдательных скважин, расход воды из откачиваемых скважин (рис. IV.4). Комплекс включает: уровнемеры, самопишущие мосты КСМ-4, линию связи,

Основная техническая характеристика КПВ-4

Диапазон измерения:	
уровня, м	0—10
расхода, м³/ч	5—100
Основная погрешность регистрации:	
уровня, см	±3
расхода, %	2,5
Напряжение питания тока, В	220
Частота, Гц	50
Разработчик и изготовитель	ВСЕГИНГЕО

При использовании одного самопишущего моста КСМ-4 уровень регистрируется в двенадцати скважинах. Комплекс позволяет в течение длительного времени измерять круглосуточно и одновременно проводить измерения и автоматическую регистрацию в процессе откачек.

Приборы для измерения и регистрации дебитов и скорости потоков в скважинах

Объемный способ измерения расхода наиболее простой и точный. Он заключается в измерении времени заполнения t мерной емкости объемом V ; при этом расход определяется из выражения $Q = V/t$. Объемный метод рекомендуется применять при расходах не более 30 л/с. Объем емкости выбирается таким, чтобы она заполнялась не менее, чем за 40—50 с, причем показания не должны отличаться друг от друга более чем на 5 %.

Расходомеры переменного уровня делятся на два типа: водосливы и расходомеры с затопленной диафрагмой. Эти расходомеры основаны на зависимости между уровнем в емкости и расходом воды непрерывно поступающей в нее и вытекающей через отверстие определенной формы.

Общее уравнение расхода имеет вид

$$Q = \sqrt{2g} \int_0^h \alpha x \sqrt{h-y} \, dx, \quad (\text{IV.2})$$

где Q — расход жидкости; g — ускорение свободного падения; h — высота уровня жидкости перед водосливным ребром; α — коэффициент расхода; x — ширина элементарной площадки водослива; y — высота элементарной площадки.

На практике применяются водосливы прямоугольной, треугольной и трапециевидальной формы; расход воды при использовании таких водосливов соответственно определяется по формулам:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пр}} &= 1,8bh\sqrt{h}; & Q_{\text{тр}} &= 1,4h^2\sqrt{h}; \\ Q_{\text{трп}} &= 1,86bh\sqrt{h}. \end{aligned} \quad (\text{IV.3})$$

где Q — расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$; b — ширина водослива в основании, м ; h — высота уровня водослива перед водосливным ребром, м .

Каждый водослив состоит из желоба, перегородки и рейки с нанесенными делениями для измерения уровня. Расход жидкости определяется по шкале водослива.

Трапецеидальные водосливы обычно применяют при больших дебитах — $0,03$ — $0,05 \text{ м}^3/\text{с}$ и более, а для измерения дебитов менее $0,01 \text{ м}^3/\text{с}$ используют прямоугольные и треугольные водосливы.

Автоматизация измерений дебита при проведении откачек эрлифтом осложняется наличием воздушно-водяного потока и резкими пульсациями расхода. Объемный метод расхода с помощью успокоительных и мерных емкостей может быть успешно применен для автоматических измерений дебита. Если на дне бака выполнить одно или несколько калиброванных отверстий истечения (установить диафрагмы) в зависимости от ожидаемого дебита, то по высоте уровня в баке над ними можно с помощью самопишущего уровнемера или визуально по водомерному стеклу определить текущий дебит одной или нескольких скважин.

Принцип действия такого расходомера основан на зависимости скорости истечения жидкости через отверстие от высоты ее уровня. Эта зависимость определяется выражением

$$Q = \alpha F \sqrt{2gh}, \quad (\text{IV.4})$$

где F — площадь отверстий истечения.

Коэффициент расхода α , обобщенный коэффициент расхода A и диапазон измерения в зависимости от диаметров отверстий представлены ниже.

Диаметр, мм	40	60	90
α	0,62	0,62	0,61
A	1,242	2,794	6,135
Диапазон измерения расхода, $\text{м}^3/\text{ч}$	3,92—12,42	8,83—27,94	19,56—61,85

Диапазон расходов соответствует изменению уровня в баке от $0,1$ до 1 м . Коэффициент A предназначен для практических вычислений по формуле $Q = A\sqrt{h}$, где Q измеряется в $\text{м}^3/\text{ч}$; h — в см .

Водосчетчики разделяют на крыльчатые и турбинные скоростные. Они измеряют скорость движения жидкости, величина которой для данного трубопровода будет пропорциональна расходу. Промышленное применение получили водосчетчики (водомеры) со спиральной вертушкой и крыльчатой с горизонтальным и вертикальным расположением оси. Приборы этого типа измеряют мгновенный и суммарный расходы жидкости за истекший период.

Таблица IV.6

Технические характеристики счетчиков чистой воды

Тип	Диаметр условного проходного сечения, мм	Номинальный расход, м³/ч	Порог чувствительности, м³/ч	Масса, кг
УВК-20	20	1,6	0,025	2,35
УВК-25	25	2,2	0,035	3,3
УВК-32	32	3,2	0,050	3,5
УВК-40	40	6,3	0,1	5,5
ВТ-50	50	8	0,7	6,8
ВТ-80	80	25	1,2	12,0
ВТ-100	100	40	2,0	14,7
ВТ-150	150	45	3,0	24,8
ВВ-200	200	200	8,0	40,0

Широкое распространение получили шариковые тахометрические расходомеры, в которых в качестве чувствительного элемента применяется свободно вращающийся шарик. Шарик вращается, увлекаемый интенсивно закрученным потоком, со скоростью, пропорциональной объемному расходу. Эти приборы менее точны по сравнению с турбинными, но устойчиво работают в жидкостях, содержащих твердые включения. Приведенная погрешность шариковых расходомеров составляет около $\pm 1,5\%$.

Технические характеристики наиболее распространенных крыльчатых, турбинных водосчетчиков и шариковых расходомеров приведены в табл. IV.6 и IV.7.

Таблица IV.7

Технические характеристики шариковых расходомеров

Тип	Диаметр трубопровода, мм	Пределы измерения, м³/ч
ШРТ-0,4	15	0—4
ШРТ-6,0	20	0—6
ШРТ-10,0	25	0—10
«Сатурн-32»	32	0—2,5; 0—3,15; 0—4
«Сатурн-40»	40	0—4; 0—6,3; 0—8; 0—10
«Сатурн-50»	50	0—8; 0—10; 0—12,5; 0—16; 0—20; 0—25
«Сатурн-70»	70	0—25; 0—31,5; 0—40; 0—50; 0—63
«Сатурн-100»	100	0—40; 0—50; 0—63; 0—80; 0—100; 0—125
«Сатурн-125»	125	0—80; 0—100; 0—125; 0—160; 0—200
«Сатурн-150»	150	0—160; 0—200; 0—250; 0—315; 0—400

Для обеспечения правильной работы водосчетчиков необходимо их устанавливать таким образом, чтобы все сечение счетчиков было полностью заполнено жидкостью. Перед счетчиком необходимо иметь прямой участок трубопровода длиной около восьми-десяти его диаметров, а за ним — прямой участок длиной до пяти диаметров.

Расходомеры переменного перепада давлений представляют собой приборы, измеряющие расход по перепаду давления, создаваемому в результате изменения скорости жидкости устройствами, устанавливаемыми в трубопроводе. Наиболее широкое распространение получили расходомеры с сужающими устройствами. Зависимость расхода от перепада давления следующая:

$$Q_m = dF_o \sqrt{2\rho(p_1 - p_2)}; \quad (IV.5)$$

для объемного расхода

$$Q_o = dF_o \sqrt{\frac{2}{\rho}(p_1 - p_2)} \quad (IV.6)$$

где d — диаметр сужающего устройства; F_o — площадь отверстия сужающего устройства; ρ — плотность жидкости; $p_1 - p_2$ — перепад давления в сужающем устройстве.

Расходомеры переменного перепада давлений обычно состоят из сужающего устройства и дифференциального манометра, измеряющего перепад давлений. Расход указывается самим дифманометром или вторичным прибором, если дифманометр имеет соответствующий преобразователь.

В качестве измерителей перепада давления наиболее широкое распространение получили дифманометры ДПЭМ и ДМ с пределами перепадов давления 1—16 000 Па. Вторичными регистрирующими приборами могут служить автоматические самопишущие приборы типа ДС.

Предельная погрешность расходомеров с сужающимися устройствами — от 0,8 до 2 %, при малых диаметрах и больших относительных площадях сужения погрешности могут возрастать в 1,5—2 раза.

В практике гидрогеологических исследований часто применяют концевую диафрагму, помещаемую в конце сливной линии. Диафрагма представляет собой кольцо, внутренняя сторона которого имеет фаску 5 мм под углом 60°, а с другой стороны — плоскую кромку. Фиксируя изменение уровня в пьезометрической трубке, устанавливаемой на расстоянии 600 мм от диафрагмы, по приведенным ранее зависимостям определяют расход. С помощью диафрагмы можно измерять расход жидкости для большого диапазона значений.

К *расходомерам постоянного перепада* относится расходомер РЧС, разработанный и изготавливаемый ВИОГЕМОм. Жид-

кость, проходя по трубе прибора, воздействует на пластину, которая перемещает сердечник в катушке индуктивности частотного преобразователя. Перемещение сердечника в катушке индуктивности изменяет частоту выходного сигнала, которая фиксируется вторичным прибором.

Техническая характеристика РЧС

Пределы измерения, м ³ /ч:				
верхние	32	63	125	250
нижние	30	% от верхнего		
Условный диаметр проходного сечения, мм	80	100	150	200
Масса, кг	18	19	25	32
Основная погрешность измерения, %			3	
Напряжение питания тока, В			24	
Потребляемая мощность, Вт			0,6	
Допускаемое давление, МПа			0,3	

Для измерения расхода электропроводящих жидкостей, в том числе воды, применяются индукционные расходомеры. По значению ЭДС, наводимой в потоке жидкости, определяют расход. ЭДС определяется скоростью движения жидкости и для постоянного размера трубопровода будет пропорциональна расходу

$$Q = E\pi D/4B, \quad (IV.7)$$

где Q — объемный расход; E — разность потенциалов на электродах (ЭДС); D — расстояние между электродами, равное внутреннему диаметру трубы; B — магнитная индукция.

В общем случае первичные измерительные преобразователи электромагнитных расходомеров представляют собой отрезок трубы круглого или прямоугольного сечения из немагнитного материала, помещенной в магнитное поле. ЭДС снимается с двух электродов, расположенных в стенке трубы по линии, перпендикулярной к магнитному потоку. Электроды имеют электрический контакт с жидкостью, но изолированы от трубы.

Расходомер электромагнитный ИР-51П предназначен для измерения расхода малых электропроводных жидкостей с удельной электропроводностью от 10^{-3} до 10 См/м. Он состоит из преобразователя расхода ПРИ-15П1В2, измерительного блока 51П и выносного указателя мгновенного расхода ВУР-П1В2. Преобразователь расхода предназначен для преобразования расхода в электрический сигнал с использованием синусоидального магнитного поля частотой 50 Гц и контактирующих с измеряемой средой электродов. Измерительный блок предназначен для усиления и преобразования электрического сигнала преобразователя расхода в унифицированный выходной сигнал постоянного тока $0-5$ мА. Выносной указатель мгновенного расхода служит для получения информации о величине расхода.

Основная техническая характеристика ИР-51П

Диапазон измерения расхода, л/ч	0—2500
Основная погрешность по выходу тока, %	≤1
Диаметр условного проходного сечения, мм	15
Напряжение питания, В	220
Частота тока, Гц	50
Масса, кг:	
измерительного блока	14
преобразователя расхода	9
выносного указателя мгновенного расхода	3
Изготовитель	Минприбор СССР

Для измерения расхода при откачке можно использовать электромагнитные расходомеры РЭС-2 и ДАУ-3М, технические характеристики которых были приведены в § 1 данной главы.

Приборы для измерения температуры воды в скважинах

При гидрогеологических работах широко применяются так называемые «ленивые термометры», представляющие собой ртутные термометры, вмонтированные в специальные оправы, содержащие теплоизоляционный материал. Для измерения температуры в нужном интервале скважины их выдерживают от 10 до 40 мин в зависимости от глубины.

Для дистанционных измерений температуры применяют в основном металлические и полупроводниковые терморезисторы.

Среди указанных термопреобразователей наивысшую точность обеспечивают платиновые термометры сопротивления, на основе которых построена Международная практическая температурная шкала (МПТШ-68). Точность терморезисторов (металлических и полупроводниковых) при индивидуальной гра-

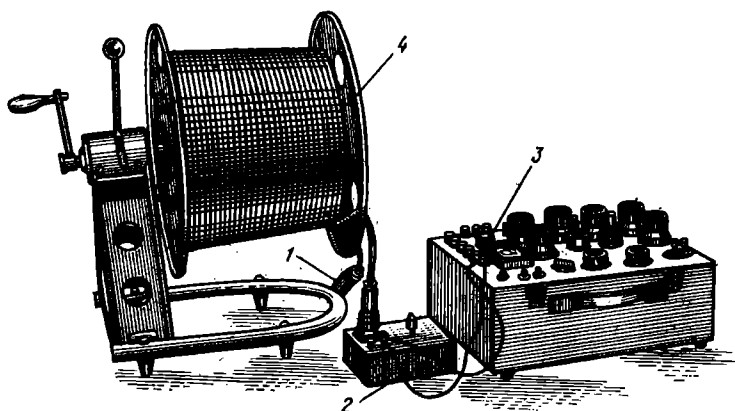


Рис. IV.5. Измеритель температуры ИТ:

1 — термокося; 2 — переключатель; 3 — измерительный мост; 4 — лебедка

дуировке примерно одинакова. Существующее мнение о меньшей точности медных терморезисторов в сравнении с полупроводниковыми неверно, так как медные термометры применяются, как правило, без индивидуальной градуировки и их точность определяется технологическими факторами, от которых зависит степень отклонения реальной градуировочной характеристики от стандартной. Полупроводниковые же терморезисторы не взаимозаменяемы и поэтому всегда градуируются индивидуально.

Во ВСЕГИНГЕО разработан многоточечный измеритель температуры ИТ. Прибор используют при изучении режима подземных вод. Он состоит из термокосы диаметром 30 мм и длиной 200 м, переключателя, измерительного моста и дедки (рис. IV.5).

Основная техническая характеристика ИТ

Диапазон измеряемых температур, °C	0—50
Диапазон глубин, в котором измеряется температура в скважине, м	0—200
Предел допускаемой основной погрешности, °C	±0,25
Наибольшее число измеряемых точек по стволу скважины	25
Постоянная времени термокосы, мин	≤20
Габариты, мм:	
переключателя	130×105×80
моста измерительного	395×285×210
Масса, кг:	
термокосы	22
переключателя	0,3
моста измерительного	10

Датчики в термокосе располагаются по требованию заказчика с любым шагом. Для измерений применяются мосты МО-62 или приборы УПИП-60М. Пользуясь градуировочными таблицами, рассчитанными на ЭВМ, определяют температуру по величине измеренного сопротивления.

Электротермометр сопротивления скважинный ЭТС-2У предназначен для измерения температуры щелочных буровых жидкостей на водной основе в скважинах или на поверхности. Принцип действия основан на изменении сопротивления медного провода в зависимости от температуры.

Основная техническая характеристика ЭТС-2У

Диапазон измерений, °C	5—120
Чувствительность, мВ/°C	0,25
Показатель тепловой инерции, с	0,75
Внешнее допускаемое гидростатическое давление, МПа	40
Изготовитель	Минприбор СССР

Термометры глубинные геликсные ТГИ-1М предназначены для измерения и регистрации изменений температуры во времени при проведении гидродинамических исследований в скважинах. Чувствительным элементом термометра является

Таблица IV.8

Технические характеристики кондуктометров

Прибор	Предел измерений, См/см	Погрешность измерения, %	Питание	Габариты, мм	Масса, кг
Электродный переносный кондуктометр ПЭК	$10^{-4}-2$	2,5	Батарея	$280 \times 175 \times 130$	6
Кондуктометр степенной минерализации грунтовых и сточных вод КСМВ-102	$(0,2-2) \cdot 10^{-4}$	2,5	220 В	$120 \times 140 \times 234$	1,82
Переносный прибор для определения электропроводности ВНИИВО	$10^{-4}-10^{-1}$	2,5	373 (элементы)	$236 \times 130 \times 177$ (датчик $133 \times 63 \times 140$)	1,0 (датчик с кабелем 3,8)
Прибор переносный для определения электропроводности, температуры и глубины погружения в поверхностных водах КВ101	$0,1 \cdot 10^{-4}-10^{-1}$	2,5	24 В	$236 \times 130 \times 177$ (датчик $133 \times 63 \times 140$)	1,0 (датчик с кабелем 3,8)
Резистивный прибор ПР-1	$2 \cdot 10^{-4}-0,33$	5	6 элементов 373	$360 \times 230 \times 170$	5

система, состоящая из трубчатого змеевика и винтовой трубчатой пружины, заполненных низкокипящей жидкостью, причем половина змеевика заполнена насыщенным паром этой жидкости. При повышении температуры давление насыщенного пара повышается, а винтовая трубчатая пружина раскручивается на соответствующий угол.

Основная техническая характеристика ТГИ-1М

Диапазон измерения температуры, °С	10—110 и 70—170
Максимальное рабочее давление, МПа	<80
Класс точности	0,6
Длина записи параметра, мм	50±7
Длина записи во времени, мин	192
Габариты, мм:	
диаметр	36
длина	2120
Масса, кг	12
Изготовитель	Минприбор СССР

Приборы для измерения электропроводности воды (кондуктометры)

Общая минерализация воды, кроме химических методов анализа, может быть определена по электропроводности воды. Показатель электропроводности можно использовать для оценки изменения химического состава воды во времени, при возмущении исследуемого или смежного водоносного горизонта, определения зон питания и разгрузки и т. п. Удельная электропроводность κ определяется из выражения

$$\kappa = \frac{1}{R} \frac{L}{S}, \quad (\text{IV.8})$$

где R — сопротивление, Ом; L — длина проводника, см; S — площадь его поперечного сечения, см².

В настоящее время выпускаются различные приборы, которые могут найти применение при гидрогеологических работах. В табл. IV.8 приведены характеристики некоторых из них.

Приборы для измерения давлений в скважинах

Манометры глубинные геликсные МГН-2 и МГН-1М предназначены для измерения и регистрации во времени давления при проведении гидродинамических исследований в скважинах. Для проведения измерения давления манометр опускают в скважину на проволоке диаметром 1,6—2,2 мм. Измеряемое давление через фильтр или сильфонный разделитель воздействует на винтовую трубчатую пружину, которая раскручивается на угол, пропорциональный измеряемому давлению. Угол поворота регистрируется пишущей иглой на диаграммном бланке, расположенном на барабане, вращаемом часовым механизмом

Таблица IV.9

Основные технические характеристики серии приборов МГН-2

Показатели	МГН-2-100	МГН-2-160	МГН-2-250	МГН-2-400	МГН-2-600	МГН-2-800	МГН-2-1000
Диапазон измерения давления, МПа	0—10	0—16	0—25	0—40	0—60	0—80	0—100
Диапазон рабочих температур, °С	20—100				20—160		
Класс точности	0,25				0,6		1,0
Длина записи предельного давления, мм	50±5				45±5		
Масштаб записи времени, мин/мм	1, 2, 4, 8						
Продолжительность записи, ч	2, 4, 8, 16						
Габариты, мм:							
длина	1500		1550		1750		1800
диаметр	—		32		—		36

Изготовитель — Минприбор СССР.

Т а б л и ц а IV.10

Технические характеристики серии приборов МГИ-1М

Показатели	МГИ-1М-100	МГИ-1М-160	МГИ-1М-250	МГИ-1М-400	МГИ-1М-600	МГИ-1М-800
Диапазон измерения давления, МПа	1—10	1,6—16	2,5—25	4—40	6—60	8—80
Класс точности	0,25			0,6		1,0
Масштаб записи времени, мин/мм	0,025		1,25	2,5		5,0
Продолжительность записи, ч	2		4	8		16
Габариты, мм:						
диаметр			36			
длина	1948	1934	2004	2238	2238	2288
Масса, кг	10				12	

Изготовитель — Минприбор СССР.

П р и м е ч а н и е: Длина записи предельного давления составляет 50 ± 7 мм, регистрация — местная, на специальном бланке.

Таблица IV.11

Технические характеристики серии приборов МГИ-3

Показатели	МГИ-3-1	МГИ-3-160	МГИ-3-250	МГИ-3-400	МГИ-3-600	МГИ-3-800	МГИ-3-1000
Диапазон измерения давления, МПа	0—10	0—16	0—25	0—40	0—60	0—80	0—100
Максимальная рабочая температура, °С	100	100	100	160	160	160	160

Допускаемая приведенная погрешность измерения, %	±0,25
Длина записи параметра, мм	85
Длина записи во времени, мин	190
Габариты, мм:	
диаметр	55
длина	≤2240
Масса, кг	16,8
Изготовитель	Минприбор СССР

через редуктор. Все узлы манометра собраны в стальном разборном трубчатом корпусе диаметрами 32 или 36 мм. Регистрация — автономная, на специальном бланке, тепловая инерционность манометра составляет 15 мин, масса — 7 кг.

Приборы МГН-2 выпускаются на различные пределы измерения давлений (табл. IV.9, IV.10).

Манометры глубинные прецизионные МГИ-3 предназначены для измерения записи давления при исследовании скважин с помощью трубных испытателей пластов (табл. IV.11). Принцип действия и конструкция сходны с манометрами МГН и МГИ.

Манометр глубинный МГД-25 предназначен для оперативного контроля и дистанционного измерения давления в скважинах с открытым стволом или работающих под давлением. Он применяется также при исследовании скважин в комплексе с испытательным оборудованием в целях получения кривых восстановления давления или решения других задач гидродинамического исследования скважин.

В состав манометра входят скважинный зонд и наземный прибор, соединенные кабелем. Зонд состоит из тензометрического датчика давления и полупроводниковой схемы, помещенных в защитный корпус. Информация передается по каротажному кабелю любого типа длиной до 5000 м на наземный прибор, контролирующий давление. Результаты измерений записываются с помощью каротажных станций АКС, ОКС, АПЭЛ и других, оснащенных аналоговыми и цифровыми регистраторами.

Основная техническая характеристика МГД-25

Диапазон измерения давления, МПа	0—25
Допускаемая приведенная погрешность, %	± 1
Диапазон рабочих температур, °С:	
наземного прибора	10—45
зонда	100
	—10 + +100
	≤ 20
Потребляемая мощность, В·А	
Габариты, мм:	
наземного прибора	424×298×225
зонда (длина × диаметр)	1480×25
Масса, кг:	
наземного прибора	15
зонда	3,5
Изготовитель	Мингео СССР

Измерители пластового давления

Существующие в настоящее время способы измерения пластового давления воды в грунтах можно разделить на три группы:

1) по уровню воды в открытых скважинах, вскрывающих исследуемый пласт; 2) по уровню воды или давления в тонкой пьезометрической трубке с фильтром, установленной в исследуемом пласте; 3) по давлению воды в пласте специальными датчиками пластового (порового) давления, устанавливаемыми непосредственно в породах исследуемого пласта.

Первый способ измерений пластового давления воды в грунтах может применяться при исследовании грунтов с коэффициентом фильтрации, большим 10^{-2} м/сут.

Второй способ позволяет несколько уменьшить погрешности, возникающие вследствие инерционности системы пласт—фильтр—пьезометрическая трубка, но технология его сооружения сложна.

Третий способ позволяет получить минимальную инерционность путем соответствующего выбора элементов измерительного устройства. Для реализации этого способа исследуемый пласт вскрывают буровой скважиной, на забое скважины устанавливают датчик измерителя пластового давления, который изолируют в зоне его установки герметизацией ствола скважины и соединяют с наземным измерительно-регистрирующим устройством при помощи кабельной линии связи. Отсутствие подводных трубок позволяет применять этот способ измерения пластового давления при проведении исследований на больших глубинах.

В табл. IV.12 приведены краткие характеристики наиболее распространенных в СССР измерителей пластового давления.

Во ВСЕГИНГЕО разработаны компенсационные измерители пластового давления с постоянной и регулируемой компенсацией.

Таблица IV.12

Основные технические характеристики измерителей пластового давления

Прибор	Тип прибора, принцип действия	Предельное давление, МПа	Относительная погрешность измерения, %
ДПД «Гидропроект»	Пьезодинамометрический прямого измерения, струнный	0,3	0,25
ДПД-К60 («Черноморни-проект»)	Пьезометрический закрытый однотрубный, с пневматической компенсацией	0,4	0,5
Датчик порового давления ВНИМИ	Пьезодинамометрический прямого измерения, струнный		±0,5
ПТН-1, ПТН-2, ПТН-3 (ВНИИГ им. Веденеева)	То же	0,1	
Датчик порового давления ДИИТ (Днепропетровский институт инженеров транспорта)	Пьезодинамометрический прямого измерения, индуктивный		1,0
Прибор для измерения порового давления с дистанционным манометром ДИИТ	Пьезометрический закрытый однотрубный	0,1	

Приборы для исследований и испытаний водоносных горизонтов

Прибор автономный комплексный ПАК-1 предназначен для измерения и регистрации в процессе испытания пластов давления и температуры с последующим преобразованием записанной на магнитную ленту информации в вид, удобный для ввода в ЭВМ и самопишущие устройства. Прибор состоит из наземной панели и скважинного зонда. В зонде расположены блок датчиков, блок питания и магнитный регистратор. Наземная панель содержит механизм протягивания магнитной ленты, устройство для ввода информации в самопишущие приборы и схему управления перфоратором для получения информации в виде отверстий на перфоленте для ввода в ЭВМ.

Основная техническая характеристика ПАК-1

Диапазон измерения:	
давления, МПа	0—60
температуры, °С	10—100
Предел допускаемой приведенной погрешности, %	±2,5
Напряжение питания, В:	
скважинного зонда	6
наземной панели	220
Изготовитель	Минприбор СССР

Прибор комплексный глубинный «Поток-5» предназначен для преобразования измеряемых контролируемых входных информативных параметров (давления, температуры, расхода, а также местоположения нарушений сплошности металла стальных труб) в частотный электрический непрерывный сигнал. Все величины могут быть измерены одновременно за один спуск глубинного прибора. Возможно также раздельное измерение спуском автономных узлов прибора. «Поток-5» позволяет измерять профили притока скважин, определять место притока воды, измерять температурные профили, снимать кривые восстановления давления с учетом нестационарного притока и проводить другие виды исследований скважин. Прибор спускают в скважину на одножильном бронированном кабеле.

Основная техническая характеристика «Потока-5»

Максимальное напряжение питания постоянным током, В	70
Потребляемый ток в режиме измерения, А	0,05
Диапазон измерения давления, МПа	0—25
Предел основной приведенной погрешности измерения давления, %	$\pm 1,5$
Диапазон измерения расхода с пакеровкой, м ³ /сут	15—150, 10—100 6—60
Предел основной приведенной погрешности измерения расхода, %	$\leq \pm 5$
Диапазон измерения температуры, °С	10—100
Предел основной приведенной погрешности измерения температуры, %	$\pm 1,5$
Характер показаний локатора сплошности металла обсадной трубы	Индикаторный, без нормирования погрешности
Габариты, мм:	
длина	≤ 2800
диаметр	40
Масса, кг	15
Изготовитель	Миннефтепром СССР

Глава V. ВОДОПОДЪЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

§ 1. ЭРЛИФТНЫЕ ВОДОПОДЪЕМНИКИ

Эрлифтные водоподъемники используют для подъема жидкости. К их преимуществам можно отнести: достаточно высокую подачу при сравнительно малом диаметре водоподъемных труб; большой диапазон высоты подъема воды; простоту устройства и отсутствие в скважине движущихся механизмов; возможность использовать их в искривленных и пескующих скважинах; возможность подачи воздуха из одной компрессорной станции к нескольким скважинам.

Из-за достаточно низкого к. п. д. ($\sim 20\%$) эрлифты используются обычно лишь для кратковременных откачек воды из скважин (до 10—20 сут), а также из пескующих скважин, где электрические насосы быстро изнашиваются.

Чем больше газ диспергирован в жидкости, тем большим запасом энергии обладает система, т. е. при меньшем расходе воздуха можно поднять смесь на большую высоту.

Выделяют три основных типа структур газожидкостных смесей.

1. Эмульсионная структура характеризуется равномерным распределением газа в жидкости. Газ находится в жидкости в виде отдельных пузырьков и движется в жидкости с относительной скоростью 1—2 см/с.

2. Четочная структура отличается тем, что основная масса газа движется в виде четок, перекрывающих все сечения трубы и чередующихся с прослойками жидкости. Относительная скорость движения газа и жидкости составляет 0,4—1,2 м/с.

3. Стержневая структура характеризуется тем, что основная масса газа движется по центру, сплошным потоком (стержнем), жидкость же движется по стенкам в виде тонкого слоя. Относительная скорость движения газа более 1,2 м/с.

Эрлифт состоит из компрессора, водоподъемных, пьезометрических труб и труб для подачи воздуха и смесительной форсунки.

Коэффициент погружения эрлифта

$$k = H/h, \quad (V.1)$$

где H — глубина погружения форсунки, м; h — высота подъема воды, м.

В практике в подавляющем большинстве случаев используется центральная схема расположения труб для подачи воздуха, как более технологичная.

Подача эрлифта зависит от высоты подъема воды, коэффициента водопроводимости водоносного пласта и положения динамического уровня.

В зависимости от динамического уровня используются три схемы эрлифта (рис. V.1). Если динамический уровень устанавливается в интервале обсадных труб и компрессор для данного размера труб обеспечивает необходимую скорость подъема газожидкостной смеси в колонне, то для подачи смеси можно трубы не устанавливать (рис. V.1, а).

Если положение динамического уровня не может обеспечить нормального соотношения погружения труб для подачи воздуха, то в этом случае применяется потайная водоподъемная колонна труб, опущенная на этих трубах (рис. V.1, б).

Когда положение динамического уровня ниже кровли водоносного пласта, применяется водоподъемная колонна с выводом на поверхность (рис. V.1, в).

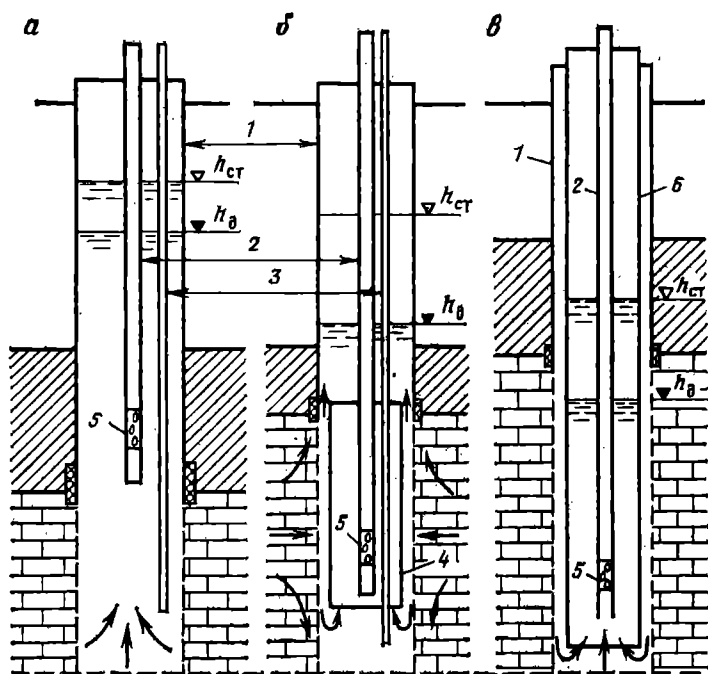


Рис. V.1. Схемы эрлифта:

а — при использовании обсадных труб в качестве водоподъемных; *б* — при использовании потайной водоподъемной колонны; *в* — при использовании водоподъемной колонны до устья скважины: 1 — обсадная колонна; 2 — воздухопроводная колонна; 3 — пьезометрическая трубка; 4 — потайная водоподъемная колонна; 5 — форсунка; 6 — водо-

В настоящее время в практике широко используются передвижные компрессорные установки с рабочим давлением до 0,8 МПа и подачей до 10 м³/мин. Технические характеристики наиболее распространенных компрессоров приведены в табл. V.1.

Таблица V.1

Технические характеристики передвижных компрессоров

Показатели	ЗИФ-55	ПКС-5	ДК-9М	ПК-10	ЭК-9М	ЗИФ-55Э	КОЭ-5М
Подача, м³/мин	5	5	10	10,5	10	4,65	5
Рабочее давление, МПа	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,8
Мощность на валу компрессора, кВт	43,7	33,8	67,6	63,2	70	34	34
Двигатель	Бензиновый		Дизельный		Электрический		

Т а б л и ц а V.2

Краткие технические характеристики передвижных винтовых компрессоров

Показатели	ПР-10	ПР-16
Подача, м³/с	0,182	0,275
Максимальное давление, МПа	0,7	0,7
Частота вращения ротора, с⁻¹	28,33	28,33
Тип ротора	Пластинчатый	
Расположение ступеней сжатия	Последовательное	
Двигатель дизельного типа	АМ-01	ЯМЗ-238
Мощность, кВт	96	177
Число цилиндров	6	6
Расположение цилиндров	Вертикальное	
Объем, м³:		
воздухосборника	0,28	0,43
топливного бака	0,22	0,24
Габариты, мм	4000×1940×2120	3700×1700×2250
Масса, т	3,4	5,4

В случае проведения откачек из глубоких скважин и с высоким дебитом применяются более мощные стационарные компрессоры типа УПК-80.

Краткая техническая характеристика УПК-80

Подача, м³/мин	8
Рабочее давление, МПа	8,0
Потребляемая мощность, кВт	600
Габариты, мм:	
длина	6570
ширина	2590
высота	2870
Масса, кг	16,1

В последние годы в практике находят применение винтовые компрессоры; их технические характеристики приведены в табл. V.2.

Т а б л и ц а V.3

Краткие технические характеристики стационарных компрессоров

Показатели	2ВП-10/8	ВП-20/8	250ВП-30/8
Подача, м³/мин	10	20	30
Максимальное давление, МПа	0,8	0,8	0,8
Число ступеней сжатия	2	2	2
Расход охлаждающей воды, м³/ч	2,7	6	8,4
Мощность электродвигателя, кВт	75	125	175

Таблица V.4

Краткие технические характеристики винтовых компрессорных станций

Показатели	6ВКМ-13/8	6ВКМ-25/8	ТВКМ-48/8
Подача, м³/с	0,21	0,42	0,8
Максимальное давление, МПа	0,8	0,8	0,8
Частота вращения ротора, с⁻¹	24,5	49,5	24,5
Мощность электродвигателя, кВт	85	155	287
Напряжение, В	660	660	660
Габариты, мм	900×720×530	900×720×530	3100×1500×2150
Масса, кг	584	584	8 400

Продолжение табл. V.4

Показатели	ВКШ-11	ЗИФ-ШВ5	ПВ-10
Подача, м³/с	0,42	0,083	0,173
Максимальное давление, МПа	0,8	0,8	0,8
Частота вращения ротора, с⁻¹	49,33	24,5	24,5
Мощность электродвигателя, кВт	134	35	72
Напряжение, В	660	660, 380	—
Габариты, мм	950×720×530	765×610×838	3370×1730×1870
Масса, кг	670	180,5	584

При проведении эрлифтных откачек большого объема могут применяться стационарные поршневые компрессоры типа ВП (табл. V.3) и компрессорные станции (табл. V.4)

Рассмотрим методику выбора основных параметров эрлифта применительно к компрессорным установкам типа ДК-9М, ПК-10 и др. Подача эрлифта и его к. п. д. находятся в зависимости от коэффициента погружения. Наибольшее значение его будет при максимальном коэффициенте погружения форсунки k . Максимальное рабочее давление компрессора p_k определяется по формуле

$$p_k = h(k-1)/10. \quad (V.2)$$

Для компрессора с рабочим давлением 0,6 МПа допустимые значения k могут быть определены по номограмме (рис. V.2). Коэффициент погружения подбирают исходя из глубины динамического уровня, а его значения ограничены линиями OD и CE . Линия OD соответствует $k=1,5$ для глубины

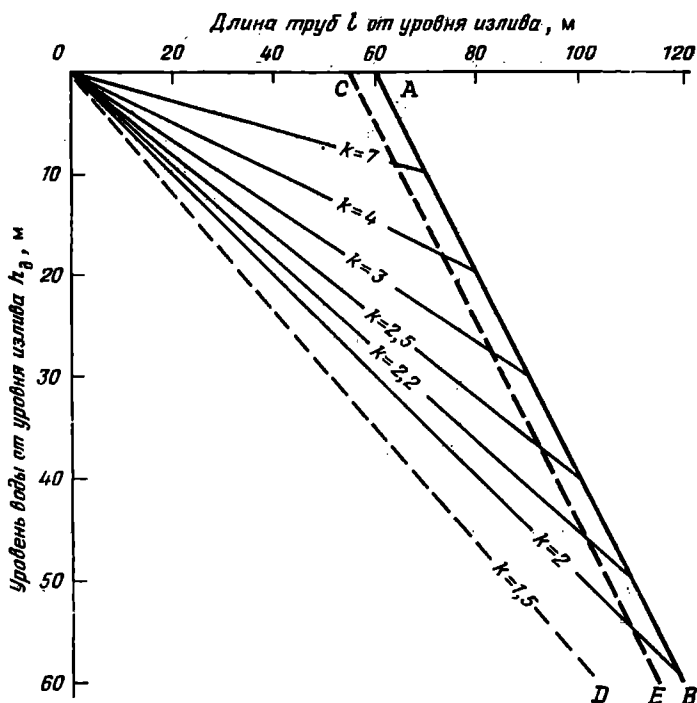


Рис. V.2. Номограмма для определения допустимого значения коэффициента погружения k

динамического уровня 0—60 м. Работа эрлифта за пределами этой линии неустойчива, поэтому следует стремиться к заглублению труб для подачи воздуха. Максимальная длина l этих труб и коэффициент погружения для определенной глубины динамического уровня ограничиваются линией CE , которая характеризует максимальное рабочее давление компрессора с учетом потерь давления в нагнетательной линии 0,05 МПа. Например, для глубины динамического уровня 20 м длина труб для подачи воздуха может быть в пределах от 80 до 30 м. Значения k для этого случая составляют от 1,5 до 4.

Сжатый воздух производит в эрлифте полезную работу подъема воды в количестве Q (м³/мин) на высоту h . Затраченная работа

$$A_1 = Qh/\eta_s. \quad (V.3)$$

Эта работа равна энергии сжатого воздуха

$$A_1 = p_1 W_1 \ln \frac{p_2}{p_1}. \quad (V.4)$$

В этих формулах $p_1=0,01$ МПа — начальное давление; $p_2=$
 $= \frac{h_d(k-1)}{10} - 1$ — конечное давление; W_1 — количество засасы-
 ваемого компрессором воздуха при атмосферном давлении p_1 ,
 м³/с; Q — количество поднятой воды на высоту h , м³/с; h_d —
 глубина динамического уровня от уровня излива, м.

Гидравлический к. п. д. эрлифта η_a может быть определен по формуле

$$\eta_a = (k-1)^{0.85} / 1,05. \quad (V.5)$$

Во время движения эмульсии по водоподъемной трубе происходит потеря напора от трения эмульсии в водоподъемной трубе, так как пузырьки воздуха опережают подъем воды. Скольжение пузырьков воздуха характеризует потери в работе эрлифта h_2 . При изливе эмульсии из водоподъемной трубы потери учитываются формулой

$$h_2 = v_1^2 / 2g, \quad (V.6)$$

где v_1 — скорость излива, м/с; g — ускорение свободного падения, м/с².

Расход воздуха (м³/мин) рассчитывается по формуле

$$W = W_0 Q / 60, \quad (V.7)$$

где W_0 — удельный расход воздуха, т. е. количество воздуха, требуемое для подъема 1 м³ воды,

$$W_0 = \frac{h}{23\eta_a \lg \frac{h(k-1)+10}{10}}. \quad (V.8)$$

Расход воздуха для подъема воды $W = QW_0$. Для удобства определения удельного расхода воздуха в зависимости от коэффициента погружения k и высоты подъема воды h можно пользоваться номограммой (рис. V.3).

Минимальный удельный расход может быть определен по формуле

$$W'_0 = \frac{h}{23 \lg \left(\frac{h}{10} + 1 \right)}. \quad (V.9)$$

С увеличением удельного расхода сжатого воздуха подача эрлифта Q_a при неизменных h , k и диаметре водоподъемных труб возрастает и при W_0'' достигает наивысшего значения (рис. V.4). Дальнейшее увеличение подачи сжатого воздуха нецелесообразно, так как приводит к снижению подачи эрлифта. Таким образом, следует ориентироваться на оптимальный для данных условий удельный расход воздуха W_0'' .

Диаметр труб для подачи воздуха подбирают с таким расчетом, чтобы скорость сжатого воздуха в нем была не более

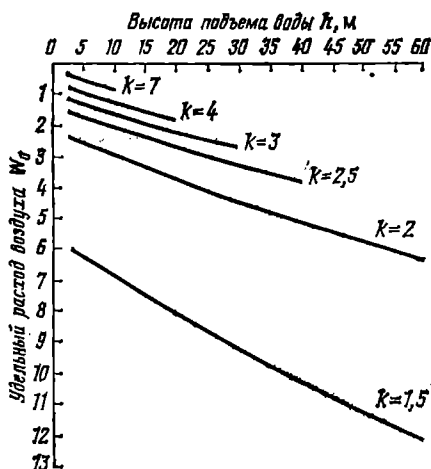
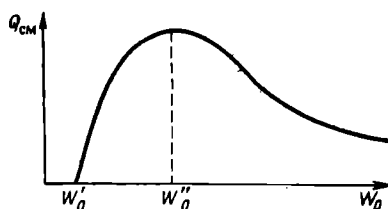


Рис. V.3. Номограмма для определения удельного расхода воздуха

Рис. V.4. Зависимость производительности эрлифта от удельного расхода воздуха



10 м/с, а потери давления возможно меньшими. Расчет диаметра таких труб в зависимости от требуемого количества воздуха определяется по формуле

$$d_8 = \sqrt{\frac{W}{v_8 \frac{\pi 10}{4}} \frac{p_0}{(p + 0,1)}} \quad (V.10)$$

где p_0 — атмосферное давление воздуха, равное 1 МПа; $(p + 0,1)$ — давление, создаваемое в воздухопроводе, с учетом потерь; W — удельный расход воздуха, $м^3/м^3$; v_8 — скорость движения воздуха, м/с; $v_8 \approx 10$ м/с.

Диаметры труб для подачи воздуха (при давлении 0,4—0,6 МПа и длине труб до 120 м) в зависимости от диаметра водоподъемных труб приведены ниже.

Диаметр водоподъемных труб, мм	108	127	146	168	219	273
Диаметр труб для подачи воздуха, мм	19—25	20—26	21—27	25—32	32—38	38—54

Ниже приведены размеры газовых труб по ГОСТ 3262—75, которые наиболее часто применяются в качестве воздухопроводных или пьезометрических.

Диаметр, мм:				
наружный	17	21,25	26,75	33,5
внутренний	13	15,75	21,25	27,0
наружный (муфты)	22	26	35	45
Диаметр, мм:				
наружный	42,25	48,3	60,3	75,5
внутренний	35,75	40,3	53,3	69,1
наружный (муфты)	56,0	63,5	78,0	94,0

Таблица V.5

Результаты расчета дебита скважин

Высота подъема воды, м	Коэффициент погружения k	Удельный расход воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3 \text{ воды}$	Отношение диаметров					
			108/19			127/25,4		
			Скорость смеси на из- ливе, м/с	$Q_{\text{см}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{в}}, \text{м}^3/\text{ч}$	Скорость смеси на из- ливе, м/с	$Q_{\text{см}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{в}}, \text{м}^3/\text{ч}$
10	1,5	8,0	3,1	90	11,0	3,51	151,7	18,9
	2,0	4,0			22,5			37,9
	3,0	2,6			34,5			58,3
	4,0	2,0			44,6			75,8
	7,0	1,85			48			82
20	1,5	9,2	3,4	98,4	10,7	3,75	162	17,6
	2,0	4,8			20,5			33,7
	3,0	3,2			30,7			50,5
	4,0	2,7			36,4			60
30	1,5	10,3	3,5	103,0	10	4,28	185	17,9
	2,0	5,5			18,5			33,6
	3,0	3,7			27,7			50
40	1,5	11,3	3,3	96,0	8,4	3,8	168,0	14,8
	2,0	6,2			15,4			27
	2,5	4,8			20			35
50	1,5	12,3	3,0	88,5	7,1	3,55	153,4	12,4
	2,0	6,9			12,8			22,2
	2,2	5,9			15			26
60	1,5	13,3	2,6	75	5,5	3,12	135,0	10
	2,0	7,5			10			18

водоподъемных и воздушных труб, мм

146/25,4			168/32			219/32		
Скорость смеси на на- ливе, м/с	$Q_{см}$, м ³ /ч	$Q_{в}$, м ³ /ч	Скорость смеси на на- ливе, м/с	$Q_{см}$, м ³ /ч	$Q_{в}$, м ³ /ч	Скорость смеси на на- ливе, м/с	$Q_{см}$, м ³ /ч	$Q_{в}$, м ³ /ч
3,53	203,5	25,4 50,8 78,2 101,7 110,0	3,43	259	32,3 64,7 99,6 129,5 140,0	3,38	425,5	53,1 106,3 163,6 212,7 230,0
3,65	216	23,4 45 67 80	3,75	283,5	30,8 59,0 88,5 105,0	3,65	472,5	51,3 98,4 147,6 175,0
4,18	240,5	23,3 43,7 65	4,16	314,5	30,5 57,1 85,0	3,71	481	46,6 87,4 130,0
4,17	240	21,2 38,7 50	4,06	307,2	27,1 49,5 64,0	3,52	456	40,3 73,5 95,0
3,69	212,4	5,5 30,7 36	3,12	236,0	19,1 34,2 40,0	2,73	354	28,7 51,3 60,0
3,32	191,2	14,3 25,5	2,56	193,5	14,6 25,8	1,62	210	15,7 28,0

Продолжение табл. V.5

Высота подъема воды, м	Коэффициент погружения k	Удельный расход воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$ воды	Отношение диаметров водоподъемных и воздушных труб, мм					
			273/38			325/38		
			Скорость смеси на излив, м/с	$Q_{\text{см}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{в}}, \text{м}^3/\text{ч}$	Скорость смеси на излив, м/с	$Q_{\text{см}}, \text{м}^3/\text{ч}$	$Q_{\text{в}}, \text{м}^3/\text{ч}$
10	1,5	8,0	2,87	588,8	73,6	2,23	650,2	81,3
	2,0	4,0			147,2			
	3,0	2,6			226,5			250,1
	4,0	2,0			294,4			325,0
	7,0	1,85			318,3			351,0
20	1,5	9,2	2,99	613,9	66,7	2	585,1	63,0
	2,0	4,8			127,9			121,9
	3,0	3,2			191,8			182,8
	4,0	2,7			227,4			216,7
30	1,5	10,3	2,81	584,6	56,8	1,5	439,6	42,7
	2,0	5,5			106,3			79,9
	3,0	3,7			158,0			118,8
40	1,5	11,3	2,43	499	44,2	0,73	213,6	18,9
	2,0	6,2			80,5			34,5
	2,5	4,8			104,0			44,5
50	1,5	12,3	1,75	359,1	29,2			
	2,0	6,9			52,0			
	2,2	5,9			60,9			
60	1,5	13,3	0,8	165	12,4			
	2,0	7,5			22,0			

В практике вместо металлических труб часто применяют резиновые шланги. Это сокращает время на монтажно-демонтажные работы по спуску и извлечению труб для подачи воздуха.

Диаметр водоподъемных труб зависит от проектируемого дебита скважины, высоты подъема воды, технической характеристики применяемого для откачки компрессора и других факторов и может быть определен следующей приближенной формулой:

$$D = \sqrt{\frac{Q_{\text{см}}}{v_{\text{ис}}} + d^2}, \quad (\text{V.11})$$

где D — диаметр водоподъемных труб, м; $Q_{\text{см}}$ — производительность эрлифта (смеси: вода — воздух), м³/с; $v_{\text{ис}}$ — скорость смеси на изливе, м/с.

Для каждого диаметра водоподъемных труб в зависимости от высоты подъема воды существует своя область оптимальных скоростей истечения смеси на изливе.

В. М. Поповым разработана методика расчета дебита скважин и определения диаметра водоподъемных колонн для компрессоров с рабочим давлением 0,6 МПа. Результаты расчета дебита скважины по скорости смеси на изливе, коэффициенту погружения k в зависимости от диаметра труб для подъема воды и подачи воздуха и высоты подъема воды для таких компрессоров приведены в табл. V.5.

Верхний оголовок на устье скважины имеет штуцера для ввода в них пьезометрических трубок и труб для нагнетания воздуха. Вывод водоподъемных труб имеет на устье колено и горизонтальный участок. Изливаемая воздушно-водяная смесь поступает в специальный бак, который выполняет роль дегазатора. Для этого внутренняя полость бака имеет перегородки с отверстиями, вода из него по трубе или открытому лотку попадает в мерный бак. Рекомендуется применять оголовки универсальные с резьбой под наиболее широко применяемые обсадные колонны.

Форсунка представляет собой обычно отрезок перфорированной трубы длиной до 2—2,5 м. Диаметр отверстий и их число выбирают из условия достаточно полного смешивания газа с водой. Для практических целей можно пользоваться следующими рекомендациями:

Диаметр воздушной трубы, мм	19	25	32	38	50
Число отверстий в горизонтальном ряду	6	8	8	8	8—10
Диаметр отверстий, мм	4	4	5	6	6

Лучшее распыление газа в воде достигается при применении мелких отверстий в форсунке, а также фигурных отверстий, придающих струе газа спиральную форму. В практике такие форсунки обеспечивают устойчивую работу при $k < 1.5$.

§ 2. СТРУЙНЫЕ АППАРАТЫ

Для проведения пробных откачек и освоения скважин используются высоконапорные струйные аппараты с пакерами (рис. V.5), работающие от буровых насосов, входящих в комплект буровых установок.

Спуск аппаратов с пакером в скважину и подъем их на поверхность осуществляют на бурильных трубах, по которым вода насосом подается к струйному аппарату.

Откачиваемая из скважины и нагнетаемая рабочая жидкости поднимаются на поверхность по кольцевому пространству между буровой и обсадной колоннами.

Для предотвращения ухода откачиваемой жидкости вниз в скважину кольцевое пространство между струйным аппаратом и внутренней поверхностью обсадной колонны перекрывают автоматически действующим пакером. Откачка струйным аппаратом происходит в следующем порядке.

После спуска струйного аппарата в скважину к верхней части буровой колонны присоединяют напорный шланг бурового насоса и нагнетают требуемое количество воды. При движении потока воды через сопло струйного аппарата резко увеличивается гидравлическое сопротивление движению этого потока. В результате повышается давление, под действием которого разжимается пакер, перекрывая кольцевое пространство между струйным аппаратом и обсадной колонной.

Пройдя через сопло, рабочий поток изливается из него в виде мощной струи. При своем движении струя воды силой поверхностного трения захватывает воду, находящуюся в приемной камере. В камере создается пониженное давление, и в нее начинает поступать вода из скважины, которая также увлекается струей воды рабочего потока. Суммарный поток, пройдя через камеру смешения и диффузор, поступает по кольцевому пространству на поверхность, попадая в желоб и приемную емкость-отстойник. В желобе и емкости из воды осаждаются механические частицы. Далее часть жидкости засасывается буровым насосом, а остальная часть, составляющая дебит скважины, идет на сброс.

Такой метод позволяет проводить откачку силами и средствами буровых бригад без завоза дополнительного оборудования и труб.

Использование высоконапорных струйных аппаратов дает возможность одновременно с пробной откачкой воздействовать на призабойную зону скважин импульсами гидродинамического давления, при этом быстро восстанавливается проницаемость закольматированных фильтров и прилегающих к фильтрам водоносных пород.

Импульсы гидродинамического давления возникают в силу неравномерной подачи поршневыми буровыми насосами рабо-

Рис. V.5. Струйный аппарат с пакером:

1 — хвостовик; 2 — патрубок приемной камеры; 3 — приемная камера; 4 — изогнутый канал; 5 — корпус струйного аппарата; 6 — струйный аппарат; 7 — патрубок; 8, 9 — фланцы; 10 — ипорный канал; 11 — пакер; 12 — уплотнительные кольца гидравлической камеры; 13 — подвижный конус; 14 — манжета; 15 — неподвижный конус; 16 — переводник; 17 — ипорный патрубок; 18 — защитный кожух; 19 — фетровые сальники; 20 — гидравлическая камера; 21 — водоподъемный канал; 22 — сальник диффузора; 23 — диффузор; 24 — сменная втулка камеры смещения; 25 — корпус камеры смещения; 26 — сопло

чей жидкости к струйным аппаратам. Частота и величины возникающих импульсов гидродинамических давлений зависят от числа двойных ходов поршневого насоса и давления нагнетания, развиваемого насосом.

При резких остановках поршневых насосов и соответственно струйных аппаратов давление нагнетания падает, пакер сжимается, распаковывая перекрытое кольцевое пространство между бурильной и обсадной колоннами, и весь столб жидкости, заполняющей скважину, передает давление на забой, создавая в фильтровой зоне резкий скачок давления, содействующий более полной и быстрой декольматации скважин.

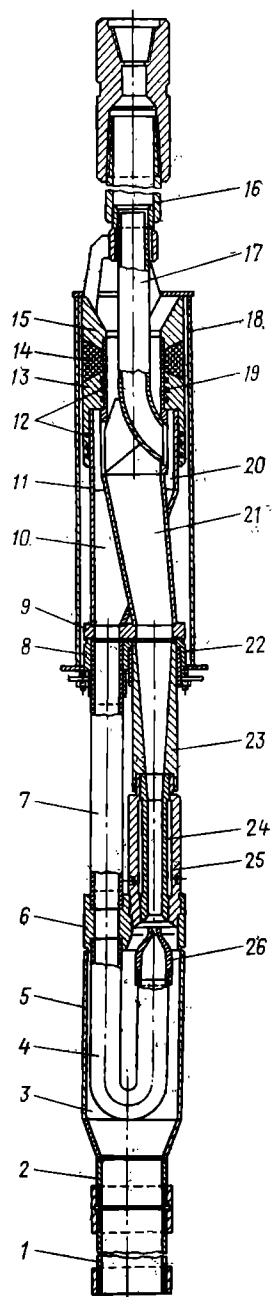
Это явление используется при пробных откачках и освоении скважин путем периодических резких остановок поршневых насосов.

Увеличение давления на забое при остановках поршневых насосов находится в прямой зависимости от положения статического и динамического уровней. До выключения насоса давление жидкости на забой p_z определяется статическим уровнем H_c и интенсивностью откачки Q

$$p_z = H_c \gamma - \Delta h \gamma, \quad (V.12)$$

где Δh — понижение уровня при откачке; γ — плотность воды.

После выключения насоса и струйного аппарата наблюдается рост забойного давления в результате передачи на



забой давления столба жидкости, заполняющей скважину от динамического уровня до устья,

$$p'_3 = p_3 + \Delta h' \gamma, \quad (V.13)$$

где p'_3 — давление на забой в момент отключения насоса; $\Delta h'$ — интервал от динамического уровня до устья.

Отсюда следует, что скачок давления на забой в момент отключения насоса, а значит, и эффект декольматации тем выше, чем ниже статические и динамические уровни.

Следовательно, в слабонапорных водоносных пластах, где особенно опасно снижение фильтрационных возможностей фильтровой зоны из-за большего проникновения кольматанта в поры пород, возрастает эффект пробных откачек струйными аппаратами с периодическими резкими остановками.

Для проведения откачек и освоения скважин струйными аппаратами не требуется предварительная замена в скважине глинистого раствора на воду. Струйные аппараты можно спускать в скважины, заполненные глинистым раствором практически любой концентрации.

В настоящее время созданы три конструкции струйных аппаратов с пакерами для пробных откачек и освоения скважин. В тресте «Промбурвод» и ВИАСХе разработаны струйные аппараты и пакеры к ним диаметрами 135 и 185 мм (рис. V.6). Аппарат диаметром 135 мм с двумя сменными пакерами предназначен для работы в скважинах с эксплуатационными трубами диаметрами 168 и 219 мм; аппарат диаметром 185 мм — в скважинах с эксплуатационными трубами диаметрами 219, 273 и 325 мм.

Томским политехническим институтом и трестом «Востокбурвод» создана конструкция струйных аппаратов (эжекторный насос) НЭ-8-12.

Техническая характеристика НЭ-8-12

Средняя подача поршневого насоса, л/с	4,5			
Давление нагнетания поршневого насоса, МПа	3,0			
Динамический уровень воды в скважине, м	<25	25—50	50—75	75—100
Подача струйного аппарата, м³/ч	34,2	23,4	16,2	10,8

С увеличением давления нагнетания требуемого объема воды до 5 МПа подача струйного аппарата увеличивается почти вдвое. Для проведения пробных откачек и освоения гидрогеологических скважин в ПГО «Центргеология» созданы водоструйные насосы НВ-89, НВ-108, УНВ-127/168, позволяющие проводить работы в скважинах диаметрами 89—168 мм (табл. V.6, рис. V.7).

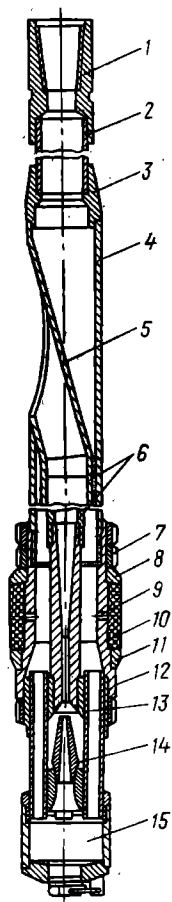


Рис. V.6. Струйный аппарат (эжекторный насос) типа НЭ-8-12:

1 — муфта; 2 — хвостовик; 3 — переводник; 4 — внешняя труба; 5 — отводная труба; 6 — диффузор; 7 — поджимная гайка; 8, 11 — смежные фланцы; 9 — отверстие в корпусе; 10 — уплотнительное кольцо; 12 — корпус пакера; 13 — камера смешения; 14 — сопло; 15 — рабочая камера

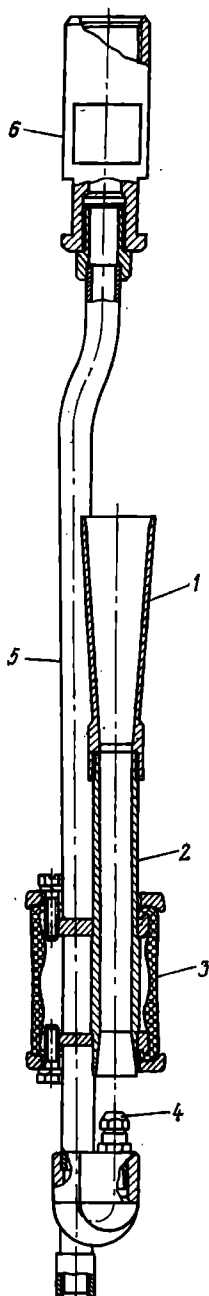


Рис. V.7. Водоструйный насос типа НВ-108:

1 — диффузор; 2 — камера смешения; 3 — пакер; 4 — сопло; 5 — подводный патрубок; 6 — переводник

Таблица V.8

Технические характеристики водоструйных насосов типа НВ и УНВ

Показатели	НВ-89	НВ-108	УНВ-127/168
Рабочий напор приводного насоса, м	200	250	350—400
Рабочий расход промывочной жидкости приводного насоса, м ³ /ч	14	16	16—18
Подача водоструйного насоса, м ³ /ч, при высоте подъема воды, м:			
0—10	20	35	32
10—30	15	24	20
30—50	6	10	15
50—70	3	5	10
70—90	0	0	5

Водоструйные водоподъемные установки

Установки предназначены для эксплуатации шахтных колодцев и скважин с диаметром обсадных труб не менее 150 мм.

Каждая установка состоит из центробежного насоса с электродвигателем, водоструйного аппарата (рис. V.8) и системы трубопроводов. Центробежный насос устанавливают на поверхности, а водоструйный аппарат спускают на трубах в скважину или шахтный колодец.

Различаются водоструйные установки с центральным и параллельным расположением трубопровода.

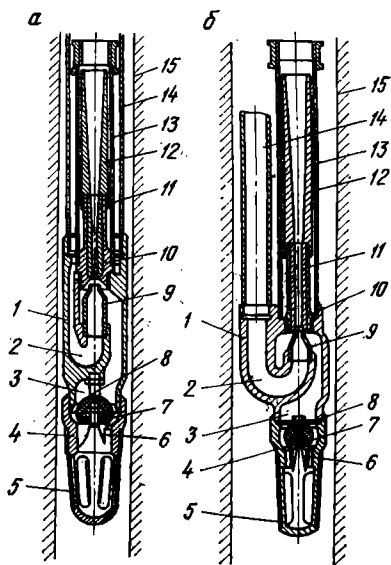


Рис. V.8. Водоструйные двухлинейные установки с центральным (а) и параллельным (б) расположением трубопровода:

1 — корпус аппарата; 2 — V-образный канал; 3 — приемная камера; 4 — корпус приемника; 5 — сетчатый фильтр; 6 — обратный клапан; 7 — уплотняющая прокладка; 8 — ограничительный болт (шайба); 9 — сопло; 10 — камера смешения; 11 — смешивающая насадка; 12 — диффузор; 13 — водопровод водоподъемный; 14 — водопровод напорный; 15 — обсадная труба

Т а б л и ц а V.7

Технические характеристики водоструйных установок

Показатели	ВН-2Ц-6 (1)	ВН-2Ц-6 (2)	ВН-2Ц-6 (3)	ВНШ-2Ш
Марка насоса в составе установки	ЦДС-2	ЦДС-3	ЦДС-4	ЦНСМ-2,8
Динамический уровень воды, м	10—30	30—50	50—70	10—35
Подача установки, м³/ч	14,4—8,6	10,8—7,2	10,4—6,8	8—2,5
Напор, м	60—80	80—100	100—120	40—65
Мощность электродвигателя, кВт	7,5	10	13	3

§ 3. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ ТИПА ЭЦВ И АТН

Для эксплуатации скважин на воду применяются в основном центробежные насосы с погружными электродвигателями, реже — центробежные насосы с трансмиссионным валом и приводным двигателем на поверхности.

Установки с центробежными насосами для воды и погружными электродвигателями типа ЭЦВ

Установки предназначены для подачи воды общей минерализацией (с сухим остатком) не более 1500 мг/л и температурой до 25 °С, с содержанием твердых механических примесей массовой концентрации $\leq 0,01$ %, хлоридов ≤ 350 , сульфатов ≤ 500 и сероводорода $\leq 1,5$ мг/л. В обоснованных случаях допускается использование насосов для подачи воды общей минерализацией до 2000 мг/л.

Установка (рис. V.9) состоит из центробежного насоса, погружного электродвигателя, токоподводящего кабеля, водоподъемного трубопровода, оголовка устья скважины и системы автоматического управления. Насосы одно- или многоступенчатые с вертикальным расположением вала работают с подпором.

Насосы оснащены обратными клапанами тарельчатого или шарового типа и специальными патрубками для подсоединения агрегата к водоподъемным трубам.

Техническая характеристика основных типов выпускаемых установок с центробежными насосами и погружными электродвигателями приведена в табл. V.8:

Насосы ЭЦВ10-160-35Г, 2ЭЦВ12-255-30Г, ЭЦВ12-375-30Г, ЭЦВ14-210-300Х, ЭЦВ16-375-175Х изготовляют для подачи воды общей минерализацией до 2500 мг/л, содержащей механические примеси массовой концентрацией до 0,05 %. Насосы

Характеристика установок с центробежными насосами и погружными электродвигателями

Тип	Помача, м³/ч	Напор, м	Количество ступеней	Электродвигатель			Внутренний диаметр обсадной колонны, мм, не менее	Масса агрегата, кг	Диаметр водопровода, мм	Термический
				Тип	Мощность, кВт	Напряжение, В				
ЭЦВ5-6.3-80	6,3	80	14	ПЭДВ2.8-114	2,8	380	122	60	60×5	ОГ-40
ЭЦВ5-4-125	4	125	22	ПЭДВ2.8-114				64		
ЭЦВ6-6.3-85	6,3	85	9	ПЭДВ2.8-140	4,5		150	78		
ЗЭЦВ6-6.3-125	6,3	125	13	4ПЭДВ4.5-140	2,8			86		
1ЭЦВ6-10-50	10	50	6	7ПЭДВ2.8-140	4,5			69	73×5.5	ОГ-50
ЗЭЦВ6-10-80	10	80	9	ПЭДВ4.5-140	5,5			82		
1ЭЦВ6-10-110	10	110	12	6ПЭДВ5.5-140	8			90		
1ЭЦВ6-10-140	10	140	15	9ПЭДВ8-140	8			118		
1ЭЦВ6-10-185	10	185	21	9ПЭДВ8-140	8			125	89×6.5	ОГ-82
ЭЦВ6-10-235	10	235	27	6ПЭДВ11-140	11			145		
ЗЭЦВ6-16-50	16	50	6	ПЭДВ4.5-140	4,5	380		77,5		
ЭЦВ6-16-75	16	75	9	ПЭДВ5.5-140	5,5			86		
1ЭЦВ6-16-75Г	16	75	9	АПД-13612	5,5			183	89×6.5	ОГ-81
1ЭЦВ6-16-110Г	16	110	13	АПД-130/2	8			201		
ЭЦВ6-16-160ХТрг	16	160	17	ПЭДВ16-140ХТрг	16			170		
ЗЭЦВ8-16-140	16	140	10	ПЭДВ11-180	11			150		
ЭЦВ8-25-100	25	100	7	АПД180-11/2	11			150	183	ОГ-81
1ЭЦВ8-25-100	25	100	7	5ПЭДВ11-180	11		197	143		
2ЭЦВ8-25-100	25	100	7	ПЭДВ11-180	11			150		
2ЭЦВ8-25-150	25	150	10	4ПЭДВ16-180	16			183		
1ЭЦВ8-25-150ХТрг	25	150	10	3ПЭДВ22-180ХТрг	22	380		345		
ЭЦВ8-25-300А	25	300	19	ПЭДВ32-180	32			355		

1ЭЦВ8-40-60	40	60	5	АДП180-11/12	11	380	249	175	114×7	ОГ-100
ЭЦВ8-40-60	40	60	5	ПЭДВ11-180	11					
ЭЦВ8-40-180	40	180	15	ПЭДВ32-180	32					
2ЭЦВ10-63-65	63	65	3	2ПЭДВ22-219	22	380	249	205	114×7	ОГ-101
2ЭЦВ10-63-110	63	110	5	2ПЭДВ32-219	32					
2ЭЦВ10-63-150	63	150	7	2ПЭДВ45-219	45					
1ЭЦВ10-63-270	63	270	13	2ПЭДВ65-219	65	380	249	310	168×6	ОГ-102
ЭЦВ10-120-60	120	60	3	ПЭДВ32-219	32					
1ЭЦВ10-120-60	120	60	3	АДП1219-32/2	32					
ЭЦВ10-160-35Г	160	35	2	ПЭДВ22-219Г	22	380	249	264	168×6	ОГ-150
ЭЦВ12-160-65	160	65	2	АДП273-45/2	45					
1ЭЦВ12-160-65	160	65	2	ПЭДВ45-270	45					
1ЭЦВ12-160-100	160	100	3	3ПЭДВ65-270	65	380	249	455	219×6	ОГ-150
1ЭЦВ12-210-25	210	25	1	2ПЭДВ22-219	22					
2ЭЦВ12-255-30Г	255	30	1	2ПЭДВ32-219Г	32					
ЭЦВ12-63-520Х	63	520	25	ПЭДВ160-270Х	160	380	249	845	168×9	ОГ-150
ЭЦВ12-120-300ХГ	120	300	300	ПЭДВ160-270Х	160					
ЭЦВ12-160-140	160	140	5	ПЭДВ90-270	90					
2ЭЦВ12-210-55	210	55	2	2ПЭДВ45-270	45	380	249	420	180×8	ОГ-150
1ЭЦВ12-210-145	210	145	5	5ПЭДВ125-270	125					
1ЭЦВ12-375-30Г	375	30	1	2ПЭДВ45-219	45					
ЭЦВ14-210-300Х	210	300	6	ПЭДВ250-320В5	250	380	249	1780	219×9,5	ОГ-150
ЭЦВ16-375-175Х	375	175	3	ПЭДВ250-320В5	250					

Условные обозначения: Первая цифра — порядковый номер модификации (при одном в тех же условиях эксплуатации); Э — с приводом от погружного электродвигателя; Ц — центробежный; В — для подачи воды; цифры после букв — минимально допустимый для данного типа насоса внутренний диаметр обсадной колонны (скважины), уменьшенный в 25 раз и округленный (мм), следующие цифры — подача (м³/ч); последние цифры — напор (м). Для насосов, работающих на химически активной воде, воде повышенной температуры или с повышенным содержанием твердых механических примесей, в условном обозначении после чисел должны соответственно добавляться буквы Х, Г, Т.

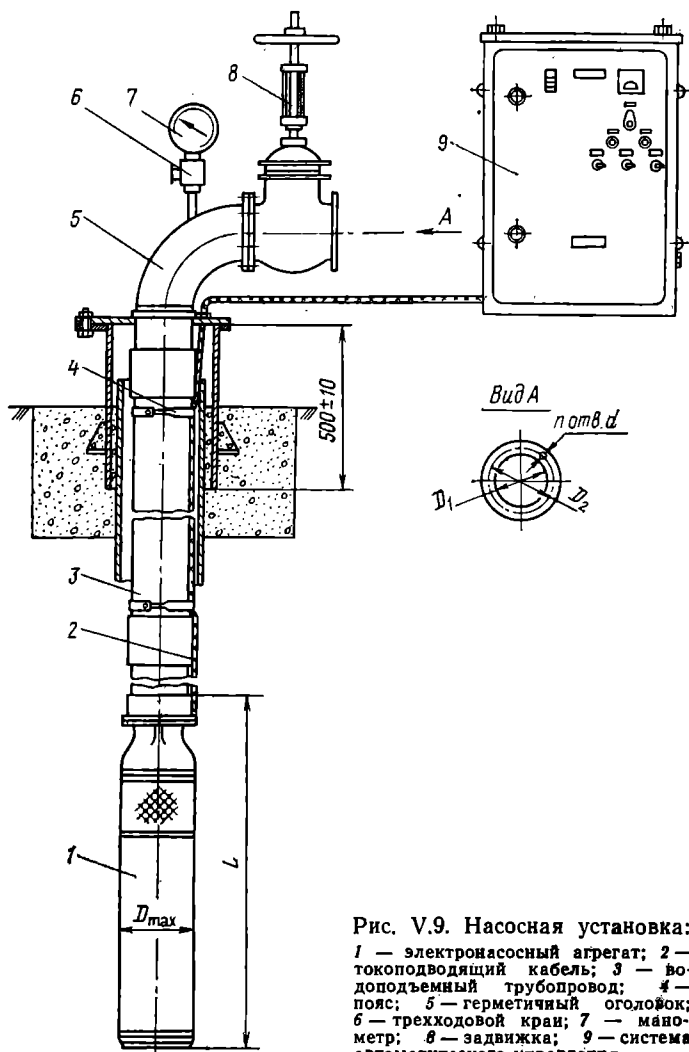


Рис. V.9. Насосная установка:

1 — электронасосный агрегат; 2 — токоподводящий кабель; 3 — водоподъемный трубопровод; 4 — пояс; 5 — герметичный оголовок; 6 — трехходовой кран; 7 — манометр; 8 — задвижка; 9 — система автоматического управления

могут работать в течение 20 мин после пуска на воде, содержащей механические примеси массовой концентрацией до 1 %, а последующие 30 мин — до 0,5 %.

Комплект поставки: насос, погружной электродвигатель, токоподводящий кабель, система автоматического управления, пояса (хомуты) для крепления токоподводящего кабеля, контактные электротехнические гильзы; липкая электроизоляционная водостойкая лента. По требованию заказчика могут быть поставлены только насос и погружной электродвигатель.

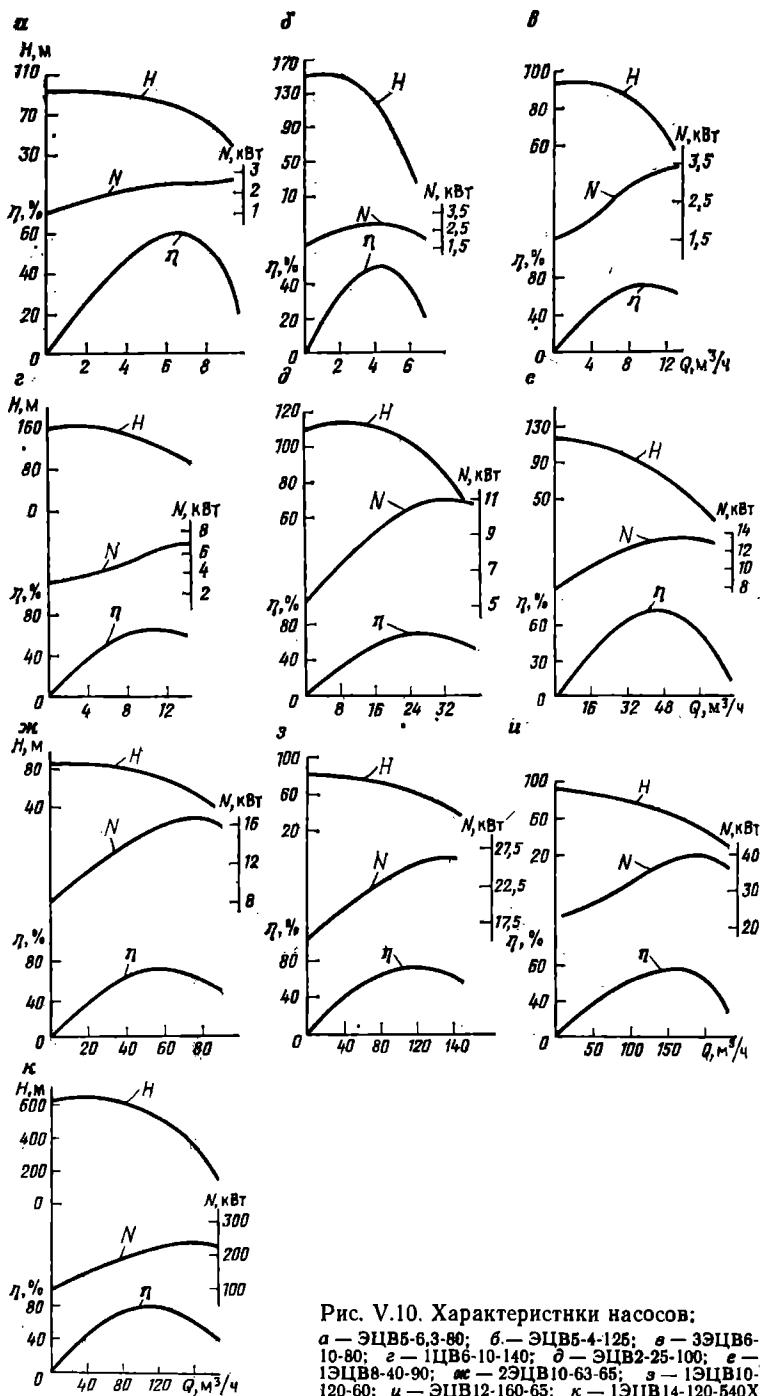


Рис. V.10. Характеристики насосов:
а — ЭЦВ5-6,3-80; б — ЭЦВ5-4-125; в — 3ЭЦВ6-10-80; г — 1ЭЦВ6-10-140; д — ЭЦВ2-25-100; е — 1ЭЦВ8-40-90; ж — 2ЭЦВ10-63-65; з — 1ЭЦВ10-120-60; и — ЭЦВ12-160-65; к — 1ЭЦВ14-120-540X

Установки ЭЦВ14-210-300X и ЭЦВ16-375-175X комплектуют трансформатором. Необходимость поставки монтажных хомутов и оборудования устья скважины и комплектность этого оборудования оговаривают при заказе. Герметичные оголовки в комплект поставки не входят, в случае необходимости потребителю рекомендуется самостоятельно изготовить их по чертежам СКТБН.

Для определения возможных диапазонов применения насосов удобно пользоваться их графическими характеристиками, в которых приводятся кривые по четырем показателям: Q — подача, м³/ч; H — напор, м; N — мощность, кВт; η — к. п. д., %.

Характеристики электронасосов для скважин диаметрами 122 мм приведены на рис. V.10, а и б, 150 мм — на рис. V.10, в и г; 200 мм — на рис. V.10, д и е; 250 мм — на рис. V.10, ж и з; 301, 353 мм — на рис. V.10, и и к.

§ 4. НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ И- ГЕРМЕТИЧНЫЕ ОГОЛОВКИ

Эффективная эксплуатация скважин с использованием погружных электронасосов требует строительства специальных насосных станций, которые создаются обычно по типовому проекту и разделяются на подземные и наземные (рис. V.11 и V.12).

В типовой проект станции входят: строительная часть, вся система обвязки скважины, разводка, замерочная аппаратура,

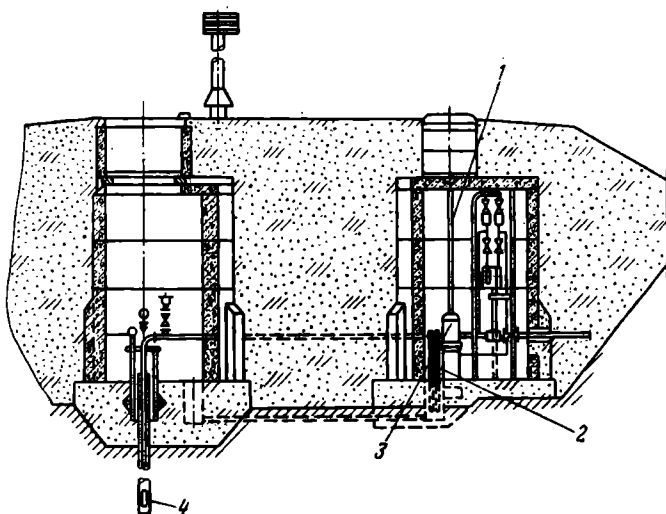
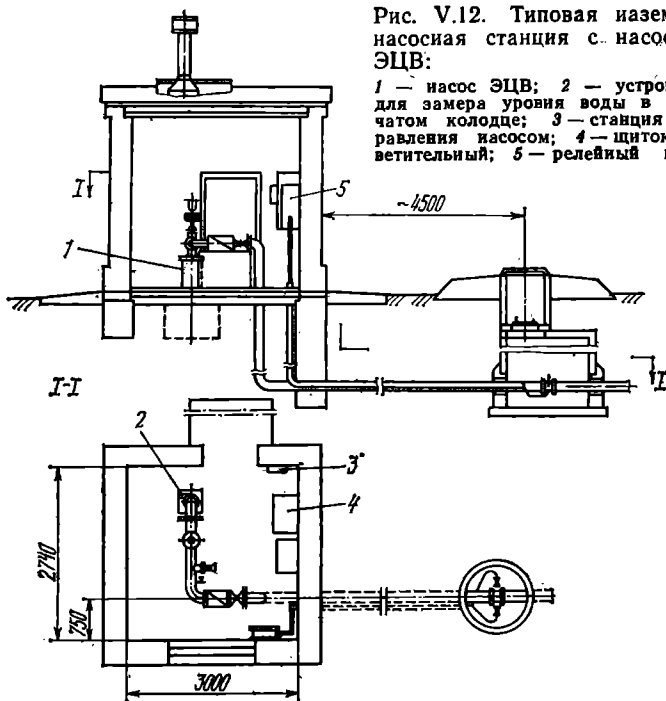


Рис. V.11. Типовая подземная насосная станция с насосами ЭЦВ:

1 — отвод дренажной воды; 2 — электроды датчиков; 3 — дренажный насос; 4 — центробежный насос

Рис. V.12. Типовая наземная насосная станция с насосами ЭЦВ:

1 — насос ЭЦВ; 2 — устройство для замера уровня воды в трубчатом колодце; 3 — станция управления насосом; 4 — щиток осветительный; 5 — релейный шкаф



водомеры, дифманометры, электрооборудование, автоматика, а также сметы.

Типы станций подразделяются по подаче предусматриваемых насосов.

Герметичные оголовки устья скважин

Оголовки предназначены для изоляции устья с целью предотвращения загрязнения скважин с поверхности. На рис. V.13 показан герметичный оголовок, конструкция которого разработана СКТБН объединения «Молдавгидромаш» и рекомендуется для применения с насосными агрегатами типа ЭЦВ.

В обозначении каждого размера герметичного оголовка указываются буквы ОГ (оголовок герметичный) и числа, показывающие условный диаметр проходного сечения (мм) и конструктивное исполнение.

Устьевой патрубок оголовка предусматривается бетонировать в фундамент устья скважины. Допустимая несоосность его с обсадными трубами не должна превышать 2—3 мм.

Опорную плиту можно установить и на кондукторе с применением промежуточного переходного фланца. Станок опорной плиты и устьевой патрубок или кондуктор герметизируются резиновым уплотнительным кольцом.

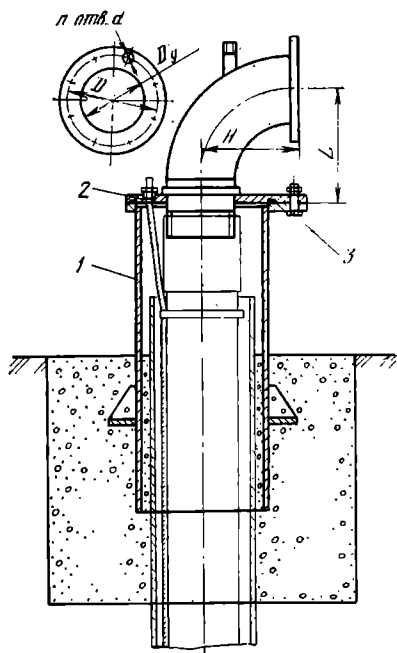


Рис. V.13. Оголовок устья скважины конструкции СКТБН:

1 — устьевой патрубок; 2 — опорная плита; 3 — болт, гайка, пружинная шайба

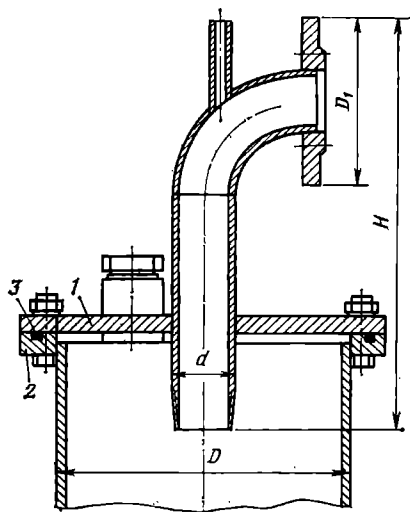


Рис. V.14. Оголовок устья скважины комбинированной конструкции треста «Промбурвод»:

1 — опорное кольцо, привариваемое к трубе; 2 — промежуточный фланец; 3 — фланец с отводом

В опорной плите имеются отверстия с сальниками для пропуска и уплотнения трех жил токоподводящего кабеля и провода-датчика «сухого хода», а также отверстие для замера уровня воды в скважине, закрываемое металлической пробкой. Это отверстие используется и для хлорирования воды в скважине.

На отводном колене предусмотрен штуцер для манометра. Для проверки герметичности скважины заглушают отверстия колена и штуцера и в отверстие для замера уровня воды нагнетают воздух до давления 0,5 МПа, предварительно смазав все стыки оголовка мыльным раствором.

Хорошая герметизация подтверждается отсутствием пузырьков. Размеры оголовков приведены в табл. V.9.

Для установки оголовков устьев скважин на кондукторы, промежуточные колонны, а в ряде случаев и на эксплуатационные колонны применяются также конструкции, разработанные производственными организациями.

В трестах «Промбурвод» и «Востокбурвод» выпускаются и широко применяются оголовки, конструкция которых показана на рис. V.14.

Таблица V.9

Основные размеры оголовков конструкции СКТБН, мм

Оголовок	D_y	H	L	D	d	n
ОГ-40	40	85	115	145	110	4
ОГ-50, ОГ-51	50	105	140	160	125	
ОГ-80, ОГ-81, ОГ-82	80	166	205	195	160	
ОГ-100, ОГ-101, ОГ-102	100	156	215	215	180	8
ОГ-150, ОГ-151	150	231	295	280	240	
ОГ-200, ОГ-201	200	308	360	335	295	

Размеры оголовков зависят от диаметра обсадных колонн, на которые они устанавливаются, и диаметра водоподъемных труб (рис. V.14):

D , мм	273	324	324	426	377	426	426	530
D_1 , мм	160	160	195	195	215	215	280	280
d , мм	60	60	89	89	114	114	168	168
H , мм	401	401	503	507	578	578	725	725

Центробежные насосные установки с трансмиссионным валом типа АТН

Установки типа АТН (рис. V.15) предназначены для подачи воды общей минерализацией не более 2000 мг/л, с водородным показателем рН от 6,5 до 9,5, температурой 35 °С, с содержанием (мг/л, не более): хлоридов 350, сульфатов 500, сероводорода 1,5, твердых механических примесей 5000 (0,5 % по массе).

Техническая характеристика насосных установок типа АТН приведена в табл. V.10.

В комплект поставки насосных установок типа АТН входят: насос, трубопровод, опорное колено, пята привода, электродвигатель.

§ 5. ШТАНГОВЫЕ, ПОРШНЕВЫЕ И ДРУГИЕ НАСОСЫ

Для временных (пробных) откачек штанговые поршневые насосы применяют с приводом от ударно-канатных станков, для постоянной эксплуатации скважин используют специальные лебедки.

Насосная лебедка «Бурвод»

Насосная лебедка (рис. V.16) комплектуется штанговыми поршневыми насосами диаметрами 92 и 145 мм.

Таблица V.10

Технические характеристики установок типа АТН

Тип установки	Площадь, м ² /ч	Число ступеней насоса	Электродвигатель		Масса, кг		Габариты, мм		
			тип	мощность, кВт	насоса	аппарата	А	Б	В
АТН8-1-7	30	7	АО2-51-4	7,5	120	1 550	1 223	31 425	1 192
АТН8-1-11	30	11	АО2-52-4	10	178	2 090	1 806	44 425	1 125
АТН8-1-16	30	16	АО2-61-4	13	251	2 960	2 541	65 225	1 270
АТН8-1-22	30	22	АО2-62-4	17	340	3 930	3 423	88 625	1 310
АТН10-1-4	70	4	Специальный	13	126	1 962	935	30 935	1 300
АТН10-1-6	70	6	То же	22	172	2 323	1 295	46 235	1 335
АТН10-1-8	70	8	»	30	218	3 542	1 655	61 535	1 369
АТН10-1-11	70	11	»	40	292	4 495	2 195	79 385	1 500
АТН10-1-13	70	13	»	40	340	5 409	2 555	99 785	1 500
АТН10-1-15	70	15	АВШ-55	55	396	6 420	2 910	115 000	1 875
АТН14-1-3	200	3	АВШ-55	75	207	5 460	966	49 400	1 904
АТН14-1-4	200	4	АВШ-75	75	299	6 440	1 213	59 800	1 904
АТН14-1-6	200	6	АВШ-100	110	370	9 660	1 727	98 800	1 904

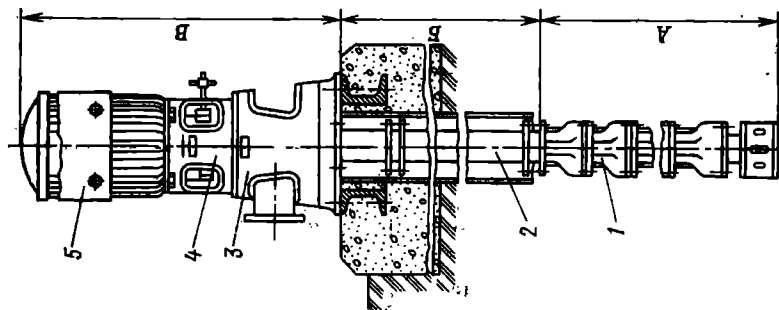


Рис. V.15. Насосная установка типа АТН:

1 — насос; 2 — трубопровод; 3 — опорное колено; 4 — пита привода; 5 — электродвигатель

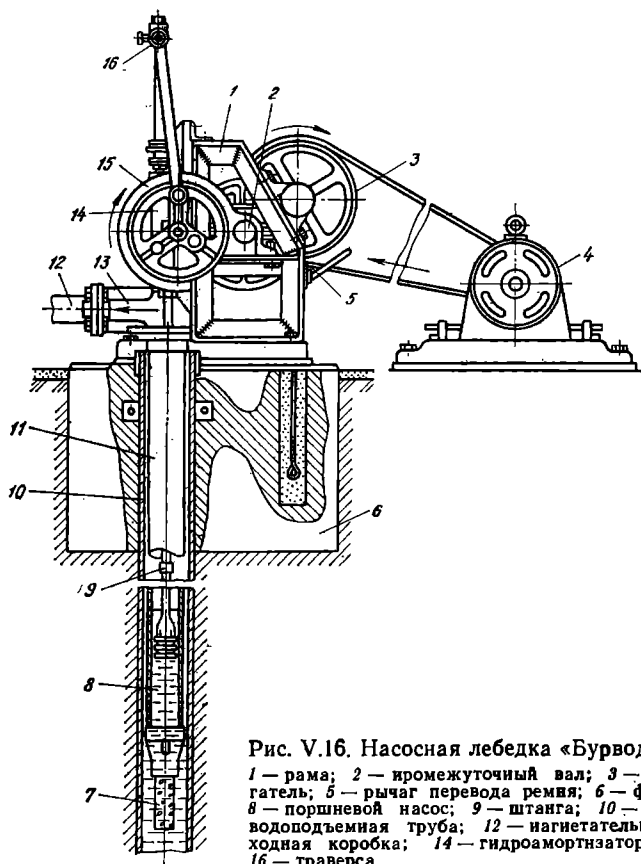


Рис. V.16. Насосная лебедка «Бурвод»:

1 — рама; 2 — промежуточный вал; 3 — контрпривод; 4 — двигатель; 5 — рычаг перевода ремня; 6 — фундамент; 7 — фильтр; 8 — поршневой насос; 9 — штанга; 10 — обсадная труба; 11 — водоподъемная труба; 12 — нагнетательная линия; 13 — переходная коробка; 14 — гидромолот; 15 — рабочий вал; 16 — траверса

Техническая характеристика лебедки «Бурвод»

Максимальная подача, м³/ч, при диаметре насоса:

145 мм	10
92 мм	4

Напор, м, с цилиндром диаметром:

145 мм	60
92 мм	90

Число ходов в 1 мин 25—40

Коэффициент наполнения 0,9

Приводная мощность, кВт 7

Габариты лебедки, мм:

высота 1380

ширина 960

длина 1100

Масса лебедки без штангового насоса, кг 400

Водоподъемная лебедка ВЛЗМ

Лебедка ВЛЗМ комплектуется штанговым поршневым насосом диаметром 92 мм (рис. V.17).

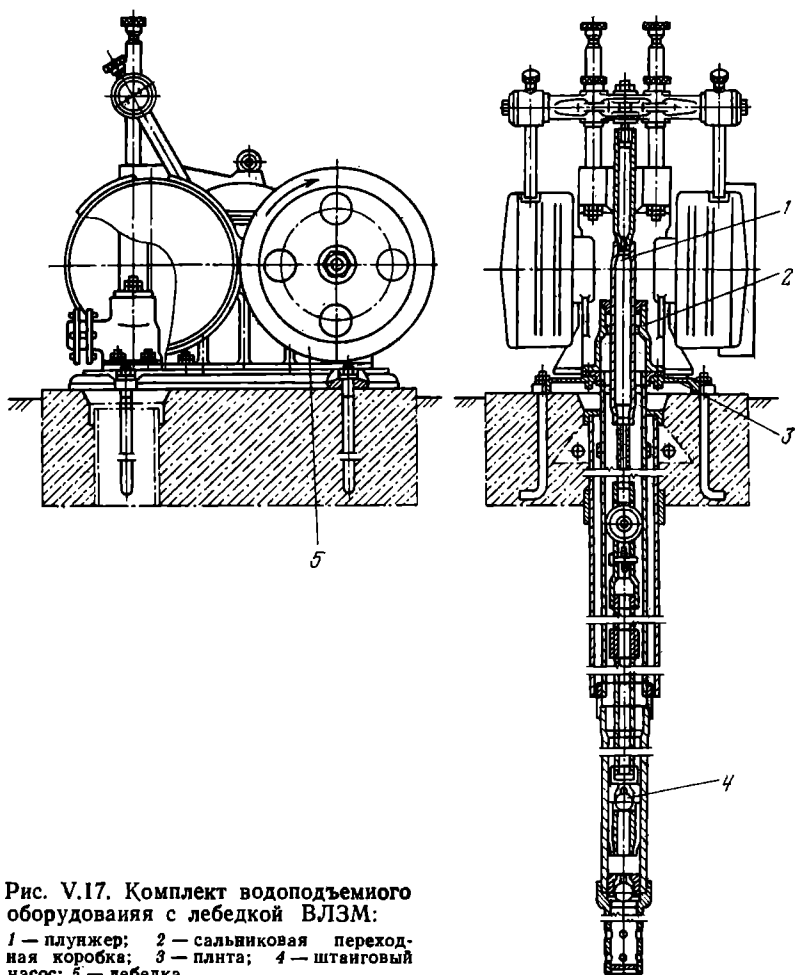


Рис. V.17. Комплект водоподъемного оборудования с лебедкой ВЛЗМ:

1 — плунжер; 2 — сальниковая переходная коробка; 3 — плита; 4 — штанговый насос; 5 — лебедка

Техническая характеристика лебедки ВЛЗМ

Максимальная подача с 92-мм насосом, м³/ч

Напор, м

Число двойных ходов в 1 мин

Приводная мощность, кВт

Габариты лебедки, мм:

высота

ширина

длина

Масса лебедки, кг

4,94

100

43

7

1120

730

960

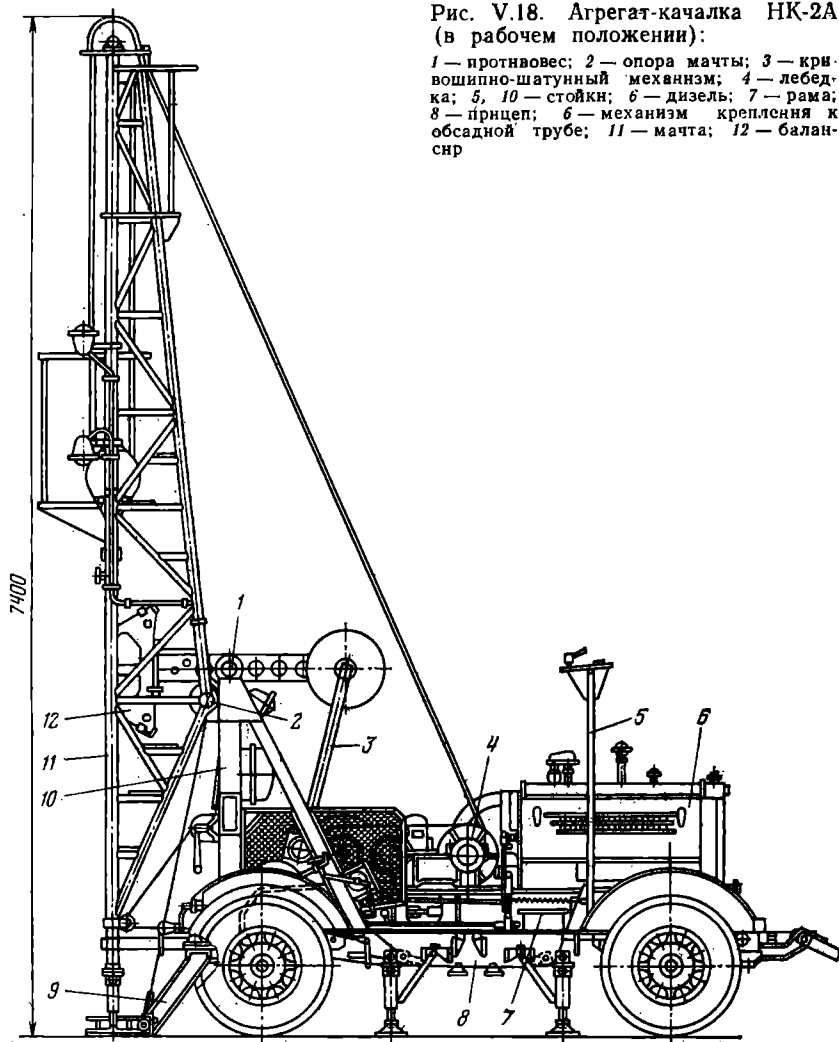
520

Агрегат НК-2А

Агрегат НК-2А (рис. V.18) применяется для проведения пробных откачек скважин штанговыми насосами простого и двойного действия, а также спуско-подъемных операций.

Рис. V.18. Агрегат-качалка НК-2А
(в рабочем положении):

1 — протнвовес; 2 — опора мачты; 3 — кривошипно-шатунный механизм; 4 — лебедка; 5, 10 — стойки; 6 — дизель; 7 — рама; 8 — прицеп; 9 — механизм крепления к обсадной трубе; 11 — мачта; 12 — балансир



Техническая характеристика НК-2А

Максимальная глубина откачки, м	150
Допустимая нагрузка на зажимы подвески штанг, кН:	
динамическая	32
статическая	21
Диаметр штангового насоса, мм	76, 101, 152
Подача штангового насоса, м ³ /ч:	
простого действия	4, 8, 16
двойного действия	15,30
Длина хода поршня, мм	600, 400, 200
Число двойных ходов в 1 мин	26—38

Грузоподъемность, кг:	
барабана лебедка	1500
с талевой системой	5000
Канатоемкость барабана, м	140
Скорость наививки каната на барабан, м/с	1,2
Высота мачты до оси кронблока, м	7,225
Тип привода	Дизельный
	Д-40Л
Мощность привода, кВт	29,5
Частота вращения, об/мин	1500
Габариты агрегата в транспортном положении, мм:	
длина	7630
ширина	2190
высота	3300
Масса агрегата, кг	7100

Автоматические водоподъемные установки типа ВУ

Установки предназначены для автоматизации подачи воды из шахтных колодцев и скважин.

Т а б л и ц а V.11

Технические характеристики водоподъемных установок типа ВУ

Показатели	ВУ-2-25	ВУ-5-30	ВУ-10-30
Тип водоподъемника:			
вихревой насос	1	1	2
водоструйная установка	—	—	—
погружной электронасос	—	—	—
Марка водоподъемника	1В-0,9М	ВК-2/26	ВК-2/26
Подача, м³/ч	2	5	10
Полный напор, м	25	30	30
Мощность электродвигателей, кВт	1,5	3	6
Масса установки без водоподъемных труб, кг	200	320	420
Вместимость гидропневматического бака, л	160	500	500

Продолжение табл. V.11

Показатели	ВУ-6-50	ВУ-9-60	ВУ-7-65
Тип водоподъемника:			
вихревой насос	—	—	—
водоструйная установка	1	1	—
погружной электронасос	—	—	1
Марка водоподъемника	ВНШ-2Ш	ВН-2Ц6	ЭЦВ6-10
Подача, м³/ч	6	9	7
Полный напор, м	50	60	65
Мощность электродвигателей, кВт	3	7,5	4,5
Масса установки без водоподъемных труб, кг	383	579	376
Вместимость гидропневматического бака, л	500	800	800

В комплект установки входят: насос, гидropневматический бак, устройство для пополнения воздушной подушки в баке, реле давления, станция управления, предохранительный клапан и манометр. По типу водоподъемников установки разделяются на три группы: с вихревым, погружным и центробежным электронасосами.

Устройства для пополнения воздуха в баке обеспечивают компенсацию утечек воздуха вместе с водой через неплотности бака и предотвращают нарушение режимов включения и выключения установок.

Технические характеристики установок приведены в табл. V.11.

Винтовой водоподъемник 1ВУ-20/5

Водоподъемник (рис. V.19) предназначен для подъема воды из скважин и шахтных колодцев с глубины до 50 м.

Техническая характеристика 1ВУ-20/5

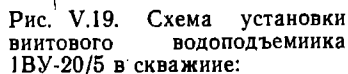
Подача, м ³ /ч	8,5
Напор, м	50
Привод	Бензодвигатель
Частота вращения насоса, об/мин	750
Наибольший поперечный размер конструкции, опускаемой в скважину, мм	140
Масса установки (при заглублении на 50 м), кг	600
Габариты наземной части (в плане), мм	2100 × 600

Водоподъемники шнуровые ВШП-50 и ВШП-30

Водоподъемники (рис. V.20) предназначены для подъема воды из скважин при диаметре обсадных труб не менее 150 мм и из шахтных колодцев в районах, не обеспеченных электроэнергией.

Техническая характеристика

Тип водоподъемника	ВШП-50	ВШП-30
Подача, м ³ /ч	0,6—5,8	0,5—8,4
Высота подъема воды, м	50	30
Скорость движения шнура, м/с	2,8—4,8	3,3—6
Мощность двигателя, кВт	3,3	70
Общая длина шнура, м	110	
Габариты наземной части, мм:		
длина		1600
ширина		1400
высота		1800
Масса, кг	600	500



190

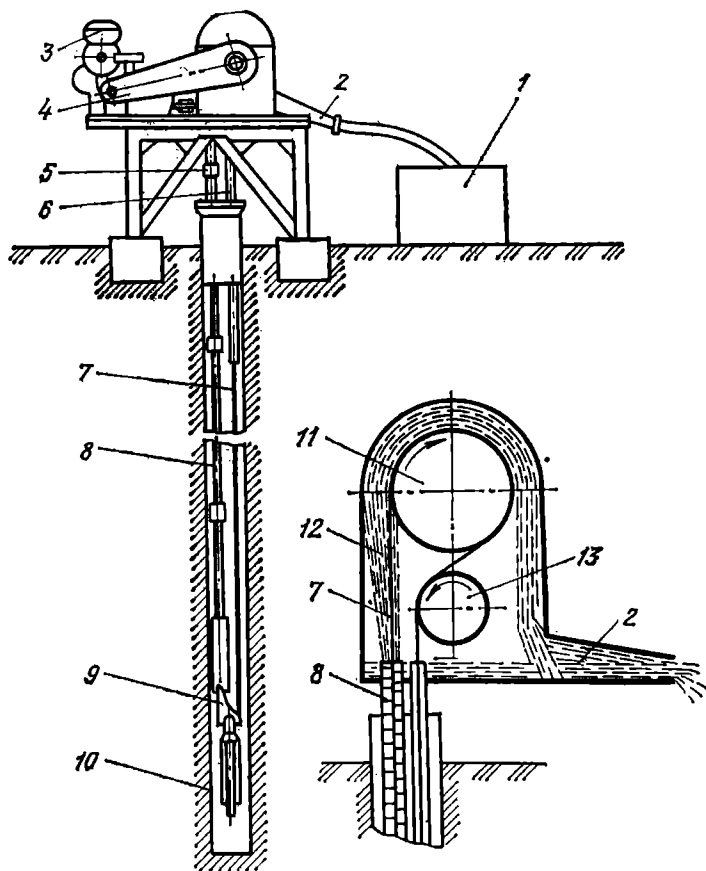


Рис. V.20. Схема установки водоподъемника ВШП-50:

1 — резервуар; 2 — сливной патрубок; 3 — двигатель; 4 — клиноременная передача; 5 — амортизатор; 6 — направляющие трубы; 7 — рабочий орган — шнур; 8 — водоподъемные трубы; 9 — натяжное устройство; 10 — обсадная труба; 11 — приводной шкив; 12 — корпус водоподъемника; 13 — ролик обводной

Водоподъемник диафрагменный ВДП-50

Этот водоподъемник предназначен для подъема воды из шахтных колодцев и скважин с диаметром обсадных труб не менее 150 мм.

В комплект насосной установки входят: пульсатор с приводом через клиноременную передачу от двигателя внутреннего сгорания ЗИД-4,5ДУБ или электродвигателя, который располагается на поверхности.

Техническая характеристика ВДП-50

Подача, м ³ /ч	1,65—2,25
Глубина подъема воды, м	50
Мощность двигателя, кВт	3,3
Допустимое содержание механических примесей, % (по массе)	1
Габариты, мм:	
двигателя	630×490×680
пульсатора	600×425×700
насоса (длина×диаметр)	3540×133
Масса насоса, кг	846

Водоподъемные башни

Водоподъемные башни предназначены для хранения запаса воды с учетом неравномерного расхода в течение суток, для обеспечения водой потребителей при ликвидации каких-либо

Таблица V.12

Технические характеристики металлических башен

Типовой проект башен	901-5-13	901-5-15	901-5-17
Высота до нижнего основания бака, м	6	9	12
Вместимость, м ³ :			
бака	15	15	25
ствола	11	16	21
Габариты, м:			
высота	8	11	15
диаметр бака	3	3	3
диаметр ствола	1,2	1,2	1,2
асса, кг	2 200	2 700	3 600

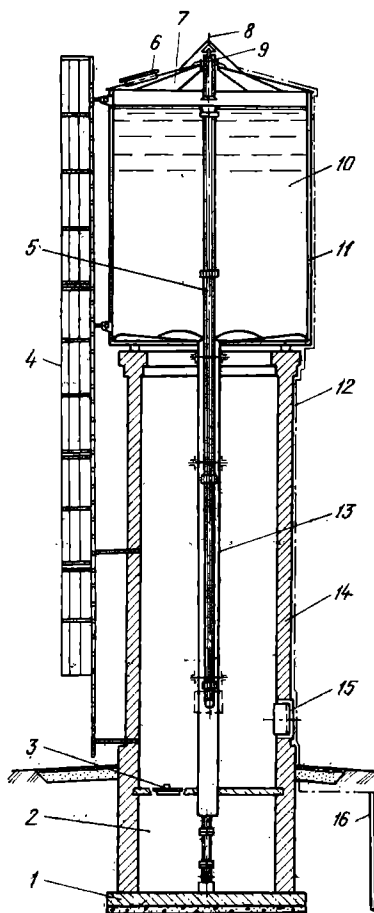


Рис. V.21. Железобетонная бесшатровая водонапорная башня:

1 — фундамент; 2 — смотровой колодец; 3 — люк колодца; 4 — лестница; 5 — переливная труба; 6 — люк бака; 7 — крышка; 8 — молниезащитник; 9 — вентиляционная труба; 10 — бак; 11 — утепление бака; 12 — токоотвод; 13 — напорно-разводящая труба; 14 — ствол башни; 15 — лаз; 16 — заземление

осложнений с насосами или скважинами и для создания нужного напора - в водопроводной сети, обеспечивающего подачу воды потребителю.

Сооружаются деревянные, кирпичные, металлические и железобетонные водонапорные башни. Башни бывают шатровые и бесшатровые, с теплоизолирующей обшивкой стенок бака и без нее, отопляемые и неотапливаемые. В суровых климатических условиях для предотвращения замерзания используют шатровые башни с отоплением.

Бесшатровые водонапорные башни представляют собой сварные металлические конструкции, состоящие из ствола и бака.

Техническая характеристика металлических башен приведена в табл. V.12.

Железобетонные бесшатровые водонапорные башни сооружаются по типовым проектам Гидротрансстроя (рис. V.21). Вместимость баков этих башен составляет от 80 до 300 м³, высота — от 10 до 20 м.

Глава VI. УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

В условиях все более широкого использования подземных вод для водоснабжения и развития вертикального дренажа важное значение приобретает обеспечение высокоэффективной работы пробуренных водозаборных и водопонизительных скважин в течение возможно более длительного периода с момента ввода в эксплуатацию. В настоящее время на территории страны имеется большое число водяных скважин различного назначения, однако примерно пятая часть их бездействует, а около половины функционирует с недостаточными дебитами, не соответствующими потенциально возможным величинам. Основная причина этого заключается в том, что водоотбор из большинства действующих скважин постепенно снижается в процессе многолетней эксплуатации вследствие закупоривания водоприемной части осадками различного происхождения. Для значительной части этих скважин, кроме того, характерна недостаточная первоначальная производительность при вводе в эксплуатацию вследствие применения несовершенной технологии вскрытия водоносного пласта или некачественно проведенного освоения скважины после бурения.

На практике возможности восстановления работоспособности и продления срока службы плохо функционирующих скважин используются пока не в полной мере. Чаще всего при появлении безводных или малодебитных скважин водопользователи прибегают к бурению новых, что связано с неоправданно

большими дополнительными материальными затратами и потерями времени. При этом далеко не всегда удается добиться сооружения высокодебитных скважин, стабильно работающих в течение длительных сроков, т. е. проблема увеличения водоотбора и сохранения высокой производительности скважин в процессе многолетней эксплуатации остается нерешенной или решается неадекватно.

Наиболее экономичное и эффективное решение этой проблемы заключается не в постоянном наращивании объемов буровых работ, а в более широком применении прогрессивной технологии вскрытия водоносного пласта, не ухудшающей естественную водопроницаемость прифилтровых зон (например, вращательно-всасывающего бурения с обратной промывкой), в обязательном применении современных методов максимального увеличения производительности новых скважин до сдачи их в эксплуатацию (в особенности при освоении скважин, пробуренных вращательным способом с прямой промывкой глинистыми или глинисто-карбонатными растворами), в массовом внедрении в повседневную практику эффективной технологии восстановления работоспособности старых скважин.

Технология работ по стимулированию водоотбора из скважин на воду в последние два десятилетия стала объектом пристального изучения в различных исследовательских организациях, а наиболее эффективные и рациональные методы интенсификации водоотбора начали более или менее широко применяться в практике эксплуатации водозаборов и дренажей в некоторых районах страны. Очевидно, что в общем комплексе специальных работ, выполняемых в процессе сооружения и эксплуатации скважин, методы интенсификации водоотбора должны получать все более широкое развитие. При этом следует учитывать, что максимальное повышение эффективности действия существующих скважин на всех этапах их эксплуатации будет неизбежно сопровождаться значительным сокращением объема бурения новых водозаборов и дренажей и соответствующим уменьшением стоимости этих работ. Поскольку затраты на увеличение производительности скважин существующими методами намного (в 10—50 раз) меньше затрат на перебуривание скважин, широкое внедрение наиболее эффективных методов интенсификации работы плохо функционирующих скважин позволит добиться чрезвычайно большой экономии средств и материальных ресурсов. Потенциальный экономический эффект от повсеместного применения методов интенсификации работы существующих скважин и продления срока их службы при одновременном сокращении объемов бурения новых водозаборных и дренажных сооружений составляет в масштабах страны не менее 1 млрд. руб.

Снижение производительности водозаборных и дренажных скважин в ходе их эксплуатации чаще всего является следст-

нием постепенного зарастания фильтра и профильтровой зоны различными по физическим свойствам и химическому составу колюматирующими осадками, закупоривающими фильтрующие отверстия каркаса, сетчатую или проволоочную обмотку, поровое пространство фильтровой обсыпки и водовмещающих пород в профильтровой зоне. В результате возрастают гидравлические сопротивления на входе в фильтр, ухудшается водопропускная способность фильтра и прифильтровой зоны, уменьшается водоприток в скважину.

Колюматант, закупоривающий водоприемную часть скважины и прифильтровую зону, обычно имеет весьма сложную природу.

Значительная часть колюматирующего материала может быть внесена в прифильтровую зону еще в процессе сооружения скважины. В частности, в прифильтровых зонах скважин, пробуренных вращательным способом с прямой промывкой, даже после многолетней эксплуатации могут сохраняться остатки дисперсной фазы промывочного раствора (глинистого, глинисто-карбонатного, карбонатного и др.), образующие корку различной толщины и плотности на контакте с водовмещающими породами и закупоривающие поровое пространство пласта в прифильтровой зоне.

При бурении ударным способом в случае интенсивной подработки забоя прифильтровые зоны скважин часто оказываются заколюматированными водонепроницаемым материалом пород, расположенных в кровле водоносного горизонта, например обломками полускальных пород или пластичным глинистым материалом, переместившимся вдоль ствола при формировании зоны обрушения. В ходе эксплуатации скважины колюматация фильтра и прифильтровой зоны дополнительно усиливается вследствие возникновения различных новообразований, в частности выпадения осадков из воды из-за нарушения химического равновесия растворенных в ней солей, наслоения продуктов электрической коррозии металлических элементов фильтра, нарастания продуктов жизнедеятельности железомарганцевых бактерий, привноса пылевато-глинистых и тонкопесчаных частиц из водовмещающих пород в прифильтровую зону или из прифильтровой зоны — к фильтрующей поверхности.

В зависимости от состава и условий формирования колюматирующий осадок может иметь различные облик и структуру. В частности, он может быть пастообразным, рыхлопористым, слабо- или прочносцементированным, однородным или конгломератоподобным, с незначительной или весьма высокой прочностью, требующей разрушающих напряжений порядка 1—1,5 МПа. Химико-минералогический состав колюматанта также варьирует в весьма широких пределах. В зависимости от условий формирования колюматирующий материал может быть монокомпонентным (карбонатным, железистым, кремнистым, алю-

мосиликатным) или же многокомпонентным. В состав осадков, колюматирующих фильтры и прифилтровые зоны, обычно входят CaCO_3 , MgCO_3 , SiO_2 , $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, FeCO_3 , FeO_3 , $\text{Fe}_2\text{O}_3 \times n\text{H}_2\text{O}$, $\text{Mn}(\text{OH})_4$, FeS , $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot n\text{SiO}_2 \cdot m\text{H}_2\text{O}$.

Водоприемную часть скважины и прифилтровых зон с целью интенсификации водоотбора следует деколюматировать с учетом физических свойств и химического состава колюматизирующего материала.

Применяемые методы стимулирования работы скважин основаны на физическом, химическом и физико-химическом воздействии.

§ 1. ФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ВОДООТБОРА

В эту группу входят методы, базирующиеся на механической и гидравлической очистке фильтров, импульсные методы, основанные на взрывании зарядов ВВ, электрогидравлическом ударе, пневмовзрыве, имплозии, вибрационном, электровибрационном¹ и ультразвуковом воздействии, а также вакуумирование и гидравлический разрыв пласта.

Механическая очистка фильтров

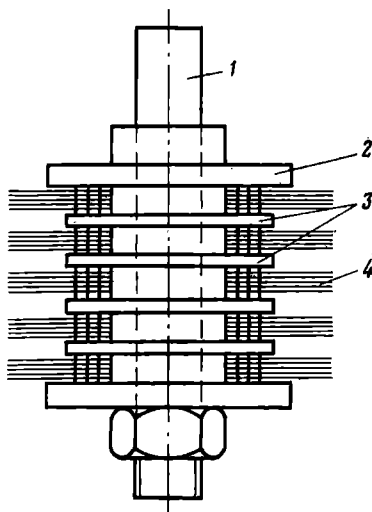
Механические методы деколюматации, широко применяемые в практике сооружения и эксплуатации водозаборных и дренажных скважин, весьма просты и при наличии соответствующих приспособлений легко осуществимы. В частности, для разглинизации водоприемной части сооружаемых скважин часто используют механические (лопастные) расширители различных конструкций, с помощью которых разрушается внутренняя, наиболее заглинизированная часть прифилтровой зоны (перед установкой фильтра при одновременной промывке водой).

Для деколюматации фильтров эксплуатируемых скважин применяются в основном разнообразные металлические скребки и ерши, которые перемещаются вдоль фильтра или вращаются в нем и позволяют удалять колюматант с его внутренней поверхности. Подобной механической чистке обычно поддаются лишь мягкие (пастообразные или слабосцементированные) осадки; кроме того, ввиду поверхностного характера воздействия остается незатронутой основная масса колюматанта, концентрирующаяся за внутренним контуром фильтра и в прифилтровой зоне. Поэтому при деколюматации старых скважин механические методы используют обычно лишь для предвари-

¹ Метод электровибрационного воздействия рассматривается в § 3 и в группе физико-химических методов (в модификации, основанной на использовании в качестве электролита растворяющих агентов).

Рис. VI.1. Ерш-щетка для очистки фильтров:

1 — патрубок; 2 — опорный фланец; 3 — промежуточные фланцы; 4 — стальная проволока



тельной очистки фильтров перед гидравлическим, импульсным или химическим воздействием.

Ерш-щетка для очистки фильтров показан на рис. VI.1.

Гидравлическая очистка фильтров

Гидравлические методы декольматации включают в основном такие традиционные технологические приемы и методы, как промывки фильтров скважин водой и эрлифтные откачки по различным схемам, нагнетание воды в фильтры с помощью пакеров и гидроершей.

В процессе освоения пробуренных скважин для удаления промывочного раствора и размыва глинистой корки на стенках ствола чаще всего прибегают к прямой промывке зафильтрового пространства водой через бурильные трубы и рабочую поверхность фильтра или через башмак фильтровой колонны (используя для этого специальный переводник с клапаном). С той же целью применяют обратную промывку скважин по зафильтровому пространству через водоприемную поверхность и открытый башмак фильтра с одновременной эрлифтной прокачкой.

Более полную разглинизацию водоприемной части скважин, вскрывающих неустойчивые рыхлые отложения, обеспечивает метод обратно-всасывающей промывки с помощью промывочных окон, разработанный ВСЕГИНГЕО. Он базируется на том, что в основание опускаемого в скважину фильтра заранее устанавливают специальное устройство с промывочными отверстиями (окнами). Разглинизация прифильтровой зоны достигается эрлифтной откачкой, в ходе которой закольматирован-

ные стенки ствола обрушаются и заглинизированный материал выносятся через промылочные окна и водоподъемные трубы на поверхность [2, 9].

Разработано большое количество разнообразных устройств для гидравлической декольматации фильтров эксплуатируемых скважин. В частности, при закупорке фильтров пластичными или рыхлыми осадками, поддающимися струйному размыву, может быть использовано промылочное устройство, предложенное В. П. Фирциковым и И. Ф. Юдиным. Оно позволяет чередовать гидравлический размыв кольматанта через эжекторные насадки под давлением погружного насоса (работающего при закрытой задвижке) с насосной откачкой, при которой кольматант дополнительно разрыхляется водно-воздушными струями с помощью сжатого воздуха.

Для более глубокой декольматации осваиваемых и эксплуатируемых скважин практикуется поинтервальная промывка фильтров водой, нагнетаемой под давлением через различные пакерные устройства. Особенно широко используются для этих целей пакеры конструкции трестов «Промбурвод», «Востокбурвод» и СНИИГГИМСа [9], которые допускают нагнетание воды в изолируемый интервал фильтра под давлением до 5 МПа. Недостатком этой технологии является то, что оттесненный от ствола кольматирующий материал остается в поровом пространстве водовмещающих пород и в процессе дальнейшей эксплуатации может повторно закупорить прифилтровую зону.

Гидравлические методы в целом характеризуются недостаточной эффективностью и не обеспечивают полной декольматации фильтров и прифилтровых зон. Однако эффективность гидравлического воздействия существенно повышается в тех случаях, когда размыв кольматирующей корки на внутренней поверхности фильтра напорными струями воды сочетается с механической очисткой, воздействием пульсирующих гидротоков переменного направления, химической обработкой. В этой связи целесообразно широко применять свабиrowание, которое технологически легко совмещается с промылочной скважин и эрлифтной откачкой (для этого устье скважины оборудуют специальным оголовком с сальниковым уплотнением).

В процессе свабиrowания создаются кратковременные знакопеременные гидравлические нагрузки на пласт, которые способствуют разрушению глинистых и слабосцементированных кольматирующих корок и внутрипорового кольматанта с выносом его в ствол скважины. Особенно эффективно применение свабов при декольматации скважин, сооружаемых или эксплуатируемых в высоконапорных водоносных пластах. Для освоения новых и интенсификации работы эксплуатируемых скважин с успехом используются свабы конструкции треста «Востокбурвод» и АЗИНМАШа, сваб-желонка конструкции

К. А. Алиева и др. Свабирование скважин следует завершать эрлифтной откачкой.

При освоении новых и декольматации старых скважин особенно эффективно применение гидроершей, которые позволяют совмещать механическое, гидравлическое, химическое и импульсное воздействия на фильтр. Одно из наиболее эффективных устройств этого типа — гидроерш конструкции Ф. И. Письменского и И. Р. Мельникова, позволяющий выполнять механическую очистку стенок фильтра, свабирование, тартание и понтервальную реагентную обработку под давлением до 3—4 МПа.

Метод взрывания зарядов ВВ

Для увеличения производительности скважин с помощью взрывчатых веществ чаще всего применяются торпеды из детонирующего шнура (ТДШ)¹, реже — большие фугасные заряды.

Взрыв заряда ВВ оказывает разностороннее декольматирующее воздействие на фильтр и прифилтровую зону в результате возникновения ударной волны, нескольких, следующих одна за другой волн сжатия, пульсирующего гидротока переменного направления и фильтрационного потока с большим градиентом. Основной декольматирующий фактор — ударная волна, давление на фронте которой в зависимости от мощности заряда достигает нескольких десятков мегапаскалей (табл. VI.1).

Метод применяют для декольматации фильтров осваиваемых и эксплуатируемых скважин в любых породах (скальных, полускальных, рыхлых), в условиях открытого ствола и в фильтрах различных конструкций при их достаточной устойчивости к воздействию ударной волны. Допустимые давления на фронте ударной волны для новых (некорродированных) фильтров различных конструкций приводятся в табл. VI.2.

Для обработки скважин обычно применяют серийно изготавливаемые торпеды типа ТДШ-50, ТДШ-25 и ТДШ-В, в кото-

Таблица VI.1

Максимальное давление на стенки фильтров при взрыве ТДШ, МПа

Число ниток в заряде	Диаметр фильтра, мм			
	152	203	254	305
1	31,3	23,8	18,1	15,2
2	40,7	30,9	23,5	19,7
3	47,3	36,0	27,3	22,9

¹ Основы технологии метода разработаны во ВНИИгеофизике.

Т а б л и ц а VI.2

Допустимые давления на фронте ударной волны, МПа

Тип каркаса фильтра	Дополнительная водоприемная поверхность отсутствует	Проволочная обмотка	Штампованный лист толщиной 0,8—1 мм	Сетчатая водоприемная поверхность
Трубчатый стальной	60	50	20	10
Каркасно-стержневой	40	30	20	10
Штампованный стальной	30	30	—	10

Примечания: 1. Допустимые давления для трубчатых полиэтиленовых фильтров составляют 5 МПа, для трубчатых винипластовых фильтров и фильтров блочного типа 2 МПа. 2. При обработке скважин, находящихся в эксплуатации, допустимые давления должны быть уменьшены по сравнению с табличными величинами с учетом предполагаемой степени корродированности фильтров.

рых используются шнуры марки ДШ-В и ДШУ-60, снаряженные ТЭНом и гексогеном. Один метр шнура содержит от 13 до 33 г взрывчатого вещества, каждая торпеда имеет от одной до двух — пяти ниток детонирующего шнура. Максимальный наружный диаметр торпед (без центраторов) составляет 24—60 мм. Торпеды указанных типов применяют в скважинах с температурой воды не более 80 °С при максимальном гидростатическом давлении до 50 МПа.

Давления при взрыве ТДШ можно менять, варьируя число ниток детонирующего шнура в торпеде. Опытные данные показывают, что в большинстве случаев взрыв одной нитки ТДШ обеспечивает создание достаточных давлений для декольматации водоприемной поверхности фильтра. По отношению к прифильтровой зоне различие в давлениях при взрыве разного количества ниток ТДШ проявляется незначительно. Поэтому нет необходимости увеличивать число ниток детонирующих шнуров при восстановлении производительности скважин, особенно с фильтрами, ослабленными коррозией.

При очистке корродированных фильтров пониженной прочности от рыхлых пастообразных соединений целесообразно перераспределять энергию взрыва ТДШ таким образом, чтобы ослаблять ударную волну и усиливать возникающие фильтрационные потоки. С этой целью ВНИИ ВОДГЕО рекомендует использовать торпеду в перфорированном стальном корпусе с эластичным герметизирующим элементом (например, из полиэтиленовой пленки).

При выполнении работ на скважинах необходимо иметь в виду, что торпеда должна быть установлена в стволе с помощью центраторов и не должна опираться на забой скважины.

Для декольматации фильтров скважин могут быть применены малые заряды других ВВ, в частности аммонала.

Основной недостаток метода связан с тем, что при воздействии на сцементированный кольматант основная масса осадка, взрыхленного или раздробленного под действием взрыва, остается за контуром фильтра и через некоторое время может вновь закупорить фильтрующие каналы. Кроме того, процесс взрыва трудноуправляем (изменение давления ударной волны возможно лишь в ограниченных пределах).

Метод взрыва малых зарядов получил практическое применение на водопонижающих системах в районах Куйбышевского и Каховского водохранилищ и на некоторых объектах сельскохозяйственного водоснабжения в РСФСР и БССР. Это позволило восстановить производительность скважин до 40—90 % от первоначальных значений.

Для увеличения водоотбора из скальных и полускальных пород в скважинах с открытым стволом применяют взрывание больших зарядов ВВ в виде фугасных торпед. Взрывание фугасов, к которому прибегают как при сооружении новых скважин, так и в процессе эксплуатации, приводит к коренному изменению состояния водоприемной части скважины вследствие интенсивного трещинообразования и резкого увеличения водопроницаемости пласта в приствольной зоне (декольматация ранее существовавших трещин имеет при этом второстепенное значение).

Для реализации метода обычно используют выпускаемые промышленностью торпеды типов ТШ-35, ТШ-43, ТШ-50, ТШ-65, ТШ-84, ТШТ-20/22, ТШТ-25/29, ТШТ-35/40, ТШТ-43/48, ТШТ-65/70 с корпусами из алюминиевого сплава и торпеды типа Ф-2 с корпусом из стали. Масса ВВ в фугасных торпедах составляет от 0,25 до 5,2 кг при длине заряда от 510 до 2 020 мм и наружном диаметре от 22 до 90 мм. В качестве ВВ в фугасных торпедах используются тротил, тротил-гексогеновый сплав, гексоген.

В отечественной практике накоплен опыт успешного применения нестандартных фугасных торпед с зарядами из аммонита массой от 10 до 30 кг и более в корпусах из асбоцементных и пластмассовых труб, облегчающих чистку скважин после взрыва.

Максимальное радиальное действие взрыва фугаса достигается при длине заряда, в 10—15 раз превышающей его диаметр. Фугасную торпеду обычно устанавливают не менее чем на 7—10 м ниже башмака обсадных труб; столб воды над местом установки торпеды должен быть не менее 30 м. После торпедирования фугасными зарядами ствол очищают с помощью желонки (или при необходимости долотами для дробления крупных обломков), затем производят эрлифтную откачку.

Торпедирование фугасными зарядами широко применяют в отечественной практике сооружения и эксплуатации водозаборных и водопонижающих скважин. В частности, в Подмос-

ковном бассейне применение метода позволило добиться многократного увеличения дебита (в 3—40 раз).

Значительный практический интерес представляет разработанная В. М. Касаткиным модификация метода, основанная на одновременном взрыве двух зарядов ВВ в скважине, заполненной соляной кислотой. При встрече фронтов ударных волн резко возрастает давление на пласт и происходит разрыв или расслоение водовмещающих пород с образованием глубоко проникающих трещин, через которые поступает кислотный раствор. Эта технология успешно опробована на объектах треста «Промбурвод».

Электрогидроударный метод

Электрогидроударное воздействие на фильтры и прифилтровые зоны скважин основано на импульсном выделении электрической энергии между электродами разрядника, установленного внутри фильтра¹. При подаче импульсов тока высокого напряжения на электроды разрядника, погруженного в воду, происходит пробой жидкости в межэлектродном промежутке, который сопровождается выделением значительного количества энергии, накопленной ранее в конденсаторной батарее. Интенсивный разогрев образующейся плазмы разрядным током приводит к повышению давления в разрядном канале и его расширению с сильным сжатием прилегающих слоев жидкости, в которой возникает ударная волна. Разрядный канал при этом трансформируется в быстро увеличивающуюся в размерах парогазовую полость, пульсация которой вызывает серию следующих одна за другой акустических волн сжатия — разрежения и знакопеременные гидротоки. Декольматация фильтра и прилегающих слоев обсыпки при электрогидравлическом ударе достигается в основном под действием ударной волны, акустических волн и гидротоков.

Метод электрогидравлического удара применяется в широком диапазоне гидрогеологических и эксплуатационных условий, как в пористых, так и в трещиноватых коллекторах, чаще всего для восстановления производительности скважин, находящихся в процессе эксплуатации и оборудованных фильтрами различных конструкций. Наиболее эффективно применение метода при очистке фильтров, закольматированных плотными конгломератовидными осадками различного состава.

В состав электрогидроударной установки входят устройство для зарядки конденсаторной батареи до рабочего напряжения (повышающий трансформатор, выпрямитель высокого напряже-

¹ Основы технологии электрогидроударной обработки разработаны Новочеркасским политехническим институтом, Николаевским СКБ НПО «Агроприбор», Ленинградским инженерно-строительным институтом.

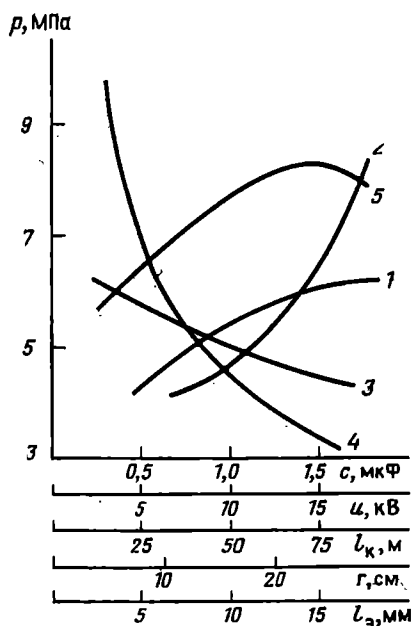
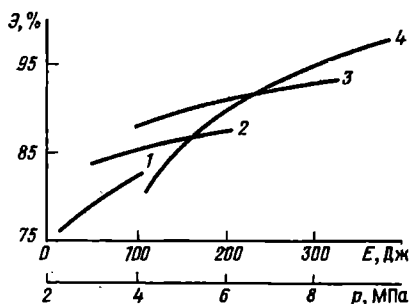


Рис. VI.2. Зависимость максимального давления ударной волны от емкости конденсаторов (1), напряжения разрядного контура (2), длины кабеля (3), радиуса фильтра (4), межэлектродного промежутка (5)

Рис. VI.3. Зависимость эффективности очистки фильтра $\mathcal{E}$ от электрической энергии разряда E .

Напряжение разрядного контура, кВ: 1 — 10, 2 — 16, 3 — 20, 4 — $E = f(p)$



ния и зарядное сопротивление) и устройство для преобразования электрической энергии в механическую (батарея импульсных конденсаторов, воздушный разрядник для разъединения разрядной цепи при зарядке конденсаторов и подключения конденсаторов к нагрузке, жидкостный разрядник, рабочий кабель).

Эффективность декольматации фильтров электрогидроударным методом зависит от давления на фронте ударной волны, длительности ее воздействия на фильтр, количества создаваемых импульсов. Исследованиями [8] установлено, что давление на фронте ударной волны p увеличивается с ростом напряжения разрядного контура u и емкости конденсаторов c , уменьшается по мере увеличения расстояния r от канала разряда и длины рабочего кабеля l_k , возрастает (до некоторой оптимальной величины) с повышением межэлектродного промежутка l_2 в жидкостном разряднике (рис. VI.2). Установлено, что эффективность очистки фильтра возрастает по мере увеличения давления на фронте ударной волны и энергии разряда, хотя и в разной степени. При одной и той же энергии разряда кольматант разрушается более эффективно при более высоких напряжениях разрядного контура u и соответственно меньших значениях емкости конденсаторов c (рис. VI.3).

Длительность воздействия ударной волны определяется главным образом емкостью конденсаторной батареи, однако с ее увеличением возрастает опасность разрушения конструктивных элементов фильтра.

Таблица VI.3

Технические характеристики электрогидроударных установок

Показатели	ЭГУ-69	ЭГУ-76	Вильнюсского управления «Водоканал»
Максимальная глубина погружения рабочего разрядника, м	140	150	100
Внутренний диаметр обрабатываемой водоприемной части, мм	100—300	80—300	100—300
Разрядное напряжение, кВ	60	50	50
Емкость конденсаторной батареи, мкФ	0,7	0,5	10—18
Напряжение питающей сети, В	Автономное питание	220	380
Тип базового автомобиля	КраЗ-219 КраЗ-256	УАЗ-452	«Урал-337»

Продолжение табл. VI.3

Показатели	ЛИСИ	СЭУ	РА-СЭУ-1	ЭРА-300/50/1
Максимальная глубина погружения рабочего разрядника, м	150	350	350	300
Внутренний диаметр обрабатываемой водоприемной части, мм	50—300	140—300	140—300	80—300
Разрядное напряжение, кВ	30	40—50	50	50
Емкость конденсаторной батареи, мкФ	2	3—12	6—12	1
Напряжение питающей сети, В	380	380	380	380
Тип базового автомобиля	КраЗ-651	ЗИЛ-157К, ЗИЛ-131	МАЗ-500А	ЗИЛ-131

Для выполнения электрогидроударных обработок используют различные типы установок, характеристики которых приведены в табл. VI. 3. В их числе преобладают специализированные установки типа СЭУ, разработанные СКБ НПО «Агроприбор» в г. Николаеве. В последнее время появились также различные модификации электрогидроударных установок, с помощью которых можно выполнять сопутствующие спуско-подъемные операции без привлечения буровых установок, автокранов или другого грузоподъемного оборудования (РА-СЭУ-1, ЭРА-300-50/1).

Работоспособность установок для электрогидроударной обработки в значительной мере зависит от эксплуатационных харак-

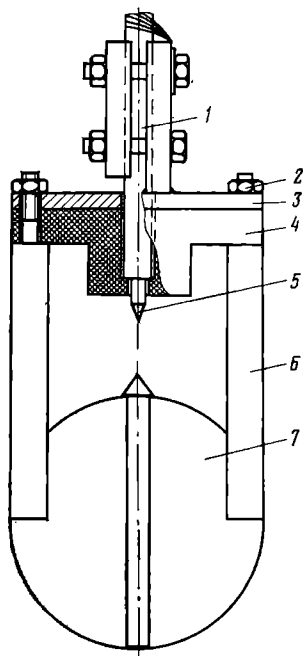


Рис. VI.4. Жидкостный разрядник с отрицательным электродом в виде пересекающихся дисков

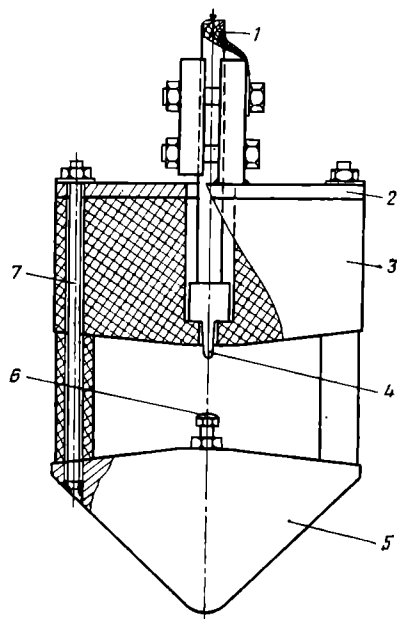


Рис. VI.5. Жидкостный разрядник с электродами в виде конических отражателей:

1 — коаксиальный кабель; 2 — верхний фланец; 3 — изолятор положительного электрода; 4 — положительный электрод; 5 — металлическое основание; 6 — отрицательный электрод; 7 — стягивающий стержень

теристик рабочих кабелей, которые должны иметь минимальную индуктивность и высокую электрическую прочность. Этим требованиям отвечают коаксиальные кабели типов РК 50-17-12, РК 50-24-15, РК 50-24-17, РК 50-24-16, РК 50-33-15, РК 50-44-16, РК 50-44-17 и некоторые другие, способные выдерживать напряжения до 50—80 кВ и имеющие индуктивность на 1 м 0,25—0,27 мкГн [8].

Наиболее ответственная часть электрогидроударной установки — жидкостный разрядник, который функционирует в жестких условиях больших динамических нагрузок, сильных электрических и магнитных полей, высоких температур. Конструкций жидкостных разрядников весьма разнообразны. Высокой надежностью при эксплуатации в различных условиях отличается, в частности, разрядник с дискообразным основанием отрицательного электрода¹, показанный на рис. VI.4. Он состоит из

¹ Конструкции СКБ НПО «Агроприбор».

положительного электрода 5, прикрепленного к коаксиальному кабелю 1, изолятора 4 и отрицательного электрода 7, соединенного стяжками 6 с фланцем 3 с помощью гаек 2. Особенность устройства состоит в том, что отрицательный электрод, представляющий собой два пересекающихся взаимно перпендикулярных диска, выполняет функции направляющего элемента при спуске разрядника в скважину и легко проходит места перехода диаметров, что облегчает, в частности, ввод разрядника в фильтры, установленные впотай.

Недостатком этой конструкции является то, что значительная часть энергии электрогидравлического удара распространяется вертикально вниз вдоль оси скважины, не оказывая декольматирующего воздействия на стенки фильтра.

Более эффективно энергия разряда расходуется при использовании разрядника с электродами, расположенными в вершинах конических поверхностей¹, с помощью которых достигается перераспределение выделяемой энергии в направлении стенок фильтра (рис. VI.5).

Разработаны также некоторые другие конструкции разрядников [8]. В большинстве случаев они оснащаются ловушкой (приспособлением для сбора части кольманта, отбрасываемого со стенок фильтра на забой скважины при обработке). Ловушка обычно представляет собой цилиндрический или конусообразный сосуд, открытый сверху и подвешиваемый на тросе под разрядником. Исследование содержания содержимого ловушки после каждого цикла обработки — важный источник информации о составе кольматанта, закупоривающего фильтр, и об эффективности очистки его поверхности.

При выборе оптимального режима обработки, согласно рекомендациям ВНИИ ВОДГЕО, следует исходить из предполагаемой прочности кольматирующих осадков, обычно не превышающей 1—1,5 МПа, и допустимого давления ударной волны для конкретного фильтра, установленного в обрабатываемой скважине (см. табл. VI.2). Для регулирования давления ударной волны p , согласно тем же рекомендациям, следует прибегать к изменению только одного параметра — межэлектродного промежутка в жидкостном разряднике l_0 . С этой целью составлены соответствующие графики зависимости между p и l_0 для фильтров разного диаметра при различной длине кабеля. Для регулирования длительности воздействия ударной волны, от которой зависит не только эффективность декольматации, но и сохранность фильтра, рекомендуется изменять в небольших пределах емкость конденсаторной батареи c (от 1 мкФ при обработке фильтров с покрытием из непрочных материалов типа латунных, винипластовых сеток и т. п. до 2 мкФ при обработке более прочных фильтров в виде перфорированных

¹ Конструкции Одесского государственного университета.

Т а б л и ц а VI.4

Режимы электрогидродуарной обработки

Состав водовмещающих пород	Оборудование водоприемной части	Режим обработки		
		Разрядное напряжение, кВ	Емкость конденсаторов, мкФ	Количество импульсов на 1 м
Прочноцементированные трещиноватые породы (известняки, песчаники и др.) Пески	Открытый ствол Фильтры с трубчатыми стальными каркасами без дополнительной водоприемной поверхности (диаметром 152—203 мм) - Фильтры с трубчатыми стальными каркасами диаметром 152—203 мм с гравийной обсыпкой То же с проводочной обмоткой То же с сетчатой обмоткой	35—40	5—10	150—200
		30—35	5	50—150
		25—35	5	100—150
		20—30	5	50—100
		20—25	5	50—100

стальных каркасов без сетчатого покрытия). Для полной декольматации 1 м фильтра рекомендуется производить от 300 до 500 разрядов.

Согласно рекомендациям Николаевского СКБ «Агроприбор», для достижения оптимального технологического режима процесса следует регулировать высокое напряжение разряда и емкость батареи конденсаторов c и число разрядов на единицу длины фильтра n . При этом рекомендуются иные оптимальные значения перечисленных параметров (табл. VI.4).

В. А. Романенко [8] рекомендует следующие оптимальные режимы процесса (табл. VI.5).

Оптимальное значение межэлектродного промежутка в жидкостном разряднике, согласно рекомендациям СКБ «Агроприбор» и В. А. Романенко, определяется из соотношения

$$l_3 = (0,7 \div 0,8) u, \quad (\text{VI.1})$$

где l_3 — межэлектродный промежуток, мм; u — напряжение разрядного контура, кВ.

Учитывая расхождения в рекомендуемых значениях параметров процесса, при выборе оптимального технологического режима обработки конкретной скважины существующие рекомендации следует рассматривать как ориентировочные. При практическом выполнении обработок необходимо учитывать

Таблица VI.5

Режимы электрогидроударной обработки (по В. А. Романенко)

Состав водо- вмещающих пород	Тип фильтра	Режим обработки		
		Разряд- ное напряже- ние, кВ	Емкость конденса- торов, мкФ	Количество импульсов на 1 м
Песок	Сетчатый	30—35	3—6	150—200
»	Проволочный с гравийной обсыпкой	35—40	6	100—120
Известняк, пес- чанник	Сетчатый, проволочный	35—40	6	100—120
То же	Трубчатый с перфорацией	50	6—9	150—200
»	Без фильтра	50	6—9	150—200
Граиит	То же	50	9—12	150—200

опыт проведения аналогичных работ на других скважинах в конкретных условиях данного объекта или региона, а при отсутствии такового — принимать минимальные рекомендуемые значения основных параметров. В ходе первых обработок следует как можно чаще контролировать эффективность воздействия по содержимому ловушки разрядника и результатам откачки из скважины после каждого цикла обработки. На основе получения данных вносят необходимые коррективы в режим процесса при последующих циклах обработки той же скважины или обработках других скважин в идентичных условиях.

Метод электрогидроудара допускает возможность управления параметрами процесса и доступен для освоения в условиях производственных организаций. Основной его недостаток заключается в неполной очистке фильтрующих каналов от остатков разрушенного и диспергированного кольматанта, что приближает момент повторной закупорки фильтра и прифилтровой зоны. Для более полной декольматации после электрогидроудара целесообразно выполнять реагентную обработку.

В настоящее время накоплен опыт практического применения метода на водозаборных и дренажных скважинах в Белгородской, Кировской, Ленинградской, Ростовской областях, во многих районах Литвы и Украины. В большинстве случаев достигнуто существенное увеличение дебитов (до 60—70 % от первоначальной производительности скважин).

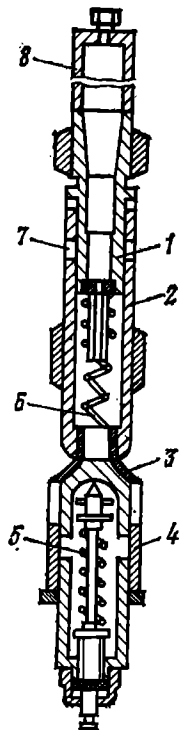
Пневмовзрывной метод

Пневмовзрывное воздействие основано на использовании энергии сжатого до высокого давления воздуха, выбрасываемого из пневмоизлучателя в водоприемную часть скважины¹. Пред-

¹ Основы метода разработаны АзНИИ водных проблем и ВНИИгеофизики.

Рис. VI.6. Скважинный пневмоснаряд ПСК-70/1:

1 — золотник; 2 — цилиндр; 3 — запорный клапан; 4 — клапан;
5 — пружина; 6 — возвратная пружина; 7 — выхлопные окна; 8 —
корпус рабочей камеры



варительно накопленный сжатый воздух через опущенный в скважину пневмоснаряд с большой скоростью выхлопывается в жидкость и расширяется, образуя воздушный пузырь. В процессе пульсации воздушной полости в прилегающей к ней водной среде образуются волны сжатия и радиально расходящиеся гидротоки, разрушающие колюматант. Давление на фронте ударной волны при пневмовзрыве достигает 15 МПа; величина участка активного воздействия при обработке фильтров диаметром 250—300 мм в интервале 20—50 м равна примерно 230—370 мм.

Для обработки скважин методом пневмовзрыва используются в основном агрегаты типа АВВ-150/150 и АСП-Т, позволяющие обрабатывать скважины глубиной до 150 м и диаметром не менее 118 и 80 мм (соответственно). В комплект агрегата входят, в частности, компрессор, способный обеспечить давление сжатого воздуха до 15 МПа при подаче от 2 до 20 л/мин (типа АК2-150, ДБ-10, ДК-2 и др.), воздухохранилище для накопления и резервирования сжатого воздуха, комплектуемый из нескольких 40-литровых баллонов высокого давления суммарной вместимостью 120—160 л, пневмоснаряд для излучения пневмоимпульсов в стволе скважины под давлением от 2 до 10—15 МПа (типа ПСК-70/1, АСПТ-73/3 и др.).

Пневмоснаряд ПСК-70/1 (рис. VI.6) имеет сменный комплект рабочих камер объемами 0,3; 0,5 и 1 л. Его конструкция позволяет применять несколько (5—8) рабочих модулей с камерами объемом 0,3 л, присоединяемых к одному разрядному устройству, т. е. создавать многосекционный пневмоснаряд последовательного или одновременного (залпового) действия. Мощность многосекционного пневмоснаряда возрастает пропорционально количеству используемых рабочих камер. При использовании многосекционных пневмоснарядов протяженность обрабатываемого интервала возрастает до 3 м.

Технологический режим пневмовзрывной обработки определяется рабочим давлением, объемом используемой рабочей камеры, плотностью импульсов и количеством рейсов. Оптимальные значения этих показателей устанавливаются в зависимости от эксплуатационных и конструктивных особенностей скважины.

В частности, при диаметре фильтров до 150 мм и их небольшой механической прочности, а также при наличии биологического кольматажа, обусловленного деятельностью железомарганцевых бактерий, рекомендуется использовать минимальный объем пневмокамеры (0,3 л) и ограничивать давление сжатого воздуха в пневмоснаряде 4—6 МПа. Обработку скважин, для которых характерно сильное падение первоначальной производительности, рекомендуется начинать с применения камер минимального объема (0,3 и 0,5 л) при давлении воздуха до 6 МПа, после чего обработку продолжают с использованием камер объемом до 1 л при более высоких давлениях (до 8 МПа). В скважинах, оборудованных фильтрами из перфорированных металлических труб или каркасно-стержневыми фильтрами, а также в скважинах с диаметром фильтра более 230 мм допускается применение пневмоснаряда с объемом 1 л и давлением около 10 МПа.

Плотность импульсов при пневмовзрывной обработке в большинстве случаев не должна превышать 3—5 на 1 м длины фильтра. Повторные рейсы назначаются только в случае недостаточного количества шлама в шламоборнике. Давление воздуха в пневмоснаряде в процессе его заглубления в фильтр должно повышаться через каждые 2 м на 0,1 МПа.

Текущий контроль за эффективностью пневмовзрывной обработки осуществляется по составу и количеству шлама, накапливающегося в шламоотборнике под пневмоснарядом.

Метод пневмовзрыва получил определенное распространение в практике стимулирования водоотбора при разглинении сооружений и декольматации эксплуатируемых скважин. В частности, он успешно применялся для восстановления водозаборных скважин в Комсомольске Полтавской области, Курске, а также на дренажных системах в районах Куйбышевского и Каховского водохранилищ. Применение метода на эксплуатируемых скважинах позволило восстановить удельные дебиты до 20—70 % от первоначальных.

Имплозионный метод

Имплозионное воздействие на водоприемную часть скважины основано на создании мгновенного перепада между пластовым и забойным давлениями, который вызывает интенсивную фильтрацию жидкости из пласта в скважину с одновременной декольматацией фильтрующих каналов. Для создания имплозионного эффекта в стволе скважины с помощью тампона или пакера создают изолированную полость с пониженным давлением (по сравнению с гидростатическим) или используют специальное устройство (имплозатор) с камерой, в которой создают пониженное давление.

В момент открытия доступа в камеру (полость) пониженного давления забойное давление резко падает и возникает

интенсивный гидропоток, приводящий к ее быстрому заполнению («захлопыванию»). Скорости движения жидкости в прифилтровой зоне в начальный момент имплозии зависят от разности давлений внутри имплозионной камеры (полости) и вне ее и могут достигать 100—300 м/с, т. е. достаточны для отрыва частиц кольтматанта от поверхности фильтрующих каналов и выноса в скважину. Одновременно происходит гидравлический удар падающего столба воды, находящейся над импозатором. Падающий по инерции столб жидкости в течение долей секунды способен создать давление, которое может в несколько раз превосходить гидростатическое. Мощный гидравлический удар способствует растрескиванию и расслоению слабосцементированных кольтматирующих осадков на поверхности фильтра. Как и при пневмовзрыве, основными декольтматирующими факторами при имплозионном воздействии являются волны сжатия и разрежения, интенсивные гидротоки, фильтрационный поток.

Эффективность имплозионного воздействия зависит от начального перепада давлений, скорости открытия доступа в имплозионную полость, ее объема, наличия или отсутствия в ней воздуха. Установлено, что при снятии преграды между областями высокого и низкого давлений в течение 0,01—0,02 с (что характерно для большинства механических, гидромеханических и электромеханических клапанных систем) амплитуда изменения давления при заполнении области низкого давления мала и не превышает 10—15 % от начального перепада давлений. Результативность такого имплозионного воздействия обычно невелика. При практически мгновенном открытии доступа в зону низкого давления (что наблюдается, например, при раздавливании стеклянных капсул, находящихся под вакуумом) амплитуда колебаний давления при заполнении имплозионной полости может более чем в 2 раза превышать начальный перепад давлений. Эффективность процесса значительно выше.

Наиболее распространенный технологический вариант имплозионного воздействия на пласт связан с применением испытателей пластов в процессе бурения и освоения гидрогеологических скважин. При открытии клапанов испытателя пласта изолированная пакером часть ствола получает сообщение с пустой колонной труб, на которых подвешено устройство. В результате создается значительный перепад между пластовым и забойным давлениями (в начальный момент практически равный напору водоносного горизонта), и пластовая жидкость с большой скоростью устремляется через подпакерное пространство в колонну бурильных труб. Возникающий при этом интенсивный поток улучшает фильтрационные характеристики прифилтровой зоны.

В нефтепромысловой практике при освоении нагнетательных скважин широкое распространение получил разработанный

в УфНИИ Ф. С. Абдулиным и Ш. С. Гарифуллиным способ создания высоких мгновенных депрессий. Сущность его заключается в том, что в скважину на насосно-компрессорных трубах спускают пакер, устанавливаемый над фильтром, и забойный клапан. С помощью пакера забойная часть скважины с фильтром изолируется от остальной части ствола, после чего уровень воды в скважине максимально понижается с помощью свабы или компрессора. Затем насосно-компрессорные трубы приподнимают над забоем, забойный клапан открывается и пластовая жидкость под большим перепадом давлений устремляется в скважину. При этом на забое создается высокая мгновенная депрессия, обеспечивающая большие начальные скорости движения жидкости в прифильтровой зоне и, следовательно, лучшую очистку порового пространства и фильтрующих поверхностей. Описанный способ технологически несложен и весьма перспективен для восстановления производительности водозаборных и водопонижающих скважин, особенно в высоконапорных водоносных горизонтах.

При интенсификации работы дренажных устройств типа поглощающих скважин и сквозных фильтров получил распространение способ восстановления водопритока из дренируемого пласта, заключающийся в создании имплозионной полости в нижней части ствола. С этой целью ствол скважины под основанием верхнего фильтра перекрывается разделяющим устройством (рис. VI.7), в качестве которого можно использовать, например, резиновый чашеобразный тампон, пневматический пакер с быстродействующим клапанном узлом или обычный пневматический пакер с устройством для быстрого выпуска воздуха. После перекрытия ствола под разделяющим устройством образуется имплозионная полость (камера), ограничиваемая снизу забоем дрены или статическим уровнем воды нижнего (поглощающего) горизонта. Для создания имплозионного эффекта после восстановления уровня воды открывают клапан разделяющего устройства и обеспечивают сброс столба воды из верхней части ствола в имплозионную полость.

Таким образом, имплозионный эффект создается в начальный момент дренирования пласта при наибольшем возможном перепаде давлений в системе пласт — скважина. При использовании пневматического пакера без перепускного клапанного узла воду на забой дрены сбрасывают через кольцевой зазор между пакером и трубой, для чего выпускают воздух из оболочки пакера через соответствующий кран на устье скважины. Эффективность имплозионного процесса в этом случае может быть снижена из-за недостаточно быстрого сжатия камеры тампона.

В зарубежной и отечественной практике нефтедобычи некоторое применение получила имплозионная обработка скважин в ее первоначальном варианте, заключающемся в раздавлива-

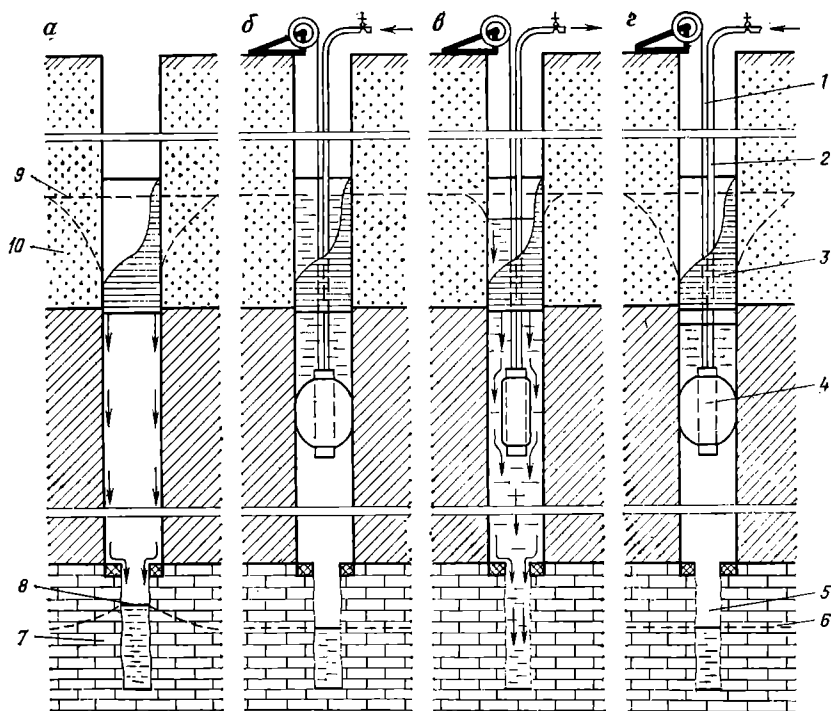


Рис. VI.7. Схема имплюзионной обработки поглощающей скважины:

а — скважина в процессе эксплуатации; *б* — после перекрытия ствола тампоном и восстановления статических уровней воды в дренажном и поглощающем горизонтах; *в* — после создания имплюзии в начальный момент дренирования верхнего горизонта; *г* — после повторного перекрытия ствола тампоном в процессе замера водопритока в верхний фильтр по скорости восстановления уровня в подфильтровом интервале; *1* — поддерживающий трос; *2* — воздушный шланг рабочей камеры тампона; *3* — фильтр; *4* — пневматический тампон; *5* — поглощающая часть ствола дрены; *6* — статический уровень нижнего (поглощающего) водоносного горизонта; *7* — нижний (поглощающий) водоносный горизонт; *8* — динамический уровень воды в процессе функционирования дрены; *9* — статический уровень воды верхнего водоносного горизонта; *10* — верхний водоносный горизонт

нии стеклянных капсул, находящихся под вакуумом (под действием гидростатического давления столба жидкости в скважине или иным способом). При этом возникает практически мгновенный перепад между пластовым и забойным давлениями, вызывающий интенсивную фильтрацию жидкости из пласта в условиях больших начальных гидравлических градиентов и, как следствие, эффективную очистку прифильтровых зон. Недостаток способа — относительно небольшой объем вакуумированных капсул, сложность изготовления капсул с заданной прочностью, опасность их преждевременного разрушения на поверхности.

Для создания имплюзии могут использоваться и невакуумированные сосуды, изготовленные из любого материала. Одна

из модификаций этого способа основана на использовании металлической капсулы, заполненной воздухом под атмосферным давлением и снабженной стеклянной пробкой. После спуска имплозатора на заданную глубину стеклянная пробка разрушается с помощью электродетонатора и вода с большой скоростью устремляется в металлическую капсулу, что вызывает имплозионный эффект.

С помощью описанного устройства можно проводить лишь однократную имплозионную обработку скважин. Более перспективны для использования имплозаторы, предложенные К. С. Фазлутдиновым и Р. Р. Мухаметгалеевым, позволяющие проводить многократную имплозионную обработку без подъема устройства на поверхность.

Имплозионный метод может применяться как при освоении, так и при эксплуатации скважин. Технологически он совместим со многими другими видами стимулирующего воздействия. В частности, имплозионно-химическая обработка сквозных фильтров успешно применялась на рудниках КМА, имплозионно-электрогидроударная обработка используется для интенсификации работы поглощающих скважин в системах вертикального дренажа на территории Одессы.

Вибрационный метод

Сущность вибрационной обработки заключается в том, что водоприемную часть скважины подвергают воздействию гидродинамического давления, возбуждаемого в столбе воды вибрирующим вдоль оси скважины рабочим органом. Последний представляет собой насосно-компрессорную трубу с закрепленными на ней дисками, которая соединена с вибратором (рис. VI.8). Колебания дисков приводят к образованию переменных по знаку и величине импульсов давления способствующих разрушению кольтматирующего вещества, его диспергированию и вымыву¹.

Метод вибрационной обработки весьма эффективен при декольтматации фильтров, закупоренных пастообразными или рыхлыми несцементированными осадками.

Амплитуда колебаний гидродинамического давления, определяющая эффективность вибрационного воздействия, зависит от ряда технологических параметров (рис. VI.9). В частности, она возрастает с увеличением амплитуды колебаний рабочего органа и уменьшением зазора между дисками и каркасом фильтра; при неизменной амплитуде колебаний рабочего органа зависимость между амплитудой колебаний давления и частотой колебаний рабочего органа имеет вид резонансной кривой, характер которой различен для закупоренного (*I*) и очищенного

¹ Технология метода разработана ВНИИГС и ВНИИ ВОДГЕО.

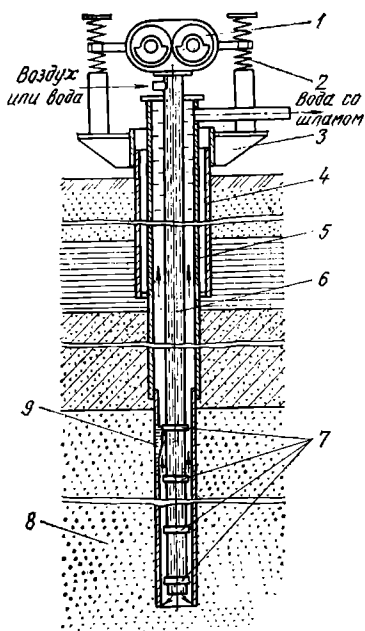


Рис. VI.8. Схема виброустановки:

1 — вибратор; 2 — пружины амортизирующие; 3 — опорная рама; 4 — обсадная колонна; 5 — эксплуатационная колонна; 6 — насосно-компрессорные трубы; 7 — резино-металлические диски; 8 — водоносный пласт; 9 — фильтр

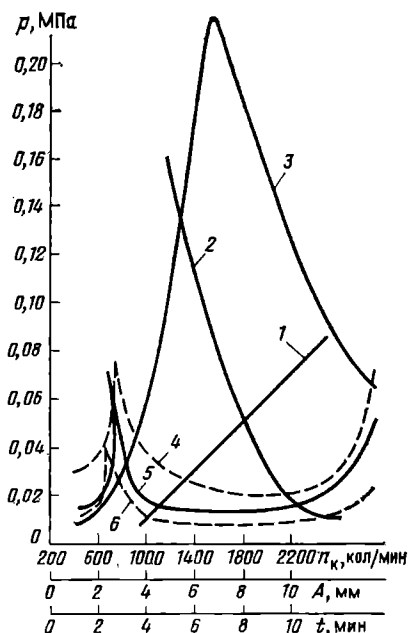


Рис. VI.9. Зависимость амплитуды колебания гидродинамического давления p от технологических параметров:

1 — амплитуды колебаний рабочего органа; 2 — времени, необходимого для полного восстановления проницаемости фильтра; 3 — частоты колебаний рабочего органа в полностью закольматированном фильтре при отношении внутреннего диаметра трубы к наружному диаметру диска 1,17; то же в полностью очищенном фильтре: 4 — 1,03; 5 — 1,17; 6 — 1,5

(2) фильтров; увеличение амплитуды колебаний гидродинамического давления сокращает время, необходимое для полного восстановления проницаемости фильтра. Установлено, что по мере очистки водоприемной части от кольматанта амплитуда колебаний импульсов гидродинамического давления постепенно уменьшается до определенного минимального значения, соответствующего по времени периоду максимального восстановления проницаемости фильтра и прифилтровой зоны.

Оптимальная амплитуда колебаний гидродинамического давления, обеспечивающая наиболее эффективную декольматацию, составляет 0,2—0,3 МПа.

Для выполнения вибрационной гидродинамической обработки скважин применяют виброустановки типа ВУР, способные возбуждать в стволе скважины импульсы гидродинамического давления с амплитудой 0,4—0,5 МПа (табл. VI.6).

Т а б л и ц а VI.6

Краткие технические характеристики виброустановок типа ВУР

Показатели	ВУР-2	ВУР-3	ВУР-4
Тип установки	Поверхностная		Погружная
Максимальная глубина обрабатываемых скважин, м	120	250	800
Минимальный диаметр колонны, мм:			
эксплуатационной	168	168	219
фильтровой	114	114	114
Амплитуда колебаний рабочего органа при его максимальной массе, мм	6	6	7
Частота колебаний рабочего органа в 1 мин	700	700	800
Мощность приводного электродвигателя, кВт	7,5	13	5,5
Масса виброустановки без рабочего органа, кг	800	1300	240

Виброустановки типа ВУР-2 и ВУР-3 состоят из вибратора дебалансового типа и опорной рамы, связанных между собой направляющими стержнями и амортизирующими пружинами. Привод вибратора осуществляется от электродвигателя, установленного на опорной раме или корпусе вибратора.

Погружная виброустановка ВУР-4 состоит из вибратора, электродвигателя, рабочего органа, колонны буровых труб, пульта управления и оголовка. Вибратор кинематического типа смонтирован в герметичном корпусе и имеет привод от водозаполненного электродвигателя. В установке ВУР-4 подвергается вибрированию не вся колонна, а лишь рабочий орган с дисками, что позволяет использовать ее на скважинах глубиной более 200—250 м.

Рабочий орган виброустановки представляет собой насосно-компрессорную трубу диаметром 60 или 73 мм, к нижней части которой крепят резинометаллические или стальные кольца толщиной 10 мм, наружным диаметром на несколько миллиметров меньше внутреннего диаметра фильтра.

При необходимости удаления глинистого колюматанта из мелкозернистых водоносных песков можно применять рабочий орган, диски которого совершают относительно друг друга встречные или противофазные колебательные движения, обеспечивающие возбуждение в столбе воды противоположно направленных гидродинамических импульсов.

В комплект оборудования, используемого при вибрационной гидродинамической обработке, входит несколько вибронасосов, представляющих собой самостоятельные клапанные устройства для перекачивания воды в определенном направлении. При со-

четании вибрационной обработки с откачкой вибронасосы монтируют в колонне насосно-компрессорных труб над рабочим органом (выше фильтра) с интервалом 8—10 м один от другого в положении, обеспечивающем пропуск воды снизу вверх. Вибронасосы, используемые с установками ВУР-2 и ВУР-3, способны откачивать воду, содержащую значительное количество взвешенных частиц, с подачей до 6 м³/ч.

Для выполнения всего комплекса работ, связанных с вибрационной обработкой и включающих, помимо нее спуск и подъем различного оборудования, чистку ствола желонированием, эрлифтную откачку и другие операции, применяют специализированные самоходные агрегаты типа АВО¹, которые снабжены грузоподъемной лебедкой, монтажной мачтой, электрическим генератором, компрессором с воздухохраником, вибрационной установкой, транспортируемой на прицепе. Механизмы, смонтированные на основном шасси, имеют привод от рабочего двигателя автомобиля, виброустановка приводится в действие от электрического генератора. Агрегат АВО-1 оснащается виброустановкой марки ВУР-3 или ВУР-4; агрегат АВО-2 — виброустановкой ВУР-2 или ВУР-4. Транспортной базой агрегата АВО-1 служит автомобиль ЗИЛ-131, агрегата АВО-2 — автомобиль ГАЗ-66. Вследствие различной конструкции мачт агрегат АВО-1 преимущественно используется при освоении новых скважин, а агрегат АВО-2 — также и при декольматации скважин, находящихся в эксплуатации.

Процесс декольматации водоприемной части скважины вибрационным методом осуществляется в следующем порядке. После монтажа оборудования приступают к откачке эрлифтом и периодически, на 3—5 мин, включают виброустановку. При возобновлении откачки контролируют содержание взвесей в откачиваемой воде и после ее осветления вновь запускают виброустановку в работу. Вибрационную обработку периодически возобновляют до тех пор, пока она не перестанет сопровождаться заметным увеличением содержания взвесей в откачиваемой воде. При использовании вибронасосов вибрационную обработку и прокачку выполняют одновременно (виброустановку включают в работу на 20—30 мин с перерывами 10—15 мин).

Вибрационная гидродинамическая обработка относится к числу наиболее эффективных физических методов интенсификации водоотбора из скважин. Она получила широкое распространение как мощное средство разглинизации прифилтровых зон после бурения и все шире используется в практике эксплуатации водозаборных сооружений. Метод был успешно опробован на территории Воронежской области. Вибрационная

¹ Конструкции ВНИИГС и треста «Промбурвод».

обработка отличается весьма высокой результативностью (зачастую достигается полное восстановление первоначальной производительности скважин).

Акустический метод

Акустический метод стимулирования водоотбора¹ заключается в том, что в полости фильтра и прифильтровой зоне создается мощное ультразвуковое поле, воздействие которого приводит к диспергированию или отслаиванию коьматанта, отложившегося в водоприемной части скважины. Декоьматация происходит под влиянием радиального давления порядка 0,15—0,3 МПа, кавитации и «звукового ветра» — хаотичного разнонаправленного течения звукового поля, препятствующего слипанию диспергированного коьматанта.

Для акустической обработки скважин на воду используют установку УЗРС. В ее комплект входят: преобразователь тока высокой частоты, ультразвуковой снаряд, щиты управления излучателем, электрооборудованием и пакерами, а также различное вспомогательное оборудование, включающее проволочный ерш для очистки фильтра, две сборно-разборные емкости из прорезиненной ткани объемом 1,5 м³ и др.

Основной рабочий орган установки — ультразвуковой снаряд, обеспечивающий озвучивание фильтра и изоляцию обрабатываемого интервала. Ультразвуковой снаряд (рис. VI.10) состоит из стальной опорной трубы 1 диаметром 76 мм, к которой крепят два пневматических пакера 8 с резиновыми оболочками. Между ними устанавливают два соосно закрепленных магнито-стрикционных излучателя 2, питающихся от серийного преобразователя частоты ВП4-30/8000.

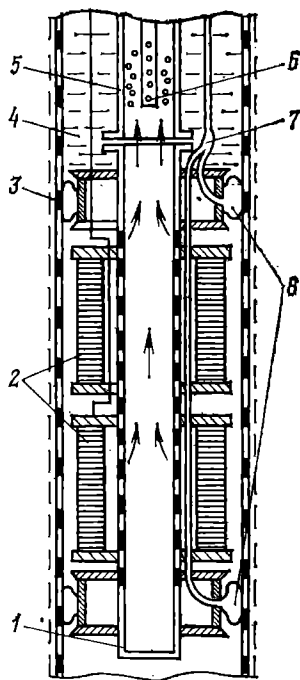
Техническая характеристика установки УЗРС

Предельная глубина обрабатываемой скважины, м	120—130
Диаметр фильтровой колонии обрабатываемой скважины, мм	273
Потребляемая мощность, кВт	25
Потребляемый ток:	Переменный трех- фазный
напряжение, В	380
сила, А	35—40
частота, Гц	50
Выходной ток:	Переменный одно- фазный
напряжение, В	400—430
сила, А	42—46
частота, Гц	8000
Ток подмагничивания	Постоянный
Сила тока подмагничивания, А	30
Диаметр ультразвукового снаряда, мм	240
Длина активной части снаряда, мм	750
Масса снаряда, кг	110
Масса установки, т	7

¹ Технология метода разработана НИИОСП.

Рис. VI.10. Схема обработки водоприемной части скважины ультразвуковым методом:

1 — опорная перфорированная труба; 2 — магнитострикционный излучатель; 3 — фильтр скважины; 4 — высококачественный силовой кабель; 5 — колонна водоприемных труб; 6 — форсунка эрлифта; 7 — воздушный шланг; 8 — пневматические пакеры



Восстановление скважины с помощью УЗРС начинают с чистки проволочным ершом, которая может при необходимости комбинироваться с гидроразмывом осадка на забое скважины и одновременной эрлифтной прокачкой для удаления загрязненной пульпы из ствола скважины. После окончания гидромеханической чистки ствола приступают к обработке фильтра ультразвуковым снарядом, опускаемым на колонне водоподъемных труб вместе с пневматическими пакерами для изоляции обрабатываемого интервала. Обработку УЗРС проводят поинтервально с одновременной эрлифтной откачкой воды, поступающей в интервал, изолированный пакерами. Скорость обработки составляет от 1,5 до 3 м/ч.

Ультразвуковая обработка была опробована с положительными результатами на водопонижающих скважинах Соколовско-Сарбайского горно-обогатительного комбината и на Каневской ГЭС. По имеющимся данным ультразвуковое воздействие целесообразно применять при относительно небольшой глубине кольматации прифильтровых зон несцементированным рыхлым кольматантом преимущественно железистого состава прочностью менее 0,5 МПа.

Метод вакуумирования

Вакуумирование — весьма распространенный метод интенсификации водоотбора, широко применяемый при эксплуатации водопонижающих скважин и различных дренажных устройств в районах горнорудных разработок и в строительном водопонижении — для осуществления пород (грунтов) с низкими фильтрационными свойствами. Сущность метода заключается в повышении энергии фильтрационного потока созданием пониженного давления (вакуума) в стволе скважины, изолированном от проникновения атмосферного воздуха.

Для создания достаточно глубокого и устойчивого вакуума применяются вакуумные насосы с различной подачей, отсасы-

вающие воздух из герметично закрытого пространства между водоподъемной трубой и эксплуатационной колонной. Чаще всего для вакуумирования скважин используют вакуумные водокольцевые насосы типа КВН или ВВН, обеспечивающие разрежение до 0,08—0,09 МПа.

Эксплуатация скважин, оборудованных вакуум-насосами, сводится к поддержанию внутри ствола необходимого разрежения периодическим включением насоса.

Эффект вакуумирования может быть достигнут также с помощью водонепроницаемой перемычки, устанавливаемой в пространстве между водоподъемными трубами и эксплуатационной колонной над погружным насосом. С этой целью обычно используют специальную чашеобразную манжету из эластичной резины, которую крепят на водоподъемных трубах при монтаже насоса. После включения насоса манжета прижимается к эксплуатационной колонне, отделяя расположенный над ней столб воды и изолируя водоприемную часть скважины, в которой создается пониженное давление.

Вакуумирование скважин, приводящее к возрастанию скоростей фильтрации в прифилтровой зоне и увеличению водопритока, в определенной мере способствует также и очистке фильтрующих каналов от тонкодисперсного колюматанта различного происхождения (остатков промывочной жидкости, хемогенных рыхлых осадков и пр.), т. е. позволяет поддерживать проницаемость прифилтровых зон на относительно более высоком уровне по сравнению со скважинами, эксплуатируемыми без наложения вакуума.

Метод вакуумирования применяется для стимулирования водоотбора из скважин, эксплуатирующих как напорные, так и безнапорные водоносные горизонты, при различных глубинах залегания и составе водовмещающих пород. Особенно эффективно вакуумирование при осушении рыхлых обводненных пород со слабой водоотдачей и низкой водопроницаемостью, в частности, мелко- и тонкозернистых глинистых песков с коэффициентом фильтрации менее 1 м/сут. На рудниках КМА этот метод успешно применили, в частности, для интенсификации водопритока к восстающим скважинам, пробуренным для осушения рудной толщи с коэффициентом фильтрации менее 0,1—0,2 м/сут.

Вакуумирование водопонижающих скважин получило распространение в Подмосковном и Днепровском угольных бассейнах, Никопольском марганцевом бассейне и некоторых других горнорудных районах. Опыт практического применения метода в горнорудной промышленности показал, что помимо существенного (в среднем 2—3-кратного) увеличения водоотбора, вакуумирование позволяет существенно ускорить снятие остаточных напоров водоносных горизонтов при освоении обводненных месторождений и значительно сокращает продолжи-

тельность осушения пород со слабой водоотдачей в условиях неустановившейся фильтрации.

Вакуумирование весьма широко применяют также в практике строительного водопонижения при осушении котлованов, траншей и тоннелей в водонасыщенных песчаных, часто плывуновых грунтах с помощью легких иглофильтровых установок (типа ЛИУ-6Б, УВВ-1, 4ВВ-2, 4ВВ-3 и др.), приводимых в действие вакуумными водокольцевыми насосами.

Включение вакуумирования в группу методов интенсификации водопритока в некоторой мере условно, так как усиленный водоотбор из вакуумированных скважин достигается лишь в период создания вакуума. Поэтому вакуумирование правильнее рассматривать как интенсифицированный метод эксплуатации водопонижающих и водозаборных устройств в сложных условиях водоотбора.

Гидравлический разрыв пласта

Особое место в группе физических методов воздействия занимает гидравлический разрыв пласта, сущность которого заключается в разрыве пласта давлением нагнетаемой жидкости и фиксации образовавшейся трещины с помощью хорошо проницаемого несжимаемого материала.

Процесс гидравлического разрыва пласта состоит из трех основных этапов, реализуемых без перерыва в рамках единой технологической схемы. На первом этапе в скважину под высоким давлением закачивают жидкость разрыва, объем и скорость нагнетания которой подбирают таким образом, чтобы существенно превысить потери жидкости на поглощение в пласт. В результате в скважине постепенно нарастает давление, которое после достижения определенной критической величины приводит к расслоению или разрыву пород по напластованию или по наиболее ослабленным зонам с образованием (в трещиноватых коллекторах) искусственной трещины или системы трещин различной степени их раскрытия и протяженности. В большинстве случаев гидравлический разрыв пласта наступает при забойном давлении, превышающем гидростатическое в 1,8—2,5 раза. Для предотвращения смыкания трещин на втором этапе процесса в скважину закачивают жидкость-носитель, содержащую песок для крепления стенок трещины. На третьем (заключительном) этапе процесса в скважину нагнетают продавочную жидкость, с помощью которой жидкость-песконоситель задавливается в глубь образовавшейся трещины или системы трещин.

В качестве жидкости разрыва при воздействии на водоносные пласты применяют воду, водные растворы ССБ (сульфитно-спиртовой барды), загущенную соляную кислоту, полученную смешением соляной кислоты с ССБ, и некоторые другие жид-

кости. В качестве жидкости-песконосителя служат водные растворы ССБ, в качестве продавочной жидкости обычно используют воду. Для закрепления трещин обычно применяют отсортированный крупнозернистый песок с размером фракций 0,5—0,8 мм.

Объем нагнетаемой при гидроразрыве жидкости колеблется в широких пределах: от 10—20 м³ до нескольких сот, количество закачиваемого песка достигает нескольких тонн.

Для выполнения гидравлического разрыва пласта обычно применяют несколько насосных агрегатов (типа 2АН-500 и др.), что необходимо для увеличения расхода нагнетаемой рабочей жидкости в условиях больших давлений (до 40—50 МПа).

Метод гидроразрыва чаще всего используют в скважинах с открытым стволом, вскрывающих плотные, слаботрешиноватые породы (песчаники, известняки, доломиты, конгломераты и др.) с низкой водопроницаемостью. Применение метода позволяет добиться многократного устойчивого повышения производительности скважин. Особенно эффективен кислотный гидравлический разрыв пласта, при котором в качестве жидкости разрыва и песконосителя используют загущенную HCl.

Метод гидроразрыва пласта получил широкое применение в отечественной и мировой практике освоения и эксплуатации нефтяных, газовых и водонагнетательных скважин. При сооружении водозаборных и водопонижающих скважин гидроразрыв применяют редко ввиду технологической сложности метода, недостаточной оснащенности буровых организаций высокопроизводительными насосными агрегатами, не всегда удовлетворительного качества подбашмачного и затрубного цементирования колонн водяных скважин, весьма значительной стоимости работ (при относительно небольшой глубине и меньшей экономической значимости водяных скважин). Тем не менее гидроразрыв следует рассматривать как весьма эффективный и перспективный метод интенсификации водоотбора в особо сложных условиях.

§ 2. ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ВОДООТБОРА

Методы, основанные на использовании различных химических реагентов, получили широкое распространение в отечественной и зарубежной практике сооружения и эксплуатации скважин на воду. Их применяют как при освоении новых, так и при эксплуатации старых скважин различного назначения (водозаборных, водопонижающих, нагнетательных и др.), они отличаются высокой эффективностью воздействия и технологической доступностью, могут применяться в самых разнообразных гидрогеологических условиях на скважинах различного диаметра и глубины, оборудованных фильтрами различных конструкций.

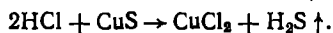
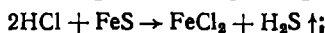
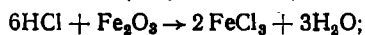
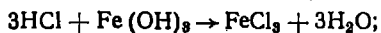
Сущность химических методов увеличения производительности скважин заключается в воздействии на фильтр, прифилтровую (призабойную) зону или более удаленную от скважины периферийную часть водоносного пласта реагентами, способными растворять кольматирующее вещество на поверхности фильтра и в прифилтровой зоне или же саму водовмещающую породу. В первом случае достигается восстановление первоначальной проницаемости фильтра и прифилтровой зоны, во втором — дополнительное увеличение проницаемости прифилтровой и более отдаленной периферийной зоны пласта (вследствие формирования новых каналов фильтрации жидкости, расширения и углубления ранее существовавших водоподводящих каналов и трещин, возрастания пористости коллектора, кавернообразования в открытой части ствола или за контуром филтровой обсыпки).

По характеру химического взаимодействия с растворяемым веществом в числе применяемых реагентов выделяют нейтрализаторы, восстановители и комплексообразователи.

Сущность химического воздействия реагентами-нейтрализаторами

К этой группе относятся соляная кислота, глинокислота (смесь соляной и плавиковой кислот или других фторсодержащих соединений), бисульфат натрия и некоторые другие вещества. Наибольшее практическое значение при химической декольматации скважин имеет использование соляной кислоты, как самого дешевого, доступного и эффективно действующего реагента.

Соляная кислота обладает свойством растворять карбонатные соли кальция, магния, железа, гидроксидные соединения железа и некоторые другие соединения с образованием летучих и легкорастворимых продуктов:



Одна из основных рабочих реакций при реагентной обработке скважин — взаимодействие между соляной кислотой и карбонатами. На способности соляной кислоты растворять карбонаты кальция, магния, железа с образованием летучих и легкорастворимых в воде соединений основано многообразное применение соляной кислоты (для обработки водовмещающих пла-

стов, сложенных известняками, мелями, ракушечником, мергелями, доломитами, для очистки фильтров и прифилтровых зон в песчаных, песчано-гравийных или иных инертных к соляной кислоте водовмещающих породах от колюматирующих осадков карбонатного состава или многокомпонентных осадков, содержащих карбонаты и др.).

Растворяющая способность соляной кислоты весьма значительна (например, при воздействии 1 т 31 %-ной HCl может быть растворено около 0,4 т CaCO₃).

Реагирование соляной кислоты и карбоната кальция в обычных условиях происходит очень энергично и сопровождается бурным выделением углекислоты. Реакция происходит интенсивно в начальной стадии и весьма замедленно — в конечной. Скорость реакции существенно замедляется при увеличении давления или при понижении температуры среды. Количество карбонатов, растворяемых кислотой в единицу времени, находится в прямой зависимости от исходной концентрации раствора.

Скорость взаимодействия между соляной кислотой и карбонатным колюматантом в инертных к соляной кислоте песчаных или песчано-гравийных отложениях не оказывает ощутимого влияния на эффективность деколюматации фильтра и прифилтровой зоны. Однако при обработке карбонатных коллекторов или при деколюматации прифилтровых зон в карбонатных водовмещающих породах следует стремиться к уменьшению скорости взаимодействия кислоты с карбонатами. С этой целью используют различные целевые добавки, позволяющие затормозить ход реакции. В качестве наиболее эффективного замедлителя скорости растворения карбонатов обычно используют уксусную кислоту, добавляемую в количестве 3—5, реже 10 % от объема соляной кислоты (в расчете на 100 %-ную CH₃COOH). Установлено, что введение в 10 %-ный солянокислотный раствор 5 %-ной добавки уксусной кислоты замедляет скорость реакции в 7—8 раз.

При использовании соляной кислоты необходимо предотвращать возможное выпадение из нейтрализованного раствора вторичного осадка Fe(OH)₃ (железо может содержаться в поставляемой технической соляной кислоте в качестве примеси, попадать в кислоту при ее перевозке и хранении в металлических емкостях, при прокачивании кислоты через ржавые металлические трубы или из других источников). Во всех случаях в растворе кислоты вначале образуется треххлористое железо, которое обладает хорошей растворимостью в кислой среде. При достижении pH около 3,5 из раствора начинает выпадать оксид железа: $FeCl_3 + 3H_2O \rightarrow Fe(OH)_3 + 3HCl$.

Образующийся объемистый бурый осадок гидроксида железа может значительно ухудшить фильтрационные свойства коллектора и существенно снизить полезный эффект от обработки. Во избежание этого в случаях, когда кислотный раствор необ-

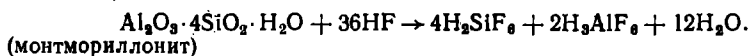
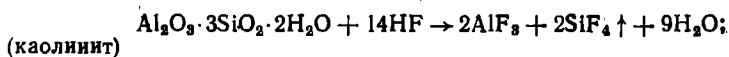
ходимо продавливать в прифилтровую зону, в него следует вводить вещества, стабилизирующие соединения железа в растворе.

В качестве весьма эффективного стабилизатора железа также обычно применяют уксусную кислоту, образующую хорошо растворимые соединения: комплексный катион гексаацетата оксидного железа $[\text{Fe}_3(\text{OH})_2(\text{CH}_3\text{COO})_6]^+$ и уксусную соль оксида железа $\text{Fe}(\text{CH}_3\text{COO})_3$. Оптимальная дозировка уксусной кислоты в зависимости от содержания железа в растворе колеблется от 1 до 3 %.

В качестве стабилизаторов железа можно применять и другие вещества, в частности, серноокислый натрий, пирокатехин, лимонную кислоту, ингибитор коррозии В-2, триполифосфат натрия.

Для растворения глинистого кольматанта используют глинокислотные («грязевые») составы, которые представляют собой смесь соляной кислоты с плавиковой кислотой или другими фторсодержащими реагентами. Применение плавиковой кислоты для этих целей основано на ее способности разлагать кремнекислый комплекс глин растворением двуоксида кремния. Это приводит к разрушению кристаллической решетки глинистых минералов, после чего в раствор наряду с SiO_2 переходит также Al_2O_3 .

Воздействие глиноукислоты на алюмосиликатное вещество приводит к образованию газообразного тетрафторида кремния, кремнефтористоводородной кислоты, фтористых солей алюминия и некоторых других растворимых соединений:



Второй компонент глиноукислотной смеси — соляная кислота способствует полному завершению основной реакции между плавиковой кислотой и алюмосиликатным материалом. Повышение концентрации HCl при постоянном содержании в растворе HF усиливает растворяющую способность смеси и ускоряет реакцию. Кроме того, соляная кислота, поддерживая высокую кислотность среды в определенном интервале концентраций, способствует предотвращению некоторых нежелательных побочных реакций, в частности гидролиза кремнефтористоводородной кислоты.

Растворяющая способность глиноукислоты значительно слабее, чем у концентрированной соляной кислоты (в 1 т глиноукислоты с содержанием HF около 2 % растворяется около 36 кг глинистого вещества).

Глиноукислотные составы применяют только для растворения глинистого кольматанта, не содержащего карбонатов. При

контактировании глинокислоты с карбонатизированным глинистым кольматантом плавиковая кислота вступает во взаимодействие с карбонатами и хлористым кальцием. В результате поровое пространство пласта загрязняется коллоидным хлопьевидным осадком нерастворимого в воде фторида кальция, который может закупорить значительную часть фильтрационных каналов и существенно снизить эффект от обработки.

При глинокислотной обработке алюмосиликатного материала могут возникнуть и другие нежелательные реакции, приводящие к образованию нерастворимых соединений, в частности студнеобразного геля мета- или ортокремниевой кислот, а также фторосиликатов натрия и кальция. Для предотвращения этих процессов необходимо прибегать к предварительной солянокислотной обработке и не допускать полной нейтрализации глинокислотного раствора.

Для образования глинокислоты могут быть применены также другие фторсодержащие соединения, менее токсичные и опасные, чем плавиковая кислота. Чаще всего для этой цели используют бифторид аммония NH_4HF_2 , образующий в водном растворе фтористоводородную кислоту. Для приготовления глинокислоты с оптимальной концентрацией HF достаточно 3—6 %-ной добавки бифторида аммония [1].

Бисульфат натрия NaHSO_4 , представляющий собой порошкообразное вещество, используют в основном для растворения железистых соединений. В водном растворе он взаимодействует с железосодержащим кольматантом по следующим схемам:



Наиболее эффективно применение 5—7 %-ных растворов бисульфата натрия при температуре 60—70 °C [1].

Для удаления алюмосиликатного и силикатного кольматанта предложены также некоторые другие составы, в том числе смесь фторида аммония и метилформиата, кремнефтористоводородная кислота, хлористый и сернокислый алюминий. Однако эти реагенты пока не получили широкого применения. Возможно растворение карбонатных и железистых осадков с помощью сульфаминовой (амидосульфоновой) кислоты, поставляемой промышленностью в кристаллическом состоянии и весьма удобной при перевозке. Однако небольшая растворяющая способность и высокая стоимость ограничивают ее широкое применение на практике.

Использование реагентов-нейтрализаторов, в особенности растворов, образованных на основе соляной кислоты с добавками других кислот, сопряжено с опасностью коррозионного повреждения наземного оборудования и различных конструктивных элементов скважин. Наиболее опасно коррозионное разъедание фильтров, так как оно может повлечь за собой вы-

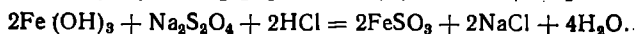
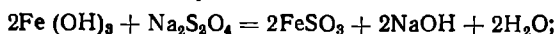
ход скважины из строя и значительный материальный ущерб. Возможность коррозионного повреждения фильтров особенно возрастает при кислотной обработке старых скважин, фильтры которых в большей или меньшей степени подверглись воздействию коррозии в процессе многолетней эксплуатации.

Для предотвращения коррозионного разъедания металлического оборудования в кислотные растворы вводят ингибиторы кислотной коррозии, которые обеспечивают защиту металлического оборудования и не оказывают влияния на ход основных рабочих реакций.

Из большого числа известных ингибиторов коррозии черных и цветных металлов в различных кислотных средах при химической обработке водозаборных и дренажных скважин можно использовать лишь относительно небольшую группу веществ. К их числу относятся формалин, уротропин, катапин, КИ-1, В-2 и некоторые другие.

Сущность химического воздействия реагентами-восстановителями

Из числа реагентов-восстановителей наибольшее практическое значение имеет порошкообразный дитионит натрия $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$, весьма эффективный для растворения дегидратированных соединений железа. Восстановление трехвалентного железа дитионитом натрия в водном растворе в зависимости от кислотности среды происходит по следующим схемам:



Установлено, что наиболее эффективное растворение железистых соединений обеспечивается 6—8 %-ными растворами дитионита натрия (при температуре 10—18 °С и рН среды от 6 до 8).

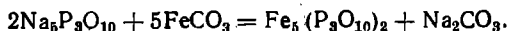
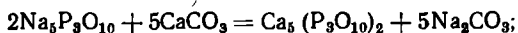
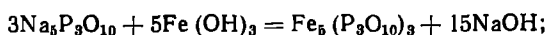
Дитионит натрия обеспечивает практически полное растворение дегидратированных гидроксидов железа. При его взаимодействии с кольматантом не образуется газов, способных вызвать бурный выброс продуктов реакции на поверхность, что несколько упрощает проведение работ. Особенно важно, что дитионит натрия проявляет весьма слабое корродирующее действие по отношению к металлическому оборудованию скважин.

Сущность химического воздействия реагентами-комплексообразователями

К использованию реагентов-комплексообразователей прибегают, в частности, при опасности разрушения отдельных конструктивных элементов фильтров в соляной или других кисло-

тах. Из реагентов этой группы применяют триполифосфат и гексаметафосфат натрия, которые обладают способностью образовывать с ионами железа и кальция растворимые комплексные соединения. Весьма важной особенностью указанных фосфатных соединений является то, что они относятся к группе пленкообразующих ингибиторов (пассиваторов) коррозии и способны замедлять коррозию металла в водной среде, образуя на поверхности стали тонкий защитный слой фосфатов. Поэтому применение полифосфатов для растворения железистого и карбонатного коьматанта способствует также снижению скорости коррозии металлических конструктивных элементов фильтров при дальнейшей эксплуатации скважин.

Триполифосфат натрия $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ взаимодействует с соединениями железа и карбонатами следующим образом:

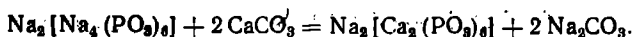
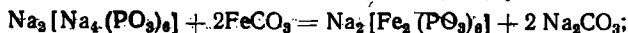
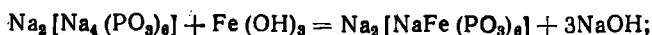


Оптимальная концентрация раствора $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ составляет 5—8 %.

Отличительная особенность триполифосфата натрия — его способность стабилизировать водные растворы и предотвращать коагуляцию $\text{Fe}(\text{OH})_3$ в процессе солянокислотной обработки. Недостаток реагента — низкая растворяющая способность по отношению к оксидам и сульфидам железа, которая составляет соответственно 40 и 55 %.

Для повышения эффективности процесса к водному раствору полифосфатов рекомендуется добавлять гидразин солянокислый (в количестве 8—10 %), что позволяет увеличить степень растворения оксидов железа до 82 и сульфидов железа до 80 % [1]. С той же целью прибегают к использованию двухкомпонентной смеси: разбавленного солянокислотного раствора и раствора триполифосфата натрия. Процесс растворения коьматирующих соединений подкисленным раствором триполифосфата натрия сводится к тому, что они растворяются одновременно как фосфатами, так и кислотой, следствием чего является высокая степень очистки без ущерба для сохранности фильтра скважины.

Гексаметафосфат натрия $(\text{NaPO}_3)_6$ растворяет железо- и кальцийсодержащие коьматирующие осадки с образованием следующих соединений:



Оптимальная концентрация $(\text{NaPO}_3)_6$ составляет 5—8 %.

Характеристика применяемых химических веществ

Для приготовления рабочих растворов при химической обработке скважин используют продукцию химической промышленности, вырабатываемую в соответствии с утвержденными техническими условиями и стандартами. На отдельные виды используемых химических веществ установлено несколько технических условий, предусматривающих различные требования к качеству продукта. В особенности это относится к соляной кислоте, вырабатываемой в соответствии с шестью техническими условиями и ГОСТами в 13 товарных разновидностях (табл. VI.6).

При оценке пригодности технической соляной кислоты для химической обработки водозаборных и дренажных скважин наибольшее значение имеет содержание таких технологических примесей, как железо, выпадающее в осадок в виде гидроксида при нейтрализации кислоты; серная кислота, взаимодействующая с карбонатами кальция в образовании выпадающего в осадок гипса; фтористый водород, образующий с карбонатами нерастворимый осадок фторида кальция. Должны учитываться также свойства используемого заводом-поставщиком ингибитора коррозии. Установленные техническими условиями максимальные содержания примесей железа и серной кислоты в технической соляной кислоте изменяются в больших пределах — от десятитысячных до десятых долей процента, а для некоторых товарных разновидностей они вообще не нормируются.

На основе анализа опыта обработки большого количества скважин установлено, что предельно допустимые содержания примесей железа и серной кислоты в соляной кислоте, предназначенной для обработки скважин, не должны превышать соответственно 0,01 и 0,005 %.

В наибольшей мере требованиям, предъявляемым при химической обработке скважин, удовлетворяют следующие товарные разновидности соляной кислоты, отличающиеся наилучшим качеством: синтетическая (ГОСТ 857—78), марка А и высший сорт марки Б; из абзатов хлорорганических производств (ТУ 6-01-193—80), марка А; техническая (ТУ 6-01-468—78).

В несколько меньшей степени для обработки скважин подходят следующие разновидности соляной кислоты, отличающейся более высоким содержанием технологических примесей: синтетическая (ГОСТ 857—78), первый сорт марки Б; из абзатов хлорорганических производств (ТУ 6-01-193—80), высший и первый сорта марки Б.

Нормируемое содержание железа в этих продуктах несколько выше и находится около допустимого предела, а содержание серной кислоты превышает допустимый предел в 2—6 раз, в связи с чем эти разновидности кислоты желательно подвергать предварительной десульфатизации.

Т а б л и ц а VI.6

Основные показатели качества товарных разновидностей технической соляной кислоты

Химический продукт	Нормативно-технический документ	Марка	Сорт	Содержание основного вещества (HCl), %	Содержание примесей, %, не более	
					железа	серной кислоты в пересчете на SO ₃
Соляная кислота синтетическая	ГОСТ 857—78	А	—	35	0,003	0,002
		Б	Высший 1	33	0,002	0,002
Соляная кислота из абгазов кремнийорганических производств	ТУ 6-02-1126—77	—	—	31,5 27	0,015 0,3	0,03 Не нормируется
Соляная кислота из абгазов хлорорганических производств	ТУ 6-01-193—80	А	—	31,5	0,003	0,005
		Б	Высший 1	31,5	0,005	0,01
			2	30,0 27,5	0,015 0,02	0,01 Не нормируется
Соляная кислота техническая	ТУ 6-01-468—78	—	—	31,5	0,0006	0,004
То же	ТУ 6-01-1194—79	—	—	27,5	0,01	0,8 (в пересчете на SO ₃)
Соляная кислота ингибированная	ТУ 6-01-714—77	А	—	22—23	0,02	Не нормируется
		Б	1	20—22	0,03	То же
			2	20—22	0,03	»

П р и м е ч а н и я: 1. Для защиты от коррозии в соляную кислоту, вырабатываемую по ТУ 6-01-714—77, вводятся ингибиторы В-2, ПБ-5 или КИ-1. 2. При использовании ингибитора В-2 содержание HCl в кислоте допускается до 30 %. 3. В качестве технологической примеси в ингибированной соляной кислоте 1-го и 2-го сортов марки Б допускается присутствие HF в количестве соответственно до 0,05 и 1 %.

Наихудшими качественными показателями отличаются следующие товарные разновидности соляной кислоты: из абгазов хлорорганических производств (ТУ 6-01-193—80), 2-й сорт марки Б; техническая (ТУ 6-01-1194—79); ингибированная (ТУ 6-01-714—77); из абгазов кремнийорганических производств (ТУ 6-02-1126—77).

Содержание железа в этих видах кислоты в 3—10 раз превышает установленный допустимый предел (за исключением соляной кислоты, соответствующей ТУ 6-01-1194—79, которая содержит допустимое количество железа). Содержание примеси

Таблица VI.7

Химические продукты, применяемые в качестве растворяющих агентов и целевых добавок к соляной кислоте

Химический продукт	ТУ, ГОСТ	Марка	Сорт	Содержание основных веществ, %
Кислота уксусная	ГОСТ 19814—74	—	1 (со знаком качества)	99,5
			1	99,5
			2	98,5
			3	80,0
Кислота уксусная регенерированная	ГОСТ 19814—74		1	99,5
			2	98,0
			3	80,0
Кислота уксусная нефтехимическая	ТУ 38-10273—74	—	—	92,0
Кислота плавиковая техническая	ГОСТ 2567—73	—	—	40,0
То же	ТУ 6-08-397—77	А	—	30,0
		Б	—	30,0
Фторид-бифторид аммония	ТУ 6-08-283—73	—	Высший (со знаком качества)	60,0
			1	58,0
Бисульфат натрия технический	ТУ 6-18-174—78	—	1	86
			2	85
Полифосфат натрия технический	ГОСТ 20291—80	—	—	В пересчете на P_2O_5 не менее 61,5
Триполифосфат натрия	ГОСТ 13493—86	—	—	В пересчете на P_2O_5 не менее: 57
		Пищевой Технический	—	57
			Высший	57
			1	56,5
			2	54,5
Формалин технический	ГОСТ 1625—75	—	Высший	37
			1	37
Формалин метанольный	ТУ 38-103387-77	—	—	37
Формалин безметанольный технический	ТУ 38-30309—76	—	—	37—38
Уротропин	ГОСТ 1381—73	—	—	98—99,5
Катапин (А, К)	—	—	—	98
КИ-1	ТУ 6-01-873—76	—	—	50
В-2	ТУ 6-01-147—67	—	—	98

серной кислоты в этих видах соляной кислоты чрезвычайно высокое (например, до 0,8 % в пересчете на SO_3 у соляной кислоты, соответствующей ТУ 6-01-1194—79) и для большинства указанных продуктов даже не нормируется. Предварительная обработка этих видов кислот раствором хлористого бария для удаления сульфатов совершенно необходима, особенно если нужно продавливать кислоту из ствола за контур фильтра. В связи с усложнением подготовительных работ использование этих видов кислоты допускается лишь при отсутствии товарной кислоты лучшего качества.

В случае использования ингибированной соляной кислоты (ТУ 6-01-714—77) учитывают следующие особенности ее качественного состава.

1. Для защиты от коррозии в кислоту можно вводить ингибиторы В-2, ПБ-5, КИ-1. Один из них (ПБ-5) обладает рядом серьезных недостатков, из-за которых не рекомендуется для применения при обработке скважин на воду (в частности, он нерастворим в воде и при нейтрализации кислоты выпадает в осадок, кольматируя поровое пространство). Поэтому наличие в растворе ПБ-5 должно рассматриваться как дополнительный признак непригодности данной товарной разновидности кислоты для обработки скважин на воду.

2. В качестве примеси кислота 1-го и 2-го сортов марки Б содержит фтористый водород в количестве, достигающем соответственно 0,05 и 1 %. Использование такой кислоты для глино-кислотной обработки вполне возможно, однако при наличии в прифильтровой зоне карбонатных компонентов применение кислоты 1-го и тем более 2-го сорта не допускается.

В табл. VI.7 приводится краткий перечень других химических продуктов, применяемых в качестве растворяющих агентов и целевых добавок к соляной кислоте.

Оборудование для химических обработок

Для химической обработки скважин целесообразно использовать типовое химическое оборудование, в частности резервуары и насосы, защищенные от химического действия реагентов специальными покрытиями или изготовленные из соответствующих материалов.

В условиях кислотной базы концентрированную соляную кислоту хранят в металлических стационарных резервуарах, имеющих резиновое, эбонитовое и полуэбонитовое покрытие. При кратковременном хранении ингибированной соляной кислоты для защиты внутренней поверхности емкостей может быть использовано химически стойкое лакокрасочное покрытие.

Уксусная кислота может храниться в металлических резервуарах с покрытием из эбонита или полуэбонита.

Многие кислоты (в том числе некоторые товарные разновидности соляной и уксусной кислот, плавиковая кислота), а также

ингибиторы кислотной коррозии обычно хранят в заводской таре: бутылках, бидонах, бочках, флягах, канистрах, мешках, изготовленных из соответствующего химически стойкого материала. Требования к условиям их хранения (температура, влажность, вентилируемость складских помещений и др.) детально изложены в соответствующих документах.

Из одного резервуара в другой или в передвижную цистерну кислоту можно перекачивать с помощью кислотоупорных центробежных насосов 1,5Х-4П, 2,5В-3,5, ЦКН-25/25, ЦКН-40/40, ЦКН-7, ЦКН-25, ЦКН-65/50, ЦКН-100/80, 5Х-7Ф и др. Насосы соединяются с резервуарами для хранения кислоты эбонитовыми трубами или резиновыми гофрированными шлангами с каркасом из стальной проволоки. Используемые при обвязке насосов вентили и задвижки должны иметь кислотоупорное покрытие.

Для транспортировки и нагнетания соляной кислоты при химической обработке скважин используется серийно выпускаемый агрегат для кислотной обработки «Азинмаш-30А», смонтированный на базе трехосного автомобиля КрАЗ-257. Агрегат оборудован трехплунжерным горизонтальным насосом одинарного действия типа 4НК-500 с приводом от тягового двигателя автомобиля, гуммированной цистерной для соляной кислоты вместимостью 6 м³, манифольдом, включающим напорный трубопровод и приемную линию. Агрегат комплектуют при необходимости дополнительной гуммированной цистерной вместимостью 6 м³ на прицепе МАЗ-5243. Насос 4НК-500 позволяет закачивать кислоту с подачей 3,2—15,8 л/с под давлением 34—7,6 МПа (при диаметре плунжера 120 мм) и с подачей от 2,3 до 11 л/с под давлением 50—10,8 МПа (при диаметре плунжера 100 мм).

Имеющейся опыт 20-летнего использования агрегатов типа «Азинмаш-30А» для обработки водопонижающих скважин в горнорудной промышленности страны подтверждает удовлетворительные эксплуатационные качества этих агрегатов и позволяет рекомендовать их для более широкого применения при солянокислотной обработке скважин на воду.

Кислота подается в скважину обычно через бурильные или насосно-компрессорные трубы диаметром 25—50 мм, имеющие внизу дырчатую или щелевую перфорацию. При необходимости герметизации устья скважин используют разнообразные конструкции оголовков, разработанные применительно к различным технологическим схемам работ. В частности, при обработке глубоких водопонижающих скважин получил применение трехколлекторный оголовок, конструкция которого позволяет вести многократную химическую обработку скважины с промежуточными эрлифтными откачками без переоборудования устья.

В практике обработки скважин на воду получила распространение упрощенная конструкция герметизирующего устьевого

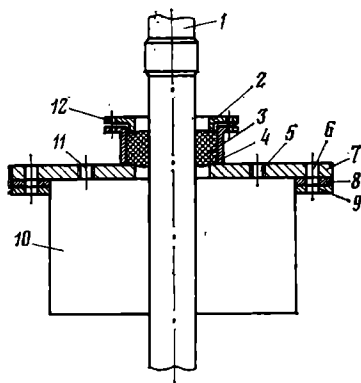


Рис. VI.11. Герметизирующий устьевой фланец с сальниковым уплотнением:

1 — труба для подачи реагента; 2 — уплотнительное кольцо; 3 — сальниковая набивка; 4 — корпус сальника; 5 — отверстие для отвода газов; 6 — отверстие для стяжки; 7 — верхний фланец; 8 — резиновая прокладка; 9 — нижний фланец; 10 — обсадная труба; 11 — отверстие для подачи воздуха от компрессора; 12 — отверстие для стяжки

фланца с сальниковым уплотнением (рис. VI.11), которая позволяет «пригружать» кислоту сжатым воздухом и выпускать продукты реакции без переоборудования устья. После завершения обработки фланец демонтируют и в скважину опускают водоподъемное оборудование для откачки.

В состав применяемого оборудования обычно входит также компрессор, которым при необходимости осуществляют циклическое нагнетание сжатого воздуха в скважину и откачку для удаления продуктов реакции и опробования скважины.

При необходимости изоляции обрабатываемого интервала используют тампоны (пакеры) различных конструкций.

Для контроля за ходом обработки и определения оптимальной продолжительности реагирования кислоты применяют устройство для измерения электрического сопротивления жидкости на забое, включающее два угольных (графитовых) электрода и омметр.

Состав, концентрация и количество реагента

Состав и концентрацию реагентного раствора, подлежащего закачиванию в скважину при химической обработке, выбирают в зависимости от типа кольматанта и водовмещающих пород с учетом устойчивости основных конструктивных элементов фильтра в различных реагентных средах.

В качестве основного рабочего реагента, обладающего широким диапазоном воздействия на водовмещающие породы и кольматант различного состава, чаще всего используют соляную кислоту. Солянокислотные растворы применяют при необходимости растворения карбонатных водоносных пород и почти всех видов кольматанта, в частности для обработки карбонатных, железистых и других кольматирующих образований, состоящих из CaCO_3 , MgCO_3 , CuSO_4 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, Fe_2O_3 , FeS , CuS , а также для воздействия на глинисто-карбонатный кольматант.

Важным условием применения соляной кислоты и других

реагентных смесей на ее основе является достаточная устойчивость фильтра к воздействию ингибированного раствора определенной концентрации. При нахождении в скважине фильтра, изготовленного из неустойчивого в кислоте материала, или при наличии в составе обсыпки значительного количества карбонатных соединений использование солянокислотных растворов и других реагентов-нейтрализаторов не допускается [1].

Оптимальная концентрация соляной кислоты при растворении железистых осадков обычно ограничивается диапазоном 20—25 %, в котором обеспечивается наиболее полное растворение железистых соединений. Для растворения карбонатных пород, карбонатных и глинисто-карбонатных осадков с содержанием кальция и магния более 20—30 % рекомендуются солянокислотные растворы с концентрацией от 10 до 20 %. Следует иметь в виду, что использование солянокислотных растворов повышенной концентрации (более 20—25 %) сопряжено с увеличением вязкости образующихся продуктов реакции и требует более длительной откачки для их удаления из пласта после обработки. Кроме того, при концентрации HCl более 20 % сни-

Таблица VI.8

Рекомендации ВНИИ ВОДГЕО по подбору реагентных составов

Номер состава	Предлагаемый состав кольматанта	Устойчивость конструктивных элементов фильтра в кислоте	Рекомендуемый состав	
			Компонент	Концентрация, %
1	Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, FeS , FeCO_3 , CaCO_3 , MgCO_3	Фильтр и обсыпка кислотоустойчивы	HCl	20—25
2	Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, FeS , FeCO_3 , CaCO_3 , MgCO_3		$\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ $\text{N}_2\text{H}_4 \cdot 2\text{HCl}$ $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	1,2—0,7 8—10 1—3
3	Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, FeS , FeCO_3 , CaCO_3 , MgCO_3	То же	HCl	5
4	Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, FeS	Фильтр и обсыпка не устойчивы к воздействию соляной кислоты	$\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ NaHSO_4 $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	3 5—7 0,1
5	Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, FeS , FeCO_3 , CaCO_3 , MgCO_3	То же	$\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	5—8
6	Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$, FeS , FeCO_3 , CaCO_3 , MgCO_3	То же	$\text{Na}_2[\text{Na}_4(\text{PO}_3)_6]$	5—8
7	Преобладает Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$		$\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$ $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	5—8 1
8	Преобладает Fe_2O_3 , $\text{Fe}(\text{OH})_3$	»	$\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$ Na_2SO_3 $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	3—8 1—2 1

Примечание. Триполифосфат натрия в составах 1, 2, 4, 7 и 8 используется в качестве стабилизатора железа.

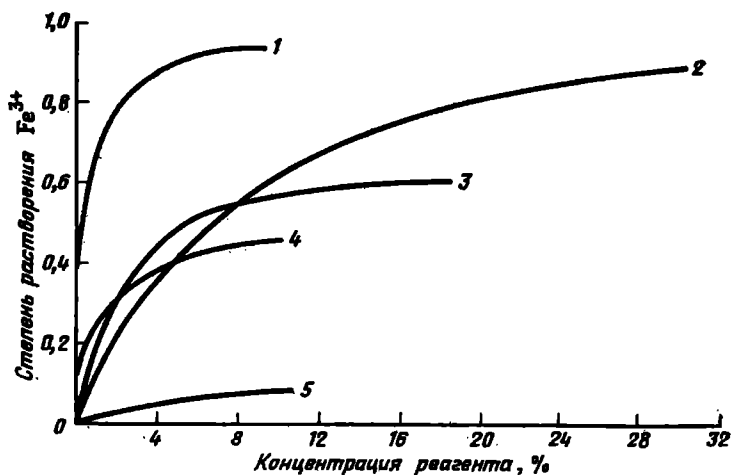


Рис. VI.12. Зависимость растворимости железистых осадков от состава и концентрации реагентных растворов:

1 — дтитонит натрия Na_2SO_4 ; 2 — соляная кислота HCl ; 3 — гидразин солянокислый $\text{N}_2\text{H}_4 \cdot 2\text{HCl}$; 4 — бисульфат натрия водный $\text{NaHSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$; 5 — сульфаминовая кислота $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$

жается эффективность защитного действия большинства применяемых ингибиторов кислотной коррозии.

При использовании многокомпонентных реагентных составов, образованных на основе соляной кислоты или без нее и включающих триполифосфат натрия $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, гексаметафосфат натрия $\text{Na}_2[\text{Na}_4(\text{PO}_3)_6]$, дитионит натрия $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_4$, бисульфат натрия NaHSO_4 , гидразин солянокислый $\text{N}_2\text{H}_4 \cdot 2\text{HCl}$, следует руководствоваться рекомендациями ВНИИ ВОДГЕО, приведенными в табл. VI.8.

Растворимость железистых осадков в некоторых реагентных составах (по данным В. С. Алексеева, В. Т. Гребенникова и Г. А. Волоховского) показана рис. VI.12.

При воздействии на глинисто-карбонатные породы или кольянт следует исходить из рекомендаций А. М. Эфишева, установившего, что при карбонатности обрабатываемого вещества более 30 % в большинстве случаев нет необходимости применять глиноукслоту и следует ограничиваться только солянокислотной обработкой. При карбонатности от 30 до 5 % рекомендуется применять двухэтапную химическую обработку, подавая в скважину на первом этапе 15 %-ный раствор соляной кислоты, объем которого составляет не менее 50 % от всего объема реагентов, подлежащих нагнетанию, на втором этапе — глиноукслоту, составленную на основе 12 % HCl с 3—4 %-ной добавкой HF . При карбонатности обрабатываемого вещества менее 5 % химическое воздействие также должно осуществляться в два этапа: вначале нагнетают 15 %-ную соляную кислоту

в количестве 50 % от общего объема растворов, затем — глино-кислоту, образованную добавкой 5—6 % HF к 12 %-ной соляной кислоте (в количестве 50 % от общего объема).

Для повышения эффективности воздействия на глинисто-карбонатный кольматант рекомендуется вводить в соляную кислоту добавку триполифосфата натрия (при солянокислотной обработке кольматанта с содержанием карбонатов более 30 %, а также на первом этапе двухэтапной обработки кольматанта при содержании карбонатов от 5 до 30 %) [1].

Определение количества реагента. В соответствии с рекомендациями ВНИИ ВОДГЕО при декольматации скважин требуемое количество реагента P_R оценивается (с 20 %-ным избытком) в зависимости от количества кольматанта P_K , отложившегося на фильтре и в прифильтровой зоне скважин, исходя из соотношения

$$P_R = 1,2 k_c P_K, \quad (\text{VI.2})$$

где k_c — показатель стехиометрии реакции.

Значения коэффициента k_c при растворении $\text{Fe}(\text{OH})_3$ в различных реагентных средах

Реагент	HCl			NaHSO ₄		
Концентрация, %	5;	10;	20;	27,5	5;	7
Величина k_c	20,5;	10,2;	5,1;	3,1	67,4	48,1

Продолжение

Реагент	Na ₂ S ₂ O ₄		Na ₅ P ₃ O ₁₀	
Концентрация, %	5;	7	5;	8
Величина k_c	16,2	11,6	41,3	25,9

При сложном составе кольматанта показатель k_c целесообразно определять лабораторным путем по фактическим затратам реагента определенной концентрации на растворение единицы массы кольматанта конкретного состава.

Количество кольматанта P_K может быть оценено по степени насыщенности порового пространства кольматирующими образованиями a в объеме пор гравийной обсыпки W_n с учетом плотности кольматирующего осадка ρ_K

$$P_K = a W_n \rho_K, \quad (\text{VI.3})$$

где ρ_K изменяется от 1,7 до 3,1 г/см³.

Насыщенность порового пространства кольматантом при известном начальном коэффициенте фильтрации прифильтровой зоны k_0 определяется из соотношения

$$a = 1 - \sqrt[3]{k_0/k_1}, \quad (\text{VI.4})$$

где k_1 — коэффициент фильтрации прифильтровой зоны перед обработкой.

Ингибирование кислотных растворов

Из шести видов технической соляной кислоты, вырабатываемых отечественной промышленностью, пять поступают потребителям в неингибированном виде. Все виды неингибированной соляной кислоты перед использованием для обработки скважин необходимо подвергать обязательному ингибированию. В частности, ингибированию подлежит соляная кислота, вырабатываемая по ГОСТ 857—78, ТУ 6-02-1126—77, ТУ 6-01-193—80, ТУ 6-01-468-78, ТУ 6-01-1194—79.

В заводских условиях в настоящее время ингибируют лишь один вид соляной кислоты, соответствующей ТУ 6-01-714—77 (ингибиторами ПБ-5, В-2 или КИ-1, из которых ПБ-5 неприемлем для условий обработки скважин на воду). Однако необходимо иметь в виду, что даже использование кислоты, вырабатываемой по ТУ 6-01-714—77 и содержащей присадки В-2 или КИ-1, не создает достаточной гарантии надежной защиты металла от коррозии во время обработки скважины, так как в результате длительного воздействия самых разнообразных факторов в процессе транспортировки, перекачивания и хранения кислоты к моменту ее употребления или обработки содержание ингибитора и его защитное действие могут снизиться¹. Причиной тому могут быть, например, адсорбция части ингибитора продуктами коррозии, частичная коагуляция ингибитора, связывание его ионами Fe^{3+} в устойчивые комплексные соединения, разрушение ингибитора микроорганизмами, наличие в растворе ионов—стимуляторов коррозии Fe^{3+} и Cu^{2+} .

Эффективность защитного действия ингибитора может снизиться также вследствие многократного увеличения площади контакта между металлом и кислотой при ее перекачивании в различные резервуары, ввиду шероховатой, «развитой» формы реальных металлических поверхностей, интенсивного движения ингибированной кислоты над поверхностью металла и многих других причин. Не следует исключать также возможность случайного или вынужденного смешивания ингибированной кислоты с неингибированной при хранении. Возможность ослабления защитного действия внесенного ранее в кислоту ингибитора следует предвидеть заранее и учитывать соответствующим образом (повторным ингибированием, присадкой другого, более эффективного ингибитора или повышением его дозировки).

Из числа рекомендуемых к употреблению ингибиторов наименьшими защитными свойствами обладают формалин и уротропин, которые обеспечивают снижение коррозионного действия 10 %-ной HCl соответственно до 12—14 и 6—7 %. Наиболее мощным защитным действием обладают такие ингибиторы, как

¹ Контроль за фактическим содержанием ингибитора в кислоте в полевых условиях в большинстве случаев затруднителен или невозможен.

КИ-1 и В-2, которые снижают коррозионное действие 10 %-ной соляной кислоты до уровня 2—3 %.

Оптимальные дозировки ингибиторов в зависимости от концентрации солянокислотного раствора и коррозионной уязвимости объекта назначают в следующих пределах (%): формалина 1—2, уротропина 0,5—1, катапина 0,1—0,5, КИ-1 0,6—2, В-2 0,5—1,2¹. При необходимости обеспечения максимально возможной защиты от агрессивного воздействия кислоты в условиях повышенной коррозионной уязвимости фильтра следует использовать только наиболее эффективные ингибиторы (катапин, КИ-1, В-2). Катапин и КИ-1 применяют также для защиты металла в глиноукислотных составах, содержащих HF. При их использовании следует иметь в виду, что в кислотных растворах с содержанием HCl более 20 % эффективность защитного действия катапина и КИ-1 существенно ослабевает (эффективность защитного воздействия В-2 сохраняется).

Мероприятия по снижению остаточной коррозионной активности кислоты необходимо проводить с учетом конкретных условий работ. Рекомендуется следующий порядок ингибирования кислотных растворов перед их перевязкой и нагнетанием в скважину.

1. В любом случае, независимо от концентрации и разновидности используемой соляной кислоты, следует ингибировать кислоту товарной концентрации при ее получении на кислотной базе перед транспортировкой на объект. Это правило необходимо соблюдать даже в случае использования кислоты, ранее ингибированной в заводских условиях. Если для закачивания кислоты в транспортную емкость используется насос кислотного агрегата «Азинмаш-30» или другое дорогостоящее насосное оборудование, то для его защиты следует рассмотреть возможность добавления ингибитора в соответствующей дозировке в резервуар, из которого будет перекачиваться. Если же кислоту заливают без использования насоса (например, самотеком с помощью сифона), а для транспортировки используют нуждающийся в дополнительной защите металлический резервуар, то ингибитор, предварительно растворенный в воде или кислоте, следует вводить непосредственно в транспортную емкость.

2. В случае повышенной или очень высокой коррозионной уязвимости обрабатываемой скважины непосредственно перед химической обработкой проводят повторное дополнительное ингибирование кислотного раствора рабочей концентрации в ре-

¹ Эффективность действия ингибитора В-2 зависит, в частности, от содержания в растворе ионов Fe^{3+} , с которыми он образует устойчивое, хорошо растворимое комплексное соединение. Для компенсации потерь В-2 на связывание железа при наличии в растворе Fe^{3+} оптимальную концентрацию В-2 следует устанавливать с избытком, исходя из того, что соотношение ингибитора и железа в образующемся комплексном соединении 10:1 (при наличии, например, в растворе 0,1 % Fe^{3+} необходимо увеличить дозировку В-2 на 1 %).

зервуаре, из которого он должен нагнетаться в скважину. Для того чтобы свести к минимуму опасность коррозионного повреждения фильтра, в кислотный раствор вводят максимальное а в особо сложных условиях — заведомо избыточное количество наиболее эффективного ингибитора (катапина, КИ-1 или другого, близкого к ним по защитным свойствам). Некоторым увеличением затрат на ингибирование раствора в этих случаях сознательно пренебрегают.

Основные технологические схемы процесса

В отечественной практике сооружения и эксплуатации скважин на воду для декольматации их водоприемной части обычно применяют три основные технологические схемы процесса: реагентную ванну (РВ), создаваемую в водоприемной части ствола скважины, обработку прифилтровой зоны (ОПЗ) с однократным вытеснением реагентного раствора из ствола в пласт или же многоциклическую ОПЗ с периодическим перемещением реагентного раствора от ствола к прифилтровой зоне и в обратном направлении¹.

Для обработки по типу РВ раствор реагента подают к основанию водоприемной части ствола, заполняют ее и удерживают в ней до окончания реакции, при этом реагент частично проникает в околоствольное пространство (в разбавленном виде вследствие перемешивания с пластовой водой в контактной зоне). С помощью РВ можно добиться растворения кольматирующих образований на внутренней и внешней поверхностях фильтра, а также частичного растворения внутриворонкового кольматанта в пределах фильтровой обсыпки и кольматирующей корки на контакте между обсыпкой и водовмещающей породой (если скважину бурили вращательным способом с применением промывочной жидкости).

Поскольку в процессе взаимодействия с кольматантом реагентный раствор не вытесняется из ствола и околоствольного пространства в пласт, при РВ удается избежать переотложения твердых продуктов разрушения кольматанта в поровом пространстве пласта, что облегчает очистку скважины после обработки.

Заливочные трубы при выполнении РВ должны быть установлены в нижней части фильтра, что создает наилучшие условия для обработки всего фильтрового интервала.

Основное технологическое условие выполнения РВ заключается в том, что непосредственно перед подачей реагентного раствора на забое скважины должна быть создана депрессия путем эрлифтной (насосной) откачки или желонирования. Предварительное понижение забойного давления необходимо для

¹ Глубокопроникающие внутриворонковые кислотные обработки скважин под большими давлениями в настоящей главе не рассматриваются.

того, чтобы избежать последующего вытеснения реагента из ствола в пласт при уравнивании пластового и забойного давлений. Подачу реагентного раствора в бездействующую или малопроизводительную скважину обычно начинают при таком положении восстанавливающегося уровня воды, при котором масса воды, еще не поступившей в ствол после откачки, примерно равна или несколько превышает (в 1,1—1,3 раза) массу реагентного раствора, которую планируется подать на забой в процессе однократной обработки. При ускоренном восстановлении уровня воды в стволе подачу кислоты следует начинать еще раньше, в момент, когда масса не поступившей в ствол воды значительно превышает массу кислотного раствора (1,3—1,5 раза и более в зависимости от соотношения объемных скоростей подачи реагента в ствол и водопритока через фильтр).

Поскольку интервал между завершением откачки и началом химической обработки при РВ должен быть предельно сокращен, кислоту в водоприемную часть скважины во многих случаях целесообразно подавать через заливочные трубы, специально опускаемые заранее до основания фильтра в межтрубном пространстве между водоподъемной и обсадной колоннами (диаметр заливочных труб в зависимости от зазора между колоннами может колебаться от 15—20 до 35—40 мм). В неглубоких скважинах для залива кислоты самотеком вместо труб удобно использовать шланг соответствующего диаметра из любого кислотостойкого материала (резины, полиэтилена и др.) со вставленной в него снизу металлической трубкой-утяжелителем.

Избежать нежелательных потерь времени на переоборудование скважины после откачки позволяет также использование трехколлекторного оголовка, применение которого целесообразно при обработке глубоких скважин.

При выполнении РВ можно нагнетать реагент в ствол без предварительного создания депрессии на забое, если прифильтовая зона сильно закупорена и статический уровень находится вблизи устья скважины. В этих условиях подача реагента на забой вызывает излив воды через межтрубное пространство на устье скважины, что частично или полностью компенсирует возрастание забойного давления при закачивании реагентного раствора и обеспечивает его полное или частичное удержание в стволе.

Реагентный раствор при создании РВ необходимо подавать в скважину без перерывов, по возможности с максимальной скоростью. При обработке глубоких скважин вслед за реагентным раствором обычно закачивают воду для вытеснения реагента из заливочных труб (в количестве, примерно равном объему этих труб в интервале от их башмака до статического уровня воды). Максимальная скорость подачи реагента уско-

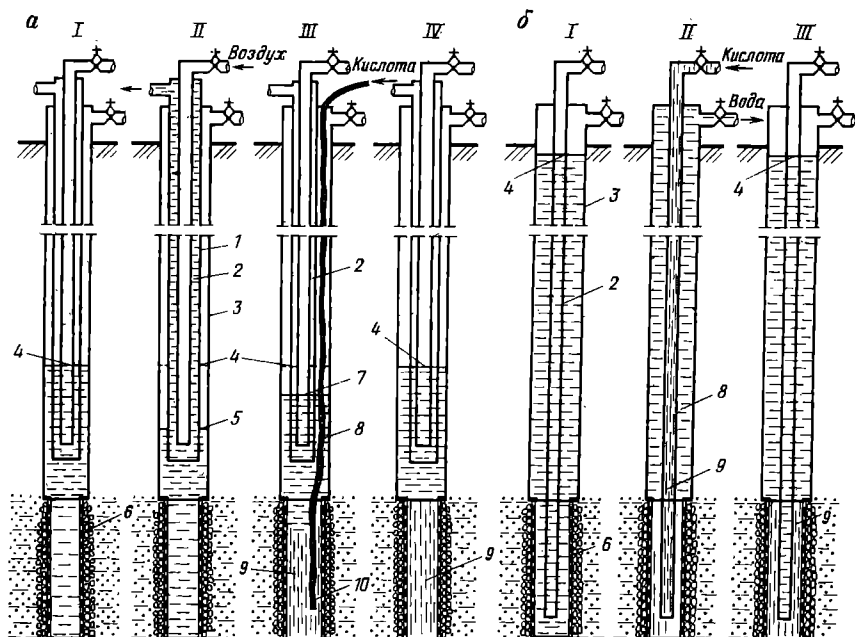


Рис. VI.13. Схема проведения кислотной ванны в скважине:

а — при низком статистическом уровне: *I* — до обработки, *II* — в процессе эрлифтной откачки для создания необходимой депрессии на забое, *III* — в процессе подачи кислоты, *IV* — в процессе обработки; *б* — при высоком статистическом уровне: *I* — до обработки, *II* — в процессе подачи кислоты, *III* — после нагнетания кислоты и продажной воды; *1* — водоподъемные трубы эрлифта; *2* — трубы для подачи воздуха (при откачке); *3* — эксплуатационная колония; *4* — статистический уровень; *5* — динамический уровень воды при откачке; *6* — фильтр с гравийной обсыпкой; *7* — динамический уровень при нагнетании кислоты; *8* — вода; *9* — кислота; *10* — шланг для подачи кислоты

ряет заполнение фильтрового интервала скважины и уменьшает разбавление реагента в стволе пластовой водой.

Технология создания РВ не требует герметизации устья скважины; однако в случае бурного протекания реакции необходимо перекрыть межтрубное пространство для предотвращения выброса части реагента через устье (например, при солянокислотной обработке скважин с карбонатным составом коьматанта или водовмещающих пород).

Схема проведения кислотной ванны в различных условиях показана на рис. VI.13.

РВ применяется обычно в качестве самостоятельного технологического варианта обработки для очистки поверхности фильтра и фильтровой обсыпки и может быть повторена неоднократно (2-кратная, 3-кратная ванна и т. д.). Кроме того, РВ может быть применена в качестве первичного метода воздействия на скважину при двухэтапной химической обработке в условиях глубокой коьматации прифилтровой зоны (для пред-

варительной очистки фильтра и обсыпки и создания условий для более равномерного вытеснения реагентного раствора в прифильтровую зону на втором этапе обработки).

Обработка прифильтровой зоны (ОПЗ) — наиболее распространенный и легко осуществимый технологический вариант обработки, в процессе которого реагентный раствор после подачи на забой обычно полностью вытесняется из ствола в прифильтровую зону скважины. Воздействие реагентного раствора при ОПЗ в отличие от РВ приводит к более глубокой декольматации прифильтровой зоны, при которой, помимо фильтра и фильтровой обсыпки, очищается поровое пространство водовмещающих пород на некотором удалении от ствола скважины. ОПЗ применяют обычно в качестве самостоятельного метода воздействия в тех случаях, когда предполагается кольматация порового пространства пласта в прифильтровой зоне.

Заливочные трубы для подачи реагента в скважину при ОПЗ, как и при РВ, необходимо устанавливать в основании рабочей части фильтра. Однако осуществление ОПЗ, в отличие от технологии РВ, не требует предварительного создания депрессии на забое скважины путем откачки. Поэтому для подачи кислоты в скважину опускают только одну колонну заливочных труб (диаметром не более 40—51 мм) или при небольшой глубине скважин кислотостойкий шланг с наконечником-утяжелителем.

Реагентный раствор при ОПЗ нагнетают с различной скоростью. В начале обработки необходимо обеспечить быстрое заполнение реагентным раствором всей водоприемной части ствола (для более равномерного вытеснения реагента по длине фильтра). С этой целью закачивать реагент в начале процесса необходимо с максимально возможной скоростью (например, при использовании кислотного агрегата — со скоростью 10—15 л/с) и при открытом межтрубном пространстве на устье скважины (для беспрепятственного излива воды при подъеме уровня в стволе в процессе подачи реагента).

После заполнения фильтра скважины головной частью рабочего раствора (о чем можно судить по величине подъема уровня жидкости в стволе) подачу реагента продолжают с меньшей скоростью (при отключенном насосе, самотеком), регулируя расход таким образом, чтобы не допускать чрезмерного подъема уровня жидкости и ее вытеснения через устье на поверхность.

После подачи в скважину требуемого количества реагентного раствора последнюю его порцию вытесняют из заливочных труб водой (при обработке глубоких скважин).

Технология ОПЗ в большинстве случаев не требует герметизации устья скважины для закачивания реагентного раствора насосным агрегатом, так как дополнительное давление на пласт при нагнетании реагента должно быть минимальным. Однако

в случае сильной закупорки прифилтровой зоны, когда закачивание реагентного раствора приводит к подъему уровня жидкости в стволе и ее вытеснению на дневную поверхность, допускается перекрытие задвижки на межтрубном пространстве и закачивание рабочего раствора насосом с минимальной подачей (например, при нагнетании кислоты агрегатом «Азинмаш-30» со скоростью 2—3 л/с).

Перекрытие межтрубного пространства может потребоваться также при бурном реагировании в стволе для предотвращения выброса активного реагента на поверхность, поэтому необходимо соблюдать правила безопасного ведения работ.

При интенсивном поглощении реагентного раствора по мере его подачи в фильтр обработка скважины не сопровождается заметным подъемом уровня жидкости в стволе. Напротив, в случае если поглощение жидкости пластом весьма затруднено и при подаче реагента на забой некоторое количество воды вытеснилось через устье на поверхность, то следует произвести дополнительную пригрузку жидкости в стволе примерно таким же количеством воды, заливаемой непосредственно в межтрубное пространство на устье скважины.

Схема вытеснения реагентного раствора при ОПЗ показана на рис. VI.14.

Весьма эффективна разработанная во ВНИИ ВОДГЕО технология цикличной обработки прифилтровой зоны с многократным вытеснением реагентного раствора из ствола в прифилтровую зону сжатым воздухом. Периодическое принудительное перемещение рабочего раствора из скважины в прифилтровую зону и в обратном направлении, достигаемое в результате повторяющейся пригрузки столба жидкости в скважине сжатым воздухом, позволяет добиться более полной очистки порового пространства вследствие лучшего удаления продуктов реакции из поровых каналов и перемешивания отработанных порций реагента с активным раствором. Пульсирующее движение жидкости способствует также лучшему отрыву и выносу твердых частиц кольматанта из порового пространства [1].

В практике увеличения производительности скважин применяют и некоторые другие схемы выполнения обработок, в частности ОПЗ с неполным вытеснением реагентного раствора в стволе, которая представляет собой промежуточный технологический вариант между РВ и ОПЗ. При выполнении работ по этой технологии достигается растворение кольматанта как на водоприемной поверхности ствола, так и в прифилтровой зоне. Основные технологические операции при ОПЗ с частичным удержанием раствора в стволе выполняются в том же порядке, что и при РВ, с тем отличием, что в скважину закачивают больший объем реагента, чем требуется для РВ. Скорость подачи реагента после заполнения фильтра при обработке

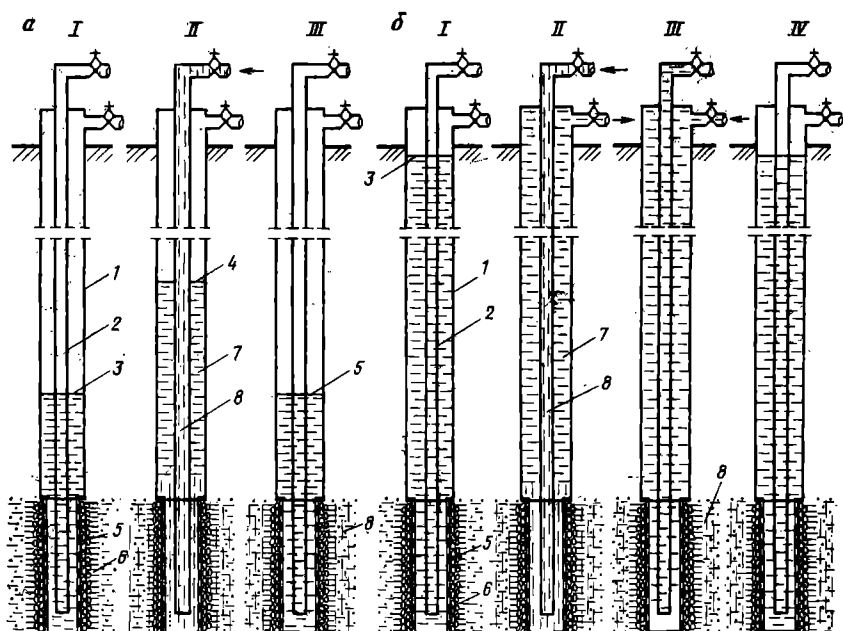


Рис. VI.14. Схема обработки призабойной зоны скважины:

а — при низком статическом уровне: *I* — до обработки, *II* — в процессе нагнетания кислоты, *III* — после нагнетания кислоты и продажной воды в процессе обработки; *б* — при высоком статическом уровне: *I* — до обработки, *II* — в процессе нагнетания кислоты, *III* — после нагнетания кислоты и продажной воды в процессе компенсирующей пригрузки водой, *IV* — после компенсирующей пригрузки в процессе обработки; *1* — эксплуатационная колонна; *2* — заливочные трубы; *3* — статический уровень; *4* — динамический уровень при нагнетании кислоты; *5* — фильтр с гравийной обсыпкой; *6* — внутрипоровая кольяматация прифилтровой зоны; *7* — вода; *8* — кислота

по этой технологии также должна быть понижена до минимальной.

ОПЗ с неполным вытеснением реагента из ствола фактически наблюдается и в том случае, когда при закачивании реагентного раствора некоторое количество воды изливается на поверхность через межтрубное пространство на устье скважины (например, при сильной закупорке фильтра и высоком положении статического уровня в скважине). Примерно такое же количество реагентного раствора в этом случае не вытесняется из скважины и остается в стволе.

Продолжительность процесса декольяматации зависит от состава и концентрации реагента, состава кольяматанта и водо-вмещающих пород, эффективности замедляющих добавок, диаметра ствола скважины, степени закупорки и водопроницаемости прифилтровой зоны, температуры и давления в зоне обработки и многих других факторов, совокупное воздействие которых не поддается точной оценке. Поэтому оптимальная продолжительность выдерживания реагентного раствора опре-

деленного состава в конкретной скважине, эксплуатирующей тот или иной водоносный горизонт в определенном районе, может быть установлена исключительно на основе опытных данных, полученных непосредственно в ходе обработок. Для ориентировочной оценки продолжительности процесса можно руководствоваться следующими данными.

При выполнении кислотной ванны фактическая продолжительность реагирования между соляной кислотой и кольматирующей коркой, в составе которой преобладают карбонаты кальция, не превышает обычно 3—4 ч. В случае преобладания в составе корки алюмосиликатного материала и небольшом (около 20—30 %) содержании карбонатов разрушение кольматанта соляной кислотой проходит вяло и может затянуться до 10—15 ч. При осуществлении РВ с целью растворения железистого кольматанта реагирование соляной кислоты или дитионита натрия продолжается 10—12 ч, раствора бисульфата натрия — около 14—16 ч; фосфатных растворов с концентрацией 6—8 % — около 24—25 ч [1]. При реагировании кислоты в поровом пространстве прифилтровой зоны продолжительность процесса зависит не только от времени нейтрализации кислоты в поровых каналах (оно многократно сокращается по сравнению со временем отработки кислоты в стволе скважины), но и от степени проницаемости закольматированных участков порового пространства, в которые инфильтруется реагентный раствор. Продолжительность процесса в таких условиях может колебаться от 1—2 ч до 1—2 сут и более и должна уточняться непосредственно в ходе обработки.

Наиболее простой способ контроля за ходом реакций, сопровождающихся выделением газообразных продуктов, заключается в наблюдении за интенсивностью газовыделения, легко фиксируемого на устье скважины по звуку. Прекращение газовыделения указывает на практически полное завершение реакции.

Достаточно надежным практическим способом определения степени отработки раствора в стволе скважины является отбор проб жидкости из ствола пробоотборником с различной глубины с определением на месте остаточной активности реагента.

Наиболее удобен способ контроля за ходом реагирования в стволе скважины, основанный на замере электрического сопротивления жидкости на забое скважины датчиком сопротивлений. Выдерживание реагента на забое продолжают до стабилизации электрического сопротивления.

При выполнении ОПЗ с многоцикловым продавливанием реагентного раствора в пласт сжатым воздухом окончание процесса декольматации прифилтровой зоны может быть установлено по стабилизации времени восстановления уровня жидкости в стволе после окончания каждого цикла продавливания реагента в прифилтровую зону.

Удаление продуктов реакции после химической обработки представляет собой не сложную, но ответственную технологическую операцию, заключающую комплекс работ по восстановлению производительности скважин химическим методом. Основной способ очистки прифилтровой зоны скважины после обработки — откачка, для выполнения которой могут использоваться эрлифт или погружной насос. Поскольку откачиваемая жидкость вначале может содержать значительное количество взвешенных частиц (остатков бурового шлама, твердых продуктов разрушения кольматанта, тонких фракций водоносных песчаных пород), использование эрлифта предпочтительнее. В отдельных случаях, например при пониженной водопроницаемости пород, использовании больших объемов реагентов, повышенной (более 20 %) концентрации соляной кислоты, использовании глинокислот, целесообразно сочетание откачки с другими методами очистки, например свабированием или имплозией.

В целях предотвращения вторичного осадкообразования и во избежание проникновения остатков использовавшегося реагента и продуктов реакции в глубь пласта рекомендуется не оставлять отработанный раствор с продуктами реакции в прифилтровой зоне на продолжительное время и начинать откачку с целью удаления продуктов реакции сразу после окончания реагирования.

После выполнения РВ полная очистка водоприемной части скважины легко достигается с помощью прокачки, производимой в течение нескольких часов при максимально возможном заглублении насоса или эрлифтных труб. После ОПЗ полное удаление продуктов реакции обычно достигается с помощью более длительной откачки (до 15—20 ч) или же откачки, чередуемой со свабированием.

После завершения откачки измеряют скорость восстановления уровня воды, выполняют необходимый комплекс геофизических исследований, в частности резистивиметрию, для оценки изменения условий водопритока в филтр.

Эффективность восстановления производительности скважин целесообразно оценивать сравнением удельных дебитов до и после обработки, показателей обобщенного сопротивления филтра и прифилтровой зоны (характеризующих результативность метода и изменение фильтрационных свойств прифилтровой зоны до и после обработки), результатов резистивиметрии, а также расходограмм, сопоставление которых позволяет установить степень увеличения водопритока по длине филтра и выявить участки, подлежащие дополнительной обработке [1].

Условия применения химических методов воздействия на скважины

Применение химических методов интенсификации работы скважин не должно приводить к загрязнению подземных и поверхностных вод, создавать угрозу или наносить вред здоровью людей, причинять ущерб хозяйственной деятельности промышленных предприятий, колхозов и совхозов, расположенных в районе водозаборных и дренажных сооружений или использующих подземные воды для хозяйственно-питьевого, технического и сельскохозяйственного водоснабжения.

С позиции охраны окружающей среды применение химических методов воздействия на скважины основано на весьма благоприятных предпосылках. В частности, количество вносимых в водоносный пласт реагентов, как правило, ничтожно мало по сравнению с количеством воды, извлекаемой из скважины в процессе откачки «на выброс» после обработки; в подавляющем большинстве случаев реагентные растворы распространяются лишь в пределах прифильтровой зоны, не проникая в глубь пласта; химические вещества, обладающие токсичными или агрессивными свойствами, утрачивают их в процессе реагирования с кольматантом и водовмещающими породами и превращаются в растворимые в воде безвредные соли и газообразные продукты, удаляемые при прокачке скважины; ингибирующие добавки, вводимые в кислотные растворы в весьма малых концентрациях (от десятых долей до 1—2 %), также полностью удаляются из скважины вместе с продуктами реакции до ввода ее эксплуатации.

Тем не менее при практическом применении химических методов восстановления производительности скважин следует соблюдать некоторые обязательные для всех условия, направленные на предупреждение прямого или косвенного ущерба от непродуманной организации или неправильно спроектированной технологии работ.

Выполнению работ должны предшествовать тщательный анализ конкретной гидрогеологической обстановки и условий водопользования в районе проведения работ, предварительное проектирование процесса с учетом требований охраны среды, согласование проекта работ с организацией или предприятием-водопользователем, территориальной водной инспекцией и местными санитарными органами.

Химические обработки скважин любого назначения необходимо выполнять в строгом соответствии с согласованным проектом работ.

При разработке проектов работ следует ориентироваться на применение только рекомендуемых реагентов, воздерживаясь от использования новых химических веществ, не апробированных в достаточной мере в лабораторных условиях и на опытных

скважинах. Например, при обработке водозаборных скважин, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения населения и водоснабжения животноводческих объектов, а также нагнетательных или поглощающих скважин в системах искусственного пополнения запасов подземных вод следует применять реагенты, разрешенные органами санитарного надзора (соляную кислоту, дитионит натрия, катапин и некоторые другие реагенты и целевые присадки).

Перечень реагентов, которые можно использовать при химической обработке водозаборных скважин для технического водоснабжения и орошения, а также водопонижающих скважин, значительно шире. Однако в любом случае применяемые химические вещества должны обладать хорошей растворимостью в воде и при взаимодействии с когматантом и водовмещающими породами не должны образовывать нерастворимых осадков в поровом пространстве пласта. Следует избегать также необоснованного применения чрезмерно больших количеств химических реагентов с неоправданно завышенной концентрацией.

При проведении химических обработок в сложных производственных условиях действующих водозаборов, особенно при небольшом расстоянии между скважинами, следует учитывать вероятность проникновения («подсасывания») реагентного раствора в ближайшие эксплуатируемые скважины. В этой связи в проекте работ следует при необходимости предусматривать временное отключение смежных скважин от водосборных резервуаров или водопроводимых коммуникаций (с продолжением откачки «на выброс») или же временное прекращение эксплуатации некоторых скважин.

Требуемую продолжительность откачки необходимо уточнять по результатам химических анализов откачиваемой воды. С этой целью предусматривается систематический отбор проб откачиваемой воды с выполнением химических анализов на месте проведения работ с помощью полевой гидрохимической лаборатории. Перечень подлежащих определению компонентов устанавливается проектом работ с учетом состава применяемых реагентов. Для оценки степени очистки воды в процессе откачки полученные результаты сопоставляют с химическими анализами воды из той же скважины до химической обработки. Одновременно следует проводить систематический органолептический контроль качества откачиваемой воды.

§ 3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ВОДООТБОРА

К комбинированным физико-химическим методам восстановления производительности водозаборных скважин относятся термореагентный, кислотоструйный, виброреагентный, термовиброреагентный, пневмореагентный, электровибрационный и реагентно-акустический.

Термореагентный метод

Термореагентный метод обработки фильтров и прифильтровых зон основан на том, что процесс растворения кольматирующих соединений интенсифицируется разогревом реагентного раствора, поступающего в водоприемную часть скважины. Повышение температуры раствора может быть достигнуто, например, с помощью теплового эффекта экзотермической реакции между раствором соляной кислоты и термореагентом, в качестве которого обычно используется металлический магний, загруженный в забойный реакционный наконечник. Горячий раствор реагента активно взаимодействует с кольматантом и во многих случаях с водовмещающими породами, обеспечивая более полную очистку поверхности ствола и фильтрующих каналов в пристволенной части пласта. Образующийся при реакции хлористый магний хорошо растворим и не выпадает в осадок.

Для выполнения термохимической обработки применяют специальные реакционные наконечники, подвешиваемые на заливочных трубах и предназначенные для загрузки магниевой стружкой или магниевыми стержнями.

Процесс растворения магния во время прокачки кислоты через реакционный наконечник должен протекать таким образом, чтобы после экзотермической реакции раствор соляной кислоты имел значительную остаточную активность при достаточно высокой температуре.

Известно, что при взаимодействии HCl с металлическим магнием выделяется большое количество тепла (462,8 кДж/г-мол или 18,98 МДж на 1 кг металлического магния). Теплоты, выделяемой при растворении 1 кг магния, достаточно для того, чтобы нагреть, например, 80 л соляной кислоты с приращением температуры на 75 °С, при этом концентрация HCl в растворе снижается с 15 до 11,4 %.

В БашНИПИнефти под руководством Б. Г. Логинова разработаны детальные рекомендации по наилучшему соотношению между реагирующими компонентами для достижения необходимой степени нагрева раствора и сохранения достаточной активности кислоты, а также по оптимальному режиму прокачки кислоты через реакционный наконечник.

Для контроля за изменением температуры и давления в зоне реагирования используется глубинный манотермограф конструкции М. М. Иванова. Для строгого соблюдения режима закачки кислоты и регулирования скорости ее подачи в скважину применяют расходомер типа РСЖ-10, устанавливаемый на выходе насоса кислотного агрегата.

Для нагрева реагентных растворов с целью термохимической обработки кольматанта могут быть использованы также скважинные электронагреватели в кислотостойком исполнении, работающие по принципу сопротивления или индукции.

Термохимические обработки, широко используемые в практике эксплуатации нефтяных и водонагнетательных скважин, пока не получили должного применения при сооружении и эксплуатации скважин на воду, тем не менее метод термохимического воздействия достаточно перспективен. Его применение целесообразно, в частности, для увеличения производительности бесфильтровых скважин с открытым стволом в доломитах или доломитизированных известняках, трудно растворимых при обычных кислотных обработках, разглинizations скважин в процессе их освоения, необходимости очистки водоприемной части скважин от труднорастворимых осадков (кремнистых, кремнисто-железистых и др.).

Кислотоструйный метод

Кислотоструйный метод основан на сочетании химической активности реагента, чаще всего кислоты, с разрушающим действием высоконапорных направленных струй раствора, активность которого при необходимости может быть дополнительно усилена нагревом. Кислотоструйные обработки можно применять только в скважинах с открытой водоприемной частью ствола. Для обработки скважин этим методом используют забойный гидромонитор с насадками-соплами, имеющими внутренний канал малого сечения по профилю «сжатой» струи или реакционный наконечник для термохимического процесса, ниппели которого имеют каналы указанного профиля.

Таблица VI.9

Размеры каналов мониторинных насадок по профилю сжатой струи

Размеры каналов, мм (см. рис. VI.15)	Диаметр выходного отверстия, мм		
	3,0	4,0	4,5
L	11,0	14,8	16,7
z	2,5	3,4	3,7
r_1	4,2	5,6	6,3
r_2	1,5	2,0	2,3
d_1	3,9	5,2	5,8

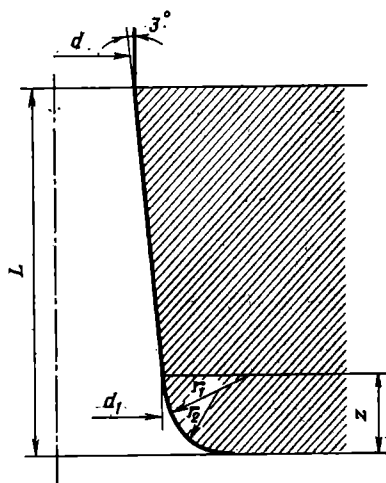


Рис. VI.15. Профиль канала гидромониторной насадки, используемой при обработке скважин кислотоструйным методом

Оптимальный профиль канала гидромониторной насадки, рекомендуемый БашНИПИнефтью, показан на рис. VI.15. Скорость струи, вылетающей из канала указанной формы, почти в 2 раза превышает скорость истечения струи из канала цилиндрической формы. В табл. VI.9 приведены данные, необходимые для изготовления мониторных насадок профиля «сжатой» струи с выходными отверстиями диаметром 3,4 и 4,5 мм.

Воздействие направленными реагентными струями может совмещаться как с реагентной ванной, так и с обработкой призабойной зоны. В последнем случае обычно прибегают к некоторому увеличению объема реагентного раствора для более эффективного разрушения стенок ствола напорными струями. Раствор целесообразно закачивать насосом кислотного агрегата с максимально возможной скоростью (до 13—15 л/с).

Кислотоструйная обработка получила широкое распространение в нефтепромысловом деле и весьма перспективна для внедрения в практику сооружения и эксплуатации скважин на воду. Метод может быть с успехом применен для обработки карбонатных или карбонатизированных слаботрешиноватых коллекторов при необходимости очистки поверхности ствола от глинистой, цементной или иной кольматирующей корки и создания в стенках скважины глубоких, каверн, щелей или каналов с целью подсечения водонесущих трещин.

Виброреагентный метод

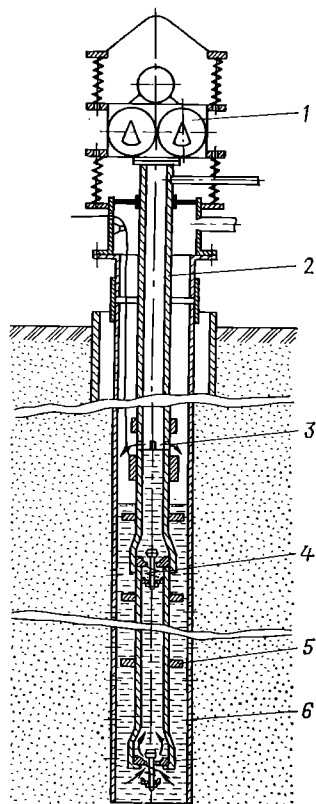
Виброреагентный (виброхимический) метод¹ основан на одновременном использовании двух декольматирующих факторов: химической активности реагента, способного растворять закупоривающий материал, и импульсного вибрационного воздействия на прифилтровую зону, интенсифицирующего процесс растворения в результате создания знакопеременных давлений и разнонаправленных фильтрационных потоков, которые возникают в зоне контактирования реагента с кольматантом. Активное гидродинамическое воздействие на систему растворитель — кольматант в процессе реагентной обработки позволяет существенно ускорить процесс декольматации и улучшить степень очистки водоприемной части скважины. Значительно увеличивается также глубина декольматации и ее равномерность.

Виброреагентную обработку применяют для освоения скважин с целью удаления остатков промывочного раствора, а также для восстановления водоотбора из эксплуатируемых скважин при сложных условиях декольматации фильтра (большой глубине зоны кольматации, сцементированности кольматирующего

¹ Технология виброреагентной декольматации скважин разработана ВНИИ ВОДГЕО и ВНИИГС совместно с трестом «Промбурвод».

Рис. VI.16. Оборудование скважины при виброреагентной обработке:

1 — вибратор; 2 — труба рабочего органа; 3 —пускное окно; 4 — вибропасос; 5 — диски рабочего органа; 6 — фильтр



осадка и пр.), когда применение обычных вибрационных или реагентных методов не дает существенного эффекта. Обязательное условие — достаточная коррозионная устойчивость фильтра к воздействию реагента. Основные положения технологии восстановления дебита скважин виброхимическим методом в части подбора реагентных составов, их концентрации, объема, дозировки целевых добавок, оборудования для транспортировки и закачивания реагентов в основном те же, что и при обычной химической обработке. Для растворения колюматанта при виброхимической обработке можно использовать практически все без исключения реагенты, которые применяются при химических обработках скважин (нейтрализаторы, восстановители комплексообразователи), независимо от их фазового состояния (жидкие, твердые, газообразные). В такой же мере сохраняют силу и рекомендации по применению различного оборудования для создания импульсных вибрационных нагрузок, разработанные для обычной виброобработки.

Применяется несколько различных технологических схем выполнения виброхимической обработки, соответственно которым в скважине монтируется различное виброоборудование.

Наиболее простой технологический вариант заключается в том, что в скважину, оборудованную вибратором с рабочим органом обычного типа, через устье подается реагентный раствор, достигающий через некоторое время фильтра, после чего проводят вибрирование. Для повышения эффекта обработки можно использовать рабочий орган вибратора со встречным движением дисков или с противофазными колебательными движениями.

Более сложная схема обработки предусматривает циркуляцию реагентного раствора в стволе скважины в процессе вибрирования (рис. VI.16). С этой целью в колонне насосно-компрессорных труб рабочего органа с интервалом 8—10 м устанавли-

вают несколько вибронасосов, перекачивающих раствор снизу вверх, а в средней части рабочего органа монтируют трубу с перепускными окнами.

Наибольшей эффективностью отличается технологический вариант обработки с использованием вибромагнетателя, работающего в импульсном режиме, и пакеры для герметизации фильтрового интервала. Согласно рекомендуемой ВНИИ ВОДГЕО технологии, вначале выполняют два—три цикла виброобработки по обычной технологии до полного осветления откачиваемой из скважины воды. Затем в устьевую часть скважины через отвод на оголовке подают первую порцию реагентного раствора, который перемещается вниз по стволу, вытесняя воду из ствола скважины в пласт. После того как реагентный раствор достигнет водоприемной части скважины, фильтровый интервал изолируют с помощью пакера и включают вибратор.

Продолжительность первого цикла вибрирования — 10 мин. В течение этого времени вибромагнетатель закачивает реагент в изолированный пакером фильтровый интервал под давлением до 0,3—0,4 МПа. После окончания вибрирования пакер разгерметизируют, в результате чего дополнительное давление на пласт снимается и происходит отток реагентного раствора из прифильтровой зоны в ствол. После 20-минутного дренирования пласта вновь возобновляют вибрирование, продолжающееся около 10 мин. Указанные циклы повторяют 3—5 раз. Далее в скважину тем же способом подают вторую порцию реагентного раствора и повторяют операции в той же последовательности. На заключительном этапе процесса выполняют эрлифтную откачку из скважины до полного удаления твердых и газообразных продуктов реакции.

Виброреагентная обработка успешно опробована при увеличении производительности водозаборных и водопонижающих скважин в Черкассах и Курске, в районе Каховского водохранилища. Применение метода позволило увеличить удельные дебиты в 1,5—4,7 раза (до 0,2—0,7 первоначальной производительности). Метод весьма перспективен для более широкого внедрения в практику сооружения и эксплуатации водозаборов.

Термовиброреагентный метод

Процесс декольматации фильтра и прифильтровой зоны при виброхимической обработке скважины может быть еще более интенсифицирован подогревом реагентного раствора в водоприемной части скважины до температуры 60—80 °С. При этом достигается дополнительное существенное ускорение процесса и значительное увеличение степени растворения кольматанта.

Термовиброреагентный метод¹, объединяющий в одном технологическом процессе тепловое, вибрационное и химическое

¹ Технология метода разработана ВНИИ ВОДГЕО.

воздействие, позволяет существенно повысить эффективность декольматации скважин в особо сложных условиях, например, при необходимости удаления кремнистого кольматанта, растворение которого в обычных условиях проходит с малой скоростью и не полностью.

Для реализации метода, применяют ранее описанное вибрационное оборудование и реагенты, используемые при химической обработке (за исключением полифосфатов и дитионита натрия). Раствор при термовиброреагентной обработке подогревают скважинными электронагревателями, расположенными на рабочем органе вибратора, или химическим путем с помощью термореагентов, вводимых через устье скважины внутрь рабочего органа с помощью специального устройства [1]. В первом случае реагент в стволе скважины можно нагревать блоком чередующихся положительных и отрицательных электродов, расположенных в нижней части корпуса рабочего органа. Конструктивные особенности электродов, выполненных в виде полых усеченных конусов, способствуют увеличению скорости нагрева жидкости, а наличие обратного клапана и перепускных отверстий в колонне рабочего органа обеспечивает циркуляцию нагретого раствора в зоне фильтра.

Пневмореагентный метод

Пневмореагентный метод интенсификации водоотбора из эксплуатируемых скважин¹ представляет собой рациональное сочетание химической обработки и пневмовзрыва. При реализации метода диспергирующее воздействие пульсирующих реагентных потоков переменного направления, возникающих в процессе пульсации газовой полости, дополняется растворяющим воздействием реагента. Степень и равномерность очистки прифилтровой зоны при этом значительно возрастают вследствие активного перемешивания реагента и перемещения диспергированных частиц кольматанта в зоне обработки.

Пневмореагентное воздействие применяется для интенсификации водоотбора в разнообразных гидрогеологических и эксплуатационных условиях при любых конструкциях фильтров, достаточно устойчивых к воздействию реагента. Метод эффективен при различном составе кольматанта (особенно для удаления осадков с преобладанием гидроксида железа). Обычно пневмореагентную обработку применяют на скважинах глубиной до 150 м со статистическими уровнями не ниже 50 м и при длине фильтра до 20 м.

¹ Технология метода разработана ВНИИгеофизики, АзНИИ водных проблем и ВНИИ ВОДГЕО.

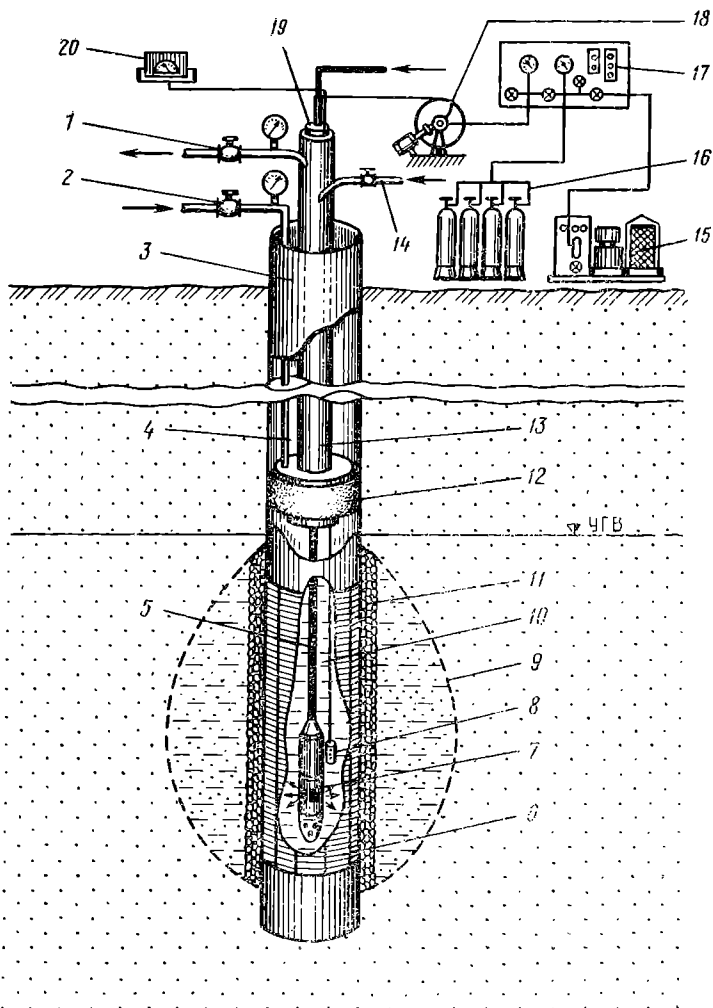


Рис. VI.17. Оборудование скважины при пневмореагентной обработке:

1 — патрубок для сброса давления; 2 — патрубок для подачи воздуха в камеру пакера; 3 — фильтровая колония; 4 — воздушный шланг; 5 — шланг высокого давления; 6 — фильтр; 7 — пневмоснаряд; 8 — электрод; 9 — граница зоны распространения реагента; 10 — реагент; 11 — гравийная обсыпка; 12 — пакер; 13 — труба пакера; 14 — патрубок для подачи воздуха низкого давления; 15 — электрокомпрессор; 16 — воздухосборник; 17 — щит управления; 18 — лебедка; 19 — сальник; 20 — омметр

При необходимости в технологическую схему процесса может быть включено циклическое задавливание реагентного раствора за контур фильтра давлением сжатого воздуха.

Для пневмореагентной обработки используется то же оборудование, которое применяют при обычном пневмовзрыве и

реагентной обработке. В комплект оборудования для циклической пневмореагентной обработки входит, в частности, пневматический пакер, устанавливаемый в надфильтровой части ствола для изоляции обрабатываемого интервала.

Наряду с жидкими реагентами при пневмореагентном воздействии можно применять и порошкообразные вещества. При использовании порошкообразных реагентов в скважину опускают воздушные трубы, по которым в ствол подают небольшое количество сжатого воздуха от компрессора. В бурлящую воздушно-водяную смесь засыпают расчетное количество порошкообразного реагента. Далее в скважину опускают пакерное герметизирующее устройство, которое устанавливают на 0,5—1 м выше статического уровня (рис. VI.17).

Давление сжатого воздуха в пакере поддерживается постоянным (около 0,15 МПа). После проверки всей системы на герметичность пневмоснаряд устанавливают в верхней части фильтра и в процессе обработки перемещают на 10 см после каждого выстрела к нижней части фильтра, а затем — к верхней (обычно достаточно двух — четырех спусков-подъемов). После окончания пневмовзрывной обработки при наличии достаточной активности реагентного раствора приступают к циклическому (5—10-кратному) продавливанию реагента в глубь прифильтровой зоны. С этой целью периодически создают пригрузку жидкости в подпакерном пространстве продолжительностью 5—10 мин давлением сжатого воздуха в пределах 0,04—0,13 МПа. Пригрузку чередуют со сбросом давления в подпакерном пространстве до атмосферного. В результате реагентный раствор многократно перемещается к периферийной части прифильтровой зоны и обратно к стволу скважины, что способствует более полной и равномерной декольматации порового пространства.

Оптимальное количество циклов вытеснения-возврата реагентного раствора определяется в процессе обработки по стабилизации скорости восстановления уровня воды в подпакерном пространстве после сброса давления. С этой целью под пакером устанавливают контактное устройство, срабатывающее при восстановлении уровня воды после снятия давления.

При значительной глубине скважин необходимо предусматривать подачу реагентного раствора непосредственно в водоприемную часть скважины, что позволит предотвратить излишнее разбавление и загрязнение реагента.

Имеется опыт практического применения пневмореагентных обработок на одном из водозаборов Курска и на других объектах. Применение метода позволило достигнуть значительного, в 1,7—4,8 раза, увеличения удельных дебитов (до 70—75 % от первоначальных).

Электровибрационный метод

Метод электровибрационной (электроимпульсной) обработки¹ основан на возбуждении высокочастотных разрядов низкого напряжения в искусственно создаваемой в скважине электролитной среде.

Сущность метода заключается в том, что на катод скважинного разрядника, опущенного в заполненный электролитом фильтр скважины, подают постоянный ток напряжением 200—900 В, вследствие чего в жидкости образуются электрические разряды. При этом в обрабатываемой зоне возникают частые гидродинамические возмущения с амплитудой до 0,8—1,2 МПа и происходит разогрев жидкости до 50—60 °С. Под воздействием знакопеременного гидродинамического давления кольматирующие фильтр осадки разрушаются и диспергируются. При использовании для создания электролитной среды соляной кислоты или других реагентов эффективность процесса возрастает вследствие интенсивного растворения кольматанта.

В варианте, построенном на сочетании химического и гидродинамического воздействия, метод электровибрационной обработки можно применять в широком диапазоне гидрогеологических и эксплуатационных условий, для декольматации скважин с металлическими фильтрами различных конструкций. Его использование особенно целесообразно в сложных условиях, при кольматации фильтров осадками, плохо растворимыми при обычной реагентной обработке.

Для проведения электровибрационных обработок разработан установка, в состав которой входят кислотоупорная емкость для реагента, пульт управления, электронный блок, лебедка, компрессор, шланг-кабель, скважинный снаряд с разрядником и трансформатор.

Техническая характеристика электровибрационной установки

Максимальная глубина обрабатываемых скважин, м	150
Внутренний диаметр обрабатываемых фильтров, мм	102—356
Напряжение питающей сети, В	220
Напряжение на разряднике, В	200—900
Частота импульсов, Гц	50—200
Потребляемая мощность, кВт·А	15

При определении требуемых объемов и концентрации реагентов растворов, состава и дозировки целевых добавок для электровибрационной обработки следует руководствоваться в основном рекомендациями, разработанными для метода реагентной обработки. При этом необходимо иметь в виду, что использование полифосфатов и дитионита натрия не допускается.

¹ Технология метода разработана Ивано-Франковским институтом нефти и газа.

Обработку скважины электровибрационным методом целесообразно сочетать с химическим воздействием по типу реагентной ванны или ОПЗ с частичным удержанием реагента в водоприемной части ствола скважины. Ствол скважины заполняют реагентом с помощью гибкого трубопровода, опущенного в зону скважинного снаряда.

При обработке скважин малой глубины (до 50 м) с герметичной обсадной колонной электровибрационную обработку можно комбинировать с циклическим задавливанием реагента сжатым воздухом, что обеспечивает повышение эффективности под воздействием разнонаправленного фильтрационного потока. В этом случае применяют специальный оголовок, оборудованный патрубками для подачи реагента и сжатого воздуха и соединенный с пакером, отделяющим фильтровый интервал.

Электровибрационную обработку обычно проводят при разрядном напряжении 300—500 В. Первичную обработку фильтрового интервала выполняют в режиме резонансной частоты, повторную — на максимальной частоте следования импульсов. Шаг смещения снаряда и время работы на одной отметке определяются временем стабилизации теплового режима в скважине, равным 8—10 мин, и размером зоны прогрева по оси скважины, равным 0,5 м. Фильтр обрабатывают в направлении снизу вверх. Оптимальное время обработки составляет около 1,5 ч.

При опробовании метода на водозаборных скважинах в Ивано-Франковской и Тернопольской областях, а также на водоопийжающих скважинах в районах Каховского и Краснодарского водохранилищ было достигнуто в среднем 2—3-кратное увеличение удельных дебитов (до величин, близких к первоначальной производительности скважин) [6].

Реагентно-акустический метод

Реагентно-акустический метод основан на сочетании химической и ультразвуковой обработки в одном технологическом процессе¹. Реагентная обработка коьматанта в условиях интенсивного озвучивания фильтра более эффективна, чем каждый из методов в отдельности, так как при комплексном воздействии существенно увеличивается открытая поверхность коьматирующего осадка, доступная для реагентного воздействия, и улучшаются условия удаления продуктов разрушения коьматанта. В результате достигается более полная и глубокая декоьматация фильтров и прифильтровых зон.

Выполнению реагентно-акустической обработки обычно предшествует предварительная очистка ствола с помощью ерша и эрлифтной откачки. После нее приступают к реагентной об-

¹ Технология метода разработана НИИОСП.

работке, которая выполняется по типу реагентной ванны или обработки прифилтровой зоны с полным или частичным вытеснением реагента за контур фильтра. В обоих случаях она может сопровождаться циклической пригрузкой реагента, находящегося в стволе или в прифилтровой зоне, сжатым воздухом. В водоприемную часть скважины реагент подают через колонну водоподъемных труб или резиновый шланг.

После подачи реагентного раствора на забой и начала реагирования в скважину опускают колонну водоподъемных труб с ультразвуковым снарядом. После входа колонны со снарядом в водоприемную часть может быть проведено поинтервальное циклическое задавливание реагентного раствора в изолируемые пакерами участки фильтра длиной по 0,75 м. Для задавливания используют сжатый воздух от компрессора, который подают по опущенному внутрь колонны резиновому шлангу с форсункой.

После достижения скважинным снарядом нижнего участка фильтра начинают поинтервальную акустическую обработку с одновременной эрлифтной откачкой из интервалов, изолируемых пакером. Длина интервала, озвучиваемого при одном положении снаряда, составляет 0,75 м. Продолжительность озвучивания фильтра в каждом интервале колеблется от 10 до 20 мин в зависимости от наличия в откачиваемой воде остатков кольматанта и взвесей. При последовательном перемещении снаряда на вышележащий интервал озвучивание и откачку не прекращают (сбрасывается лишь давление воздуха в камерах пакера).

При выборе оптимальной технологии процесса важно учитывать степень отработки реагентного раствора в период поинтервального озвучивания фильтра, которое сопровождается одновременно выполняемой эрлифтной откачкой. Во избежание преждевременного удаления из ствола еще активного раствора или, напротив, озвучивания фильтра в реагентной среде, уже полностью потерявшей активность, целесообразно строить технологию таким образом, чтобы ультразвуковая обработка выполнялась примерно на срединной фазе реагирования.

Реагентно-акустическая обработка опробована в производственных условиях Соколовско-Сарбайского горно-обогатительного комбината и на водозаборе Курска. В результате достигнуто 1,7—2,5-кратное увеличение удельных дебитов (до значений, близких к первоначальной производительности скважин или превышающих их).

§ 4. ОСОБЕННОСТИ БЕЗОПАСНОГО ВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ВОДООТБОРА

Работы по увеличению производительности скважин существующими в настоящее время методами в большинстве случаев сопряжены с повышенной опасностью для технического персо-

нала. Поэтому организации безопасного выполнения работ по интенсификации водоотбора должно уделяться особое внимание.

Для обеспечения безопасности персонала работы по интенсификации водоотбора большинством рассмотренных выше методов необходимо проводить под руководством квалифицированного инженерно-технического работника, прошедшего обучение по углубленной программе (включающей раздел по технике безопасности), обладающего опытом выполнения подобных работ и имеющего удостоверение на право их ответственного ведения. К выполнению работ в качестве техников, операторов и рабочих можно привлекать лиц не моложе 18 лет, прошедших обучение по соответствующим программам и стажировку для приобретения практических навыков. Допуск к работе указанных лиц, а также руководителя работ должен быть оформлен приказом по организации.

Обязательное условие обеспечения должного уровня безопасности персонала — разработка детальной рабочей инструкции по технике безопасного выполнения работ при увеличении дебита скважин по применяемой технологии. В основу такой инструкции должны быть положены существующие типовые правила техники безопасности, согласованные с Госкомтруда СССР и ВЦСПС, а также соответствующие разделы действующих инструкций по эксплуатации специального оборудования для интенсификации водоотбора, руководств и пособий по увеличению дебита скважин. Инструкция должна быть составлена применительно к конкретным условиям производства работ (с учетом фактически применяемых способов и технологии, имеющегося в организации оборудования, используемых химических веществ и других материалов) и утверждена руководителем организации.

Для уменьшения вероятности несчастных случаев с тяжелыми последствиями в инструкции должны быть изложены не только правила безопасной работы, но и сведения, необходимые для оказания первой помощи пострадавшим.

С помощью соответствующей службы должно быть организовано систематическое изучение рассматриваемой инструкции исполнителями работ, периодическая проверка знаний по технике безопасности, рассмотрение и коллективное обсуждение случаев ее нарушения и неуклонное соблюдение правил технической безопасности при практическом выполнении работ.

Основой для разработки детальных рабочих инструкций по технике безопасности должны служить Единые правила безопасности при взрывных работах, Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Правила безопасности при геолого-разведочных работах, СНиП III-A-II—70 «Техника безопас-

ности в строительстве». Указания по технически безопасному выполнению работ и эксплуатации специального оборудования содержатся в работах [3—6], а также во Временной инструкции по применению пневмовзрыва для увеличения производительности скважин на воду (АзНИИ водных проблем, Баку—Донецк) и Инструкции по разглинизации скважин на воду вибрационным способом (ВСН 219—79 Минмонтажспецстроя СССР).

В перечисленных сборниках обязательных правил техники безопасности и инструктивно-методических материалах по применению различных способов интенсификации водоотбора весьма детально изложены основные требования техники безопасности при выполнении различных видов работ. Тем не менее целесообразно дополнительно рассмотреть наиболее важные особенности безопасного выполнения тех видов работ, которые требуют соблюдения особых мер предосторожности. К их числу относятся прежде всего электрогидроударные и химические обработки, так как при их проведении существует повышенная опасность поражения персонала электрическим током высокого напряжения и токсичными химическими веществами (рис. VI.18).

При эксплуатации электрогидроударных установок должно быть обеспечено, в частности, безусловное выполнение следующих важнейших требований техники безопасности.

1. Включать установку разрешается только оператору, имеющему группу допуска не ниже 3-й, под наблюдением старшего оператора, имеющего группу допуска не ниже 4-й.

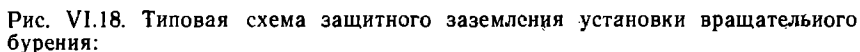
2. Площадка работ вокруг скважины и установки должна быть обнесена легким веревочным ограждением с предупреждающими плакатами. Установка должна быть надежно заземлена, а управлять ею необходимо с изолированной подставки. После включения оборудования категорически запрещается прикасаться, стоя на земле, к автомашине, электрооборудованию, кабелю и скважине.

3. После отключения установки запрещается проводить какие-либо ремонтные работы до полного снятия напряжения и закорачивания выводов на генераторе токов.

4. Установка должна быть немедленно отключена, если напряжение на конденсаторах превышает номинальное, повышается частота следования импульсов выше допустимого значения, появляются нестабильные разряды, разрядный ток увеличивается на 30 % выше требуемого или происходит вспучивание стенок конденсатора.

5. Запрещается выполнение электрогидроударных обработок в сырую дождливую погоду (температура и влажность воздуха должны быть в пределах, допускаемых конструкцией по эксплуатации установки конкретного типа).

Обеспечение безопасных условий выполнения химических обработок требует особого рассмотрения, так как применяемые



реагенты в исходном состоянии (т. е. при товарной концентрации) в большинстве случаев обладают токсичными, пожаро- и взрывоопасными свойствами. К числу токсичных⁴ веществ относятся соляная, уксусная и плавиковая кислоты (из которых последние две особенно опасны в обращении), формалин, урот-

ропин¹. Уксусная кислота, формалин и уротропин — горючие вещества, а пары формалина и взвешенная в воздухе или осевшая пыль уротропина взрывоопасны. При взаимодействии многих реагентов с кольматантом также могут образовываться токсичные и взрывоопасные вещества (чаще всего сероводород). При контактировании соляной кислоты с многими металлами выделяется водород, который может образовывать с воздухом взрывчатую смесь.

Защита работающего персонала дополнительно затрудняется ввиду того, что реагенты, обладающие опасными свойствами, обычно применяют в больших количествах и закачивают в скважины под высоким давлением.

Наиболее важные требования техники безопасности при химических обработках сводятся к следующему.

1. Численность бригады, участвующей в химической обработке, должна быть не менее 3 человек (включая руководителя работ).

2. Работники, непосредственно занятые подготовкой кислотных растворов и проведением кислотной обработки, должны по возможности находиться с наветренной стороны и избегать вдыхания паров кислоты. Они должны работать в резиновых сапогах, костюмах из сукна или ткани с кислотостойкой пропиткой (группа К), резиновых перчатках или специальных рукавицах, клеенчатых или прорезиненных фартуках, плотно прилегающих защитных очках (марки Г или ЗН7). Для защиты лица при выполнении опасных операций необходимо надевать маски от противогазов или наголовные щитки с химически стойким корпусом (марки НВХ). Для защиты органов дыхания в атмосфере, насыщенной парами кислот, следует применять фильтрующие противогазы марок ФГ, ФУ, В, БКФ, респираторы марок Ф-46, Р-2, Ф-62М, РПГ-67

3. При случайном поражении кислотной или ее парами необходимо оказать на месте первую помощь пострадавшему:

при отравлении парами кислоты следует отойти в сторону и усиленно вдыхать свежий воздух; глаза и нос необходимо промыть, а горло — прополоскать 2 %-ным раствором соды. При кашле следует принимать кодеин или диканн, выпить теплое молоко с содой или маслом;

при попадании соляной кислоты на кожу следует немедленно смыть ее водой, лучше всего — под напором в течение 5—10 мин, затем наложить на обожженное место «кашицу» из двууглекислой соды. При ожогах плавиковой кислотой или глинокислотой обожженное место после отмывания струей воды

¹ Пары кислот и формалина вызывают сильное раздражение слизистой оболочки глаз и носоглотки; при их вдыхании возникают насморк, кашель, удушье, а в некоторых случаях — рвота и кровотечения. Попадание кислот и уротропина на кожу вызывает раздражение, болевые ощущения и различной степени ожоги. Особенно опасно попадание кислот в глаза.

следует обработать 10 %-ным раствором аммиака, затем снова отмыть водой и накладывать спиртовые компрессы, меняя их через каждые 2 мин в течение получаса, после чего наложить магнезиальную мазь;

при попадании кислоты в глаза необходимо обильно промыть их струей чистой воды, затем ввести 1—3 капли 2 %-ного раствора новокаина или 0,5 %-ного раствора дикаина (или дикаина с адреналином). Применять при поражении глаз кислотами нейтрализующие щелочные растворы, мази на жировой основе или масла запрещается.

4. Все работы, связанные с перемещением, разгрузкой, переливанием, закачиванием, пересыпанием, растворением реагентов, а также их транспортировку следует производить в дневное время. Кислоты необходимо перевозить в емкостях с кислотостойким покрытием с соблюдением всех мер предосторожности, установленных для опасных грузов.

5. При проведении химических обработок без герметизации скважин специальным оголовком следует иметь в виду вероятность выбросов через устье вспененной жидкости, содержащей активную кислоту. Выполнение работ под силовыми и осветительными электролиниями, находящимися под напряжением, запрещается.

6. Спуск человека в шахтный колодец к заглубленному устью скважины после окончания обработки допускается только при надетых противогазе и пояском ремне с закрепленным на нем канатом при условии подстраховки сверху другими работниками.

7. При обработках под высоким давлением требуется соблюдение некоторых дополнительных требований. В частности, до начала обработки должно быть проверено состояние предохранительного клапана на выкиде насоса, а нагнетательная линия опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление. При закачке и продавливании рабочих растворов запрещается находиться около устья скважины и у нагнетательного трубопровода. Выполнение каких-либо ремонтных работ в случае обнаружения неисправности или течи в трубопроводе допускается только после остановки насоса и снижения давления до атмосферного с помощью контрольного крана.

8. Категорически запрещается курить и принимать пищу вблизи от места работ с кислотами и около устья скважины.

9. На площадке вокруг скважины и используемого при обработке оборудования должны быть установлены легкое веревочное ограждение (на расстоянии 10—15 м, а при обработках под давлением или опасности выбросов — до 30—40 м) и предупреждающие плакаты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Алексеев В. С., Гребенников В. Т.* Восстановление дебита водозаборных скважин.— М.: Агропромиздат, 1987.
2. *Башкатов Д. Н., Олоновский Ю. А., Дрягалин Е. Н.* Разглинизация буровых скважин на воду.— М.: Колос, 1979.
3. *Волоховский Г. А.* Справочник. Эксплуатация и ремонт систем сельскохозяйственного водоснабжения.— М.: Россельхозиздат, 1982.
4. *Квашнин Г. П., Деревянных А. И.* Водозаборные скважины с гравийными фильтрами.— М.: Недра, 1981.
5. *Квашнин Г. П.* Организация производства и экономика бурения водозаборных скважин.— М.: Недра, 1984.
6. *Керимов В. А.* Техника и технология бурения скважин большого диаметра.— М.: Недра, 1983.
7. *Пятиков Ю. В., Бандырский И. Н., Дьяченко Д. В.* Справочник по оборудованию буровых скважин обсыпными фильтрами.— М.: Колос, 1983.
8. *Романенко В. А.* Электрофизические способы восстановления производительности водозаборных скважин.— Л.: Недра, 1980.
9. *Справочник по бурению скважин на воду/Д. Н. Башкатов, С. Л. Драхлис, С. С. Сулакшин, Г. П. Квашнин.*— М.: Недра, 1979.
10. *Шустов В. М.* Техника измерений при полевых гидрогеологических исследованиях.— М.: Недра, 1978.

О Г Л А В Л Е Н И Е

Предисловие	3
Глава I. Ударное бурение (Д. Н. Башкатов)	4
§ 1. Буровые установки	4
§ 2. Буровой инструмент	16
§ 3. Конструкции скважин	29
§ 4. Технические средства для посадки и извлечения обсадных труб	34
§ 5. Технологи́я бурения	50
§ 6. Эксплуатация и ремонт стайков	57
§ 7. Аварии и методы их устранения	60
§ 8. Организация работ	61
Глава II. Бурение с обратной промывкой (С. Л. Драхлис)	66
§ 1. Буровые установки	69
§ 2. Буровой инструмент	76
§ 3. Технологи́я и организация бурения скважин с обратной промывкой	86
§ 4. Крепление скважины, спуск фильтров, гравийная обсыпка и пробная откачка	98
§ 5. Характерные осложнения при бурении скважин с обратной промывкой и меры их устранения	101
§ 6. Экономическая эффективность сооружения скважины с обратной промывкой	102
Глава III. Гидрогеологические наблюдения и исследования скважин в процессе бурения (Д. Н. Башкатов)	104
§ 1. Основные виды наблюдений и исследований	104
§ 2. Гидрогеологические наблюдения в процессе бурения	106
§ 3. Опережающий метод опробования	112
§ 4. Исследование пластов испытательными снарядами на трубах с паке- рующими элементами	115
§ 5. Опробование водоносных горизонтов опробователями пластов на ка- беле	121
§ 6. Отбор проб воды из скважин	124
§ 7. Расходомерия скважин	131
Глава IV. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура	133
§ 1. Контрольно-измерительные приборы и аппаратура для регистрации основных параметров в бурении (Д. Н. Башкатов, Г. П. Кваши́н)	133
§ 2. Приборы для гидрогеологических исследований в скважинах (В. М. Шустов)	141
Глава V. Водоподъемное оборудование	158
§ 1. Эрлифтные водоподъемники (В. М. Попов и Д. Н. Башкатов)	158
§ 2. Струйные аппараты (С. Л. Драхлис)	170
	267

§ 3. Центробежные насосные установки типа ЭЦВ и АТН (С. Л. Драхлис)	175
§ 4. Насосные станции и герметичные оголовки (С. Л. Драхлис)	180
§ 5. Штанговые, поршневые и другие насосы (С. Л. Драхлис)	183
Глава VI. Увеличение производительности скважин (В. В. Сафонов)	193
§ 1. Физические методы стимулирования водоотбора	196
§ 2. Химические методы стимулирования водоотбора	222
§ 3. Физико-химические методы стимулирования водоотбора	249
§ 4. Особенности безопасного ведения работ по интенсификации водоотбора	260
Список литературы	266

С71 Специальные работы при бурении и оборудовании сква-
жин на воду/ Д. Н. Башкатов, С. Л. Драхлис, В. В. Сафо-
нов, Г. П. Квашнин.— М.: Недра, 1988.— 268 с.: ил.

ISBN 5-247-00006-6

Основное внимание уделено технике и технологии ударного буре-
ния и бурения с обратной промывкой. Описаны водоподъемное оборудо-
вание, контрольно-измерительные приборы и аппаратура, трубы и
вспомогательное оборудование. Рассмотрены вопросы восстановления и
ремонта водозаборных скважин.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проекти-
рованием, бурением и ремонтом водозаборных скважин.

С 3206000000—181
043(01)—88 323—88

ББК 33.13

СПРАВОЧНОЕ ИЗДАНИЕ

Башкатов Дмитрий Николаевич
Драхлис Самуил Львович
Сафоиев Виктор Викторович
Квашнин Григорий Петрович

СПЕЦИАЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ И ОБОРУДОВАНИИ СКВАЖИН НА ВОДУ

Заведующий редакцией *Л. Н. Аважанская*
Редактор издательства *Т. А. Чопорова*
Технический редактор *Е. С. Сычева*
Корректор *Л. В. Зайцева*
ИБ № 5090

Сдано в набор 04.12.87. Подписано в печать 18.04.88. Т-05914. Формат 60×90/16. Бумага кн.-журн. Гарнитура Литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 17,0. Усл. кр.-отт. 17,0. Уч.-изд. л. 18,3. Тираж 8570 экз. Заказ 3596/9274—4. Цена 1 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра»,
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126 Ленинград, Социалистическая ул., 14.

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!

**Издательство «Недра» готовит к выпуску
в 1989 году новые книги**

ВИННИЧЕНКО В. М.

Планирование производительности труда на буровых работах

Справочник. 16 л. 80 к.

Изложены основные понятия о статистическом учете и планировании численного состава работающих, производительности труда и методах ее измерения. Описаны факторы, условия, пути и резервы повышения производительности труда, систематизированы материалы по планированию ее роста. Детально рассмотрен метод планирования роста производительности труда по факторам на основе экономии рабочей силы. Уделено внимание прогнозированию и основным направлениям совершенствования планирования производительности труда. Предложена экономико-математическая система анализа производительности труда. Приведены примеры расчетов технико-экономических показателей.

Для инженерно-технических работников, экономистов геологоразведочных организаций.

План 1989 г., № 232

ДЭРРО С. И., СОЛОВЬЕВА М. Я., ЩЕГОЛЕВА И. Е.

Буровой станок СКБ-7.

10 л. 50 к.

Приведено устройство бурового станка СКБ-7. Большое внимание уделено электрооборудованию, электроприводам лебедки, вращателя, промывочного насоса, тиристорному преобразователю, различным датчикам, автоматизации буровых операций. Рассмотрено управление станком. Описаны обслуживание, сборка, разборка, настройка и регулировка станка, возможные неисправности и способы их устранения. Даны указания по технике безопасности при работе на станке.

Для рабочих буровых бригад и технического персонала полевых партий и экспедиций.

План 1989 г., № 220

КАРДЫШ В. Г., МУРЗАКОВ Б. В., ОКМЯНСКИЙ А. С.

Бурение геологоразведочных скважин за рубежом.

18 л. 1 р. 20 к.

Рассмотрены опыт и некоторые результаты применения за рубежом современных способов бурения скважин различного назначения и особенности технологии бурения в зависимости от геолого-технических условий. Описаны специальные технические средства, технические характеристики и конструктивные особенности продукции ряда зарубежных фирм и стран СЭВ. Приведены удельные показатели энергоемкости и металлоемкости, характеризующие технический уровень изделий.

Для инженерно-технических работников производственных и конструкторских организаций, занимающихся геологоразведочным бурением.

План 1989 г., № 221

ПОСОБИЕ

по эксплуатации электрооборудования водоподъемных скважин/ В. П. Таран, А. В. Синельник, Н. В. Крупенин и др.

15 л. 75 к.

Приведены основные технические данные электронасосов водоподъемных скважин, погружных электродвигателей и систем управления. Дан анализ отказов, износа и повреждений деталей и узлов электрооборудования. Изложены методы и средства диагностирования погружных электродвигателей без подъема из скважины. Большое внимание уделено текущему ремонту электродвигателей и систем управления насосами, а также капитальному ремонту погружных электродвигателей. Рассмотрена рациональная организация эксплуатации электрооборудования.

Для специалистов, занятых эксплуатацией и ремонтом оборудования водоподъемных скважин.

План 1989 г., № 226

Предварительные заказы на эти книги принимают местные книжные магазины, распространяющие научно-техническую литературу, и магазины — опорные пункты издательства «Недра», адреса которых приведены в аннотированном плане выпуска на 1989 г.

Через отделы «Книга — почтой» высылают книги наложенным платежом

№ 115 — 117334, Москва, Ленинский пр., 40;

№ 17 — 199178, Ленинград, В. О., Средний пр., 61.

Издательство «Недра»