

# СПРАВОЧНИК

ПО  
БУРЕНИЮ  
СКВАЖИН  
НА ВОДУ

# СПРАВОЧНИК

## ПО БУРЕНИЮ СКВАЖИН НА ВОДУ

Под редакцией  
проф. Д. Н. Башкатова



МОСКВА НЕДРА 1979

**Справочник** по бурению скважин на воду/Д. Н. Башкатов, С. С. Сулакшин, С. Л. Драхлис, Г. П. Квашнин, Под ред. проф. Д. Н. Башкатова. М., Недра, 1979. 560 с.

В справочнике рассмотрены современная техника и технология вращательного (роторного) бурения и оборудования скважин на воду. Изложены сведения о свойствах горных пород и подземных вод. Приведены технические характеристики современных буровых установок, породоразрушающего инструмента, бурильных и обсадных труб и вспомогательного оборудования и инструмента. Большое внимание уделено креплению скважин, технологии бурения, вскрытию и освоению водоносных пластов. Описаны фильтры. Рассмотрены аварии, осложнения и борьба с ними.

Справочник предназначен для широкого круга специалистов, занимающихся вопросами проектирования, бурения и оборудования скважин на воду.

Табл. 207, ил. 332, список лит. — 69 назв.

C  $\frac{20804-475}{043(01)-79}$  200—79 320600000

© Издательство «Недра», 1979

Предисловие (Д. Н. Башкатов)	5	§ 3. Методика подбора осевой нагрузки и частоты вращения бурового инструмента	240
<b>ГЛАВА I.</b>			
<b>ГОРНЫЕ ПОРОДЫ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ</b>		§ 4. Промывка скважины	245
(Д. Н. Башкатов)	7	§ 5. Условия работы бурильной колонны	250
§ 1. Горные породы и их свойства	7	<b>ГЛАВА VI.</b>	
§ 2. Краткие сведения о подземных водах	24	<b>ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ИХ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ОЧИСТКИ</b>	
§ 3. Требования к качеству питьевой воды	27	(С. С. Сулакшин)	255
§ 4. Классификация горных пород по буримости	32	§ 1. Общие сведения о гидравлическом способе удаления продуктов разрушения	255
<b>ГЛАВА II.</b>		§ 2. Глинистые растворы и их основные свойства	256
<b>СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ БУРЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ</b>		§ 3. Технические средства и технология приготовления глинистых растворов	265
(Д. Н. Башкатов)	36	§ 4. Регулирование свойств глинистых растворов	274
<b>ГЛАВА III.</b>		§ 5. Специальные растворы для бурения в сложных горно-геологических условиях	290
<b>УСТАНОВКИ ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН</b>		§ 6. Методика обработки глинистых растворов химическими реагентами	304
(В. Я. Вальдман)	44	§ 7. Материалы для приготовления промывочных жидкостей на водной основе	307
<b>ГЛАВА IV.</b>		§ 8. Очистка промывочной жидкости от шлама	309
<b>БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ</b>	113	§ 9. Промывочные жидкости, применяемые для вскрытия водоносных пластов (Д. Н. Башкатов)	315
§ 1. Породоразрушающий инструмент (Д. Н. Башкатов, Г. П. Квашин, С. Л. Драхлис)	113	<b>ГЛАВА VII.</b>	
§ 2. Бурильные, утяжеленные, ведущие трубы и их соединение (С. Л. Драхлис)	154	<b>БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ</b>	
§ 3. Инструмент для спуска и подъема бурильных и обсадных труб (С. Л. Драхлис)	205	(Г. П. Квашин)	325
§ 4. Малая механизация (С. Л. Драхлис)	215	§ 1. Обоснование и расчеты технологии бурения с продувкой воздухом	325
<b>ГЛАВА V.</b>		§ 2. Бурение скважин с применением пневмоударников	328
<b>ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ</b>		§ 3. Роторное бурение скважин шарошечными долотами о продувкой воздухом	337
(Д. Н. Башкатов)	229		
§ 1. Подготовительные работы и обустройство буровых установок	229		
§ 2. Выбор типа и конструкции долота	232		

## ГЛАВА VIII.

### КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

- § 1. Конструкции скважин  
(Д. Н. Башкатов) 342
- § 2. Стальные обсадные трубы  
(Д. Н. Башкатов,  
В. Л. Ваксман) 347
- § 3. Неметаллические обсадные трубы (Д. Н. Башкатов, В. Л. Ваксман) 360
- § 4. Технология спуска обсадных колонн (Д. Н. Башкатов, В. Л. Ваксман) 372
- § 5. Расчет обсадных колонн (Д. Н. Башкатов, В. Л. Ваксман) 376
- § 6. Способы цементирования (Д. Н. Башкатов, В. В. Сутягин) 378
- § 7. Тампонажные материалы (В. В. Сутягин) 383
- § 8. Расчет цементирования (Д. Н. Башкатов, В. В. Сутягин) 387
- § 9. Технология и качество цементирования скважин (Д. Н. Башкатов, В. В. Сутягин) 393
- § 10. Ликвидационный тампонаж (В. В. Сутягин) 396

## ГЛАВА IX.

### ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ И МЕРЫ ПО ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

- (Д. Н. Башкатов) 398
- § 1. Основные виды осложнений при бурении 398
- § 2. Предупреждение и борьба с поглощением промывочной жидкости 398

- § 3. Особенности бурения в осложненных условиях 409
- § 4. Особенности бурения в многолетнемерзлых породах 415
- § 5. Искривление скважин 418
- § 6. Аварии и методы их ликвидации 419

## ГЛАВА X.

### ФИЛЬТРЫ БУРОВЫХ СКВАЖИН

- (Д. Н. Башкатов) 442
- § 1. Требования, предъявляемые к фильтрам 442
- § 2. Типы и конструкции фильтров 443
- § 3. Расчет фильтров 462
- § 4. Бесфильтровые скважины 472
- § 5. Технология оборудования водоприемной части скважины 475

## ГЛАВА XI.

### ВСКРЫТИЕ И ОСВОЕНИЕ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

- (Г. П. Квашиин) 478
- § 1. Основные факторы, снижающие проницаемость водоносного пласта 478
- § 2. Технология вскрытия водоносных пластов 488
- § 3. Освоение водоносных пластов 502
- § 4. Особенности вскрытия и освоения пластов при оборудовании гравийно-обсыпных фильтров 540
- § 5. Вскрытие и освоение водоносных пластов в сложных гидрогеологических условиях 550
- § 6. Оценка качества работ по вскрытию и освоению водоносных пластов 555
- Список литературы 558

Акад. В. И. Вернадский назвал подземную воду самым ценным полезным ископаемым. Поистине неопределима роль и значение подземных вод в жизнедеятельности человека. Акад. А. П. Карпинский так определил значение подземных вод: «Вода — это самое драгоценное ископаемое. Вода — это не просто минеральное сырье; это не только средство для развития промышленности и сельского хозяйства; вода — это действенный проводник культуры; это живая кровь, которая создает жизнь там, где ее не было».

Наша страна располагает огромными ресурсами пресных подземных вод. Эти запасы по территории страны распределены неравномерно, поэтому в ряде областей имеется дефицит в подземных водах, это прежде всего относится к южным районам Украины, многим районам Средней Азии, Казахстана и др. Этим объясняется, что в среднем используется около 10% подземных вод от общего объема прогнозных ресурсов.

Буровые скважины являются наиболее экономичными и эффективными сооружениями для добычи подземных вод. В настоящее время в стране используется около 500 тыс. скважин и 600 тыс. шахтных колодцев.

Бурение и оборудование скважин на воду занимает важное место в народном хозяйстве страны, объем строительно-монтажных работ составляет более 350 млн. руб. в год.

Ежегодно в нашей стране строится около 30 тыс. буровых скважин на воду, которые используются в народном хозяйстве для водоснабжения, обводнения пастбищ, водопонижения, добычи минеральных термальных вод и рассолов, при гидрогеологических и инженерно-геологических исследованиях.

За последние годы существенно изменились как технические средства бурения скважин, так и технология и организация буровых работ. Разработаны и успешно внедрены в производство новые буровые установки и инструменты, освоено бурение скважин с обратной промывкой. Существенные достижения имеются в области технологии бурения, освоения скважин и их гидрогеологического опробования.

Вместе с тем новые эффективные средства, технология и организация буровых работ не стали широким достоянием организаций, ведущих бурение скважин на воду. Это в значительной мере связано с отсутствием единого современного пособия для инженерно-технических работников по бурению скважин. Авторы ставили целью создать справочник, который бы удовлетворял широкие круги работников, занимающихся проектированием, бурением и оборудованием буровых скважин на воду.

Авторы сосредоточили основное внимание на изложении новых и наиболее значимых узловых вопросах производства буровых работ, не получивших еще достаточно широкого освещения в литературе.

Около 90% всего объема бурения скважин на воду приходится на вращательный способ бурения с прямой промывкой (ротаторное бурение), которому уделяют основное внимание. Изложение материала в справочнике выполнено таким обра-

зом, что наиболее важные вопросы техники и технологии сгруппированы в отдельные главы.

Основной объем справочника написан Д. Н. Башкатовым, С. Л. Драхлисом, Г. П. Квашниным и С. С. Сулакшиным. Кроме названных авторов в написании отдельных разделов справочника принимали участие В. Л. Ваксман, В. В. Сутягин и В. Я. Вальдман.

Авторы выражают благодарность канд. техн. наук А. В. Панкову, который ознакомился с рукописью и сделал много полезных и ценных замечаний.

Авторы будут благодарны всем лицам, приславшим свои замечания и пожелания по справочнику в издательство «Недра» по адресу: 103633, Москва К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

**ГЛАВА I**  
**ГОРНЫЕ ПОРОДЫ**  
**И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ**

**§ 1. Горные породы и их свойства**

Горные породы по происхождению делятся на осадочные, магматические и метаморфические. Независимо от генезиса и минералогического состава все горные породы подразделяются на скальные, связанные и сыпучие.

Многолетнемерзлые породы характеризуются тем, что имеют постоянную температуру ниже нуля; их можно подразделить на две группы: а) скальные; б) связанные и несвязные осадочные породы. Содержание в породе воды в твердой фазе характеризует льдистость.

Свойства породы определяются рядом факторов, в первую очередь минералогическим составом, структурой и текстурой породы. Существенно изменяются свойства под влиянием процессов метаморфизма, тектоники, вторичных процессов замещения отдельных минералов и т. д.

Свойства пород существенно варьируют. Так, коэффициент вариации твердости горных пород составляет 6—25%, временного сопротивления одноосному сжатию 15—40%, абразивности методом истирания стержня 15—40%, буримости 10—20% и более.

С. С. Сулакшин [60] все свойства горных пород делит на два класса: физико-геологические и физико-технические. С учетом ряда уточнений эта классификация приведена в табл. 1.1. В двух выделенных классах все свойства пород подразделяются на 7 групп.

**ТАБЛИЦА 1.1**  
**СХЕМА КЛАССИФИКАЦИИ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД**

Класс свойств	Наименование свойств	Показатели свойств или их определение
1. Физико-геологические	1. Геологоструктурные Делимость	Способность горных пород расслаиваться вдоль определенных поверхностей, совпадающих с ориентировкой или спайностью минералов или другими направлениями ограничения слоев
	Линейность	Единообразная ориентировка по направлению длинных осей, кристаллов или вытянутых обломков (частиц), слагающих породу
	Слоистость	Чередование слоев пород различного состава и структуры или наличие плоскостей раздела в толще пород одинакового состава
	Трещиноватость	Расчленение пород трещинами без существенных перемещений масс
	Отдельность	Трещиноватость тектонического происхождения

Класс свойств	Наименование свойств	Показатели свойств или их определение	
II. Физико-технические	Кливаж	Делимость или трещиноватость с частым чередованием плоскостей раздела (мм, см) в слоистых породах	
	Сланцеватость	Система кливажа определенного типа (течения) в слоистых породах, а также делимость или трещиноватость в массивных породах, возникающие при пластических деформациях	
	Рассланцеватость	Частое чередование поверхностей делимости или трещиноватости в зонах крупных тектонических нарушений	
	Пористость	Наличие в породе пустот (полостей небольших размеров)	
	Кавернозность	Наличие в породах пустот или каверн значительного размера	
	Закарстованность	Наличие в толще пород полостей крупного размера	
	Выветрелость	Степень изменения свойств и состава пород под действием агентов выветривания	
	Раздробленность (дисперсность)	Степень разрушенности пород, характеризующаяся гранулометрическим составом и размером частиц	
	Плотность	Отношение массы к объему образца	
	Анизотропность	Коэффициент анизотропии	
	2. Механические	Упругость	Модуль упругости (Юнга), коэффициент Пуассона, модуль сдвига, модуль всестороннего сжатия, акустические характеристики пород
	Хрупкость	Пластичность	Коэффициент хрупкости Коэффициент пластичности
	Прочность	Твердость	Сила связи или сцепления, угол внутреннего трения, предел прочности или временное сопротивление разрушению Твердость по штампу, контактная твердость, динамическая твердость
	Абразивность	Разрушаемость	Абразивный износ, объемный износ, изнашиваемость инструмента, износостойкость инструмента, относительный износ, работа износа, коэффициент абразивности Способность породы разделяться на элементы (куски): буримость, дробимость, истираемость
	Разрыхляемость	Сыпучесть	Коэффициент разрыхления Коэффициент сыпучести, угол естественного откоса
Устойчивость		Способность пород не разрушаться при обнажении	

Класс свойств	Наименование свойств	Показатели свойств или их определение
	Ползучесть	Рост деформаций во времени при постоянном напряжении, значения которых не превышают предела упругости
	Пластическое течение	Рост деформаций во времени при возрастающем напряжении за пределами зоны упругости
	Релаксация напряжений	Снижение напряжений в породе при постоянной деформации
	3. Водно-коллоидные	
	Влажность	Массовая влажность, объемная влажность, коэффициент влажности
	Влагоемкость (водо-местимость)	Способность пород впитывать воду
	Водопоглощение	Способность пород свободного водопоглощения
	Водонасыщение	Способность породы поглощать воду при давлении до 150 кгс/см <sup>2</sup> , степень водонасыщения, коэффициент водонасыщения
	Водопроницаемость	Коэффициент фильтрации. Коэффициент проницаемости
	Водоотдача	Коэффициент водоотдачи
	Набухание	Степень увеличения объема породы
	Размокаемость	Время размокания. Конечная влажность образца
	Размягчаемость	Коэффициент размягчаемости
	Плывучесть	Свободное перемещение породы при насыщении ее водой. Угол естественного откоса под водой
	Тиксотропность	Способность восстанавливать структуру раствора после окончания его течения
	Растворимость	Способность породы растворяться в воде
	4. Термодинамические	
	Теплопроводность	Способность пород проводить тепло. Анизотропия теплопроводности
	Теплоемкость	Удельная теплоемкость, объемная теплоемкость
	Плавокость	Удельная теплота плавления, температурный интервал плавления
	Тепловое расширение горных пород (сжатие)	Коэффициенты объемного и линейного расширения пород. Термические напряжения
	5. Электродинамические	
	Электропроводность	Удельное электрическое сопротивление

Класс свойств	Наименование свойств	Показатели свойств или их определение	
II. Физико-технические	Поляризация	Электронная и ионная поляризация, дипольная ориентационная, объемная и электрохимическая поляризация	
	Диэлектрическая проницаемость	Коэффициент поляризуемости	
	Пьезоэлектричество	Поляризация при приложении электрического поля или механического напряжения	
	Диэлектрические потери	Угол диэлектрических потерь	
	Электропроводимость	Удельная электропроводимость, удельное электрическое сопротивление	
	Электрическая прочность	Пробивное напряжение	
	Естественные электрические поля	Теллурические токи. Локальные электрические поля	
	6. Магнитные	Намагниченность	Способность пород приобретать результирующий магнитный момент. Остаточная намагниченность (коэрцитивная сила)
		Магнитная проницаемость	Коэффициент абсолютной магнитной проницаемости, относительная магнитная проницаемость
	7. Радиоактивные	Естественная радиоактивность	Удельная активность
	Распространение лучей и нейтронов	Поглощение и рассеивание $\gamma$ -лучей и нейтронов	

Ниже рассматриваются свойства пород, которые оказывают наиболее существенное влияние на эффективность бурения.

*Группа геолого-структурных свойств* пород влияет на скорость бурения, искривление скважины, устойчивость ее стенок, потери промывочной жидкости, сохранность керна и др.

*Трещиноватость и кливаж.* Эти свойства могут существенно снизить прочностные характеристики породы. Крупные трещины могут привести к динамическому характеру работы долота и к его заклиниванию. Трещиноватость является причиной поглощения промывочного раствора.

Трещиноватость пород оценивается обычно визуально, для чего может быть использована и скорость прохождения звука в образце.

*Пористость пород* может существенно различаться, для осадочных пород она колеблется от нескольких процентов до 60% (табл. I.2).

Глинистые породы имеют весьма незначительные поры и при насыщении водой происходит их интенсивное набухание, что может привести к существенному сужению ствола скважины и вызвать осложнения при бурении.

Магматические породы имеют небольшую пористость (от долей процента до нескольких процентов), лишь эффузивные породы имеют высокую пористость (до 60%).

ТАБЛИЦА 1.2  
ПОРИСТОСТЬ НЕКОТОРЫХ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Горные породы	Пористость, %	Горные породы	Пористость, %
Песок	2—55	Доломит	0—27
Глина	0—62	Известняк	0—45
Аргиллит	0—25	Мергель	0—60
Алеврит	0—17	Песчаник	0—53

Чем выше пористость пород, тем меньше их прочность.

*Закарстованность и кавернность* снижают прочность породы и часто являются причиной катастрофического поглощения промывочной жидкости.

Методика ВНИИБТ классифицирует все горные породы по сплошности на четыре категории (табл. 1.3).

*Плотность пород* зависит от минералогического состава, цемента и др. Магматические породы имеют, как правило, большую плотность, чем осадочные породы. Плотность осадочных пород изменяется от 2100 до 2900 кг/м<sup>3</sup>.

*Объемная масса* сухих горных пород колеблется от 1500 до 3500 кг/м<sup>3</sup>, осадочные породы имеют объемную массу в пределах 1800—2500 кг/м<sup>3</sup>. Объемная масса осадочных горных пород, насыщенных водой, составляет 2000—2700 кг/м<sup>3</sup>. Эта величина характеризует горное давление.

Из группы физико-технических свойств следует выделить механические свойства горных пород, которые определяют их поведение под действием приложенных сил. Возникающие при этом деформации могут привести к остаточным или пластическим изменениям размеров и к разрушению породы. Механические свойства определяют такие важнейшие показатели бурения, как скорость и длину рейса.

*Прочность* горных пород зависит от минералогического состава, условий залегания и формирования, структуры и других факторов. Наибольшей прочностью обладают породы, содержащие кварц, или породы с высокой степенью плотности. Прочность породы характеризуется величиной напряжений, при которых происходит разрушение.

На прочность оказывают существенное влияние трещиноватость, квиваж и пористость, значительно снижая ее.

ТАБЛИЦА 1.3  
КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО СПЛОШНОСТИ

Категория сплошности	Горные породы
1	Породы зон повышенной трещиноватости и кавернности
2	
3	Средне- и низкопористые проницаемые породы: кристаллические осадочные породы (доломиты, известняки, ангидриты, каменная соль), изверженные и метаморфические породы, обломочные породы с низким содержанием глинистой фракции
4	Непроницаемые пелитоморфные и глинистые породы: глины, аргиллиты, глинистые алевриты, различные породы с содержанием глины более 30%

Для оценки горных пород обычно используют теорию прочности Мора, основанную на зависимости нормальных и касательных напряжений. Огибающая кругов Мора характеризует прочность горных пород [59].

Более полный учет свойств пород для составления паспорта горной породы предложен В. В. Ржевским [56], а применительно к бурению Б. И. Воздвиженским и И. П. Мельничуком [16].

Прочность мономинеральных пород всегда выше, чем полиминеральных. Размер кристаллов минералов также влияет на показатель прочности: чем меньше величина кристалла, тем выше прочность. Значительное влияние на прочность оказывает наличие того или иного цемента в породе. Пористость и трещиноватость существенно снижают прочность горных пород. Анизотропия и слоистость существенно изменяют показатель прочности в зависимости от направления действия силы. Величина коэффициента анизотропии (отношение величин прочности при сжатии параллельно слоистости и перпендикулярно к ней) для большинства пород составляет от 0,8 до 0,3.

Различают прочность породы при одноосном и всестороннем (трехосном) сжатии. В практике чаще всего определяют прочность при одноосном сжатии, которое меньше, чем при трехосном сжатии.

На значительных глубинах, когда порода на забое находится благодаря действию столба промывочного раствора в условиях, близких к всестороннему сжатию, ее разрушение требует приложения больших осевых нагрузок, при этом снижается скорость бурения и имеет место интенсивный износ долота. Например, глины, залегающие у поверхности земли, имеют прочность 20—100 кгс/см<sup>2</sup>, а прочность этих же пород, подвергнутых метаморфизму за счет высокого давления и температур, может достигать 1000 кгс/см<sup>2</sup> существенно влияет на прочность пород температура; большая часть осадочных пород с повышением температуры становится менее прочной, но увеличивается их пластичность. В плотных мелкозернистых породах повышение температуры до 800° С ведет к упрочнению пород, это же относится и к глинистым породам.

Испытание на одноосное сжатие производилось на шести образцах кубической формы 50X50X50 мм при постоянной скорости нагружения образца 3 кг/см<sup>2</sup> за 1 с. Пределы прочности наиболее распространенных пород на одноосное сжатие приведены в табл. 1.4.

Большинство горных пород обладает ярко выраженной хрупкостью, поэтому временное сопротивление пород растяжению, изгибу и сдвигу значительно меньше, чем сжатию (табл. 1.5).

Е. Ф. Эпштейн отмечает, что прочность породы при внедрении в нее реза в 10—12 раз больше, чем прочность при одноосном сжатии.

Прочность пород зависит от скорости приложения нагрузки. В пределах 2—5 м/с этот показатель изменяется незначительно, при больших значениях скоростей прочность породы и удельная работа разрушения растут. Для ударного,

ТАБЛИЦА 1.4  
ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ ПОРОД НА ОДНООСНОЕ СЖАТИЕ

Горные породы	Предел прочности, кгс/см	Горные породы	Предел прочности, кгс/см
Базальты	<5000	Песчаники с известковым цементом	200—1000
Габбро	1200—3600	Глинистые сланцы	<1000
Диориты	1300—3000	Аргиллиты	<2000
Граниты	800—2500		и выше
Сиениты	1500—2000	Ангидриты	<1200
Кварцевые породы	3000	Гипсы	<500
	и выше	Каменный уголь	10—400
Известняки, доломиты	100—2600	Глины	2—10
Песчаники с кремнистым цементом	2000		
	и выше		

ТАБЛИЦА 1.5

ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД  
(СЖАТИЕ ПРИНЯТО ЗА 100%)

Горные породы	Относительная прочность, %		
	растяжение	изгиб	сдвиг
Базальты . . . . .	—	—	55—100
Граниты . . . . .	2—4	8	9—12
Кварциты . . . . .	4—5	—	5—7
Песчаники . . . . .	2—5	2—14	10—20
Глинистые сланцы (вдоль напластования). . . . .	10—18	15—60	—
Гипс . . . . .	11	35	—
Известняки . . . . .	10—13	8—10	15—20
Мрамор . . . . .	8—10	—	16—40

шарошечного, гидроударного и пневмоударного бурения большое значение имеет прочность при динамических нагрузках. Н. И. Любимов горные породы по динамической прочности разделяет на шесть групп [45]. Все горные породы М. М. Протодьяконов предложил подразделить на 10 классов. В качестве меры сравнения принят коэффициент крепости  $f$ :

$$f = \sigma_{сж}/100. \quad (I.1)$$

Более широкое применение получила уточненная зависимость

$$f = \frac{\sigma_{сж}}{300} + \sqrt{\frac{\sigma_{сж}}{30}}. \quad (I.2)$$

Р. И. Тодер считает, что более точно

$$f = \sigma_{сж}/140. \quad (I.3)$$

Твердость пород характеризует сопротивление проникновению в нее другого твердого тела, а также местную прочность породы.

Различают агрегатную твердость породы и твердость слагающих ее минералов. Агрегатная твердость характеризует твердость горной породы в определенном объеме и зависит от твердости входящих в нее минералов, цементирующего (связывающего) материала, твердых включений, текстуры и структуры горной породы. Следует иметь в виду, что твердость отдельных минералов, входящих в состав горной породы, может существенно отличаться от агрегатной твердости. Твердость отдельных минералов оказывает сильное влияние на износ бурового наконечника, а агрегатная твердость — на скорость бурения. Известен ряд методов определения твердости: Герца, Бринелля, Роквелла и Шора. Наибольшее распространение получил метод Л. А. Шрейнера (ГОСТ 12288—66), основанный на вдавлении цилиндрического пуансона в породу.

Запись диаграмм (нагрузка—деформация) на приборах УМГП-3 и УМГП-4 позволяет выделить три типа деформаций: упруго-хрупкую, пластично-хрупкую и пластичную (рис. 1.1). Твердость упруго-хрупкой породы равна

$$p_{ш} = P_{ш}/F_{ш}, \quad (I.4)$$

где  $P_{ш}$  — нагрузка в момент хрупкого разрушения, кгс;  $F_{ш}$  — площадь пуансона,  $m^2$ .

Для пластично-хрупких пород принимается величина  $p_0$  (рис. 1.1, б). Для пластичных пород понятие твердости является неопределенным. Л. А. Шрейнер

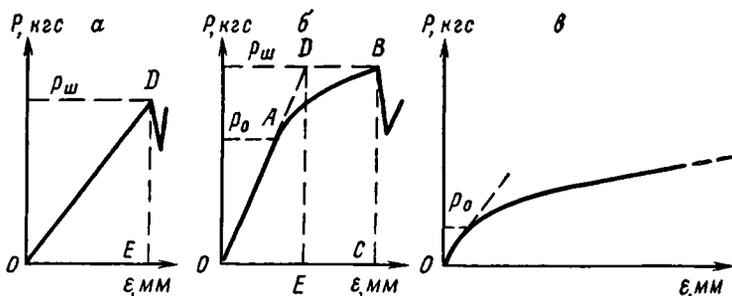


РИС. 1.1.  
 ДИАГРАММА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД:  
 а — упруго-хрупких; б — пластично-хрупких; в — пластичных

рекомендует для этих пород использовать значение предела текучести. Для определения твердости таких пород может быть применен метод ВИМСа, заключающийся в том, что вдавливание пуансона диаметром от 2 до 20 мм производится на глубину 10 мм. По конечной нагрузке определяют твердость.

Все горные породы по твердости Л. А. Шрейнер предлагает подразделить на 12 категорий (табл. 1.6).

Контактная твердость  $p_k$  определяется при вдавливании пуансона в шлифованную поверхность образца до момента разрушения породы. Испытания проводятся приборами ПКП-1, ПКП-2 и ПКП-ГР, последний предназначен для испытания кернов.

Для широкого комплекса пород установлено [55]:

$$p_k = 0,62p_{ш}, \quad (1.5)$$

$$\sigma_{ск} = 4,2p_k + 440, \quad (1.6)$$

$$p_{ш} = (5 - 25)\sigma_{ск}. \quad (1.7)$$

Метод Шора заключается в измерении высоты отскока бойка от шлифованной поверхности породы. Этот метод в большей степени характеризует упругие свойства породы и динамическую прочность.

Кроме указанных методов твердость можно определять методами истирания (метод М. И. Койфмана) и сверления.

Метод Герца предусматривает вдавливание шара в породу. Известны и ряд других методов определения твердости, в частности Е. Ф. Эпштейна, О. Н. Го-

ТАБЛИЦА 1.6  
 КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ТВЕРДОСТИ

Категория пород	Твердость, кгс/см <sup>3</sup>	Категория пород	Твердость, кгс/см <sup>3</sup>
I	< 1 000	VII	20 000—30 000
II	1 000—2 500	VIII	30 000—40 000
III	2 500—5 000	IX	40 000—50 000
IV	5 000—10 000	X	50 000—60 000
V	10 000—15 000	XI	60 000—70 000
VI	15 000—20 000	XII	> 70 000

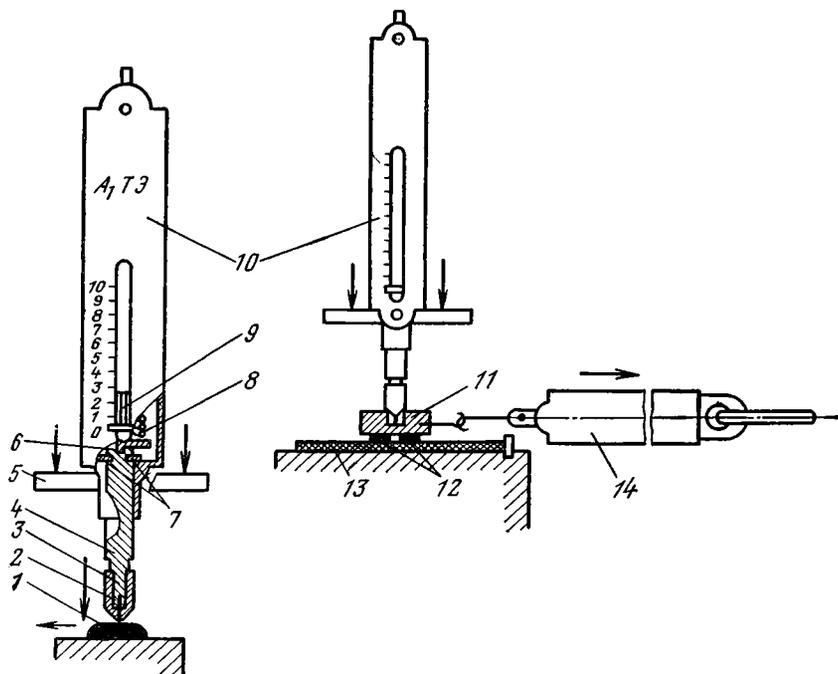


РИС. 12.

СХЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕСТА НА ТВЕРДОСТЬ И АБРАЗИВНОСТЬ;

- |                          |                          |                           |
|--------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 1 — порода;              | 5, 7 — пластины упорные; | динамометры;              |
| 2 — игольчатый индентер; | 6 — вилка;               | 11 — шламодержатель;      |
| 3 — направляющая втулка; | 8 — пружина;             | 12 — три шламинки породы; |
| 4 — стержень стальной;   | 9 — фиксатор;            | 13 — стеклянная пластина  |
|                          | 10, 14 — пружинные       |                           |

лубинцева, В. П. Шубина, КузНИУИ, ВНИМИ и др. В практике эти методы применения не получили.

Широко распространена при определении свойств породы шкала Маоса, подразделяющая все породы по твердости на 10 классов. Для оценки буримости пород, выбора рациональных режимов бурения и т. п. эта шкала дает слишком общие и недостаточно точные сведения.

Б. В. Байдюк предложил тесты для ориентировочной оценки механических свойств породы (шлама, керна) — ТТА. Твердость  $T$  определяется усилием в кгс, с которым надо прижать к породе торец игольчатого индентора, чтобы при его сдвигании в породе образовался след шириной не менее диаметра индентора (0,6 мм) (рис. 1.2).

Твердость горных пород существенно зависит от геолого-петрографической характеристики и от пористости (табл. 1.7).

*Упругость.* Горные породы подразделяются на упруго-хрупкие, подчиняющиеся закону Гука, пластично-хрупкие и высоко-пластичные. Упругие свойства характеризуются модулем упругости  $E$  и коэффициентом Пуассона. Модуль упругости существенно зависит от вида деформации, строения и свойства горной породы, направления действия сил по отношению слоистости, скорости приложения нагрузки и др. Для большинства пород модуль упругости  $E$  колеблется от  $0,03 \cdot 10^4$  до  $1,7 \cdot 10^5$  МПа.

ТАБЛИЦА 1.7

## КЛАССИФИКАЦИОННАЯ ТАБЛИЦА ГОРНЫХ ПОРОД

Геолого-петрографическая характеристика горных пород	Примеси %	Пористость, %	Категория твердости		
Известняки	<10	0—3	VI		
		4—10	V		
		11—20	IV		
		20	III		
То же, песчанистые и алевритистые	<30	0—3	VI		
		4—10	V		
		11—20	IV		
		20	III		
» глинистые	10—30	0—3	VI		
		4—10	V		
		11—20	IV		
		20	III		
» доломитизированные	10—25	0—3	VII—VI		
		4—10	VI—V		
		11—20	V—IV		
		20	IV		
» доломитизированные	25—45	0—3	VII		
		4—10	VII—VI		
		11—20	VI—V		
		20	V		
Известняки окремненные	12—20	0—3	VIII		
		4—10	VII—VI		
		11—20	VI—V		
		20	V		
То же, окремненные	20—30	0—3	VIII		
		» сульфатизированные	20	0—3	VI
				4—10	V
				11—20	V
20	IV				
Доломиты		0—3	VIII		
		4—10	VIII—VII		
		11—20	VII—VI		
		20	V		
То же, известковистые	10—20	0—3	VII—VI		
		4—10	VI—V		
		11—20	V—VI		
		20	IV		
» известковистые	25—40	0—3	VII		
		4—10	VII		
		11—20	VII		
		20	VII		
» окремненные	—	0—3	X		
		4—10	IX—VIII		
		11—20	VIII		
		20	VIII		

Геолого-петрографическая характеристика горных пород	Примеси, %	Пористость, %	Категория твердости
Мергели известковистые (массивные и слоистые)	—	0—10 11—20 20	VI—V IV III
То же, известковистые окремненные	—	0—3 4—10 10	VII VI VI
» глинистые (массивные и слоистые)	—	10 11—20 21—25 25	IV III II I
То же глинистые алевритовые	—	0—10 11—20 20	V IV III
» глинистые ожелезненные	—	0—10 11—20	VI—V IV
То же, доломитовые	—	4—10 10	V IV
Глинистые породы Глины	—	20—25 25	II I
То же, уплотненные тонко- и микрослоистые	—	0—3	II
То же алевритовые	—	11—20 21—25 25	IV III II
Аргиллиты	—	4—10 11—20	V IV—III
Сланцы глинистые	—	4—10 10	IV II
То же, глинистые известковистые	—	4—10	V
» глинистые опаловые	—	4—10 10	VI—V IV
» глинисто-углистые	—	10	II—III
Обломочные породы	—		
Песчаники и алевролиты с регенерационным цементом	—	0—3 4—10	X—IX VIII—VII
То же, с контактным кварцевым цементом	—	11—20 20	VII—V V
То же с карбонатным цементом	—	0—3 4—10 11—20 20	VII VI—V IV III

Геолого-петрографическая характеристика горных пород	Примеси, %	Пористость, %	Категория твердости
Песчаники и алевролиты с доломитовым цементом		0—3	VIII
		4—10	VII
		11—20	VII
		20	VI
То же, с карбонатно-глинистым цементом	—	0—3	VI
		4—10	V—IV
		11—20	IV—III
		20	III
То же с глинистым цементом	—	0—3	V
		4—10	IV
		11—20	III—II
» с гипсовым порово-базальтовым цементом	—	0—10	IV
Сульфатно-галлоидные породы	—		
Ангидрит кристаллический	—	0—3	V
Гипсы кристаллические	—	0—3	III
Каменная соль	—	0—3	I
Кремнистые породы			
Кремни	10—15	0—3	X
Кремни глинисто-карбонатные	< 40	0—3	IX—VIII

*Пластичность* — свойство пород изменять свою форму без разрыва сплошности называют пластичностью. Коэффициент пластичности равен (см. рис. I.1)

$$K_{\Pi} = \frac{S_{OABC} - A_{\Pi}}{S_{ODE} - A_{\Pi}}, \quad (I.8)$$

где  $S_{OABC}$  и  $S_{ODE}$  — площади на диаграмме, характеризующие работу соответственно до хрупкого разрушения и упругих деформаций;  $A_{\Pi}$  — работа, затраченная на деформацию пуансона. Л. А. Шрейнер предложил классификацию горных пород по пластичности (табл. I.8.).

*Хрупкость* — это свойство породы разрушаться на отдельные куски при ударе. Все скальные породы относятся к хрупким. Хрупкость проявляется более полно при высоких скоростях приложения нагрузки.

*Абразивность* — это способность пород изнашивать буровой инструмент.

Л. А. Шрейнер, П. С. Баландин и А. И. Спивак выделяют двенадцать групп пород по абразивности. Показатели абразивности для эталонных дисков из стали У8 определялись при окружной скорости 47 м/мин и усилии прижатия 10 кгс.

ТАБЛИЦА 1.8  
КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ПЛАСТИЧНОСТИ

Класс пород	Упруго хрупкие	Пластично-хрупкие				Пластичные
		2	3	4	5	
Категория пород	1	2	3	4	5	6
$K_{\Pi}$ . . . . .	1	1—2	2—3	3—4	4—6	>6

Относительный износ со определяется выражением

$$\omega = \Delta V_c / \Delta V_n, \quad (I.9)$$

где  $\Delta V_c$  и  $\Delta V_n$  — износ стали и породы на единицу пути,  $\text{см}^3/\text{м}$ .  
Коэффициент абразивности

$$K_a = \Delta V / p, \quad (I.10)$$

где  $P$  — нагрузка на кольцо, кгс.

Относительная абразивность оценивается на основании абразивности гипса; принятой за единицу. Следует отметить, что коэффициент абразивности и относительная абразивность зависят от свойств пары: горная порода — резец и для различных материалов резца различны.

Значения коэффициента абразивности и относительной абразивности для некоторых пород приведены в табл. I.9.

Все горные породы по коэффициенту абразивности подразделены на 12 категорий. Л. И. Барон и А. В. Кузнецов определяют абразивность по износу стальных стержней при вращательном движении о необработанную поверхность породы. Показатель абразивности определяется в миллиграммах. Горные породы подразделены на 8 классов (табл. I.10).

Б. И. Воздвиженский рекомендует определять абразивность по формуле

$$A = \frac{B_1 - B_2}{L}, \text{ г/м}. \quad (I.11)$$

где  $B_1$  и  $B_2$  — массы породоразрушающего инструмента до и после бурения, г;  $L$  — проходка, м.

Для лопастных долот по формуле (I.11) можно определить ширину площадки притупления. Этот способ весьма прост и позволяет быстро получить необходимые данные для решения конкретных практических задач.

Абразивность пород определяется твердостью породы, содержанием в ней кварца, пористостью и литологическим составом. Для ряда наиболее распространенных пород эти значения приведены в табл. I.11.

Абразивность по методу Б. В. Байдюка определяется горизонтальной силой, обеспечивающей движение трех шламинок вдоль стекла, прижатых к поверхности шламодержателем и индентором, с силой 3 кгс (см. рис. I.2). Данный метод позволяет оперативно определять свойства пород непосредственно на буровой и не требует сложного оборудования.

Недостатком данной методики является то, что она не учитывает свойства пластичности и трещиноватости горных пород.

В табл. I.12 приведены сведения о соответствии теста на твердость и абразивность (ТТА) горных пород по категориям твердости и абразивности по Л. А. Шрейнера.

В Министерстве геологии СССР для определения категории пород по буримости при вращательном бурении принята методика Н. И. Любимова (ОСТ 41-89-74), в основу которой положено определение динамической прочности методом толчения и абразивности по истиранию дробы.

Динамическая прочность оценивается коэффициентом динамической прочности и определяется по формуле

$$F_d = \frac{20n_c}{l_n}, \quad (I.12)$$

где  $n_c$  — число сбрасывания груза;  $l_n$  — высота столбика раздробленной (измельченной) породы при толчении породы в объеме.

Значения динамической прочности для различных пород приведены в табл. I.14.

Показатель абразивности определяется по формуле

$$K_a = Q/100, \quad (I.13)$$

где  $Q$  — потеря массы свинцовых шаров при их истирании.

Все горные породы по абразивности делятся на шесть групп (табл. I.14)

ТАБЛИЦА 1.9  
ПОКАЗАТЕЛИ АБРАЗИВНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Горные породы, минералы	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэффициент абразивности $\omega \cdot 10^3$	Относительная абразивность
Гипс . . . . .	30	3,5	1
Ангидрид . . . . .	200	4,5	1,3
Мрамор . . . . .	110	25	7
Известняк . . . . .	135—180	18—27	5—8
Доломит . . . . .	325—415	18—22	5—6
Базальт . . . . .	690	41	12
Гранит . . . . .	830	51	15
Кремень . . . . .	1000	29	8
Кварц . . . . .	1050—1080	53—58	15—17
Кварцит . . . . .	1100—1130	60—62	17—18
Корунд . . . . .	2300	170	49

ТАБЛИЦА 1.10  
КЛАССИФИКАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПО АБРАЗИВНОСТИ

Характеристика горных пород	Класс абразивности	Показатель абразивности, мг	Горные породы
Весьма малоабразивные	I	5	Известняки, мраморы, глинистые сланцы
Малоабразивные	II	5—10	Аргиллиты, сланцы, сульфидные руды
Ниже средней абразивности	III	10—18	Джеспилиты, тонкозернистые кварцевые песчаники, кремнеземные известняки, роговики, кварцево-сульфидные руды
Среднеабразивные	IV	18—30	Диабазы, жильный кварц, магматические мелкозернистые породы
Выше средней абразивности	V	30—45	Крупнозернистые песчаники, граниты, порфириды
Повышенной абразивности	VI	45—65	Граниты, порфириды, гнейсы, амфиболиты, окварцованные сланцы
Высокоабразивные	VII	65—90	Порфириды, сиениты, граниты
В высшей степени абразивные	VIII	90	Корундосодержащие

ТАБЛИЦА 1.11  
СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Литологическая характеристика горных пород	Содержание кварца, %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Пористость, %	Абразивность по шкале Л. А. Шрейнера
Песчаники кварцевые крупнозернистые, среднезернистые, мелкозернистые, тонкозернистые и алевролиты	—	—	—	IX, X, XI
Мономинеральные песчаники:				
окварцованные (сливные)	85—95	250—520	2—7	IX
частично окварцованные (с линейными контактами срастания зерен)	—	100—250	8—15	X
с точечными контактами зерен	—	50—100	15—30	XI
Песчаники кварцевые с известковистым цементом (25—40%)	—	60—200	5—10	X
Известковисто-глинистые	50—75	90—150	—	X
То же, глинистые	—	50—130	—	XI
» сульфатные	—	40—90	—	XI
Песчаники полевошпатово-кварцевые и аркозовые				
Крупнозернистые	—	—	—	XI
Среднезернистые	—	—	—	X
Мелкозернистые	—	—	—	X
Тонкозернистые и алевролиты	—	—	—	IX
То же, полевошпатово-кварцевые и аркозовые с цементом (15—20%)	25	70—170	5—10	IX
Песчаники полевошпатово-кварцевые и аркозовые с цементом (25—50%)	10-15	70—170	5—10	VIII, IX
То же, полимиктовые	5—10	—	5	VIII
Глины:	—	10—80	—	III, IV
алевролитовые	5—10	15—40	—	VI
песчаные	10—30	15—40	—	X
кремнистые (опоковидные)	—	120	40	VI
Аргиллиты	—	—	<15	II—VI
То же, без примесей твердых минералов	—	50—120	<15	II—VI
То же, алевролитовые и песчаные	15-20	—	—	VI
Аспидные сланцы	2—5	—	—	IV
Углистые сланцы	2—5	—	—	IV
Мергели:				
глинистые	—	—	—	II
карбонатные (50—75%)	—	60—120	—	II
алевролитовые	—	—	—	IV
песчаные	—	—	—	V
Известняки без примесей твердых минералов	—	—	—	II, III
То же, глинистые	—	90—170	—	
» песчаные (5%)	5	100—200	—	V
»  »  (10%)	10	100—200	—	VI
»  »  (20-30%)	20—30	80—180	—	X, XI

Литологическая характеристика горных пород	Содержание кварца, %	Твердость, кгс/мм	Пористость, %	Абразивность по шкале Л. А. Шрейнера
Известняки алевролитовые . . . . .	—	100—200	—	IV
То же, кремнистые (5%) . . . . .	—	—	—	IV
» » (10%) . . . . .	—	—	—	V
» » (15%) . . . . .	—	—	—	VI
» окварцованные . . . . .	—	—	—	VI
Доломиты без примесей твердых минералов . . . . .	—	330—410	—	III, IV
То же, песчанистые . . . . .	—	—	—	VI, VII
Кремнистые породы:				
кремни . . . . .	—	—	—	XI
опоки . . . . .	—	—	—	VII
трепела . . . . .	—	—	—	VII
Ангидриты без примесей твердых минералов:				
гипсы . . . . .	—	—	—	I
то же, песчанистые . . . . .	—	—	—	IV
» глинистые . . . . .	—	—	—	I

ТАБЛИЦА I.12

ТАБЛИЦА СВОЙСТВ ТВЕРДОСТИ И АБРАЗИВНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Твердость		Абразивность		
Данные по ГТА	Категория твердости по Л. А. Шрейнеру	Данные по ГТА		Категория абразивности по Л. А. Шрейнеру
		A, кгс	T, кгс	
0,10	I	0,50	0,25	I
0,10—0,25	II		0,25—1,00	II
0,25—0,50	III		1,00—2,00	III
0,50—1,00	IV		2,00	IV
1,00—1,50	V	0,50—0,75	0,25	V
1,50—2,00	VI		0,25—1,00	VI
2,00—3,00	VII		1,00—2,00	VII
3,00	VIII		2,00	VIII
		0,75	1,00	IX
			1,00—2,00	X
			2,00—3,00	XI
			3,00	XII

ТАБЛИЦА 1.13

## ДИНАМИЧЕСКАЯ ПРОЧНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

№ группы	Коэффициент динамической прочности	Динамическая прочность	Горные породы
I	8,0	Малая	Мрамор, песчаники, диориты, кварцевые порфиры, туфобрекчии, граниты, габбро, доломиты, сланцы хлорито-кремнистые, медно-цинковый колчедан
II	8—16	Умеренная	Роговики, сиениты, эпидозиты, кварциты магнетитовые, песчаники кварцево-биотитовые, диориты кварцевые скарнированные, туф кислого эффузива, амфиболиты, руда сульфидно-магнетитовая, известняки и доломиты окварцованные
III	16—24	Средняя	Альбитофиры, порфиры, туф альбитофира, диориты эпидотизированные, сиенито-диориты, роговики кварцево-биотитовые
IV	24—32	Прочная	Пироксен-плагиоклазовая порода, диабазовые порфириты, порфириты кварцево-плагиоклазовые, скарны эпидот-гранатопироксеновые
V	32—40	Весьма прочная	Габбро-диориты, порфириты ороговикованные
VI	40	Очень прочная	Диабазы ороговикованные

ТАБЛИЦА 1.14

## ГРУППА ГОРНЫХ ПОРОД ПО АБРАЗИВНОСТИ

№ группы	Показатели абразивности $K_a$	Абразивность пород	Горные породы
I	0,5 и менее	Мало-абразивные	Мрамор, известняк, эпидозит, ангидрит, алевролит
II	0,5—1,0	Умеренно-абразивные	Руда марганцевая, туфобрекчия, доломит, хлорито-кремнисто-магнетитовая порода, скарн преимущественно карбонатно-пироксенового состава, сланец серцитохлорито-карбонатного состава полевошпатизированный, известняк частично окремненный
III	1,0-1,5	Средне-абразивные	Карбонатно-хлорито-эпидотовая порода полевошпатизированная, скарн карбонатный окремненный, диабаз, туфопесчаник, скарн эпидото-хлорито-пироксеновый, туф кислого эффузива, пироксенальбитовая порода, туф кварцевых порфиров, адаметит-порфир, диорит скарнированный

№ группы	Показатели абразивности $K_a$	Абразивность пород	Горные породы
IV	1,5—2,0	Абразивные	Диорит эпидотизированный с сульфидами, скарн рудный, туф ороговикованный, гранодиорит, диабазовый порфирит, габбро-диабаз, диорит кварцевый, альбитофир ороговикованный, кварцевый порфир, туф кварцевого альбитофира, роговик пироксеновый, скарн гранато-пироксеновый, песчаник ороговикованный
V	2,0—2,5	Сильно абразивные	Кварц жильный, гранит, граносиенит-порфир, песчаник кварцевый, кварц-турмалиновая порода, адамелит, роговик силикатно-магнетитовый, скарн гранатовый
VI	2,5—3,0	Весьма абразивные	Яшмовидная порода, кварцит, роговик калишпатизированный, гранит мелкозернистый, ороговикованная калишпатовая порода

Недостатком методики ЦНИГРИ является то, что свойства пород определяются в условиях, существенно отличных от бурения, и не учитываются пластичность и ряд других свойств горных пород.

*Водно-коллоидальные свойства* характеризуют влажность, водопроницаемость, набухаемость и др. Эти свойства пород влияют на выбор и параметры промысловой жидкости, состояние стенок скважины при бурении и др.

Влажность горных пород оказывает существенное влияние на величину сцепления породы с буровым инструментом. Этот показатель следует учитывать при выборе способа разрушения пород и их удалений с забоя.

*Термические, электрические, магнитные и радиоактивные свойства* горных пород влияют главным образом на сопротивляемость разрушению при физических способах бурения.

## § 2. Краткие сведения о подземных водах

Подземные воды заполняют поры, пустоты и трещины горных пород.

Обводненная порода однородного минерально-петрографического состава, возраста и генезиса и значительного площадного распространения называется водоносным пластом.

Если пласт ограничен по площади, то его называют линзой.

Под водоносным горизонтом понимают обводненную толщу пород иногда разнородного состава, генезиса и возраста, но имеющих хорошую гидравлическую связь и единый пьезометрический уровень.

По условиям залегания и питания различают подземные воды следующих типов: грунтовые воды; подземные воды безнапорные; подземные воды напорные (артезианские грунтовые воды могут содержать воды, приуроченные к сезонным периодам и локальным участкам — верховодку).

Основными гидродинамическими параметрами водоносного пласта являются: статический напор пласта, м; коэффициент проницаемости (уровнепроницаемости) пласта, м<sup>2</sup>/сут; коэффициент водоотдачи пласта.

Ориентировочные значения коэффициента фильтрации приведены в табл. I.15.

ТАБЛИЦА 1.15

## ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ФИЛЬТРАЦИИ К (М/СУТ)

Горные породы	K	Горные породы	K
Песок:		Гравий . . . . .	31 ÷ 70
пылеватый . . . . .	0,5 ÷ 1,0	Галечник:	
мелкозернистый . . . . .	2 ÷ 5	мелкий . . . . .	71 ÷ 300
среднезернистый . . . . .	6 ÷ 15	средний . . . . .	301 ÷ 500
крупнозернистый . . . . .	16 ÷ 30	крупный . . . . .	>500

Коэффициент пьезопродности  $a$  характеризует упругие свойства пласта; для условий безнапорного пласта — коэффициент урвнепродности  $a_e$ . Определение этих коэффициентов производится при постановке опытно-фильтрационных исследований.

Ориентировочные значения коэффициентов пьезопродности и урвнепродности приведены в табл. 1.16.

Способность пласта отдавать воду характеризуется коэффициентом водоотдачи, который определяется опытным либо расчетным путем. Средние значения коэффициентов водоотдачи приведены в табл. 1.17.

ТАБЛИЦА 1.16

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПЬЕЗОПРОДНОСТИ И УРВНЕПРОДНОСТИ (М<sup>2</sup>/СУТ)

Тип пласта	Горные породы	Коэффициент урвнепродности $a_e$	Коэффициент пьезопродности $a$
Напорный	Слабопроницаемые мелко- и среднезернистые рыхлые пески		$(5 \div 10) \cdot 10^3 \div (5 \div 10) \cdot 10^4$
	Хорошо проницаемые скальные и полускальные		$10^5 \div 10^6$
Безнапорный	Мелкозернистые пески	250—500	—
	Крупнозернистые и гравелистые пески	2000—4000	—

ТАБЛИЦА 1.17

## СРЕДНЕЕ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВОДООТДАЧИ

Горные породы	Коэффициент водоотдачи (доли единиц)
Супесь и тонкозернистые пески . . . . .	0,1 ÷ 0,15
Песок:	
мелкозернистый . . . . .	0,15 ÷ 0,2
среднезернистый . . . . .	0,2 ÷ 0,25
крупнозернистый с гравием . . . . .	0,25 ÷ 0,35
Известняки трещиноватые . . . . .	0,008 ÷ 0,1

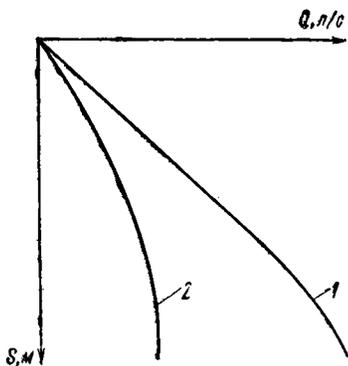


РИС. 1.3.  
ЗАВИСИМОСТЬ  $Q$  ОТ  $S$ :  
1 — для напорных пластов;  
2 — для безнапорных пластов

В практических расчетах для оценки водообильности используется показатель удельного дебита  $q$ , который характеризует фильтрационные свойства пласта, несовершенство пласта по степени и характеру вскрытия. В скважинах большого диаметра удельный дебит оказывается большим, чем в скважинах малого диаметра при прочих равных условиях.

Ориентировочные значения удельного дебита в различных породах приведены в табл. 1.18.

Значения удельного дебита существенно определяются также технологией вскрытия и освоения пласта, конструкцией фильтра и величиной водоотбора. Рядом исследователей установлена корреляционная связь коэффициента фильтрации пород и удельного дебита. Дебит скважины  $Q$  определяется из выражения

$$Q = qS, \quad (I.14)$$

где  $S$  — понижение уровня, м.

Для безнапорных пластов формула (I.14) мало приемлема, так как имеет место менее интенсивный прирост дебита с величиной понижения. В напорных пластах при небольших понижениях отмечается пропорциональный прирост дебита, однако дальнейшее увеличение понижения уровня также не обеспечивает пропорционального прироста дебита (рис. 1.3).

Зависимость понижения от дебита имеет вид

$$S = aQ + bQ^2, \quad (I.15)$$

где  $a$  и  $b$  — опытные коэффициенты, зависящие от параметров пласта и конструкции водоприемной части скважины.

Подземные воды отличаются большим разнообразием таких свойств, как плотность, температура, химический состав, содержание газов и др.

По величине общей минерализации подземные воды подразделяют на пресные (до 1 г/л), солоноватые (от 1 до 10 г/л), соленые (до 50 г/л) и рассолы (более 50 г/л).

ТАБЛИЦА 1.18

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ УДЕЛЬНЫХ ДЕБИТОВ

Горные породы	Коэффициент фильтрации, м/сут	Удельный дебит, л/с
Скальные, сильно трещиноватые породы, гравийно-галечниковые отложения . . . . .	60÷70	5÷10 и более
Скальные, трещиноватые породы, мел, гравийно-галечниковые отложения с примесью мелких частиц, разнозернистые гравелистые пески . . . . .	20÷60	1÷10
Слабо трещиноватые породы (песчаники, доломиты, мергели, сланцы). Разнозернистые пески . . . . .	5÷20	0,1÷1
Мелкозернистые пески . . . . .	5 и менее	0,01÷0,5

Плотность минерализованных вод превышает единицу и для крепких рассолов достигает 1,8.

Величину минерализации подземных вод измеряют экспериментально и определяют в миллиграмм-эквивалентах.

Характер минерализации определяют количественным соотношением компонентов: хлоридным  $\text{Cl}^-$ , сульфатным  $\text{SO}_4^{2-}$ , гидрокарбонатным  $\text{HCO}_3^-$ , анионами и катионами натрия  $\text{Na}^+$ , магния  $\text{Mg}^{2+}$  и кальция  $\text{Ca}^{2+}$ . Кроме того, в подземных водах содержатся ионы  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$  и др. В воде могут быть растворены: сероводород, азот, кислород, двуокись углерода, метан, гелий и радиоактивные вещества.

Результаты химического анализа подземных вод обычно выражаются формулой Курлова.

В зависимости от преобладания в воде тех или иных анионов и катионов им присваиваются наименования, например сульфатная натриево-магниевая или гидрокарбонатно-хлоридная кальциево-натриевая и т. д.

Жесткость воды определяется химическим анализом на содержание солей магния и кальция. Жесткость выражается в миллиграмм-эквивалентах  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{Ca}^{2+}$  на 1 л воды, что соответствует содержанию  $\text{Mg}^{2+}$  12,61 мг/л и  $\text{Ca}^{2+}$  20,04 мг/л. Мягкая вода, если жесткость воды составляет 1,43—2,86 мг·экв., умеренно жесткая при 2,86—5,35 мг·экв., жесткая при 5,35—8,92 мг·экв. и очень жесткая, при 8,92 мг·экв. и более. Реакция воды выражается показателем pH (при pH < 7 — кислая, pH > 7 — щелочная, pH=7 — нейтральная реакция).

Агрессивность воды — способность воздействовать на материалы породы. Агрессивность проявляется, например, в разрушении бетона и цемента за счет растворения карбоната кальция и карбонатных пород.

Органические вещества, коллоиды гидроокиси и окиси железа, окиси алюминия и кремнекислота могут находиться в молекулярном и коллоидальном состоянии.

По температуре подземные воды подразделяются на холодные (20° С), теплые (20—30° С), горячие (35—42° С) и высокотермальные (42° С).

Высокотермальные и термальные воды могут использоваться в народном хозяйстве для обогрева жилищ, теплиц, производства электроэнергии и других целей.

К минеральным водам относят такие воды, в которых в определенных количествах содержатся вещества, оказывающие лечебные воздействия на организм человека. Минеральные воды должны отвечать определенным требованиям и проходить лечебно-клиническую проверку.

К промышленным водам относятся воды, из которых извлекают различные компоненты, например иод, бром и др. В промышленных водах определяется содержание извлекаемых компонентов, а также компонентов, которые осложняют технологию извлечения.

Подземные воды в зоне активного водообмена обычно приурочены к верхним участкам разреза, их состав существенно зависит от условий питания и разгрузки. На больших глубинах подземные воды не имеют активной связи с вышеотмеченными процессами и их состав мало изменяется во времени.

В многолетнемерзлых породах подземные воды находятся ниже зоны промерзания, или, что реже, в толще мерзлых пород.

### § 3. Требования к качеству питьевой воды

Подземные воды подвергают сокращенным и полным анализам. Сокращенный анализ предусматривает определение содержания  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ , pH,  $\text{CO}_2$  (свободный),  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{NO}_2^-$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{NH}_4^+$  жесткости и сухого остатка. Сокращенные анализы дают общую характеристику качества подземных вод и производятся независимо от целевого использования подземных вод.

Полный анализ дает детальную характеристику химического и бактериологического состава, помимо названных выше определяются  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{HBO}_3$ ,  $\text{H}_2\text{SiO}_3$ ,  $\text{CO}_2$  (агрессивный),  $\text{H}_2\text{S}$ . Результаты анализов выражаются в миллиграмм-эквивалентной, процент-эквивалентной: и ионной формах.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения подземные воды должны удовлетворять определенным требованиям.

Стандарт не распространяется на воду при нецентрализованном использовании местных водоисточников без разводящей сети труб, а также на опресненную воду.

## 1. Технические и гигиенические требования и нормы

Состав и свойства воды при любом типе водоисточника воды и конструктивных особенностях водопроводной сети должны обеспечивать безопасность ее в эпидемиологическом отношении, безвредность химического состава и благоприятные органолептические свойства.

Вода, подаваемая потребителям, должна быть защищена от случайного или систематического загрязнения путем устройства зон санитарной охраны и герметичности водопроводных систем.

Безопасность воды в эпидемиологическом отношении определяется косвенными показателями: степенью общего бактериального загрязнения и содержанием бактерий группы кишечной палочки.

К бактериям группы кишечной палочки в питьевой воде относятся грам-отрицательные, не образующие спор палочки, сбраживающие лактозу с образованием кислоты и газа при  $37 \pm 0,5^\circ \text{C}$  в течение 24—48 ч или сбраживающие глюкозу с образованием кислоты и газа при  $37 \pm 0,5^\circ \text{C}$  в течение 24 ч, и не обладающие окислительной активностью.

По бактериологическим показателям вода, подаваемая в водопроводную сеть и поступающая к потребителям через наружные водозаборы и краны внутренних водопроводных сетей, должна соответствовать следующим требованиям и нормам, приведенным в табл. 1.19.

Показатели безвредности химического состава воды включают нормы для веществ, встречающихся в природных водах, добавляемых к воде в процессе ее обработки в виде реагентов, а также появляющихся в результате промышленного и сельскохозяйственного загрязнения водоемосточников.

Допустимые концентрации в воде веществ, преимущественно встречающихся в природных водах или добавляемых к воде в процессе ее обработки, не должны превышать норм, данных в табл. 1.20.

При применении серебра (Ag) для консервирования воды содержание иона должно быть не более 0,05 мг/л.

Допустимые концентрации в воде химических веществ, являющихся промышленными и сельскохозяйственными загрязнениями водоемосточников, не должны превышать норм, установленных Министерством здравоохранения СССР для источников централизованного водоснабжения.

При обнаружении в воде нескольких веществ, указанных выше (за исключением фтора, нитратов, радиоактивных веществ) сумма концентраций, выраженная в долях от максимально допустимых концентраций каждого вещества в отдельности, не должна быть более 1.

ТАБЛИЦА 1.19

Показатели	Нормы
Общее количество бактерий в 1 мл неразбавленной воды, не более	100
Количество бактерий группы кишечной палочки: определяемой на плотной, элективной среде с применением концентраций бактерий на мембранных фильтрах в 1 л воды (коли-индекс), не более	3
при использовании жидких сред накопления (коли-титр), не менее	300

ТАБЛИЦА 1.20

Наименование химических веществ	Нормы	Наименование химических веществ	Нормы
Бериллий ( $Be^{2+}$ ), мг/л	0,0002	для III климатического района . . . . .	1,2
Молибден ( $Mo^{2+}$ ), мг/л	0,5		
Мышьяк ( $As^{3+5+}$ ), мг/л	0,05	для IV климатического района . . . . .	0,7
Нитраты (по N), мг/л	10,0		
Полиакриламид, мг/л	2,0	Уран (U) природный и уран-238, мг/л . . . . .	0,7
Свинец ( $Pb^{2+}$ ), мг/л . . . . .	0,1		
Селен ( $Se^{6+}$ ), мг/л . . . . .	0,001	Радий-226 (Ra), Ки/л	$1,2 \cdot 10^{-10}$
Стронций ( $Sr^{2+}$ ), мг/л	2,0		
Фтор ( $F^-$ ), мг/л: для I и II климатических районов . . . . .	1,5	Стронций-90 (Sr), Ки/л	$4,0 \cdot 10^{-10}$

Примечание. Если по местным условиям осуществляется фторирование воды, содержание в ней фтора должно быть в пределах 70–80% от норм, указанных выше.

Расчет ведется по формуле

$$\frac{c_1}{C_1} + \frac{c_2}{C_2} + \dots + \frac{c_n}{C_n} \leq 1, \quad (I.16)$$

где  $c_1, c_2, \dots, c_n$  — обнаруженные концентрации, мг/л;  $C_1, C_2, \dots, C_n$  — установленные нормы, мг/л.

Допустимые концентрации в воде других химических веществ, не указанных в каждом отдельном случае, определяются Главным санитарным врачом СССР.

Показатели, обеспечивающие благоприятные органолептические свойства воды, включают нормы для веществ встречающихся в природных водах, добавляемых к воде в процессе ее обработки в виде реагентов, а также появляющихся в результате бытового промышленного и сельскохозяйственного загрязнения источников воды.

Органолептические свойства воды характеризуются:

интенсивностью допустимого изменения органолептических свойств воды (запах, привкус, цветность, мутность), а также содержанием химических веществ, вредность которых определяется способностью в наименьших концентрациях ухудшать органолептические свойства воды.

По органолептическим показателям вода должна соответствовать данным табл. 1.21.

Вода не должна содержать различаемых невооруженным глазом водных организмов и не иметь на поверхности пленку.

Специфические привкусы, появляющиеся при хлорировании, не должны превышать 1 балла.

ТАБЛИЦА 1.21

Показатели	Нормы
Запах при 20° С и при подогревании воды до 60° С, баллы, не более . . . . .	2
Привкус при 20° С, баллы, не более . . . . .	2
Цветность по платино-кобальтовой или имитирующей шкале, градус, не более, по ГОСТ 3351–74 . . . . .	20
Мутность по стандартной шкале, мг/л, не более . . . . .	1,5

Примечание. По согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы цветность воды может быть 35° С.

ТАБЛИЦА 1.22

Наименование химических веществ	Нормы	Наименование химических веществ	Нормы
Сухой остаток, мг/л . . . . .	1000	Цинк ( $Zn^{2+}$ ), мг/л . . . . .	5,0
Хлориды ( $Cl^-$ ), мг/л . . . . .	350	Остаточный алюминий ( $Al^{3+}$ ), мг/л . . . . .	0,5
Сульфаты ( $SO_4^{2-}$ ), мг/л . . . . .	500	Гексаметафосфат ( $PO_4$ ), мг/л	3,5
Железо ( $Fe^{2+}, 3+$ ), мг/л . . . . .	0,3	Триполифосфат ( $PO_4$ ), мг/л	3,5
Марганец ( $Mn^{2+}$ ), мг/л . . . . .	0,1	Общая жесткость, мг-экв/л	7,0
Медь ( $Cu^{2+}$ ), мг/л . . . . .	1,0		

Примечание. По согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы содержание сухого остатка допускается до 1500 мг/л; общая жесткость не должна быть более 10 мг экв/л.

Водородный показатель (рН) должен быть в пределах 6,5—8,5.

Допустимые концентрации в воде химических веществ, попадающих в водисточники с бытовыми, промышленными, а также сельскохозяйственными загрязнениями, не должны превышать нормы, установленные Министерством здравоохранения СССР для источников централизованного водоснабжения.

При обнаружении в воде веществ, придающих привкус (сульфатов, хлоридов), сумма их концентраций, выраженная в долях от максимально допустимых концентраций каждого вещества в отдельности, не должна быть более 1.

Химические вещества, влияющие на органолептические свойства воды, встречающиеся в природных водах или добавляемые к воде в процессе ее обработки, не должны превышать норм, данных в табл. 1.22.

При использовании подземных вод без установок по обезжелезиванию воды, по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы содержание железа в воде, поступающей в водопроводную сеть, допускается до 1 мг/л.

## 2. Контроль качества воды

Качество воды должно постоянно контролироваться в местах водозабора, в процессе ее обработки на очистных сооружениях.

Лабораторно-производственный контроль за обработкой воды осуществляется в соответствии с характером и особенностями технологического процесса.

Частоту и объем анализа определяют в зависимости от осуществляющихся на водопроводе процессов обработки воды (коагуляции, отстаивания, фильтрации, обеззараживания и т. д.).

Лабораторно-производственный контроль качества воды перед поступлением в сеть на водопроводах из подземных водисточников осуществляется по бактериологическому составу; химическому составу; органолептическим показателям.

Если обеззараживание воды не осуществляется (ввиду соответствия природных качеств воды требованиям), анализ должен производиться не менее одного раза в месяц на водопроводах, обслуживающих население до 20 000 человек и не менее двух раз в месяц при населении до 50 000 человек.

Остаточный хлор определяется ежесуточно не реже одного раза в час.

Химический состав воды определяют по всем показателям, за исключением полиакриламида, не реже двух раз в течение первого года использования новых подземных водисточников (в весенний и осенний периоды), а в дальнейшем в зависимости от результатов анализа. Перечень показателей и частота отбора проб должны устанавливаться с учетом местных природных гидрогеологических, санитарных условий и обязательно согласовываться с органами санитарно-эпидемиологической службы.

Органолептические показатели воды определяют при всех пробах, отбираемых для контроля качества воды. Анализ воды по всем показателям, за исключением остаточного алюминия, триполифосфата и гексаметафосфата, проводится не реже двух раз в течение первого года эксплуатации водопровода (в весенний

и осенний периоды), а в дальнейшем в зависимости от результатов анализа, но не реже одного раза в год.

Лабораторно-производственный контроль качества воды перед поступлением ее в сеть на водопроводах из поверхностных водоисточников осуществляется по бактериологическому составу; химическому составу; органолептическим показателям.

Бактериологический анализ проводится не менее одного раза в сутки. Остаточный хлор или озон определяются ежесуточно не менее одного раза в час, в том числе один раз одновременно с отбором пробы для бактериологического исследования воды.

На сельских водопроводах при численности населения до 15 000 человек бактериологическое исследование производится один раз в месяц одновременно с определением остаточного хлора, а также в случаях изменения качества воды водоисточника.

Определение полиакриламида алюминия, триполифосфата, гексаметафосфата, а также фтора проводится в зависимости от характера осуществляемой на водопроводе обработки воды с проведением анализа не реже одного раза в сутки.

Перечень показателей и частота проведения анализов для определения химических веществ устанавливаются с учетом местных природных условий и санитарного режима водоисточника при обязательном согласовании с органами санитарно-эпидемиологической службы, но не реже двух раз в течение года (в зимний и летний периоды).

При контроле эффективности обеззараживания воды хлором на водопроводах из поверхностных и подземных водоисточников концентрация остаточного свободного хлора в воде должна быть не менее 0,3 мг/л и не более 0,5 мг/л при контакте не менее 30 мин или концентрация связанного хлора должна быть не менее 0,8 мг/л и не более 1,2 мг/л при обязательном обеспечении не менее часового контакта в сборных резервуарах.

Остаточный свободный и связанный хлор определяют по ГОСТу. При озонировании воды содержание остаточного озона после озонирующей установки должно быть 0,1–0,3 мг/л. Остаточный озон также определяют по ГОСТу.

При обработке воды на водопроводах специальными методами (обезжелезивания, умягчения, фторирования) проводят контроль за эффективностью обработки,

В распределительной сети контроль качества воды осуществляют по следующим показателям: коли-индекс или коли-титр воды, общее число бактерий в 1 мл, мутность, цветность, запах и привкус воды.

При обнаружении бактериального загрязнения свыше допустимых норм и для выявления причин загрязнения производят повторный отбор пробы с дополнительными качественными исследованиями на наличие бактерий (показателей свежего фекального загрязнения), форм азота и хлоридов по ГОСТам.

Отбор проб в распределительной сети производится в местах, охватывающих все уличные водоразборные устройства, а также краны внутренних водопроводных сетей, характеризующие качество воды в основных магистральных водопроводных линиях, из наиболее возвышенных и тупиковых участков уличной распределительной сети. Отбор пробы производится также из кранов внутренних водопроводных сетей всех домов, имеющих подкачку и местные водонапорные баки.

Общее количество проб для анализа в указанных местах распределительной сети должно согласовываться с органами санитарно-эпидемиологической службы и соответствовать следующим требованиям:

Количество обслуживаемого населения, человек. . . . .	< 10 000	<20 000	<500 000	<100 000	> 100 000
Минимальное число проб, отбираемых по всей распределительной сети в месяц, шт. . . . .	2	10	30	100	200

В число проб не входят обязательные контрольные пробы после ремонта и переустройства водопровода или отдельных частей головных сооружений и распределительной сети.

Государственный контроль санитарно-эпидемиологической службы за качеством воды централизованных систем водоснабжения осуществляется в местах водозабора, перед поступлением в сеть и в распределительной сети.

В зависимости от того, для каких целей применяется вода, к ее качеству предъявляются различные требования.

Если вода используется в хлебопекарной промышленности, то в воде недопустимы грибки, затрудняющие брожение теста, в крахмальной промышленности нежелательны примеси хлористомagneзитных солей, в масложитно-сыроваренной— MgO, Fe и Mn. В сахарной промышленности не допускается наличие NO<sub>3</sub>, Fe и Mg, не желательны NH<sub>4</sub>Cl, MgCl<sub>2</sub> и CaSO<sub>4</sub>. В консервной промышленности вода не должна содержать бактерий, нитратов железа и марганца.

Вода, используемая в паровых котлах, не должна содержать механических примесей, минеральных кислот, органических веществ, сухой остаток должен быть не более 300 мг/л. Лимитируется также наличие в воде CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>, KMnO<sub>4</sub> и солей жесткости. Если вода используется для водопоя животных, то возможны отклонения от ГОСТ 2874—73 по величине минерализации и органолептическим и другим показателям в сторону увеличения допустимых норм. То же касается и использования подземных вод для орошения и обводнения.

Если вода не отвечает предъявляемым требованиям, то она подвергается специальной обработке.

#### § 4. Классификация горных пород по буримости

Для вращательного бурения все горные породы по буримости разделены на двенадцать категорий. За критерий отнесения породы к соответствующей категории принята углубка скважины за 1 ч чистого бурения (табл. I.23). Условия бурения (тип и диаметр породоразрушающего инструмента) нормализованы для различных типов буровых установок, диаметров скважин и глубин бурения, а также для условий, когда бурение ведется без отбора или с отбором керна. Для этих условий разработаны нормы времени и расценки [40].

Для определения категории пород и ее буримости в Министерстве геологии СССР используется показатель  $\rho_m$ , предложенный Н. И. Любимовым и учитывающий динамическую прочность  $F_d$  и абразивность  $K_a$

$$\rho_m = \frac{3F_d K_a}{d} \quad (I.17)$$

Показатель  $\rho_m$  определяют также по номограмме (ОСТ 41-89—74). Категорию пород по буримости для вращательного бурения определяют по значению  $\rho_m$ .

Категория	III	IV	V	VI	VII
$\rho_m$	2—3	3—4,5	4,5—6,8	6,8—10,1	10,1—15,2
Категория	VIII	IX	X	XI	XII
$\rho_m$	15,2—22,8	22,8—34,2	34,2—51,2	51,2—76,8	76,8

ОСТ 41-89—74 рекомендует по показателю  $\rho_m$  определять категорию по буримости от V до XII категории. Этот стандарт не распространяется на глинистые породы, слабый алевролит, талько-магнезит, угли, нетвердые железные руды, многолетнемерзлые грунты и галечник.

Для ударного бурения горные породы по буримости подразделяют на семь категорий (табл. I.24).

Принятые классификации горных пород по буримости составлены применительно к существующей технике и технологии бурения.

В. В. Ржевским предложен показатель трудности разрушения горных пород при бурении

$$P_{т.6} = 0,007 (\sigma_{сж} + \sigma_{сд}) + 0,7\gamma, \quad (I.18)$$

где  $\sigma_{сж}$  и  $\sigma_{сд}$  — пределы прочности породы на сжатие и сдвиг;  $\gamma$  — плотность породы.

Все горные породы подразделяют в соответствии с величиной  $P_{т.6}$  на 5 классов и 25 категорий; показатель  $P_{т.6}$  колеблется от 1—5 до 21 и более.

Отнесение горной породы к той или иной категории осуществляется на основании определения основных свойств породы в лабораторных условиях, а также проведения хронометражных наблюдений при бурении.

ТАБЛИЦА 1.23

КЛАССИФИКАЦИЯ ГРУНТОВ И ПОРОД ПО БУРИМОСТИ  
ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНО-МЕХАНИЧЕСКОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Категория грунтов и пород	Типичные представители грунтов и пород для каждой категории
I	Торф и растительный слой без корней. Рыхлые: лёсс, пески (не плавуну), супесь без гальки и щебня. Ил влажный и иловатые грунты. Суглинки лёссовидные. Трепел. Мел слабый
II	Торф и растительный слой с корнями и небольшой примесью мелкой (до 3 см) гальки или щебня. Пески плотные. Суглинок плотный. Лёсс. Мергель рыхлый. Плувыны. Лед. Глины средней плотности. Мел. Диатомит. Каменная соль (галит). Железная руда охристая
III	Суглинки и супеси с примесью свыше 20% мелкой до (3 см) гальки и щебня. Лёсс плотный. Дресва. Глины: с частыми прослоями (до 5 см) слабосцементированных песчаников и мергелей, плотные, мергелистые, загипсованные, песчаные. Алевролиты глинистые слабосцементированные. Песчаники слабосцементированные глинистым и известковым цементом. Мергель. Известняк-ракушечник. Мел плотный. Магnezит. Гипс тонко-кристаллический выветрелый. Каменный уголь слабый. Сланцы: тальковые, разрушенные (всех разновидностей). Марганцевая руда. Железная руда окисленная, рыхлая. Бокситы глинистые
IV	Галечник, состоящий из мелких галек осадочных пород. Мерзлые водоносные пески, ил, торф. Алевролиты плотные глинистые. Песчаники глинистые. Мергель плотный. Неплотные: известняки и доломиты. Магnezит плотный. Пористые: известняки, туфы. Опоки глинистые Гипс кристаллический. Ангидрит. Калийные соли. Каменный уголь средней твердости. Бурый уголь крепкий. Каолин (первичный) Сланцы: глинистые, песчано-глинистые, горючие, углистые алевролитовые. Апатит кристаллический. Маргитовые и им подобные руды сильно выветрелые. Железная руда мягкая вязкая. Бокситы
V	Галечно-щебенистые грунты. Мерзлые: песок крупнозернистый, дресва, ил, глины песчаные. Песчаники сцементированные известковым и железистым цементом. Алевролиты. Аргиллиты. Глины аргиллитоподобные, весьма плотные. Конгломерат осадочных пород на песчано-глинистом или другом пористом цементе Известняки. Мрамор. Доломиты мергелистые. Ангидрит весьма плотный. Опоки пористые выветрелые. Каменный уголь твердый. Антрацит, фосфориты желваковые. Сланцы глинистые хлоритовые. Маргитовые и им подобные руды неплотные
VI	Глины плотные мерзлые. Глины плотные с прослоями доломита и сидеритов. Конгломерат осадочных пород на известковистом цементе. Песчаники: полевошпатовые кварцево-известковистые. Алевролиты с включением кварца. Известняки: плотные доломитизированные, скарированные. Доломиты плотные, опоки. Сланцы окварцованные. Аргиллиты слабо окремненные. Талько-карбонатные породы. Апатиты. Колчедан сыпучий. Бурый железняк ноздреватый. Гематито-маргитовые руды. Сидериты

Категория грунтов и пород	Типичные представители грунтов и пород для каждой категории
VII	<p>Аргиллиты окремненные. Галечник изверженных и метаморфических пород (речник)</p> <p>Щебень мелкий без валунов. Конгломераты с галькой (до 50%) изверженных пород на песчано-глинистом цементе</p> <p>Конгломераты осадочных пород на кремнистом цементе</p> <p>Песчаники кварцевые. Доломиты весьма плотные. Окварцованные: полевошпатовые песчаники, известняки</p> <p>Опоки среднезернистые, затронутые выветриванием: граниты, сиениты, диориты, габбро и другие изверженные породы</p> <p>Бурые железняки ноздреватые, пористые. Хромиты. Сульфидные руды. Мартито-сидеритовые и гематитовые руды. Амфибол-магнетитовые руды</p>
VIII	<p>Аргиллиты кремнистые. Конгломераты изверженных пород на известковистом цементе. Доломиты окварцованные. Окремненные: известняки и доломиты. Фосфориты плотные пластовые. Сланцы окремненные</p> <p>Гнейсы. Мелкозернистые, затронутые выветриванием: граниты, сиениты, габбро. Кварцево-карбонатные и кварцево-баритовые породы. Бурые железняки пористые. Гидрогематитовые руды плотные. Кварциты: гематитовые, магнетитовые. Колчедан плотный. Бокситы диаспоровые</p>
IX	<p>Базальты. Конгломераты изверженных пород на кремнистом цементе. Известняки карстовые. Кремнистые: песчаники, известняки. Доломиты кремнистые. Фосфориты пластовые окремненные. Сланцы кремнистые. Кварциты: магнетитовые и гематитовые. Роговики. Альбитофиры и кератофиры. Трахиты. Порфиры окварцованные. Диабазы тонкокристаллические. Туфы: окремненные, ороговикованные. Крупно- и среднезернистые: граниты, гранито-гнейсы, гранодиориты, Сиениты. Габбро-нориты. Пегматиты. Окварцованные: амфиболит, колчедан. Кварцево-турмалиновые породы, не затронутые выветриванием. Бурые железняки плотные. Кварцы со значительным количеством колчедана. Бариты плотные</p>
X	<p>Валуново-галечные отложения изверженных и метаморфизованных пород. Песчаники кварцевые сливные. Джеспилиты, затронутые выветриванием фосфатно-кремнистые породы. Кварциты неравномернозернистые. Кварцевые: альбитофиры и кератофиры. Мелкозернистые: граниты, гранито-гнейсы и гранодиориты. Микрограниты. Пегматиты плотные, сильно кварцевые. Магнетитовые и мартитовые руды плотные с прослоями роговиков. Бурые железняки окремненные. Кварц жильный. Порфиры сильно окварцованные и ороговикованные</p> <p>Альбитофиры тонкозернистые ороговикованные. Джеспилиты, не затронутые выветриванием. Сланцы яшмовидные кремнистые. Кварциты. Роговики железистые очень твердые. Кварц плотный. Корундовые породы. Джеспилиты гематито-мартитовые и гематито-магнетитовые. Совершенно не затронутые выветриванием монолитносливные: джеспилиты, кремьень, яшмы, роговики, кварциты, эгериновые и корундовые породы</p>

Категория грунтов и пород	Типичные представители грунтов и пород для каждой категории
XI	Корундовые породы. Кварциты. Джеспелиты. Плотный кварц. Очень твердые железистые роговики. Гематито-магнетитовые и гематито-мартитовые джеспелиты и руды. Яшмовидные кремнистые сланцы
XII	Совершенно незатронутые выветриванием монолитно-сливные породы: кварциты, джеспелиты, роговики, корундовые породы, кремль, яшмы

**ГЛАВА II**  
**СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ**  
**БУРЕНИЯ СКВАЖИН**  
**НА ВОДУ**

Буровые скважины по целевому назначению подразделяют на семь типов (табл. II.1).

В практике бурения скважин на воду наиболее широкое применение получили следующие способы бурения: 1) вращательный с прямой промывкой; 2) вращательный с продувкой воздухом; 3) вращательный с обратной промывкой; 4) ударно-канатный.

Каждый из названных способов бурения имеет свои вполне определенные преимущества и недостатки, а следовательно, и рациональную область применения применительно к решению конкретных задач, а также к гидрогеологическим и другим условиям производства работ.

В нашей стране ударно-канатный способ был основным способом бурения скважин на воду вплоть до середины сороковых годов, когда началось интенсивное внедрение вращательного способа бурения с прямой промывкой глинистым раствором. В настоящее время основным способом бурения скважин является вращательное бурение с прямой промывкой. На долю способа приходится около 90% всех объемов бурения, в то время как объемы бурения ударно-канатным способом снизились и в настоящее время составляют около 10%.

Первые попытки применения вращательного способа бурения с продувкой воздухом относятся к началу шестидесятых годов, однако в связи со специфическими особенностями этого метода он используется в настоящее время в ограниченных масштабах.

Вращательное бурение с обратной промывкой получило применение в нашей стране при сооружении высокодебитных скважин начиная с середины шестидесятых годов.

**ТАБЛИЦА II.1**  
**ТИПЫ СКВАЖИН НА ВОДУ**

Номер типа	Тип скважины	Виды исследований и работ
1	Поисково-картировочные	Поисково-съёмочные работы, картирование в мелких масштабах
2	Разведочные	Предварительная разведка подземных вод
3	Разведочно-эксплуатационные	Детальная и эксплуатационная разведка подземных вод
4	Эксплуатационные	Водоснабжение
5	Водопонижительные (дренажные)	Понижение уровня подземных вод при строительстве, разработке полезных ископаемых на сельскохозяйственных работах
6	Наблюдательные	Разведка подземных вод, многолетние режимные наблюдения
7	Нагнетательные	Захоронение промышленных стоков

При роторном бурении используются установки типа УРБ-2А, УРБ-2А2, УРБ-3АМ, БА-15В, БА-15Н, УВБ-600, СБУДМ-150-ЗИВ, БУ-50, БУ-75, БУ-80, БУ-125 и др.

При бурении твердых и крепких пород, залегающих с поверхности, а также при необходимости отбора керна, могут быть использованы станки колонкового бурения типа ЗИФ-1200-МР, ЗИФ-650М и др.

Ударно-канатное бурение осуществляется установками УКС-22М2 и УКС-30М2.

Большие преимущества имеют установки, позволяющие использовать не один, а два способа бурения, так называемые установки комбинированного бурения. Эти установки сочетают вращательное бурение с обратной промывкой с ударно-канатным (УКС-22М-ОП и УКС-30М-ОП) и вращательным способом бурения с прямой промывкой (УРБ-2А-ОП; УРБ-3АМ-ОП; УБАу15В-ОП; 1БА-15К и др.). Причем, бурение с обратной промывкой используется путем несложной переоснастки серийных буровых установок. В стадии внедрения находится комбинированная буровая установка 1БА-15К конструкции Кунгурского машиностроительного завода.

Преимущества, недостатки и рекомендации по условиям применения различных способов бурения приведены в табл. П.2.

В США широко применяются комбинированные буровые установки. Так, около 66% всего объема бурения скважин на воду выполняется установками, позволяющими сочетать ударно-канатное и вращательное бурение, в том числе с обратной промывкой. Объем роторного бурения составляет около 20%, а ударно-штангового — 1,5%.

Выбор марки буровых установок производят в зависимости от принятой конструкции скважины. Установка должна обеспечивать бурение на заданную глубину и с заданными начальным и конечным диаметрами. Кроме того, буровая установка должна обеспечивать крепление ствола скважины обсадными трубами.

Выбор способа бурения и типа буровой установки в значительной степени характеризуют основные технико-экономические и качественные показатели выполняемых работ.

На эффективность строительства скважины оказывает влияние не только способ бурения, но и технология вскрытия и освоения пласта.

Необходимо свести к минимуму кольматацию пласта и обеспечить получение максимальных для данных гидрогеологических условий удельных дебитов. Поэтому в дальнейшем под выбором способа бурения мы будем понимать также и выбор типа буровой установки и технологию вскрытия и освоения водоносного пласта.

Наиболее полным показателем для оценки способа бурения является себестоимость 1 м<sup>3</sup> добываемой воды.

В качестве критерия сравнения может быть также принята себестоимость строительства скважины с учетом обеспечения планового задания по общему и удельному дебиту. Необходимо также учитывать проектный показатель возможного количества добытой воды за весь срок службы скважины. Следует иметь в виду, что различный срок возможной работы и темп снижения производительности (уровня) скважины также могут оказать существенное влияние на выбор способа бурения. Например, известно, что скважины, пробуренные вращательным способом с промывкой глинистым раствором, сравнительно быстро, иногда в течение 2—3 лет, снижают настолько свою производительность, что требуется их восстановление или бурение новых скважин.

При бурении водозаборных скважин в районах со слабой гидрогеологической изученностью, а также при бурении разведочных скважин к обоснованию того или иного способа бурения должны предъявляться требования достаточной информативности. Основные показатели информативности различных способов бурения приведены в табл. П.3. Если данный способ бурения не удовлетворяет выполнению этого требования, то необходимо рассмотреть вопрос о замене ранее выбранного способа бурения и применении новых технологических средств и технологии опробования водоносных горизонтов.

ТАБЛИЦА II.2

## РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ

Способ бурения	Преимущества	Недостатки	Рекомендации по применению
Вращательный с прямой промывкой	<p>Высокие механические и коммерческие скорости бурения</p> <p>Возможность бурения в породах различной твердости на различные глубины</p> <p>Малая металлоемкость конструкций скважин</p>	<p>При бурении с глинистым раствором трудности качественного опробования водоносных пластов и их освоения, что приводит к снижению дебитов скважин, требует проведения длительных и сложных работ по разглинизации</p> <p>Необходимость снабжения установок водой и качественной глиной</p> <p>Трудности бурения в породах, содержащих валунно-галечниковые включения, в породах, поглощающих промывочную жидкость</p> <p>Трудности организации работ в зимнее время при отрицательных температурах</p>	<p>При бурении в породах различной твердости на различные глубины</p> <p>При применении способов заканчивания скважин, исключающих кольматацию пласта</p> <p>При применении испытателей пластов, опережающего способа опробования и на стадии поисково-разведочных работ</p>
Вращательный с продувкой воздухом	<p>Высокие механические скорости бурения, превышающие аналогичные показатели при бурении с промывкой до 1,5—2 раз</p> <p>Отсутствие необходимости в снабжении буровых установок водой и глиной</p> <p>Возможность качественного опробования и капез из водоносных пластов</p> <p>Успешное бурение в многолетнемерзлых породах, в породах, поглощающих промывочный раствор</p>	<p>Трудности бурения при наличии водопритоков в скважину более 2—3 л/с в случае проходки часто переслаивающихся водоносных пластов и при проходке водонасыщенных песков мощностью более 5 м</p> <p>Возможность бурения лишь в устойчивых породах</p> <p>Для применяющегося парка передвижных компрессоров типа ЗИФ-55, ДК-9М и др. Ограничение глубины бурения до 200—300 м</p>	<p>При бурении в безводных районах, в многолетнемерзлых породах</p> <p>При бурении на водоносные пласты с дебитом до 2—3 л/с</p> <p>При бурении в устойчивых разрезах и отсутствии в разрезе часто переслаивающихся водоносных пластов с большими водопритоками</p> <p>При использовании погружных пневмоударников типа РП-130, РП-111 и других в породах V—VIII категорий по буримости до глубины 150 м</p>

<p>Вращательный с обратной промывкой</p>	<p>Высокие механические скорости бурения в мягких и рыхлых породах, превышающие аналогичные показатели при бурении с прямой промывкой до 1,5—2 раз</p> <p>Высокое качество вскрытия пласта, что обеспечивает высокие дебиты</p> <p>Возможность бурения скважин большими диаметрами (до 1200—1500 мм)</p> <p>Успешное бурение в породах с включениями гальки и гравия</p>	<p>Возможность бурения в мягких и рыхлых породах I—IV категорий</p> <p>Ограниченность бурения скважин глубиной 200—300 м</p> <p>Возможность бурения, если уровень подземных вод находится глубже 3 м</p>	<p>При бурении в мягких и рыхлых породах до глубины 200—300 м</p> <p>При необходимости создания мощного контура гравийной обсыпки и сооружения высокодебитных скважин</p>
<p>Ударно-канатный</p>	<p>Возможность качественного вскрытия и опробования пласта</p> <p>Отсутствие необходимости в снабжении установок водой и глиной</p> <p>Успешное бурение в валунно-галечниковых отложениях, в породах, поглощающих промывочную жидкость, в многолетнемерзлых породах</p>	<p>Большой расход обсадных труб</p> <p>Более низкие, чем при вращательном бурении скорости бурения</p> <p>Ограниченность бурения скважин глубиной 150—200 м</p>	<p>При бурении в малоизученных гидрогеологических разрезах</p> <p>При бурении скважин глубиной до 150—200 м, в породах, поглощающих промывочную жидкость, в валунно-галечниковых отложениях много-летнемерзлых пород</p> <p>При применении вибромеханизмов и технологии посадки труб под защитой тиксотропной рубашки</p>

## ПОКАЗАТЕЛИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ У РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБОВ БУРЕНИЯ

Способы бурения	Количественные и качественные показатели гидрогеологической информации			
	Фиксирование водоносных горизонтов, встреченных в процессе бурения	Ориентировочная погрешность установления границ залегания водоносных горизонтов	Предварительная оценка гидрогеологических параметров водоносных горизонтов по бурению скважин	Оценка гидрогеологических параметров водоносных горизонтов откачками или нагнетаниями (наливами)
1. Вращательный с прямой промывкой глинистым раствором: а) бескерновое бурение	Маломощные и малодобитные горизонты могут быть не зафиксированы, поэтому после окончания бурения требуется проведение каротажных работ	От $\pm 1,0$ м и более При каротажных работах $\pm(0,5-1,0$ м)	Весьма не полная. Требуется проведение специальных работ по опробованию водоносных горизонтов испытателями пластов скважинными расходомерами и др.	За счет глинизации продуктивных горизонтов и фильтров имеют место значительные сопротивления прифилтровой зоны и фильтра, что искажает природную характеристику пласта и достоверность проводимых исследований. Требуется проведение работ по разглинизации скважин
б) колонковое бурение	При уменьшенной длине рейса все водоносные горизонты могут быть зафиксированы. С увеличением длины рейса имеется возможность пропуска маломощных и малодобитных горизонтов	При малой длине рейса до $\pm 0,1$ м	То же	То же

2. Вращательный с прямой промывкой водой:	Практически возможно определить все водоносные горизонты	До $\pm 1,0$ м. При коротажных работах $\pm(0,5-1,0$ м)	Весьма полная	Весьма качественная
а) бескерновое бурение				
б) колонковое бурение		При малой длине рейса до $\pm 0,1$ м	» »	» »
3. Вращательный с обратной промывкой водой	То же	До $\pm 0,1$ м	» »	
4. Ударно-канатный	Практически возможно определить все водоносные горизонты. Мало-мощные водоносные горизонты при бурении с подливом воды могут быть не зафиксированы	До $\pm 0,5-1,0$		
5. Комбинированный	Возможно определять первый водоносный горизонт при шнековом бурении	При шнековом бурении до $\pm 0,5$ м	При шнековом способе бурения весьма не полная	Весьма качественная при оборудовании водоприемной части скважины по технологии ударно-канатного бурения

Например, широко известный роторный способ бурения с промывкой глинистым раствором в рыхлых породах, содержащих маломощные и слабонапорные водоносные пласты, в том числе и соленых вод, не может гарантировать решение задачи правильного выбора и оборудования скважины фильтром, так как при разработанной на сегодня технологии бурения практически невозможно определить в разрезе пресные водоносные горизонты и выделить из них наиболее перспективные в фильтрационном отношении. Эту задачу в значительной мере могут решить геофизические каротажные методы, а также опробование водоносных горизонтов с помощью испытателей пластов и опережающего опробования. Весьма перспективным для этих целей является способ вскрытия водоносных горизонтов с прямой или обратной промывкой водой.

Анализ всех указанных факторов позволяет выбрать наиболее экономичный способ бурения и тип буровой установки применительно к конкретным условиям производства работ и целевым задачам.

А. В. Панков на стадии разведочных работ рекомендует в качестве показателя сравнения пользоваться значениями себестоимости 1 м<sup>3</sup>/ч удельного дебита поднятой воды.

А. М. Демидов предлагает за оценку экономической эффективности способа бурения при разведке подземных вод принимать приведенные затраты на разведку

$$C_{п.р} = \frac{\sum C_p + T_p E_n K_p}{\sum Z}, \quad (II.1)$$

где  $C_{п.р}$  — приведенные затраты на разведку, руб/м<sup>3</sup>;  $C_p$  — себестоимость разведки, руб.;  $T_p$  — продолжительность разведки, год;  $E_n$  — нормативный коэффициент эффективности, 1/год;  $K_p$  — капитальные вложения на разведку, руб.;  $\sum Z$  — общий прирост запасов подземных вод, м<sup>3</sup>

Установление зависимости эффективности разведки от продолжительности ее проведения может быть выполнено, как предлагает В. А. Демидов, путем умножения текущих затрат на бурение на «функцию выгод», введенную в экономические расчеты в 1966 г. В. А. Трапезниковым, т. е.

$$\frac{BC_6 + T_6 E_n K_6}{\sum Z} = \min, \quad (II.2)$$

где  $C_6$  — себестоимость буровых работ руб.;  $T_6$  — продолжительность бурения, год;  $K_6$  — капитальные вложения на бурение, руб.;  $B$  — функция выгод:

$$B = (1 + E_{н.н})^t \quad (II.3)$$

где  $E_{н.н}$  — норматив для приведения текущих затрат на буровые работы по времени их выполнения.

Если имеет место линейный рост текущих затрат во времени, то

$$t = 0,5T_6,$$

и тогда

$$B = (1 + E_{н.н})^{0,5T_6} \quad (II.4)$$

Способ бурения на предварительной стадии разведки предлагается оценивать показателем

$$C_n = \min, \quad (II.5)$$

где  $C_n$  — приведенные затраты на сооружение скважины, руб.

При детальной разведке

$$C_n/Q = \min, \quad (II.6)$$

где  $\hat{Q}$  — дебит скважины, л/с.

Экономический эффект ( $\mathcal{E}$ ) от применения выбранного способа бурения при предварительной детальной разведке определяется по формулам:

$$\mathcal{E} = (C_{n1} - C_{n2}) n; \quad (II.7)$$

$$\mathcal{E} = \left( \frac{C_{n1}}{Q_1} - \frac{C_{n2}}{Q_2} \right) \Sigma Q, \quad (II.8)$$

где  $n$  — количество скважин, необходимых для проведения предварительной разведки;  $\Sigma Q$  — суммарный фактический дебит скважин, необходимый для оценки заданного количества запасов подземных вод. Индекс «1» относится к принятому за базу сравнения способу бурения; индекс «2» — к выбранному, как наиболее эффективному способу бурения.

Оценка различных способов бурения, технология вскрытия и освоения водоносных пластов может быть произведена по удельным затратам на единицу запасов (руб/т, руб/м<sup>3</sup>) и доли затрат на разведку в извлекаемой стоимости разведанных запасов подземных вод.

По аналогии с разведкой твердых полезных ископаемых в качестве критерия сравнения может быть также принят показатель, учитывающий цену разведанных запасов подземных вод.

Общепринятым показателем экономической эффективности разведки пресных подземных вод является себестоимость 1 м<sup>3</sup>/сут выявленных запасов. В зависимости от гидрогеологических условий, методики разведки, применяемых технических средств и технологических приемов ведения работ этот показатель существенно различен. Например, при разведке подземных вод в условиях Московского артезианского бассейна он колеблется от 1,3 до 11,3. Себестоимость разведки 1 м<sup>3</sup>/сут подземных вод в районе р. Северный Донец (Донбасс) составляет от 0,81 до 4,9 руб., на Урале от 10,2 до 90,24 руб., в Казахстане от 4,96 до 60,7 руб., в Латвии от 1,78 до 33,12 руб. Чем больше размеры месторождения, тем меньше удельные затраты на разведку подземных вод. Следует заметить, что затраты на бурение и оборудование гидрогеологических скважин составляют значительную часть от общих затрат. Так, например, в территориальном геологическом управлении центральных районов они составляют до 35% от общих ассигнований по отрасли. Поэтому важно применять наиболее экономичные и эффективные технические средства и технологию сооружения скважин.

Оценка различных способов бурения может быть произведена методом ранжирования. А. М. Коломиец предлагает для этих целей принимать максимальные ранги (баллы) в пределах 5—20. В числе факторов, оказывающих влияние на оценку эффективности различных способов бурения, приняты: целевое назначение скважин; гидрогеологическая характеристика водоносного пласта; глубина скважины; диаметр скважины; технологическая сложность бурения; эффективность последующих работ по освоению пласта; трудоемкость производства работ и металлоемкость скважин; транспортабельность оборудования; наличие унифицированного оборудования и инструмента; сложность организационных условий; коммерческая скорость бурения; стоимость 1 м бурения; стоимость 1 м<sup>3</sup>/ч удельного дебита поднятой воды.

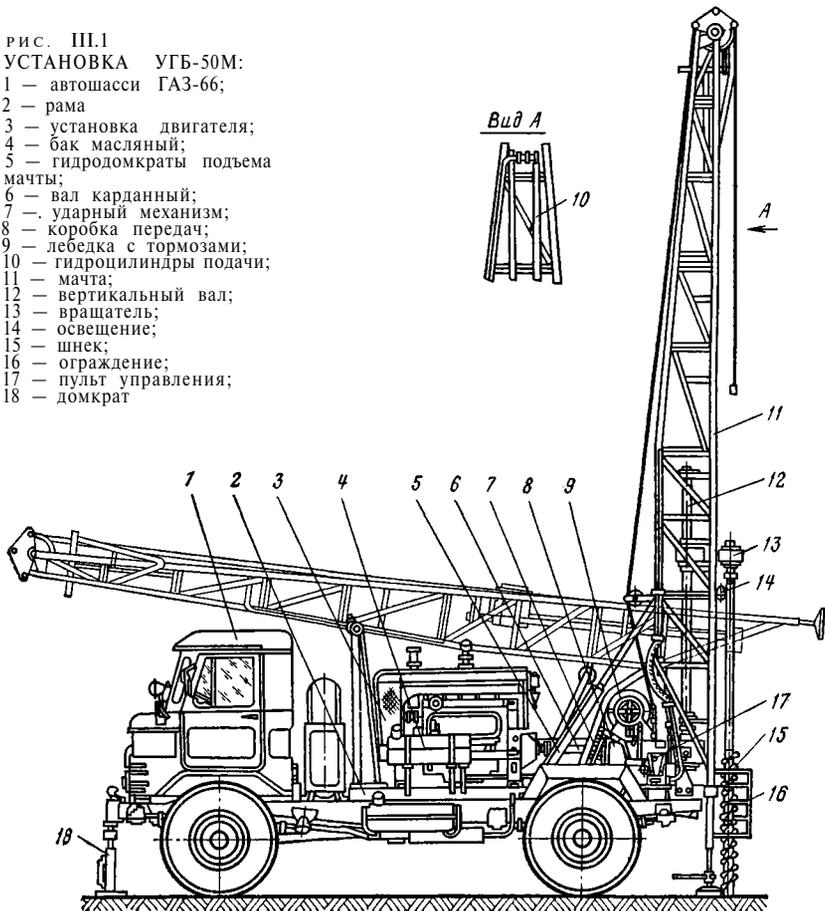
Использование многофакторного анализа позволяет установить влияние отдельных факторов на стоимость 1 м<sup>3</sup>/ч удельного дебита поднятой воды. Суммирование установленных рангов для различных способов бурения позволяет оценить их эффективность по величине общей ранговой оценки. Следует отметить, что оценка различных факторов методом ранжирования носит ориентировочный характер и его точность зависит от полноты учета степени их влияния на эффективность.

# ГЛАВА III УСТАНОВКИ ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Бурение скважин на воду различного назначения характерно широким интервалом глубин и диаметров, породами различной крепости, большими транспортными расстояниями между объектами, необходимостью в связи с большими объемами работ наличия бурового оборудования с высокой производительностью и мобильностью. Перечисленным требованиям наиболее отвечают самоходные на автошасси и передвижные установки для вращательного бурения скважин.

Для сооружения скважин на воду используют установки: шнекового типа (УГБ-50М, ЛБУ-50), для вращательного бурения с прямой промывкой (УРБ-2,

- рис. III.1  
УСТАНОВКА УГБ-50М:  
1 — автошасси ГАЗ-66;  
2 — рама;  
3 — установка двигателя;  
4 — бак масляный;  
5 — гидродомкраты подъема мачты;  
6 — вал карданный;  
7 — ударный механизм;  
8 — коробка передач;  
9 — лебедка с тормозами;  
10 — гидроцилиндры подачи мачты;  
11 — мачта;  
12 — вертикальный вал;  
13 — вращатель;  
14 — освещение;  
15 — шнек;  
16 — ограждение;  
17 — пульт управления;  
18 — домкрат



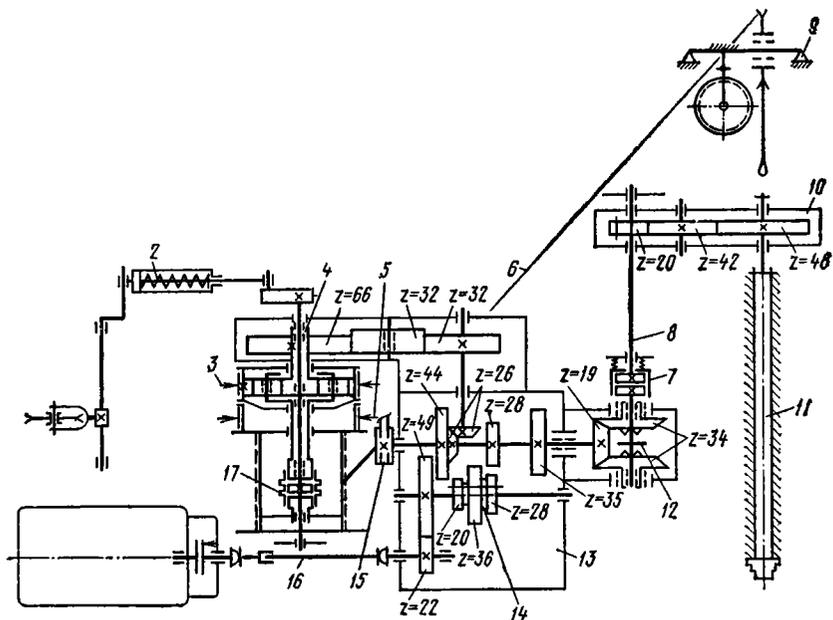


РИС. III.2.

КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ УГБ-50М:

- |  |  |
|--|--|
| 1 — двигатель Д-65ЛС с фрикционом;                       | 9 — мачта;                                   |
| 2 — ударный механизм;                                    | 10 — вращатель;                              |
| 3 — фрикцион (тормоз включения барабана и вала лебедки); | 11 — шнек;                                   |
| 4 — лебедка;   | 12 — муфта реверса вращателя;                |
| 5 — тормоз барабана;                                     | 13 — коробка передач;                        |
| 6 — канат;   | 14 — блок переключения передач;              |
| 7 — зубчатая муфта привода вращателя;                    | 15 — шкив привода бурового насоса;           |
| 8 — вертикальный вал;                                    | 16 — вал карданный;                          |
|  | 17 — муфта включения барабана и вала лебедки |

2,5А, УРБ-3АМ, 1БА15В, УБВ-600) и обратной промывкой (ФА-12, 1БА15К и др.).

Технические характеристики установок, а также вертлюгов и талевых блоков, входящих в их навесное оборудование, даны в табл. III.1, III.2, III.3.

**Буровая установка УГБ-50М**

Установка УГБ-50М (рис. III.1, 2) предназначена для бурения гидрогеологических скважин шнековым, ударным и колонковым способами в породах до IV категории по буримости по ЕНВ МГ СССР и для производства пробных откачек. Изготавливается установка по техническим условиям ТУ 26-02-176-75. Техническая характеристика ее приведена в табл. III.1.

Установка смонтирована на шасси автомобиля высокой проходимости ГАЗ-60-02 и транспортирует специальный автоприцеп 2ПН2 с комплектом инструмента.

На общей раме установлены: двигатель Д-65ЛС со сцеплением, оборудованный радиаторами, щитком приборов и канатом, коробка передач, лебедка, ударный механизм, мачта, по направляющим которой перемещается двумя гидроцилиндрами подачи вращатель. Вращатель через вертикальный вал, соединенный с коробкой передач, получает три прямые и три обратные скорости. В шпindel-

46 ТАБЛИЦА III.1  
ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Параметры	УГБ-50М	ЛБУ-50	СБУДМ-150-ЗИВ	УРБ-2.5А	УРБ-2А2
Грузоподъемность, т:					
номинальная . . . . .	2,6	2,5	1,5	2,5	2,5
максимальная . . . . .	7,3	5,0	2,0	4,0	4,0
Основной способ бурения	Вращательный шнеком и ударно-канатный	Вращательный шнеком и ударно-канатный	Вращательный с промывкой	Вращательный с промывкой	Вращательный с промывкой
Рекомендуемая глубина бурения, м . . . . .	50/100	50/15	150	200	200/30
	Шнеком/трубами диаметром 50 мм	Шнеком/шурфом	Трубами диаметром 42 мм	Трубами диаметром 60, 3 мм	Трубами шнеком диаметром 60,3 мм
Рекомендуемый диаметр скважины, мм:					
начальный . . . . .	198/198	200/1050	151	190	190/135
конечный . . . . .	151/92		132—151	93	76
Транспортная база	Шасси ГАЗ-66-02	Шасси ЗИЛ-131	Шасси ЗИЛ-131	Шасси ЗИЛ-131	Шасси ЗИЛ-131
Силовой привод . . . . .	Дизель Д-65	Двигатель ЗИЛ-131	Дизель Д-65	Двигатель ЗИЛ-131	Двигатель ЗИЛ-131
Мощность, л. с . . . . .	50—55	60	50—55	60	60
Высота вращения, об/мин	1600	1600	1600	1200	1800
Удельный расход топлива, г/л·с·ч . . . . .	210	240	210	240	240
Ресурс до капитального ремонта, ч . . . . .	3000	4500	3000	4500	4500
Мачта . . . . .	Цельносварная	Сварная	Цельносварная	Цельносварная	Сварная
		телескопическая			с опорными гидродомкратами
Высота до оси кронблока, м . . . . .	8,0	5,14/8,39	9,34	10,8/9,5 (от ротора)	8,37
Подъем мачты . . . . .	Гидродомкратом	Гидродомкратом	Лебедкой	Гидродомкратом	Гидродомкратом с полиспастом
Длина бурильной трубы/свечи, м . . . . .	3/6	3,6	3 и 4,5/6	6	4,5

Механизм вращения . . . . .	Вращатель	Вращатель	Вращатель шпиндельный	Ротор	Вращатель
Проходное отверстие стола, мм . . . . .	—	—	52	150	—
Частота вращения, об/мин, прямые передачи . . . . .	70, 125, 200	14, 38, 63, 101	82, 128, 204, 320, 510	100, 197, 300	140, 225, 325
Число передач . . . . .	6 (три обратные)	5	6	3	
Крутящий момент макси- мальный, кгс-м . . . . .	250	1000	150	300	158 (P = 85 кгс/см <sup>2</sup> )
Механизм подъема . . . . .	Лебедка	Лебедка и гидроподъемник	Лебедка	Лебедка двухбарабанная	Гидромкратом с полиспастом
Натяжение талевого кана- та, тс . . . . .	2,6	2,5	2,0	2,5	—
Диаметр каната, м м . . . . .	13,5	14	13	15,5	11
Емкость барабана, м . . . . .	60	60	24	25/25	—
Оснастка талевого системы	Двух- и трехструнная 0,64—1,98 (на прямом канате)	Прямая 0,47—3,48	Прямая 0,18—1,15	Прямая 0,68—2,0	Специальная 0—0,6
Скорость подъема крюка, м/с					
Тип подачи . . . . .	Гидравлическая	Гидравлическая	Винтовая рычаж- ная, цепная	С тормоза лебед- ки и цепная	Гидравлическая с полиспастом
Усилие подачи, тс:					
вниз . . . . .	5,2	5,65	1/0,8	2	2,6
вверх . . . . .	2,0	12,0			4,0
ход подачи, м . . . . .	1,5	3,25	0,45/2,5	6	5,2
Буровой насос . . . . .	НГР 250/50А (по заказу)	—	НГР 250/50А	11ГрИ	НБ12-63-40
Приводная мощность, л. с.	32		32	48	68
Максимальная подача, л/с	4,2		4,2	7	12,2
Максимальное давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	50		50	40 (не более)	50
Ударный механизм . . . . .					
Масса инструмента, т . . . . .	0,4	0,4	—		
Частота ударов в 1 мин	45	17,47			

Параметры	УГБ-50М	ЛБУ-50	СБУДМ-150-ЗИВ	УРБ-2,5А	УРБ-2А2
Величина хода, м	0,65	1,0	—	—	КТ-7
Компрессор	—	—	—	—	(взамен насоса)
Подача, м <sup>3</sup> /мин					6
Давление, кгс/см <sup>2</sup>					4,5
Гидравлический насос	НШ-32	НШ-10 и НШ-46	—	Г12-13	2Х100 ТГЛ-10859
Электрогенератор	Генератор двигателя	Генератор автошасси	Генератор двигателя Г-304А1	Генератор автошасси	и НШ-10 Генератор автошасси
Напряжение, В	12	12	12	12	12
Управление основными рабочими механизмами	Механическое				Гидромеханическое
Укрытие	Укрытие прицепа 2ПН2	Укрытие прицепа 2ПН4	Укрытие блока	—	—
Габаритные размеры основного блока в транспортном положении, м	8,0Х2,25Х3,5	8,44Х2,22Х2,6	7,77Х2,35Х3,45	11,07Х2,38Х3,76	8,82Х2,45Х3,37
Масса основного блока (транспортная), т	6,235	9,475	9,845	10,845	10,08
Поставляемого комплекта, т	13,7	18,775 (для ЛБУ-50Г)	9,845		
Гарантийный срок исправной работы, мес	12	18	18	12	12
Межремонтный период до первого капитального ремонта, ч	4800	3200	6600	6500	
Изготовитель	Щигровский завод	Щигровский завод	Свердловский завод им. Воровского	Кишлинский и Горловский машиностроительные заводы	Свердловский завод им. Воровского

ТАБЛИЦА III.2  
ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Параметры	УРБ-ЗАМ	УРБ-ЗАЗ	УРБ-ЗА2	1БА158	2БА15Н	УБВ-600	БУ80БРД
Грузоподъемность, т:							
номинальная	5	6,5	6,3/12,5	12,5	20	32	80
максимальная	8	13	10/20	20	32	50	140
Основной способ бурения	В р а щ а т е л ь н ы й о п р о м ь в к о й						
Рекомендуемая глубина бурения, м	500	600	800	500	1600/1200	600	2800
	Трубами диаметром 60 мм			Трубами диаметром 73 мм	Трубами диаметром 60, 73 мм	Трубами диаметром 114 мм	
Рекомендуемые диаметры скважин, мм:							
начальный	243	243	243	394	295	490	
конечный	93	93	93	194	118	214	
Транспортная база	Шасси МАЗ-50А	Шасси МАЗ-50А	Шасси МАЗ-500А	Шасси МАЗ-500А	Шасси МАЗ-500А, МАЗ-5207В	КрАЗ-257 (2 шасси)	Сборные блочные основания и тяжеловозы
Силовой привод, тип	Дизель Д-54	Дизель А-41Г	ЯМЗ-236	ЯМЗ-236/Д-108	ЯМЗ-236 (2 двигателя) 105Х2	ЯМЗ-238 (2 двигателя)	В-2-450 (2 двигателя)
Мощность, л. с.			105	105/108			
Частота вращения, об/мин	54	90	1500	1500/1070		150Х2	450Х3
Удельный расход топлива, г/л·с·ч	1300	1750	167—181	181/180	167/181	1500	1600
	205	180—185				167—181	167—175

Параметры	УРБ-3АМ	УРБ-3А3	УРБ-3А2	1БА15В	2БА15Н	УБВ-600	БУ80БРД
Ресурс до капитального ремонта, ч	5000	6000	8000	8000	8000	8000	7000
Мачта		Секционная складывающаяся				Телескопическая наклонная	Секционная А-образная
Высота до оси кронблока, м	16	18	18	18	20		42
Подъем мачты			Гидродомкратом			22,4	Лебедкой и стрелой с полиспастом
Длина бурильной трубы/свечи, м	4,5/9	6/12	6/12	6/12	4,5 и 6/13,5 и 21		25 (свеча)
Механизм вращения			Ротор			12	Ротор с клиньями
Проходное отверстие стола, мм	250	250	250	410	410	410	
Частота вращения, об/мин (прямые основные передачи)	110, 190, 314	75, 150, 285	79, 160, 300	65, 130, 245	65, 130, 245	105, 183	560
Число передач основных (вспомогательных)	4	4	4/4	4/4	4/4	2/3	20—100
Крутящий момент (максимальный), кгс·м	350	700	450 (700)	700 (1000)	1000	1700	4
Механизм подъема		Лебедка			Лебедка с фрикционной катушкой	Лебедка двух-барабанная	Лебедка

Натяжение талевого каната максимальное, тс . . . . .	2,8	3,5	5,2	5,2	6,1	9/3 тартал.	20
Диаметр каната, м м . . . . .	15,5	18	18	18	18	25/13	28
Емкость барабана, м . . . . .	100	150	150	150	200	2000	400
Оснастка талевого системы . . . . .	1X2	2X3	1X2/2X3	2X3	3X4	3X4	4X5
Скорость подъема крюка, м/с . . . . .	0,54—1,56	0,34—1,32	0,4—1,48 0,2—1,39	0,2—1,39	0,17—1,08	0,18—1,2	0,2—1,95
Тип подачи . . . . .	С тормоза лебедки	С тормоза лебедки и гидравлическая	С тормоза лебедки и гидравлическая (по заказу)	С тормоза гидравлическая (по заказу)	С тормоза гидравлическая (по заказу)	С тормоза лебедки	С тормоза лебедки и регулятором подачи
Усилие подачи, тс: вниз . . . . .	—	3,5	3,5	3,5	5	—	—
вверх . . . . .	—	5	5	5	10	—	—
ход подачи, м . . . . .	На длину штанги	0,6 или на длину штанги	0,6 или на длину штанги	0,6 или на длину штанги	0,6 или на длину штанги	На длину штанги	На длину штанги
Буровой насос . . . . .	11ГрИ	НБ12-63-40	11ГрИ	НБ 12-63-40	9МГр-61	9МГр-61 (2 насоса)	БрН-1 (2 насоса)
Приводная мощность, л. с. . . . .	48	68	48	68	105	170	525X2
Подача максимальная, л/с. . . . .	7	12,25	7	12,25	15,8	32	34,2X2
Давление максимальное, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	63	63	63	63	125	150	200
Ударный механизм . . . . .	—	—	—	—	—	Пневматический (по заказу)	
Масса инструмента, т . . . . .							1,0
Частота ударов в 1 мин . . . . .							30

Параметры	УРБ-ЗАМ	УРБ-ЗАЗ	УРБ-ЗА2	1БА158	2БА15Н	УБВ-600	БУ80БРД
Величина хода, м							0,9
Компрессор . . . . .	—	—	Гапо	К9М	Гапо	КТ-7	КТ-6 (2 компрес- сора)
Подача, м <sup>3</sup> /мин			0,5	10	0,5	5,3	4,5Х2
Давление, кгс/см <sup>2</sup>			7	6	7	8	7
Гидравлический насос . . . . .	НШ-46 (на двига- теле)	НШ-10 (на двига- теле)	НШ-32 или НШ-10	НШ-32 или НШ-10	НШ-10	М-20	
Электродвигатель мощность, кВт	8	20	12	12	20—30	30	100Х2
Напряжение, В	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	380/220	400
Сварочное устрой- ство . . . . .	—	—	—	—	Трансформа- тор ТД-300	Трансформа- тор ТС6-300 (по заказу)	
Механизм развин- чивания . . . . .	Ротором трубы диаметром 60 мм	РТ-1200М	Ротором трубы диаметром 60 мм	Ротором тру- бы диаметром 73 мм, гидро- раскрепитель	РТ-1200М гидрораскре- питель, элект- ролебедка	Гидрораскре- питель, элект- ролебедка	Ключ АКС пневмораскре- питель. Лебед- ка вспомога- тельная
Управление ос- новными рабочи- ми механизмами	Механическое			Пневмомеханические			Пневмомеха- нические и механические

Укрытие . . . . .		Укрытие бурильщи- ка и вер- хового ра- бочего	Укрытие бурильщи- ка и вер- хового ра- бочего	Укрытие бурильщика	Укрытие бло- ков и верхо- вого рабочего (по заказу)	Укрытие бло- ков и верхо- вого рабочего (по заказу)	Сборно-раз- борный метал- лический каркас
Габаритные раз- меры основного блока в транспорт- ном положении	10,7X2,8X X3,5	10,86X3X X3,75	10,86X3X X3,75	10,85X3X3,75	13,6X3,4X3,8	12,46X2,65X X4,16 10,0X3,0X3,25	
Масса основного блока, т (трансп- ортная). . . . .	13,7	14,8	14,4	14,7	14,8	24,1 (20,9 насосный)	
Поставляемого комплекта, т. . . .	16	20,2	17,9	36,75/17,7 (основной ком- плект/сокращенный комплект)	45,4	61,9	
Гарантийный срок исправной рабо- ты, мес. . . . .	12	12	9	12	9	12	15
Межремонтный пе- риод до первого капитального ре- монта, ч . . . . .	6400	7000	8000	8000	6500	6000	6 лет (срок до списания)
Изготовитель	Кунгурский машиностроительный завод					Ленинград- ский машино- строительный завод	Волгоград- ский завод «Баррикады»

54 ТАБЛИЦА III.3  
ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Параметры	1БА15К	FA12	FA20	FA10	PA15
Грузоподъемность, т: номинальная . . . . . максимальная . . . . .	12,5 20	12,5 20	12,5 20	6,3 10	— 15/30 (наклонная/вер- тикальная)
Основной способ бурения	Вращательный с обратной и прямой промывкой	В р а щ а т е л ь н ы й с о б р а т н о й п р о м ы в - к о й и у д а р н о - к а н а т н ы й			Капитальный ре- монт и бурение скважин на воду вращательным способом
Рекомендуемая глубина бу- рения, м.....	250/500 эрлифт/прямая	250/250 эрлифт/ударное	350/250 эрлифт/ударное	150/150 эрлифт/ударное	500
Рекомендуемые диаметры скважины, м . . . . .	1270/394	1270/600	1270/600	1016/600	—
Транспортная база . . . . .	Шасси МАЗ-500А	П р и ц е п д в у х о с н ы й			Шасси МАЗ-500А
Силовой привод, тип . . . . .	ЯМЗ-236/Д-108	Дизель Д-110	Дизель Д-110	Дизель Д-116	ЯМЗ-236
Мощность, л.с . . . . .	105/108	65	65	45	105
Частота вращения, об/мин	1500/1070	1800	1800	2400	1500
Удельный расход топлива, г/л.ч . . . . .	181/180	190	190		167—181
Ресурс до капитального ре- монта, ч . . . . .	8000				800
Мачта . . . . .	Секционная, наклонная	Цельносварная, наклонная	Цельносварная, наклонная	Цельносварная, вертикальная	Секционная, наклонная на 3 положения

Высота до кронблока, м	16	13,12	13,06	10,08	15,8—16,1
Вылет, м	14	1,25	—	—	2; 1,4; 0
Подъем мачты	Гидродомкратом	Буровым барабанным лебедки	Гидродомкратом		
Длина бурильной трубы (свечи), м	3/12	3/9	3/9	3/6	6/12
Длина ведущей штанги, м обратная/прямая промывка	4,5/8	4/7,85	—	—	8
Механизм вращения	Ротор откидной	Ротор отодвигаемый	Ротор откидной	Вращатель с гидроприводом	Ротор и выносной вращатель
Проходное отверстие стола, мм	410	300	400/800	—	250
Частота вращения, об/мин	9—245	6—40/19—134	40 23	40	52—300
Число передач	8/16	6/12	Бесступенчатая	Бесступенчатая	8
Крутящий момент максимальный, кгс·м	1000	900/270	930/1600 (400/680 рб.)	—	450 (700)
Нагрузка на стол, тс	20	12,5	—	—	—
Механизм подъема	Лебедка двухбарабанная	Лебедка трехбарабанная	Лебедка трехбарабанная (двухскоростная)	Лебедка двухбарабанная с гидроприводом	Лебедка двухбарабанная
Натяжение каната максимальное, тс:					
талевого	5,2	6,4	5,4	2,71	5,2
тартального	1,3—2,7	1,1	1,1	1,2	1,3—2,7
бурового (инструмента)	—	3,2	3,4	1,2	—
Диаметр каната, мм:					
талевого	18	16	16	16	18
тартального	11	12	12	12	11
бурового (инструмента)	—	21	21	15	—

Параметры	1БА15К	FA12	FA20	FA10	PA15
Емкость барабанов, м:					
талевое	150	80	—	—	150
тартального	300	300	—	—	500
бурового (инструмента)	—	300	—	—	—
Оснастка талевой системы	2X3	4 ветви	4 ветви	4 ветви	2X3 или 3X4
Оснастка тартальная	Прямая или 1X2	Прямая	Прямая	Прямая	Прямая или 1X2
Скорость подъема крюка, м/с	0,2—1,39	0,14—0,87	0,16 и 0,48	0,34	0,15—1,39
Скорость навивки тартального каната, м/с	0,76—1,56 (3 передача двигателя)	0,56—3,30	0,5—1,8	1,34—2,25	0,76—1,56 (3 передача двигателя)
Скорость навивки бурового каната, м/с	—	1,06	0,24 и 0,48	1,34—2,25 (3—10 витков)	—
Тип подачи	С тормоза лебедки или забойным механизмом	Механизм с ручной и механической подачами		С тормоза лебедки	С тормоза лебедки
Усилие подачи, тс:					
вниз	5	—	—	—	—
вверх	—	—	—	—	—
Ход подачи, м	4,0 или на длину штанги	На длину штанги		На длину трубы	На длину штанги
Насос (буровой)	6НДВ/НБ12-63-40	Центробежный 2Р35	Центробежный всасывающий	С дизелем А-150/ЗР 40 (по заказу) 25/45 66/10	11ГРи
Приводная мощность, л. с.	62—48/68	25/35	25	25/45	—
Подача максимальная, л/с	100—60/12,2	66/6,7	66	66/10	7,0
Давление максимальное, кгс/см <sup>2</sup>	3,3—4,2/63	1,4/45	1,4	1,4/30	63
Ударный механизм	—	—	—	—	—

Масса инструмента, т . . . . .		1,8—1,2	1,8—1,3	1,2	—
Частота ударов в 1 мин . . . . .		45	45	50	—
Величина хода, м . . . . .		0,35—0,9	0,4—0,8	0,4	—
Компрессор . . . . .	К9М	МС-5 (станция по заказу)	Станция по заказу	МС-5 (станция по заказу)	ЦК-5,25
Подача, м <sup>3</sup> /мин. . . . .	10	5,2	5 или 7	5,2	5,25
Давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	6	7	7	7	7
Гидравлический насос . . . . .	НШ-32		725В	725В	НШ-32
Электрогенератор . . . . .					
Мощность, кВт . . . . .	20	0,3	0,42	—	
Напряжение, В . . . . .	400	12	12	—	
Сварочное устройство . . . . .	Трансформатор ТД-300	—	—	—	Генератор ГСО-300-5
Механизм развинчивания . . . . .	Гидрораскрепитель				
Управление основными рабочими механизмами . . . . .	Пневмомеханическое	Механическое	Гидропневмомеханическое	Гидромеханическое	Пневмомеханическое
Укрытие . . . . .	Укрытие бурильщика	Навес над бурильщиком	—	—	
Габаритные размеры основного блока в транспортном положении, м . . . . .	12,7X3,0X4,0	13,1X2,48X3,56	13,32X2,48X3,85	10,37X2,19X3,67	12,7X3,0X4,0
Масса, т: . . . . .					
основного блока (транспортная) . . . . .	14,7	15,82	16,0	10,575	14,37
поставляемого комплекта . . . . .	(без ротора) 32/37				(без насоса) 24,7
Гарантийный срок исправной работы, мес . . . . .	12				12
Межремонтный период до первого капитального ремонта, ч . . . . .	6500				6500
Изготовитель . . . . .	Кунгурский машиностроительный завод	Румыния	Румыния	Румыния	Кунгурский машиностроительный завод

вращателя вставляют патрон с шестигранным отверстием для шнека с пальцевым креплением или ведущая шестигранный штанга для колонкового бурения. Вращатель при спуско-подъемных операциях отводится и фиксируется. Планетарная лебедка установки управляется двумя ленточными тормозами, один из которых играет роль фрикциона. Барабан лебедки или вал с кривошипом ударного механизма включается зубчатой муфтой. От коробки передач лебедка получает три скорости.

Ударный механизм содержит балансир и кривошипно-шатунный механизм с пружинным амортизатором.

Мачта с открытой передней гранью имеет рабочий и дополнительный ролики. Подъем ее осуществляется двумя гидродомкратами. При опускании мачты требуется отключение вертикального вала от коробки передач. Для освещения используют генератор дизеля напряжением 12 В.

Управления установкой (дроссель, гидрораспределитель, рычаги) располагают на левой стороне.

От шкива коробки передач может приводиться буровой насос НГР250/50А, который устанавливают на деревянных салазках с правой стороны станка.

### Основной комплект поставки установки УГБ-50М

Буровая установка в сборе, шт. . . . .	1	Ремонтно-монтажный инструмент к установке, компл. . . . .	1
Прицеп 2ПН2, шт. . . . .	1	Запасные части и инструмент к комплектуемому оборудованию по ведомостям заводов-поставщиков, компл. . . . .	1
Буровой инструмент и принадлежности, компл. . . . .	1	Сопроводительная документация	
Запасные части к установке, компл. . . . .	1		

### Буровой инструмент и принадлежности к УГБ-50М

Шнек диаметром 180 мм, шт. . . . .	35	Ключ для коронок магазинного шнека диаметром 148, 198 мм, шт. . . . .	1
Шнек диаметром 135 мм, шт. . . . .	20	Ключ-вороток диаметром 55 мм, шт. . . . .	1
Шнек магазинный диаметром 180 мм с коронкой диаметром 198 мм, шт. . . . .	1	Лопатка для очистки шнеков, шт. . . . .	2
Шнек магазинный диаметром 135 мм с коронкой диаметром 148 мм, шт. . . . .	1	Серьга для подъема шнеков, шт. . . . .	3
Долото шнековое 1ДРШ-198М, шт. . . . .	2	Палец, шт. . . . .	25
Долото шнековое 1ДРШ-151М, шт. . . . .	1	Желонка с плоским клапаном диаметром 127 мм, шт. . . . .	1
Долото шнековое 1ДРШ-151МС, шт. . . . .	1	Желонка с плоским клапаном диаметром 102 мм, шт. . . . .	1
Долото шнековое 1ДРШ-198МС, шт. . . . .	1	Серьга для желонки, шт. . . . .	1
Коронка зубчатая диаметром 198 мм, шт. . . . .	1	Метчик для шнекового снаряда левый, шт. . . . .	1
Коронка зубчатая диаметром 148 мм, шт. . . . .	1	Колокол левый для шнекового снаряда, шт. . . . .	1
Коронка ступенчатая трехлопастная диаметром 198 мм, шт. . . . .	1	Шнеколовка диаметром 135 мм, шт. . . . .	1
Коронка ступенчатая трехлопастная диаметром 148 мм, шт. . . . .	1	Шнеколовка диаметром 180 мм, шт. . . . .	1
Труба бурильная специальная диаметром 1250 мм, шт. . . . .	2	Переходник с шестигранника шнеков на левую наружную замковую резьбу труб диаметром 50 мм, шт. . . . .	1
То же диаметром 3000 мм, шт. . . . .	5	Переходник с шестигранника шнеков на наружную замковую резьбу труб диаметром 50 мм, шт. . . . .	1
Штырь подкладной, шт. . . . .	2	Рамка подкладная, шт. . . . .	1
Крючок для оттачивания шнеков, шт. . . . .	2	Кольцо, шт. . . . .	10

## Буровая установка ЛБУ-50

Установка ЛБУ-50 (рис. III.3, 4) предназначена для бурения в породах до IV категории по ЕНВ МГ СССР включительно в зависимости от применяемого инструмента:

- а) артезианских и гидрогеологических скважин глубиной 50 м и диаметром 200 мм — шифр установки ЛБУ-50А;
  - б) шурфов глубиной 15 м и диаметром 1050 мм — шифр ЛБУ-50Ш;
  - в) гидрогеологических и артезианских скважин и шурфов — шифр ЛБУ-50Г.
- Изготавливается установка ЛБУ-50 по техническим условиям ТУ 26-02-154—75. Техническая характеристика приведена в табл. III.1.

Установка смонтирована на шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-131, от двигателя которого осуществляется привод всех механизмов. Для перевозки бурового инструмента предусмотрен двухосный прицеп 2ПН4 массой 4800 кг.

Через коробку отбора мощности, установленной на раздаточной коробке автомобиля, приводятся коробка передач с маслонасосами НШ-46 и НШ-10, лебедка с ударным механизмом и подвижный вращатель. Коробка передач имеет четыре прямые и одну обратную передачи.

Лебедка установки планетарного типа, с тормозом спуска, с тормозом включения барабана и тормозом включения кривошипа ударного механизма. Привод лебедки осуществляют через цилиндрический редуктор, связанный с угловым редуктором.

РИС. III.3.

### УСТАНОВКА ЛБУ-50:

- 1 — автошасси ЗИЛ-131;
- 2 — ударный механизм;
- 3 — конический редуктор;
- 4 — планетарная лебедка с тормозами;
- 5 — гидродомкраты подъема мачты;
- 6 — вертикальный вал с редуктором;
- 7 — верхний редуктор;
- 8 — кронблок;
- 9 — траверса с ведущим валом;

- 10 — канат;
- 11 — мачта;
- 12 — каретка;
- 13 — вращатель;
- 14 — винтовые домкраты;
- 15 — рычаги управления;
- 16 — пульт гидроуправления;
- 17 — коробка передач с приводом маслонасосов;
- 18 — рама установки;
- 19 — коробка отбора мощности

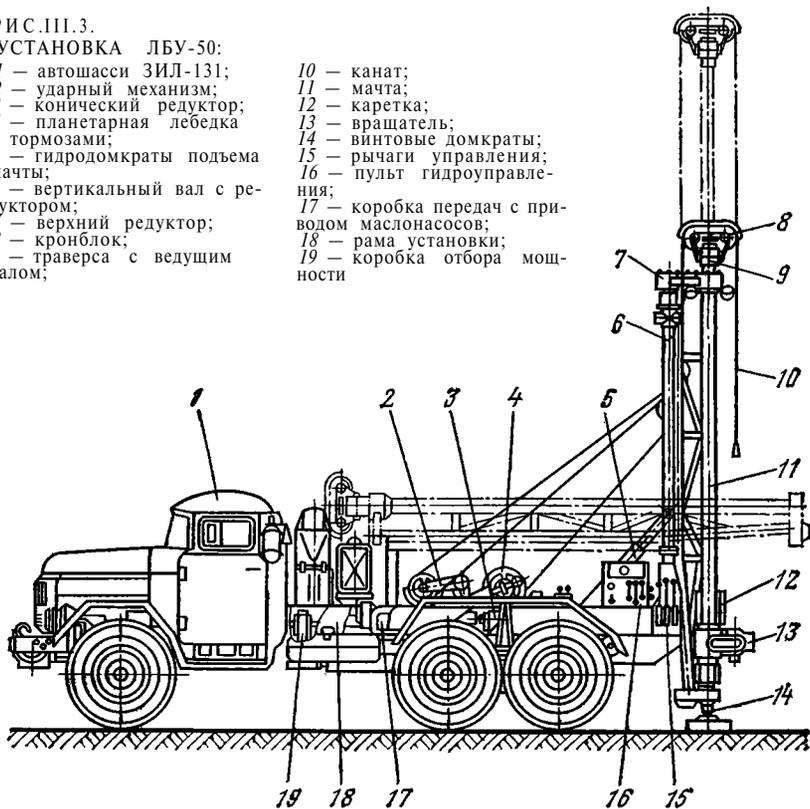
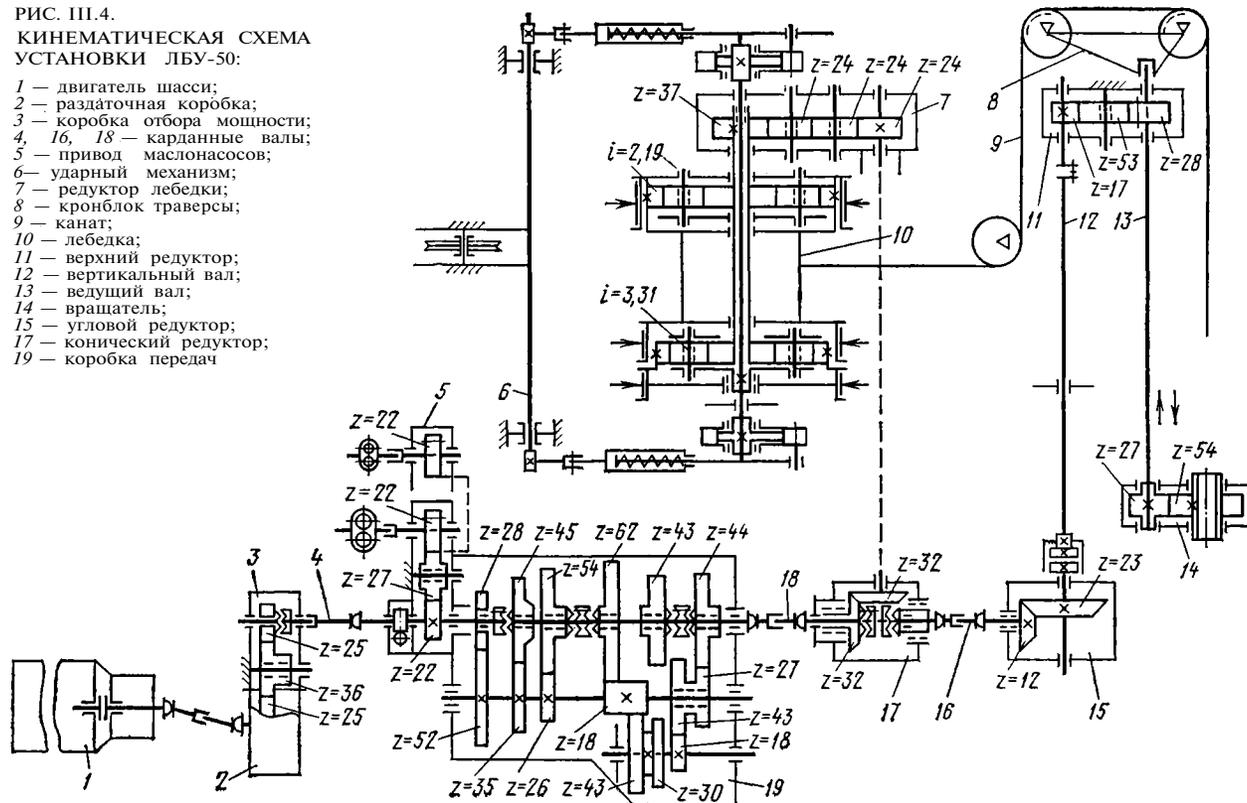


РИС. III.4.  
КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА  
УСТАНОВКИ ЛБУ-50:

- 1 — двигатель шасси;
- 2 — раздаточная коробка;
- 3 — коробка отбора мощности;
- 4, 16, 18 — карданные валы;
- 5 — привод масляного насоса;
- 6 — ударный механизм;
- 7 — редуктор лебедки;
- 8 — кронблок траверсы;
- 9 — канат;
- 10 — лебедка;
- 11 — верхний редуктор;
- 12 — вертикальный вал;
- 13 — ведущий вал;
- 14 — вращатель;
- 15 — угловой редуктор;
- 17 — конический редуктор;
- 19 — коробка передач



Привод вращателя производят трехгранным валом, проходящим через верхний редуктор, который в свою очередь связан вертикальным валом через предохранительную и зубчатую муфты с угловым редуктором. При укладке мачты зубчатая муфта перемещается гидроцилиндром в верхнее положение.

Вращатель шарнирно крепится к каретке, которая соединяется с мачтой и гидроцилиндрами подачи вращателя. Каретка перемещается по трубам передних ног мачты. Цилиндры подачи соединены одним концом с траверсой, несущей кронблок. Штоки гидроцилиндров крепят на нижней плите мачты. При движении гидроцилиндров перемещаются каретка с вращателем и траверса с трехгранным валом, который проходит через трехгранное отверстие верхнего редуктора, передавая крутящий момент.

От шпинделя вращателя буровому снаряду крутящий момент передается через патрон-переходник, фиксирующийся шариками в кольцевой выточке шпинделя. К нижней резьбовой части патрона крепят переходник, имеющий муфту с шестигранным отверстием для шнека. Подъем и опускание мачты производят гидромкратами, штоки которых крепятся к поперечному поясу. На мачте установки крепятся также кран-укосина для уборки породы, гидравлический ключ, кондуктор для опускания обсадных колец и др.

Для освещения установки применяют три фары. Источниками питания служат генератор и аккумуляторная батарея автошасси.

Пульт управления расположен слева по ходу. У пульта сосредоточены рычажное управление и шит гидроуправления, содержащий гидрораспределитель Р75ВЗ, приборы регистрации работы и запуска двигателя и т. д.

При транспортировке и хранении установка и прицеп укрываются брезентовыми чехлами.

### Основной комплект поставки установки ЛБУ-50

Установка в сборе, шт. . . . .	1	Индивидуальный комплект ЗИП, компл. . . . .	1
Прицеп 2ПН4, шт. . . . .	1	Инструмент и принадлежности, компл. . . . .	1
Инструмент и запасные части для сооружения артезианских и гидрогеологических скважин, компл. . . . .	1	Справочительная документация, компл. . . . .	1
Инструмент и запасные части для сооружения шурфов, компл. . . . .	1		

### Буровой инструмент и запасные части для сооружения гидрогеологических скважин

Шнек диаметром 180 мм, шт. . . . .	35	Колокол ловильный левый, шт. . . . .	1
Шнек усиленный диаметром 180 мм, шт. . . . .	1	Крючок для опорожнения желонки, шт. . . . .	1
Долото трехлопастное диаметром 198 мм, шт. . . . .	1	Долото в сборе, шт. . . . .	1
Серьга в сборе, шт. . . . .	1	Стакан забивной диаметром 135 мм, шт. . . . .	1
Рамка подкладная под шнек, шт. . . . .	1	Хомут диаметром 127 мм, шт. . . . .	1
Вилка подкладная под шнек диаметром 180 мм, шт. . . . .	1	Приспособление для опускания фильтра, шт. . . . .	1
Лопата для очистки шнеков, шт. . . . .	1	Подъемная пробка для труб диаметром 168 мм, шт. . . . .	1
Крючок для очистки шнеков, шт. . . . .	1	Забивная головка для труб диаметром 168 мм, шт. . . . .	1
Серьга для подъема шнеков ледбедкой, шт. . . . .	1	Баба забивная, шт. . . . .	1
Переходник от шпинделя на трубы диаметром 168 мм, шт. . . . .	1	Хомут диаметром 168 мм, шт. . . . .	1
Желонка диаметром 130 мм с плоским и сферическим клапаном, шт. . . . .	1	Палец шнекового патрона-переходника, шт. . . . .	1
Башмак забивной для желонки диаметром 130 мм, шт. . . . .	1	Патрон-переходник шнековый, шт. . . . .	1
Ключ шарнирный для труб диаметром 168, 188 мм, шт. . . . .	1	Башмак для забивки уплотнительного фильтра, шт. . . . .	1
Подкладной штырь для опорожнения желонки, шт. . . . .	1	Метчик для шнеков снаряда левый, шт. . . . .	1

## Запасные части

Палец шнекового патрона-переходника, шт. . . . .	2	Забивная головка для труб диаметром 168 мм, шт. . . . .	2
Палец шнека, шт. . . . .	20	Башмак забивного стакана, шт. . . . .	2
Долото трехлопастное диаметром 198 мм, шт. . . . .	4	Седло клапана желонки, шт. . . . .	3
Пробка фиксатора, шт. . . . .	20	Штифт клапана желонки, шт. . . . .	3
Пружина фиксатора, шт. . . . .	20	Крышка клапана желонки, шт. . . . .	3
Фиксатор пальца, шт. . . . .	20	Башмак желонки, шт. . . . .	3
		Крючок для опорожнения желонки, шт. . . . .	1

## Буровой инструмент и запасные части для сооружения шурфов

Бур с гидравлической разгрузкой, шт. . . . .	1	Кран-укосина для опускания обсадных колец, шт. . . . .	1
Штанга ведущая, шт. . . . .	18	Штанга монтажная в сборе, шт. . . . .	51
Штанга буровая, шт. . . . .	1	Ниппель монтажный, шт. . . . .	3
Долото двухлопастное, шт. . . . .	1	Подвеска приспособлений для опускания железобетонных колец, шт. . . . .	1
Ключ гидравлический, шт. . . . .	1	Приспособление для опускания деревометаллических колец, шт. . . . .	1
Вилка подкладная, шт. . . . .	1	Серья для подъема штанг, шт. . . . .	1
Кондуктор для опускания обсадных колец, шт. . . . .	1	Канат пеньковый диаметром 15 мм, м. . . . .	45
Стрела в сборе, шт. . . . .	1	Ролик отклоняющий, шт. . . . .	1
Ковш в сборе, шт. . . . .	1	Бадья, шт. . . . .	1
Тяга с роликом в сборе, шт. . . . .	1	Кольцо подкладное, шт. . . . .	5
Приспособление для опускания обсадных колец, шт. . . . .	1		

## Запасные части

Нож бура правый, шт. . . . .	1	Шланг в сборе длиной 1,5 м, шт. . . . .	1
Нож бура левый, шт. . . . .	1	Шланг в сборе длиной 2 м, шт. . . . .	1
Нож расширителя, шт. . . . .	2	Палец патрона, шт. . . . .	18
Клапан в сборе, шт. . . . .	2	Долото двухлопастное, шт. . . . .	2

## Буровая установка КБУ-15

Изготовлены образцы комбинированной буровой установки КБУ-15 (рис. III.5), предназначенной для сооружения гидрогеологических, сейсмических скважин и шурфов шнеками, и ударноканатным способом, также для бурения скважин с прямой и обратной промывкой.

Установка унифицирована с буровым оборудованием, выпускаемым Щигровским заводом ГРО, и удовлетворяет параметрам УГКБ-2ВС ГОСТ 20871-75.

Транспортной базой также является шасси высокой проходимости ЗИЛ-131, от двигателя которого осуществляется отбор мощности 60 л. с, для привода всех механизмов.

### Техническая характеристика установки КБУ-15

Число скоростей короб- ки передач:		Частота вращения, об/мин	15—270
прямая . . . . .	5	Подача вращателя . . . .	канатно-гидравлическая
обратная . . . . .	1		

Усилие подачи при ходе 7 м, тс:		при шестиструнной ос- настке.	.18
вниз . . . . .	2,5	Канатоемкость барабана лебедки при 13-мм кан- ате, м . . . . .	118
вверх . . . . .	7,5	Кривошипно-шатунный ударный механизм:	
Скорость перемещения вращателя, м/с:		масса, т . . . . .	0,5
вниз . . . . .	0,46	ход, м . . . . .	.1
вверх . . . . .	0,16	Габаритные размеры установки в транспорт- ном положении, м:	
Лебедка . . . . .	фрикционно- го типа	высота . . . . .	9,91
Усилие, тс:		ширина . . . . .	2,55
на прямом канате . . . . .	3	длина . . . . .	3,62
при двухструнной ос- настке . . . . .	6		

Компрессорная станция для бурения с эрлифтом в комплект не входит. Тех-  
нологические параметры установки КБУ-15 даны в табл. III.4.

РИС. III.5.  
БУРОВАЯ УСТАНОВКА КБУ-15

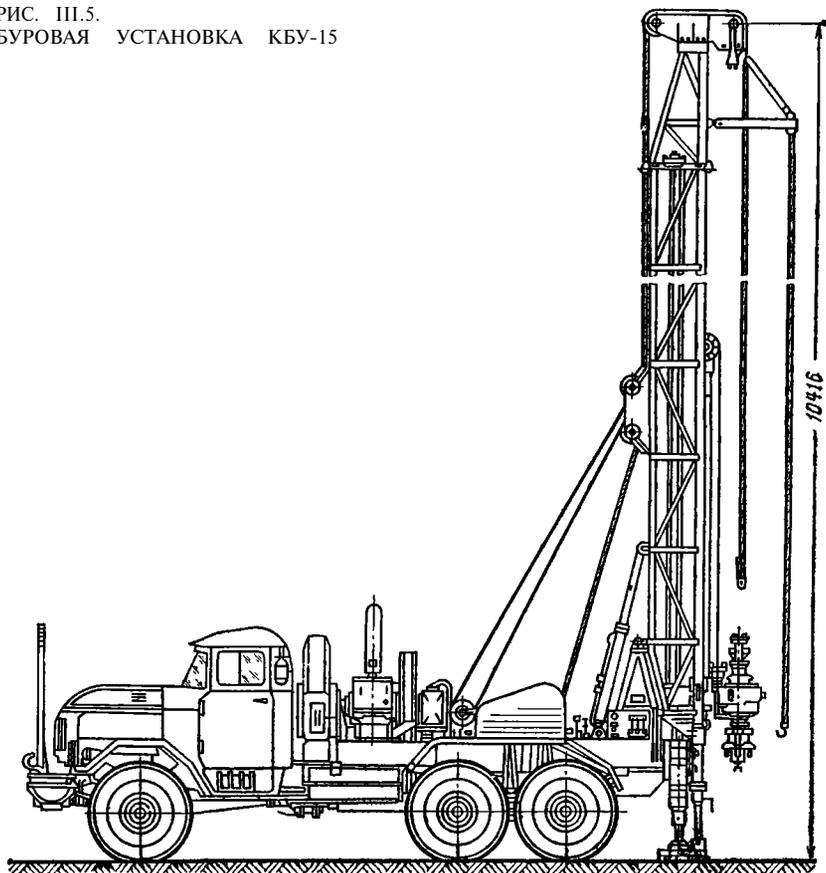


ТАБЛИЦА III.4

## ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ УСТАНОВКИ КБУ-15

Способ бурения	Глубина бурения м	Конечный диаметр скважины, мм
Вращательный всухую	50	205
Вращательный с прямой промывкой	200—300	152—93
Вращательный с обратной промывкой	100	1000
Ударно-канатный	100	300
Шурфы	20	1000

**Буровая установка УШБ-16**

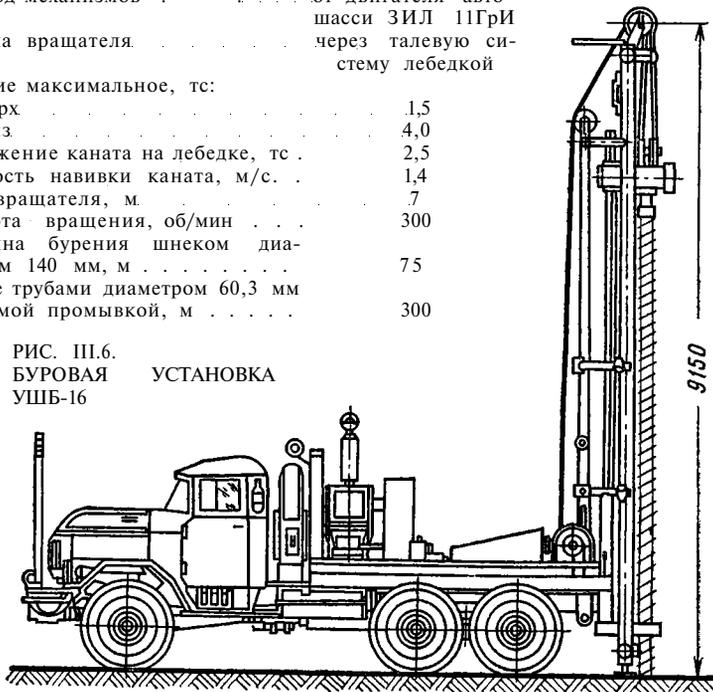
Для бурения геофизических, структурно-картировочных и гидрогеологических скважин применяется установка УШБ-16 (рис. III.6), изготовляемая трестом Туркменгеофизика.

Установка также позволяет бурить скважины диаметром 1000 мм всухую мезевиком или с обратной промывкой.

*Техническая характеристика буровой установки УШБ-16*

Привод механизмов	от двигателя автошасси ЗИЛ 11Гри
Подача вращателя	через талевую систему лебедкой
Усилие максимальное, тс:	
вверх	1,5
вниз	4,0
Натяжение каната на лебедке, тс	2,5
Скорость навивки каната, м/с	1,4
Ход вращателя, м	7
Частота вращения, об/мин	300
Глубина бурения шнеком диаметром 140 мм, м	75
То же трубами диаметром 60,3 мм с прямой промывкой, м	300

РИС. III.6.  
БУРОВАЯ УСТАНОВКА  
УШБ-16



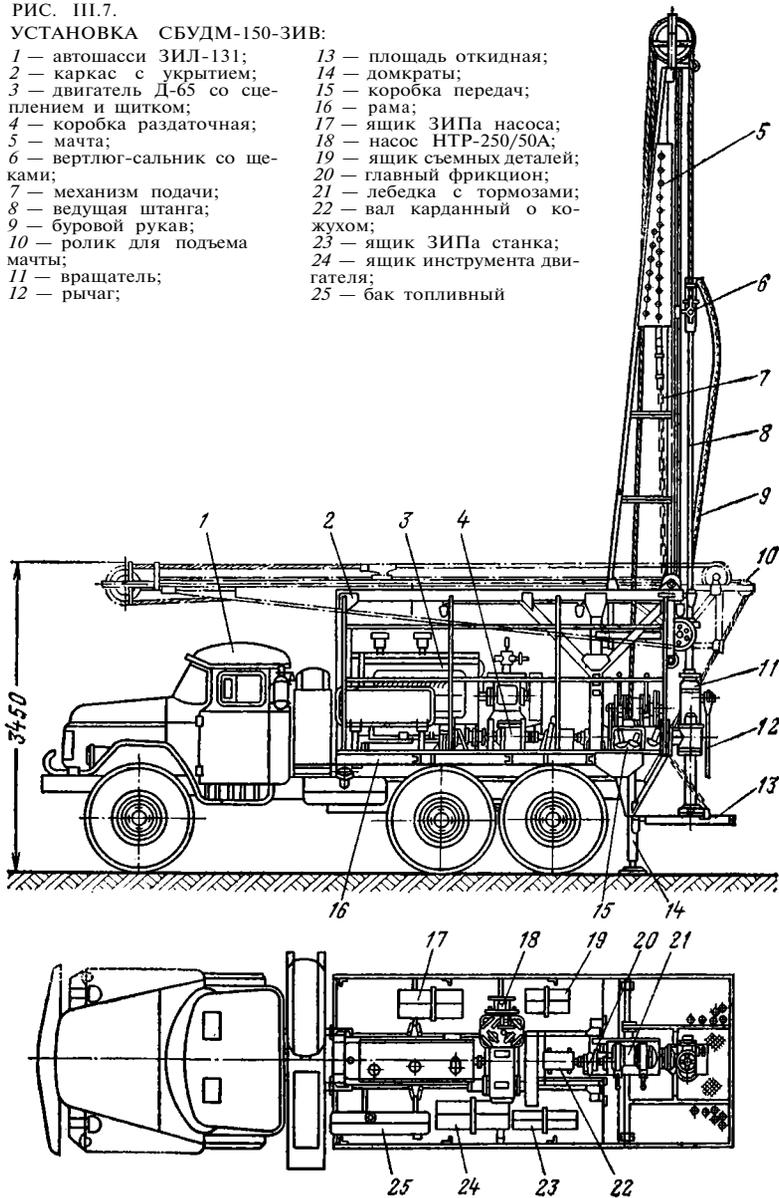
## Буровая установка СБУДМ-150-ЗИВ

Установка СБУДМ-150-ЗИВ (рис. III.7, 8) предназначена для бурения разведочных, инженерно-геологических и инженерно-изыскательных скважин, может применяться для бурения гидрогеологических скважин.

РИС. III.7.

### УСТАНОВКА СБУДМ-150-ЗИВ:

- |  |                                  |
|--|----------------------------------|
| 1 — автошасси ЗИЛ-131;                     | 13 — площадь откидная;           |
| 2 — каркас с укрытием;                     | 14 — домкраты;                   |
| 3 — двигатель Д-65 со сцеплением и шитком; | 15 — коробка передач;            |
| 4 — коробка раздаточная;                   | 16 — рама;                       |
| 5 — мачта;                                 | 17 — ящик ЗИПа насоса;           |
| 6 — вертлюг-сальник со щеками;             | 18 — насос НТР-250/50А;          |
| 7 — механизм подачи;                       | 19 — ящик съемных деталей;       |
| 8 — ведущая штанга;                        | 20 — главный фрикцион;           |
| 9 — буровой рукав;                         | 21 — лебедка с тормозами;        |
| 10 — ролик для подъема мачты;              | 22 — вал карданный о кожухом;    |
| 11 — вращатель;                            | 23 — ящик ЗИПа станка;           |
| 12 — рычаг;                                | 24 — ящик инструмента двигателя; |
|  | 25 — бак топливный               |



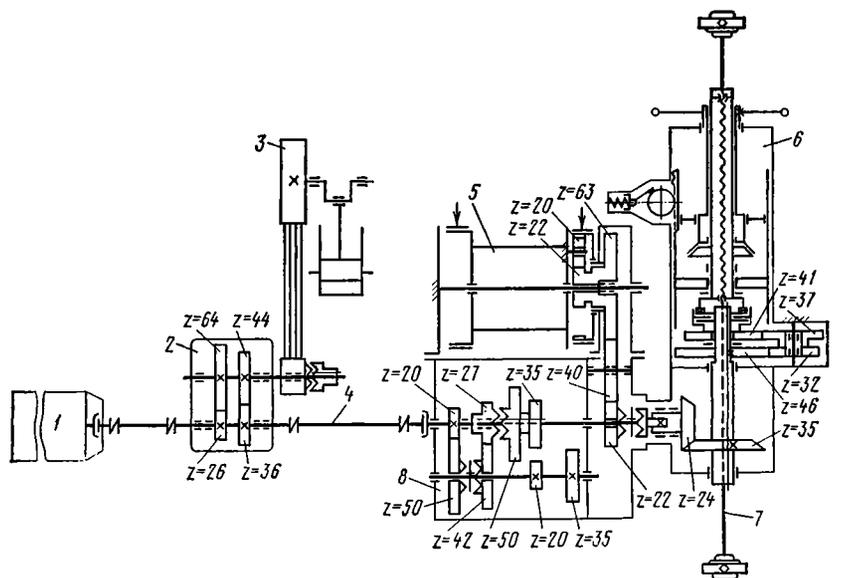


РИС. III.8.

КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ СБУДМ-150-ЗИВ:

- |                          |                                |                                     |
|--------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| 1 — двигатель;           | 5 — лебедка планетарная;       | 7 — шпindelь вращателя с патронами; |
| 2 — коробка раздаточная; | 6 — вращатель комбинированный; | 8 — коробка передач                 |
| 3 — буровой насос;       |                                |                                     |
| 4 — вал карданный;       |                                |                                     |

Изготавливается по техническим условиям ТУ 26-02-156—75.

Техническая характеристика установки приведена в табл. III.1.

Все механизмы смонтированы на общей раме, устанавливаемой на шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-131.

Привод бурового насоса и станка установки осуществляется от автомобильного дизеля Д-65 через раздаточную коробку. Буровой станок состоит из 5-скоростной коробки передач с фрикционом на ведущем валу, планетарной лебедки с ленточным тормозом и фрикционом, комбинированного рычажно-дифференциального вращателя с рабочим рычагом.

При бурении шпindelь вращателя подается за счет вращения гайки подачи (с левой нарезкой) с большей, чем у шпинделя скоростью вращения. Давление на забой создается рабочим рычагом или фрикционом вращателя.

При необходимости бурения с ведущей штангой на верх шпинделя навинчивают патрон с квадратным отверстием по профилю штанги, внизу — патрон с круглым отверстием для направления.

Буровой насос НГР-250/50А крепят на стойках над раздаточной коробкой и включают зубчатой муфтой.

Мачту с канатоцепным механизмом подачи штанги монтируют на верхних швеллерах рамы. Подъем и опускание мачты осуществляется канатом лебедки, охватывающим три ролика.

На раме устанавливают каркас с брезентовым покрытием для защиты механизмов и рабочих от осадков.

Для освещения служат три светильника и фара, питающиеся от аккумуляторов автомобиля или от генератора дизеля.

### Комплект поставки установки СБУДМ-150-ЗИВ

Установка буровая в сборе, компл. . . . .	1	Запасные части и принадлежности к комплектующим изделиям по ведомостям заводов-поставщиков, компл. . . . .	1
Инструмент и принадлежности, компл. . . . .	1	Брезентовое укрытие, компл. . . . .	1
Запасные части, компл. . . . .	1	Сопроводительная документация	

### Инструмент и принадлежности к установке

Элеватор-фарштуль для труб диаметром 42 мм, шт. . . . .	1	Зажим для 13-мм каната ГОСТ 13186—67, шт. . . . .	4
Элеватор 2,5Н-42 ГОСТ 8542—76м, шт. . . . .	1	Патрон для ведущей штанги с отверстием 43Х43, шт. . . . .	1
Крюк вертлюжный массой 1,5 т, шт. . . . .	1	Ключ торцовый к патрону, шт. . . . .	1
Коуш для 11—13-мм каната, шт. . . . .	2	Ключ гаечный диаметром 85 мм, шт. . . . .	1

### Буровая установка УРБ-2,5А

Установка УРБ-2.5А (рис. III.9, 10) предназначена для бурения геофизических и структурных скважин вращательным способом с промывкой, применяется для бурения скважин на воду. Изготавливается по техническим условиям ТУ 26-02-165—76. Техническая характеристика ее приведена в табл. III.1.

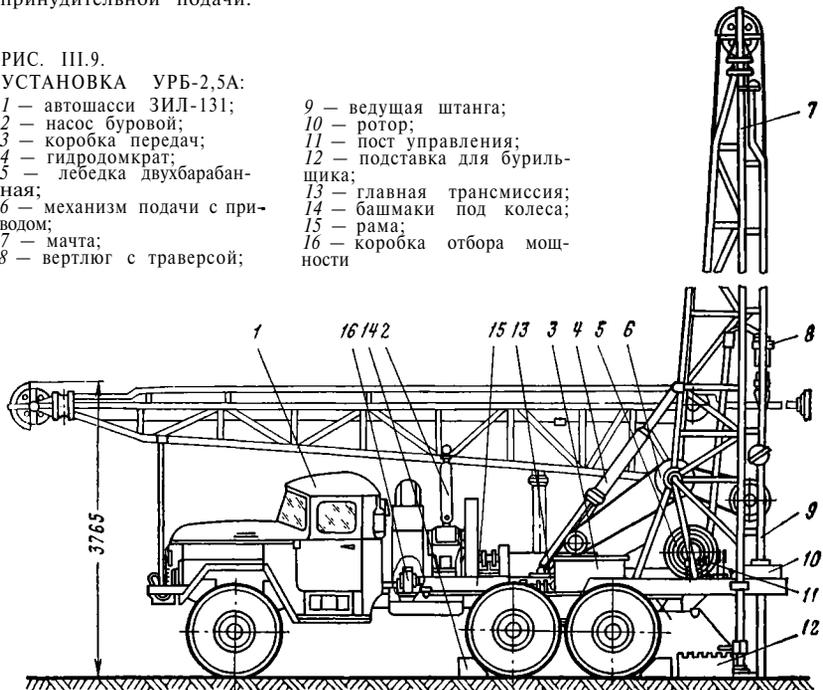
Транспортной базой установки является шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-131, по заказу может поставляться переоборудованный прицеп ИАПЗ.

На лонжеронах шасси смонтированы коробка передач с главной трансмиссией и рама установки с лебедкой, ротором, буровым насосом, мачтой и механизмом принудительной подачи.

РИС. III.9.

#### УСТАНОВКА УРБ-2,5А:

- |                                 |                                |
|---------------------------------|--------------------------------|
| 1 — автошасси ЗИЛ-131;          | 9 — ведущая штанга;            |
| 2 — насос буровой;              | 10 — ротор;                    |
| 3 — коробка передач;            | 11 — пост управления;          |
| 4 — гидродомкрат;               | 12 — подставка для бурильщика; |
| 5 — лебедка двухбарабанная;     | 13 — главная трансмиссия;      |
| 6 — механизм подачи с приводом; | 14 — башмаки под колеса;       |
| 7 — мачта;                      | 15 — рама;                     |
| 8 — вертлюг с траверсой;        | 16 — коробка отбора мощности   |



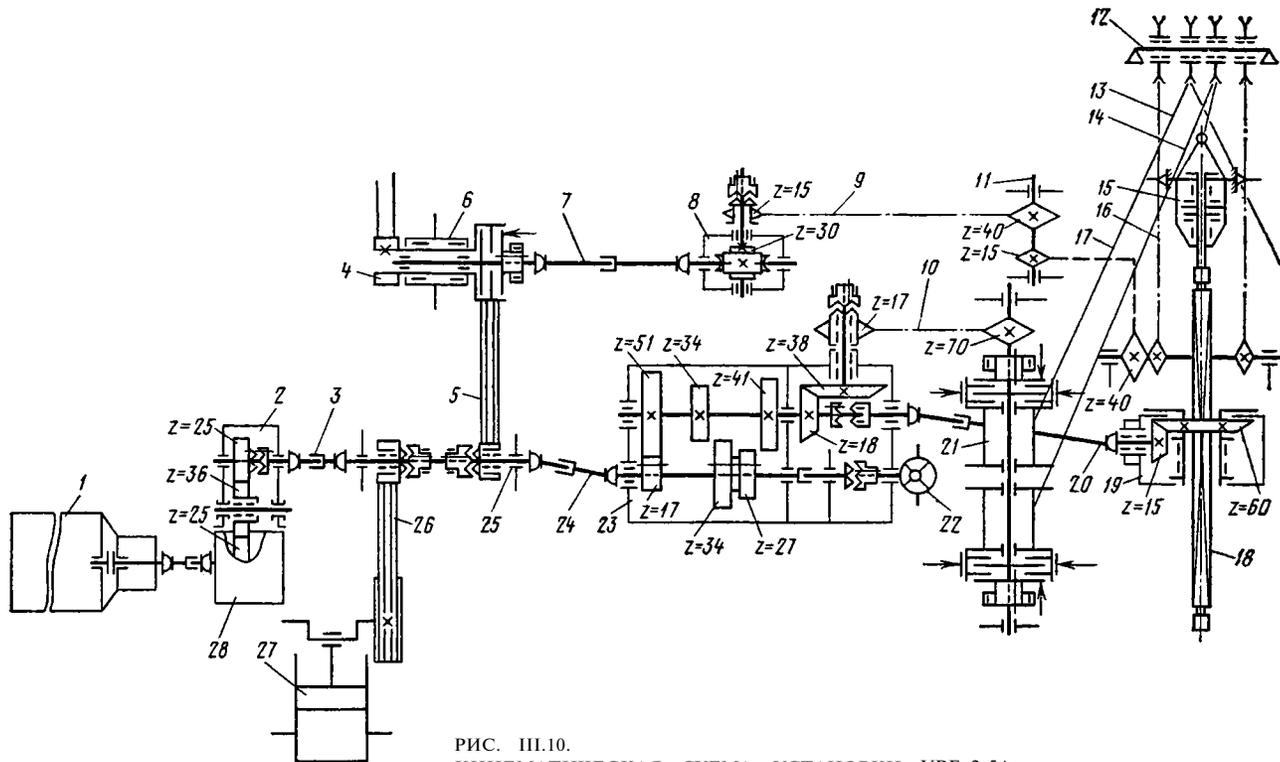


РИС. III.10.

КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ УРБ-2.5А:

- 1 — двигатель автошасси;  
 2 — коробка отбора мощности;  
 3, 7, 20, 24 — карданные валы;  
 4 — шкив привода глиномешалки;  
 5, 26 — клиноременные передачи;  
 6 — контрпривод;  
 8 — червячный редуктор;

- 9, 16, 17 — однорядная цепная передача;  
 10 — двухрядная цепная передача;  
 11 — промежуточный вал;  
 12 — мачта;  
 13, 14 — канаты;  
 15 — вертлюг;  
 18 — ведущая труба;

- 19 — ротор;  
 21 — лебедка двухбарабанная;  
 22 — маслосос;  
 23 — коробка передач;  
 25 — главная трансмиссия;  
 27 — буровой насос;  
 28 — раздаточная коробка автомобиля

Приводом является бензиновый двигатель шасси ЗИЛ-131.

Отбор мощности производят через двухвальную коробку, установленную на верхнем люке раздаточной коробки автошасси. Включают ее из кабины водителя. От главной трансмиссии клиноременными передачами приводятся буровой насос 1Гри и механизм подачи, включаемые шлицевыми полумуфтами. Трехскоростная коробка передач передает вращение ротору и лебедке, которые также включаются зубчатыми муфтами.

Масляный насос устанавливают на коробке передач с приводом от ее ведущего вала.

Лебедка двухбарабанная, одновальная. Один из барабанов служит для ведения спуско-подъемных работ, другой для процесса бурения и удержания ведущей квадратной штанги с вертлюгом. Включают их фрикционными муфтами с конусными втулками. Остановка барабанов осуществляется отдельными ленточными тормозами с накладками из фрикционной ленты.

Ротор выполнен с консольным расположением шаровых главных опор, на которые опирается стол и венец. Хвостовик смонтирован на регулируемых конических роликовых подшипниках.

Мачта с открытой передней гранью, четырехроликowym кронблоком, в котором 2 ролика предназначены для механизма подачи, 2 — для канатов барабанов лебедки. Оснастка талевой системы прямая. Направляющие мачты позволяют смещать вертлюг с ведущей трубой. Подъем мачты осуществляется гидродомкратом двойного действия.

Канатно-цепной механизм принудительной подачи инструмента на забой приводится в движение через червячный редуктор и цепную передачу. Канат механизма подачи и однорядная втулочно-роликовая цепь соединены одним концом между собой, другим концом со щеками, установленными на вертлюге. Приближенное определение нагрузки на забой производят по величине перемещения рамы относительно стержня с рисками (индикаторная игла).

Вертлюг, передающий давление на инструмент, имеет два упорных и два радиальных подшипника.

При бурении запрещается развигать давление буровых насосов более 40 кгс/см<sup>2</sup> и бурить долотом диаметром 118 мм на глубину более 100 м во избежание поломки коробки отбора мощности и т. д.

Установка освещается от аккумуляторов автошасси.

Управление механизмами перенесено на левую сторону установки.

При модернизации установки УРБ-2,5А предусматривается:

- 1) насос 1Гри заменить насосом НБ12-63-40 с фрикционом;
- 2) привод от коробки отбора к коробке передач осуществить карданным валом (без главной трансмиссии);
- 3) применить гидроцилиндры в механизме подачи;
- 4) осуществить подъем мачты двумя гидродомкратами.

### Основной комплект поставки установки УРБ-2,5А

Установка в сборе, компл. . . . .	1	ключ торцовый для масляного насоса . . . . .	1
Запасные части, компл.:		ключ для круглых гаек . . . . .	1
обкладки фрикциона . . . . .	2	ключ $L = 80$ мм. . . . .	1
диски муфты . . . . .	1	Запасные части и инструмент к автомобилю и буровому насосу согласно ведомостям заводов-поставщиков, компл. . . . .	1
манжеты гидродомкрата . . . . .	1	Сопроводительная документация	
Набор слесарного инструмента, шт.:			
зубило кузнечное . . . . .	1		

### Буровая установка УРБ-2А2

Установка УРБ-2А2 (рис. III.11, 12) предназначена для бурения сейсмических и структурно-картировочных скважин, может применяться для бурения геологических скважин.

Изготавливается по техническим условиям ТУ 26-02-171—74.

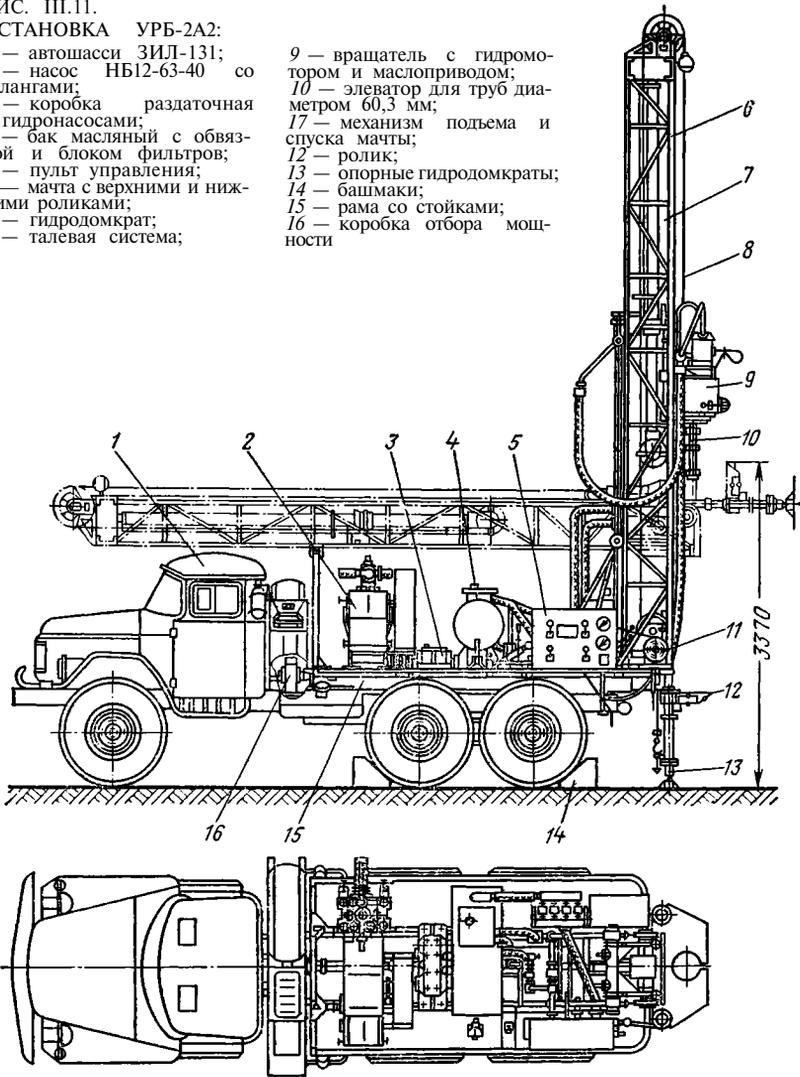
Техническая характеристика ее приведена в табл. III.1.

РИС. III.11.

УСТАНОВКА УРБ-2А2:

- 1 — автошасси ЗИЛ-131;
- 2 — насос НБ12-63-40 со шлангами;
- 3 — коробка раздаточная с гидронасосами;
- 4 — бак масляный с обвязкой и блоком фильтров;
- 5 — пульт управления;
- 6 — мачта с верхними и нижними роликами;
- 7 — гидродомкрат;
- 8 — талевая система;

- 9 — вращатель с гидромотором и маслоприводом;
- 10 — элеватор для труб диаметром 60,3 мм;
- 11 — механизм подъема и спуска мачты;
- 12 — ролик;
- 13 — опорные гидродомкраты;
- 14 — башмаки;
- 15 — рама со стойками;
- 16 — коробка отбора мощности



Все механизмы смонтированы на шасси автомобиля высокой проходимости ЗИЛ-131, буровой инструмент перевозится на прицепе ИАПЗ-754В, поставляемом по заказу.

Отбор мощности производят от бензинового двигателя шасси ЗИЛ-131 через двухвальную коробку отбора мощности, установленную на раздаточной коробке автомобиля. Управление включением коробки отбора мощности выведено на пост бульдозера.

На раме устанавливают раздаточную коробку, буровой насос НБ12-63-40 (или вместо насоса компрессор КТ-7), гидросистему с пультом управления, мачту с размещенным на ней гидродомкратом подачи, талевую систему и вращатель,

От раздаточной коробки приводятся буровой насос, шестеренный насос НШ-10 и два комбинированных шестеренных насоса 2Х100 (по ТГЛ-10859), включаемые зубчатыми муфтами.

Мачта с передней открытой гранью имеет специальные опорные гидравлические домкраты, выбирающие зазоры между грунтом и башмаком. На передних ногах мачты монтируют стол для производства операций с буровым инструментом. Передние ноги также служат направляющими для вращателя.

Подъем и опускание мачты осуществляют движением вверх или вниз вращателя с канатами, воздействующими на закрепленные в мачте ролики. Страгивание из вертикального положения производят пневмоцилиндром.

Вращатель состоит из гидромотора 200/160, трехскоростной коробки и шпинделя. Сверху полого шпинделя вращения крепят сальник-вертлюг. Внизу на шлицах шпинделя полухомутами крепят шарнирный элеватор или патрон (при бурении шнеками).

Смазку шестерен и подшипников производят от прифланцованного к корпусу вращателя шестеренчатого насоса.

Спуск и подъем инструмента, принудительная подача, подъем и опускание мачты производят одноступенчатым гидравлическим домкратом двойного действия,

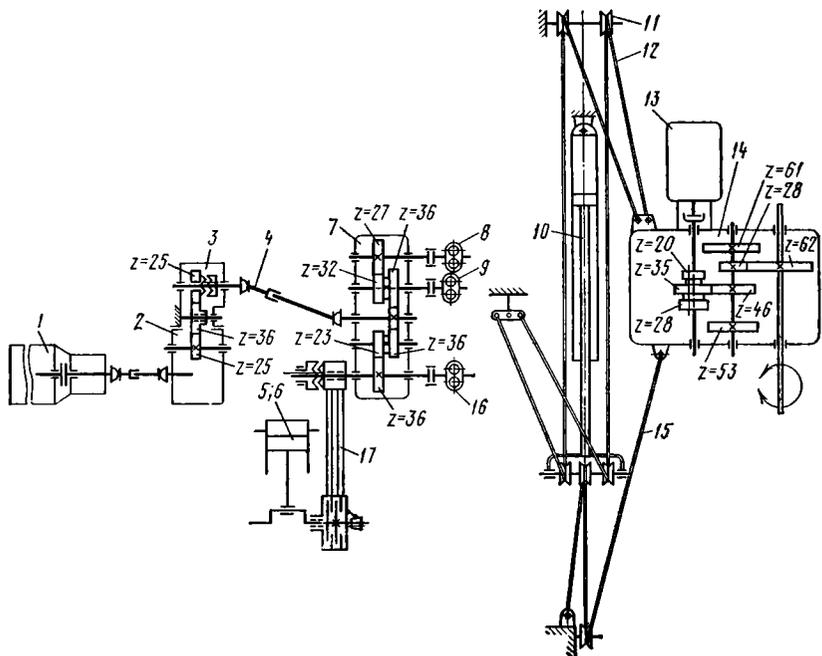
РИС. III.12.

КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ УРБ-2А2:

- 1 — двигатель шасси;
- 2 — коробка раздаточная шасси;
- 3 — коробка отбора мощности;
- 4 — вал карданный;
- 5 — буровой насос;
- 6 — компрессор;
- 7 — коробка раздаточная;

- 8 — насос шестеренчатый двоянный;
- 9 — насос шестеренчатый НШ-10;
- 10 — гидроцилиндр;
- 11 — кронблочные ролики;
- 12 — талевая система (канат для подъема);

- 13 — гидромотор;
- 14 — вращатель;
- 15 — канат для создания принудительного давления;
- 16 — насос шестеренчатый двоянный;
- 17 — клиноременная передача



оснащенным для удвоения хода талевой системой. При подъеме и опускании инструмента работает насос 2X 100, при подаче инструмента питание осуществляют насосом НШ-10.

В гидropульте управления входят аппаратура (реверсивные золотники, вентиль игольчатый, дроссель, обратные клапаны), контрольно-измерительные приборы и рукоятка управления с частотой вращения двигателя шасси.

Гидравлическое и механическое управление сконцентрированы у поста бурильщика.

Освещение (три фары) установки обеспечивается от аккумуляторов автомашины (напряжение 12В).

Компрессор КТ-7 (с рамой и кожухом) и герметизатор устья скважины для бурения с продувкой поставляются по заказу потребителя. В компрессоре проводятся некоторые изменения для достижения подачи 6 м<sup>3</sup>/мин при давлении 4,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Для облегчения работ при спуско-подъемных операциях разработана механизированная установка УРБ-2А2М с вертикальной кассетой-барабаном емкостью 12 труб по 4,5 м, крепящейся на мачте. Для установки и крепления труб предусмотрены верхний (манипулятор) и нижний ключи с гидроприводом. Операции свинчивания-развинчивания и спуско-подъем труб механизированы. Планируется ее изготовление.

Проработана модификация установки УРБ-2А2К для бурения с продувкой забоя с компрессорной станцией ПВ-10 вместо бурового насоса НБ12-63-40. Станция ПВ-10 состоит из дизеля ЯМЗ-236 и винтового компрессора ВК-14.

Предусматривается также вариант установки УРБ-2А2 для бурения скважин с обратной промывкой посредством двойной буровой колонны.

#### Основной комплект поставки установки УРБ-2А2

Установка (с буровым насосом)	Запасные части, компл. . . . .	1
в сборе, компл. . . . .	Слесарный инструмент, компл. . . . .	1
Буровой инструмент и принадлежности, компл. . . . .	Прицеп ГКБ-317, шт. . . . .	1
	Сопроводительная документация	

#### Буровой инструмент и принадлежности

Элеватор для труб диаметром 60,3 мм, шт. . . . .	1	Подставка под ноги бурильщика, шт. . . . .	2
Патрон для шнека диаметром 135 мм, шт. . . . .	1	Башмак под колесо автомобиля, шт. . . . .	4
Вилка подкладная, шт. . . . .	1	Шприц штоковый тип I	
Вкладыш стола мачты, шт. . . . .	1	ГОСТ 3643—75, шт. . . . .	1
Фиксатор вкладыша стола мачты, шт. . . . .	1	Огнетушитель ОУ-5	
Муфта для фиксации элеватора, шт. . . . .	1	ГОСТ 7276—77, шт. . . . .	1
Подножка, шт. . . . .	1	Крюк вертлюжный грузоподъемностью 1,5 т, шт. . . . .	1
		Колокол на трубу диаметром 60,3 мм РИ-К/60,3, шт. . . . .	1

#### Буровая установка УРБ-3АМ

Установка УРБ-3АМ (рис. III.13, 14) предназначена для структурно-картировочного бурения скважин вращательным способом с промывкой забоя в местах, доступных для автотранспорта, применяется для бурения скважин на воду.

Изготавливается по техническим условиям ТУ 26-02-447—72.

Техническая характеристика установки приведена в табл. III.2.

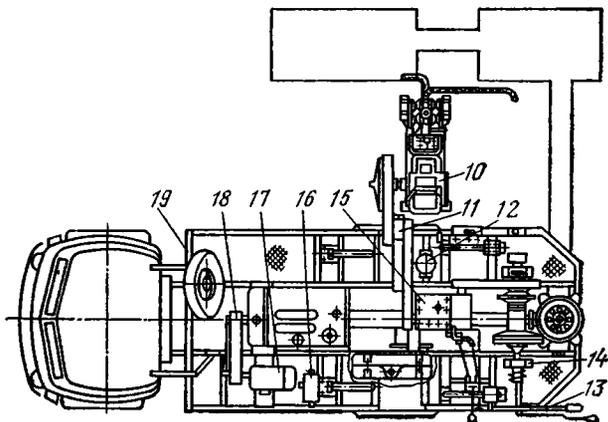
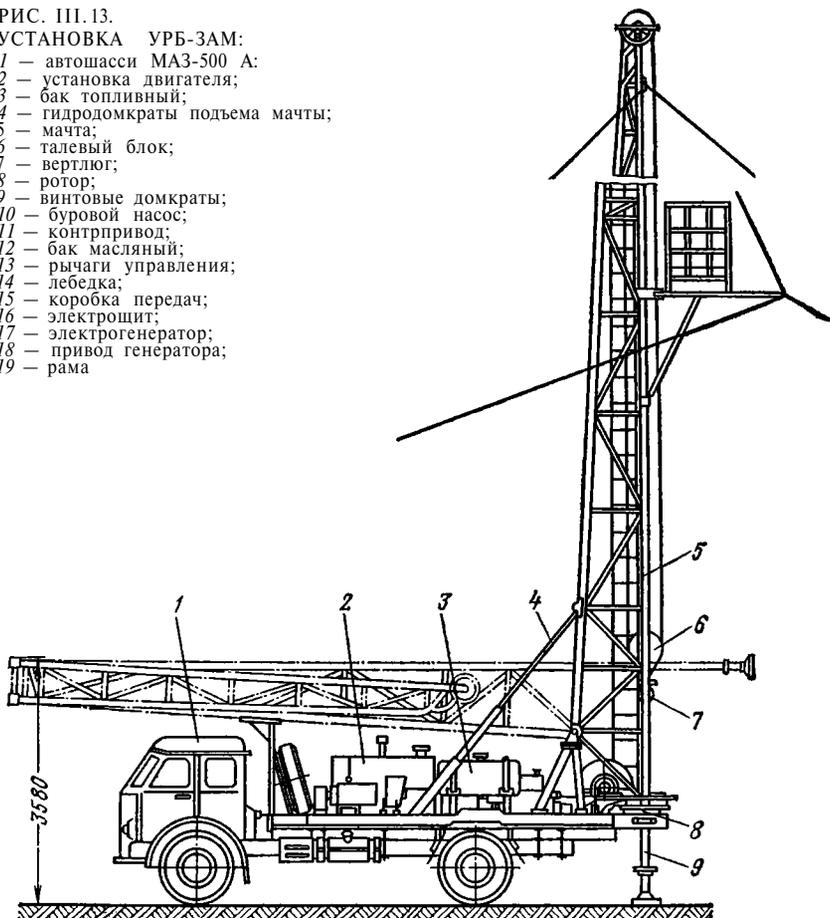
Все узлы установки, за исключением бурового насоса, смонтированы на шасси автомобиля МАЗ-500А.

На раме расположены дизель Д-54 со сцеплением, коробка передач, лебедка, ротор диаметром 250 мм, мачта с гидродомкратом подъема, генератор со щитом и контрприводом для насоса.

РИС. III. 13.

УСТАНОВКА УРБ-ЗАМ:

- 1 — автошасси МАЗ-500 А;
- 2 — установка двигателя;
- 3 — бак топливный;
- 4 — гидродомкраты подъема мачты;
- 5 — мачта;
- 6 — талевый блок;
- 7 — вертлюг;
- 8 — ротор;
- 9 — винтовые домкраты;
- 10 — буровой насос;
- 11 — контрпривод;
- 12 — бак масляный;
- 13 — рычаги управления;
- 14 — лебедка;
- 15 — коробка передач;
- 16 — электроштит;
- 17 — электрогенератор;
- 18 — привод генератора;
- 19 — рама



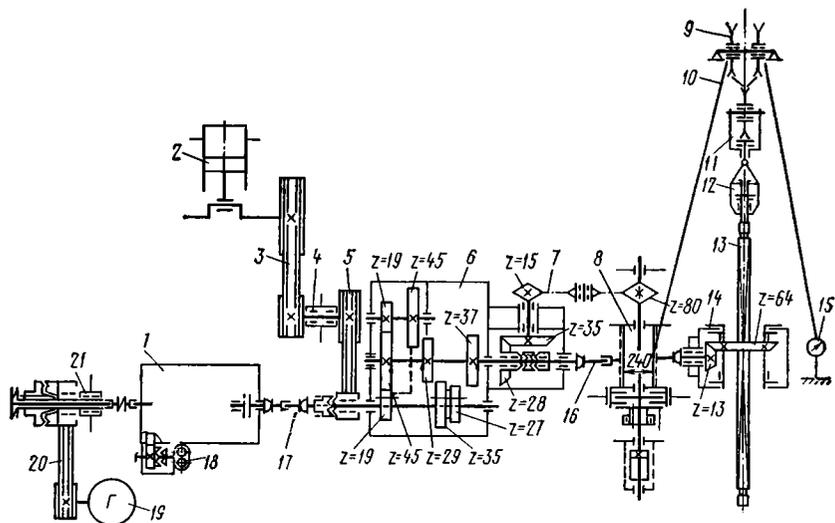


РИС. III. 14.  
КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ УРБ-3АМ:

- |                                    |                              |                                 |
|------------------------------------|------------------------------|---------------------------------|
| 1 — двигатель Д-54;                | 9 — мачта;                   | 16, 17 — карданные валы;        |
| 2 — буровой насос;                 | 10 — канат;                  | 18 — гидронасос двигателя;      |
| 3, 5, 20 — клиноременная передача; | 11 — талевый блок;           | 19 — генератор мощностью 8 кВт; |
| 4 — контрпривод;                   | 12 — вертлюг;                | 21 — привод генератора          |
| 6 — коробка передач;               | 13 — ведущая штанга;         |                                 |
| 7 — цепная передача;               | 14 — ротор диаметром 250 мм; |                                 |
| 8 — лебедка;                       | 15 — индикатор веса;         |                                 |

Включение ротора, бурового насоса и генератора осуществляют зубчатыми муфтами, лебедки — дисковым фрикционом.

Привод гидросистемы производят от шестеренчатого насоса, установленного на двигателе. Для аварийного подъема мачты в транспортном положении имеется ручной насос, связанный с масляным баком и гидродомкратами.

Для освещения используют светильники на 220 В, расположенные на подвесной гирлянде, питание от генератора мощностью 8 кВт. Для механизации работ имеется механизм развинчивания ротором бурильных труб диаметром 60,3 мм. Безопасная катушка на лебедке и грузоподъемная стрела с ручной талью, глиношалак и гидросмеситель поставляются по заказу потребителя.

По заказу потребителя также может быть поставлен комплект спуско-подъемного и ловильного инструмента для структурного бурения.

#### Основной комплект поставки установки УРБ-3АМ

Буровой блок установки на автошасси в сборе (с вертлюгом, штангой 80X80 мм, талевым блоком и др.), компл . . . . . 1  
 Буровой насос, компл . . . . . 1  
 Индикатор веса, компл . . . . . 1

Инструмент (зубило, ключ 7811-0045, оправка, ключ торцовый), компл . . . . . 1  
 Запасные части, компл . . . . . 1  
 Сопроводительная документация

#### Буровая установка УРБ-3А3

Установка УРБ-3А3 (рис. III.15, 16) может использоваться для бурения скважин на воду. Она соответствует установке УРБ-6А ГОСТ 16151—70 (установки для геологоразведочного бурения на нефть и газ) и близка по параметрам

РИС. III.15.  
БУРОВАЯ УСТАНОВКА  
УРБ-3А3

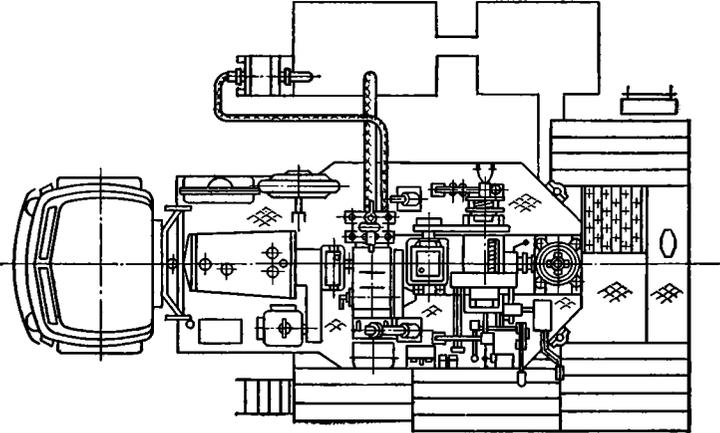
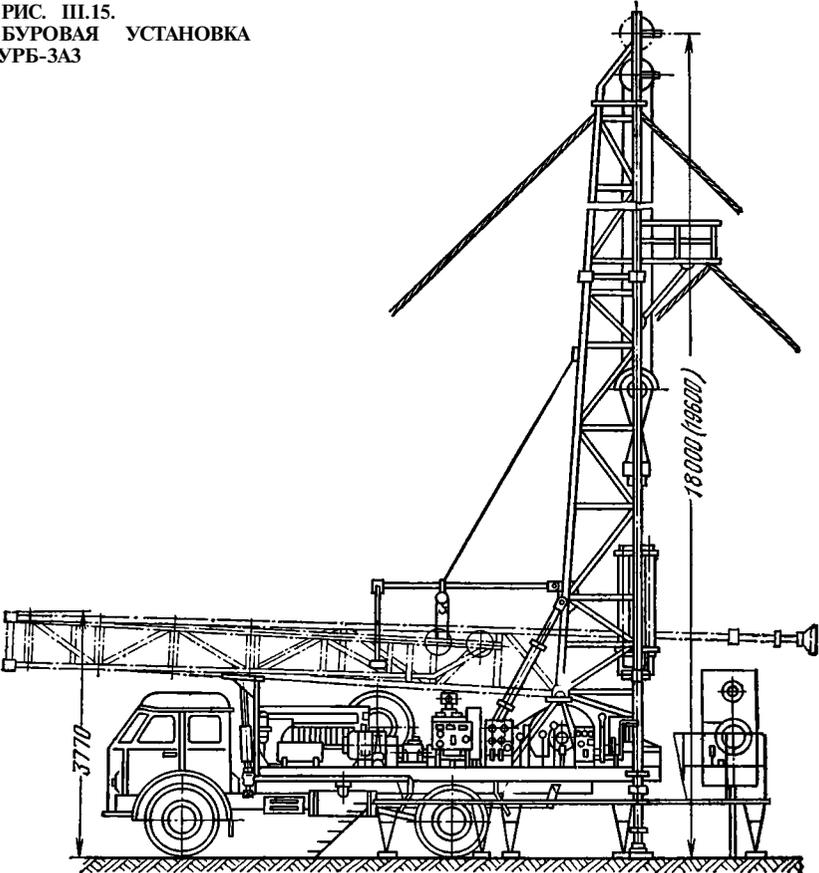


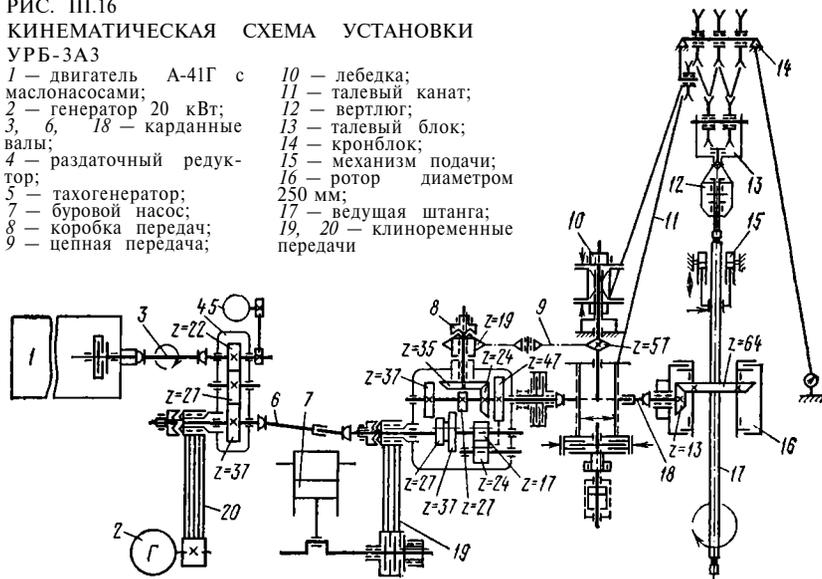
РИС. III.16

КИНАМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ

УРБ-3А3

- 1 — двигатель А-41Г с маслонасосами;
- 2 — генератор 20 кВт;
- 3, 6, 18 — карданные валы;
- 4 — раздаточный редуктор;
- 5 — тахогенератор;
- 7 — буровой насос;
- 8 — коробка передач;
- 9 — цепная передача;

- 10 — лебедка;
- 11 — талевый канат;
- 12 — вертлюг;
- 13 — талевый блок;
- 14 — кронблок;
- 15 — механизм подачи;
- 16 — ротор диаметром 250 мм;
- 17 — ведущая штанга;
- 19, 20 — клиноременные передачи



установке УГБ-ЗВПП ГОСТ 20871—75 (установки для бурения гидрогеологических скважин).

Техническая характеристика установки приведена в табл. III.2.

Установка смонтирована на шасси автомобиля МАЗ-500А. Привод буровых механизмов осуществляют от автономного высокооборотного двигателя А-41Г через раздаточный редуктор. От редуктора приводятся генератор мощностью 20 кВт, тахогенератор (датчик указателя оборотов двигателя) и коробка передач. От коробки передач, имеющей три прямых и одну обратную передачи, получают вращение буровой насос НБ12-63-40, установленный на раме, лебедка с фрикционной катушкой и ротор диаметром 250 мм, выполненный с коническим зацеплением Новикова.

Мачта установки предусматривается с одноосным трехроличным кронблоком высотой 18 или 20 м, подъем ее производят гидродомкратами.

На мачте монтируют гидравлический механизм подачи, взаимодействующий с ведущей штангой сечением 80X80 мм. Привод его осуществляют от шестерчатого насоса НШ-10, установленного на двигателе.

В комплекте установки имеются откидные мостки для буровой бригады, подвешник, механизм свинчивания и развинчивания бурильных труб с электроприводом РТ-1200М.

Управление сконцентрировано у поста бурильщика слева по ходу шасси. Система управления — механическая, при этом ротор, лебедка и буровой насос включаются дисковыми фрикционными муфтами.

Установка имеет высокий уровень унификации.

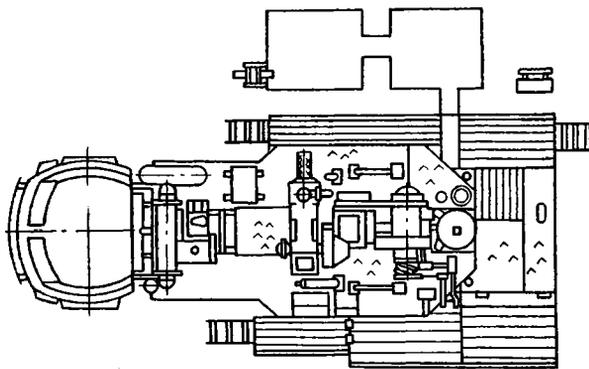
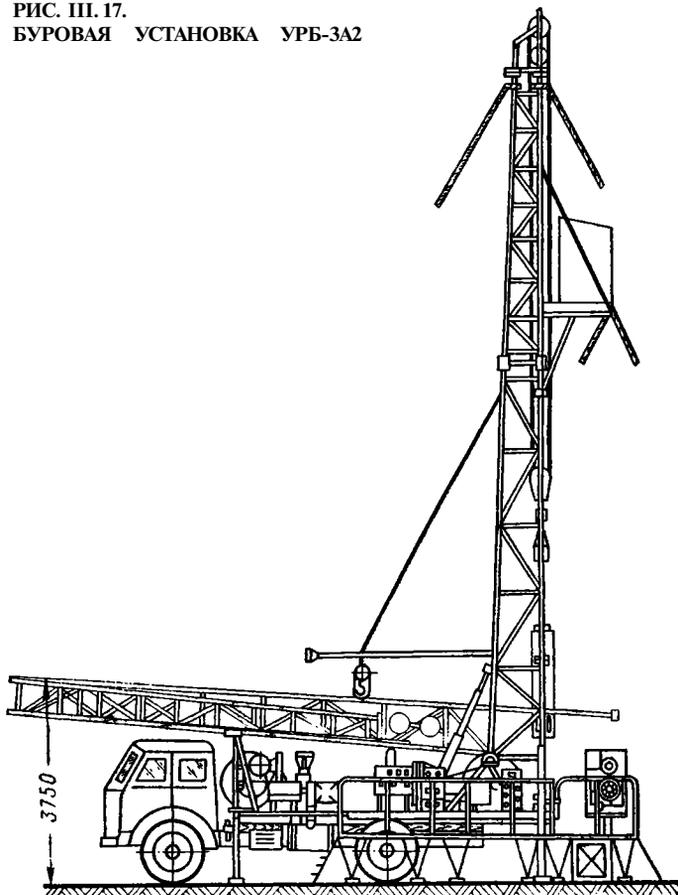
**Буровая установка УРБ-3А2**

Установка УРБ-3А2 (рис. III.17, 18) предназначена для бурения геологических скважин на нефть и газ вращательным способом с промывкой забоя, используется для бурения скважин на воду. Она удовлетворяет параметрам установки УРБ-12,5А ГОСТ 16151—70 и близка по параметрам установке УГБ-4ВПП ГОСТ 20871—75.

Изготавливается по техническим условиям ТУ 26-02-672—75.

Техническая характеристика её приведена в табл. III.2.

РИС. III. 17.  
БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-3А2



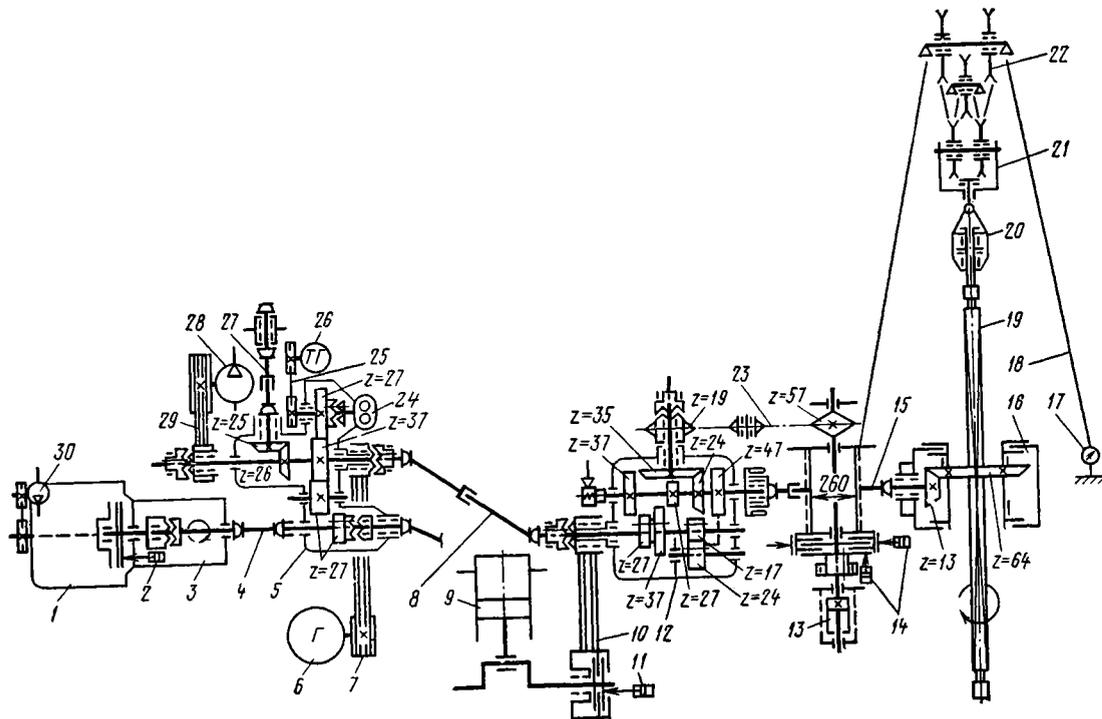


РИС. III.Т8.  
КИНЕМАТИЧЕСКАЯ  
СХЕМА УСТАНОВКИ  
УРБ-3А2:

- 1 — двигатель шасси ЯМЗ-236;
- 2, 11, 14 — пневмокамеры;
- 3 — коробка передач двигателя;
- 4, 8, 15, 27 — карданные валы;
- 5 — коробка отбора мощности;
- 6 — генератор;
- 7, 10, 25, 29 — клиноременные передачи;
- 9 — буровой насос;
- 12 — коробка передач;
- 13 — лебедка;
- 16 — ротор диаметром 250 мм;
- 17 — индикатор веса;
- 18 — талевый канат;
- 19 — ведущая штанга;
- 20 — вертлюг;
- 21 — талевый блок;
- 22 — кронблок;
- 23 — цепная передача;
- 24 — гидронасос;
- 26 — тахогенератор;
- 28 — компрессор аварийный;
- 30 — компрессор двигателя

Буровая установка смонтирована на шасси МАЗ-500А. Привод всех механизмов осуществляется от мощного двигателя автомобиля, обладающего большим моторесурсом.

От пятискоростной коробки передач двигателя через коробку отбора мощности агрегата, установленную на лонжеронах шасси, вращение передается заднему мосту, генератору мощностью 12 кВт, компрессору гаражного типа, шестеренчатому насосу НШ-32 или НШ-10, коробке передач и боковому аварийному приводу.

От коробки передач, имеющей три прямых и одну заднюю передачи, приводятся лебедка, ротор диаметром 250 мм и на прямую от ведущего вала буровой насос 11ГрИ, установленный на раме агрегата.

Мачта, складывающаяся с открытой передней гранью, имеет полезный пролет (от ротора до основания кронблока) 15,5 м. Подъем мачты осуществляют гидродомкратами плунжерно-поршневого типа, что позволяет также заваливать мачту при опускании. Имеется автономный гидродомкрат для подъема мачты в транспортном положении.

На мачте может устанавливаться поставляемый по заказу гидравлический механизм подачи с приводом от насоса НШ-10.

Буровой насос 11ГрИ и вертлюг соединены буровым рукавом с резьбовыми штуцерами, рукав для удобства подвешивается на мачте.

Лебедка, приводимая двухрядной цепью с шагом 31,75 мм, имеет одноленточный тормоз с ретинаковыми колодками.

Имеется возможность привода механизмов от постороннего двигателя через коробку отбора мощности.

Освещение предусмотрено от генератора напряжением 220 В и от аккумулятора двигателя напряжением 24 В.

Управление основными механизмами установки—пневматическое от компрессора автомобиля. Ротор включается шинно-пневматической муфтой ШПМ 300Х100 с ограничением давления подаваемого воздуха. Сцепление двигателя и буровой насос управляется тормозными камерами автомобиля, играющими роль пневмоцилиндров. Тормоз и фрикцион лебедки имеют пневмоусилители, включаемые шарнирными рычагами, воздействующими на тормозные автомобильные краны.

Установка снабжена противозатаскивателем (ограничителем подъема талевого блока), который посредством пневмокрana отключает двигатель шасси и включает тормоз лебедки.

Установка имеет откидные мостки, подсвечник, палаты, установку индикатора веса, ручной насос для нефтепродуктов, тиски, огнетушители и др. По заказу могут поставляться инструментальный блок (автоприцеп, оборудованный для перевозки бурильных труб, и т. д.) и глиномешалка.

По техническим условиям ТУ 26-02-671—75 осуществляется серийный выпуск унифицированного бурового агрегата 1БА15Н, предназначенного для бурения структурных скважин глубиной 1000 м и скважин другого назначения.

В состав основного оборудования агрегата 1БА15Н входят буровой блок установки УРБ-3А2 с оснасткой талевой системы 3Х2 (грузоподъемность максимальная — 20 т) и насосно-силовой блок на автоприцепе, на котором смонтированы двигатель ЯМЗ-236, насос 9МГр и редуктор.

При модернизации будет предусмотрено повышение мощности генератора, увеличение просвета мачты для работы свечами 13,5 м (3Х4,5), использование насоса НБ12-63-40, ротора с проходным отверстием диаметром 410 мм и автошасси МАЗ-5334.

### **Основной комплект поставки установки УРБ-3А2**

Блок буровой в сборе, компл. . . . . 1	Укрытие бурильщика, компл, . . . . 1
Вертлюг с траверсой, компл. . . . . 1	Укрытие верхового, компл. . . . . 1
Рабочая труба, шт. . . . . 1	Установка индикатора веса, компл . . . . . 1
Рукав буровой с подвеской, компл . . . . . 1	Домкрат переносный, шт. . . . . 4
Мостки буровые, компл . . . . . 1	Брусья опорные, компл . . . . . 1
Подсвечник, шт. . . . . 1	

Смеситель гидравлический, компл.	1	ЗИП, компл.	1
Механизм бурения шурфа, компл.	1	Бурильный, спуско-подъемный и ловильный инструмент, компл.	1
Запасные части, инструмент и принадлежности согласно ведомости		Сопроводительная документация	1

### **Перечень бурильного, спуско-подъемного и ловильного инструмента к установке УРБ-3А2**

Переводник ПП-3-76/3-50, шт.	2
Переводник ПМ-3-50/3-62, шт.	1
Переводник ПМ-3-50/3-76, шт.	1
Переходник П1-50/73 ГОСТ 8004—65, шт.	1
Переходник П1-50/89 ГОСТ 8004—65, шт.	1
Переходник П1-50/108 ГОСТ 8004—65, шт.	1
Переходник П1-50/127 ГОСТ 8004—65, шт.	1
Вилка подкладная для бурильных труб диаметром 50; 60,3 мм, шт.	2
Элеватор 7,5МЗ-50 ГОСТ 8542—76, шт.	2
Элеватор 15МЗ-50 ГОСТ 8542—76, шт.	2
Штроп РИ-Э/10 ТУ 26-02-442—72, шт.	2
Ключ шарнирный для бурильных труб диаметром 60,3 мм, шт.	4
Ключ шарнирный 73/89, шт.	2
Ключ шарнирный 108/127, шт.	2
Ключ трубный цепной КЦН № 1 ТУ 26-02-355—71, шт.	2
Ключ для трехшарошечных долот диаметром 97 и 118 мм, шт.	1
Клинья для обсадных труб диаметром 89, 108, 127 мм, компл.	1
Метчик ловильный Г-50, ГОСТ 8483—57, шт.	2
Колокол ловильный А-76 ГОСТ 8565—57, шт.	1
Приспособление для развинчивания бурильных труб диаметром 60,3 мм, компл.	1

### **Буровой агрегат 1БА15В**

Буровой агрегат 1БА15В (рис. III.19, 20) предназначен для бурения роторным способом с прямой промывкой забоя вертикальных скважин для водоснабжения в районах, доступных автотранспорту. Он соответствует установке УГБ-4ВПП ГОСТ 20871—75.

Изготавливается агрегат по техническим условиям ТУ 26-02-664—75.

Техническая характеристика дана в табл. III.2.

Буровой блок агрегата монтируется на автшасси МА3-500А, компрессорно- и насосно-силовые блоки на шасси прицепа МА3-5207В.

На буровом блоке расположены мачта с гидродомкратами, лебедка с безопасной катушкой, ротор с проходным отверстием 410 мм, буровой насос НБ12-63-40, генератор мощностью 12 кВт, аварийный компрессор для пневмоуправления, коробка передач с пневмомуфтой, коробка отбора мощности с гидронасосом, гидрораскрепитель, пульта управления и др.

На компрессорно-силовом блоке расположены двигатель Д-108 со сцеплением, компрессор К9М для откачек, угловой редуктор, ресивер и др.

На насосно-силовом блоке НП-15А (рис. III.21) расположены двигатель ЯМЗ-236 с коробкой передач, буровой насос 9МГр-61 (или 9МГр—73), угловой редуктор, аккумуляторный ящик и др.

Для повышения надежности работы агрегата и сокращения простоев трансмиссии буровой и силовой блоки могут соединяться карданным валом, осуществляя привод от любого двигателя.

Для транспортировки бурильных труб и инструмента предусмотрен инструментальный блок на прицепе МА3-5207В.

Агрегат позволяет применять свечи, бурильные и обсадные трубы длиной 12 м, обсаживать скважину без снятия ротора трубами диаметром 377 мм.

Для оперативности и облегчения труда бурильщика буровой насос и ротор включают посредством пневмомуфт, фрикцион и тормоз лебедки имеют пневмоусилители, включаемые шарнирными рычагами, сцепление двигателя автшасси и силовых блоков выжимается пневмокамерой (тормозной камерой) и

соединено с противозатаскивателем талевого блока. Питание пневмосистемы осушаются от компрессора автошасси или аварийного компрессора.

У поста бурильщика сконцентрировано пневмо-, гидро- и механическое управление агрегатом.

Средствами механизации на агрегате служат: гидрораскрепитель, приспособление для развинчивания бурильных труб диаметром 73 мм ротором, приспособление для выноса штанги, грузоподъемное устройство для ремонтных работ, устройство для продувки манифольда воздухом, вспомогательная катушка, механизм для бурения шурфа, монтируемый на мачте гидравлический механизм подачи, ручной насос для заправки.

Механизм подачи гидравлический, смеситель гидравлический, механизм для бурения шурфа и насосно-силовой блок поставляются по заказу потребителя в установленном порядке.

Для регистрации натяжения неподвижного конца талевого каната предусмотрен гидравлический индикатор веса ГИВ-6-11, состоящий из указателя давления, пресс-бачка с арматурой, самопишущего манометра (регистратора), смонтированных на шите, и трансформатора давления, закрепленного на канате. На агрегате применяется канат 18-Г-1-СС-Н-180 ГОСТ 7668—69.

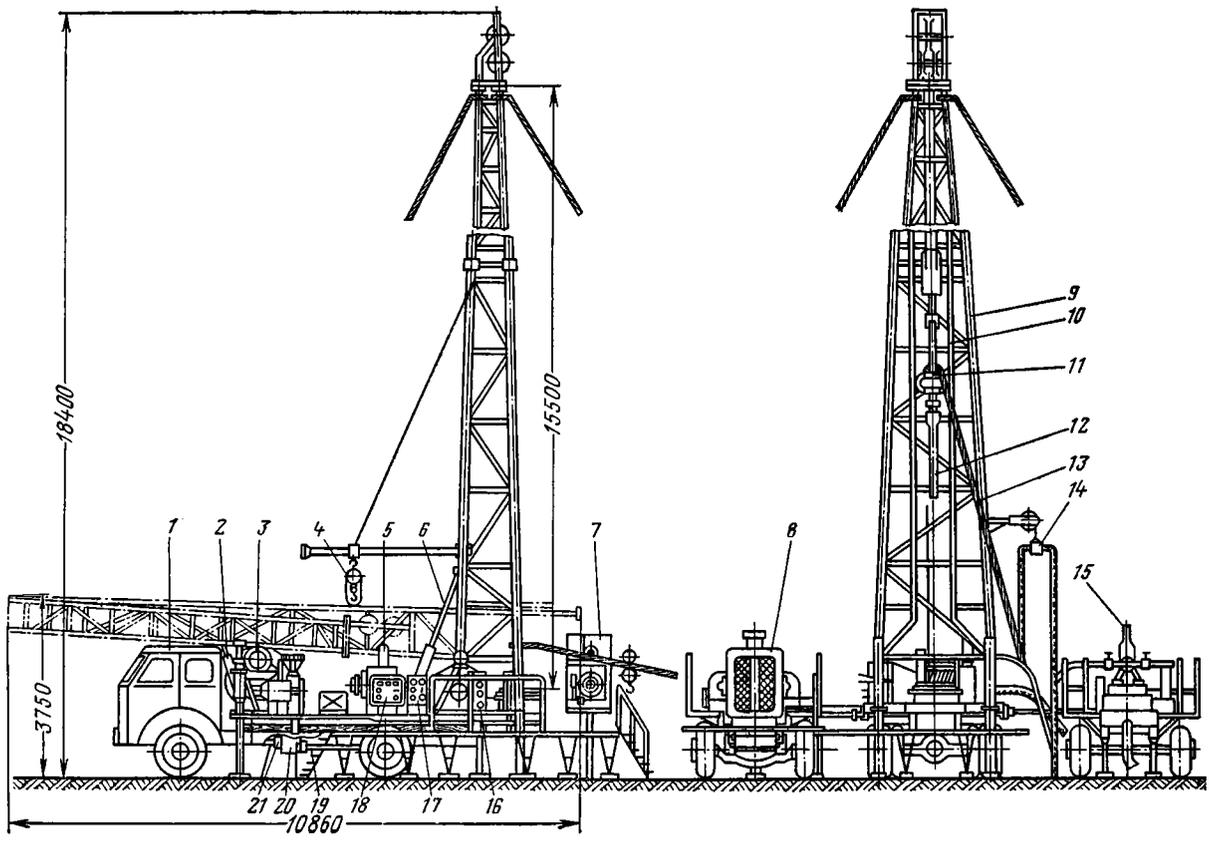
Светильники напряжением 220 В располагаются на подвесной гирлянде, фазы с напряжением 24 В устанавливаются на мачте.

При дальнейшем совершенствовании агрегата предусматривается генератор мощностью 20—30 кВт, главный фрикцион на коробке отбора мощности, мачта с увеличенным просветом, фрикционная катушка на лебедке и зацепление Новикова в роторе. Также предусматривается переход на автошасси МАЗ-5334 и шасси-прицепа МАЗ-8925. Испытано укрытие всего агрегата (рис. III.22) для работы в суровых климатических условиях.

Укрытие каркасное, быстроразборное выполняется в виде отдельных на полозьях секций для бурового, компрессорно- или насосно-силового блоков. Каркасы каждой секции соединяются между собой, образуя просторное помещение для работы бригады. Каркас закрывается покрытием из прорезиненной ткани, составленным из отдельных частей. Масса полного комплекса укрытия из двух блоков 4,5 т. Основной комплект агрегата 1БА15В и перечень инструмента даны в табл. III.5 и III.6.

ТАБЛИЦА III.5  
ОСНОВНОЙ КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ АГРЕГАТА 1БА15В

Наименование	Комплект основной, шт.	Комплект сокращенный (по заказу), шт.
Блок буровой . . . . .	1	1
Блок компрессорно-силовой . . . . .	1	—
Блок инструментальный . . . . .	1	—
Вертлюг с траверсой . . . . .	1	1
Рабочая труба, шт. . . . .	1	1
Рукав буровой с подвеской . . . . .	1	1
Мостки буровые . . . . .	1	1
Укрытие бурильщика . . . . .	1	1
Установка индикатора веса . . . . .	1	1
Вал карданный с ограждением . . . . .	1	1
Домкрат переносный, шт . . . . .	4	4
Брусья опорные . . . . .	1	1
Приспособление для выноса штанги . . . . .	1	1
Глиномешалка емкостью 0,75 м <sup>3</sup> . . . . .	1	1
Запасные части, инструмент и принадлежности согласно ведомости ЗИП . . . . .	1	1
Бурильный, спускоподъемный и ловильный инструмент . . . . .	1	1
Сопроводительная документация . . . . .		



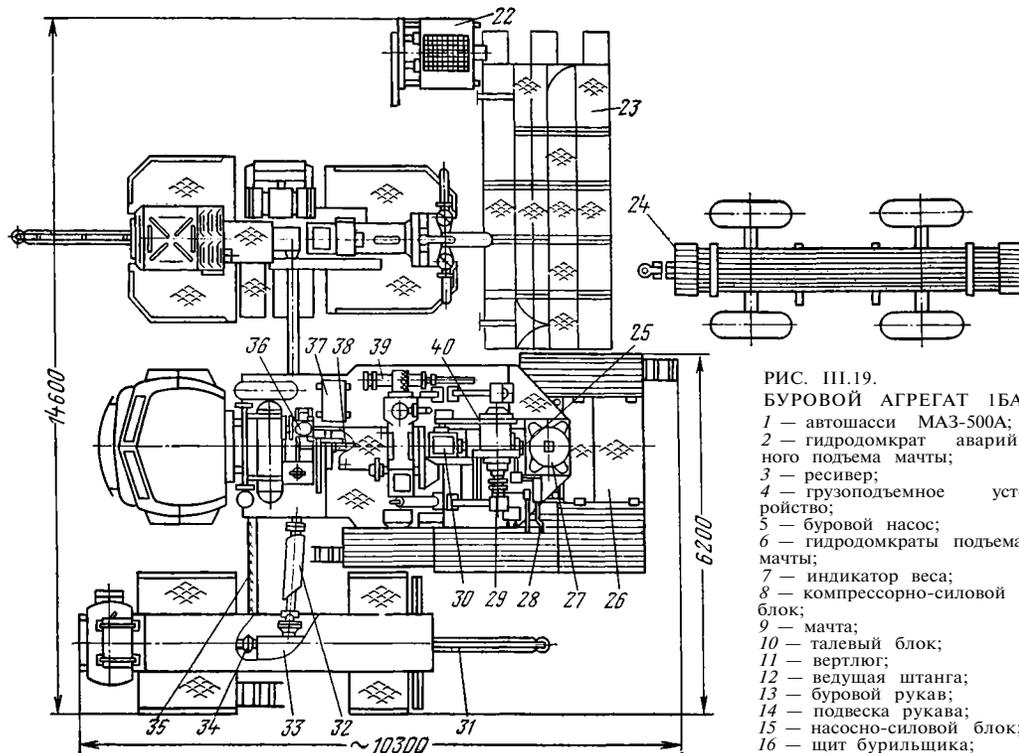


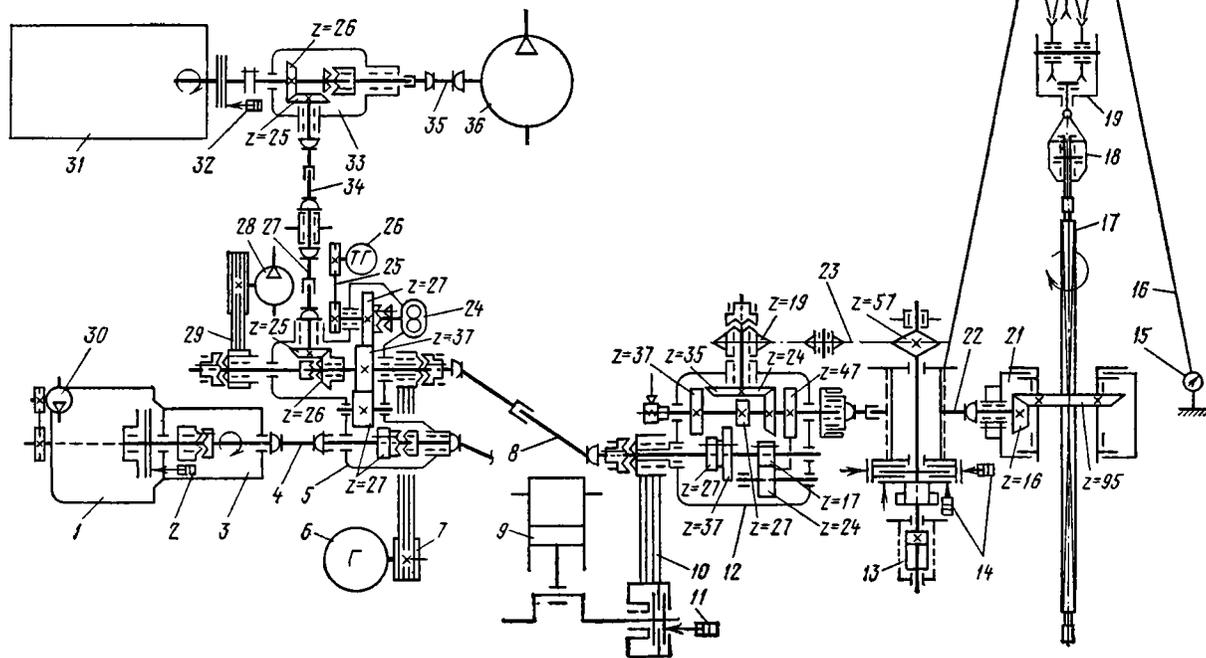
РИС. III.19.  
БУРОВЫЙ АГРЕГАТ 1БА15В:

- |  |  |
|--|--|
| 1 — автошасси МА3-500А;                    | 18 — электроштит;                        |
| 2 — гидродомкрат аварийного подъема мачты; | 19, 21, 25, 32, 34, 38 — карданные валы; |
| 3 — ресивер;                               | 20 — коробка отбора мощности;            |
| 4 — грузоподъемное устройство;             | 22 — глиномешалка;                       |
| 5 — буровой насос;                         | 23 — блок глиноочистки;                  |
| 6 — гидродомкраты подъема мачты;           | 24 — инструментальный блок;              |
| 7 — индикатор веса;                        | 26 — откидные мостки;                    |
| 8 — компрессорно-силовой блок;             | 27 — ротор;                              |
| 9 — мачта;                                 | 28 — рычаги управления;                  |
| 10 — талевый блок;                         | 29 — лебедка;                            |
| 11 — вертлюг;                              | 30 — коробка передач;                    |
| 12 — ведущая штанга;                       | 31 — шасси прицепа;                      |
| 13 — буровой рукав;                        | 33 — редуктор;                           |
| 14 — подвеска рукава;                      | 35 — пневмурукав;                        |
| 15 — насосно-силовой блок;                 | 36 — аварийный компрессор;               |
| 16 — щит бурильщика;                       | 37 — масляный бак;                       |
| 17 — гидроштит;                            | 39 — гидрораскрепитель;                  |
|  | 40 — цепная передача                     |

РИС. III.20.

КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА АГРЕГАТА 1БА15В:

- |  |   |                              |
|--|---|------------------------------|
| 1 — двигатель ЯМЗ-236;                 | 7, 10, 25, 29 — клиноременные передачи; | 21 — ротор диаметром 410 мм; |
| 2, 11, 14, 32 — пневмокамеры;          | 9 — буровой насос;                      | 23 — цепная передача;        |
| 3 — коробка передач двигателя;         | 12 — коробка передач;                   | 24 — гидронасос;             |
| 4, 8, 22, 27, 34, 35 — карданные валы; | 13 — лебедка;                           | 26 — тахогенератор;          |
| 5 — коробка отбора мощности;           | 15 — индикатор веса;                    | 28 — аварийный компрессор;   |
| 6 — генератор;                         | 16 — талевый канат;                     | 30 — компрессор двигателя;   |
|  | 17 — ведущая штанга;                    | 31 — двигатель Д-108;        |
|  | 18 — вертлюг;                           | 33 — редуктор угловой;       |
|  | 19 — талевый блок;                      | 36 — компрессор К9М          |
|  | 20 — кронблок;                          |                              |



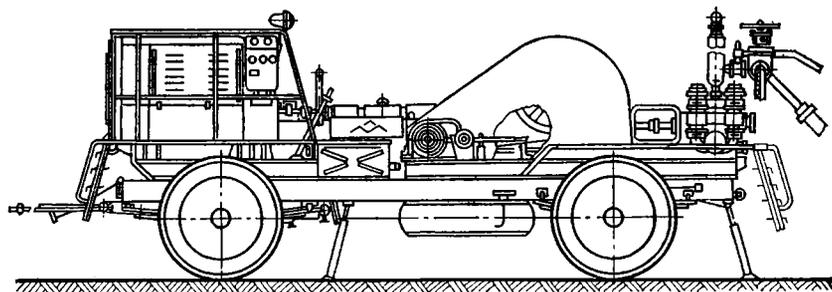


РИС. Ш.21.  
 НАСОСНО-СИЛОВОЙ БЛОК НР-15А  
 РИС. Ш.22.  
 УКРЫТИЕ АГРЕГАТА

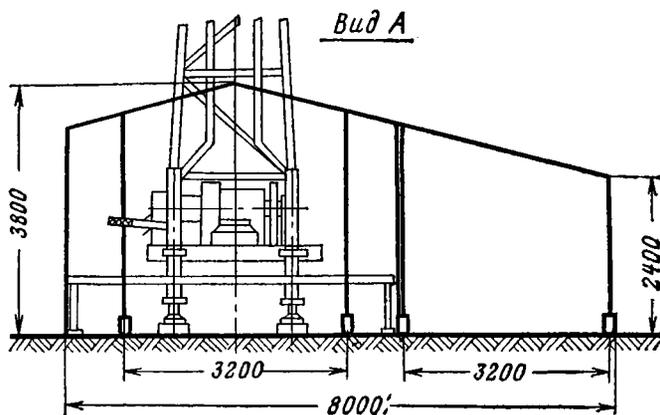
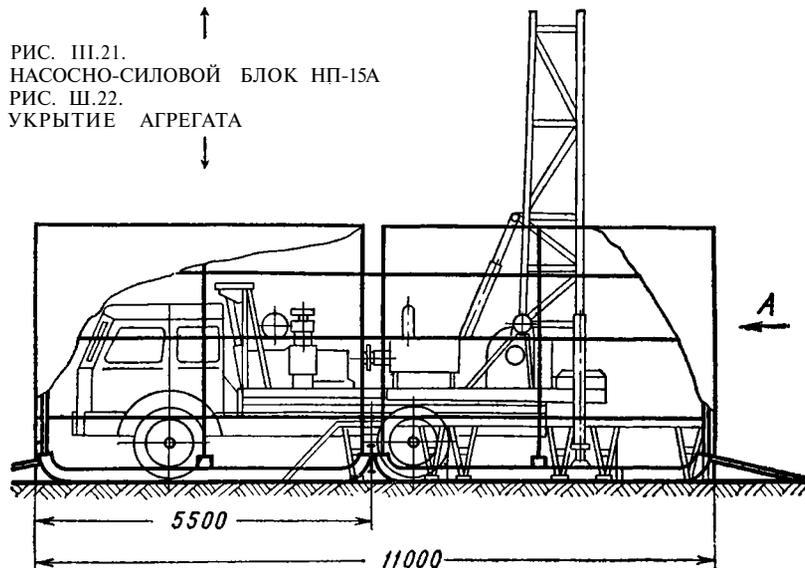


ТАБЛИЦА III.6

ПЕРЕЧЕНЬ БУРИЛЬНОГО, СПУСКО-ПОДЪЕМНОГО  
И ЛОВИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА К АГРЕГАТУ 1БА15В

Наименование	Комплект основной шт.	Комплект сокращенный (по заказу) шт.
Долото В-190 СТ ОН 26-02-128—69 . . . . .	2	—
Долото У-243С ОН 26-02-128—69 . . . . .	2	—
Долото У-295С ОН 26-02-128—69 . . . . .	2	—
Долото Д-346М ОН 26-02-128—69 . . . . .	2	—
Переводник ПМ-3-76/3-62 . . . . .	1	—
Переводник ПМ-3-76/3-121 . . . . .	1	1
Переводник ПМ-3-76/3-152 . . . . .	1	1
Переводник ПМ-3-76/3-171 . . . . .	1	1
Замок ЗН-95 ГОСТ 5286—75 . . . . .	60	—
Труба 73Х9Д ГОСТ 631—75 длиной 6 м, м . . . . .	300	—
Элеватор грузоподъемностью 20 т для бурильных труб диаметром 73 мм . . . . .	3	3
Штроп РИ-Э/10 ТУ 26-02-442—72 . . . . .	2	2
Хомут 168 ГОСТ 6669—68 . . . . .	2	—
Хомут 219 ГОСТ 6669—68 . . . . .	2	—
Хомут 273 . . . . .	2	—
Ключ РИК-95 для бурильных труб 73 . . . . .	3	3
Ключ шарнирный 73/89 . . . . .	2	—
Ключ 7813—0003Кл.21.Хр.ГОСТ 18981—73 . . . . .	1	1
Ключ 7813—0004Кл.21.Хр.ГОСТ 18981—73 . . . . .	1	1
Ключ трубный цепной КЦН № 1 ТУ 26-02-355—71 . . . . .	2	2
Ключ трубный цепной КЦН № 2 ТУ 26-02-355—71 . . . . .	2	2
Ключ трубный цепной № 3 ТУ 26-02-355—71 . . . . .	2	2
Приспособление для развинчивания бурильных труб диаметром 73 мм, компл. . . . .	1	1
Метчик МБУ-22 ОН 26-02-115—68 . . . . .	1	—
Колокол КБ80-118 ОН 26-02-114—68 . . . . .	1	—

**Буровой агрегат 2БА15Н**

Буровой агрегат 2БА15Н (рис. III.23, 24) предназначен для бурения геологических скважин на нефть и газ вращательным способом с промывкой забоя, может использоваться для бурения скважины на воду. Он удовлетворяет параметрам установки УРБ-20А ГОСТ 16151—70.

Техническая характеристика агрегата приведена в табл. III.2.

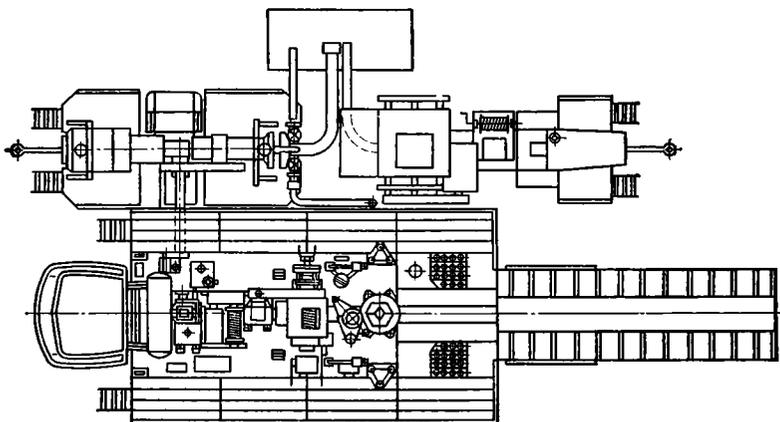
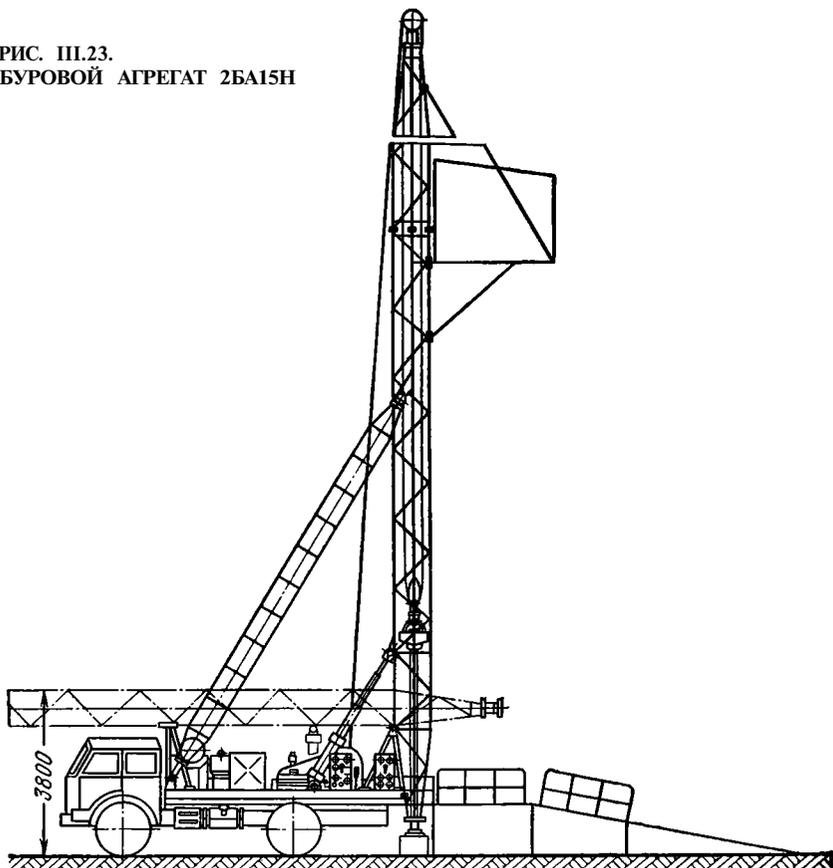
Агрегат 2БА15Н является одной из модификаций комплекса самоходных агрегатов, разработанных СКБ Кунгурского машиностроительного объединения Турбобур, и унифицирован на 60—70% с агрегатами УРБ-3А2 (БА15Н), БА15В, РА15.

Агрегат включает буровой блок на шасси МА-500А, насосно-силовой блок на шасси-прицепа МА3-5207В (или МА3-8925), блок разного оборудования на шасси прицепа МА3-5207В, рабочую площадку с подсвечниками, мостки, навесное оборудование и т. д.

На буровом блоке смонтированы коробка отбора мощности, коробка передач, ротор диаметром 410 мм, лебедка, мачта, генератор мощностью 20 кВт, аварийный компрессор, электролебедка с усилием 1 тс, механизм подачи, гидрокрепитель и механизм свинчивания труб.

На насосно-силовом блоке установлены двигатель ЯМЗ-236 с коробкой передач, редуктор, буровой насос 9МГр, стойки для транспортировки секции мачты.

РИС. III.23.  
БУРОВОЙ АГРЕГАТ 2БА15Н



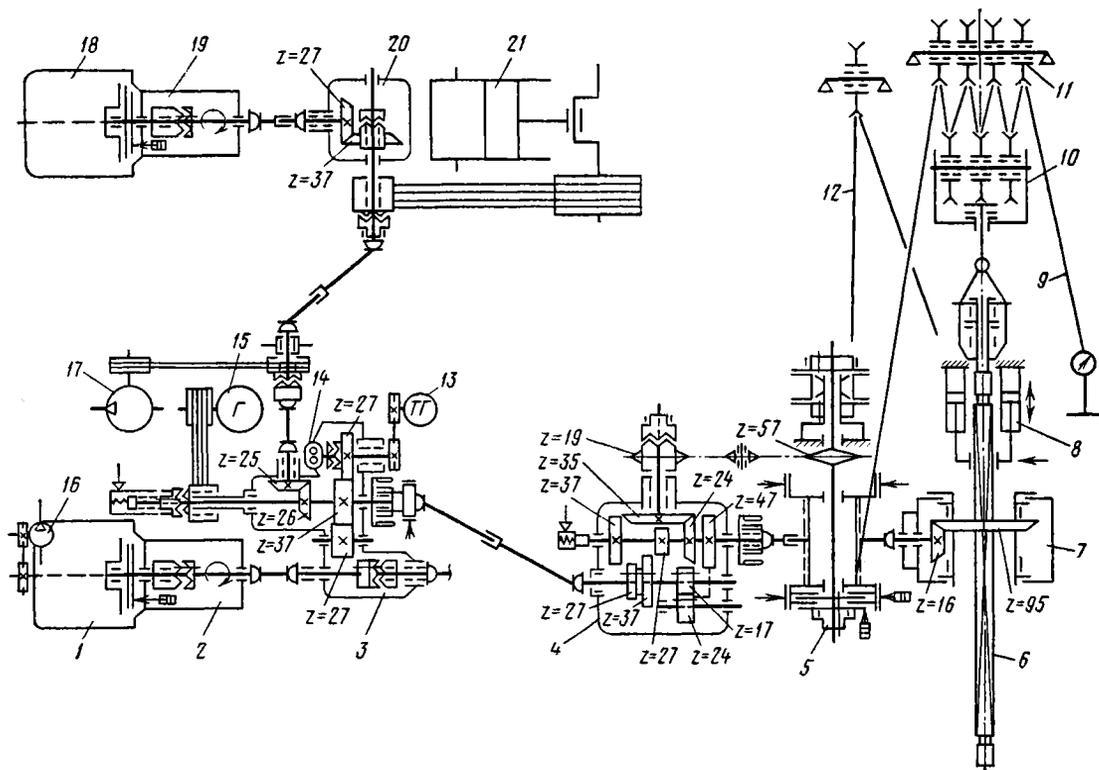


РИС. III.24.  
КИНЕМАТИЧЕСКАЯ  
СХЕМА АГРЕГАТА  
2BA15H:

- 1, 18 — двигатели ЯМЗ-236;
- 2, 19 — коробка передач двигателя;
- 3 — коробка отбора мощности;
- 4 — коробка передач;
- 5 — лебедка;
- 6 — ведущая штанга;
- 7 — ротор;
- 8 — гидравлический механизм подачи;
- 9 — талевый канат;
- 10 — талевый блок;
- 11 — кронблок;
- 12 — канат фрикционной катушки;
- 13 — тахогенератор;
- 14 — гидронасос;
- 15 — генератор 20 кВт;
- 16 — компрессор двигателя;
- 17 — аварийный компрессор;
- 20 — угловой редуктор;
- 21 — буровой насос 9МГР

На блоке разного оборудования располагаются глиномешалка с электроприводом емкостью 2 м<sup>3</sup>, электростанция мощностью 30 кВт, сварочный трансформатор и сварочный кабель длиной 50 м.

В коробке передач и отбора мощности шестерни выполнены из высокопрочных цементируемых сталей, в конической передаче ротора применено зацепление Новикова. На коробке отбора мощности имеется шинно-пневматическая муфта, играющая роль главного фрикциона.

Лебедка имеет трехдисковый фрикцион и двухленточный тормоз с пневмоусилителем. Привод лебедки осуществляется трехрядной цепью с шагом 31,75 мм.

Мачта А-образной формы с четырехроличным кронблоком. Высота ее позволяет применять свечи длиной до 13,5 м.

Прироторное пространство увеличено.

Верхняя секция съемная, транспортируется отдельно. Подъем мачты осуществляют трехступенчатыми гидродомкратами.

На мачте крепят механизм подачи. Подачу осуществляют через ведущую трубу, захватываемую кулачком гидравлического зажима, через траверсу которого передаются усилия от гидроцилиндров двойного действия на буровой инструмент. Подвеска зажима и гидроцилиндров на амортизаторах и шарнирах уменьшает вибрационные нагрузки на мачту. Механизм подачи позволяет создавать усилие вниз, вверх и вывешивать инструмент.

В гидросистеме используют для управления подъемом мачты, гидрораскрителем и механизмом подачи тракторный распределитель Р75-ЗА.

Талевый блок имеет две дополнительные проушины для штропов.

Вертлюг, буровой рукав и ведущая штанга диаметром 80X80 мм заимствованы. В роторе имеются сменные вкладыши под штангу диаметром 112X112 мм.

Для управления агрегатом использована пневмосистема, в которой имеется устройство для осушки воздуха. Предусматривается также секционное каркасное на полозьях укрытие всего агрегата.

Для освещения используют напряжения 220 В (прожекторы и ламповые светильники) и 24 В (фары автомобильные).

## **Буровая установка УБВ-600**

Установка УБВ-600 (рис. III.25, 26) предназначена для бурения разведочных и эксплуатационных скважин на воду.

Параметры ее соответствуют установке УГБ-5ВПП ГОСТ 20871—75.

Изготавливается по техническим условиям ТУ 26-02С-26—70.

Техническая характеристика приведена в табл. III.2.

Основные блоки установки (буровой и насосный) смонтированы на трехосном автошасси КраЗ-257. На каждом блоке имеется двухскоростная коробка для отбора мощности от ходового двигателя ЯМЗ-238 на привод механизмов установки. Управление коробкой отбора установлено в кабине автомобиля.

На раме бурового блока размещены угловой редуктор, двухбарабанная лебедка, вал привода ротора, компрессор для системы пневмоуправления, мачта с гидродомкратами подъема ее, закрепленная на раме лебедки.

На раме насосного блока размещены раздаточная коробка, два насоса 9МГр-61 с обвязкой, электрогенератор мощностью 30 кВт, компрессор КТ-7, устройства для спаривания насосного и бурового блоков.

Передача вращения с блока на блок осуществляется карданным валом. Суммирование мощности двух двигателей на одну трансмиссию не допускается.

Ротор с проходным отверстием диаметром 410 мм и подсвечник устанавливают на рабочей площадке ферменной конструкции.

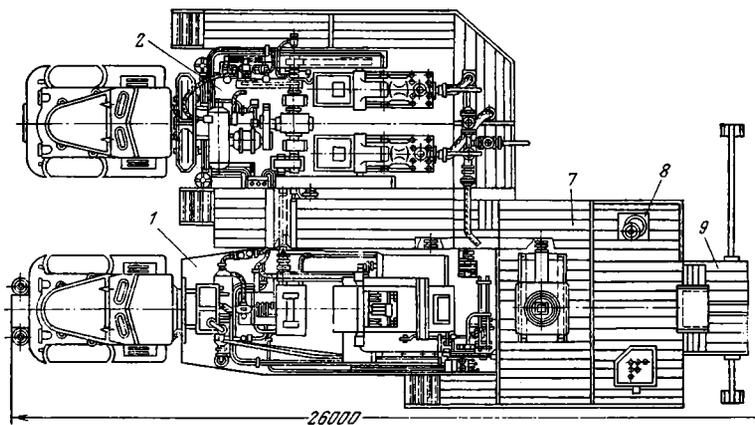
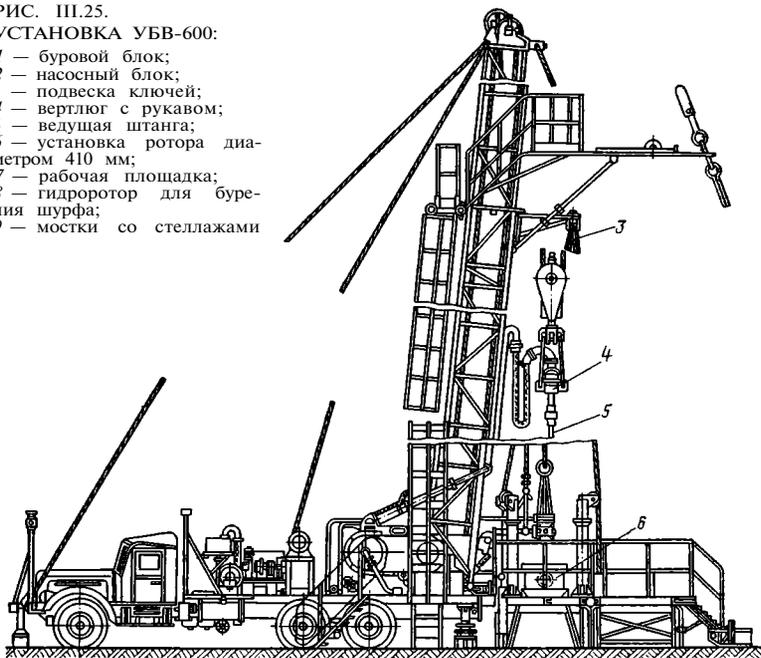
Имеются горизонтальные мостки, состоящие из двух ферм. Мостки оборудованы трубчатыми стеллажами и направляющим желобом.

Наклонная мачта телескопической конструкции. Верхняя секция выдвигается посредством талевого блока установки. На верхнем торце нижней секции крепят полати емкостью 50 свечей из труб диаметром 114 мм. Полати при транспортировке перевозятся отдельно.

РИС. III.25.

УСТАНОВКА УБВ-600:

- 1 — буровой блок;
- 2 — насосный блок;
- 3 — подвеска ключей;
- 4 — вертлюг с рукавом;
- 5 — ведущая штанга;
- 6 — установка ротора диаметром 410 мм;
- 7 — рабочая площадка;
- 8 — гидротор для бурения шурфа;
- 9 — мостки со стеллажами



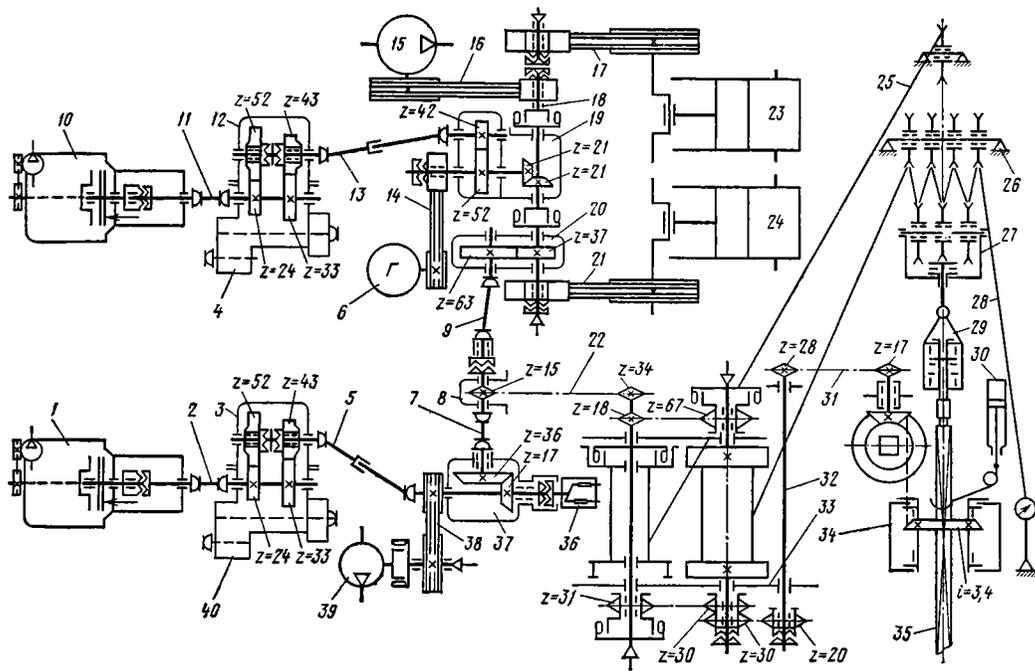


РИС. III.26.  
КИНЕМАТИЧЕСКАЯ  
СХЕМА УСТАНОВКИ  
УВБ-600:

- 1, 10 — двигатели ЯМЗ-236 с коробкой передач;  
2, 5, 7, 9, 11, 13 — карданные валы;  
3, 12 — коробки отбора мощности;  
4, 40 — раздаточные коробки шасси;  
6 — генератор;  
8 — трансмиссия цепная;  
14, 16, 17, 21, 38 — клиноремные передачи;  
15, 39 — компрессоры;  
18 — трансмиссия клиноремная;  
19 — раздаточный редуктор;  
20 — спаривающий редуктор;  
22, 31 — цепные передачи;  
23, 24 — буровые насосы;  
25 — тартальный канат;  
26 — кронблок;  
27 — талевый блок;  
28 — талевый канат;  
29 — вертлог;  
30 — гидрораскряпитель;  
32 — вал привода ротора;  
33 — лебедка;  
34 — ротор;  
35 — ведущая труба;  
36 — гидронасос;  
37 — угловой раздаточный редуктор

Лебедка состоит из бурового и тартального барабанов, включаются барабаны шинно-пневматическими муфтами.

По заказу поставляют пневмоударник, который устанавливают на раме лебедки, ключи УМК-1, ведущую трубу 112X112X12000 мм, трансформатор сварочный ТС-300, прожекторы ПЗС-25, канат диаметром 13 мм 300 м.

Для механизации работы на буровой предусматривают гидораскрепитель, трубную тележку, устройства для отвинчивания долот под ротором и бурения шурфа, электролебедку, компрессор.

Управление механизмами сосредоточено на пультах управления блоков.

Разработана унифицированная усовершенствованная установка УБВ-600Н для структурно-поискового бурения (соответствует установке УРБ-32А ГОСТ 16151—70). Она имеет усиленный раздаточный редуктор, рабочую площадку увеличенной высоты для установки противовыбросного оборудования, дополнительные фермы для монтажа блоков, полати с двумя магазинами.

### **Основной комплект поставки установки УБВ-600**

Буровой блок (с полатами, талевым блоком) в сборе.

Насосный блок в сборе.

Рабочая площадка.

Мостки со стеллажами для труб.

Вертлюг с рукавом.

Гидораскрепитель для труб.

Гидроротор для бурения шурфа под ведущую трубу.

Ротор Р-410.

Индикатор веса.

Вспомогательная лебедка электрическая.

Запасные части к установке:

Тормозная колодка, шт. . . . .	100	Манжеты гидродомкрата, компл.	1
Лента тормозная, шт. . . . .	1	Рукава РВД, компл. . . . .	1
Звездочка z = 15, шт. . . . .	1		

Запасные части и инструмент для комплектующих изделий согласно ведомостям заводов-поставщиков.

Слесарный инструмент для обслуживания установки.

Сопроводительная документация.

### **Буровая установка БУ80БрД**

Установка БУ80БрД (рис. III.27, 28) предназначена для бурения эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ, применяется при бурении глубоких скважин на воду.

Изготавливается по техническим условиям ТУ 26-02-21—73.

Техническая характеристика приведена в табл. III.2.

В состав буровой установки входят основные блоки: вышечно-лебедочный, два насосных, силовой, трансмиссионный, компрессорный и дизель-генераторный. Установка также комплектуется циркуляционной системой, топливомаслоустановкой, отопительным агрегатом и т. д.

Для ускорения монтажа и транспортирования оборудование блоков располагается на металлических основаниях. Карданные валы, соединяющие узлы между блоками, быстроразъемные соединения в местах стыковки частей манифольда и различных коммуникаций также упрощают монтаж.

Силовой привод установки состоит из трех дизелей В2-450, соединенных с турботрансформаторами ТТК-1К. Они передают мощность через цепной редуктор приводу лебедки, ротору, буровым насосам БрН-1 и компрессору КТ-6.

Цепная коробка передач имеет три прямых и обратную (реверс) передачи и передает вращение ротору и лебедке.

Лебедка связана также с регулятором подачи и гидравлическим тормозом. Включение лебедки, ротора буровых насосов, компрессора, гидротормоза осуществляется шинно-пневматическими муфтами.

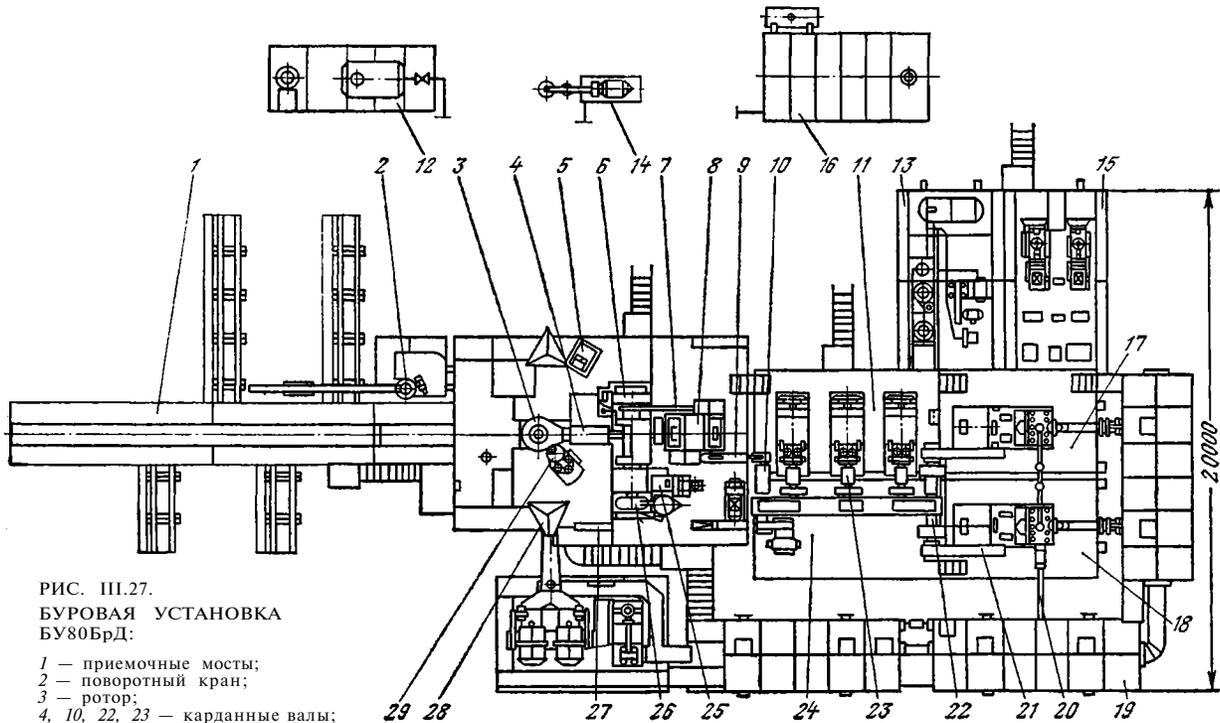


РИС. III.27.  
 БУРОВАЯ УСТАНОВКА  
 БУ80БрД:

- 1 — приемочные мосты;
- 2 — поворотный кран;
- 3 — ротор;
- 4, 10, 22, 23 — карданные валы;
- 6 — вспомогательная лебедка;
- 7, 9, 21 — цепные передачи;
- 8 — коробка передач;
- 11 — силовой блок;
- 12 — топливомаслоустановка;
- 13 — компрессорный блок;

- 14 — водяной насос;
- 15 — генераторный блок;
- 16 — отопительный агрегат;
- 17, 18 — насосные блоки;
- 19 — циркуляционная система;
- 20 — манифольд;
- 21 — цепные передачи;
- 22 — карданные валы;
- 23 — карданные валы;
- 24 — трансмиссионный блок;
- 25 — регулятор подачи;
- 26 — гидротормоз;
- 27 — контрольный пульт;
- 28 — мачта;
- 29 — автоматический ключ;

- 24 — трансмиссионный блок;
- 25 — регулятор подачи;
- 26 — гидротормоз;
- 27 — контрольный пульт;
- 28 — мачта;
- 29 — автоматический ключ;



Управление основными агрегатами происходит дистанционно с пульта бурильщика и пульта дизелиста. Имеется также рычажное управление на включение второй скорости и реверса в коробке передач и регулятора подачи.

В качестве средств механизации применяются пневмораскрепитель свечей, буровой ключ АКБ-3М, клиновой захват ПКР-Ш8, регулятор подачи долота РПДЭ, лебедка вспомогательная, консольно-поворотный кран, элементы малой механизации и приспособления (принадлежности).

Для подъема А-образной вышки применяют специальный механизм, который поставляется по запросу потребителя.

К установке прилагаются каркасы укрытия вышечно-лебедочного, дизельного, трансмиссионного и других блоков общей массой 6700 кг.

Каркасы укрытия состоят из отдельных ферм, стоек, связей. Крепление их осуществляют болтами и крючками. Каркасы насосных и трансмиссионного блоков имеют монорельсовые пути для подвески тали.

Обшивка каркасов выполняется на промыслах из местных материалов.

При транспортировке блоков в сборе каркасы укрытий можно не демонтировать. Транспортировку оборудования осуществляют крупными блоками на тягеловозах, мелкими блоками универсальным транспортом, а также самолетами и вертолетами.

### Основной комплект поставки установки БУ80БрД

Буровая установка в соответствии со спецификацией общего вида	1	Принадлежности, компл.	1
Запасные части (в том числе к покупным изделиям), компл.	1	Инструмент (слесарный), компл.	1
		Сопроводительная документация	

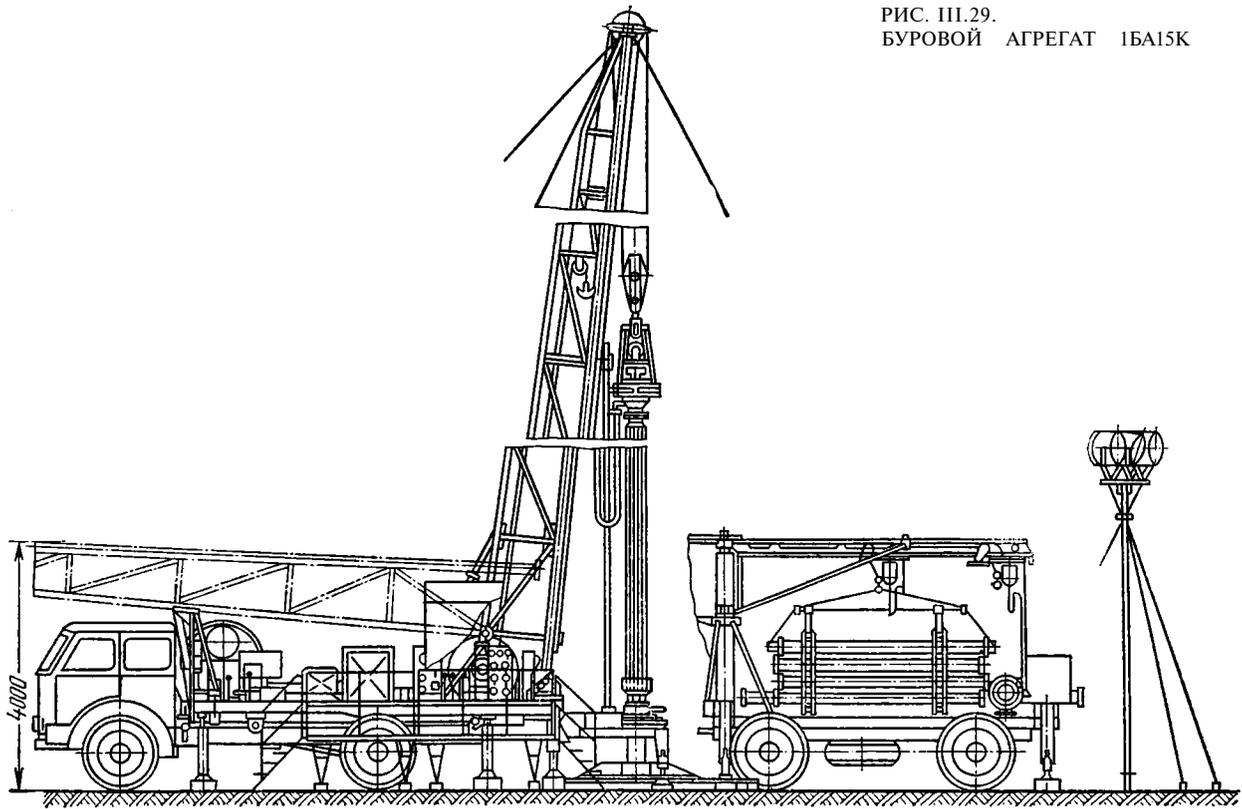
### Перечень принадлежностей к установке БУ80БрД

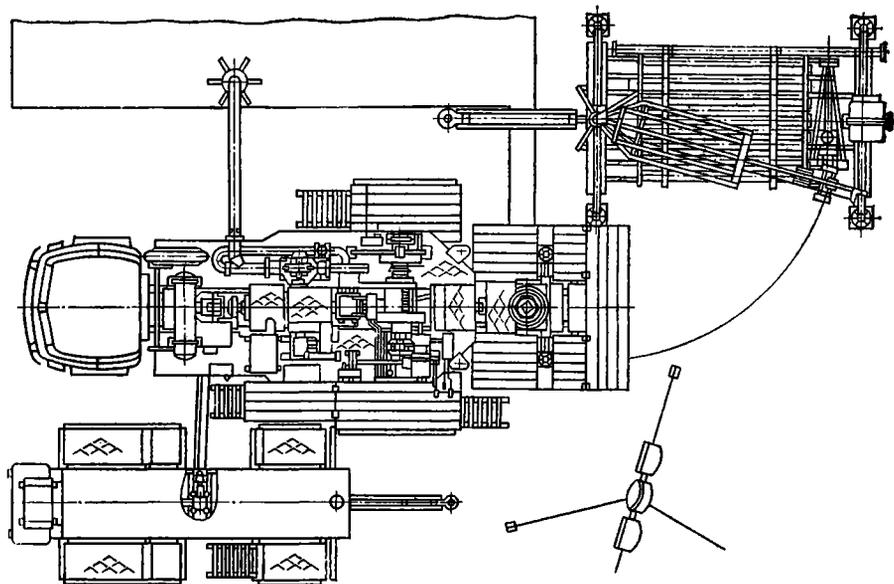
Успокоитель талевого каната, шт.	1	Подвеска ролика вспомогательной лебедки, шт.	1
Подвеска роликов машинных ключей, шт.	1	Контргруз вспомогательной лебедки, шт.	1
Желоб для направления квадрата в шурф, шт.	1	Ролик с канатом для выброса инструмента, шт.	1
Юбка, шт.	1	Съемник трансмиссии насоса и наклонной передачи, шт.	1
Домкрат грузоподъемностью 15 т, шт.	2	Приспособление для транспортирования установки тягеловозом ТК-40, шт.	4
Тележка для выброса бурильных труб на мостки, шт.	1	Шприц для консистентной смазки, шт.	1
Канат с крюком грузоподъемностью 3 т, шт.	1	Приспособление для центрирования ШПМ-1070, шт.	1
Лестница для обслуживания САТ, шт.	1	Приспособление для стяжки цепей, шт.	1
Штропы бурильные, шт.	2		
Ролик для грунтоноски, шт.	1		
Верстак слесарный, шт.	1		
Проушины для установки приспособления центрирования агрегатов, шт.	6		
Приспособление для центрирования агрегатов, шт.	4		
Приспособление для центрирования трансмиссий насоса и наклонной передачи, шт.	1		
Штихмас для измерения межцентрового расстояния между лебедкой и коробкой передач, шт.	1		
Штихмас для измерения межцентрового расстояния между лебедкой и регулятором подачи долота, шт.	1		
Приспособление для центрирования трансмиссий насоса и наклонной передачи, шт.	2		

### Буровой агрегат 1БА15К

Буровой агрегат 1БА15К (рис. ПИ.29, 30) предназначен для бурения роторным способом с обратной промывкой водозаборных, дренажных и других скважин большого диаметра. Агрегат также позволяет бурить скважины раз-

РИС. III.29.  
БУРОВОЙ АГРЕГАТ 1БА15К





личного назначения, в том числе эксплуатационные скважины на воду, с прямой промывкой забоя.

Техническая характеристика агрегата приведена в табл. III.3.

В комплект агрегата входят буровой блок на автошасси МАЗ-500А или МАЗ-5334, компрессорно-силовой блок с агрегата 1БА15В на автоприцепе МАЗ-5207В или МАЗ-5925, такелажный блок на автоприцепе, откидной ротор, вертлюг, ведущая труба, мостки и др.

На буровом блоке размещены: коробка отбора мощности с главным фрикционом и гидронасосом, коробка передач, двухбарабанная лебедка с катушкой, генератор 20 кВт со щитом, центробежный насос с угловым редуктором или буровой насос, мачта с гидромократами, аварийный компрессор Гаро. К раме блока шарнирно крепится откидной ротор с проходным отверстием стола диаметром 410 мм, уровень стола ротора расположен на высоте 1100 мм.

В корпусе ротора смонтирован редуктор с двумя фланцами, дополнительно понижающий частоту вращения стола при бурении с обратной промывкой и на прямую соединяющий ротор с коробкой передач при бурении с прямой промывкой.

При обсаживании скважины и других работах установка ротора может поворачиваться талевой системой на  $90^\circ$ , освобождая устье скважины. Транспортируется установка ротора отдельно при перебросках на дальние расстояния.

Лебедка агрегата одновальная, имеет талевый и тартальный барабаны и катушку для вспомогательных работ.

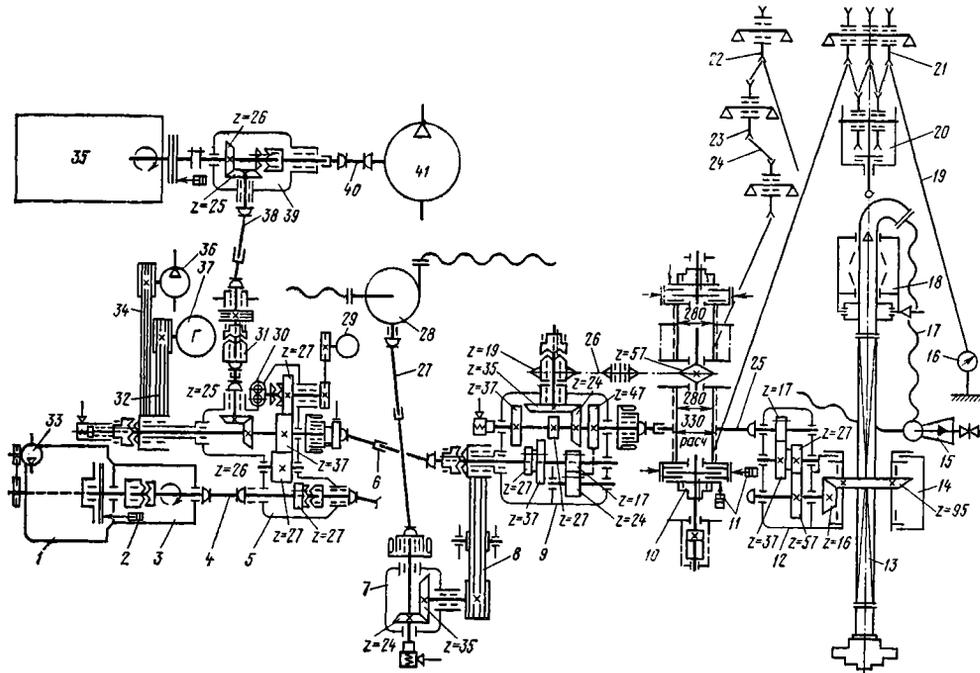
Мачта наклонная с одноосным трехроличным кронблоком и подвесным центральным роликом.

На мачте в кондукторе монтируют телескопическую направляющую, нижний конец которой при бурении крепят к раме. При спуске обсадных труб направляющая откидывается внутрь мачты.

Вертлюг, связанный с направляющей специальным шарниром, ведущая штанга, с закрепленным на ней вкладышем-элеватором, производят наращивание труб без отвода вертлюга со штангой.

РИС. III.30.  
КИНЕМАТИЧЕСКАЯ  
СХЕМА АГРЕГАТА  
1БА15К:

- 1 — двигатель ЯМЗ-236;  
2, 11 — пневмокамеры;  
3 — коробка передач двигателя;  
4, 6, 25, 27, 38, 40 — карданные валы;  
5 — коробка отбора мощности;  
7 — редуктор;  
8, 32, 34 — клиноременные передачи;  
9 — коробка передач;  
10 — лебедка;  
12 — редуктор ротора;  
13 — ведущая труба;  
14 — ротор;  
15 — гидроэлеватор;  
16 — индикатор веса;  
17 — выбросной шланг;  
18 — вертлюг;  
19 — талевый канат;  
20 — талевый блок;  
21 — кронблок;  
22 — подвесной ролик;  
23 — отклоняющие ролики;  
24 — тартальный канат;  
26 — цепная передача;  
28 — центробежный или буровой насос;  
29 — тахогенератор;  
30 — гидронасос;  
31 — боковой привод;  
33 — компрессор двигателя;  
35 — двигатель Д-108;  
36 — аварийный компрессор;  
37 — генератор 20 кВт;  
39 — угловой редуктор;  
41 — компрессор К9М.



Вертлюг и штанга, выполненные для бурения с эрлифтом, имеют проходное отверстие диаметром 148 мм и соединены между собой фланцами с болтовым креплением.

Фланцевые соединения агрегата 1БА15К унифицированы с фланцевыми соединениями эрлифтных бурильных труб и инструмента установки ФА-12.

На придаваемом к агрегату такелажном блоке имеется четырехметровая поворотная стрела с электрической талью грузоподъемностью 1 т, сварочный трансформатор с кабелем и ящик для слесарного инструмента. На блоке могут перевозиться бурильные трубы, вертлюг со штангой и т. д.

Для бурения глубоких скважин с прямой промывкой необходимо доукомплектовать агрегат навесным оборудованием (вертлюгом, буровым рукавом, ведущей трубой) и трубами диаметром 73—89 мм.

Управление основными механизмами агрегата осуществляют с поста бурильщика пневмокраями и рычагами. Для освещения используют гирлянды со светильниками напряжением 220 В, прожекторную установку и фары напряжением 24 В.

## **Буровая установка ФА-12**

Установка ФА-12 (рис. III.31, 32) предназначена для бурения скважин на воду и скважин другого назначения.

Основными способами бурения скважин являются: вращательное с обратной промывкой и отсосом выбуренного шлама глубиной до 100 м и диаметром 1270 мм, вращательное с обратной промывкой эрлифтом (при дополнительной поставке компрессорной станции) глубиной до 250 м и диаметром 1270 мм. Имеются вспомогательные способы бурения скважин: ударно-канатное без промывки глубиной 250 м и диаметром 600 мм, вращательное с прямой промывкой (при поставке отдельного бурового насоса) глубиной до 250 м и диаметром 190 мм.

Техническая характеристика приведена в табл. III.3.

Узлы установки монтируют на двухосном специальном прицепе с тяговым треугольником-дышлом и пневматическими тормозами.

Приводом служит дизельный двигатель с гидравлической муфтой и сухим однодисковым сцеплением. При длительной работе мощность двигателя 60 л. с.

От главной трансмиссии, приводимой клиноременной передачей, получают вращение коробка передач, всасывающий насос и вакуумный насос. Привод грязевого насоса осуществляют от трансмиссии двигателя карданными передачами и угловым редуктором.

На шестискоростной (пять прямых и одна обратная передача) коробке передач, используемой от грузового автомобиля, установлена цепная (шаг  $3/4$ ) коробка отбора мощности на ротор.

Лебедка приводится непосредственно от ведомого вала коробки передач.

Валы барабанов тартального и талевого (маневрового) устанавливают одним концом на раму шасси, другим базируют в угловом редукторе, через который осуществляют их привод. Вал бурового (инструментального) барабана приводится от тартального барабана, имеющего предохранительное звено цепной передачи (шаг  $1/4$ ) и связан зубчатой передачей и кривошипным валом балансирного ударного механизма. Для бурильного барабана и ударного механизма предусмотрена работа на одной прямой передаче.

Буровой барабан связан с фрикционным механизмом подачи зубчато-цепной передачей ( $z = 63$ ). Малый маховик механизма подачи затормаживает при механической подаче звездочку цепной передачи при помощи дисков из ферродо и пружин. Большим маховиком осуществляют ручную подачу при отвернутом малом маховике.

Главные тормоза барабанов лебедки ленточные с механическим приводом. Стол ротора приводится во вращение цилиндрической и конической зубчатыми передачами с передаточным числом 26,9. При замене цилиндрических шестерен, что необходимо для повышения частоты вращения стола особенно при прямой промывке, передаточное число достигает величин 8, 11.

РИС. III.31.

УСТАНОВКА FA-12:

- 1 — мачта;
- 2 — талевый блок;
- 3 — вакуумный шланг;
- 4 — вертлюг;
- 5 — ведущая труба;
- 6 — выбросной шланг;
- 7 — направляющая;
- 8 — рама ротора;
- 9 — ротор;
- 10 — ударный механизм;
- 11 — буровой барабан;
- 12 — тартальный барабан;
- 13 — привод бурового насоса;
- 14 — коробка передач;
- 15 — клиноременная передача;
- 16 — установка двигателя с гидромуфтой;
- 17 — прицеп;
- 18 — вакуумный бак;
- 19 — вакуумный насос;
- 20 — охладитель;
- 21 — всасывающий насос;
- 22 — цепная коробка отбора мощности;
- 23 — угловой редуктор лебедки;
- 24 — талевый барабан;
- 25 — управления;
- 26 — механизм подачи

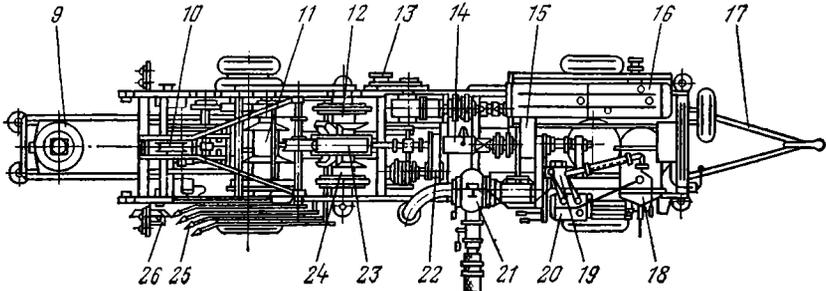
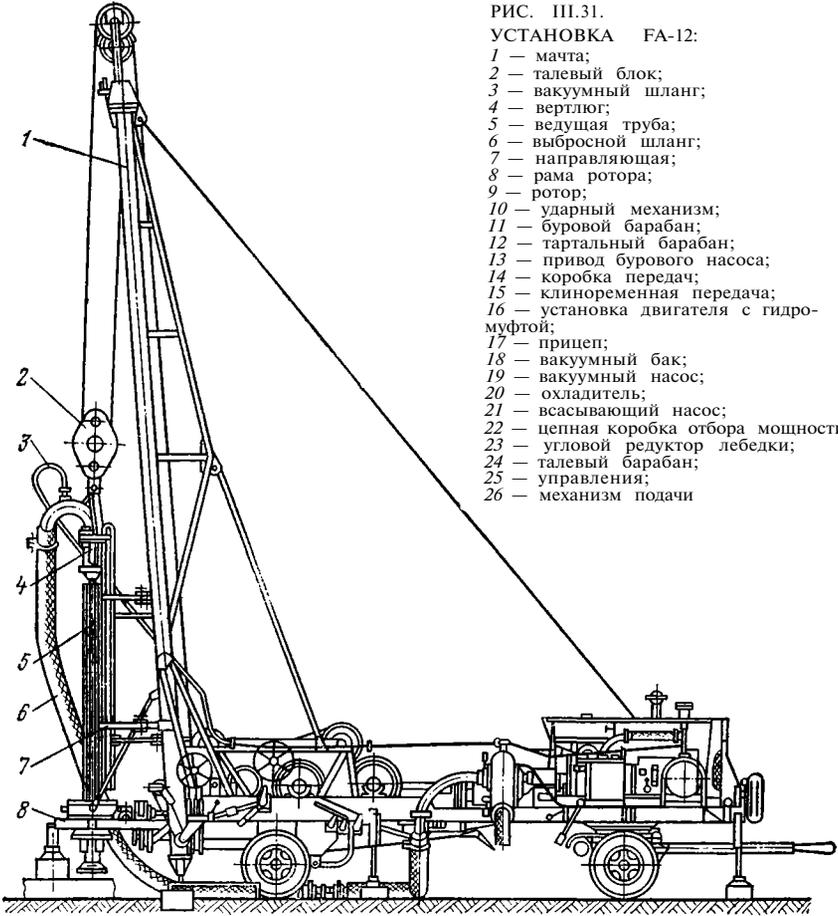


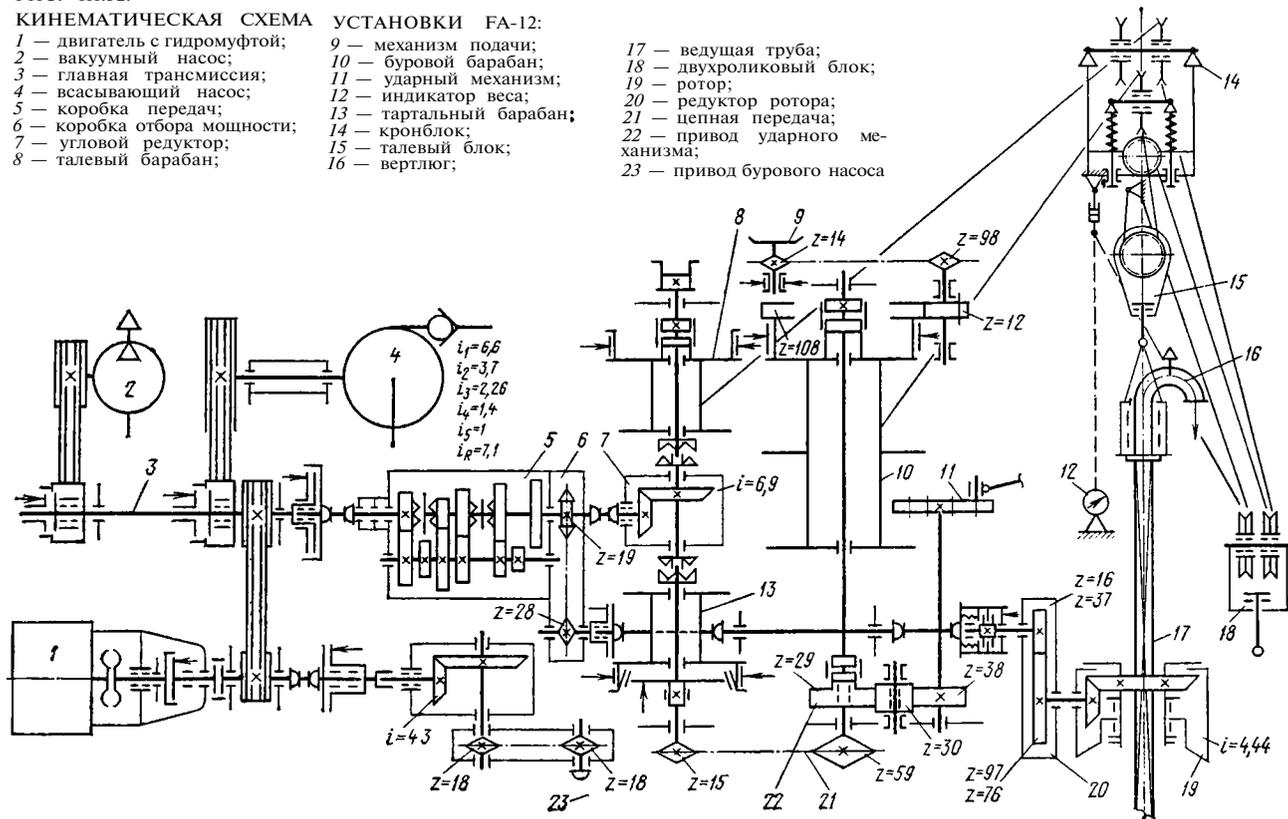
РИС. III.32.

КИНЕМАТИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВКИ FA-12:

- 1 — двигатель с гидромфтой;
- 2 — вакуумный насос;
- 3 — главная трансмиссия;
- 4 — всасывающий насос;
- 5 — коробка передач;
- 6 — коробка отбора мощности;
- 7 — угловой редуктор;
- 8 — талевый барабан;

- 9 — механизм подачи;
- 10 — буровой барабан;
- 11 — ударный механизм;
- 12 — индикатор веса;
- 13 — тартальный барабан;
- 14 — кронблок;
- 15 — талевый блок;
- 16 — вертлюг;

- 17 — ведущая труба;
- 18 — двухроликковый блок;
- 19 — ротор;
- 20 — редуктор ротора;
- 21 — цепная передача;
- 22 — привод ударного механизма;
- 23 — привод бурового насоса



Для ограничения крутящего момента на столе ротора применяют фрикционную предохранительную муфту, буксование которой происходит при моменте, равном 37,3 кгс·м.

Величина крутящего момента, передаваемого бурильным трубам (соответственно двум исполнениям зацепления): при непрерывной (длительной) работе 400 и 120 кгс·м и максимальной — 900 и 270 кгс·м.

Цельносварная мачта (масса 2,2 т) имеет свободную высоту от земли 12 м, кронблок ее состоит из 4 роликов, поднимается она при помощи бурового барабана лебедки.

Установка имеет два талевых блока. Один блок однороличный максимальной грузоподъемностью 10 т применяется при работе с буровым барабаном,

ТАБЛИЦА III.7

ПЕРЕЧЕНЬ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА  
ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ.  
ПОСТАВЛЯЕМОГО ПО ЗАКАЗУ К УСТАНОВКЕ FA-12

Наименование	Масса кг	Бурение	
		с вакуу- мом	С эрлиф- том
Бурильная труба длиной 3 м с внутренним диаметром 141 мм и фланцевым соединением	86	X	—
Бурильная труба с внутренним диаметром 141 мм и двумя воздушными трубами с внутренним диаметром 29 мм с фланцевым соединением	97	—	X
Переходник для бурения с эрлифтом	117	—	X
Подкладная вилка	16	X	X
Трубный подъемник	16	X	X
Одношарошечное долото диаметром 444,5 мм с фланцевым соединением	247	X	X
То же диаметром 609,6 мм	349	X	X
» диаметр 762 мм	800	X	X
» диаметр 1016 мм	964	X	X
» диаметр 1270 мм	1048	X	X
Лопастное долото диаметром 444,5 мм с фланцевым соединением	56	X	X
То же диаметром 1270 мм	103	X	X
Лопастное ступенчатое долото диаметром 444,5 мм с фланцевым соединением	96	X	X
То же диаметром 609,6 мм	110	X	X
» диаметр 762 мм	207	X	X
» диаметр 1016 мм	322	X	X
» диаметр 1270 мм	416	X	X
Грейфер для очистки диаметром 500 мм	136	X	X
То же диаметром 800 мм	308	X	X
Поршневые желонки	—	X	X
Подъемники для обсадных труб	—	X	X
Хомуты для обсадных труб	—	X	X
Трубные элеваторы для 4 обсадных труб	—	X	X
Труبولовки для обсадных труб	—	X	X
Внутренние трубобрезки для обсадных труб	—	X	X
Ключи для обсадных труб	—	X	X
Ключи с цепью	60	X	X

когда масса инструмента не превышает 6 т. Второй блок двухроличный максимальной грузоподъемностью 20 т применяется при работе от талевого барабана.

В комплект установки входят вертлюг СНА-10 для бурения всасыванием и вертлюг СНА-10 для бурения эрлифтом. Они имеют рабочую нагрузку 5 т и максимальную 10 тс, проходное отверстие диаметром 150 мм.

Поставляемый по заказу для бурения с прямой промывкой вертлюг СН-10 имеет максимальную грузоподъемность 10 т, проходное отверстие 27 мм.

Ведущая труба для бурения с обратной промывкой имеет длину 4 м, диаметр 165 мм и проходное отверстие 141 мм.

Труба соединяется с вертлюгом и бурильными трубами с помощью фланцев и болтов. Трубы имеют внутренний диаметр также 141 мм.

Для отсоса применяется на установке вакуумный насос с жидкостным кольцом. Масса установки для бурения с отсосом без бурового инструмента и запасных частей составляет 16,7 т.

По заказу поставляется мотокомпрессор МС-5, состоящий из двигателя номинальной мощности 60 л. с. и компрессора, монтируемых на двухколесном шасси. Масса станции 1,65 т. Масса всего комплекта оборудования для бурения с эрлифтом (вертлюг, штанга, мотокомпрессор и др.), поставляемого по заказу, — 2,16 т.

По заказу также поставляется для бурения с прямой промывкой поршневой двойного действия насос 2Р-35. Масса насоса 0,59 т.

Масса полного комплекта для бурения с прямой промывкой (вертлюг, штанга, трансмиссия, обвязка и др.) 2,6 т.

Для освещения установки используют генератор с напряжением 12 В и аккумуляторы двигателя, возможно освещение от сети через трансформатор напряжением 220/12В и мощностью 200 ВА.

Управление установкой в основном сконцентрировано на посту бурильщика. Система управления механическая.

Для включения всасывающего, вакуумного, бурового насосов, коробки передач, ротора применяются отдельные фрикционные дисковые муфты, облегчающие управление.

Перечень бурового инструмента для вращательного бурения приведен в табл. III.7.

## **Буровая установка FA-20**

Установка FA-20 (рис. III.33) предназначена для бурения скважин на воду и другого назначения.

Способы бурения и основные параметры аналогичны установке FA-12.

Техническая характеристика установки приведена в табл. III.3.

На двухосном прицепе смонтированы двигатель с гидромуфтой, всасывающий и вакуумный насосы. От двухскоростной коробки передач осуществляется привод лебедки цепью. На общей раме лебедки располагаются талевый, таргальный, буровой барабаны и ударный механизм.

Вал бурового барабана приводится цепной передачей от вала таргального и талевого барабанов.

Предусмотрены на установке роторы с проходными отверстиями 400 и 800 мм, монтируемые на откидной раме.

От ведущего вала коробки передач получают вращение всасывающий центробежный насос и маслонасосная установка 725В,-2000.

Всасывающий насос установлен на шасси, что улучшает его работу. Включение цепной передачи на лебедку всасывающего насоса маслонасосной установки осуществляют пневмофрикционными. Клиноременная передача от двигателя на коробку передач включается пневмомуфтой 250Х80.

Компрессор С-350 для пневмоуправления приводится непосредственно от двигателя. Мачту установки поднимают гидродомкратом.

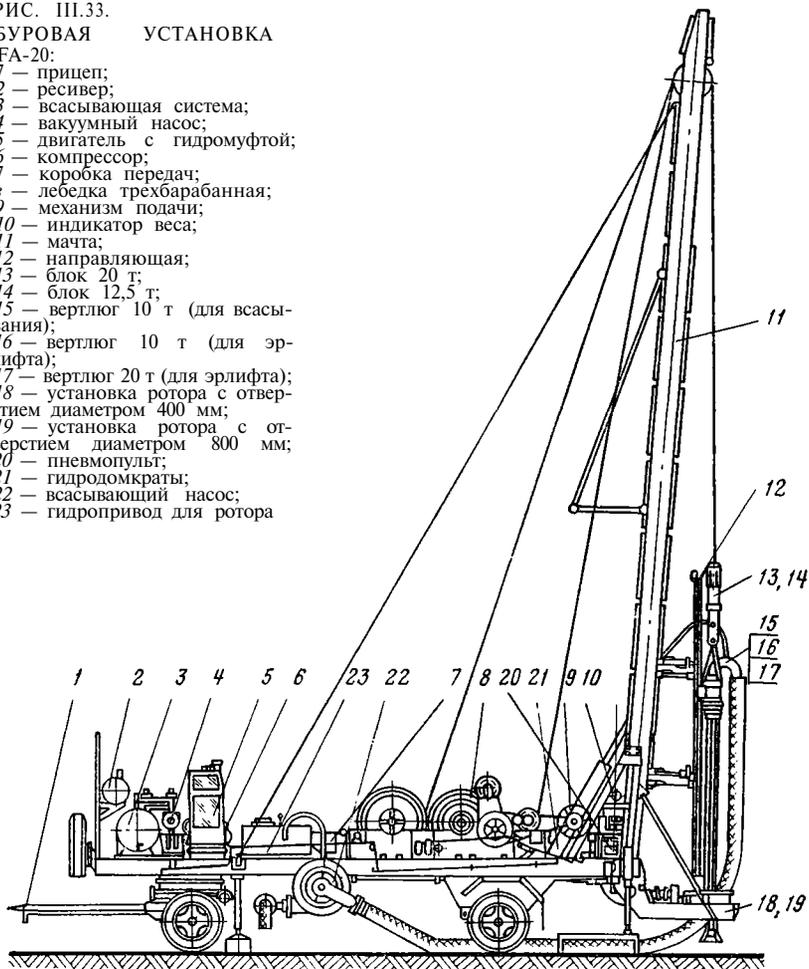
Для освещения используют генератор напряжением 12 В, аккумуляторы емкостью 200 В или трансформатор.

РИС. III.33.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА

ФА-20:

- 7 — прицеп;
- 2 — ресивер;
- 3 — всасывающая система;
- 4 — вакуумный насос;
- 5 — двигатель с гидромфтой;
- 6 — компрессор;
- 7 — коробка передач;
- 8 — лебедка трехбарabanная;
- 9 — механизм подачи;
- 10 — индикатор веса;
- 11 — мачта;
- 12 — направляющая;
- 13 — блок 20 т;
- 14 — блок 12,5 т;
- 15 — вертлюг 10 т (для всасывания);
- 16 — вертлюг 10 т (для эрлифта);
- 17 — вертлюг 20 т (для эрлифта);
- 18 — установка ротора с отверстием диаметром 400 мм;
- 19 — установка ротора с отверстием диаметром 800 мм;
- 20 — пневмопульт;
- 21 — гидродомкраты;
- 22 — всасывающий насос;
- 23 — гидропривод для ротора



**Буровая установка ФА-10**

Установка ФА-10 (рис. III.34) предназначена для бурения скважин на воду и другого назначения.

Техническая характеристика ее приведена в табл. III.3.

Установка позволяет при оснащении ее соответствующим инструментом и оборудованием бурить скважины:

- а) буром-змеевиком глубиной 14 м и диаметром 600 мм;
- б) ударно-канатным способом глубиной 150 м и диаметром до 600 мм;
- в) вращательным способом с прямой промывкой глубиной 150 м и диаметром до 250 мм (поставляется дополнительно буровой насос ЗР-40 с дизелем Д-116 массой 1,65 т);
- г) вращательным способом с обратной промывкой и отсосом выбуренного шлама глубиной 100 м и диаметром до 1016 мм (поставляется дополнительно всасывающая установка массой 3,3 т);

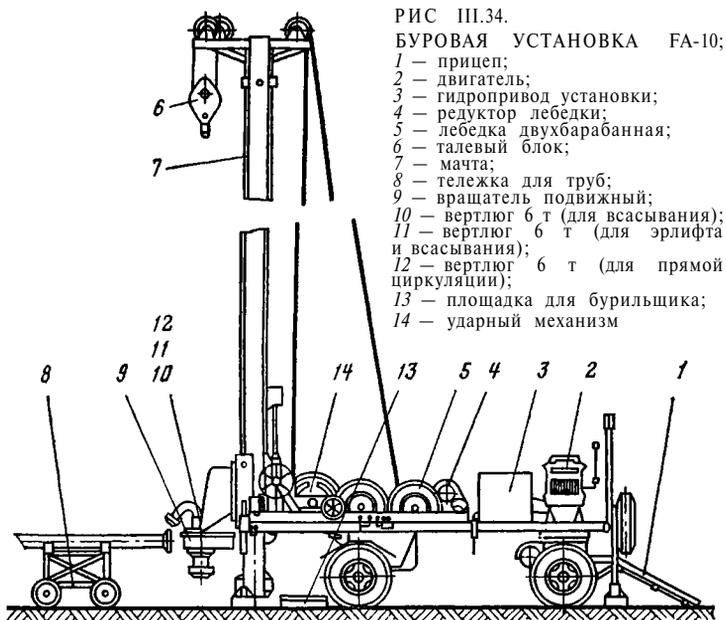


РИС III.34.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА FA-10;

- 1 — прицеп;
- 2 — двигатель;
- 3 — гидропривод установки;
- 4 — редуктор лебедки;
- 5 — лебедка двухбарабанная;
- 6 — талевый блок;
- 7 — мачта;
- 8 — тележка для труб;
- 9 — вращатель подвижный;
- 10 — вертлюг 6 т (для всасывания);
- 11 — вертлюг 6 т (для эрлифта и всасывания);
- 12 — вертлюг 6 т (для прямой циркуляции);
- 13 — площадка для бурильщика;
- 14 — ударный механизм

д) вращательным способом с обратной промывкой эрлифтом глубиной 150 м и диаметром 1016 мм (поставляется дополнительно мотокомпрессор МС-5 мас-сой 1,65 т).

Буровую установку монтируют на двухосном прицепе. Силовым приводом является дизель Д-116 с муфтой сцепления мощностью 45 л. с, от которого клиноременной передачей приводится маслonaсoная установка 725В<sub>1</sub>.

Лебедка и подвижный вращатель имеют гидростатический привод.

Буровой и тартальный барабаны соединены и находятся на одном валу, последний связан зубчатыми передачами с валом талевого (подъемного) барабана и ударным механизмом. Цилиндрический редуктор лебедки на входе имеет дисковый фрикцион.

Установка может комплектоваться несколькими вертлюгами (СД-6 для прямой промывки, СА-6 для обратной промывки с отсосом, САА-6 для эрлифта и отсоса, СА-6 для эрлифта) максимальной грузоподъемностью 6,3 т.

### Установка БА-1 и УВД-100

Изготавливались образцы установок БА-1 и УВД-100 для бурения скважин глубиной 100—150 м с обратно-всасывающей промывкой, транспортной базой которых служат трейлеры. Установки не получили практического применения.

### Ремонтный агрегат PA15

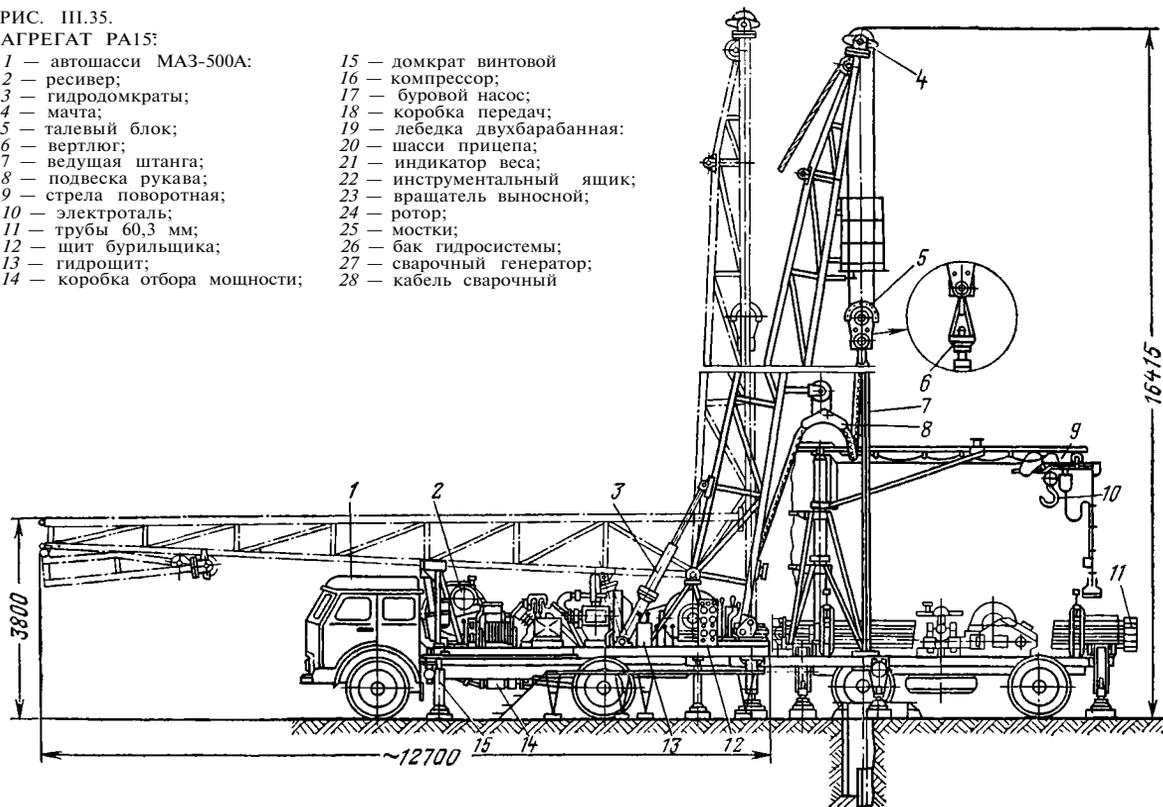
Агрегат PA15 (рис. III.35, III.36) предназначен для капитального ремонта скважин на воду в районах, доступных для автотранспорта. Агрегат может также применяться для бурения вращательным способом скважин различного назначения.

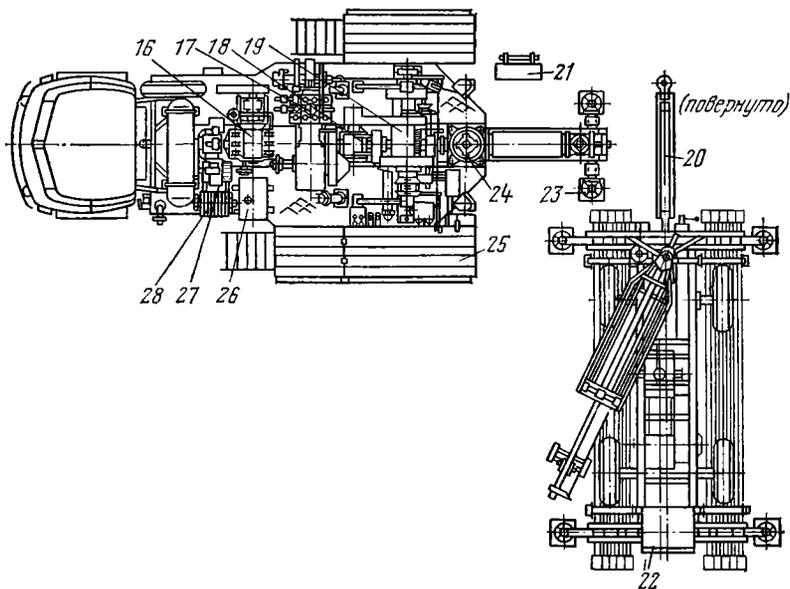
РИС. ПЛ.35.

## АГРЕГАТ РА15:

- 1 — автошасси МАЗ-500А;  
 2 — ресивер;  
 3 — гидродомкраты;  
 4 — мачта;  
 5 — талевый блок;  
 6 — вертлюг;  
 7 — ведущая штанга;  
 8 — подвеска рукава;  
 9 — стрела поворотная;  
 10 — электроталь;  
 11 — трубы 60,3 мм;  
 12 — щит бурильщика;  
 13 — гидроцит;  
 14 — коробка отбора мощности;

- 15 — домкрат винтовой  
 16 — компрессор;  
 17 — буровой насос;  
 18 — коробка передач;  
 19 — лебедка двухбарабанная;  
 20 — шасси прицепа;  
 21 — индикатор веса;  
 22 — инструментальный ящик;  
 23 — вращатель выносной;  
 24 — ротор;  
 25 — мостки;  
 26 — бак гидросистемы;  
 27 — сварочный генератор;  
 28 — кабель сварочный





Изготовление его предусмотрено по ТУ 26-02-717—76.

Техническая характеристика агрегата приведена в табл. III.3.

Буровой блок агрегата смонтирован на автошасси МА3-500А или МА3-5334, такелажный блок на шасси прицепа МА3-5207В или МА3-5925.

Привод механизмов осуществляется от ходового двигателя ЯМЗ-236 через коробку отбора мощности, имеющей главный фрикцион.

На раме агрегата со съемной задней панелью смонтированы коробка передач, лебедка двухбарабанная с катушкой, ротор диаметром 250 мм, буровой насос 11ГрИ (впоследствии НБ12-63-40), компрессор ПК-5,25, сварочный генератор, гидрораскрепитель, мачта с гидродомкратами.

На такелажном блоке расположены поворотная стрела с вылетом 4 м, электрическая таль грузоподъемностью 1 т, ручной кислотный насос, аутригеры, трубы. На нем может также устанавливаться буровой насос с приводом от бурового блока.

Мачта для расширения технологических возможностей имеет три положения, два из них наклонные с вылетом 1,4 и 2 м.

При вертикальном положении максимальная грузоподъемность 30 т при оснастке 3Х4.

К агрегату прилагаются трех- и двухроличные талевые блоки, навесное оборудование, противозатаскиватель, огнетушитель, тиски, ручной насос для заправки, выносной вращатель с приводом от ротора для вращения инструмента при наклонной мачте.

Управление механизмами агрегата рычажное и пневматическое.

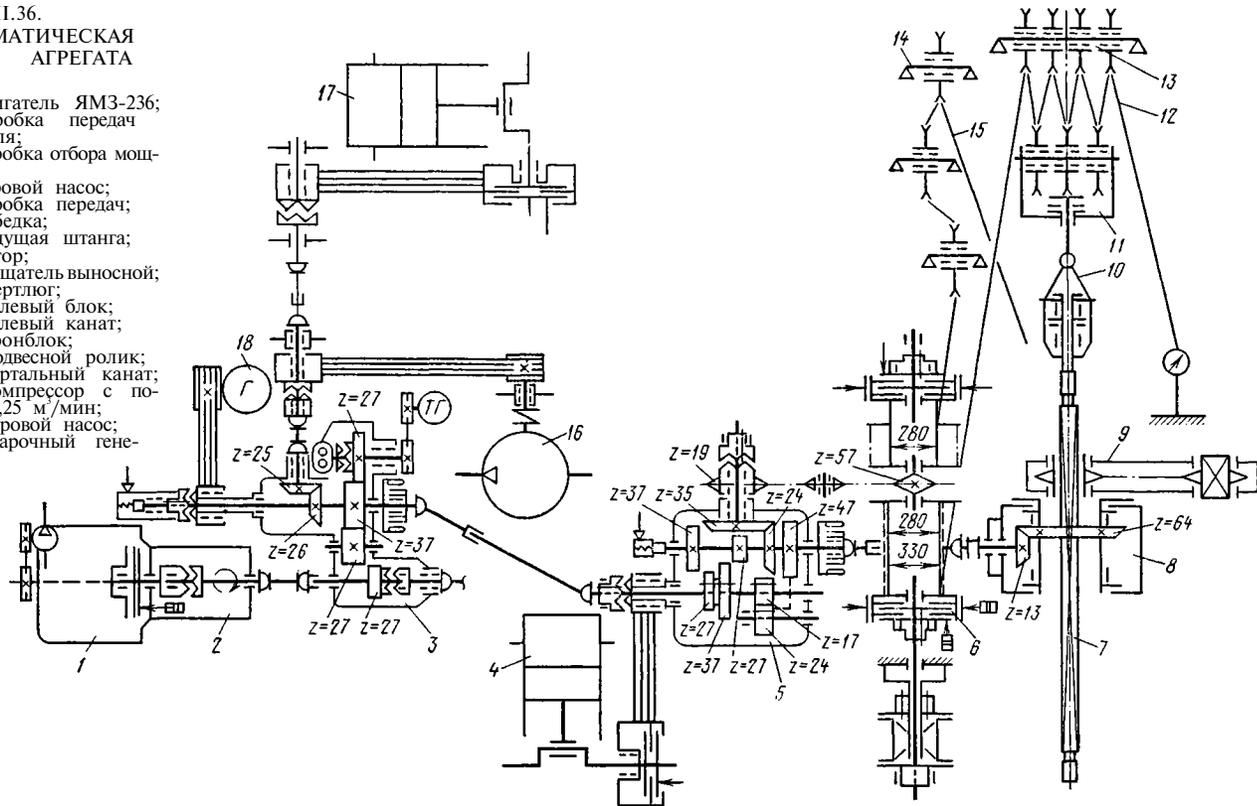
Управление гидродомкратами подъема мачты и гидрораскрепителями осуществляют тракторным распределителем Р75-П2А,

РИС. III.36.

КИНЕМАТИЧЕСКАЯ  
СХЕМА АГРЕГАТА

РА15:

- 1 — двигатель ЯМЗ-236;
- 2 — коробка передач двигателя;
- 3 — коробка отбора мощности;
- 4 — буровой насос;
- 6 — коробка передач;
- 6 — лебедка;
- 7 — ведущая штанга;
- 8 — ротор;
- 9 — вращатель выносной;
- 10 — вертлюг;
- 11 — талевый блок;
- 12 — талевый канат;
- 13 — кронблок;
- 14 — подвесной ролик;
- 15 — тартальный канат;
- 16 — компрессор с подачей 5,25 м<sup>3</sup>/мин;
- 17 — буровой насос;
- 18 — сварочный генератор



Агрегат имеет широкий диапазон скоростей на лебедке и роторе, средства для ведения откачек, промывки, цементирования, очистки фильтров, разбуривания пласта, извлечения обсадных труб, для сварочных работ и др.

Агрегат РА15 с агрегатами УРБ-3А2, УРБ-3А3, 1БА15В, 1БА15Н, 2БА15Н, 1БА15К составляет унифицированный комплекс самоходных агрегатов для бурения и ремонта скважин различного назначения.

### Основной комплект поставки агрегата РА-15

Блок буровой, компл. . . . .	1	Вал карданный бокового привода,	
Блок такелажный, компл. . . . .	1	шт. . . . .	1
Рукав буровой, шт. . . . .	1	Домкрат переносной, шт. . . . .	4
Вертлюг, шт. . . . .	1	Брусья опорные, компл. . . . .	1
Талевый блок двухроликковый, шт. . . . .	1	Запасные части, инструмент и принадлеж-ности, компл. . . . .	1
Рабочая труба, компл. . . . .	1	Бурильный и спуско-подъемный инструмент, компл. . . . .	1
Мостки, компл. . . . .	1	Сопроводительная документация	
Гирлянда осветительная, компл. . . . .	1		
Укрытие бурильщика, компл. . . . .	1		
Установка индикатора веса, компл. . . . .	1		

### Перечень бурильного и спуско-подъемного инструмента к агрегату РА-15

Трубы бурильные диаметром 60,3 мм, $L = 6$ м, м . . . . .	300
Вилка подкладная для труб диаметром 60,3 мм, шт. . . . .	2
Элеватор 7,5МЗ-50 ГОСТ 8542—76, шт. . . . .	2
Элеватор 15МЗ-50 ГОСТ 8542—76, шт. . . . .	1
Ключ шарнирный для труб диаметром 60,3 мм, шт. . . . .	2
Ключ трубный цепной КЦН № 1 ТУ 26-02-355—71, шт. . . . .	2
Приспособление для развинчивания бурильных труб диаметром 60,3 мм, компл. . . . .	1

### Вертлюги и талевые блоки

В описанных выше буровых установках применяются различные вертлюги, служащие для подачи промывочной жидкости к забою и поддержания вращающихся бурильных труб, и талевые блоки, предназначенные для спуско-подъемных операций и поддержания на весу бурильных или обсадных труб (рис. III.37, III.38).

Основные параметры указанных вертлюгов и талевых блоков приводятся в табл. III.8 и табл. III.9.

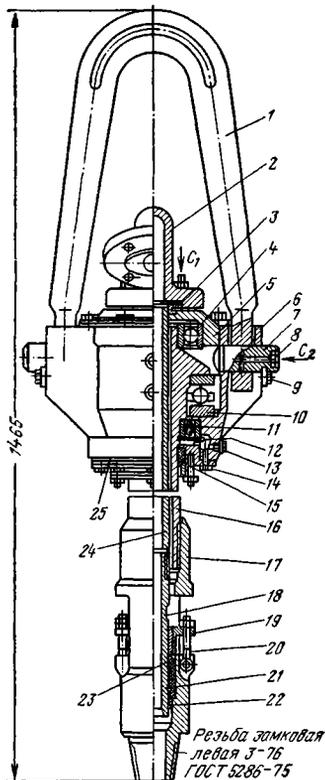


РИС III.37.

ВЕРТЛЮГ:

- 1 — штроп;
- 2 — отвод;
- 3 — прокладка;
- 4, 10, 11 — подшипник;
- 5, 25 — крышка;
- 6 — корпус;
- 7 — ось;
- 8 — пресс-масленка;
- 9 — ригель;
- 12, 22 — кольцо;
- 13 — пробка;
- 14 — болт;
- 15 — сальник;
- 16 — шпindelь;
- 17 — замок;
- 18 — грязевая труба;
- 19 — крышка сальника;
- 20 — болт откидной;
- 21 — набивка;
- 23 — втулка;
- 24 — труба

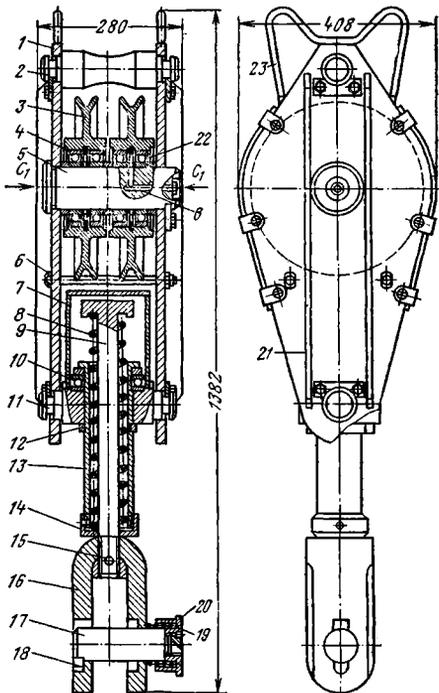


РИС III.38.

ТАЛЕВЫЙ БЛОК К БУРОВОЙ УСТАНОВКЕ 15А-15В:

- 1 — щека;
- 2, 5 — ось;
- 3 — ролик;
- 4 — подшипник;
- 6 — болт;
- 7 — кожух;
- 8 — пружина;
- 9 — шток;
- 10 — упорный подшипник;
- 11 — траверса;
- 12 — хомут;
- 13, 20 — стакан;
- 14 — гайка;
- 15 — штифт;
- 16 — вилка;
- 17 — палец;
- 18 — зуб;
- 19 — пружина;
- 21 — ребро;
- 22 — крышка;
- 23 — дуга для захвата троса противовзвешивателя;
- 6 — отверстие для подвода смазки

ТАБЛИЦА III.8  
ПАРАМЕТРЫ ВЕРТЛЮГОВ

Шифр вертлюга	Где применяется	Грузоподъемность	Максимальная частота вращения, об/мин	Максимальное давление, кгс/см <sup>2</sup>	Диаметр проходного отверстия, мм	Присоединительная резьба ствола	Габаритные размеры» мм	Масса, кг
44.09 41.2сб	СБУДМ-150	2	600	50			630X325	42,6
УРБ-2А-УРБ-2,5А-12сб		2,5	400	40	26	3-76 левая ГОСТ 5286—75	865X500X210	11
УРБ-3АМ-УРБ-3АМ-33Асб		5	400	60	28	Резьба левая, бурильные трубы диаметром 73 мм ГОСТ 631—75	800X430X278	72
БА15-33сб (ВР2-20)	УРБ-3А2 УРБ-3А3 1БА15В 1БА15Н 2БА15Н 1БА15К	20	500	100	32	3-76 левая ГОСТ 5286—75	1465X430X410	249
БА15-233сб	1БА15К	20	160	10	148	Шестиболтовое фланцевое соединение	1250X570X450	332
БУ-50Бр	УБВ-600	50	300	150	103	3-147 левая	1815X645X400	520
ШВ14-160М	БУ80БрД	125	300	160	90		2970X 975X 720	1815
СНА-10	FA12	10	150		150	Шестиболтовое фланцевое соединение	1105X757	237,6 (всасывание)
СНА-10	FA12	10	150	10	150	Шестиболтовое фланцевое соединение	1194X775	285,6 (эрлифт)
СН-10	FA12	10	400	60	27	ЗШ-2 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " левая	1138X425X360	120 (прямая промывка)

ТАБЛИЦА III.9  
ПАРАМЕТРЫ ТАЛЕВЫХ БЛОКОВ .

Шифр талевого блока	Где применяется	Грузо-подъемность, т	Число шкивов, шт.	Диаметр шкива по желобу, мм	Диаметр каната, мм	Габаритные размеры, мм	Масса, кг
Блок	УГБ-50М	7,5	1	310	15	695X390X195	47
УРБ-3АМ-34сб	УРБ-3АМ	8	1	260	15,5	950X335X235	121
БА15-34сб	УРБ-3А2 УРБ-3А3 1БА15В 1БА15Н 1БА15к РА15	20	2	315	18	1382X408X280	199
БА15-134сб	2БА15Н	32	3	376	18	1600X510X490	580
РА15-34сб	РА15	30	3	376	18	1155X490X570	512
А40-18сб	УБВ-600 А50	50	3	470	25	1855X570X480	944
Блок	БУ80БрД	80/140	4	1100	28	2115X1240X798	4480
Крюк трехрогий	БУ80БрД	80/140	—	—	—	2555X620X615	1427
МСА20-300	ФА-12	20	2	240	16	835X320X228	118
МСА10-500	ФА-12	10	1	425	22	916X520X174	128

**ГЛАВА IV**  
**БУРОВОЙ ИНСТРУМЕНТ**  
**ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО**  
**БУРЕНИЯ**

---

**§ 1. Породоразрушающий инструмент**

Долота применяются для бескернового бурения, долота и коронки — для колонкового бурения. Кроме того, применяются расширители.

Долота изготавливаются заводами, которые имеют индексы:

Машиностроительный завод имени Кирова . . . . .	Б	Экспериментальный завод ВНИИБТ. . . . .	Н
Верхне-Сергинский долотный завод	В	Поваровский опытный завод. . . . .	Р
Сарапульский машиностроительный завод им. Дзержинского . . . . .	Д	Драгобычский долотный завод . . . . .	У
Куйбышевский долотный завод	К	Востокмашзавод . . . . .	Щ
Московский комбинат твердых сплавов . . . . .	М	Бакинский машиностроительный завод «Большевик» изготавливает лопастные долота.	

Весь породоразрушающий инструмент подразделяется на три основные группы (рис. IV.1).

**Лопастные долота**

Двухлопастные долота 2Л (рис. IV.2) применяются для бурения мягких и вязких пород с пропластками пород средней твердости. Долота диаметром 97, 140, 151 и 161 мм выпускаются с замковой резьбой по ГОСТ 5286—75. Долота диаметром 76, 93, 112, 118 и 132 мм применяются для бурения геолого-разведочных скважин, они имеют присоединительную резьбу по ГОСТ 7918—75.

Более широко применяются трехлопастные долота, выпускаемые с обычной промывкой 3Л и с гидромониторной промывкой 3ЛГ (рис. IV.3). Индекс Г относится к долотам с гидромониторной промывкой.

Долота снабжаются сменными гидромониторными насадками с размером сопел 10—16 мм. Насадки крепят к корпусу долота, что позволяет производить замену насадок на буровой.

Трехлопастные долота обеспечивают более высокие проходки за рейс, чем двухлопастные. Передние и боковые грани лопастей армируются пластичными и зерновыми металлокерамическими пластинами с твердым сплавом.

Долото 3-3ЛГ-269 разработано АЗИНМАШ и выпускается Бакинским машиностроительным заводом «Большевик», оно обеспечивает большие проходки за рейс, чем долота типа 3Л и 3ЛГ. Боковые грани этого долота армированы зубками твердого сплава, а не пластинками, которые часто выпадают.

Такая армировка улучшает калибровку стенок скважины и уменьшает износ долота по внешнему размеру. Пластины из твердого сплава на передней грани лопасти располагаются в профрезерованных пазах, что также позволяет избежать их выпадения.

Режущие-истирающие долота ИР и ИРГ предназначены для бурения мягких и средних по твердости пород с пропластками твердых и абразивных пород. Долота этого типа выпускаются с гидромониторными насадками и с обычной промывкой.

Шестилопастные долота ИР и ИРГ (рис. IV.4) армируются зубками твердого сплава ВК-8. Три лопасти являются рабочими, а три укороченных в основном выполняют роль калибратора диаметра скважины.

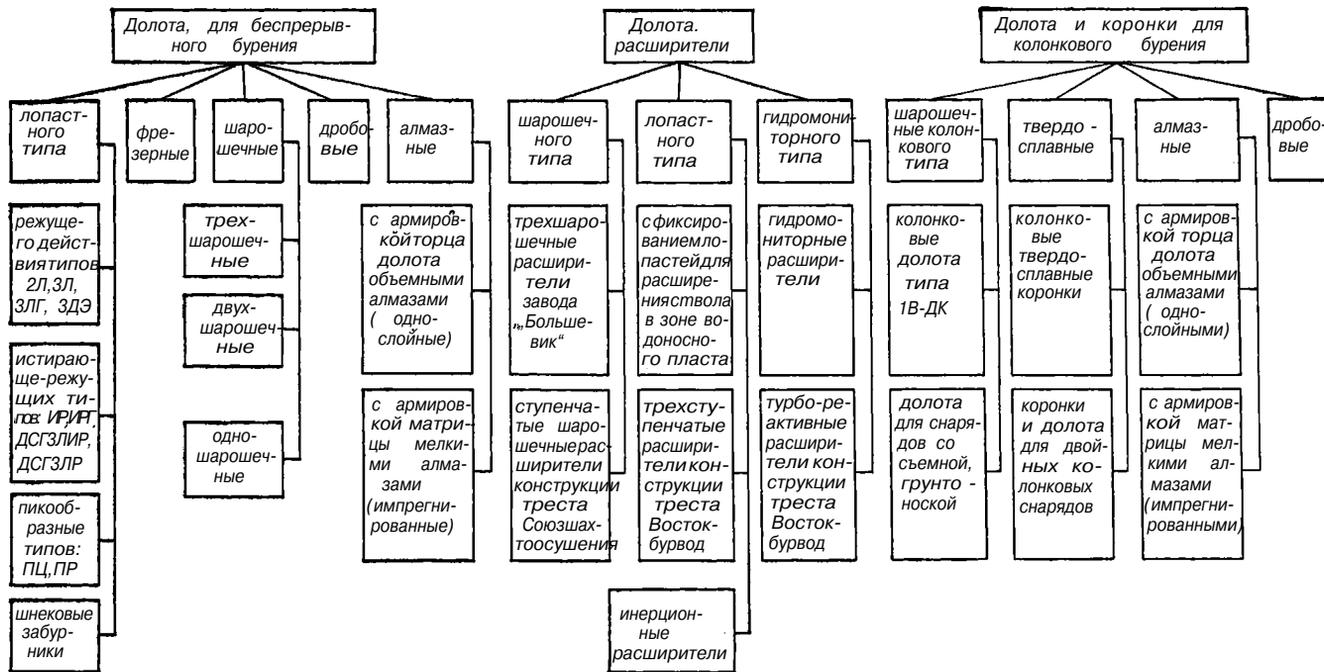


РИС. IV. 1.  
СХЕМА

КЛАССИФИКАЦИИ

ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ

НАКОНЕЧНИКОВ

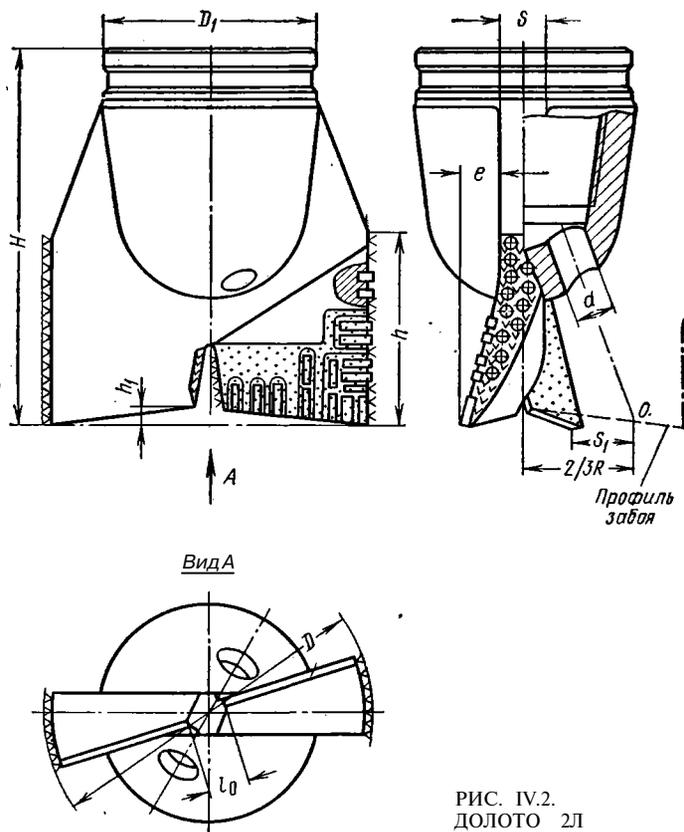


РИС. IV.2.  
ДОЛОТО 2Л

В мягких породах долото работает тремя рабочими лопастями в режиме резания и скалывания породы. Наличие заднего угла скоса лопастей и расположение зубков твердого сплава на разной высоте обеспечивает высокие удельные давления на породу.

В твердых породах долото работает в режиме истирания и резания породы. По мере износа переднего ряда зубков твердого сплава в работу поочередно вступают второй и третий ряды. Сработка периферийных зубков на рабочих лопастях позволяет ввести в работу укороченные лопасти.

Долото 2ИР-190С применяется в мягких, вязких и малоабразивных породах средней твердости. Режущие кромки расположены под углом  $45^\circ$  к оси долота, грани лопастей скошены под углом  $30^\circ$ . Армировка торцов лопастей осуществлена зубками твердого сплава ВК-8 и релитом. Долото с гидромониторными насадками имеет шифр 2ИРГ. В породах средней твердости и перемежающихся с твердыми породами могут применяться долота типа СТ. Они отличаются от 2ИР-С и 2ИРГ-С более усиленной армировкой рабочих органов твердым сплавом.

Трехлопастное гидромониторное долото типа ЗИРГ-296МС (рис. IV.5) предназначено для бурения мягких и средних по твердости пород с пропластками твердых и абразивных пород. Армировка лопастей выполнена твердосплавными штырями.

Долота ступенчатые гидромониторные, трехлопастные, истирающе-режущего и скалывающего типа ДСГЗЛИР и ДСГЗЛР применяются в тех же условиях, что и долота ИРГ и ЗЛГ. Хорошие результаты бурения этими долотами получены в породах средней твердости, часто перемежающихся с пластичными и абразивными породами. Долота отличаются в основном количеством лопастей и схемой армирования их твердым сплавом. Армирование лопастей долот осуществляют зубками твердого сплава ВК-8 и зернистым твердым сплавом ТЗ-4.

Завод «Большевик» выпускает долота истирающе-режущего типа Д2СГЗЛИР-243 (двухступенчатое, трехлопастное), Д4СГЗЛИР-269 (четырёх-

РИС IV.3.

ДОЛОТА ЗЛ И ЗЛГ:

*a* — с обычной промывкой типа ЗЛ;

*б* — с гидромониторной промывкой типа ЗЛГ (гидромониторный узел

конструкции ВНИИБТ);

*в* — с гидромониторным узлом конструкции АЗИНМАШ типа ЗЛГ

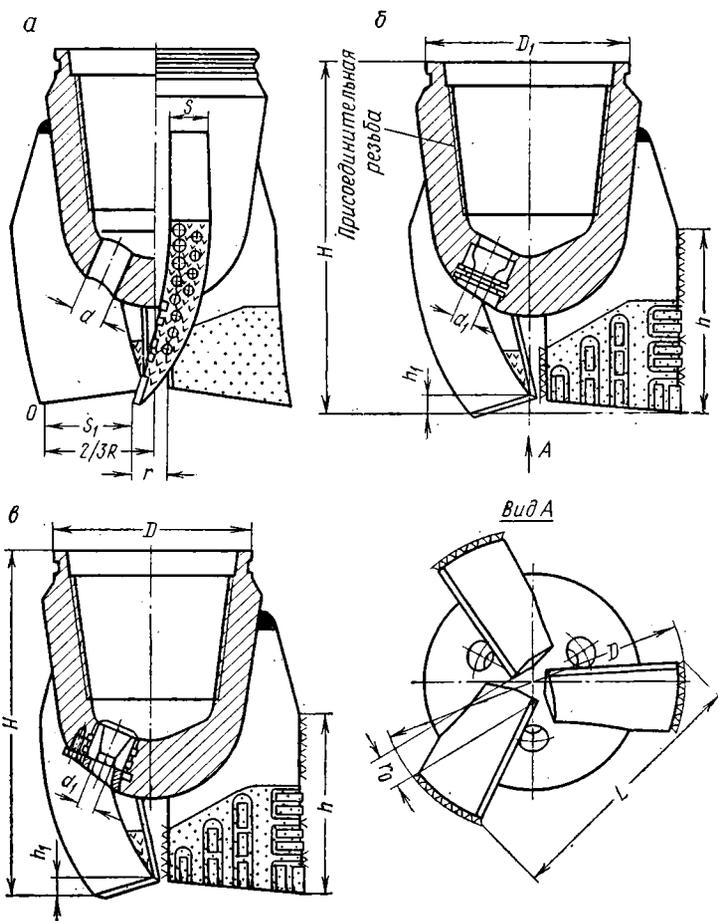


РИС. IV.4.  
ШЕСТИЛОПАСТНЫЕ ДОЛОТА ИР И  
ИРГ С ГИДРОМОНИТОРНОЙ НАСАД-  
КОЙ:

1 — корпус;  
2, 3, 4 — лопасти нормальные;  
5, 6, 7 — лопасти укороченные;  
8 — гидромониторный узел конструкции  
АЗИНМАШ

ступенчатое, гидромониторное, трех-  
лопастное) и ДЗСГЗЛИР-394 (трех-  
ступенчатое, гидромониторное, трех-  
лопастное) (рис. IV.6)

Трехлопастные, двухступенчатые, гидромониторные долота режуще-ска-  
львающего типа ДСГЗЛИР выпуска-  
ются диаметром 243 и 394 мм. Эти до-  
лата отличаются от долот Д2СГЗЛИР  
тем, что задний угол лопастей увели-  
чен до  $75^\circ$ . Армирование передних  
граней лопастей осуществлена пластин-  
ками твердого сплава так, что по-  
верхность забоя имеет гребенчатую  
форму; калибрующие поверхности ло-  
пастей армированы зубками твердого  
сплава ВК-8В.

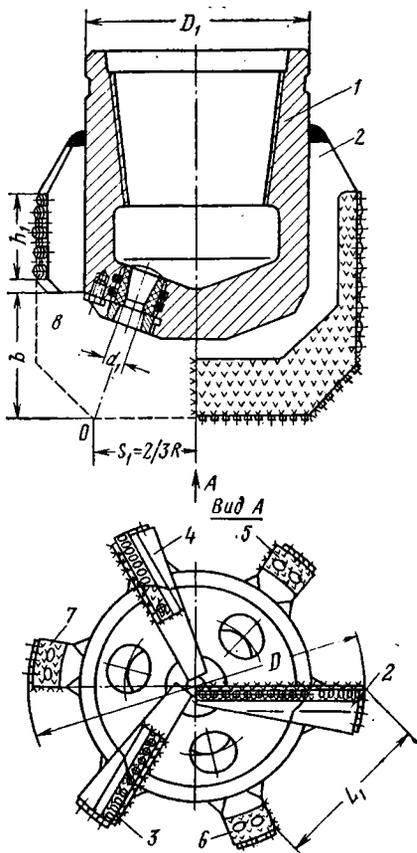
Долота эллиптические ЗДЭГ-1-190  
и ЗДЭ-190 применяются для буре-  
ния мягких и средней твердости по-  
род; они имеют цельнокованый кор-  
пус с двумя лопастями. Армирование  
лопастей выполнено пластинками  
твердого сплава и трубчато-зернистым  
сплавом релит. Профиль долота вы-  
полнен по линии равного износа,  
что обеспечивает более полную отра-  
ботку долота и увеличивает ресурс его  
работы.

Трест Востокбурвод изготавливает и широко применяет лопастные долота  
ступенчатой конструкции со сменными рабочими лопастями (рис. IV.7). Долото  
этой конструкции хорошо зарекомендовало себя при бурении мягких пластич-  
ных и малоабразивных пород. Оно имеет корпус с забурником и три сменные  
лопасти гребенчатой формы, армированные твердым сплавом релит, и др.

Профиль лопастей выполнен так, что их скос к оси долота увеличивается  
от периферии к центру. Это позволяет получить профиль, близкий к профилю  
его износа.

Наклон лопастей создает благоприятные условия для интенсивного уда-  
ления шлама с забоя скважины, повышает скорость бурения и проходку на до-  
лото. Долото может быть использовано для бурения скважин диаметром 190  
и 243 мм, что достигается сменой лопастей, в то время как корпус остается тем же.

Долото ЗДР1-132М (рис. IV.8) характеризуется тем, что лопасть имеет угол  
наклона к поверхности забоя  $75^\circ$ , в торцевой части лопасти сделаны пазы для  
увеличения удельных нагрузок. Лопасти армированы пластинками твердого  
сплава ВК-6. Два промывочных отверстия служат для подачи бурового рас-  
творителя или воды к лопастям долота. Долото разработано СКБ НПО «Геотехника»  
Министерства геологии СССР и изготавливается Щигровским заводом геолого-  
разведочного оборудования. СКБ НПО «Геотехника» созданы долота 6ДР-132МС  
диаметром 132 мм. Это долото армировано зубками твердого сплава ВК-8 и яв-  
ляется долотом истирающе-режущего типа, оно применяется для бурения пород



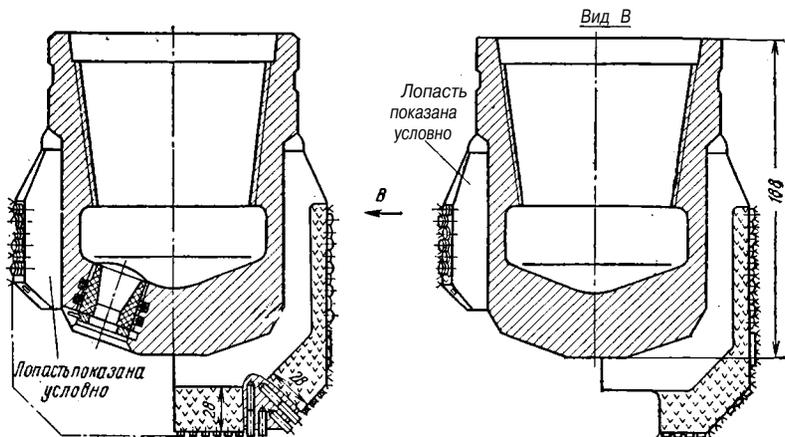


РИС. IV.5.  
ТРЕХЛОПАСТНОЕ ГИДРОМОНИТОРНОЕ ДОЛОТО ЗИРГ-296МС

II—IV категорий по буримости с содержанием валунов и гальки, а также в многолетнемерзлых породах. Отличительной особенностью долота является расположение лопастей по винтовой линии, что увеличивает скорость бурения.

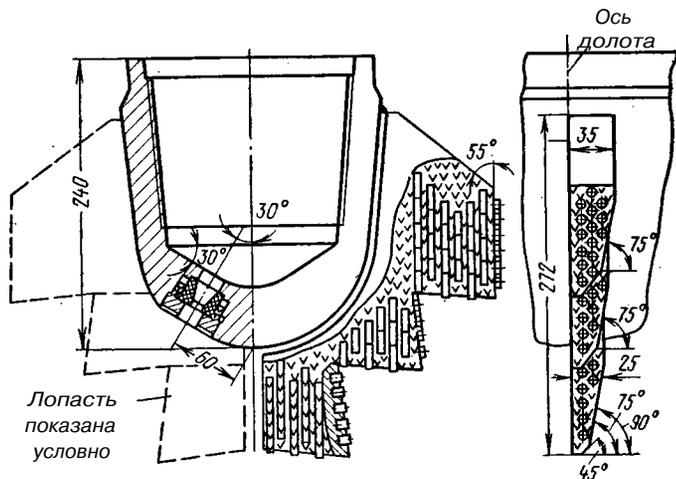
ТАБЛИЦА IV.1

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ДВУХЛОПАСТНЫХ ДОЛОТ  
ДЛЯ БЕСКЕРНОВОГО БУРЕНИЯ ТИПА 2Л ОТРАСЛЕВОЙ НОРМАЛИ  
ОН 26-02-88—68 (размеры в мм)

Шифр долота	Диаметр долота $D$	Допустимое отклонение по диаметру	Диаметр корпуса на торце	Диаметр промывочного клапана $d$	Присоединительная резьба
2Л-76	76	$\pm 0,5$	57	11	3-42 ГОСТ 7918—75
2Л-93	93	$\pm 0,5$	65	11	3-50 ГОСТ 7918—75
2Л-97	97	$\pm 0,5$	80	13	3-62 ГОСТ 5286—75
2Л-112	112	$\pm 0,5$	83	13	3-63 ГОСТ 7918—75
2Л-118	118	$\pm 0,5$	83	13	3-63,5 ГОСТ 7918—75
2Л-132	132	$\pm 0,5$	83	16	3-63,5 ГОСТ 7918—75
2Л-140	140	$\pm 0,5$	108	16	3-88 ГОСТ 5286—75
2Л-151	151	$\pm 1,0$	108	18	3-88 ГОСТ 5286—75
2Л-161	161	$\pm 1,0$	108	20	3-88 ГОСТ 5286—75

Продолжение табл. IV.1

Шифр долота	Расстояние между внутренними кромками лопастей.	Толщина лопасти	Высота калибрующей поверхности	Высота долота $H$ не более	Допустимая овевая нагрузка, тс	Масса не более, кг
2Л-76	20—4	$15 \pm 1$	$80 + 5$	140	1,5	2
2Л-93	20—4	$15 \pm 1$	$80 + 5$	140	2	2,5
2Л-97	20—4	$15 \pm 1$	$80 + 5$	160	2	3
2Л-112	25—4	$20 \pm 2$	$80 + 5$	180	3	5
2Л-118	25—4	$20 \pm 2$	$80 + 5$	180	3,5	5,5
2Л-132	25—4	$20 \pm 2$	$80 + 5$	180	4,0	5,5
2Л-140	32—4	$25 \pm 2$	$100 \pm 7$	200	4,5	6
2Л-151	32—4	$25 \pm 2$	$100 \pm 7$	200	5	6,5
2Л-161	32—4	$25 \pm 2$	$100 \pm 7$	210	5,5	7,5



Лопасть показана условно

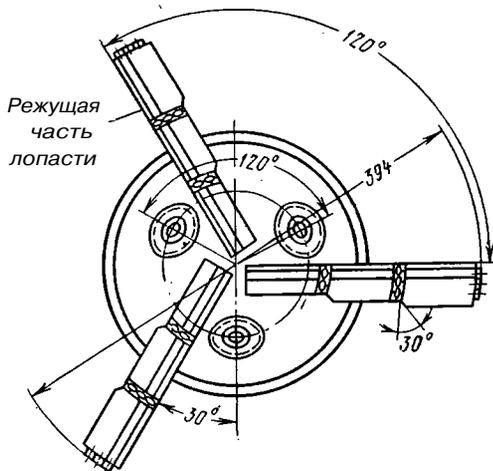


РИС. IV.6.  
ДОЛОТО ДЗСГЗЛИР-394

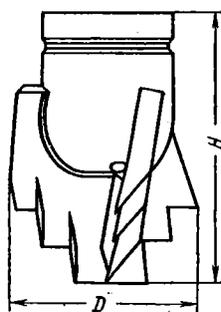


РИС. IV.7.  
ТРЕХСТУПЕНЧАТОЕ  
ДОЛОТО ТРЕСТА ВО-  
СТОКБУРВОД

Отечественный и зарубежный опыты подтверждают применение лопастных долот с прерывистым и ступенчатым расположением лопастей. При этом достигается более эффективное разрушение горных пород на забое скважины и снижение моментоемкости долота. Высокая моментоемкость лопастных долот является основным сдерживающим фактором их широкого внедрения в производство буровых работ на воду. Параметры лопастных долот приведены в табл. IV.1, 2, 3, 4.

В Казахском гидрогеологическом управлении используются гидромониторные долота со сменными лопастями ДСЛ (рис. IV 9). Комплект лопастей позволяет бурить скважины диаметром 119, 126, 146, 151, 190 и 243 мм. Лопаст

вставляются в пазы корпуса и закрепляются штифтами. Внутренний диаметр насадок применительно к насосам 11Гр и 9МГр составляет соответственно 8 и 10 мм.

При использовании комплекта бурильных труб геологоразведочного стандарта могут применяться пикобуры. Широкое применение в породах III—V категорий (ЕНВ Мингео СССР, 1964 г.) получили пикобуры В. П. Новикова и П. М. Воронова (рис. IV.10). Лопастные пикобуры армированы резами твердого сплава типа ВК-8.

Пикообразные долота типа ПЦ, ПР и ПКО предназначены для расширения (проработки) ствола скважины, а также для отвода металлических предметов, оставшихся на забое.

Пикообразные долота типа ПЦ (рис. IV.11) применяются для разбуривания цементного камня во избежание повреждения обсадных колонн боковые грани лопастей долота не укрепляются твердым сплавом. Основные размеры пикообразных долот приведены в табл. IV.5. Шнековые забурники применяются для забуривания скважин в необводненных и мерзлых породах I—IV категорий по буримости.

Лопастные шнеки, позволяющие забуривать скважины рейсами при помощи установок УРБ-3АМ и 1БА-15В на глубину до 8—12 м диаметром 250—1200 мм. В пробуренный ствол устанавливается кондуктор (направление). Лопастные

РИС. IV.8.  
ДОЛОТО ЗДР1-132М (СКБ  
НПО «ГЕОТЕХНИКА»)

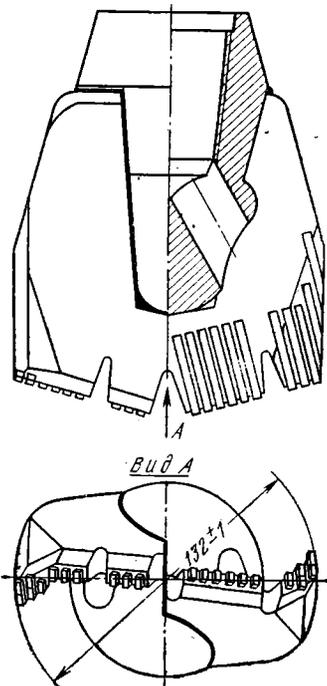
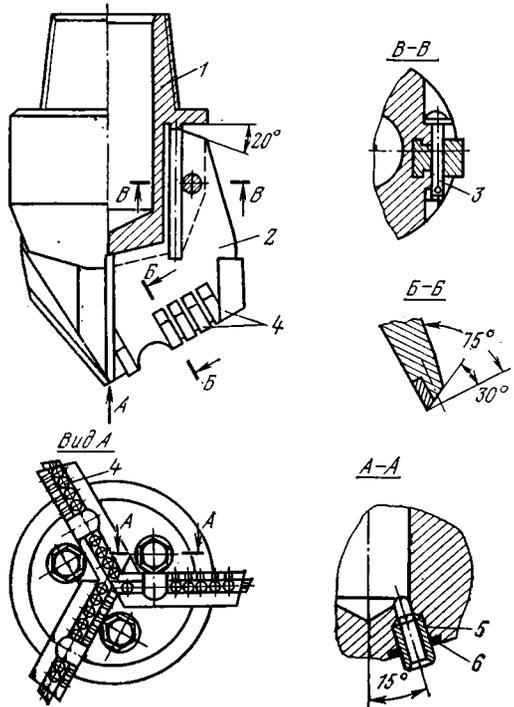


РИС. IV.9.  
ДОЛОТО СО СМЕННЫМИ ЛОПАСТЯМИ ДСЛ.

- |              |              |
|--------------|--------------|
| 1 — корпус;  | 4 — резы;    |
| 2 — лопасти; | 5 — насадки; |
| 3 — штифт;   | 6 — шайбы    |



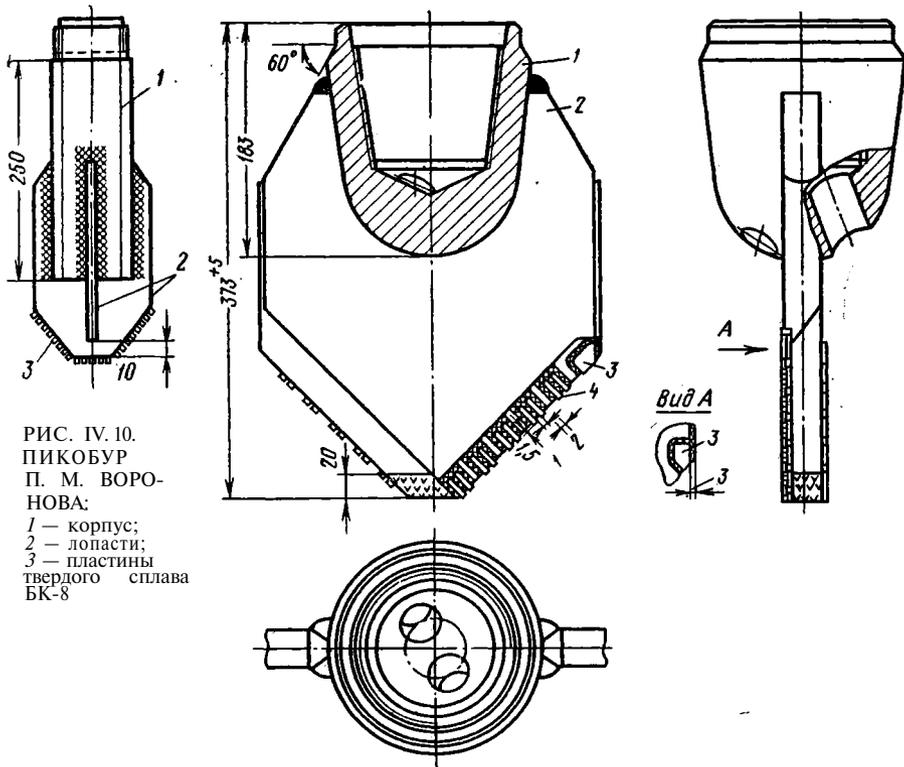


РИС. IV.10.  
ПИКОБУР  
П. М. ВОРО-  
НОВА:  
1 — корпус;  
2 — лопасти;  
3 — пластины  
твёрдого сплава  
ВК-8

РИС. IV.11.  
ПИКООБРАЗНОЕ ДОЛОТО ТИПА ПЦ:  
1 — корпус; 2 — лопасти; 3, 4 — пластины твёрдого сплава ВК-8

забурники весьма экономичны и производительны, так как не требуется глинистого раствора, а скорости шнекового бурения превышают скорости бурения шарошечными или лопастными долотами большого диаметра при ограниченной интенсивности промывки скважин.

Шнековые забурники отличаются по количеству витков спирали шнека, форме и вооружению лопастного долота.

Особенности эксплуатации шнековых забурников заключаются в том, что порода, срезаемая на забое скважины, подается на лопасть шнека на 0,5—1,5 нитка, а затем накапливается над лопастью шнека, подпиремая движущейся с забоя породой. После заглупления рейсового шнека на величину заходки 0,6—0,9 м производят его подъем с породой на поверхность и сброс породы. Применительно к установке УРБ-ЗАМ частота вращения шнека в процессе бурения должна соответствовать первой частоте вращения ротора — 109 об/мин, а при сбросе породы со шнека третьей частоте — 313 об/мин.

Глубину бурения скважин рейсовыми шнеками определяют в основном двумя факторами: устойчивостью буримых пород, длиной рабочей бурильной трубы.

Практические результаты бурения рейсовыми шнековыми забурниками свидетельствуют, что в породах (глинах, суглинках, песках могут быть и валуны размером 100—150 мм) скважины глубиной 8—12 м и диаметром 500—1200 мм проходят за 40—50 мин, а в мерзлых грунтах за 1,5—2 ч.

ТАБЛИЦА IV.2

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРЕХЛОПАСТНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ БЕСКЕРНОВОГО БУРЕНИЯ ТИПОВ ЗЛ И ЗЛГ ПО ОТРАСЛЕВОЙ НОРМАЛИ ОН 26-02-88—68 (размеры в мм)

Шифр долота	Диаметр долота, $D$	Допускаемое отклонение поддиаметру	Диаметр корпуса на торце, $D_1$	Диаметр промывочного канала, $d$		Присоединительная резьба	Расстояние между внутренними кромками лопастей	Толщина лопасти	Высота калибрующей поверхности	Высота $H$ не более	Допускаемая осевая нагрузка, тс	Масса не более, кг
				ЗЛ	ЗЛГ							
ЗЛ-118	118	$\pm 0,5$	95	13		3-76 ГОСТ 5286—75	25—4	20 $\pm$ 2	100 $\pm$ 7	180	5	7,0
ЗЛ-132	132	$\pm 0,5$	83	13		3-63,5 ГОСТ 7918—75	25—4	20 $\pm$ 2	100 $\pm$ 7	180	5,5	8,5
ЗЛ-135	135	$\pm 0,5$	108	13			25—4	20 $\pm$ 2	100 $\pm$ 7	220	5,5	9,0
ЗЛ-140	140	$\pm 0,5$	108	13			25—4		100 $\pm$ 7	220	7	9,5
ЗЛ-145	145	$\pm 0,5$	108	16			25—4	25 $\pm$ 2	100 $\pm$ 7	220	7,5	10
ЗЛ-151	151	$\pm 1,0$	108	16			25—4	25 $\pm$ 2	100 $\pm$ 7	220		10,5
ЗЛ-161	161	$\pm 1,0$	108	16	10—14	3-88 ГОСТ 5286—75	25—4		100 $\pm$ 7	220	8,5	
ЗЛ-190	190											11
ЗЛГ-190		$\pm 1,0$	146	24	10—14		30—4	30 $\pm$ 3	—	—	13	20
ЗЛ-214	213											
ЗЛГ-214		$\pm 1,0$	146	24	12—15		30—4	30 $\pm$ 3	—	260	15	23
ЗЛ-243	243											
ЗЛГ-243		$\pm 1,0$	146	24	12—15	3-121 ГОСТ 5286—75	30—4	30 $\pm$ 3	—	—	18	25
ЗЛ-269	269											
ЗЛГ-269		$\pm 1,0$	203	27	14—16		30—4	30 $\pm$ 3	—	—	20	26
ЗЛ-295	295											
ЗЛГ-295		$\pm 1,0$	203	27	14—16		30—4	35 $\pm$ 3			24	42
ЗЛ-320	320											
ЗЛГ-320		$\pm 1,5$	203	27	14—16		30—4	35 $\pm$ 3			24	45
ЗЛ-346	346											
ЗЛГ-346		$\pm 1,5$	203	27	14—16	3-171 ГОСТ 5286—75	30—4	35 $\pm$ 3	130 $\pm$ 10	320	25	46
ЗЛ-370	370											
ЗЛГ-370		$\pm 2$	203	27	14—16		30—4	35 $\pm$ 3			27	48
ЗЛ-394	394											
ЗЛГ-394		$\pm 2$	203	27	15—16		30—4	40 $\pm$ 3			32	49
ЗЛ-445	445											
ЗЛГ-445		$\pm 2$	203	27	15—16		30—4	40 $\pm$ 3			36	54

ТАБЛИЦА IV.3

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ШЕСТИЛОПАСТНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ БЕСКЕРНОВОГО БУРЕНИЯ ТИПА ИР И ИРГ  
СОГЛАСНО ОТРАСЛЕВОЙ НОРМАЛИ ОН 26-02-88—68 (размеры в мм)

Шифр долота	Диаметр долота $D$	Допустимое отклонение по диаметру	Диаметр на корпусе торце $D_i$	Диаметр промывочного канала		Число промывочных отверстий, шт.		Присоединительная резьба	Высота ка- либрующей поверхности нижних дола- стей $\pm 10$	Высота ка- либрующей поверхности верхних до- ластей $\pm 10$	Высота доло- та $H$ не более	Допустимая осевая на- грузка, тс	Масса неبو- лее кг
				ИР $d$	ИРГ $d_i$	ИР	ИРГ						
ИР-76	76	$\pm 0,5$	57	12	—	2	—	3-42 ГОСТ 7918—75	45	30	120	3	1,5
ИР-98	93	$\pm 0,5$	65	14	—	2	—	3-50 ГОСТ 7918—75	50	35	140	4,5	3
ИР-112	112	$\pm 0,5$	83	18	—	3	—	3-63 ГОСТ 7918—75	60	45	169	6	5
ИР-118	118	$\pm 0,5$	83	18	—	3	—		65	45	169	6	6
ИР-132	132	$\pm 0,5$	83	25	—	3	—		70	50	180	8	11
ИР-135	135	$\pm 0,5$	108	25	—	3	—	3-88 ГОСТ 5286—75	75	50	180	9	12
ИР-140	140	$\pm 0,5$	108	25	—	3	—		80	50	220	10	13
ИР-190	190	$\pm 1,0$	146	30	10—14	3	3	3-121 ГОСТ 5286—75	105	55	250	18	18
ИРГ-190													
ИРГ-214													
ИРГ-214	214	$\pm 1,0$	146	30	12—15	3	3		115	60	260	22	25
ИРГ-243													
ИРГ-243	243	$\pm 1,0$	172	30	12—15	3	3	3-147 ГОСТ 5286—75	130	80	290	28	32
ИРГ-269													
ИРГ-269	269	$\pm 1,0$	172	30	14—16	3	3		145	90	300	35	36

ТАБЛИЦА IV.4  
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СТУПЕНЧАТЫХ ЛОПАСТНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ БУРЕНИЯ (размеры в мм)

Шифр долота и завод-изготовитель	Диаметр долота D	Диаметр корпуса на торце D <sub>1</sub>	Диаметр промывочного канала, d	Присоединительная резьба	Число лопастей и ступеней	Форма лопасти и вооружение торца ступенчатой лопасти	Высота H не более	Допускаемая осевая нагрузка, тс	Масса не более, кг
Опытно-механический завод треста Востокбурвод:									
ДЗПС-8	190±1	146	12—15	3-121 ГОСТ 5286—75	3/3	Ступенчатая прямоугольной формы, армирование лопастей долота релитом ТЗ-2, ТЗ-4, ТУ 596—65 с нанесением твердого сплава методом твердой пайки	300	10	18,2
ДЗПС-10	243±1,5	146	12—15	3-121	3/3		300	12	21,2
Завод «Большевик» Д2СГЗЛИР-243	243±1	146	12—15	3-121 ГОСТ 5286—75	3/2	Прямоугольного профиля, армирована металлокерамическими зубками из твердого сплава ВК-88 с дополнительным нанесением твердого сплава ТЗ-4 на рабочие поверхности	280±2	18	
							286±3	20	
Д4СГЗЛИР-269	269±1	203	14—16	3-121	3/4	То же			
Д3СГЗЛИР-394	394±2	203	15—16	3-171 ГОСТ 5286—75	3/3		240	32	
Д2СГЗЛР-269	269±2	203	14—16	3-121 ГОСТ 5286—75	3/2		286±3	20	
Д3СГЗЛР-394	394±2	203	15—16	3-171 ГОСТ 5286—75	3/3		240	32	

ТАБЛИЦА IV.5

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СЕРИЙНО ВЫПУСКАЕМЫХ ПИКООБРАЗНЫХ ДОЛОТ ТИПА ПЦ И ПР СОГЛАСНО НОРМАМ ОН 26-02—68 (размеры в мм)

Тип долота	Диаметр долот $D$	Диаметр корпуса долота на торце $D_1$	Диаметр промывочного канала	Присоединительная резьба	Высота долота $H$ не более	Допустимая осевая нагрузка, тс	Масса не более, Кг
ПЦ-97	97±0,5	80	13	3-62 ГОСТ 5286—75	220	1	6
ПЦ-112	112±0,5	83	13	3-63,5 ГОСТ 7918—75	220	2	7
ПЦ-118 и ПР-118	118±0,5	95	16	3-76 ГОСТ 5286—75	250	2	7,5
ПЦ-132 и ПР-132	132±0,5	83	16	3-63,5 ГОСТ 7918—75	250	2,5	8
ПЦ-135 и ПР-135	135±0,5	108	16		280	2,5	8,5
ПЦ-140 и ПР-140	140±0,5	108	18	3-38 ГОСТ 5286—75	280	3	11
ПЦ-151 и ПР-151	151±1,0	108	18		320	3,5	12,5
ПЦ-161 и ПР-161	161±1,0	108	20		320	4	13
ПЦ-190 и ПР-190	190±1,0	146	27		360	5	22
ПЦ-214 и ПР-214	214±1	146	30	3-121 ГОСТ 5286—75	360	6	24
ПЦ-243 и ПР-243	243±1	146	33		390	7	25
ПЦ-269 и ПР-269	269±1	146	35		390	8	26
ПЦ-295 и ПР-295	295±1	203	35		500	10	49
ПЦ-320 и ПР-320	320±1,5	203	35	3-171 ГОСТ 5286—75	500	11	52
ПЦ-346 и ПР-346	346±1,5	203	35		550	12	54
ПЦ-370 и ПР-370	370±2	203	35		550	13	56
ПЦ-394 и ПР-394	394±2	203	35		550	15	58
ПЦ-445 и ПР-445	445±2	203	35		620	17	73

## Шарошечные долота

Долота имеют следующую индексацию:

М — для бурения мягких пород	СТ — то же средних по твердости и
МС — то же мягких и средних по	твердых пород
твердости пород	Т — то же твердых пород
С — то же средних по твердости	ТК — то же твердых и крепких пород
пород	К — то же крепких пород
	ОК — то же очень крепких пород

Индекс 3 означает, что шарошки армированы зубками твердого сплава. Шарошечные долота изготавливаются с тремя, двумя и одной шарошками. Наиболее широкое применение получили трехшарошечные долота. Долота диаметром 46–320 мм изготавливаются из секций и получили наименование секционных, долота диаметром 346–490 мм имеют корпус, к которому приварены лапы шарошек, и называются корпусными.

В мягких и средних по твердости породах применяются долота, у которых оси цапф смещены относительно оси долота. Это обеспечивает скольжение шарошек по забою и разрушение породы в режиме дробления и скалывания.

Долота имеют различное расположение зубьев и зубков твердого сплава в шарошках. Лучшие результаты, особенно в мягких и пластичных породах, обеспечивают самоочищающиеся шарошки. Высота зуба, его шаг и угол приострения у различных типов долот различны. В мягких и пластичных породах применения зубья высокие, с большим шагом и малым углом приострения. Существенно различается тип вооружения шарошек. В мягких и средних по твердости породах применяются долота, шарошки которых имеют фрезованные зубья. В ряде конструкций долот применяются литые шарошки. Чтобы исключить быстрый износ зубьев, они формируются твердым сплавом релит и др. В породах с включениями абразивных пропластков применяют шарошки комбинированного типа, у которых фрезерованные зубья сочетаются с вставными зубками твердого сплава ВК-8, имеющими клиновидное заострение. В породах абразивные шарошки армируются только зубками твердого сплава ВК-8.

В породах крепких, очень крепких и абразивных шарошки армируются зубками твердого сплава ВК-8 с полусферической рабочей поверхностью.

Промывка забоя в долотах различная; струя воды может подаваться по центру долота, между шарошками или сбоку. В долотах больших диаметров (346, 394, 445 и 490 мм) применяют комбинированную промывку.

Долота могут иметь обычную или гидромониторную промывку. Индекс Г указывает, что долото имеет гидромониторную промывку.

Трехшарошечные долота типа М (рис. IV.12) предназначены для бурения самых мягких, вязких и пластичных пород. Долота имеют двух- или трехконусные самоочищающиеся шарошки. Оси цапф, в зависимости от диаметра долота, смещены относительно оси долота в сторону вращения.

Шарошки имеют самые крупные зубья и малые углы заострения зубьев. Угол оси шарошки к оси долота составляет 55–57°30'. Долота этого типа работают со значительным скольжением шарошек и разрушают породу в дробяще-скалывающем режиме.

Трехшарошечные долота типа МЗ (рис. IV.13) применяют в мягких, пластичных, вязких и абразивных породах. Вместо литых зубьев применяют запрессованные зубцы с клиновидным заострением. Шарошки самоочищающиеся со смещением осей цапф относительно оси долота.

Долота типа МС используют в мягких, перемежающихся мягких с более твердыми прослойками малоабразивных породах. Шарошки двух- и трехконусные со смещением оси цапф относительно оси долота. Величина смещения у долот МС меньше, чем у долот типа М и МЗ.

Долота типа МСЗ применяются для бурения мягких пород с прослойками средней твердости и абразивных пород. Конструктивно эти долота аналогичны долотам типа МС, однако вместо литых зубьев запрессованы твердосплавные зубки с клиновидным заострением.

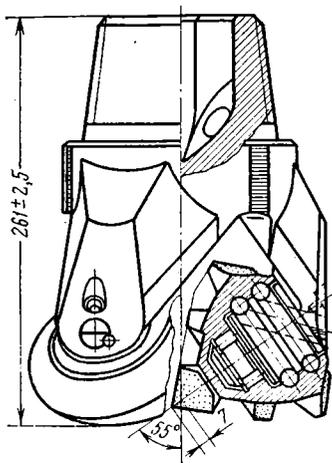


РИС. IV.12.  
ТРЕХШАРОШЕЧНОЕ ДОЛОТО  
ТИПА М

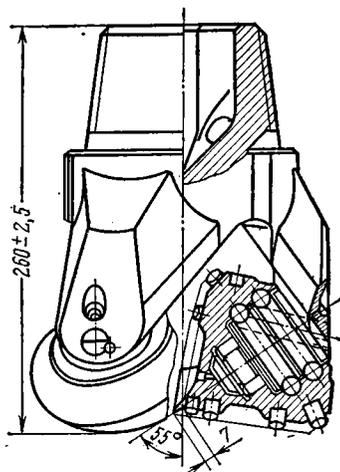
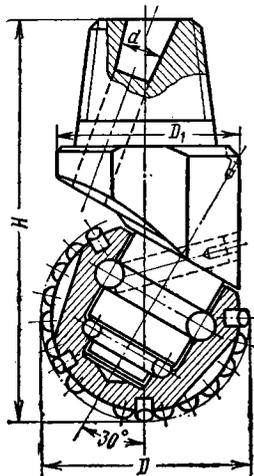
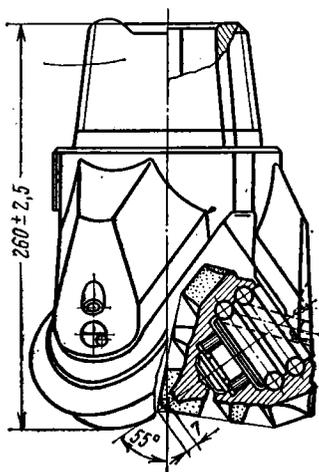


РИС. IV.13.  
ТРЕХШАРОШЕЧНОЕ ДОЛОТО  
ТИПА МЗ

Трехшарошечные долота типа С (рис. IV.14) применяют для бурения средних по твердости и малоабразивных пород. Шарошки двух- или трехконусные со смещением осей цапф относительно оси долота. Зубья шарошек с меньшим шагом и короче, чем у долот типа М и МС. Одношарошечное долото С-1 (рис. IV.15) применяют для бурения глубоких скважин в средних по твердости и в твердых породах. Шарошка армирована твердосплавными зубками клиновидной или полусферической рабочей частью. Куйбышевский долотный завод выпускает долота под шифром 10К-190С-1 и 75К-214С-1, Верхне-Сергинский завод выпускает долота под шифром 7В-140С. Для твердых пород разработано одношарошечное долото 4В-161Т-1, а для пород средней твердости долото 30К-190С-1.

РИС. IV.14.  
ТРЕХШАРОШЕЧНОЕ ДО-  
ЛОТО ТИПА С

РИС. IV.13.  
ОДНОШАРОШЕЧНОЕ ДО-  
ЛОТО С-1



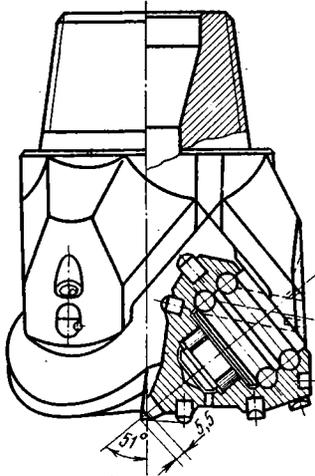


РИС IV. 16.  
ТРЕХШАРОШЕЧНОЕ ДО-  
ЛОТО ТИПА ТКЗ

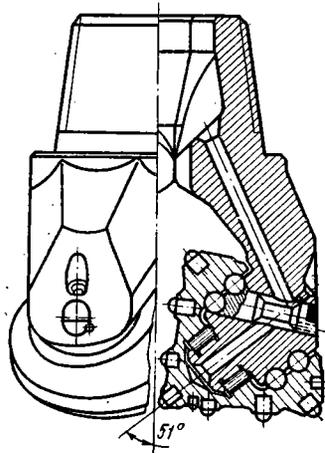


РИС IV. 17.  
ТРЕХШАРОШЕЧНОЕ ДО-  
ЛОТО ТИПА К

Долото типа СЗ предназначено для бурения абразивных, пород средней твердости. Вооружение долота выполнено зубками твердого сплава.

Долото типа СТ является долотом дробящего действия. Оси цапф пересекаются в одной точке на оси долота. Зубья шарошек мельче, углы приострения больше, чем у долот типа С.

Долота типа СТ применяют для бурения пород средней твердости и абразивности.

Долота типа Т используют для бурения твердых и малоабразивных пород. Шарошки двух- или трехконусные, смещения осей цапф нет. Шарошки имеют мелкие зубья и большие углы заострения.

Долота типа ТЗ имеют вооружение из твердосплавных зубков и применяются для бурения твердых и абразивных пород.

Долота типа ТК используют для бурения твердых с пропластками крепких по твердости и недостаточно абразивных пород. В отличие от долот типа Т на периферийном венце этих шарошек вставлены зубки твердого сплава с полусферической рабочей поверхностью или такие зубки чередуются с обычными зубьями. Долота изготавливаются для бурения с промывкой забоя и продувкой воздухом.

Трехшарошечные долота типа ТКЗ (рис. IV. 16) предназначены для бурения твердых с пропластками крепких и абразивных пород. В отличие от долот типа Т и ТК вооружение выполнено зубками твердого сплава с клиновидным заострением или комбинацией последних с фрезерованными зубьями.

Трехшарошечные долота типа К (рис. IV. 17) применяют для бурения крепких и абразивных пород. Шарошки одноконусные с твердосплавными зубками с полусферической рабочей поверхностью. Долота изготавливаются для бурения с промывкой забоя и продувкой воздухом.

Долота типа ОК используют для бурения очень крепких и сильно абразивных пород. Вооружение шарошек такое же, как и шарошек долот типа К, но вылет зубков меньше. В обратный конус шарошек запрессованы твердосплавные зубки с плоской рабочей частью для сохранения диаметра долота. Долота изготавливаются для бурения с промывкой забоя и продувкой воздухом.

В зависимости от диаметра долота одного типа различаются числом зубьев и зубков, комбинацией вооружения, конструкцией опоры и некоторыми другими параметрами.

В долотах типа В-190 ТКП имеются каналы для подвода жидкости или воздуха во внутреннюю полость шарошек для предотвращения зашламования опор.

Долота ЗВ-145Т предназначены для бурения в вибрационном режиме разрушения твердых пород.

Долота 5В-190Т и ЗВ-161Т имеют делитель осевой нагрузки, что позволяет разгрузить опору шарошек и применить более высокие осевые нагрузки на долото.

Кроме перечисленных следует отметить следующие новые конструкции долот, освоенных в последние годы:

2К-190КГ	— с боковой промывкой для бурения в крепких породах	152К-214СЗГ	— с боковой промывкой для бурения пород средней твердости и абразивности
161К-214К	— с самоочищающимися шарошками для бурения в твердых и абразивных породах	2К-190ТЗГ	— с боковой промывкой для бурения в твердых и абразивных породах

ВНИИБТ разработаны новые и модернизированы серийные конструкции трехшарошечных долот. Отличительной особенностью этих долот является повышенная надежность опоры и более высокий ресурс работы долота. Двухшарошечные долота получили меньшее промышленное применение, нежели трехшарошечные. Из выпускаемых серийно отметим долото М112МГ-П конструкции СКВ НПО «Геотехника» и Верхне-Сергинского завода. Промывка боковая через насадки. Однотипными являются долота диаметром 132 и 151 мм, изготавливаемых Верхне-Сергинским заводом.

Долото В-190 СГ-П разработано и изготавливается Верхне-Сергинским заводом применительно к условиям бурения в Тюменской области.

Долото 67К-214ТКГ-П предназначено для бурения твердых пород, перемежающихся с крепкими. Применительно для глубокого бурения ВНИИБТ и МИНХ и ГП им. И. М. Губкина разработаны вставные долота, которые доставляют к забюю и извлекают внутри бурильной колонны. Долота находятся в стадии внедрения.

Долота различных типов имеют следующую опознавательную окраску:

Тип долота или буровой головки	Цвет окраски	Тип долота или буровой головки	Цвет окраски
М	Желтый	Т	Зеленый
МЗ	Желтый и белая полоска	ТЗ	Зеленый и белая полоска
МС	Черный	ТК	Коричневый
МСЗ	Черный и белая полоска	ТКЗ	Коричневый и белая полоска
С	Синий	К	Красный
СЗ	Синий и белая полоска	ОК	Оранжевый
СТ	Серый	С-1	Синий и черная полоска

Каждому заводу-изготовителю шарошечных долот присвоен индекс в виде буквы. Все шарошечные долота имеют следующую маркировку.

1. Условное обозначение долота.
2. Порядковый номер.
3. Год и месяц выпуска.
4. Клеймо ОТК завода.

У секционных долот маркировка наносится на торец ниппеля, а у корпусных долот на специальной кольцевой выточке на шейке корпуса долота.

Основные технические данные серийно выпускаемых шарошечных долот даны в табл. IV.6.

ТАБЛИЦА IV.6

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ СЕРИЙНО ВЫПУСКАЕМЫХ ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ  
ДЛЯ БЕСКЕРНОВОГО БУРЕНИЯ

Шифр долота	Тип долота	Диаметр долота $D$ , мм	Диаметр корпуса долота $D_1$ не более, мм	Высота долота $H$ , мм	Тип, размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Масса долота, кг	Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомендуется по ОН 26-02-128-69), тс
							Число шт.	Суммарная площадь сечения (без насадок), см <sup>2</sup>	Направление струй		
В-97С У-97С	С	97±0,5	93	153	Ниппель 3-62 ГОСТ 5286-75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 2 мм	1	4,9	Центр долота	3,7	5,0
В-97Т У-97Т	Т	97±0,5	93	150	То же	Самоочищающиеся	1	4,9	То же	3,7	5,0
В-970К	ОК	97±0,5	93	150	»	»	1	4,9	»	4,0	5,0
В-97ТЗ	ТЗ	112±0,5	109		Ниппель 3-63,5 ГОСТ 7918-75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 3 мм	2		Между шарошками	4,67	6,0
В-112МГ—П	М			177				Насадки			
В-112С	С	112±0,5	109	163	То же	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 2 мм	1	4,9	Центр долота	5,0	6,0
В-112Т	Т	112±0,5	109		Ниппель 3-63,5 ГОСТ 7918-75	Самоочищающиеся	1		То же	5,7	6,0
Ш-112К	К	112±0,5	109	155	То же	»	1	4,9	»	6,5	6,0
Ш-1120К	ОК	112±0,5	109	165	»	»	1	4,9	»	6,5	6,0
2В-118С	С	118±0,5	114	165	Ниппель 3-76 ГОСТ 5286-75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 2 мм	1	4,9	Центр долота	6,1	6,0
				170	Ниппель 3-76 ГОСТ 5286-75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 2 мм	1	4,0	Центр долота	6,1	6,0
В-118С	С	118±0,5	114	174	То же	Несамочищающиеся	1	4,9	То же	6,1	6,0
2В-118Т	Т	118±0,5	114	170	То же	Несамочищающиеся	1	4,0	То же	5,3	6,0

В-118Т	Т	118±0,5	114	170		Самоочищающиеся	1	4,9	»	5,3	6,0
В-132Г-П	М	132±0,5	128	210	Ниппель 3-63,5 ГОСТ 7918—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 4 мм	2	Насадки	Между шарошками	5,31	7,0
1В-132С	С	132±0,5	127	187	То же	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 2,5 мм	1	4,0	Центр долота	6,2	7,0
В-132С	С	132±0,5	128	186		Самоочищающиеся	1	4,0	То же	6,2	7,0
1В-132Т	Т	132±0,5	127	166		»	1	4,9	»	6,2	7,0
В-132Т	Т	132±0,5	128	184	»	»	1	4,0	»	7,0	7,0
3В-132К	К	132±0,5	127	166	»	»	1	4,9	»	7,0	7,0
В-132К	К	132±0,5	128	183	»	»	1	4,0	»	10,0	7,0
4В-140С	С	140±0,5	137	220	Ниппель 3-88 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 3 мм	1	7,1	»	9,8	10,0
В-140С	С	140±0,5	136	217	То же	Несамоочищаю- щиеся	1	4,0	»	10,0	10,0
4В-140Т	Т	140±0,5	137	220	»	Самоочищающиеся	1	7,1	»	10,0	10,0
В-140Т	Т	140±0,5	136	215	»	Несамоочищаю- щиеся	1	4,9	На шарошку	16,0	10,0
7В-140С—1 **	С	140±1	126	266		То же	1	4,0	Центр долота	9,2	12,0
1В-145Т	Т	145±0,5	141	215	»	Самоочищающиеся	1	9,6	То же	10,0	12,0
3В-145Т	Т	145±0,5	141±1	215± ± 2,5		»	1	4,0	»	9,2	12,0
В-145Т											
Ш-145ТЗ	ТЗ	145±0,5	141	220			1	6,0		10,1	12,0
В-145К	К	145±0,5	141	200	»		1	6,0	»	10,1	12,0
Ш-145К	К	145±0,5	141	200	»		1	Насадка	»	10,4	12,0
В-145ОК	ОК	145±0,5	141	202	»		1	»	»	10,4	12,0
Ш-145ОК	ОК	151±0,5	141	202	Ниппель 3-88 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3	»	Между шарошками	6,72	12,0
В-151МГ *	М	151±1,0	147	220	То же	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 3 мм	1	6,0	Центр долота	8,7	12,0
1В-151С	С	151±1,0	146	206	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 3 мм	1	6,0	То же	8,5	12,0
В-151С	С	151±1,0	147	215		»	1	6,0		8,5	12,0
1В-151Т	Т	151±1,0	146	190		»	1	7,07		8,5	12,0
В-151Т	Т	151±1,0	147	210		»	1	6,0		9,5	12,0



Б-214СГ	С	214±1	207	280	»	»	3	Насадка	Между шарошками	30,0	25,0
75К-214-С-1 **	С	214±1	190	360		Сферическая шарошка оснащенная твердосплавными зубками	1	12,6	То же	47	25,0
К-214СГ	С	214±1	209,5	292		Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3	Насадки		32,1	25,0
К-214СЗГ	СЗ	214±1	208	290	»	То же	3	»	»	32,0	25,0
2К-214СТ	СТ	214±1	208	268		Самоочищающиеся	1	13,5	Центр долота	28,5	25,0
2К-214СТГ	СТ	214±1	209,5	279		»	3	Насадки	Между шарошками	30,7	25,0
2К-214Т	Т	214±1	208	268		»	1	13,5	Центр долота	28,5	25,0
2К-214ТГ	Т	214±1	209,5	279	»	»	3	Насадки	Между шарошками	30,8	25,0
1К-214ТЗ	Т	214±1	208	268		»	1	13,5	Центр долота	32,6	25,0
4К-214ТК	ТК	214±1	208	268		»	1	13,5	То же	29,7	25,0
2К-214ТК	ТК	214±1	208	268			1	Насадки	Между шарошками	31,8	25,0
2К-214ТКГ	ТК	214±1	209,5	279			3	13,5	Центр-долота	32,0	25,0
2К-214К	К	214±1	208	268			1	Насадки	Между шарошками	32,0	25,0
2К-214ОКП	ОК	214±1	208	280		»	3	3,14	Центр долота	31,2	25,0
Б-243МГ	М	243±1	236	320	Ниппель 3-147 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 8 мм	1	Насадки	Между шарошками	41,0	27,0
Б-243МСГ	МС	243±1	236	320	То же	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3		То же	42,0	27,0
Б-243СГ	С	243±1	236	320		То же	3			43,0	27,0

Шифр долота	Тип долота	Диаметр долота $D$ , мм	Диаметр корпуса долота $D_1$ , не более, мм	Высота долота $H$ , мм	Тип, размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Масса долота, кг	Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомендуется по ОН 26-02-128-69), тс
							Число, шт.	Суммарная площадь сечения (без насадок), см <sup>2</sup>	Направление струй		
Б-243С	С	243±1	236	300	Ниппель 3-121 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	1	16,6	Центр долота (на шарошки)	42,0	27,0
2У-243С	С	243±1	236	298	То же	То же	3	9,1	То же	42,0	27,0
1У-243ТЗП	ТЗ	243±1	237	283	»	Самоочищающиеся	1	2,55	»	42,0	27,0
1У-243Т	Т	243±1	237	288	»		3	13,6	»	41,0	27,0
1У-243ТК	ТК	243±1	237	268	»		1	9,1	Центр долота	42,0	27,0
У-243К	К	243±1	237	283		»	1	9,1	То же	39,1	27,0
ЗУ-243ОКП	ОК	243±1	237	283	»	»	1	2,55	»	43,0	27,0
Р-243-ОК	ОК	243±1	237	283		»	1	2,55		43,0	27,0
Р-243-ОКП	ОК	243±1	237	283	»		1	2,55	»	43,0	27,0
Б-269МГ	М	269±1	261	345	Ниппель 3-147 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 8 мм	3	Насадки	Между шарошками	53,5	32,0
Б-269МЗГ	МЗ	261±1	261	350	То же	То же	3	»	То же	58,0	32,0
Б-269МСГ	МС	269±1	261	335	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	3	»		50,5	32,0
Б-269СГ	С	269±1	261	335	»	То же	3	»	»	50,5	32,0
Б-269С	С	269±1	261	335		»	3	17,16	Центр долота	52,0	32,0
ОМ-269СТ	СТ	269±1	262	306			1	16,6 (без па-	То же	46,0	32,0

1У-269Т	Т	269±1	262	325	»	Самоочищающиеся	1	трубка)						
ОМ-269Т	Т	269±1	262	300			1	15,9					52,0	32,0
								16,6						
								(без па- трубка)						
ОМ-269ТК	ТК	269±1	262	300	»	»	1	То же						
ОМ-269К	К	269±1	262	300			1	»					46,0	32,0
ОМ-269ОКП	ОК	269±1	262	300			1	7,54					48,5	32,0
								(патру- бок из канала в лапах)						
Р-269ОКП	ОК	269±1	262	300	Ниппель 3-147 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся	1	3,14 (патру- бок)	Центр долота	—	—			
ЗУ-295М	М	295±1	287	345	Ниппель 3-152 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 10 мм	1	18,1	То же	63,0	40,0			
1У-295МГ	М	295±1	287	370	То же	То же	3	Насадки	Между шарошками	63,0	40,0			
1У-295МСГ	МС	295±1	287	370	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 6 мм	3		То же	67,0	40,0			
2У-295С	С	295±1	287	345		То же	1		Центр долота	64,3	40,0			
1У-295СГ	С	295±1	287	370			3		Между шарошками	66,0	40,0			
1У-295СЗГ	С	295±1	287	370			3	»	То же	66,4	40,0			
2У-295СТ	СТ	295±1	287	325		Самоочищающиеся	1	18,1	Центр долота	62,0	40,0			
1У-295Т	Т	295±1	287	325	»		1	18,1	То же	62,0	40,0			
1У-295ТК	ТК	295±1	287	325		»	1	18,1	»	64,0	40,0			
1У-295К	К	295±1	287	328			1	18,1	»	64,0	40,0			
1У-295ОКП	ОК	295±1	287	326		»	1	18,1	»	69,0	40,0			
Д-320МГ	М	320±1,5	310	396	Ниппель 3-171 ГОСТ 5286—75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 10 мм	3	Насадки	Между шарошками	89,0	40,0			

Шифр долота	Тип долота	Диаметр долота $D_1$ , мм	Диаметр корпуса долота $D_2$ , не более, мм	Высота долота $H$ , мм	Тип, размер присоединительной резьбы	Конструкция шарошек и их расположение	Промывочные каналы			Масса долота, кг	Максимально допустимая осевая нагрузка на долото (рекомендуется по ОН 26-02-128-69), тс
							Число, шт.	Суммарная площадь сечения (без насадок), см <sup>2</sup>	Направление струй		
1Д-320СГ	С	320±1,5	310	370	Ниппель 3-171 ГОСТ 5286-75	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 6 мм	3	Насадки	Между шарошками	88,0	40,0
Д-320СГ	С	320±1,5	310	396	Муфта 3-171 ГОСТ 5286-75	То же	3	» 30,2	То же	89,0	40,0
ЗД-346М	М	346±1,5	335	420			1			115,0	40,0
ЗД-346С	С	346±1,5	335	420	Ниппель 3-171 ГОСТ 5286-75	»	1	» Насадки	»	120,0	40,0
Д-346СГ	С	346±1,5	335	396			3			117,0	40,0
4Д-346Т	Т	346±1,5	335	395	Муфта 3-171 ГОСТ 5286-75	Несамоочищающиеся	1	30,2	Центр долота	110,0	40,0
Д-394МГ	М	394±2	380	435	То же	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 10 мм	6	Насадки	Три боковые насадки между шарошками, три в центре	165,0	40,0
2Д-394С	С	394±2	380	430	»	Самоочищающиеся со смещением шарошек на 6 мм	1	30,2	В центре долота	150,0	40,0
Д-394СГ	С	394±2	380	430			6			Насадки	Три боковые насадки между

ЗД-394Т	Т	394±2	380	430	»	Несамоочищающиеся	1	30,2	шарошк ми, три в центре	155,5	40,0
ЗД-445С	С	445±2	428	470	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	1	30,2	Центр долота То же	235,0	40,0
4Д-445СГ	С	445±2	428	467	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 6 мм	6	Насадки	Три боко вые гидро мониторные насадки между ша рошками и три в центре	235,0	40,0
ЗД-490С	С	490±2	466	490	»	Самоочищающиеся со смещением осей шарошек на 5 мм	1	30,2	Центр долота	290,0	40,0
Д-490СГ	С	490±2	470	480	»	То же	6	Насадки	Три боко вые насад ки между шарошка ми, три в центре	305,0	40,0

\* Двухшарошечное долото.

\*\* Одношарошечное долото.

ТАБЛИЦА IV.7  
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ АЛМАЗНЫХ ДОЛОТ ДЛЯ БЕСКЕРНОВОГО БУРЕНИЯ

Шифр алмазного долота	Диаметр долота $D$ , мм	Диаметр корпуса долота $D_1$ , мм	Высота долота $H$ , мм	Резьбовая головка, муфта, резьба по ГОСТ 5286-75	Масса алмазов, карат	Масса долота, кг	Тип	Назначение
Радиальные:								
ДР6С1	140	118	255	3-88	192	21	С	Для бурения малоабразивных пород средней твердости То же »
ДР8С1	188	124	250	3-121	366	39	С	
ДР9С1	212	185	250	3-121	417	48	С	
Радиальные с мелкими выступами:								
ДР140СТ1	140	108	240	3-88	225	23	СТ	Для бурения среднеабразивных пород средней твердости и твердых То же » » » »
ДР159СТ1	159	118	270	3-101	291	32	СТ	
ДР188СТ1	188	146	305	3-121	396	41	СТ	
ДР212СТ1	212	156	325	3-121	488	54	СТ	
ДР188Т1	188	146	305	3-121	448	41	Т	
ДР212Т1	212	156	320	3-121	533	54	Т	
Специальные:								
ДС8Т1	188	165	260	3-121	325	40	Т	Для бурения малоабразивных, среднеабразивных и твердых пород То же
ДС9Т1	212	156	320	3-121	400	52	Т	
Ступенчатые:								
ДТ6С1	140	108	250	3-88	190	19	С	Для бурения мягких и средней твердости пород То же » »
ДТ8С2	188	143	310	3-121	376	36	С	
ДТ9С2	212	156	330	3-121	442	50	С	
ДТ140С5	140	108	250	3-88	175	23	С	
ДТ188С5	188	146	310	3-121	350	41	С	
ДТ212С5	212	156	330	3-121	410	54	С	

Долота ступенчатые с усиленной торцовой поверхностью:								
ДТ140С6	140	108	250	3-88	255	36	С	Для бурения малоабразивных средней твердости пород
ДТ188С6	188	146	310	3-121	370	41	С	То же
ДТ212С6	212	156	330	3-121	440	54	С	»
Ступенчатые с торчидными выступами:								
ДК188С2	168	146	320	3-121	379	41	С	
ДК212С2	212	156	335	3-121	433	54	С	
Ступенчатые с торчидными выступами и треугольным центром:								
ДК188С5	188	146	320	3-121	388	41	С	»
ДК212С5	212	156	335	3-121	450	54	С	»
ДК267С5	269	178	385	3-147	653	92	с	»
Импрегнированные с торцовыми выступами:								
ДИ188С2	188	140	320	3-121	488	41	С	Для бурения малоабразивных средней твердости и твердых пород
ДИ212С2	212	156	330	3-121	581	54	С	То же
Импрегнированные лопастные:								
ДМ6С1	188	166	230	3-121	480	28	С	Для бурения малоабразивных, мягких и средней твердости пород
ДМ9С1	212	185	240	3-121	572	34	С	То же

## Алмазные долота

В практике бурения скважин на нефть и газ получили применение радиальные, спиральные и ступенчатые алмазные долота. Для изготовления долот используются алмазы различного размера и качества. Наиболее широкое применение получили однослойные и импрегнированные алмазные долота. В последние годы в практике бурения скважин на нефть и газ успешно используются синтетические алмазы и сверхтвердые материалы.

Алмазные долота в определенных условиях могут успешно использоваться при бурении скважин на воду. Наиболее высокие результаты получены при бурении алмазными долотами глубоких скважин (более 3000 м) и малоабразивных и средней абразивности породах. Основные параметры алмазных долот приведены в табл. IV.7.

## Фрезерные и дробовые долота

Фрезерное долото (рис. IV.18) предназначено для бурения неабразивных и малоабразивных плотных пород, а также для разбуривания цементных мостов и металла в скважинах. Выпускаются Краснодарским ремонтно-механическим заводом. Техническая характеристика фрезерных долот приведена в табл. IV.8.

Долота для бескернового дробового бурения применяются для крепких абразивных пород. Обычно для бескернового бурения дробью применяются долота диаметром 161 и 214 мм, представляющие собой литые стальные болванки с каналом, служащим для подачи промывочной жидкости и магазинирования дробы.

Для дробового бурения применяется чугунная дробь по ТУ-175-54 или стальная дробь (сечка) по ТУ 168—54.

### *Долота-расширители.*

Долота-расширители применяются для:

1) уширения ствола скважины с целью исключения затяжек бурового снаряда и перед спуском обсадной колонны;

2) уширения участка скважины в интервале водоносного пласта для создания каверны водоприемной части скважины под гравийную обсыпку фильтра.

Кроме основных задач с помощью долот-расширителей производится проработка ствола скважины, центрирование труб УБТ для уменьшения искривления скважин, разрушение зоны глинизации пласта и т. д. При роторном бурении скважин на воду расширители используют в следующих компоновках.

Долото-расширитель—УБТ—бурильные трубы.

Пилот—долото—долото-расширитель—УБТ—бурильные трубы.

Пилот—долото—УБТ—долото-расширитель—бурильные трубы.

ТАБЛИЦА IV.8

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФРЕЗЕРНЫХ ДОЛОТ ТИПА ДФТС

Показатели	Долото				
	ДФТС-118	ДФТС-140	ДФТС-190	ДФТС-214	ДФТС-243
Диаметр долота, мм . . . . .	118—1,0	140—1,0	190—1,5	215—1,5	243—1,5
Присоединительная резьба по ГОСТ 5286—75 . . . . .	3-76	3-88	3-121	3-121	3-147
Диаметр промывочных каналов, мм . . . . .	13	13	24	24	27
Высота долота, мм . . . . .	185	220	240	250	260
Масса, кг . . . . .	8	10	20	24	29

РИС. IV. 18.

ФРЕЗЕРНОЕ ДОЛОТО:

- 1 — корпус;
- 2 — промывочный канал;
- 8 — спиральные ленты;
- 4 — твердосплавная пластина
- 6 — коническая насадка;
- 6 — втулка;
- 7 — уплотнение;
- 8 — пластинки твердого сплава;
- 9 — промывочное отверстие;
- 10 — пробка

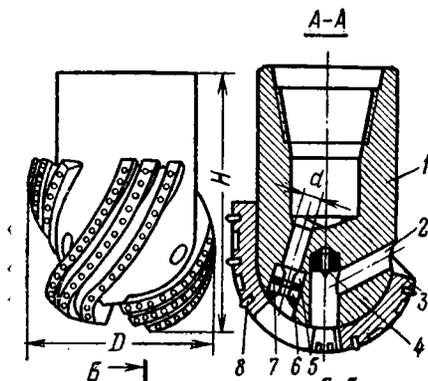


РИС. IV. 19.

РАСШИРИТЕЛЬ ТРЕХШАРОШЕЧНЫЙ ЗАВОДА «БОЛЬШЕВИК»:

- 1 — корпус;
- 2 — кольцо;
- 3 — шпонка;
- 4 — шпилька;
- 5 — шарошка;
- 6 — ось шарошки;
- 7 — шайба;
- 8 — рубашка

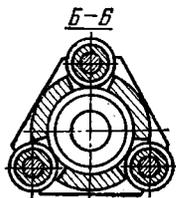
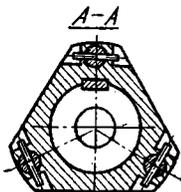
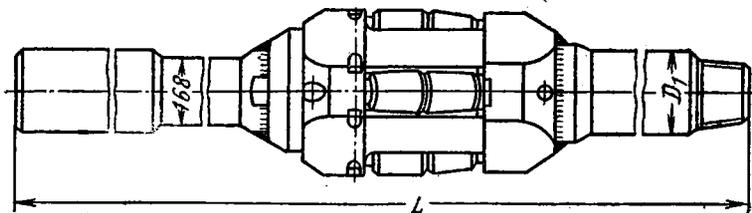
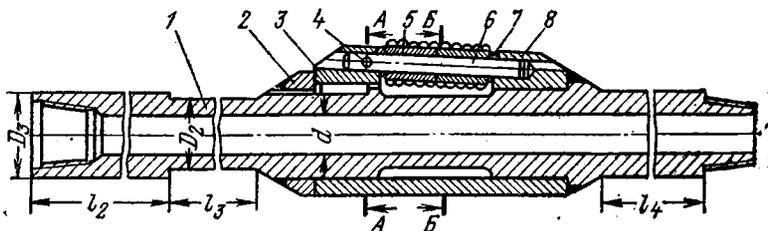
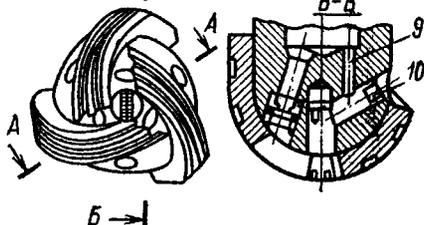
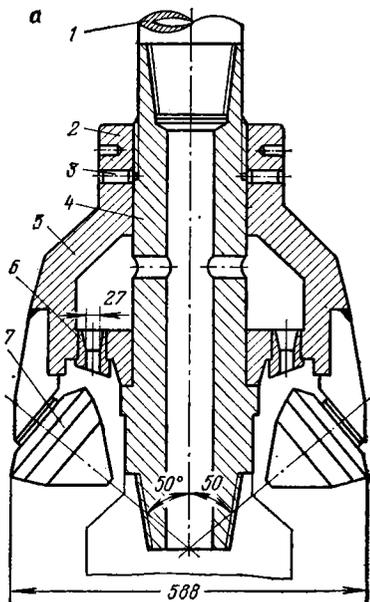


РИС. IV.20.  
ДОЛОТО-РАСШИРИТЕЛЬ МНОГОША-  
РОШЕЧНЫЙ КОНСТРУКЦИИ ТРЕСТА  
СОЮЗШАХТООСУШЕНИЕ:

- a* — долото-расширитель № 24;  
1 — бурильная труба;  
2 — гайка;  
3 — стопорный штифт;  
4 — патрубок;  
5 — корпус долота;  
6 — насадка;  
7 — шарошка с лапой;  
6 — долото-расширитель № 48;  
1 — трехшарошечное долото № 20;  
2 — трос;  
3 — шарошка № 20;  
4 — корпус;  
5 — патрубок;  
6 — штифт;  
7 — гайка специальная;  
8 — утяжелитель нижний;  
9 — труба бурильная, утяжеленная;  
10 — утяжелитель средний;  
11 — штифт;  
12 — утяжелитель верхний;  
13 — клин;  
14 — болт;  
15 — гайка;  
16 — планка  
*в* — долото-расширитель № 32;  
1 — корпус долота;  
2 — бурильная труба;  
3 — кольцо;  
4 — лапа шарошки



В основном долота-расширители изготавливаются на ремонтно-механических заводах, в механических мастерских трестов и специализированных буровых организациях и только незначительная часть на заводах, специализирующихся в выпуске долот.

Расширители шарошечного типа применяются для расширения ствола скважины в породах средней твердости, твердых и крепких. Расширитель обычно устанавливается на расстоянии 4—6 м над долотом.

Серийно выпускаются расширители трехшарошечные завода «Большевик» (рис. IV.19) следующих размеров: 243, 269, 295, 346, 394, 445 мм. Применяются они в основном для проработки и калибровки ствола и имеют диаметр, равный диаметру долота.

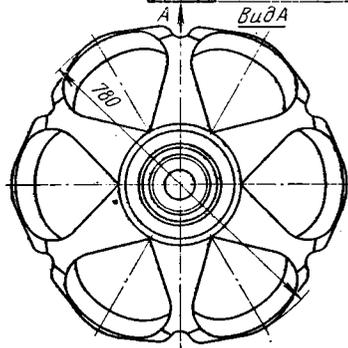
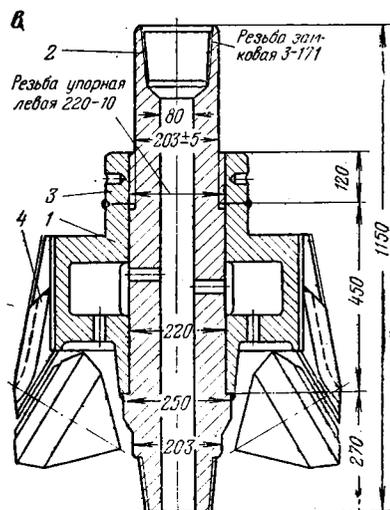
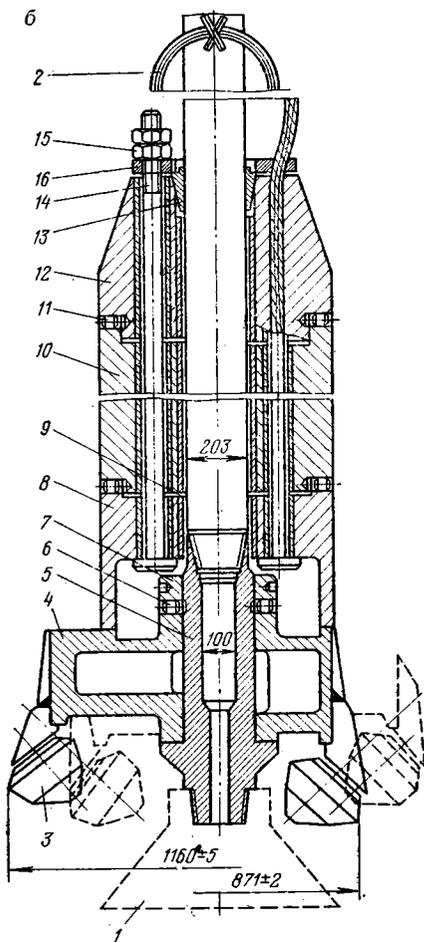
В искривленных скважинах может использоваться трехшарошечный расширитель конструкции Сергеева; при турбинном бурении в комплексе с отклонителем ОТС используются наддолотные трехлопастные штыревые расширители конструкции ВНИИБТ. Одношарошечный расширитель РОП диаметром 346, 394 и 445 мм применяется в сложных геологических условиях.

Долото-расширитель многошарошечное (рис. IV.20) конструкции треста Союзшахтоосушение диаметром 588, 678, 778, 960 и 1200 мм изготавливается Тульским опытно-механическим заводом. При изготовлении многошарошечных расширителей используют заготовки шарошек и лап трехшарошечных долот диаметром 346 мм, выпускаемых Сарapulьским заводом им. Дзержинского.

В качестве направляющего долота перед расширителем используют трехшарошечные долота диаметром 348, 448 и 490 мм.

Конструктивно эти долота однотипны. Долото-расширитель № 48 отличается от долот № 24 и № 32 размером и количеством шарошек на корпусе расширителя.

Трехлопастной расширитель конструкции Востокбурвод применяют для расширения скважин одновременно с процессом бурения в песчано-глинистых отложениях (рис. IV.21), а также для расширения верхних интервалов ствола скважины под кондуктор.



Технические характеристики расширителей, изготавливаемых серийно Новосибирским опытно-механическим заводом треста Востокбурвод, приведены в табл. IV.9.

В комплект трехлопастного ступенчатого расширителя входят: корпус расширителя с приваренным верхним кольцом; нижнее кольцо; три лопасти для бурения скважин диаметром 295, 346, 395 и 445 мм.

По согласованию с потребителем допускается поставка корпуса расширителя в комплекте с любым отдельным типоразмером лопастей, а также лопастей отдельно от корпуса расширителя в любом наборе. Монтаж лопастей расширителя прост и надежен. После износа лопастей нижнее кольцо корпуса расширителя снимают, в конусные пазы вставляют новые лопасти и бурение продолжается дальше.

Лопастные расширители с принудительным регулируемым фиксированием лопастей применяют в основном для расширения ствола скважины в зоне водоносного пласта и создания каверны под гравийную обсыпку. Серийный выпуск такого типа расширителей не организован. Обычно изготовление их производят в условиях мастерских специализированных буровых организаций-

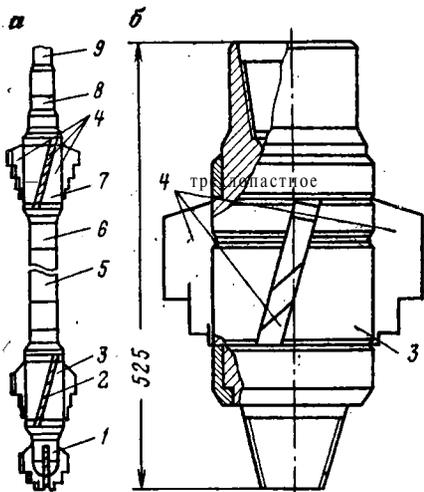


РИС. IV.21.

ТРЕХЛОПАСТНОЙ РАСШИРИТЕЛЬ  
КОНСТРУКЦИИ ВОСТОКБУРВОД:

а — компоновка расширителя с УБТ;

б — расширитель трехлопастной ступенчатый;

ступенчатое долото диаметром 243 мм;  
2 — трехперый расширитель диаметром 295—346 мм;  
3 — корпус расширителя;  
4 — сменные лопасти;  
5 — утяжеленные бурильные трубы диаметром 146 мм;  
6 — переводник ППЗ-121/121;  
7 — трехперый расширитель диаметром 394—445 мм;  
8 — переводник ППЗ-88/3-121;  
9 — бурильные трубы диаметром 89 мм

Принудительное расширение лопастей может осуществляться различным способом. Расширитель конструкции Промбурвод показан на рис. IV.22. Этот расширитель производит последовательное расширение интервалов скважины.

Расширитель конструкции треста Укрбурвод и проектной конторы Востокбурвод показан на рис. IV.23. Он позволяет производить расширение ствола скважины до 900 мм.

Раскрытие лопастей расширителя может осуществляться за счет использования силы гидродинамического напора, создаваемого буровым насосом. Известны и другие способы расширения лопастей, в частности, под действием груза, однако они не получили промышленного применения.

Инерционные расширители применяются двух модификаций. Первая — долота-расширители с симметричным расположением лопастей. Вторая — долота-расширители с эксцентричным расположением лопастей.

При вращении бурильной колонны за счет инерционных сил лопасти отклоняются от оси скважины и расширяют ее ствол.

Двухлопастной инерционный расширитель (рис. IV.24) конструкции треста Востокбурвод изготавливается Опытно-механическим заводом в г. Новосибирске.

ТАБЛИЦА IV.9

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

СТУПЕНЧАТЫХ ТРЕХЛОПАСТНЫХ РАСШИРИТЕЛЕЙ

Шифр долота расширителя	Тип направляющего долота	Диаметр расширителя, мм	Форма лопасти и вооружение торца лопасти	Допускаемая осевая нагрузка, тс	Длина корпуса расширителя, мм
РТС 295	ДЗПС-8, ДЗПС-10	295	Лопасть ступенчатая прямоугольной формы	10	595
РТС 346	То же	346	Армирование лопастей	10	595
РТС 394	»	394	расширителя релитом	10	595
РТС 445	»	445	ТЗ-2 или ТЗ-4 ТУ 596—65	10	595

Примечание. Присоединительная резьба 3-121 ГОСТ 5286—75.

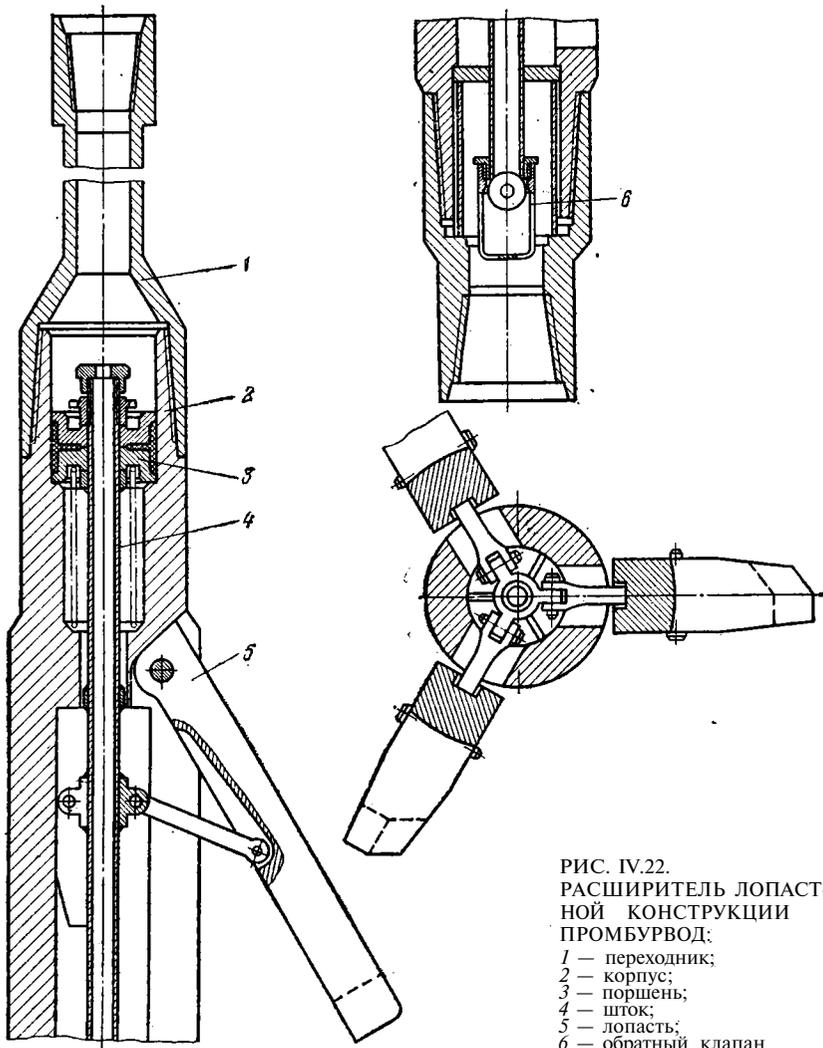


РИС. IV.22.  
РАСШИРИТЕЛЬ ЛОПАСТНОЙ  
КОНСТРУКЦИИ  
ПРОМБУРВОД:

- 1 — переходник;
- 2 — корпус;
- 3 — поршень;
- 4 — шток;
- 5 — лопасть;
- 6 — обратный клапан

При спуске долота-расширителя в скважину лопасти сложены. При вращении долота лопасти расходятся и расширяют ствол скважины. Долота такого типа могут применяться для проработки ствола скважины под башмаком обсадной колонны при зависании ее, а также при посадке фильтровой колонны в неустойчивые водоносные пласты с переслаиванием пучащих глин.

Техническая характеристика двухлопастных расширителей приведена в табл. IV. 10.

В тресте Промбурвод применяют однолопастной эксцентриковый расширитель (рис. IV.25).

Гидромониторные расширители имеют насадки, через которые промывочная жидкость выходит под давлением и энергией струи при вращении корпуса

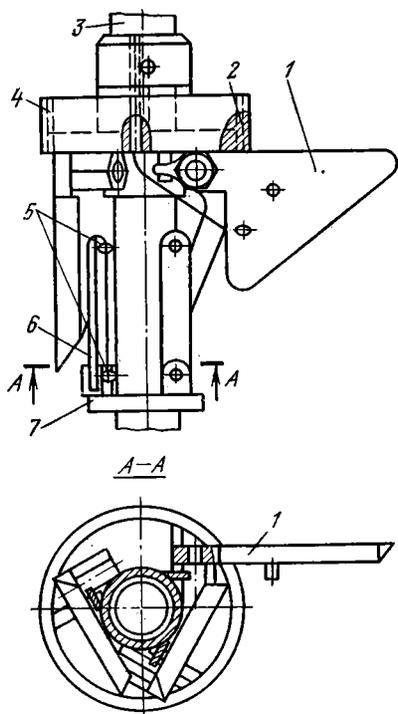


РИС. IV.23.  
РАСШИРИТЕЛЬ ЛОПАСТНОЙ КОНСТРУКЦИИ УКРБУРВОД И ПКК ВОСТОКБУРВОД:

- 1 — лопасть;
- 2 — фланец;
- 3 — бурильная труба;
- 4 — кольцевой регулируемый упор;
- 5 — шарнир;
- 6 — тяга;
- 7 — направляющее кольцо

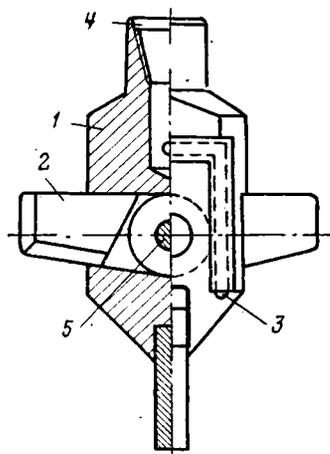


РИС. IV.24.  
ДВУХЛОПАСТНОЙ ИНЕРЦИОННЫЙ РАСШИРИТЕЛЬ ТРЕСТА ВОСТОКБУРВОД:

- 1 — корпус расширителя;
- 2 — лопасти расширителя;
- 3 — промывочные отверстия;
- 4 — присоединительная резьба;
- 5 — палец шарнира

ТАБЛИЦА IV.10  
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ  
ДВУХЛОПАСТНЫХ ИНЕРЦИОННЫХ РАСШИРИТЕЛЕЙ

Шифр долота-расширителя Новосибирского опытно-механического завода треста Востокбурвод	Диаметр долота со сложенными лопастями, мм	Диаметр долота-расширителя в рабочем положении лопастей, мм	Присоединительная резьба	Длина корпуса долота-расширителя, мм
РД-269	143	269±1	3-76 ГОСТ 286—75	110
РД-295	193	295±1,5	3-76 ГОСТ 286—75	120
РД-346	240	346±2	3-121 ГОСТ 5286—75	460

гидромониторного расширителя разрушают горную породу, вырабатывая каверну в нужном интервале (рис. IV.26). Корпус гидромониторного расширителя изготавливают наружным диаметром 140, 190, 243, 269 и 320 мм. Количество насадок — 2—3 шт. с проходным отверстием в зависимости от типа применяемого бурового насоса.

Гидравлические турбинные расширители (ГТР) конструкции треста Востокбурвод изготавливают серийно на опытно-механическом заводе треста (рис. IV.26, б). Преимущество этого расширителя перед гидромониторным заключается в том, что разбуривание каверны в нужном интервале ствола скважины можно производить без вращения корпуса расширителя через бурильные трубы. За счет реактивных сил через направленные сопла 3 высоконапорная струя промывочной жидкости разрушает стенки скважины. При этом корпус турбинки 2 вращается на муфте с валом 7, через которую подается промывочная жидкость в насадки 3. Корпус турбинки удерживается на вале с помощью

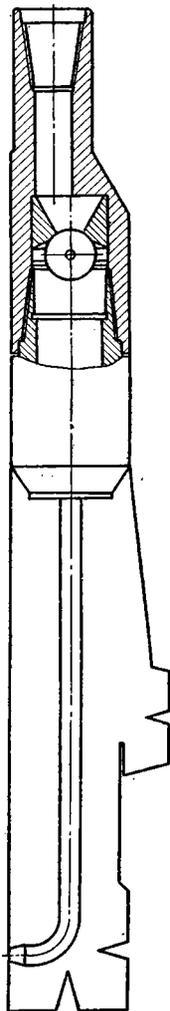


РИС. IV.25.  
ОДНОЛОПАСТНОЙ ЭКСЦЕНТРИКОВЫЙ РАСШИРИТЕЛЬ ПРОМБУРВОД  
РИС IV.26.

ГИДРОМОНИТОРНЫЕ РАСШИРИТЕЛИ:

*a* — схема гидравлического расширителя:

1 — зазор;

2 — бурильные трубы;

4 — расширитель;

*б* — схема гидравлического турбинного расширителя:

1 — муфта с валом;

2 — корпус турбинки;

3 — сопла;

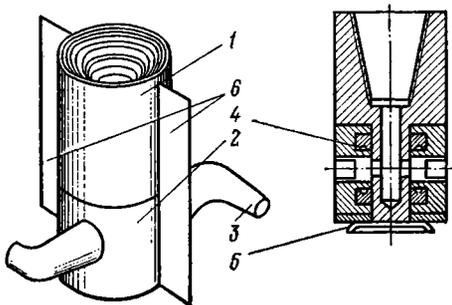
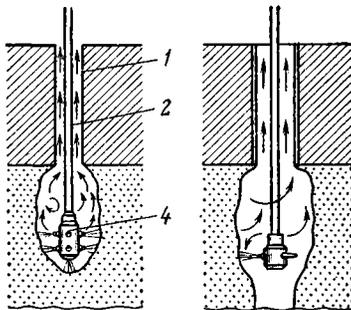
4 — манжеты самоуплотняющиеся;

5 — фиксирующая шайба;

6 — тормозные пластинки

*a*

*б*



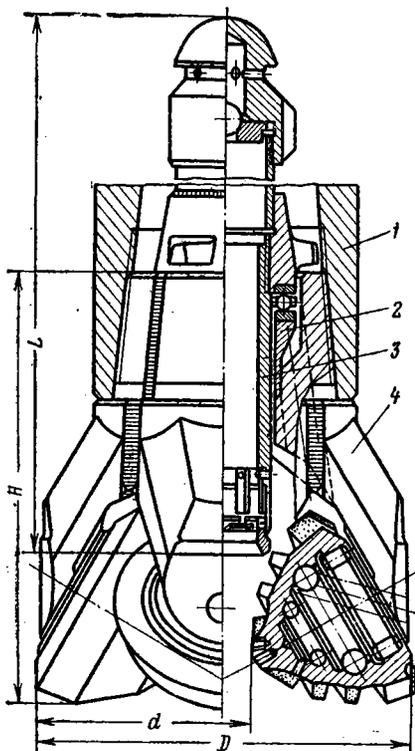


РИС. IV.27.  
КОЛОНКОВОЕ ДОЛОТО 1В-ДК:

- 1 — корпус долота;
- 2 — грунтоноска;
- 3 — кернорватель;
- 4 — бурильная головка

фиксирующей шайбы 5. Для уменьшения оборотов турбины установлены тормозные пластины 6.

Эти расширители нашли применение для расширения ствола скважин в слабосцементированных или неустойчивых песках под гравийную обсыпку; расширение может производиться одновременно со спуском фильтра. Расширители также применяются при освоении скважин для очистки фильтров от глинистых частиц и разрушения глинистой корки на стенках скважин.

#### Колонковые долота, наборы и коронки

В роторном бурении применяются колонковые наборы со съёмной и несъёмной грунтоноской.

Бурильные головки шарошечного типа изготавливаются для различных по твердости пород; применяются также алмазные и твердосплавные бурильные головки.

Колонковый набор с несъёмной грунтоноской (первая модель Верхне-Сергинского завода, колонковое до-

лото 1В-ДК) позволяет поднимать керн вместе с колонной бурильных труб (рис. IV.27). Несъёмная грунтоноска вращается вместе с бурильной головкой, в нижней части устанавливается кернорватель рычажного типа. Возможно применение более длинных грунтоносок до 12—26 м.

УфНИИ созданы двойные колонковые наборы ДКНУ, работающие с алмазными бурильными головками типа АКУ и твердосплавными бурильными головками типа ТКПУ и ТКУ. Эти наборы обеспечивают взятие керна из слабосцементированных пород.

Алмазные головки рекомендуется применять лишь при бурении скважин большой глубины (более 3000 м) и в крепких и твердых породах.

ТАБЛИЦА IV. 11  
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛОНКОВЫХ ДОЛОТ ТИПА 1В-ДК

Шифр долота	Диаметр бурильной головки, мм	Диаметр керна, мм	Длина долота без бурильной головки, мм
1В-ДК 118 СТ	118±0,5	22±1,0	5200
3В-ДК 145 СТ	145±1,0	25±1,0	5200
1В-ДК 190 СТ	190±1,0	33±1,5	6300
1В-ДК 214 СТ	214±1,0	33±1,5	6300
1В-ДК 243 СТ	243±1,0	47±1,5	6400
1В-ДК 269 СТ	269±1,0	47±1,5	6400
1В-ДК 295 СТ	295±1,0	47±1,5	6400
1В-ДК 346 СТ	346±1,0	47±1,5	6400

Колонковые наборы типа СК имеют съемную грунтоносу. Они позволяют поднимать керн без подъема бурильных труб и применяются при глубоком бурении на нефть и газ.

Техническая характеристика колонковых долот типа 1В-ДК дана в табл. IV. 11.

Номенклатура долот для бескернового бурения и с отбором керна приведена в табл. IV. 12.

В геологоразведочном бурении для отбора керна применяются колонковые снаряды и коронки. Твердосплавные коронки применяются в породах различной твердости и абразивности (I—VIII категорий пород по ЕНВ, Мингео СССР).

Коронки типа М имеют большие зазоры между колонковым снарядом и стенками скважины. Они применяются в мягких и рыхлых породах малой абразивности (пески, супеси, суглинки, глины, мел, мергель, слабосцементированный песчаник, слабые алевролиты, глинистые сланцы и слабые известняки и др.), а именно:

М1 — в мягких и однородных породах I—III категорий (ЕНВ Мингео СССР);

М2 — в мягких породах II—IV категорий с небольшими прослоями твердых пород (рис. IV.28);

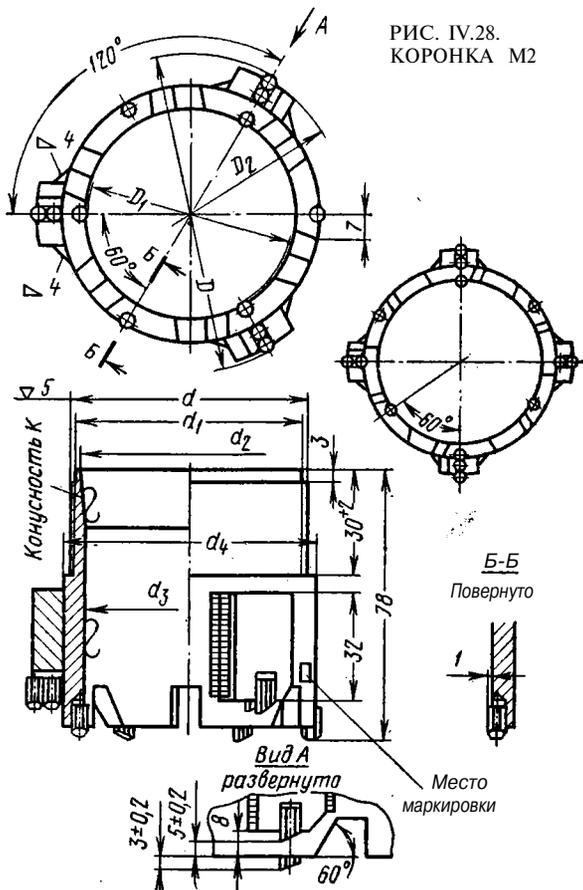


РИС. IV.28.  
КОРОНКА М2



М5 — в однородных породах II—IV категорий.

Коронки СМ3, СМ4, СМ5 и СТ2 (рис. IV.29, 30, 31) армированы резами твердого сплава так, что выбуривают ступенчатый забой. Эти коронки применяются для бурения в породах средней твердости и небольшой абразивности:

СМ3 — в монолитных малоабразивных породах IV—VI категорий (алевролиты, аргиллиты, гипс, известняк, глинистый сланец и др.);

СМ4 — в монолитных и преимущественно в малоабразивных перемежающихся породах V—VI, частично VII категорий (алевролиты, аргиллиты, глинистые и песчаные сланцы, известняки, слабые песчаники, дуниты, базальты и др.);

СМ5 — в монолитных и преимущественно малоабразивных и слаботрешиноватых породах V—VI категорий (доломиты, известняки, глинистые и песчаные сланцы, серпентиниты и др.);

СТ2 — в малоабразивных трещиноватых и перемежающихся горных породах IV—VI категорий (доломиты, частично кремнеземные, известняки, сланцы с твердыми включениями и др.).

Коронки самозатачивающегося типа СА1, СА2, СМ6, СА4 (рис. IV.32) применяются для бурения в породах средней абразивности (песчаные сланцы, песчаники, алевролиты, габбро, амфиболиты, пироксениты);

СА1 — в плотных и абразивных монолитных и мелкозернистых породах VI—VIII категорий (песчаники, песчаные сланцы, алевролиты, габбро, порфириты и др.);

СА2 — в перемежающихся абразивных и монолитных породах VI—VIII, частично IX категорий (песчаники, алевролиты, диориты, габбро, порфириты, окварцованные известняки и др.);

СА3 — то же, что и СА2, но преимущественно в абразивных породах;

СА4 — то же, что и СА2, но в слаботрешиноватых породах.

В породах VII—XII категорий применяются алмазные коронки. В практике наибольшее применение получили импрегнированные коронки, реже применяются однослойные и многослойные коронки. В последние годы получили распространение коронки, армированные синтетическими алмазами и сверхтвердыми материалами.

В крепких и твердых абразивных породах для отбора керна применяются дробовые коронки.

В практике бурения скважин на воду диаметр дробовых коронок увеличивается до 200 мм за счет наварки продольных ребер по наружному диаметру корпуса коронки диаметром 150 мм.

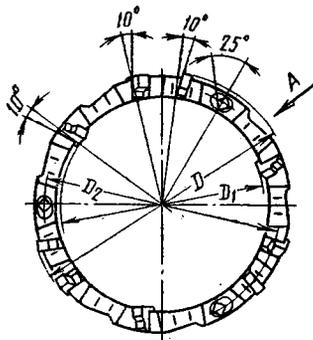
## Эксплуатация долот

Нельзя хранить долота на открытых площадках и навалом; сбрасывать долота на металлические предметы, подтаскивать волоком, ударять по корпусу долота или использовать при навинчивании и свинчивании захват за шапки.

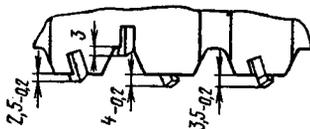
Перед навинчиванием долота для спуска в скважину бурильщик обязан:

- а) проверить резьбу и исправность долота внешним осмотром;
- б) проверить промывочные окна и насадки;
- в) замерить номинальный и максимальный диаметры долота кольцом—шаблоном и сравнить с клеймом на долоте;
- г) смазать резьбу долота графитовой смазкой;
- д) проверить вращение шарошек и их люфт;
- е) проверить вооружение рабочих органов долота.

Перед спуском долота проверяют и очищают промывочные каналы и резьбу. Гидромониторные долота должны храниться в отдельном шкафу. Во избежание засорения насадок бурение гидромониторными долотами ведется с сеткой под ведущую трубу,



Вид А  
развертка  
повернуто



Вид А  
повернуто  
(без резцов)

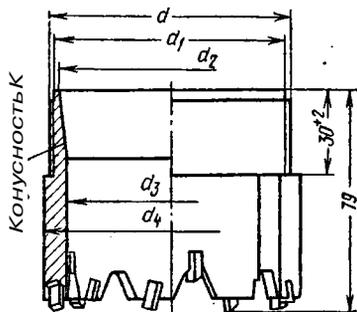
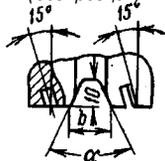
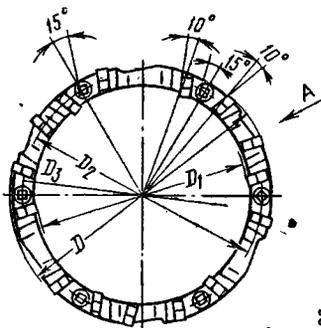
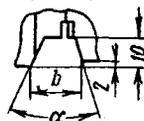


РИС. IV.29.  
КОРОНКА CM4



Вид А  
повернуто  
(без резцов)



Вид А  
развертка  
повернуто

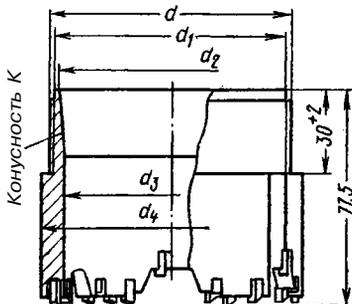
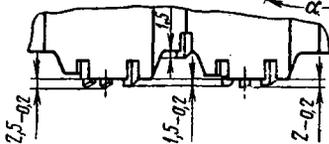
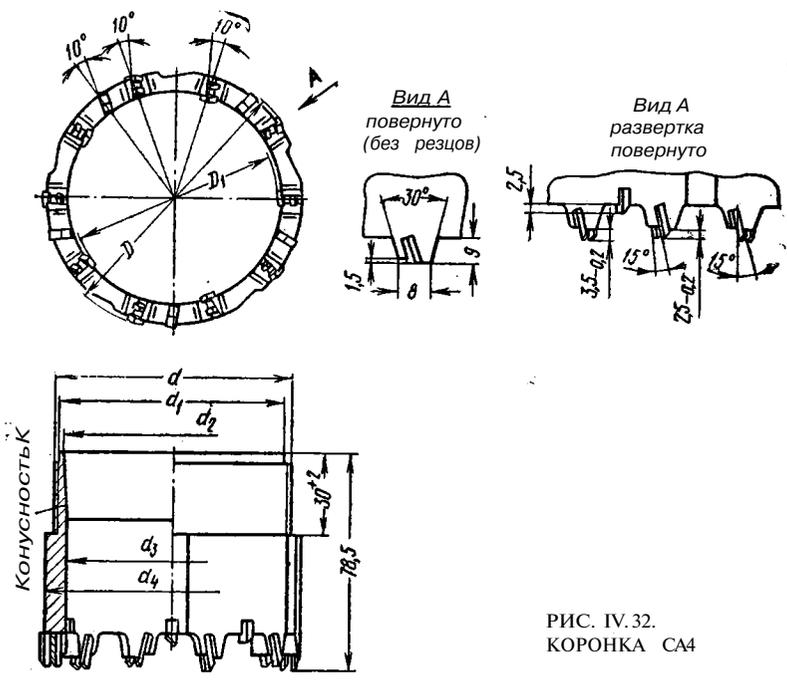
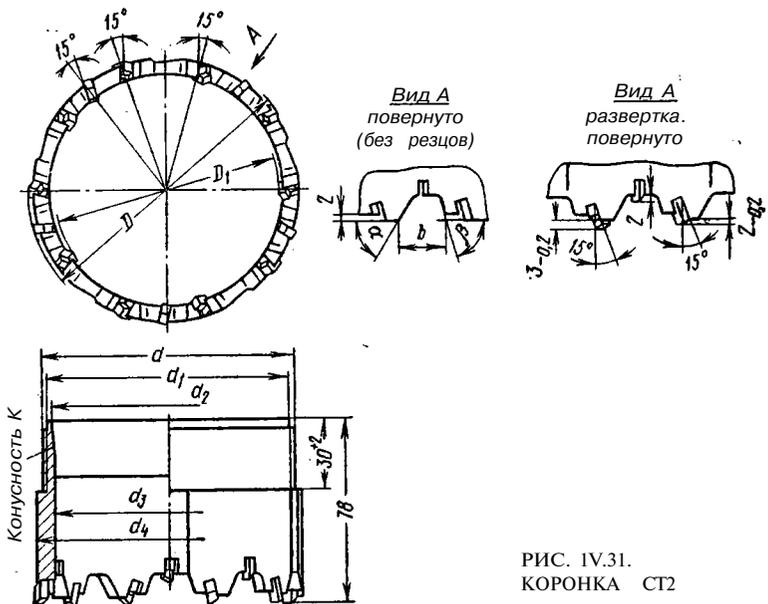


РИС. IV.30.  
КОРОНКА CM5



При бурении лопастными долотами отмечаются большие крутящие моменты, чем при использовании шарошечных долот, поэтому происходит более сильная затяжка резьбовых соединений.

Свинчивание и навинчивание лопастных долот с помощью ударов категорически запрещается во избежание повреждения армированных лопастей долота. При работе с лопастными долотами весьма часто образуются сальники, которые следует ликвидировать расхаживанием вращающегося снаряда с лебедки.

Спуск долота в скважину производят плавно с лебедки. При заклинивании долота спуск следует осуществлять с проработкой и промывкой. Проработку ствола скважины осуществляют при плавной подаче инструмента и нагрузке на долото не более  $1/3$ , предусмотренной геолого-техническим нарядом. Спуск долота на последней свече (трубе) производят с проработкой. Бурение и проработка до восстановления циркуляции промывочной жидкости не рекомендуется.

Бурение шарошечным долотом следует начинать с приработки в течение 6—10 мин при осевой нагрузке до 1 тс. При бурении вязких пород не следует допускать образование сальников, которое характеризуется резким увеличением крутящего момента и повышением давления промывочной жидкости в нагнетательной линии бурового насоса. Сальник рекомендуется сбить путем приподнятия и резкого опускания инструмента. Вибрация инструмента часто свидетельствует о заклинивании шарошек. Это подтверждается прекращением или резким снижением проходки.

Перед подъемом долота скважину промывают. При подходе долота к башмаку обсадной колонны скорость подъема инструмента снижают. После подъема долота осматривают, определяют степень износа рабочих органов, изменение диаметра долота, состояние опор и т. д. Результаты фиксируются в буровом журнале.

## **§ 2. Бурильные, утяжеленные, ведущие трубы и их соединение**

### **Бурильные трубы**

При бурении на воду в основном применяют стальные бурильные трубы нефтяного сортамента по ГОСТ 631—75. Предусмотрен выпуск бурильных труб 4-х типов.

*Тип 1* — трубы с высаженными внутрь концами (рис. IV.33 и табл. IV.13).

*Тип 2* — трубы с высаженными наружу концами (рис. IV.34 и табл. IV.14).

*Тип 3* — трубы с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками (рис. IV.35 и табл. IV.15).

*Тип 4* — трубы с высаженными наружу концами и коническими стабилизирующими поясками (рис. IV.36 и табл. IV.16).

Трубы всех перечисленных типов должны изготавливаться длиной 6 и 8 м при условном диаметре 60—102 мм и длиной 11,5 м при условном диаметре 114—168 мм.

Трубы типов 1 и 2 выпускают с правой и левой резьбой.

Трубы типов 3 и 4 выпускают с правой резьбой, а по согласованию заказчика с изготовителем могут выпускаться и с левой резьбой.

Трубы и муфты должны изготавливаться из стали групп прочности, указанных в табл. IV.17.

Профиль и размеры резьбы труб типов 1 и 2 и муфт к ним (правой и левой) даны на рис. IV.37 и в табл. IV.18.

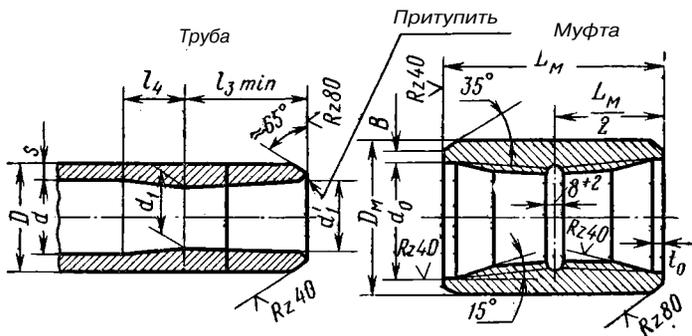


РИС. IV.33.  
ТРУБА С ВЫСАЖЕННЫМИ ВНУТРУ КОНЦАМИ

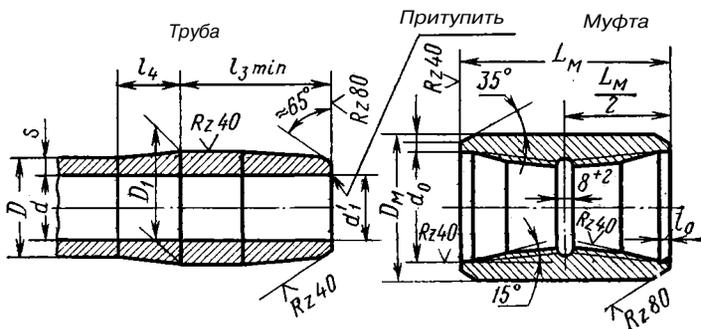


РИС. IV.34.  
ТРУБА С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ

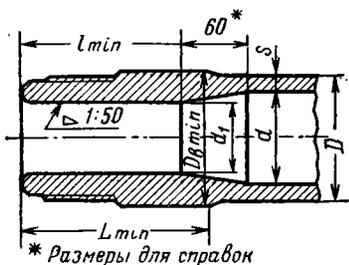


РИС. IV.35.  
ТРУБА С ВЫСАЖЕННЫМИ  
ВНУТРУ КОНЦАМИ И КОНИЧЕСКИМИ  
СТАБИЛИЗИРУЮЩИМИ  
ПОЯСКАМИ

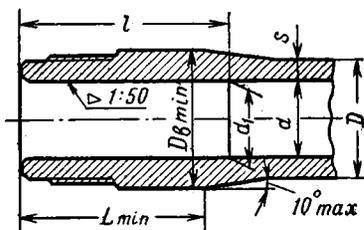


РИС. IV.36.  
ТРУБА С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ  
КОНЦАМИ И КОНИЧЕСКИМИ  
СТАБИЛИЗИРУЮЩИМИ ПОЯСКАМИ

ТАБЛИЦА IV. 13  
РАЗМЕРЫ В ММ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ ВНУТРЕЬ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Условный диаметр трубы	Труба							Муфта					Масса, кг		
	наружный диаметр $D$	толщина стенки $s$	внутренний диаметр $d$	Высадка				наружный диаметр $D_m$	длина $L_m$	Расточка		ширина торцовой плоскости $B$	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной трубы)	муфты
				длина до переходной части $l_1$ , мм не менее	длина переходной части $l_2$	диаметр прохода				диаметр $d_0$	глубина $l_0$				
						$d_i$	$d'_i$								
60	60,3	7	46,3	90	40	32	40	80	140	63,5	3	5	9,15	1,2	~ 2,7
73	73,0	9	42,3	100	40	24	32	95	166	76,2	3	6	11,3	1,4	~ 4,2
		7	59,0			45	54						11,4	1,6	
		9	55,0			34	43						14,2	2,4	
89	89,0	11	51,0	100	40	28	37	108	166	92	3	6	16,8	2,2	~ 4,4
		7	75,0			60	69						14,2	2,4	
		9	71,0			49	58						17,8	3,4	
102	101,6	11	67,0	115	55	45	54	127	184	104,8	3	7	21,2	3,2	~ 7,0
		7	87,6			74	83						16,4	3,0	
		8	85,6			70	79						18,5	3,4	
		9	83,6			66	75						20,4	3,8	
114	114,3	10	81,6	130	55	62	71	140	204	117,5	3	7	22,4	4,0	~ 9,0
		7	100,3			82	91						18,5	4,6	
		8	98,3			78	87						20,9	5,8	
		9	96,3			74	83						23,3	6,0	
		10	94,3			70	79						25,7	6,6	
127	127,0	11	92,3	130	55	68	77	152	204	130,2	3	7	28,0	6,4	~ 10,0
		7	113,0			95	104						20,7	5,8	
		8	111,0			91	100						23,5	6,4	
		9	109,0			87	96						26,2	7,0	
140	139,7	10	107,0	130	55	83	92	171	215	144,5	3	8	28,9	7,6	~ 14,0
		8	123,7			105	114						26,0	7,0	
		9	121,7			101	110						29,0	7,6	
		10	119,7			100	106						32,0	8,2	
168	168,3	11	117,7	130	55	91	100	197	229	171,5	3	8	35,0	9,6	~ 16,7
		9	150,3			128	137						36,3	9,8	
		10	148,3			124	133						39,0	10,8	

ТАБЛИЦА IV. 14

РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

Условный диаметр трубы	Труба						Муфта					Масса, кг		
	наружный диаметр $D$	толщина стенок $s$	внутренний диаметр $d$	Высадка			наружный диаметр $D_M$	длина $L_M$	Расточка		ширина торцовой плоскости $B$	1 м гладкой трубы	двух высадок (для одной тру- бы)	муфты
				наружный диаметр $D_1$	длина до переходной части $L_{min}$ , не менее	длина переходной части $L_1$			диаметр $d_0$	глубина $l_0$				
60	60,3	7 9	46,3 42,3	67,46	110	65	86	140	70,6	3	5	9,15 11,3	1,5	~2,7
73	73,0	7 9 И	59,0 55,0 51,0	81,76	120	65	105	165	84,9	3	6	11,4 14,2 16,8	2,5	~4,7
89	89,0	7 9 И	75,0 71,0 67,0	97,13	120	65	118	165	100,3	3	7	14,2 17,8 21,2	3,5	~5,2
102	101,6	8 9 10	85,6 83,6 81,6	114,30	145	65	140	204	117,5	3	7	18,5 20,4 22,4	4,5	~9,0
114	114,3	8 9 10 И	98,3 96,3 94,3 92,3	127,00	145	65	152	204	130,2	3	7	20,9 23,3 25,7 28,0	5,0	~11,0
140	139,7	8 9 10 11	123,7 121,7 119,7 117,7	154,00	145	65	185	215	157,2	3	8	26,0 29,0 32,0 35,0	7,0	~ 15,0

ТАБЛИЦА IV.15

РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ ВНУТРЬ КОНЦАМИ И КОНИЧЕСКИМИ СТАБИЛИЗИРУЮЩИМИ ПОЯСКАМИ

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы $D$	Толщина стенки $s$	Внутренний диаметр $d$	Диаметр прохода высадки $d_1$	Наружный диаметр высадки $D_0$ min	Длина механической обработки высадки $L_{min}$	Длина по переходной части высадки /min	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг	
89	89,0	9	71,0	57	89,9	150	145	17,8	3,9	
		11	67,0	54					21,2	3,4
102	101,6	9	83,6	68	101,9	150	145	20,4	5,1	
		10	81,6	66					22,4	5,0
114	114,3	9	96,3	78	115,2	160	155	23,3	7,3	
		10	94,3	76					25,7	7,1
		11	92,3	74					28,0	6,9
127	127,0	9	109,0	92	130,2	160	155	26,2	7,8	
		10	107,0	90					28,9	7,6
140	139,7	9	121,7	102	140,2	160	155	29,0	11,0	
		10	119,7	100					32,0	10,2
		11	117,7	100					35,0	9,2

ТАБЛИЦА IV. 16

РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ И КОНИЧЕСКИМИ СТАБИЛИЗИРУЮЩИМИ ПОЯСКАМИ

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр $D$	Толщина стенки $s$	Внутренний диаметр $d$	Диаметр высадки $d_1$	Наружный диаметр высадки $D_0$ min	Длина механической обработки высадки $L_{min}$	Длина высадки $l$	Масса 1 м гладкой трубы, кг	Увеличение массы одной трубы вследствие высадки обоих концов, кг	
73	73,0	9	55,0	52,0	85,9	150	155	14,2	3,7	
		11	51,0	48,0						16,8
89	89,0	9	71,0	68,0	101,9	150	155	17,8	4,5	
		11	67,0	64,0						21,2
102	101,6	9	83,6	80,6	115,2	160	165	20,4	5,7	
		10	81,6	78,6						22,4
114	114,3	9	96,3	93,3	130,2	160	165	23,3	7,9	
		10	94,3	91,3						25,7
		11	92,3	89,3						28,0

РИС. IV.37.  
ПРОФИЛЬ И РАЗМЕРЫ РЕЗЬБЫ  
ТРУБ ТИПОВ 1 И 2 И МУФТ К НИМ:  
1 — линия, параллельная оси резьбы;  
2 — линия среднего диаметра резьбы

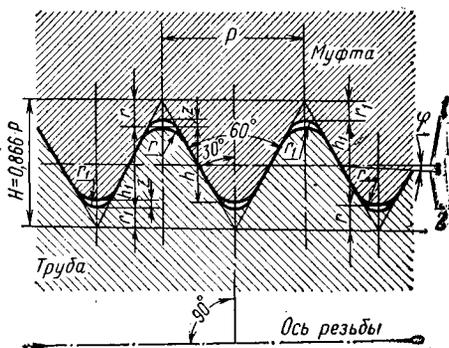


ТАБЛИЦА IV.17  
ПРОЧНОСТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТАЛЕЙ

Показатели	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление, кгс/мм <sup>2</sup> , не менее	65	70	75	80	90	100	110
Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup> , не менее	38	50	55	65	75	90	100
Относительное удлинение, %, не менее:							
$\delta_{15}$	16	12	12	12	12	12	12
$\delta_{10}$	12	10	10	10	10	10	10
Относительное сужение после разрыва $\psi$ , %, не менее	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость $a_{\sigma}$ , кгс·м/см <sup>2</sup> , не менее	4	4	4	4	4	3	3

ТАБЛИЦА IV.18  
РАЗМЕРЫ В ММ ПАРАМЕТРОВ ПРОФИЛЯ РЕЗЬБЫ

Параметры	Нормы параметров резьбы	Параметры	Нормы параметров резьбы
Шаг резьбы $P$	3,175	Радиусы закругления:	
Глубина резьбы $h_1$	1,810 <sup>+0,05</sup> <sub>-0,10</sub>	$r$	0,508
Рабочая высота профиля $h$	1,734	$r_1$	0,432
		Зазор $z$	0,076
		Угол уклона $\phi$	1° 47' 24"
		Конусность 2 tg $\phi$	1 : 16

#### Замки для бурильных труб с высаженными концами

Бурильные трубы по ГОСТ 631—75 соединяют в колонны с помощью замков по ГОСТ 5286—75. Замки для бурильных труб состоят из двух деталей — ниппеля и муфты, соединенных между собой конической замковой резьбой, и изготавливаются в двух исполнениях:

правые — с правой замковой резьбой и с правой резьбой для соединения замка с бурильными трубами;

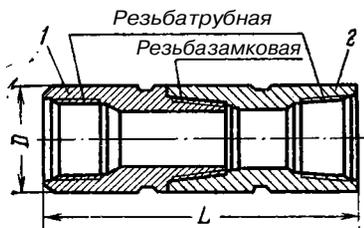


РИС. IV.38.  
ЗАМОК ТИПА ЗН, ЗШ И ЗУ:  
1 — ниппель;  
2 — муфта

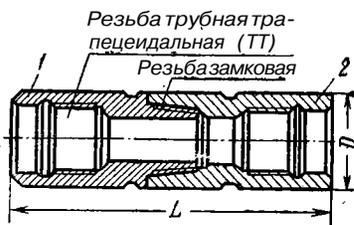


РИС. IV.39.  
ЗАМОК ТИПА ЗШК И ЗУК:  
1 — ниппель;  
2 — муфта

левые — с левой замковой резьбой и с левой резьбой для соединения замка с бурильными трубами.

Типы замков для бурильных труб приведены в табл. IV.19.

Основные размеры и масса замков приведены на рис. IV.38, IV.39 и в табл. IV.20.

Пример условного обозначения замков ЗН, ЗШ, ЗУ, ЗШК и ЗУК с нормальным проходным отверстием и наружным диаметром  $D = 108$  мм.

Замок ЗН-108 ГОСТ 5286-75.

То же с левой резьбой.

Замок ЗН-108Л ГОСТ 5286-75.

Основные размеры ниппелей замков приведены на рис. IV.40 и в табл. IV.21 и IV.22.

ТАБЛИЦА IV.19  
ТИПЫ ЗАМКОВ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

Тип	Наименование	Область применения
ЗН	Замок с нормальным проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь концами
ЗШ	Замок с широким проходным отверстием	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами
ЗУ	Замок с увеличенным проходным отверстием	
ЗШК	Замок с широким проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь концами с коническими стабилизирующими поясками
ЗУК	Замок с увеличенным проходным отверстием с конической расточкой	Для соединения труб с высаженными внутрь и наружу концами с коническими стабилизирующими поясками

ТАБЛИЦА IV.20  
РАЗМЕРЫ В ММ И МАССА ЗАМКОВ

Обозначение типоразмера замка	Диаметр труб по ГОСТ 631-75		Обозначение замковой резьбы	D	L	Масса, кг
	в высаженными внутрь концами	с высаженными наружу концами				
ЗН-80	60,3	—	3-66	80	404	12
ЗН-95	73,0	—	3-76	95	431	16
ЗН-108	89,0	—	3-88	108	455	20
ЗН-113	89,0	—	3-88	113	455	23
(ЗН-140)	114,3	—	3-117	140	502	35
(ЗН-172)	139,7	—	3-140	172	560	58
(ЗН-197)	168,3	—	3-152	197	603	76
ЗШ-108	73,0	—	3-86	108	431	20
ЗШ-118	89,0	—	3-101	118	455	23
ЗШ-133	101,6	—	3-108	133	496	37
ЗШ-146	114,3	101,6	3-121	146	508	38
ЗШ-178	139,7	—	3-147	178	573	61
ЗШ-208	168,3	—	3-171	203	603	73
ЗУ-86	—	60,3	3-73	86	404	15
ЗУ-108	—	73,0	3-86	108	431	20
ЗУ-120	—	89,0	3-102	120	468	25
ЗУ-146	114,3	101,6	3-122	146	496	37
ЗУ-155	127,0	114,3	3-133	155	526	39
ЗУ-185	—	139,7	3-161	185	553	53
ЗУК-108	—	ТБНК-73	3-86	108	431	17
ЗШК-113	ТБВК-89	—	3-101	118	454	22
ЗШК-133	ТБВК-102	—	3-108	133	506	32
ЗШК-178	ТБВК-140	—	3-147	178	573	61
ЗУК-120	—	ТБВК-89	3-102	120	468	20
ЗУК-146	ТБВК-114	ТБВК-102	3-122	146	506	36
ЗУК-155	ТБВК-127	ТБВК-114	3-133	155	536	38

Примечание. Типоразмеры замков, указанные в скобках, применять не рекомендуется.

Размеры муфт замков приведены на рис. IV.41 и в табл. IV.23 и IV.24.

Формы и размеры профиля замковой резьбы (правой или левой) приведены на рис. IV.42 и в табл. IV.25.

Размеры замковые соединений приведены на рис. IV.43 и в табл. IV.26. Замки изготавливаются из стали марки 40ХН по ГОСТ 4543-71. Механические свойства термически обработанных замков должны быть следующими:

временное сопротивление разрыву $\sigma_b$ , кгс/см <sup>2</sup>	>90	относительное сужение $\psi$ , %	>45
предел текучести $\sigma_s$ , кгс/см <sup>2</sup>	>75	ударная вязкость $d_K$ , кгс-см/см <sup>2</sup>	>7
относительное удлинение $\delta_s$ , %	>10	твёрдость по Бринеллю НВ	285—341

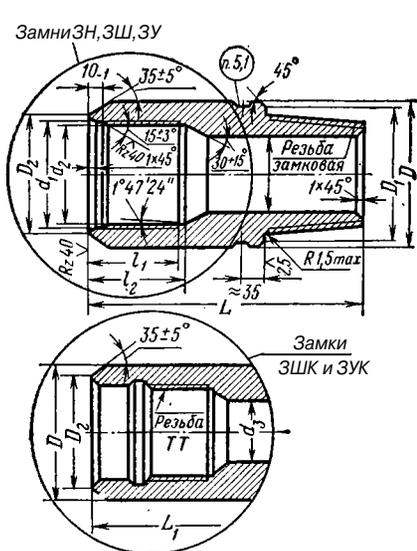


РИС. IV.40.  
НИППЕЛЬ ЗАМКА (ДЛЯ ЗН, ЗШ, ЗУ  
И ЗШК, ЗУК)

Линия параллельная

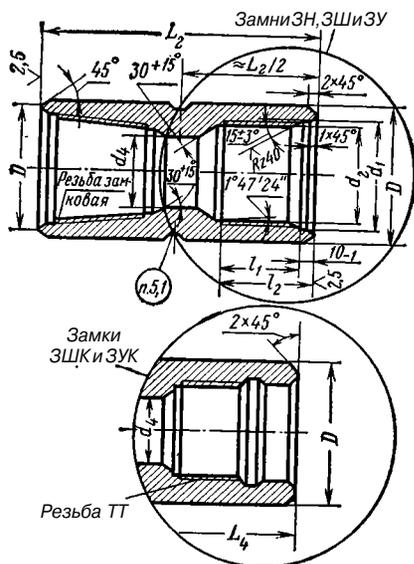
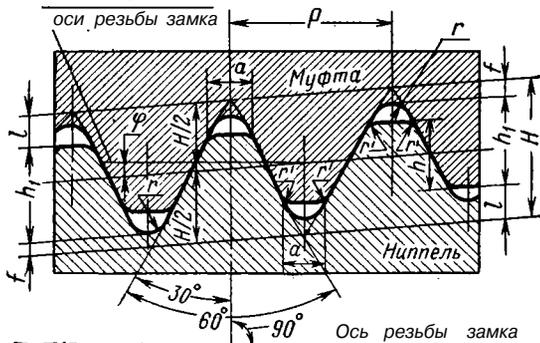


РИС. IV.41.  
МУФТА ЗАМКА (ДЛЯ ЗН, ЗШ ЗУ  
И ЗШК, ЗУК)

РИС. IV.42.  
ФОРМА И РАЗМЕРЫ  
ПРОФИЛЯ ЗАМКОВОЙ  
РЕЗЬБЫ

РИС. IV.43.  
ЗАМКОВОЕ СОЕДИ-  
НИЕ

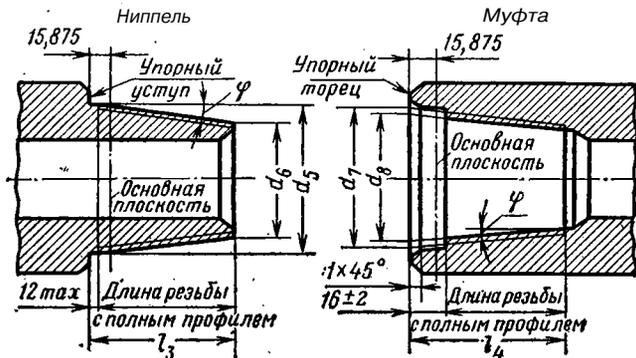


ТАБЛИЦА IV.21  
РАЗМЕРЫ В ММ И МАССА НИППЕЛЕЙ ЗАМКОВ ЗН, ЗШ, ЗУ

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	$D$ (пред. откл. $\pm 0,5$ )	Наружный диаметр упорного уступа $D_1$ (пред. откл. $\pm 0,5$ )	Наружный диаметр уступа (пред. откл. $\pm 1$ )	Диаметр цилиндрической выточки $d_1$ (пред. откл. $\pm 0,5$ )	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца $d_2$ (справочный)	$d_1$ (пред. откл. $\pm 0,6$ )	$L_1$ (пред. откл. $+30$ $-10$ )	Расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем $l_1$ (пред. откл. $\pm 5$ )	Длина конуса под резьбу $l_2$ (пред. откл. $+ 8$ )	Масса, кг
ЗН-80	3-66	80	76,5	70	63,5	57,451	25	240	77	87	5,5
ЗН-95	3-76	95	91,0	86	76,2	70,151	32	260	90	100	7,5
ЗН-108	3-88	108	103,5	102	92,0	86,026	38	275			9,0
ЗН-113	3-88	113	108,0								10,5
ЗН-140	3-117	140	134,5	127	117,5	111,426	58	305	110	120	16,0
ЗН-172	3-140	172	164,5	154	144,5	138,426	70	340	115	125	27,0
ЗН-197	3-152	197	186,0	181	171,5	165,401	89	365	121	131	35,0
ЗН-108	3-86	108	103,5	86	76,2	70,151	54	260	90	100	9,0
ЗШ-118	3-101	118	114,0	102	92,0	86,026	62	275			10,5
ЗШ-133	3-108	133	127,5	116	104,8	98,726	72	300	100	110	17,0
ЗШ-146	3-121	146	140,5	127	117,5	111,426	80	305	110	120	17,5
ЗШ-178	3-147	178	170,5	154	144,5	138,426	101	350	115	125	28,0
ЗШ-203	3-171	203	196,0	181	171,5	165,401	127	365	121	131	33,0
ЗУ-86	3-73	86	82,5	78	70,6	64,588	44	240	77	87	7,0
ЗУ-108	3-86	108	103,5	98	84,9	78,889	54	260			9,0
ЗУ-120	3-102	120	116,0	108	100,3	94,256	70	285	83	93	11,5
ЗУ-146	3-122	146	140,5	130	117,5	111,426	82	305	110	120	17,0
ЗУ-155	3-133	155	150,5	140	130,2	124,126	95	320			17,5
ЗУ-185	3-161	185	180,0	167	157,2	151,126	120	340	115	125	24,0

ТАБЛИЦА IV.23  
РАЗМЕРЫ В ММ И МАССА МУФТ ЗАМКОВ ЗН, ЗШ, ЗУ

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	$D$ (пред. откл. $\pm 0,5$ )	Наружный диаметр упорного торца $D_1$ (пред. откл. $\pm 0,5$ )	Диаметр цилиндрической выточки $d_1$ (пред. откл. $\pm 0,5$ )	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца $d_2$ (справочная)	$d_4$ (пред. откл. $\pm 0,6$ )	$L_2$ (пред. откл. $+ 30$ $-10$ )	Расстояние от торца до конца резьбы с полным профилем $l_1$ (пред. откл. $+5$ )	Длина конуса под резьбу $l_2$ (пред. откл. $+8$ )	Масса, кг
ЗН-80	3-66	80	76,5	63,5	57,451	36	240	77	87	6,5
ЗН-95	3-76	95	91,0	76,2	70,151	45	260	90	100	8,5
ЗН-108	3-88	108	103,5	92,0	86,026	58	275			11,0
ЗН-113	3-88	113	108,5							12,5
ЗН-140	3-117	140	134,5	117,5	111,426	78	305			110
ЗН-172	3-140	172	164,5	144,5	138,426	98	340	115	125	31,0
ЗН-197	3-152	197	186,0	171,5	165,401	122	365	121	131	41,0
ЗШ-108	3-86	108	103,5	76,2	70,151	54	260	90	100	11,0
ЗШ-118	3-101	118	114,0	92,0	86,026	62	275			12,5
ЗШ-133	3-108	133	127,5	104,8	98,726	72	300	100	110	20,0
ЗШ-146	3-121	146	140,5	117,5	111,426	80	305	110	120	20,5
ЗШ-178	3-147	178	170,5	144,5	138,426	101	350	115	125	33,0
ЗШ-203	3-171	203	196,0	171,5	165,401	127	365	121	131	40,0
ЗУ-86	3-73	86	82,5	70,6	64,588	44	240	77	87	8,0
ЗУ-108	3-86	108	103,5	84,9	78,889	54	260			11,0
ЗУ-120	3-102	120	116,0	100,3	94,256	78	285	83	93	13,5
ЗУ-146	3-122	146	140,5	117,5	111,426	95	305	110	120	20,0
ЗУ-155	3-133	155	150,5	130,2	124,126	105	320			21,5
ЗУ-185	3-161	185	180,0	157,2	151,126	132	340	115	125	29,0

ТАБЛИЦА IV.22  
РАЗМЕРЫ В ММ И МАССА НИППЕЛЕЙ ЗАМКОВ ЗШК И ЗУК

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Обозначение резьбы для соединения о трубами	Наружный диаметр упорного уступа $D_1$		Наружный диаметр упорного торца $D_2$		$d_f$ (предел. откл. $\pm 0,6$ )	$L_z$ (предел. откл. $\pm 30$ -10)	Масса, кг
			$D$ (предел. откл. $\pm 1$ )	(предел. откл. $\pm 0,5$ )	$D_2$ (предел. откл. $\pm 1$ )	(предел. откл. $\pm 0,5$ )			
ЗШК-118	3-101	ТТ82Х5,08Х1 : 32	118	114,0	100	62	275	10	
ЗШК-133	3-108	ТТ94Х5,08Х1 : 32	133	127,5	115	72	310	15	
ЗШК-178	3-147	ТТ132Х5,08Х1 : 32	178	170,5	156	101	350	29	
ЗУК-108	3-86	ТТ78Х5,08Х1 : 32	108	103,5	94	54	260	8	
ЗУК-120	3-102	ТТ94Х5,08Х1 : 32	120	116,0	110	70	285	9	
ЗУК-146	3-146	ТТ107Х5,08Х1 : 32	146	140,5	125	82	310	16	
ЗУК-155	3-133	ТТ122Х5,08Х1 : 32	155	150,5	140	95	325	17	

ТАБЛИЦА IV.24  
РАЗМЕРЫ В ММ И МАССА МУФТ ЗАМКОВ ЗШК И ЗУК

Обозначение типоразмера замка	Обозначение замковой резьбы	Обозначение резьбы для соединения замка с трубами	Наружный диаметр упорного торца $D_1$		Наружный диаметр упорного торца $D_2$		$d_f$ (предел. откл. $\pm 0,6$ )	$L_z$ (предел. откл. $+30$ -10)	Масса, кг
			$D$ (предел. откл. $\pm 0,5$ )	(предел. откл. $\pm 0,5$ )	$D_2$ (предел. откл. $\pm 0,5$ )	(предел. откл. $\pm 0,5$ )			
ЗШК-118	3-101	ТТ82Х5,08Х1 : 32	118	114,0	62	275	12		
ЗШК-133	3-108	ТТ94Х5,08Х1 : 32	133	127,5	72	310	17		
ЗШК-178	3-147	ТТ132Х5,08Х1 : 32	178	170,5	101	350	32		
ЗУК-108	3-86	ТТ78Х5,08Х1 : 32	108	103,5	54	260	9		
ЗУК-120	3-102	ТТ94Х5,08Х1 : 32	120	116,0	70	285	И		
ЗУК-146	3-122	ТТ107Х5,08Х1 : 32	146	140,5	82	310	20		
ЗУК-155	3-133	ТТ122Х5,08Х1 : 32	155	150,5	95	325	21		

ТАБЛИЦА IV.25  
РАЗМЕРЫ В ММ И ПАРАМЕТРЫ ПРОФИЛЯ ЗАМКОВОЙ РЕЗЬБЫ

Элементы профиля резьбы	Размеры профиля			
	I	II	III	IV
	Число ниток на длине 25,4 мм			
	5	4		
Шаг резьбы $P$ . . . . .	5,080	6,350		
Конусность резьбы $2 \text{ tg } \phi$ . . . . .	1 : 4	1 : 6		
Высота остроугольного профиля $H$ . . . . .	4,376	5,471	5,487	
Высота профиля резьбы $h_r$ . . . . .	2,993	3,742	3,735	3,095
Рабочая высота профиля $h$ . . . . .	2,626	3,283	3,293	2,634
Высота среза вершины $l$ . . . . .	0,875	1,094	1,097	1,427
Усечение впадины $f$ . . . . .	0,508	0,635		0,965
Площадка $a^*$ . . . . .	1,016	1,270		1,651
Радиус закругления впадин $r$ . . . . .	0,508	0,635		0,965
Радиус сопряжения $r'$ , не более . . . . .		0,38		
Угол наклона $\phi$ . . . . .	7° 7' 30"		4° 45' 48"	

Примечание. Шаг резьбы  $P$  измеряется параллельно оси резьбы замка.

\* Размеры приведены для проектирования резьбообразующего инструмента.

ТАБЛИЦА IV.26  
РАЗМЕРЫ В ММ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Обозначение замковой резьбы	Число витков на длине резьбы 25,4 мм	Конусность	Форма профиля	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{cp}$	Ниппель			Муфта		
					диаметр основания конуса $d_5$ (справочный)	диаметр меньшего основания конуса $d_6$ (справочный)	длина конуса $l_3$ (пред. откл. — 2)	- диаметр конической выпочки в плоскости торца $d_7$ (пред. откл. $\pm 0,6$ )	внутренний диаметр резьбы в плоскости торца $d_8$ (справочный)	$l_4$ не менее
3-66	5	1:4	I	60,080	66,674	47,674	76	68,3	61,422	82
3-73	4	1:6	IV	67,767	73,047	60,380		74,6	67,779	
3-76	5	1:4	I	69,605	76,200	53,950	89	77,8	70,948	
3-86	4	1:6	IV	80,848	86,128	71,295		87,7	80,860	95
3-88	5	1:4	I	82,293	88,887	65,137	95	90,5	83,635	
3-101				94,844	101,438	77,688		102,8	96,186	101
3-102				96,723	102,003	85,003	102	103,6	96,735	108
3-108	4	1:6	IV	103,429	108,709	89,709	114	110,3	103,441	120
3-117				110,868	117,462	90,462	108	119,1	112,210	114
3-121	5	1:4	I	115,113	121,709	96,209	102	123,8	116,457	108
3-122		1:6	IV	117,500	122,780	103,780	114	124,6	117,512	
3-133				128,059	133,339	114,339		134,9	128,071	20
3-140		1:4	II	132,944	140,195	110,195	120	141,7	133,629	126
3-147	4			142,011	147,949	126,782		150,0	141,363	
3-152		1:6	III	146,248	152,186	131,019	127	154,0	145,600	
3-161				155,981	161,920	140,753		163,8	155,334	133
3-171				165,598	171,536	150,369		173,8	164,950	



РИС. IV.44.  
БУРИЛЬНАЯ ТРУБА С ПРИВАРЕННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ С НАРУЖНОЙ ВЫСАДКОЙ ТБЛВ

### Трубы бурильные с приваренными соединительными концами

Особенностью этих труб является замена резьбы сваркой в местах соединения замка с трубой. Бурильная труба с приваренными соединительными концами с наружной высадкой ТБЛВ показана на рис. IV.44.

Размеры труб приведены в табл. IV.27.

### Бурильные геологоразведочные трубы

Геологоразведочные трубы используются при бурении на воду при малых диаметрах бурения.

По способам соединения они разделяются: с ниппельным соединением, с муфтово-замковым соединением, с приваренными замками.

### Бурильные геологоразведочные трубы с ниппельным соединением

Бурильная геологоразведочная труба с ниппельным соединением показана на рис. IV.45. Размеры труб приведены в табл. IV.28.

Профиль и размеры резьбы бурильных геологоразведочных труб показаны на рис. IV.46 и в табл. IV.29 и IV.30.

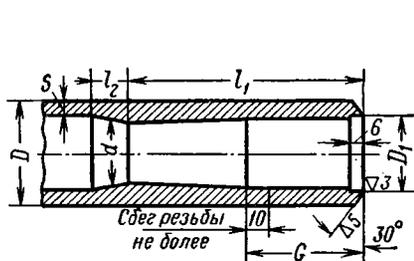


РИС. IV.45.  
БУРИЛЬНАЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочная ТРУБА НИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ

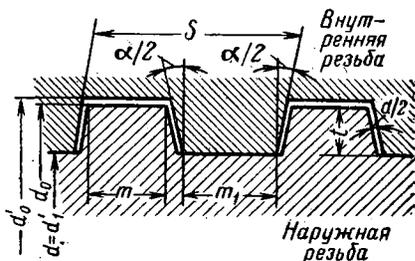


РИС. IV.46.  
ПРОФИЛЬ И РАЗМЕРЫ РЕЗЬБЫ БУРИЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДочных ТРУБ НИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ

ТАБЛИЦА IV.27  
РАЗМЕРЫ В ММ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ПРИВАРЕННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ С ВЫСАДКОЙ НАРУЖУ ТЫПВ

Условный диаметр трубы $D$	Толщина стенки трубы $s$	Высадка		Соединительные концы		Длина трубы $L$	Условное обозначение замковой резьбы по ГОСТ 5286-75	Масса (теоретическая), кг	
		наружный диаметр $D_1$	толщина стенки $s_1$	наружный диаметр $D_2$	толщина стенки хвостовиков $s_2$			1 м гладкообразной трубы	одного комплекта соединительных концов
73	6	81	9,5	108	10,5	12 400 + 900 8 500 + 700	3-88	9,9	27,3
	7		10,5		11,5			11,4	27,5
	8		11,5		12,5			12,8	27,7
89	6	97	9,5	120	10,5		3-102	12,3	29,6
	7		10,5		11,5			14,2	29,9
	8		11,5		12,5			16,6	30,2
114	7	122	10,5	155	11,5		3-133	18,5	48,0
	8		11,5		12,5			20,9	48,5
	9		12,5		13,5			23,3	49,0
	10		13,5		14,5			25,7	49,5
127	7	135	11	170	12	3-147	20,7	47,0	
	8		12		13		23,5	47,5	
	9		13		14		26,2	48,5	
	10		14		15		28,9	48,5	
146	8	154	12	188	13	3-161	27,2	64,0	
	9		13		14		30,4	64,5	
	10		14		15		33,5	65,0	
	11		15		16		36,6	67,0	
Предельное отклонение		$\pm 1,0$		$\pm 0,5$			+ 9 %		

ТАБЛИЦА IV.28

РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ НИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Наружный диаметр трубы $D$	Толщина стенки $s$	Высадка			Диаметр выточки		Длина резьбы $a$	Длина трубы		Теоретическая масса, кг	
		внутренний диаметр $d$	длина по переходной части $l_1$ не менее	длина переходной части $l_2$	номинальный	Допускаемое отклонение		номинальная	допускаемое отклонение	1 м гладкой части трубы	увеличение массы одной трубы за счет высадки обоих концов
$33,5 \pm 0,3$	$4,75 + 0,57$ $-0,48$	Без высадки				28,5	40	1500 3000		3,37	
$42 \pm 0,45$	$5,0 + 0,6$ $-0,5$	20—27	100	20	33,5	+0,5	50	1500 3000 4500	+ 100 — 50	4,56	0,65
$50 + 0,45$	$5,5 + 0,66$ $-0,55$	26—35	110	25	42		55	1500 3000 4500		6,04	0,96

ТАБЛИЦА IV.29  
 РАЗМЕРЫ В ММ ПАРАМЕТРОВ ПРОФИЛЯ РЕЗЬБЫ  
 БУРИЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ТРУБ НИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Элементы профиля резьбы	Наружный диаметр труб	
	33.5 и 42	50
Шаг резьбы $S$	6,35	
Угол наклона боковых сторон профиля $\alpha/2$	5°	
Рабочая высота витка $t$	1,5	1,75
Ширина витка у вершины:		
наружной резьбы $t_1$	3,029	3,007
внутренней резьбы $t_2$	3,044	3,022
Наименьший зазор по ширине витка $a$	0,015	

Примечание. Допускаемые отклонения: ширины витка — минус 0,16 мм, глубины впадины витка — плюс 0,16 мм.

**Ниппеля для бурильных геологоразведочных труб  
 ниппельного соединения**

Ниппеля изготавливаются по ГОСТ 8482—57. Они бывают двух типов:

- 1) с наружной резьбой на обоих концах, тип А (рис. IV.47);
- 2) с наружной резьбой на одном конце и внутренней на другом, тип Б (рис. IV.48).

Размеры ниппелей даны в табл. IV.31.

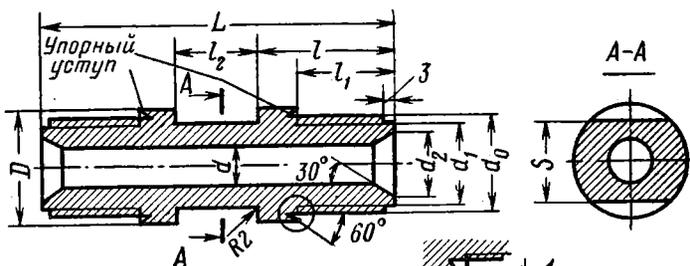


РИС. IV.47.  
 НИППЕЛЬ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕ-  
 ДОЧНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ  
 ТИПА А

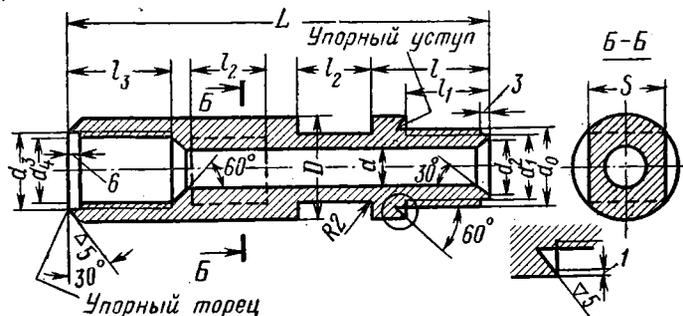


РИС. IV.48.  
 НИППЕЛЬ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ  
 ТИПА Б

ТАБЛИЦА IV.30

РАЗМЕРЫ В ММ РЕЗЬБЫ БУРИЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ТРУБ НИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Наружный диаметр трубы	Номинальный диаметр резьбы	Наружная резьба		Внутренняя резьба	
		наружный диаметр $d_o$	внутренний диаметр $d_i$	наружный диаметр $d'_o$	внутренний диаметр $d'_i$
33,5	28	28	25	28,025	25
42	33	33	30	33,032	30
50	41,5	41,5	38	41,532	38

ТАБЛИЦА IV.31

РАЗМЕРЫ В ММ И МАССА НИППЕЛЕЙ

Типоразмер ниппеля		Наружный диаметр бурильной трубы	Ниппеля типов А и Б									Ниппель А		Ниппель Б				Мас- са, кг
А	Б		номинальный диаметр $D$	номинальный диаметр $d$	наружный диаметр резьбы $d_o$	номинальный диаметр $d_i$	диаметр выточки $d_2$	расстояние до проточки $l$	номинальная длина $l_1$	длина про- точки $l_2$	номинальный зазор $s$	номинальная длина $L$	масса, кг	диаметр проточки $d_3$	диаметр наруж- ной резьбы $d_4$	номинальная длина $l_3$	номинальная длина $L$	
A33,5	B33,5	33,5	34	14	28	24,5	21	40	30	35	24	115	0,5	28,5	25	40	175	0,96
A42	B42	42	44	16	33	29,5	26	55	40	40	30	150	1,1	33,5	30	50	210	1,82
A50	B50	50	52	22	41,5	37,5	34	60	45	40	36	160	1,46	42	38	55	220	2,08

Примеры условных обозначений ниппелей.

1. Ниппеля типа А с правой резьбой для бурильной трубы диаметром 42 мм.

Ниппель А 42 ГОСТ 8482-57.

2. То же с левой резьбой.

Ниппель А 42Л ГОСТ 8482-57.

## Трубы бурильные геологоразведочные муфтово-замкового соединения

Трубы выпускаются трёх диаметров 42, 50 и 63,5 мм с высаженными внутрь концами.

Бурильная труба с высаженными внутрь концами для геологоразведочного бурения показана на рис. IV.49, а муфта к ней на рис. IV.50. Размеры труб и муфт даны в табл. IV.32 и IV.33.

Для изготовления труб применяются стали марок 36Г2С, 40Г, 30ХГС и Д. Механические свойства труб приведены в табл. IV.34.

Размеры параметров профиля резьбы труб приведены в табл. IV.35 и на рис. IV.51.

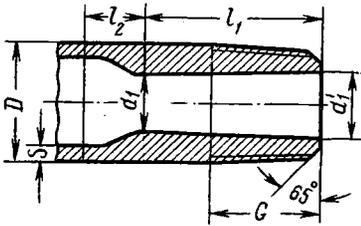


РИС. IV.49.  
БУРИЛЬНАЯ ТРУБА С ВЫСАЖЕННЫМИ ВНУТРИ КОНЦАМИ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

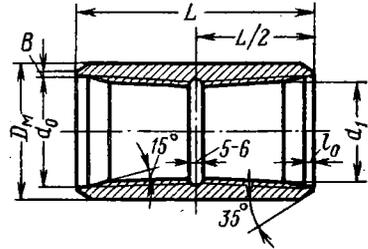


РИС. IV.50.  
МУФТА К БУРИЛЬНЫМ ТРУБАМ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

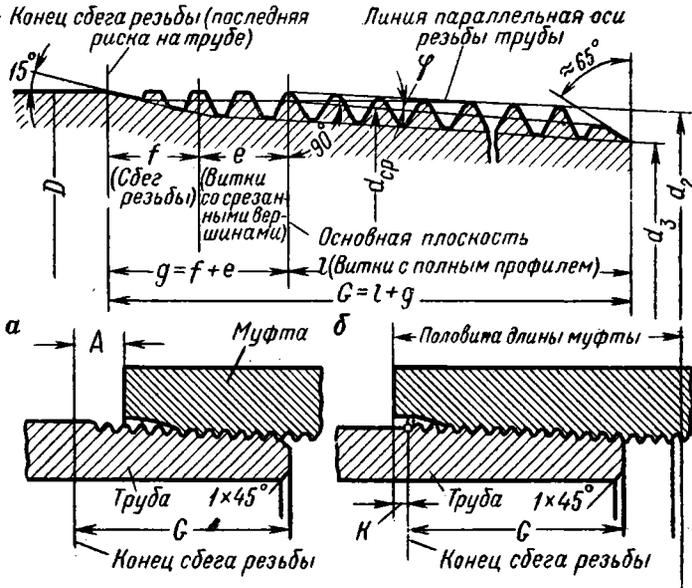


РИС. IV.51.  
РЕЗЬБОВОЕ СОЕДИНЕНИЕ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ:

а — соединение, свинченное вручную;  
б — соединении, свинченное на станке

ТАБЛИЦА IV.32  
РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ С ВЫСАЖЕННЫМИ ВНУТРЕЬ КОНЦАМИ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Наружный диаметр трубы $D$	Толщина стенки $s$	Внутренний диаметр у торца $d'_1$	Внутренний диаметр у конца высадки $d_1$	Длина до переходной части не менее $l_1$	Длина переходной части $l_2$	Длина резьбы $a$	Длина трубы		Теоретическая масса, кг	
							номинальная	допускаемое отклонение	1 м гладкой трубы	увеличение массы одной трубы за счет высадки обоих концов
42±0,45	5,0+0,6 -0,5	25	22	100	26	50	1500 3000		4,56	0,65
50±0,45	5,5+0,66 -0,55	32	28	110	25	55	1500 3000 4500	+ 100 -50	6,04	0,96
63,5±0,65	6,0+0,72 -0,6	45	40	120	30	60	3000 4500 6000		8,51	1,57

Примечания. 1. На концах труб на длине не более 100 мм от высадки допускается уменьшение наружного диаметра не более чем на 0,5 мм.

2. Допускаемые отклонения для внутреннего диаметра высаженной части труб: +1 мм, -2 мм, причем у торца труб минусовый допуск ограничивается размером  $d_1$ .

ТАБЛИЦА IV.33  
РАЗМЕРЫ В ММ МУФТ К ТРУБАМ С ВЫСАЖЕННЫМИ ВНУТРЕЬ КОНЦАМИ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Наружный диаметр трубы	Наружный диаметр муфты $D_m$	Внутренний диаметр резьбы в плоскости муфты $d_{тr}$	Диаметр выточки		Глубина выточки $l_0$	Ширина торцовой плоскости $B$	Длина $L$		Масса муфты, кг
			номинальный	допускаемое отклонение			номинальная	допускаемое отклонение	
42	57+0,9 -0,6	39,667	44		3	4	130		1,4
50	65+1,0 -0,7	47,667	52	+ 0,5	3	4	140	± 3	1,7
63,5	83+1,2 -0,8	60,421	65		5	6	150		2,9

ТАБЛИЦА IV.34  
МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ТРУБ

Механические свойства	Трубы из стали группы прочности Д	Трубы из стали марки 36Г2С
Временное сопротивление разрыву, кгс/мм <sup>2</sup> . . . . .	65	70
Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup> . . . . .	38	50
Относительное удлинение $\delta_3$ % . . . . .	16	12

ТАБЛИЦА IV.35  
РАЗМЕРЫ В ММ ПАРАМЕТРОВ ПРОФИЛЯ РЕЗЬБЫ ТРУБ  
ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Элементы профиля резьбы	Число витков на длине 25,4 мм	
	10	8
Шаг резьбы $s$ . . . . .	2,54	3,175
Глубина $h_r$ . . . . .	1,412	1,810
Рабочая высота профиля $h_2$ . . . . .	1,336	1,734
Радиусы закругления:		
$r$ . . . . .	0,432	0,508
$r_f$ . . . . .	0,356	0,432
Зазор $z$ . . . . .	0,076	0,076
Угол уклона ф . . . . .	1° 47' 24"	
Конусность 2 tg φ . . . . .	1 : 6	

**Замки для бурильных труб  
колонкового геологоразведочного бурения**

Замки изготавливаются по ГОСТ 7918—75 правые и левые.

Ниппель и муфта замка показаны на рис. IV.52 и IV.53.

Характеристики их даны в табл. IV.36.

Пример условных обозначений.

Замок с правой резьбой для бурильной трубы диаметром 50 мм.

Замок 3-50 ГОСТ 7918—75.

То же с левой резьбой.

Замок 3-Л-50 ГОСТ 7918—75.

Профиль и размеры замковой резьбы (правой и левой) показаны на рис. IV.54 и в табл. IV.37.

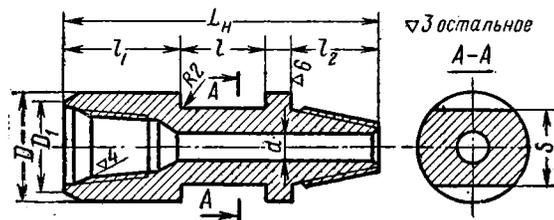


РИС. IV.52.  
НИППЕЛЬ ЗАМКА ДЛЯ  
БУРИЛЬНЫХ ТРУБ КО-  
ЛОНКОВОГО ГЕОЛОГО-  
РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕ-  
НИЯ

РИС. IV.53.  
МУФТА ЗАМКА ДЛЯ  
БУРИЛЬНЫХ ТРУБ  
КОЛОНКОВОГО ГЕО-  
ЛОГОРАЗВЕДОЧНО-  
ГО БУРЕНИЯ

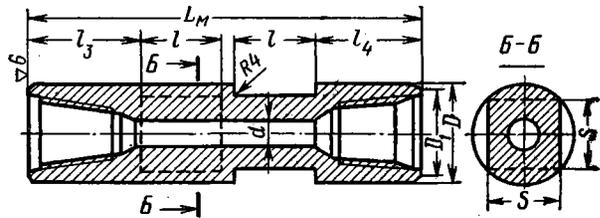


ТАБЛИЦА IV.36  
РАЗМЕРЫ В ММ ЗАМКОВ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

Обозначения	Ниппель и муфта					Ниппель			
	$D$	$D_1$	$d$	$l$	$s$	$L_H$	$l_1$	$l_2$	масса, кг
3-42	57	50	22	40	41	170	70	50	1,8
3-50	65	58	28	45	46	200	80	60	3,8
3-63,5	83	72	40	50	55	235	100	70	5,0
Пред. откл.	$\pm 0,5$	—	$\pm 0,5$	$+ 1,0$ $- 2,0$	$- 0,5$	$\pm 5,0$	—	$- 1,0$	—

Продолжение табл. IV.36

Обозначения	Муфта				Замок в сборе (справочные величины)	
	$L_M$	$l_3$	$l_4$	масса, кг	длина, мм	масса, кг
3-42	235	70	70	2,9	355	4,7
3-50	265	80	80	4,0	405	6,8
3-63,5	315	100	100	8,0	480	13,0
Пред. откл.	$\pm 5,0$	—	—	—	—	—

ТАБЛИЦА IV.37  
РАЗМЕРЫ В ММ И ПРОФИЛЬ ЗАМКОВОЙ РЕЗЬБЫ

Параметры	Нормы	Параметры	Нормы
Число ниток на длине 25,4 мм	6	Рабочая высота профиля $H_2$	2,192
Шаг резьбы $t$	4,233	Радиус закругления $r$	0,423
Высота остроугольного профиля $H$	3,654	Высота среза вершин $h_1$	0,731
Глубина резьбы $H_1$	2,500	Угол уклона $\phi$	$6^\circ 42' 38''$
		Конусность 2 tg $\phi$	1:5

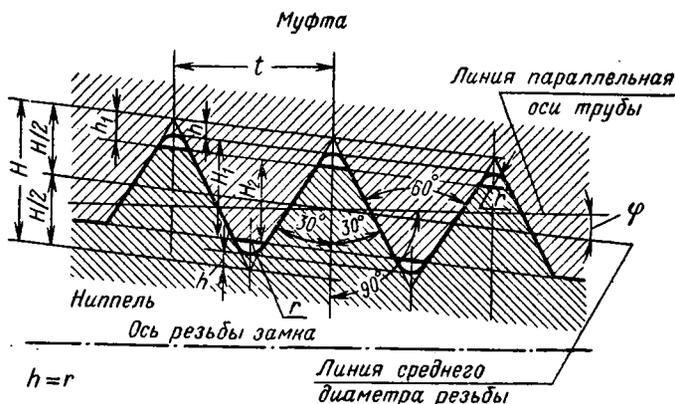


РИС. IV.54.  
ПРОФИЛЬ И РАЗМЕРЫ ЗАМКОВОЙ РЕЗЬБЫ

#### Трубы бурильные с приваренными соединительными концами для геологоразведочного бурения

Трубы выпускаются трех типов.

ТБП — трубы бурильные с приваренными соединительными концами.

ТБПВ — трубы бурильные гладкие с приваренными соединительными концами с высадкой.

ТБПВШ — трубы бурильные с приваренными соединительными концами с широким проходным отверстием с высадкой.

Конструкции и размеры труб приведены на рис. IV.55, IV.56, IV.57, IV.58, IV.59.

Размеры труб ТБП с неармированными твердым сплавом соединительными концами даны в табл. IV.38.

Размеры труб ТБПВ диаметром 63,5 мм даны в табл. IV.39.

Размеры труб ТБПВ и ТБПВШ с неармированными и армированными твердым сплавом соединительными концами даны в табл. IV.40.

ТАБЛИЦА IV.38

РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ ТБП С НЕАРМИРОВАННЫМИ ТВЕРДЫМ СПЛАВОМ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ

Наружный диаметр трубы	Длина трубы	Масса, кг			Условное обозначение замковой резьбы
		1 м гладкой трубы	одного комплекта соединительных концов		
			неармированных	армированных	
60,3	3000	684	6,5	6,7	3-50
	4500				
	6000				

Примечание. Длина труб  $L$  указывается в заказе.

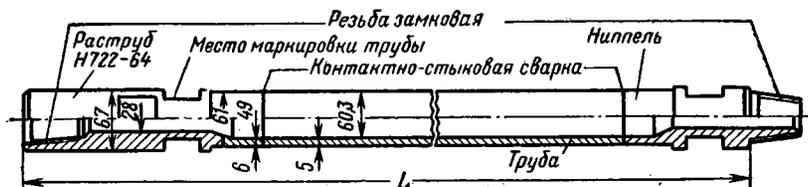


РИС. IV.55.  
БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ТБП ГЛАДКИЕ С НЕАРМИРОВАННЫМИ ПРИВАРЕННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ



РИС. IV.56.  
БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ТБП ГЛАДКИЕ С АРМИРОВАННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ



РИС. IV.57.  
БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ТБПВ С ПРИВАРЕННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ С ВЫСАДКОЙ

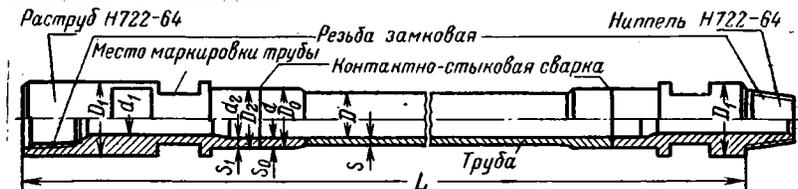


РИС. IV.58.  
БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ТБПВШ С ПРИВАРЕННЫМИ НЕАРМИРОВАННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ С ШИРОКИМ ВНУТРЕННИМ ОТВЕРСТИЕМ С ВЫСАДКОЙ



РИС IV.59.  
БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ТБПВШ С ПРИВАРЕННЫМИ АРМИРОВАННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ С ШИРОКИМ ВНУТРЕННИМ ОТВЕРСТИЕМ С ВЫСАДКОЙ

ТАБЛИЦА IV.39  
РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ ТБПВ С СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ

Трубы				Высадка		Соединительные концы				Масса, кг		
наружный диаметр $D$	толщина стенки $s$	внутренний диаметр $d$	длина $L$	наружный диаметр $D_0$	толщина стенки $s_0$	наружный диаметр $D_1$	внутренний диаметр $d_1$	внутренний диаметр хвостовика $d_2$	толщина стенки хвостовика $s_1$	1 м трубы без соединительных концов	одного комплекта соединительных концов	условное обозначение соединительных концов
63,5	5 6	3000 4500 6000	71	8,75 9,75	71,5	28	52,5 50,5	9,5 10,5	7,21 8,51	14		3-50

Примечание. Длина труб  $L$  указывается в заказе.

ТАБЛИЦА IV. 40  
РАЗМЕРЫ В ММ ТРУБ ТБПВ И ТБПВШ С АРМИРОВАННЫМИ И НЕАРМИРОВАННЫМИ ТВЕРДЫМ СПЛАВОМ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ КОНЦАМИ

Труба						Соединительные концы							Масса, кг			Условное обозначение замковой резьбы
наружный диаметр $D$	толщина стенки $s$	внутренний диаметр $d$	длина $L$	высадка		тип труб	наружный диаметр $D_1$	наружный диаметр армированного пояса $D_0$	наружный диаметр пояса $D_2$	внутренний диаметр $d_1$	внутренний диаметр хвостовика $d_2$	толщина стенки хвостовика $s_1$	1 м трубы без соединительных концов	неармированных	армированных	
				наружный диаметр $D_0$	толщина стенки $s_0$											
50	5	40	3000	57	8,5	ТБПВ	67	69	58	28	39	9,5	5,55	5,5	5,8	3-50
63,5	5	53,5 51,5	4500 6000	71	8,75 8,75	ТБПВШ	83	85	71,5	40	52,5 50,5	9,5 10,5	7,22 8,51	14	14,5	3-63,5

Примечание. Длина труб  $L$  указывается в заказе.

РИС. IV.60.  
УТЯЖЕЛЕННЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ:

*a* — промежуточная труба;  
*б* — наддолотная труба;  
*в* — промежуточная труба с проточкой;  
*г* — наддолотная труба с проточкой

Трубы бурильные утяжеленные (УБТ)

УБТ используются для повышения жесткости и увеличения массы нижней части бурильной колонны.

Изготавливаются УБТ: диаметрами 146, 178 и 203 мм по ТУ 14-3-164—73; диаметрами 73 и 89 мм по ТУ/В 8739-141—70; диаметрами 219 и 245 мм по ЧМТУ 14-243-154—73 (поставка без нарезки резьбы); диаметрами 95 и 108 мм по нормали Н291—49.

Утяжеленные бурильные трубы изготавливаются гладкие по всей длине и конусной проточкой для удобства удержания их клиновыми захватами (рис. IV.60).

УБТ поставляются с внутренней замковой резьбой с обоих концов (наддолотные трубы) и с внутренней замковой резьбой на одном конце и наружной — на другом (промежуточные трубы). Резьба нарезается по ГОСТ 5286—75. Допускается поставка УБТ без нарезки (по согласованию).

Размеры УБТ, выпускаемых по ТУ 14-3-164—73, приводятся в табл. IV.41.

В зависимости от диаметра УБТ поставляют длиной от 6 до 12 м. Трубы изготовляют из стали групп прочности Д и К (сталь марки 36Г2С).

Механические свойства применяемых сталей приведены в табл. IV.42.

ТАБЛИЦА IV.41

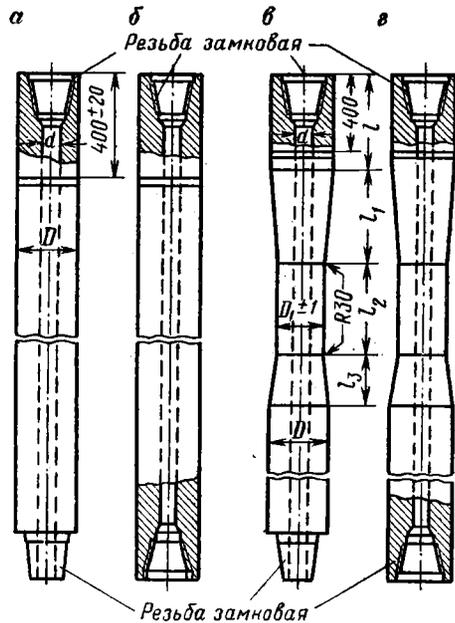
РАЗМЕРЫ В мм и МАССА УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Наружный диаметр трубы $D$	Диаметр цилиндрической проточки $D_1$	Диаметр канала $d$	Длина, мм				Масса (теоретическая) 1 м трубы, кг	Условное обозначение замковой резьбы
			до верхней конусной проточки $l$	верхней конусной проточки $l_1$	цилиндрической проточки $l_2$	нижней конусной проточки $l_3$		
146 ± 4	138	75	500	500	500	250	97	3-121
178 ± 3	168	80					156	3-147
203 ± 3/2	193	100					192	3-171

ТАБЛИЦА IV.42

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СТАЛЕЙ

Группа прочности стали	Временное сопротивление разрыву, кгс/мм <sup>2</sup>	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Относительное удлинение $\delta_s$ , %	Относительное сужение	Ударная вязкость, кгс·м/см <sup>2</sup>
Д	65	38	16	40	4
К	75	45	12	40	4



## Трубы бурильные ведущие

Ведущая труба служит для передачи вращения через ротор бурового станка бурильной колонне. Сечения ведущих труб могут быть квадратные, шестигранные, крестообразные и др.

Для передачи вращения вкладыши ротора должны иметь отверстия, соответствующие сечениям применяемых ведущих труб.

При бурении на воду в основном (кроме бурения с обратной промывкой) применяются ведущие трубы квадратного сечения. Выпускаются ведущие трубы в двух вариантах: сборными, состоящими из трех деталей, и цельными. Сборные конструкции состоят из собственно трубы (штанги), верхнего переходника (ПШВ) для соединения ведущей трубы с вертлюгом и нижнего переходника (ПШН) для соединения с бурильной колонной. Ведущие трубы сборной конструкции изготавливаются по ТУ 14-3-126-73 и нормали Н293-49.

Переходники ведущих труб изготавливаются по нормали Н293-49.

Размеры и масса ведущих труб сборной конструкции приведены в табл. IV.43 и на рис. IV.61.

На концах ведущих труб нарезается наружная коническая резьба с шагом 8 ниток на длине 25,4 мм и конусностью 1 : 16 (на верхнем конце трубы — левая резьба, на нижнем — правая).

На нижний конец резьбы навинчивают переходник ПШН (рис. IV.62, а, табл. IV.44), на верхний — переходник ПШВ (рис. IV.62, б, табл. IV.45).

Ведущие трубы изготавливают из сталей групп прочности Д и К, а переходники из сталей 40ХН по ГОСТ 4543-71. Допускается изготовление переходников из стали 45 по ГОСТ 1050-74.

Данные о механических свойствах труб и переходников после термообработки приведены в табл. IV.46.

Нарезаемая на ведущих трубах наружная резьба такая же, как и на бурильных по ГОСТ 631-75, но отклонение от конусности не должно превышать 0,25 мм и допускается нарезка резьбы без 15% сбega. Резьбовое соединение ведущих труб сборной конструкции дано на рис. IV.63.

Выпускаются ведущие трубы и двухраструбные цельнотянутые (рис. IV.64). На обоих высаженных концах таких труб нарезаются внутренние замковые (соответственно левые и правые) резьбы по ГОСТ 5286-75. Для соединения к такой трубе вертлюга в ее верхний конец ввинчивается переходник ПП с левыми резьбами, а для соединения с колонной бурильных труб в нижний конец ввинчивается нипельный переходник ПН с правыми резьбами. Размеры выпускаемых двухраструбных труб приведены в табл. IV.47.

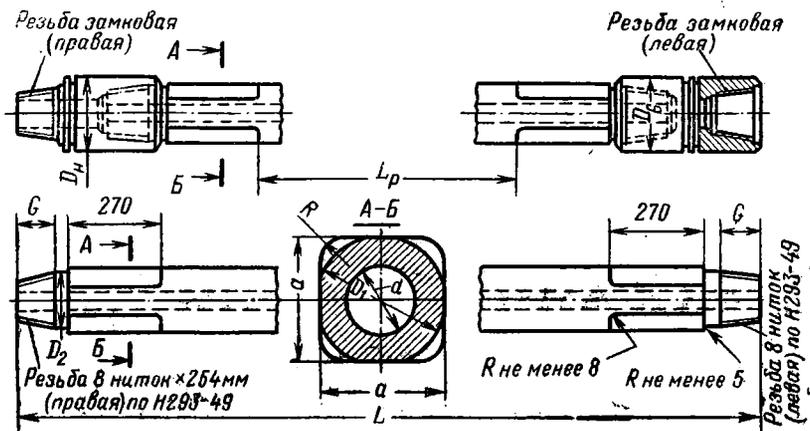


РИС. IV.61.  
ВЕДУЩАЯ ТРУБА СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

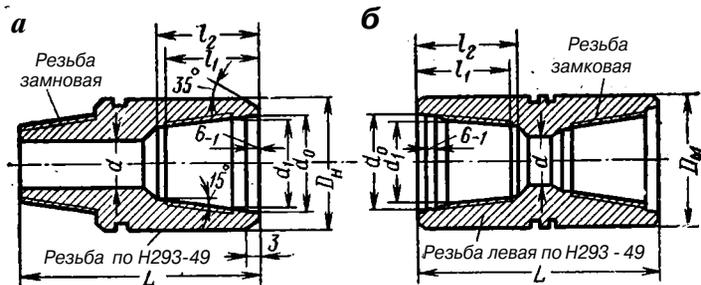
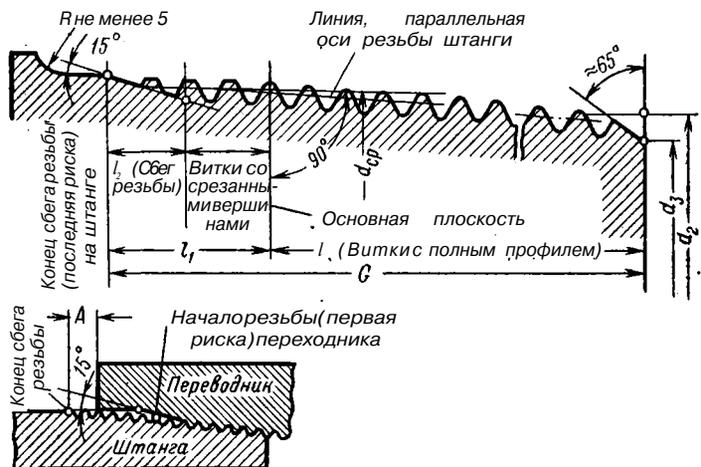


РИС. IV.62.  
 ПЕРЕХОДНИКИ ВЕДУЩИЕ;  
 а — нижний;  
 б — верхний



Штанга и переходник свинчены от руки

РИС. IV.63.  
 РЕЗЬБОВОЕ СОЕДИНЕНИЕ ВЕДУЩИХ ТРУБ

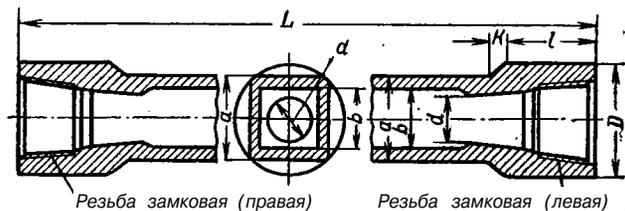


РИС. IV.64.  
 ДВУХРАСТРУБНАЯ ВЕДУЩАЯ ТРУБА

ТАБЛИЦА IV.43  
РАЗМЕРЫ В ММ И МАССА ВЕДУЩИХ ТРУБ КВАДРАТНОГО СЕЧЕНИЯ  
СБОРНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Условный размер трубы	Сторона квадрата $a$	Диагональ квадрата, не более	Радиус при вершине квадрата $R$ , не более	Диаметр канала $d$	Диаметр проточки под элеватор	Диаметр цилиндрической проточки $D_2$	Длина резьбы $a$ (включая сбег)
По нормали Н 293—49							
65X65	65	87	8	32	73	63	65
80X80	80	105	8	40	89	75	75
115X115	115	146	16	75	114	110	95
140X 140	140	178	20	80	141	135	105
155X155	155	203	20	90	168	150	120
По ТУ 14-3-126—73							
112X112	112 $\pm\frac{1}{2}$	—	20 $\pm$ 3	74 $\pm$ 4	114	110 $\pm$ 0,5	65
140X 140	140 $\pm$ 2	—	20 $\pm$ 3	85 $\pm$ 5	141	135 $\pm$ 0,5	110
155X155	155 $\pm\frac{3}{2}$	—	20 $\pm$ 3	100 $\pm$ 5	168	150 $\pm$ 0,5	133

Продолжение таблицы IV.43

Условный размер трубы	Длина трубы $L$ , м			Замковая резьба переходников (ГОСТ 5286—75)		Наружный диаметр переходника		Масса (теоретическая), кг		
	рабочей части	общая						1 м трубы без переходников	переходника	
		$L_p$ не менее	не менее	не более	верхнего	нижнего	верхнего		нижнего	
По нормали Н 293—49										
65X65	9,3	10,0	12,5	3-76Л	3-76	95	95	27	10	9
80X80	9,3	10,0	12,5	3-88Л	3-88	108	108	38	12	12
115X115	12,7	13,3	15,0	3-152Л	3-121	197	146	65	55	22
140X 140	13,7	14,5	16,5	3-152Л	3-147	197	178	110	55	35
155X 155	13,7	14,5	16,5	3-152Л	$\frac{3-152}{3-171}$	197	$\frac{197}{203}$	133	55	$\frac{50}{39}$
По ТУ 14-3-126—73										
112X112	—	13—2,5	—	—	—	—	—	65,6	—	—
140X 140	—	14+2,5	—	—	—	—	—	106,6	—	—
155X 155	—	14+2,5	—	—	—	—	—	124,3	—	—

ТАБЛИЦА IV.44

РАЗМЕРЫ В ММ, ДОПУСКАЕМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ  
И МАССА НИЖНИХ ПЕРЕХОДНИКОВ ПШН ДЛЯ ВЕДУЩИХ ТРУБ

Типо-размер переходника	Резьба замковая (ГОСТ 5286—75)	$D_H$	$L$	$d'$	$d_1$	$d_o$	$l_1$	$l_2$	Масса переходника, кг
3Н-95Х2½*	3-76	95	270	32	59,9	65,3	90 <sup>+3</sup>	95	9,1
3Н-103Х3"	3-88	108	280	38	71,9	77,3	100 <sup>+5</sup>	105	12,0
3Н-140Х4"	3-117	140	305	58	106,9	112,3	120 <sup>+3</sup>	125	18,3
3Ш-146Х4"	3-121	146	330	80	106,9	112,3	120 <sup>+5</sup>	125	20,5
3Ш-178Х5"	3-147	178	370	101	131,9	137,3	130 <sup>+5</sup>	140	32,7
3Н-197Х6"	3-152	197	400	89	146,9	152,3	145 <sup>+5</sup>	155	48,5
3Ш-203Х6"	3-171	203	400	127	146,9	152,3	145 <sup>+6</sup>	155	44,8
Предельные отклонения	—	±0,5	+20 —10	±0,6	—	—	—	—	—

ТАБЛИЦА IV.45

РАЗМЕРЫ В ММ, ДОПУСКАЕМЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ  
И МАССА ВЕРХНИХ ПЕРЕХОДНИКОВ ПШВ ДЛЯ ВЕДУЩИХ ТРУБ

Типо-размер переходника	Резьба замковая (ГОСТ 5286—75)	$D_H$	$L$	$d$	$d_1$	$d_o$	$l_1$	$l_2$	Масса переходника, кг
3Н-95Х2½"	3-76Л	95	270	32	59,9	65,3	90 <sup>+3</sup>	95	10,2
3Н-108Х3"	3-88Л	108	280	38	71,9	77,3	100 <sup>+3</sup>	105	12,5
3Ш-146Х4"	3-121Л	146	315	80	106,9	112,3	120 <sup>+3</sup>	125	22,9
3Ш-178Х5"	3-147Л	178	350	101	131,9	137,3	130 <sup>+5</sup>	140	35,8
3Н-197Х4"	3-152Л	197	350	89	106,9	112,3	120 <sup>+5</sup>	125	55,2
3Н-197Х5"	3-152Л	197	380	89	131,9	137,3	130 <sup>+5</sup>	140	56,9
3Н-197Х6"	3-152Л	197	400	89	146,9	152,3	145 <sup>+5</sup>	155	54,7
Предельные отклонения	—	±0,5	+20 —10	±0,6	—	—	—	—	—

ТАБЛИЦА IV.46

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВЕДУЩИХ ТРУБ  
И ПЕРЕХОДНИКОВ ПОСЛЕ ТЕРМООБРАБОТКИ

Изделие	Группа прочности стали	Марка стали	Временное сопротивление кгс/мм <sup>2</sup>	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Относительное удлинение $\delta_s$ , %	Относительное сужение $\psi$ , %	Ударная вязкость, кгс·м/см	Твердость по Бринеллю НВ
Ведущие трубы	Д	—	65	38	16	38	4	—
	К	—	70	45	12	35	4	—
Переходники	—	40ХН	78	58	14	50	8	255—321
	—	45	70	45	14	50	5	217—285

ТАБЛИЦА IV.47  
РАЗМЕРЫ В мм ДВУХРАСТРУБНЫХ ВЕДУЩИХ ТРУБ

Расстояние между противоположными наружными границами <i>a</i>	Сторона квадрата внутреннего канала <i>b</i>	Диаметр суженной части канала <i>d</i>	Длина переходной части <i>K</i>	Раструб		Длина трубы <i>L</i>	Масса 1 м трубы, кг	Условный размер резьбы по ГОСТ 5286—75	
				диаметр <i>D</i>	длина <i>l</i>			верхнего конца	нижнего конца
65±2	35±2	30±2	Размер технологический	95 <sup>+3</sup> <sub>-1</sub>	150 <sup>+75</sup> <sub>-25</sub>	6000+ +2000	23,5	3-76Л	3-76
80±2	50±2	45±2		108 <sup>+3</sup> <sub>-1</sub>	160 <sup>+90</sup> <sub>-30</sub>	7000+ +3000	30,5	3-88Л	3-88

### Легкосплавные бурльные трубы (ЛБТ)

В последние годы наряду со стальными бурными трубами начали применяться бурные трубы из легких сплавов. В основном используется дюраль Д16 (ГОСТ 4784—74), упроченный термообработкой. После термообработки сплав имеет шифр Д16—Т.

Физико-механические свойства сплава Д16-Т приведены в табл. IV.48. В табл. IV.49 дана сопоставительная характеристика сплавов Д16-Т и стали группы прочности Д.

Легкосплавные бурные трубы по видам соединений разделяются на замковые и беззамковые.

Основные размеры замковых легкосплавных труб приведены на рис. IV.65 и в табл. IV.50.

Нарезку резьбы на концах ЛБТ для навинчивания буровых замков технологически осуществляют, как и на стальных трубах. Резьбу нарезают стандартную (табл. IV.51).

Для соединений ЛБТ выпускаются облегченные стальные замки типа ЗЛ (рис. IV.66), основные размеры которых приведены в табл. 52.

Размеры ниппелей облегченных стальных замков даны на рис. IV.67 и в табл. IV.53.

Размеры муфт облегченных стальных замков даны на рис. IV.68 и в табл. IV.54.

ТАБЛИЦА IV.48  
ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СПЛАВА Д16-Т

Физико-механические свойства	Значение	Физико-механические свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	2,78	Ударная вязкость, кгс • м/см <sup>2</sup>	1,7
Модуль упругости, кгс/мм <sup>2</sup>	7200	Предел прочности, кгс/мм <sup>2</sup>	47
Коэффициент линейного расширения 10 <sup>-6</sup>	22,7	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	33
Твердость по Бринеллю <i>HВ</i>	120	Относительное удлинение, %	10

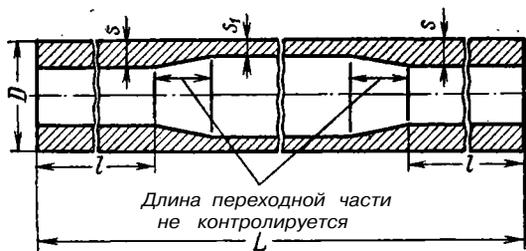


РИС. IV.65.  
ЛЕГКОСПЛАВНЫЕ БУРИЛЬНЫЕ ТРУБЫ ЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ (ЗАГОТОВКА ПОД НАРЕЗКУ РЕЗЬБЫ ДЛЯ ЗАМКОВ)

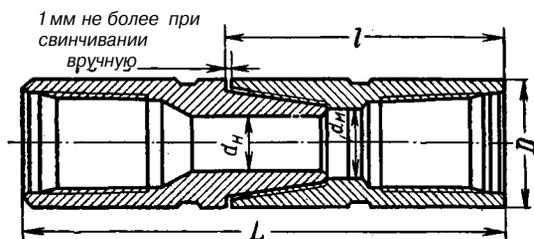


РИС. IV.66.  
ОБЛЕГЧЕННЫЕ СТАЛЬНЫЕ ЗАМКИ ТИПА ЗЛ

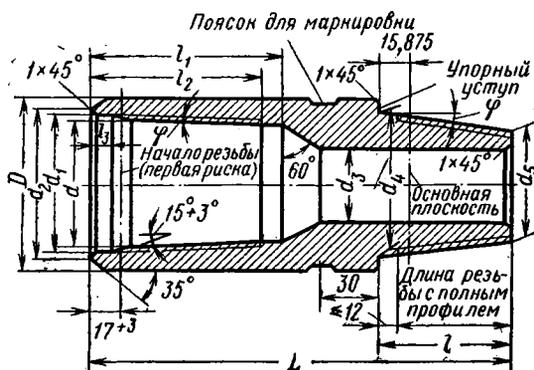


РИС. IV.67.  
НИПЕЛЬ ОБЛЕГЧЕННЫХ СТАЛЬНЫХ ЗАМКОВ

ТАБЛИЦА IV.49

Показатели	Д16-Т	Сталь Д	Показатели	Д16-Т	Сталь Д
Предел прочности, кгс/мм <sup>2</sup>	45	65	Твердость по Бринеллю НВ	126	183
Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	33	38	Относительное удлинение, %	11	12

ТАБЛИЦА IV.50

РАЗМЕРЫ И ДОПУСКИ ЛБТ

Обозначение трубы	Основное тело трубы					Основное тело трубы		Законцовочные участки трубы	
	Размеры и допуски, мм					площадь сечения, см <sup>2</sup>	теорети- ческая масса 1 м, кг	площадь сечения, см <sup>2</sup>	теорети- ческая масса 1 м, кг
	<i>D</i>	<i>s</i>	<i>s<sub>1</sub></i>	<i>L</i>	<i>l</i>				
ЛБТ147Х11	147± 1,5	17 <sup>+2,5</sup> <sub>-1,7</sub>	11 <sup>+1,5</sup> <sub>-1,0</sub>	12 000±250	250± 50	45,5	12,95	67,0	19,08
ЛБТ147Х9	147± 1,5	17 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	9± 1,0	12 000±250	250± 50	38,5	10,92	67,0	19,08
ЛБТ129Х11	129± 1,5	17 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	11 <sup>+1,5</sup> <sub>-1,0</sub>	12 000±250	250± 50	40,8	11,61	59,8	16,98
ЛБТ129Х9	129± 1,5	17 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	9± 1,0	12 000±250	250± 50	33,8	9,63	59,3	16,98
ЛБТ114Х10	114±1,2	17 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	10± 1,0	12 000± 250	200±50	32,6	9,29	51,8	14,75
ЛБТ93Х9	93±1,0	16 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	9± 1,0	9 000± 250	200± 50	23,8	6,79	38,8	11,08
ЛБТ73Х9	73±1,0	16 <sup>+2,0</sup> <sub>-1,0</sub>	9± 1,0	9 000± 250	200± 50	181	5,16	28,4	8,10

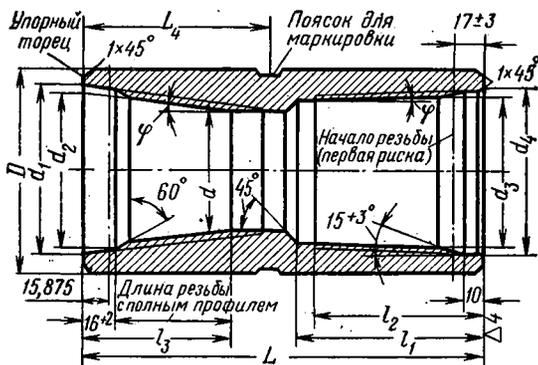


РИС. IV.68.  
МУФТА ОБЛЕГЧЕННЫХ СТАЛЬНЫХ ЗАМКОВ

Перед навинчиванием замков резьбу ЛБТ тщательно зачищают, наносят самоотверждающую смазку на основе эпоксидной смолы с наполнителями, а затем производят навинчивание вручную. Довинчивание замков производят на стенде.

Величины крутящих моментов, необходимые для свинчивания труб с замками, приведены в табл. IV.65.

Характеристика легкосплавных бурильных труб с замками типа ЗЛ приведена в табл. IV.56.

ТАБЛИЦА IV.61  
РЕЗЬБЫ ДЛЯ ЛБТ

Диаметр ЛБТ, мм	Резьбы стандартных стальных труб	ГОСТ
73	Бурильные трубы диаметром 73 мм с высаженными внутрь концами	631—75
93	То же диаметром 89 мм	631—75
114	То же диаметром 114 мм	631—75
129	То же диаметром 114 мм с высаженными наружу концами	631—75
147	Обсадные трубы диаметром 146 мм (удлиненные)	—

ТАБЛИЦА IV.52  
РАЗМЕРЫ В мм ОБЛЕГЧЕННЫХ СТАЛЬНЫХ ЗАМКОВ ДЛЯ ЛБТ

Обозначение замка	Диаметр труб	$L$	$D$	$d_n$	$d_m$	$l$	Масса, кг
ЗЛ-90	73	350	90	41	52	200	12,5
ЗЛ-110	93	385	110	61	68	215	16,2
ЗЛ-136	114	425	136	80	85	250	21,5
ЗЛ-152	129	445	152	95	110	255	30,3
ЗЛ-172	147	465	172	110	124	275	37,0

ТАБЛИЦА IV.53  
РАЗМЕРЫ В мм НИППЕЛЕЙ ОБЛЕГЧЕННЫХ ЗАМКОВ ДЛЯ ЛБТ

Параметры	Обозначение замка				
	ЗЛ-90	ЗЛ-110	ЗЛ-136	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Диаметр труб	73	93	114	129	147
$D$	$90 \pm 0,5$	$110 \pm 0,5$	$136 \pm 0,5$	$152 \pm 0,5$	$172 \pm 0,5$
$d$	70,151	86,026	111,426	124,144	112,028
$d_1$	$76 \pm 0,5$	$92 \pm 0,5$	$117,5 \pm 0,5$	$130,2 \pm 0,5$	$148 \pm 0,5$
$d_2$	86	102	127	140	154
$d_3$	$41 \pm 0,6$	$61 \pm 0,6$	$80 \pm 0,6$	$95 \pm 0,6$	$110 \pm 0,8$
$d_4$	76,2	92,075	117,462	133,3	147,949
$(d_5)$	(58,7)	(74,576)	(94,962)	(115,633)	(131,382)
$L$	$220_{-10}^{+30}$	$240_{-10}^{+30}$	$265_{-10}^{+30}$	$290_{-10}^{+30}$	$290_{-10}^{+30}$
$l_1$	$100^{+8}$	$100^{+8}$	$120^{+8}$	$120^{+8}$	$125^{+8}$
$l_2$	$90^{+5}$	$90^{+5}$	$110^{+8}$	$110^{+8}$	$115^{+5}$
$l$	70	70	90	100	100
Резьба трубы	$D_H = 73$ с высаженными кон- цами ГОСТ 631-75	$D_H = 89$ с высаженными кон- цами ГОСТ 631-75	$D_H = 114$ с высаженными кон- цами ГОСТ 631-75	$D_H = 114$ с высаженными кон- цами ГОСТ 631-75	$D_H = 146$ с высаженными кон- цами
$\varphi$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$0^\circ 53' 42''$
Резьба замков	3-76 ГОСТ 5286-75	3-92 ГОСТ 5286-75	3-117 ГОСТ 5286-75	3-133 ГОСТ 5286-75	3-147 ГОСТ 5286-75
$l_3$	$10_{-1}$	$10_{-1}$	$10_{-1}$	$10_{-1}$	$12_{-1}$
$\varphi$	$7^\circ 7' 30''$	$7^\circ 7' 30''$	$7^\circ 7' 30''$	$4^\circ 45' 48''$	$4^\circ 45' 48''$

ТАБЛИЦА IV.54

РАЗМЕРЫ В ММ МУФТОВЫХ ЧАСТЕЙ ЗАМКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ДЛЯ ЛЕТ

Параметры	Обозначение замка				
	ЗЛ-90	ЗЛ-110	ЗЛ-136	ЗЛ-152	ЗЛ-172
Диаметр труб	73	93	114	129	147
$D$	$90 \pm 0,5$	$110 \pm 0,5$	$136 \pm 0,5$	$152 \pm 0,5$	$172 \pm 0,5$
$d_1$	78,6	94,5	119,9	135,9	150,5
$d_2$	70,948	86,823	112,210	126,714	141,363
$d_3$	70,15	86,026	111,426	124,144	142,028
$d_4$	$76,2 \pm 0,5$	$92 \pm 0,5$	$117,5 \pm 0,5$	$130,2 \pm 0,5$	$148 \pm 0,5$
$d$	$52 \pm 0,6$	$68 \pm 0,5$	$85 \pm 0,6$	$11,0 \pm 0,5$	$124 \pm 0,5$
$L$	$200_{-10}^{+30}$	$215_{-10}^{+30}$	$250_{-10}^{+30}$	$255_{-10}^{+30}$	$275_{-10}^{+30}$
$l_1$	$100^{+8}$	$100^{+8}$	$120^{+8}$	$120^{+8}$	$125^{+8}$
$l_2$	$90^{+5}$	$90^{+5}$	$110^{+8}$	$110^{+5}$	$115^{+3}$
$l_3$	(75,8)	(75,8)	(108,8)	(100,32)	(104,22)
$l_4$	95	100	105	130	135
Резьба замков	3-76 ГОСТ 5286—75	3-92 ГОСТ 5286—75	3-171 ГОСТ 5286—75	3-133 ГОСТ 5286—75	3-147 ГОСТ 5286—75
Резьба трубы	$D_H = 73$ мм с внутрь высажен- ными концами ГОСТ 631—75	$D_H = 89$ мм с внутрь высажен- ными концами ГОСТ 631—75	$D_H = 114$ мм с внутрь высажен- ными концами ГОСТ 631—75	$D_H = 114$ мм с внутрь высажен- ными концами ГОСТ 631—75	$D_H = 146$ мм с внутрь высажен- ными концами ГОСТ 631—75
$\phi$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$1^\circ 47' 24''$	$0^\circ 53' 42''$

ТАБЛИЦА IV.55

Наружный диаметр трубы, мм	Момент, необходимый для свинчивания, кгс·м	Наружный диаметр трубы, мм	Момент, необходимый для свинчивания, кгс·м
73	500	129	1400
93	650	147	1900
114	1250		

Чтобы сократить использование остродефицитных стальных замков и улучшить выполнение ряда технологических процессов созданы и получили определенное применение легкосплавные бурильные трубы беззамковой конструкции. В беззамковых конструкциях бурильных труб замковая резьба нарезается непосредственно в теле трубы, в предусматриваемых для этой цели утолщениях на концах труб.

Изготовление беззамковых труб осуществляют по целому ряду нормалей, разработанных институтом ВНИИТнефть.

Для бурения нефтяных и газовых скважин беззамковые трубы выпускаются диаметрами 129 и 146 мм длиной по 12 м. При бурении на воду трубы из легких сплавов по 12 м могут применяться только на используемых в небольших количествах буровых установках типа УБВ-600. На доминирующих в практике бурения на воду буровых установках типа УРБ-3АМ и 1БА-15В, в которых высота мачт 16 и 18 м и ведущие трубы длиной 8—8,5 м, ЛБТ могут применяться длиной не более 6—6,5 м.

По техническому заданию треста Промбурвод, первым в стране применившим ЛБТ замковых и беззамковых конструкций при бурении на воду, ВНИИТнефтью были разработаны конструкции беззамковых ЛБТ длиной по 6 м диаметром 146 мм с законцовками диаметром 178 мм (рис. IV.69) и диаметром 118 мм с законцовками диаметром 141 мм (рис. IV.70).

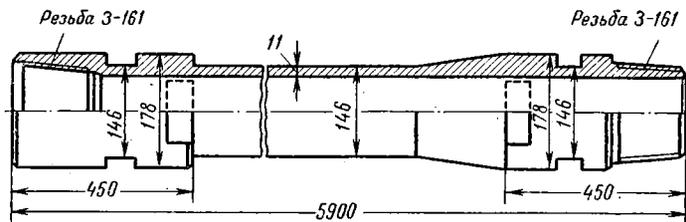


РИС. IV.69.

ЛЕГКОСПЛАВНАЯ БУРИЛЬНАЯ ТРУБА БЕЗЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ДИАМЕТРОМ 146 мм С ЗАКОНЦОВКАМИ ДИАМЕТРОМ 178 мм

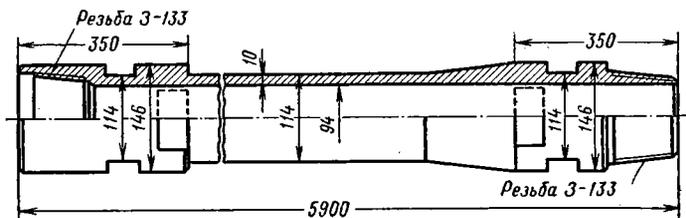


РИС. IV.70.

ЛЕГКОСПЛАВНАЯ БУРИЛЬНАЯ ТРУБА БЕЗЗАМКОВОГО СОЕДИНЕНИЯ ДИАМЕТРОМ 118 мм С ЗАКОНЦОВКАМИ ДИАМЕТРОМ 141 мм

ТАБЛИЦА IV.56 ХАРАКТЕРИСТИКА ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ С ЗАМКАМИ ТИПА ЗЛ

Показатели	Наружный диаметр трубы, мм						
	73	93	114	129	129	147	147
	Толщина стенки, мм						
	9	9	10	9	11	9	11
Шифр стальных облегченных замков . . . . .	ЗЛ-90	ЗЛ-110	ЗЛ-136	ЗЛ-152	ЗЛ-152	ЗЛ-172	ЗЛ-172
Наружный диаметр облегченного стального замка, мм	90	110	136	152	152	172	172
Наименьший внутренний диаметр замка, мм . . . . .	41	61	80	95	95	110	110
Наименьший внутренний диаметр трубы, мм . . . . .	41	61	80	95	95	112	112
Длина трубы без замка, м . . . . .	9	9	12	12	12	12	12
Номинальная длина трубы, свинченной с замком, м	9,25	9,25	12,25	12,27	12,27	1 ,27	12,27
Масса 1 м трубы с учетом высадки концов, кг . . . . .	5,3	6,70	9,3	10,0	11,8	11,3	13,4
Масса стального облегченного замка, кг . . . . .	12,5	16,2	21,5	30,3	30,3	37,0	37,0
Масса 1 м трубы с учетом массы высадки концов и замка, кг . . . . .	6,8	8,4	11,0	11,8	14,3	14,4	16,5
Максимально допускаемая растягивающая нагрузка, тс	47	62	85	90	110	100	124
Растягивающая нагрузка, при которой напряжения в теле трубы достигают предела текучести, тс . . . . .	59	78	107	112	135	129	155
Растягивающая разрушающая нагрузка, тс . . . . .	81	107	147	152	184	173	210
Максимально допускаемое внутреннее давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	540	520	400	350	450	310	380
Внутреннее давление, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	810	790	595	535	678	460	580
Внутреннее разрушающее давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	1100	1000	975	730	925	630	785
Максимально допускаемое внешнее сжимающее давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	510	370	310	240	340	180	270
Внешнее разрушающее давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	770	553	465	367	520	280	409
Максимально допускаемый момент кручения, кгс·м	650	1200	2000	2600	2900	3250	3800
Крутящий момент, при котором напряжения в теле трубы достигают предела текучести, кгс·м . . . . .	1200	2100	3600	4450	5200	5850	6900

Примечание. 1. При выборе допускаемых усилий приняты следующие коэффициенты запаса прочности для труб номинальных размеров: а) для растягивающих нагрузок 1,25; б) для внутренних давлений 1,5; в) для внешних сжимающих давлений 1,5; г) для моментов кручения 1,8.

2. Для сплава Д16Т принят предел текучести  $\sigma_t = 33$  кгс/мм<sup>2</sup>, предел прочности  $\sigma_p = 45$  кгс/мм<sup>2</sup>.

## Технологические особенности применения бурильных труб из легких сплавов

При бурении на нефть и газ использование ЛБТ позволяет: увеличивать глубины бурения за счет облегчения массы буровых колонн; сокращать время и энергозатраты на спуско-подъемные операции; облегчать труд буровых бригад.

При бурении на воду преимущества использования ЛБТ дополняются возможностью перехода на бурильные трубы диаметром 118 и 146 мм вместо применяемых в основном стальных труб диаметром 73 и 89 мм.

Переход на бурильные трубы диаметром 118 и 146 мм при условии бурения скважин на воду больших диаметров позволяет значительно уменьшать площади кольцевых пространств между стенками скважин и буровыми колоннами, улучшая тем самым условия промывки скважин и одновременно обеспечивая возможность использования буровых насосов или насосных блоков повышенной подачи за счет резкого увеличения пропускной способности внутреннего канала буровых колонн и снижения тем самым гидравлических сопротивлений.

К числу преимуществ применения ЛБТ следует отнести и возможность их комбинированного использования как при бурении с прямой промывкой, так и с обратной (рис. IV.71).

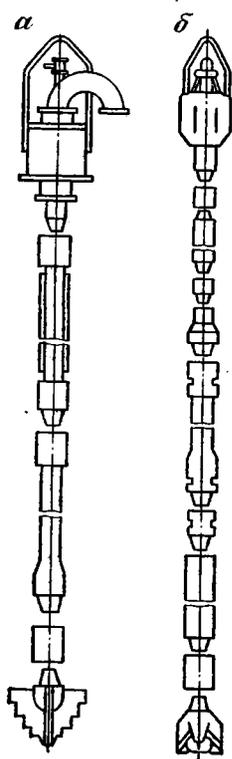
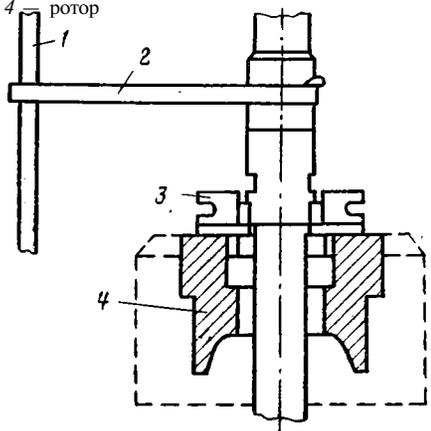


РИС. IV.71.  
КОМПОНОВКИ БУРОВЫХ КОЛОНН ИЗ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ:  
*а* — компоновка для бурения с обратной промывкой с равнопроходным каналом отвода вертлюга до долота;  
*б* — компоновка для бурения с прямой промывкой

РИС. IV.72.  
СХЕМА РАЗВИНЧИВАНИЯ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ;

- 1 — нога мачты;
- 2 — ключ-вилка;
- 3 — ключ-элеватор;
- 4 — ротор



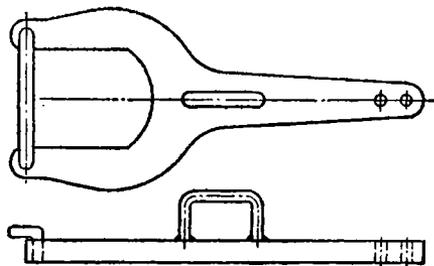


РИС. IV.73  
КЛЮЧ-ВИЛКА

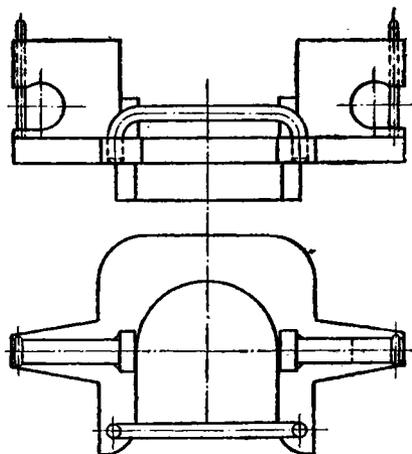


РИС. IV.74.  
КЛЮЧ-ЭЛЕВАТОР

ЛБТ успешно могут использоваться так же как водоподъемные трубы при производстве пробных откачек, а в ряде случаев и как «воздушные» при эрлифт-ных откачках.

В то же время переход на трубы и соответственно на замковые резьбы больших размеров усложнил условия для свинчивания и развинчивания труб, так как применение подвесных машинных ключей на легких передвижных буровых установках практически невозможно.

Для облегчения механизации свинчивания и развинчивания ЛБТ для условий передвижных буровых установок в тресте Промбурвод разработана и успешно применяется оригинальная схема развинчивания, показанная на рис. IV.72.

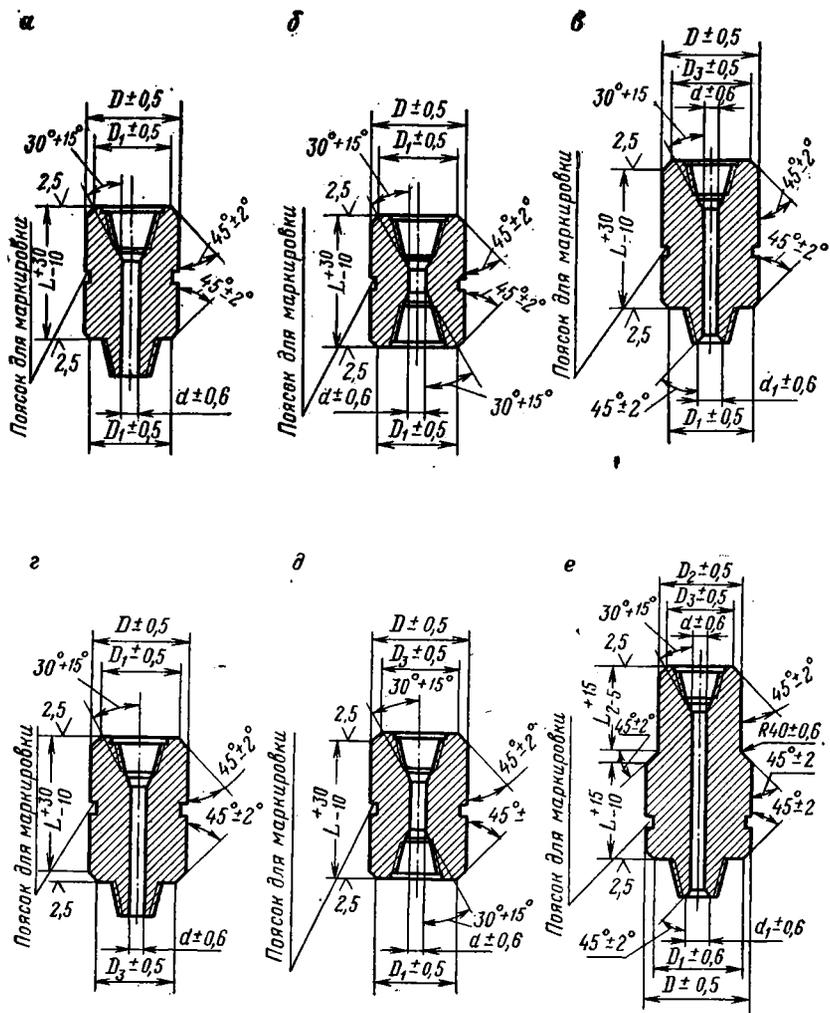
Для ее осуществления на утолщенных беззамковых концах ЛБТ делаются проточки (по типу проточек на замках геологоразведочных труб). Наличие проточек позволяет использовать ключи-вилки (рис. IV.73), а также специальные ключи-элеваторы (рис. IV.74), которые защемляются в роторе и одновременно защемяют ЛБТ за проточки, позволяя производить развинчивание труб с помощью ротора. Этот же ключ-элеватор используют и для подъема бурильных труб.

К недостаткам ЛБТ относятся:

- 1) повышенная истираемость поверхности труб, особенно у торцов утолщенных законцовок беззамковых ЛБТ;
- 2) повышенная изнашиваемость резьб, нарезанных в сплаве Д16Т;
- 3) пониженная коррозионная стойкость в щелочной среде.

### Переходники для бурильных колонн

Переходники предназначены для соединения между собой отдельных частей бурильной колонны и присоединения к ней инструмента с различными резьбами. Для труб нефтяного сортамента переходники выпускаются согласно



ГОСТ 7360—75 и разделяются на три типа: переходные (П), муфтовые (М), ниппельные (Н).

Каждый тип переходника должен выпускаться следующих исполнений!

- 1 — цилиндрической конфигурации (рис. IV.75, а, б);
- 2 — цилиндрической конфигурации с переходной фаской (рис. IV.75, в, г, д);
- 3 — ступенчатой конфигурации (рис. IV.75, е, ж, з, и).

Размеры переходников типа П даны на рис. IV.75, а, в, г, е, ж и в табл. IV.57; типа М — на рис. IV.75, б, д и в табл. IV.58; типа Н — на рис. IV.75, з и в табл. IV.59.

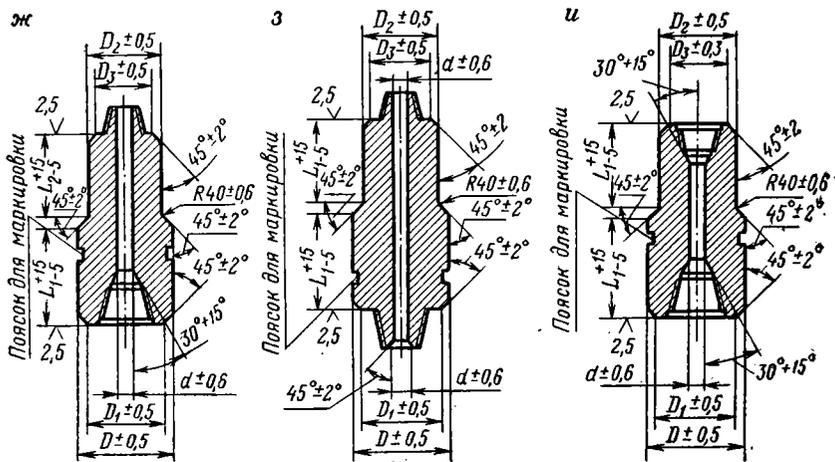


РИС. IV. 75.

ТИПЫ ПЕРЕХОДНИКОВ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ?

а — переходной цилиндрической конфигурации;  
 б — муфтовый цилиндрической конфигурации;  
 в и г — переходные цилиндрической конфигурации с переходной фаской;

д — муфтовый цилиндрической конфигурации с переходной фаской;  
 е и ж — переходные ступенчатой конфигурации;  
 з — ниппельный ступенчатой конфигурации;  
 и — муфтовый ступенчатой конфигурации

Переходники всех типов предусмотрены с правой и левой резьбой. Размеры резьбы переходников соответствуют замковой резьбе замков для бурильных труб по ГОСТ 5286—75.

Для изготовления переходников применяется сталь 40ХН или другая никеледержащая сталь, близкая по характеристике названной.

На пояске для маркировки каждого переходника нанесены: товарный знак поставщика; обозначение типоразмера переходника; марка стали; дата выпуска (месяц, год); номер стандарта.

На переходниках, также как и на замках с левыми резьбами, кроме пояска для маркировки протачивается дополнительный опознавательный поясок.

ТАБЛИЦА IV.57  
РАЗМЕРЫ В мм ПЕРЕХОДНИКОВ ПЕРЕХОДНЫХ

Типоразмеры	Резьба по ГОСТ 5286—75 для		Исполнения	D	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>3</sub>	d	d <sub>1</sub>	L	L <sub>1</sub>	L <sub>2</sub>				
	муфто- вого конца	нипель- ного конца														
П-73/66-1	3-73	3-66	2	86	82,5	—	76,5	25	—	290	—	—				
П-76/66-1	3-76		3	95	91,0	80				86	82,5	44	—	171	164	
П-76/73-1		3-73	1			—	—	32	310				—	—		
П-76/76-1		3-76				3	108	103,5	95				91,0	38	—	180
П-76/88-1		3-88	3						108				103,5	80	76,5	25
П-86/66-1	3-86	3-73		1	—	—	38	325		—	—					
П-86/73-1		3-76	3		113	108,0	95	91,0	32	—	180	171				
П-86/76-1		3-88		1			108	103,5	—	—	54	325	—	—		
П-86/88-1		3-86	2		113	108,0	—	103,5	—							
П-38/76-1	3-88	3-76	3	108	103,5	—	—	54	—	—	—					
П-88/76-2			1									113	108,0	—	103,5	—
П-88/86-1		3-86	1	108	103,5	—	—	54	—	—						
П-88/86-1			2								113	108,0	—	103,5	—	—

П-88/88-1														
		3-88							38					
П-88/88-2			1	108	103,5	—	—							
П-88/101-1	3-101	3-101	2	118	114,0	—				62				
П-88/121-1			3	146	140,5	108	103,5	58			—	203	180	
П-88/121-2						113	108,0			74				
П-101/76-1			3-76				95	91,0	32			—	180	171
П-101/86-1			3-86	2	118	114,0			54			325	—	—
П-101/88-1			3-88		118	114,0			38		—	325	—	—
				2										
П-101/121-1	3-101	3-121		146	140,5	118	114,0	62	74			203	180	
П-101/152-1	3-102	3-152		197	186,0			70	89			238		
П-102/76-1			3-76	3			95	91,0	32					
П-102/86-1			3-86				108		54			183	171	
П-102/88-1					120	116,0								
П-102/88-2			3-88	2					38			335	—	—
П-102/101-1			3-101						62					
П-102/121-1			3-121		146	140,5	120	116,0	78					
П-108/88-1	3-108		3			108	103,5					203	183	
П-108/88-2		3-88		133	127,5	113	108,0	38				186	183	

Типоразмеры	Резьба по ГОСТ 5286—75 для		Исполнения	$D$	$D_1$	$D_2$	$D_3$	$d$	$d_1$	$L$	$L_1$	$L_2$							
	муфто- вого конца	нипель- ного конца																	
П-108/101-1	3-108	3-101	3	133	127,5	118	114,0	62	—	—	186	180							
П-108/102-1		3-102				120	116,0	70				183							
П-108/121-1		3-121				146	140,5	133				127,5	72	203	186				
П-117/88-1	3-117	3-88	3	140	134,5	108	103,5	38	—	—	197	180							
П-117/88-2						113	108,0												
П-117/101-1		3-101				118	114,0	62											
П-117/102-1		3-102				120	116,0	70					—	—	183				
П-117/108-1		3-108				—	127,5	72					355	—	—				
П-117/121-1		3-121				146	140,5	—								134,5	78		
П-117/122-1		3-122				2	146	140,5					—	134,5	78	82	355	—	—
П-117/147-1		3-147				3	178	170,5					140	134,5	78	90	—	223	197
П-121/76-1		3-76					146	140,5					95	91,0	32	—			
П-121/86-1	3-86	108	103,5	54															
П-121/88-1	3-88			38															

П-121/88-2	3-121				113	108,0									
П-121/101-1		3-101			118	114,0	62								
П-121/102-1		3-102			120	116,0	70					183			
П-121/108-1		3-108			133	127,5	72					186			
П-121/117-1		3-117	2				134,5	58							
П-121/121-1		3-121	1							355					
П-121/122-1		3-122						—							
П-121/133-1		3-133	2	155	150,5			80	95	370					
П-121/147-1		3-147	3		178	170,5	146	140,5	90			223	203		
П-121/147-2									101						
П-122/88-1	3-122	3-88	3			108	103,5	38							
П-122/88-2							113		108,0					180	
П-122/101-1				3-101	2	146	140,5	118	114,0	62				191	
П-122/102-1		3-102						120	116,0	70				183	
П-122/108-1		3-108						133	127,5	72		355			186
П-122/117-1		3-117		146				140,5		134,5	58				
П-122/121-1		3-121	1			—		80							

Продолжение таблицы IV.57

Типоразмеры	Резьба по ГОСТ 5286—75 для		Исполнения	$D$	$D_1$	$D_2$	$D_3$	$d$	$d_1$	$L$	$L_1$	$L_2$			
	муфтового конца	ниппельного конца													
П-122/147-1	3-122	3-147	3	178	170,5	146	140,5	95	—	—	223	191			
П-133/108-1	3-133	3-108		155	150,5	133	127,5	72			—	—	—	206	186
П-133/117-1		3-117				140	134,5	58							370
П-133/121-1		3-121	140,5			—	80								
П-133/122-1		3-122					82								
П-133/147-1		3-147	3			178	170,5	155	150,5	101				—	—
П-140/133-1	3-133	172		164,5	95										
П-140/147-1	3-140	3-147	2	178	170,5	—	164,5	98	—	—	400	—			
П-140/171-1		3-171	3	203	196,0	172									
П-147/108-1	3-108	178		170,5	133	127,5	72	—	—	—	223	186			
П-147/117-1	3-117				140	134,5	58					203			
П-147/121-1	3-121				80										
П-147/122-1	3-122				82	191									
П-147/133-1	3-133		155		150,5	95	206								

П-147140-1		3-140	2				164,5	70		400	—	—		
П-147/147-1		3-147	1					101						
П-147/152-1		3-152	3	197	186,0		170,5	89		415	—	—		
П-147/161-1		3-161		185	180,0			101	120	400	—	—		
П-147/171-1		3-171		203	196,0	178		101	—		238	223		
П-147/171-2								127						
П-152/140-1		3-140				172	164,5	70				220		
П-152/147-1	3-152	3-147	2	197	186,0	172	170,5	101		415				
П-152/152-1		3-152	1					89						
П-152/161-1		3-161	2					180,0	120					
П-152/171-1		3-171						203	196,0				186,0	122
П-161/133-1	3-161	3,133	3	185	180	—	155	150,5	95	—	213	206		
П-161/140-1		3-140	2					164,5	70	390	—	—		
П-161/147-1		3-147						170,5	101	400	—	—		
П-161/161-1		3-161	1					—	120	390	—	—		
П-161/171-1		3-171	3	203	196		185	180,0	127		238	213		
П-171/121-1		3-121						146	140,5			80	—	203
П-171/140-1		3-140						172	164,5			70	—	220
П-171/147-1	3-171	3-147				178	170,5	101				223		
П-171/152-1		3-152	2	—	186,0	89		415	—	—				
П-171/161-1		3-161	3	185	180,0	120		—	238	213				
П-171/171-1		3-171	1			—	—	127		415	—	—		

ТАБЛИЦА IV.58  
РАЗМЕРЫ В ММ ПЕРЕХОДНИКОВ МУФТОВЫХ

Типоразмеры	Резьба по ГОСТ 5286—75	Испол- нения	$D$	$D_1$	$D_2$	$D_3$	$d$	$L$	$L_1$	$L_2$
М-76/86	3-76/3-86	3	108	103,5	95	91	45	—	171	171
М-88/101	3-88/3-101	2	118	114,0	—	103,5	58	325	—	—
М-88/88	3-88/3-88	1	108	103,5		—				
М-88/121	3-88/3-121	3	146	140,5	108	103,5	80	355	203	180
М-121/121	3-121/3-121	1			—	—				
М-121/147	3-121/3-147	3	178	170,5	146	140,5	101	—	223	203
М-147/147	3-147/3-147	1			—	—				
М-147/152	3-147/3-152	3	197	186,0	178	170,5	122	—	238	223
М-147/171	3-147/3-171		2	203	196,0	—		186,0		
М-152/171	3-152/3-171	—					—	127	415	—
М-171/171	3-171/3-171	1								

ТАБЛИЦА IV.59  
РАЗМЕРЫ В ММ ПЕРЕХОДНИКОВ НИППЕЛЬНЫХ

Типоразмеры	Резьба по ГОСТ 5286—75	Испол- нения	$D$	$D_1$	$D_2$	$D_3$	$d$	$d_1$	$L$	$L_1$	$L_2$
Н-147/171	3-147/3-171	3	203	196	178	170,5	101	127	—	238	223

Пример условного обозначения переходников.

Переходник типа П с резьбами 3-147 и 3-171.

П-147/171 ГОСТ 7360—75.

То же типа М.

М-147/171 ГОСТ 7360—75.

То же с левыми резьбами.

М-147/171-Л ГОСТ 7360—75.

ТАБЛИЦА IV. 60

ТИПЫ И НАЗНАЧЕНИЕ ПЕРЕХОДНИКОВ

Типы переходников	Элементы бурильной колонны, присоединяемые к переходникам					диаметр шламовых труб, мм
	бурильные трубы		замки ГОСТ	колонковые трубы		
	диаметр, мм	ГОСТ		диаметр, мм	ГОСТ	
П0	33,6; 42	8467—67	—	34, 44, 57	6238—77	—
П1	42; 50; 63,6	—	7918—75	> 57	6238—77	—
П2	73	631—75	5286—75	> 108	6238—77	—
П3	42; 50; 63,5	—	7918—75	> 73	6238—77	73
П3	42; 50; 63,5	—	7918—75	> 73	—	73
П4	50	—	—	73	6238—77	73
П4А	60	—	—	73	—	73
П5	73	631—75	5286—75	> 108	6238—77	108
П5А	73	631—75	5286—75	> 108	—	108

Примечание. Переходникам П0 должен соответствовать ниппель по ГОСТ 8482-57.

**Переходники для геологоразведочных бурильных колонн**

Переходники предназначены для соединения бурильных труб с колонковыми и шламовыми трубами. Изготавливают переходники по ГОСТ 8004—65 девяти типов.

В табл. IV.60 приведены все типы переходников.

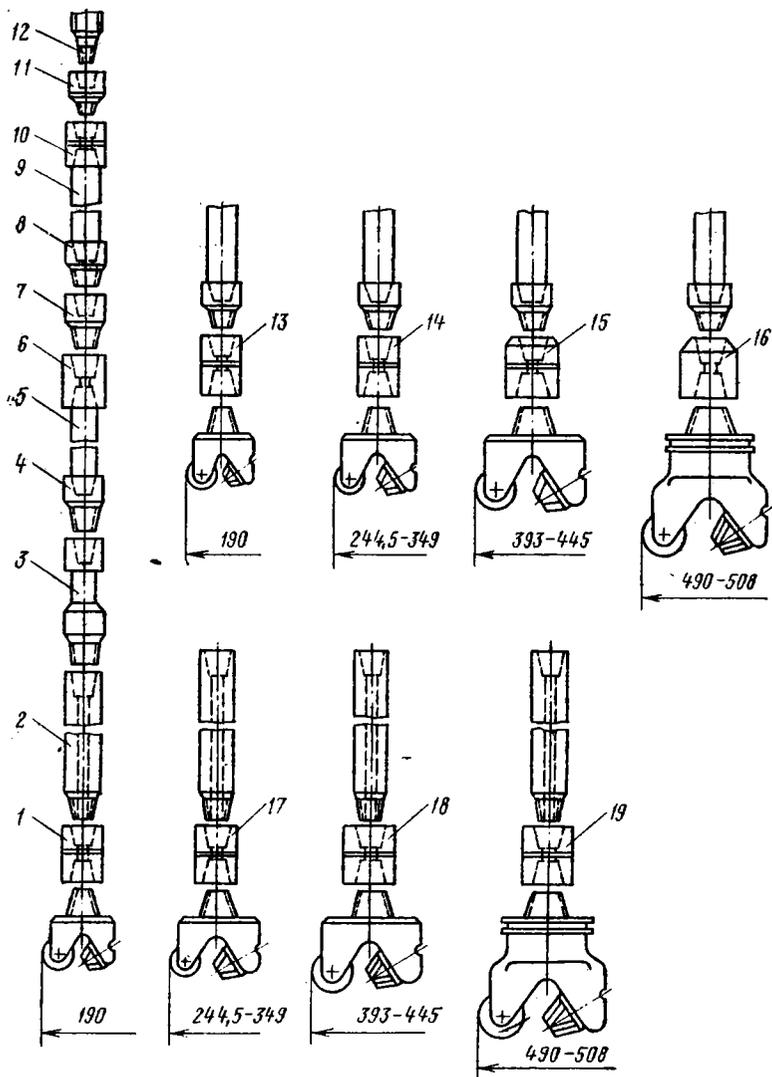


РИС. IV. 76.

КОМПЛЕКТАЦИЯ БУРОВОЙ КОЛОННЫ К БУРОВЫМ УСТАНОВКАМ 1БА-15В И УРБ-ЗАМ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 73 ММ С БУРОВЫМИ ЗАМКАМИ ЗН-95, УБТ ДИАМЕТРОМ 146 ММ И ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ПО ГОСТ 20692—75:

1 — М-121/117;  
 2 — УБТ диаметром 146 мм;  
 3 — переводник специальный П-76/121;  
 4 — ниппель бурильного замка ЗН-95;  
 5 — труба бурильная диаметром 73 мм;

6 — муфта бурильного замка ЗН-95;  
 7 — П-88/76;  
 8 — ПШНЗН 108Х3;  
 9 — ведущая труба 80Х80;  
 10 — ПШВЗН 108Х3;  
 11 — П-76Л/88Л;  
 12 — присоединитель-

ная резьба вертлюга 3-76Л;  
 13 — М-88/117;  
 14 — М-88/152;  
 15 — М-88/177;  
 16 — М-88/201;  
 17 — М-121/152;  
 18 — М-121/177;  
 19 — М-121/201

## Комплектация буровых колонн

Основные широко применяющиеся при бурении на воду буровые установки типа УРБ-3АМ и 1БА15В предусматривают использование бурильных труб диаметром 73 мм и комплектуются ведущими трубами размером 80X80 мм.

В связи с использованием при бурении на воду больших диаметров долот (средний диаметр долот близок к диаметру 295 мм) ряд буровых организаций для увеличения жесткости и массы буровых колонн перешел на бурильные трубы диаметром 89 мм. При бурении с буровых установок УБВ-600 применяются бурильные трубы диаметром 114 мм.

Для создания осевого давления на забой в комплекты буровых колонн включают утяжеленные бурильные трубы.

В большинстве случаев используют УБТ диаметром 146 мм, в отдельных случаях УБТ диаметром 178 и 203 мм.

Соединение составляющих элементов буровых колонн осуществляют с помощью набора переходников. Выбор комплектации буровых колонн осуществляют в зависимости от типа применяемых буровых установок, конструкции скважин и геологического разреза.

На рис. IV.76 дана комплектация буровых колонн с использованием бурильных стальных труб диаметром 73 мм и утяжеленных бурильных труб диаметром 146 мм. Комплектация буровых колонн с использованием бурильных труб диаметрами 89 и 114 мм аналогична. На этом же рисунке показаны комплектации для забуривания скважин ведущими трубами. Присоединительные резьбы на ниппелях шарошечных долот и соответственно резьбы переходников к долотам взяты из ГОСТ 20692—75.

С 1 июля 1979 г. долота должны поставляться с приведенными присоединительными резьбами. Долота диаметром 444,5 мм и более допускается изготавливать в корпусном исполнении (с муфтой). Долота диаметром 244,5, 250,8 мм допускается изготавливать с резьбой 3-121; долота диаметром 311,1—508 мм с резьбой 3-171.

Компоновка бурового инструмента при бурении с использованием лопастных долот и расширителей показана на рис. IV.77.

Как видно из приведенных компоновок, ряд переходников, применяемых при бурении на воду, не предусмотрены ГОСТом. Они изготавливаются самими буровыми организациями с учетом требований ГОСТов.

## § 3. Инструмент для спуска и подъема бурильных и обсадных труб

### Элеваторы

Элеваторы служат для захвата и удержания бурильных и обсадных труб. В комплекте с буровыми установками 1БА-15В и УРБ-3НМ завод-изготовительставляет элеваторы кованые грузоподъемностью 20 т и массой 18,2 кг для бурильных труб диаметром 73 мм (рис. IV.78).

Буровые организации, осуществляющие бурение на воду, на своих заводах выпускают элеваторы облегченные сварной конструкции для бурильных и обсадных труб, характеристика которых приведена на рис. IV.79 и в табл. IV.61.

При бурении глубоких скважин на воду в ряде случаев применяются элеваторы кованые для бурильных и обсадных труб нефтяного сортамента, основные данные которых приведены на рис. IV.80 и в табл. IV.62.

Для захвата бурильных геологоразведочных труб используют специальные элеваторы. Характеристика элеваторов дана на рис. IV.81 и в табл. IV.63.

В ряде случаев для захвата труб используют хомуты (рис. IV.82), выпускаемые согласно ГОСТ 6669—68.

Шифр	Максимальная грузоподъемность, т	Размеры, мм					Масса, кг
		<i>D</i>	<i>L</i>	<i>B</i>	<i>H</i>	<i>l</i>	
ЭБ-73	20	75	440	220	200	320	24
ЭБ-89	20	92	440	220	200	320	25
ЭБ-114	25	117	545	240	220	425	38
ЭО-168	22	172	570	290	215	450	42,7
ЭО-219	25	224	620	345	220	500	44,3
ЭО-273	28	276	700	390	220	560	57,0
ЭО-325	30	328	770	450	240	620	67,0
ЭО-377	32	380	870	500	240	670	85,0
ЭО-426	35	429	940	560	240	720	89

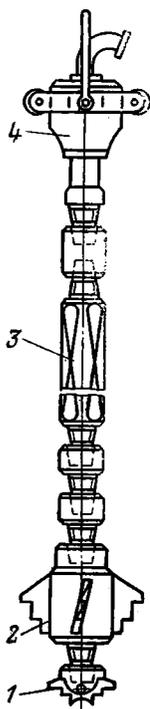
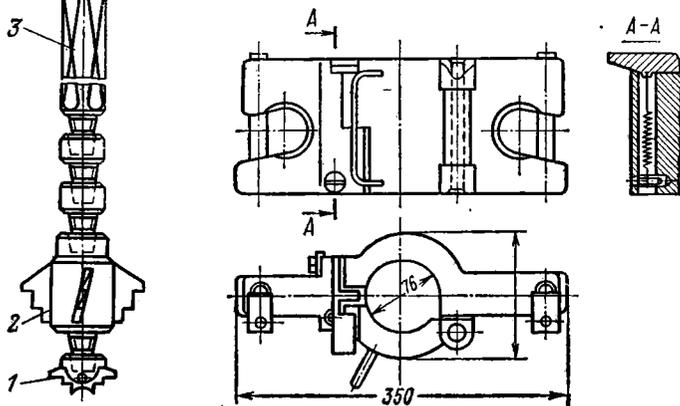


РИС. IV.77.  
КОМПЛЕКТАЦИЯ БУРОВОЙ КОЛОННЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЛОПАСТНЫХ ДОЛТ И РАСШИРИТЕЛЕЙ КОНСТРУКЦИИ ТРЕСТА ВОСТОКБУРВОД:

- 1 — долото лопастное ступенчатое;  
2 — расширитель трехлопастной ступенчатый;  
3 — ведущая труба;  
4 — вертлюг

РИС. IV.78.  
ЭЛЕВАТОР КОВАНЫЙ ДЛЯ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 73 мм



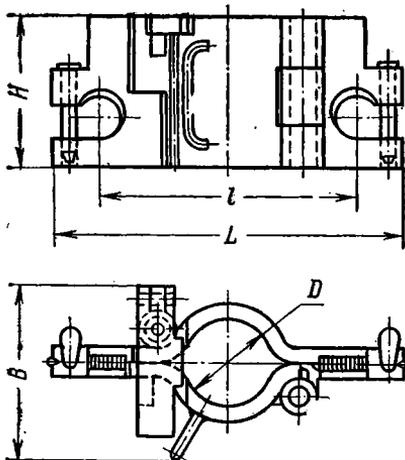


РИС. IV.79.  
ЭЛЕВАТОР ОБЛЕГЧЕННЫЙ СВАРНОЙ  
КОНСТРУКЦИИ

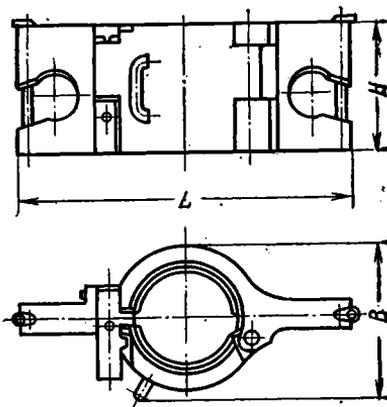


РИС. IV.80.  
ЭЛЕВАТОР КОВАНЫЙ НЕФТЯНОГО  
СОСТАМЕНТА

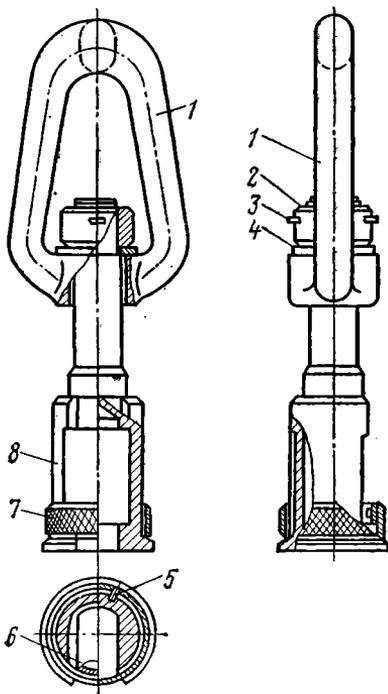


РИС. IV.81.  
ЭЛЕВАТОР ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ  
ТРУБ:

- 1 — серьга;
- 2 — чайка;
- 3 — шплинт;
- 4 — шайба;
- 5 — фиксатор;
- 6 — сухари;
- 7 — кольцо;
- 8 — корпус

РИС. IV.82.  
ХОМУТ

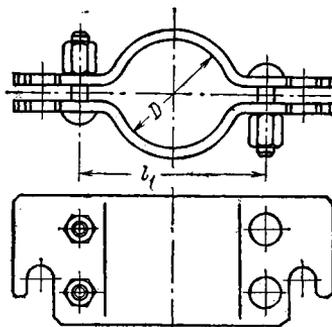


ТАБЛИЦА IV.62

## ЭЛЕВАТОРЫ КОВАННЫЕ

Шифр	Максимальная грузоподъемность, т	Диаметр расточки, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			<i>L</i>	<i>B</i>	<i>H</i>	
ЭБ-73В-75	75	76	540	225	230	78,5
ЭБ-89В-75	75	92	540	225	230	75,0
ЭБ-114В-100	100	118	600	255	245	99,0
ЭБ-140В-110	110	146	690	295	250	121,0
ЭБ-168В-125	125	172	720	325	250	140,0
ЭБ-168П-125	125	186/172	720	325	250	135,0
ЭО-146-110	110	150	690	295	250	118,0
ЭБ-146НП-200	200	160/150	700	325	300	163,0
ЭО-146-200	200	150	700	325	300	168,0
ЭО-146-300	300	150	700	300	400	250,0
ЭО-219-200	200	223	810	385	350	252,0
ЭО-219-300	300	223	810	370	370	265,0
ЭО-245-200	200	250	830	415	325	240,0
ЭО-273-300	300	278	900	455	350	270,0
ЭО-299-300	300	304	950	495	350	341,0
30-324-200	200	332	940	500	350	353,0

ТАБЛИЦА IV.63

## ЭЛЕВАТОРЫ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ТРУБ

Типоразмер элеватора	Номиналь- ная грузо- подъемность элеватора, т	Вид соединения бурильных труб	Диаметр бурильных труб, мм	Масса, кг
1Н-33,5	1	Ниппельное	33,5	2,5
1Н-42	1	»	42	3,0
2,5Н-33,5	2,5	»	33,5	7,1
2,5Н-42	2,5	»	42	7,6
2,5Н-50	2,5	»	50	8,4
2,5МЗ-42	2,5	Муфтово-замковое	42	8,6
5Н-50	5	Ниппельное	50	14
5МЗ-42	5	Муфтово-замковое	42	14,8
5МЗ-50	5	То же	50	15,3
5МЗ-63,6	5	»	63,5	16,5
7,5МЗ-50	7,5	»	50	30,8
7,5МЗ-63,5	7,5	»	63,5	31,8
10МЗ-50	10	»	50	19,6
10МЗ-63,5	10	»	63,5	22,1
15МЗ-50	15	»	50	30,8
15МЗ-63,5	15	»	63,5	31,8

**Ключи**

При раскреплении и докреплении, а также при свинчивании и развинчивании замковых соединений бурильных труб диаметром 73 и 89 мм в большинстве используются ручные одношарнирные ключи типа РИК (рис. IV.83).

Эти ключи выпускаются соответственно для замков ЗН-95, ЗШ-118 и ЗН-108.

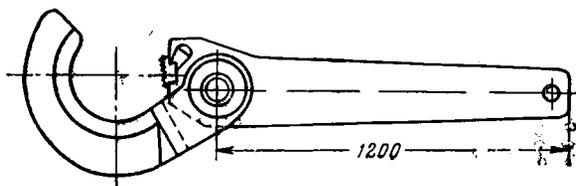


РИС. IV.83.  
ОДНОШАРНИРНЫЙ КЛЮЧ ТИПА РИК

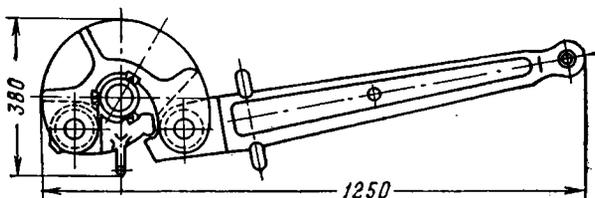


РИС. IV.84.  
ДВУХШАРНИРНЫЙ КЛЮЧ БУ-73-89

Двухшарнирные ключи типа БУ-73-89 для свинчивания и развинчивания буровых труб диаметром 73 и 89 мм показаны на рис. IV.84.

Широко применяют для свинчивания и развинчивания буровых и насосно-компрессорных труб ключи шарнирные, характеристика которых дана на рис. IV.85 и в табл. IV.64.

При бурении тяжелыми буровыми установками используют подвесные универсальные машинные ключи типа УМК-1 (рис. IV.86), которые за счет сменных челюстей захватывают трубы и замки диаметром 108—212 мм.

Для свинчивания обсадных колонн широко используются цепные ключи типа КЦМ, выпускаемые по ТУ 26-02-355—71, а на тяжелых буровых установках ключи машинные ОМН (рис. IV.87 и табл. IV.65).

Геологоразведочные буровые трубы свинчиваются и развинчиваются шарнирными ключами (рис. IV.88, табл. IV.66).

Ключи для nipple-ных и муфтово-замковых соединений труб геологоразведочного бурения показаны на рис. IV.89. Характеристика ключей приведена в табл. IV.67.

ТАБЛИЦА IV.64

КЛЮЧИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Размеры ключа, мм	Диаметр зева, мм	Масса ключа, кг	Размеры ключа, мм	Диаметр зева, мм	Масса ключа, кг
44/57	57	4,1	146	146	8,0
73/89	89	7,0	168/188	188	10,9
108/127	127	7,8	219/243	243	12,1

ТАБЛИЦА IV.65

## РАЗМЕРЫ В мм И МАССА КЛЮЧЕЙ ОМН

Шифр	Диаметр зева ключа	Допускаемое усилие на рукоятке, кгс	Длина	Высота (с подвеской)	Масса (с подвеской), кг
ОМН 5 <sup>3/4</sup>	168	800	1420	1050	100
ОМН 6 <sup>5/8</sup>	190	800	1445	1050	104
ОМН 7 <sup>5/8</sup>	218	800	1485	1050	110
ОМН 8 <sup>5/8</sup>	246	800	1510	1050	114
ОМН 9 <sup>5/8</sup>	272	800	1555	1050	120
ОМН 10 <sup>3/4</sup>	301	800	1560	1050	128
ОМН 11 <sup>3/4</sup>	329	800	1580	1050	133
ОМН 12 <sup>3/4</sup>	355	800	1615	1050	140
ОМН 13 <sup>3/4</sup>	380	800	1650	1050	145
ОМН 16 <sup>3/4</sup>	456	800	1750	1050	162
ОМН 14 <sup>3/4</sup>	406	800	1670	1050	161

ТАБЛИЦА IV.66

РАЗМЕРЫ В мм И МАССА ШАРНИРНЫХ КЛЮЧЕЙ  
ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ТРУБ

Размер ключа	Диаметр бурильной трубы <i>D</i>	Масса, кг	Размер ключа	Диаметр бурильной трубы <i>D</i>	Масса, кг
33,5	33,5	3,1	60,3	60,3	7,4
42,0	42,0	4,2	63,5	63,5	7,4
50,0	50,0	6,2			

ТАБЛИЦА IV.67

КЛЮЧИ ДЛЯ НИПЕЛЬНЫХ И МУФТОВО-ЗАМКОВЫХ  
БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

Обозначение типоразмера ключа	Вид соединения	Длина ключа, мм	Ширина зева, мм	Масса, кг
Н-33,5	Ниппельное (Н)	500	24	2,2
Н-42		500	30	2,3
Н-50		600	36	3,7
МЗ-42	Муфтово-замковое (МЗ)	600	41	3,3
МЗ-50		600	46	5,2
МЗ-63,5		600	55	7,8

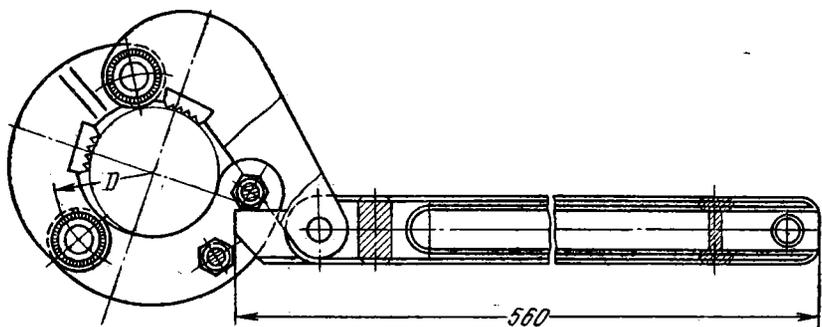


РИС. IV.85.  
ШАРНИРНЫЙ КЛЮЧ ДЛЯ ОБСАДНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ ТРУБ

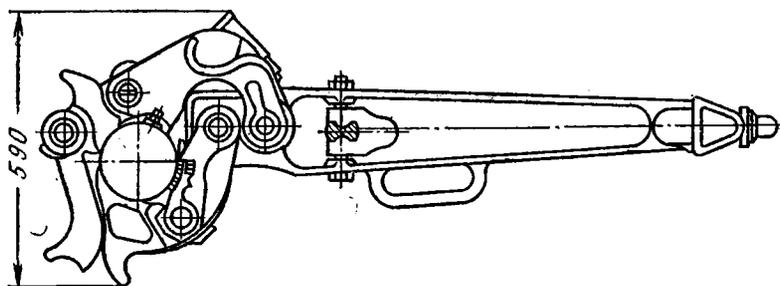
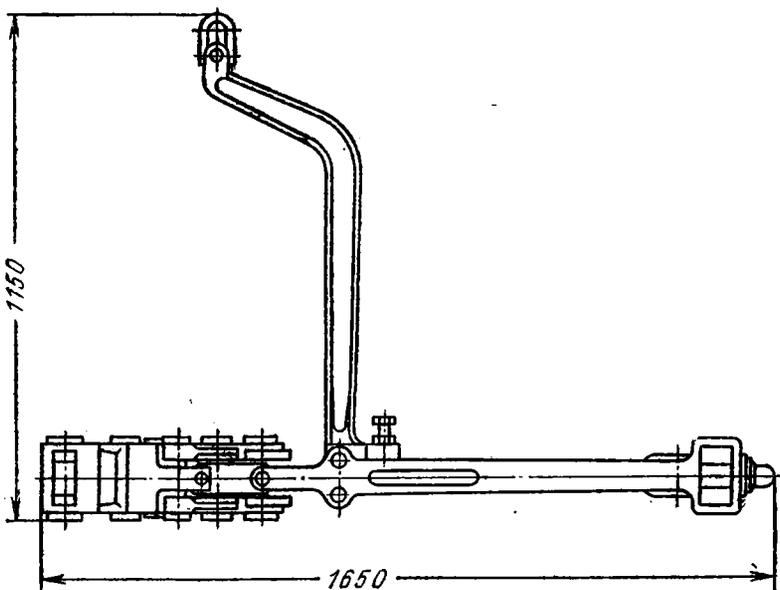


РИС. IV.86.  
УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МАШИННЫЙ КЛЮЧ ТИПА УМК-1

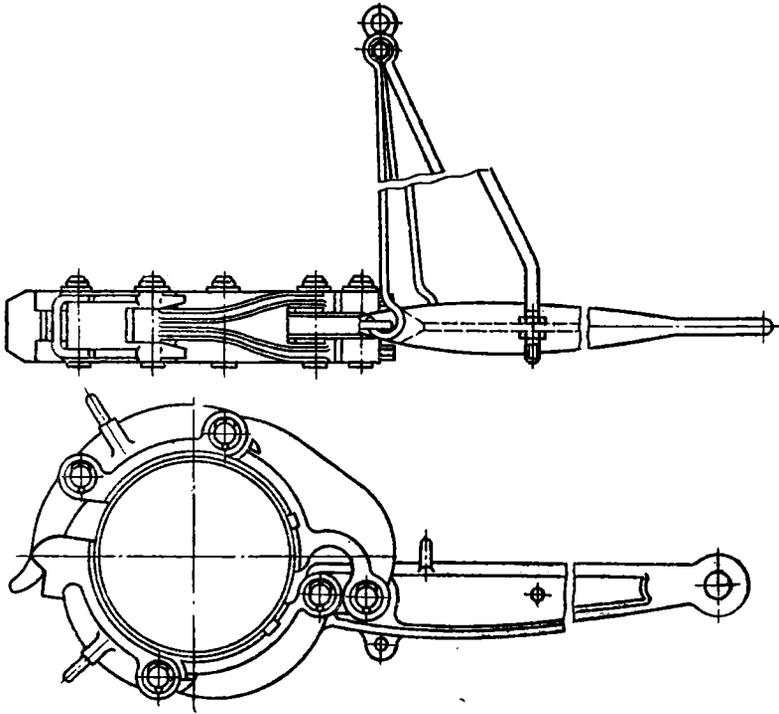


РИС. IV.87.  
КЛЮЧ МАШИННЫЙ ОМН

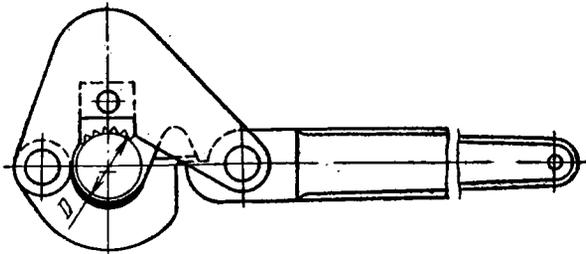


РИС. IV.88.  
КЛЮЧ ШАРНИРНЫЙ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-  
РАЗВЕДОЧНЫХ ТРУБ

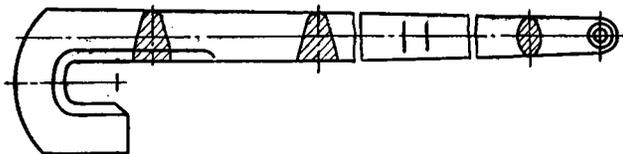


РИС. IV.89.  
КЛЮЧИ ДЛЯ НИППЕЛЬНЫХ И МУФТОВО-ЗАМКОВЫХ  
СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

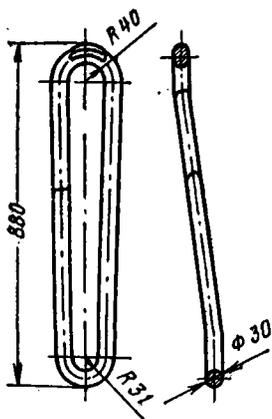


РИС. IV.90.  
ШТРОП КОМПЛЕКТУЕМЫЙ С УСТАНОВКАМИ  
УРБ-ЗАМ И 1БА-15В

### Штропы

Штропы применяют для соединения элеваторов с талевым блоком.

Буровые установки 1БА-15В и УРБ-ЗА комплектуются штропами РИ-Э/10 грузоподъемностью 10 т (рис. IV.90).

Для глубокого бурения используют штропы, приведенные в табл. IV.68.

ТАБЛИЦА IV.68  
РАЗМЕРЫ И МАССА ШТРОПОВ

Шифр	Грузоподъемность, т	Длина, мм	Масса, кг	Шифр	Грузоподъемность, т	Длина, мм	Масса, кг
ШЭ-25	25	850	31	ШБЭУ-75	75	975	97
ШЭ-50	50	890	52	ШБЭН-75	75	1300	127

#### § 4. Малая механизация

Малая механизация позволяет значительно облегчить и ускорить трудоемкие процессы при спуско-подъемных и монтажно-демонтажных работах.

##### **Ключ гидравлический подвесной для бурильных труб типа КГП (конструкция ВНИИнефтемаш)**

Ключ гидравлический подвесной для бурильных труб типа КГП (рис. IV.91) предназначен для свинчивания, закрепления, раскрепления и развинчивания бурильных труб диаметром 73, 89 и 114 мм.

Ключ подвешивается на канате вместо машинного ключа.

##### *Техническая характеристика ключа*

Крутящий момент при свинчивании и развинчивании, кгс/м . . . . .	50—60
Максимальный крутящий момент при закреплении и откреплении бурильных труб, кгс/м . . . . .	3000
Максимальное давление в гидросистеме ключа, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	80
Производительность гидростанции не более, л/мин. . . . .	60—70
Управление ключом при свинчивании и развинчивании бурильной трубы производится . . . . .	реверсивным золотником
Масса ключа, кг . . . . .	280

Закрепление и открепление бурильных труб ключом производится от гидрораскрепителя.

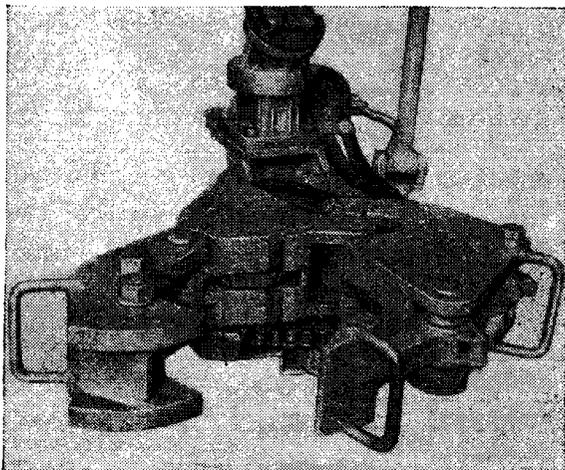


РИС. IV.91.  
КЛЮЧ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПОДВЕСНОЙ ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ТИПА КГП

**Механизм развинчивания ротором бурильных труб  
диаметром 73 и 89 мм (комплектуется с буровым агрегатом 1БА15В)**

Механизм комплектуется из ряда элементов, показанных на рис. IV.92.

Развинчивание с использованием механизма осуществляют в следующей последовательности.

1. Замковое соединение бурильной колонны поднимают над столом ротора на высоту, позволяющую надеть элеватор.

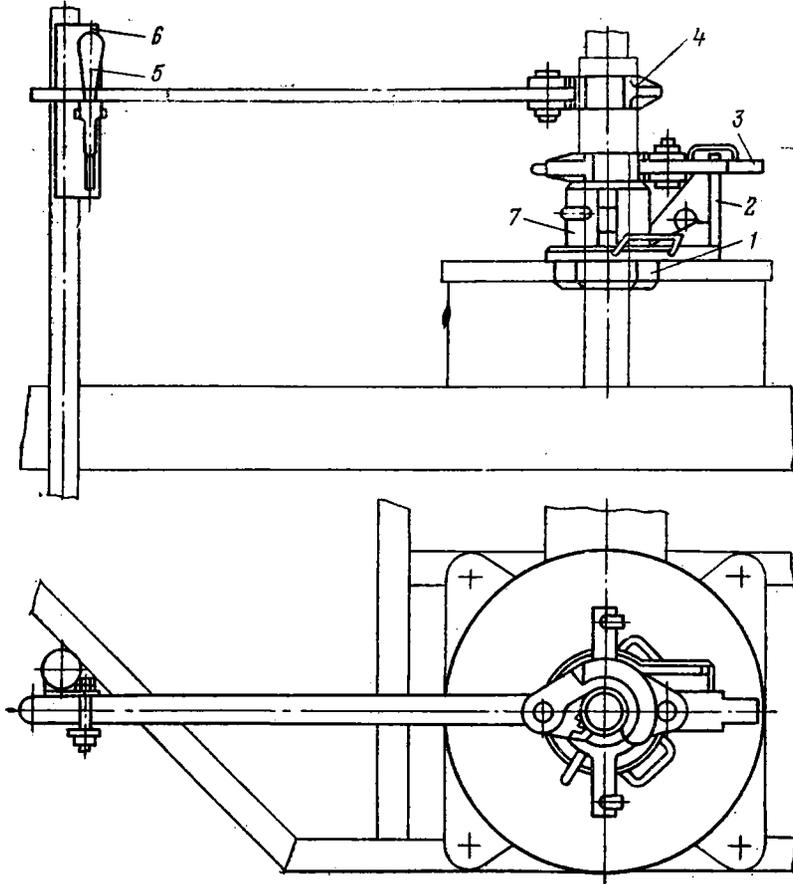
2. Вместо поднятого с ведущей трубой вкладыша вставляют специальный вкладыш 1 со стойкой 2.

РИС. IV.92.  
МЕХАНИЗМ ДЛЯ РАЗВИНЧИВАНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДИАМЕТРОМ 73  
И 89 мм:

1 — специальный вкла-  
дыш;  
2 — стойка;  
3 — трубный ключ с

укороченной ручкой;  
4 — трубный ключ стан-  
дартный;  
5, 6 — замок с плитой

для удержания ручки  
ключа при упоре о ногу  
мачты;  
7 — элеватор



3. Надевают под нижний полузамок элеватор 7, и бурильная колонна опускается до упора замком о элеватор.

4. Нижний полузамок захватывается ключом 3 с упором его рукоятки о стойку 2, а верхний полузамок захватывается ключом 4 с упором его рукоятки в плиту на ноге мачты с фиксацией ручки от падения замком 5.

5. При включении ротора стойка 2 толкает рукоятку ключа 3 и за счет удержания от вращения верхнего полузамка ключом 4 происходит развинчивание замка.

### Гидрораскрепитель (комплектуется с буровым агрегатом 1БА15В)

Гидрораскрепитель (рис. IV.93) служит для раскрепления бурильных замков (когда из-за большой затяжки механизмом развинчивания не удастся развинтить замковое соединение), утяжеленных бурильных труб и обсадных труб.

#### Техническая характеристика гидрораскрепителя

Диаметр цилиндра, мм . . . . .	80	Допустимое усилие на штоке при давлении масла 60 кгс/см <sup>2</sup> , кгс	2000
Рабочий ход поршня, мм . . . . .	550		

Раскрепление резьбового соединения с использованием гидрораскрепителя производят путем захвата одним трубным ключом нижней части резьбового соединения с упором рукоятки ключа о ногу мачты (положение II), а вторым ключом (предварительно надев на его рукоятку конец троса с коушем) верхней части резьбового соединения так, чтобы ключ имел ход из положения I в положение II.

При включении гидрораскрепителя происходит раскрепление соединения.

Если одного перемещения с помощью гидрораскрепителя недостаточно для последующего развинчивания, то эта операция повторяется.

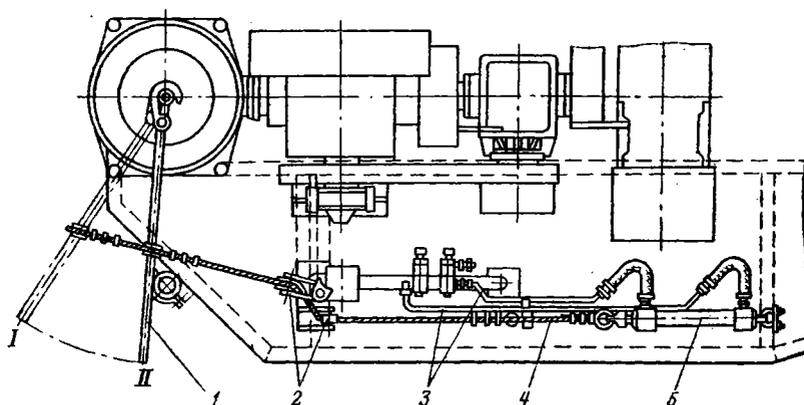
рис. IV.93.

#### ГИДРОРАСКРЕПИТЕЛЬ;

1 — трубный ключ;  
2 — ролик;

3 — трубопровод;  
4 — трос;

6 — гидрораскрепитель



### Ключ для развинчивания утяжеленных буровых труб (конструкция треста Востокбурвод)

Ключ для развинчивания утяжеленных буровых труб (рис. IV.94) представляет собой вилку, наружные размеры которой позволяют вставлять ее в отверстие ротора вместо вкладышей.

Для использования ключа УБТ снабжаются верхними переходниками, имеющими проточки под зев ключа.

Для развинчивания резьбового соединения УБТ, его поднимают над столом ротора, надевают ключ в проточки переходника и опускают колонну труб до посадки в отверстие ротора. Взяв ключом верхнюю часть резьбового соединения, производят его разворот включением ротора.

### Приспособление для выноса буровых труб (комплектуется с буровым агрегатом 1БА15В)

Приспособление для выноса буровых труб (рис. IV.95) применяется для облегчения выноса поднимаемых из скважины буровых труб на мостки.

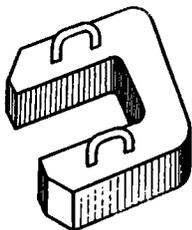
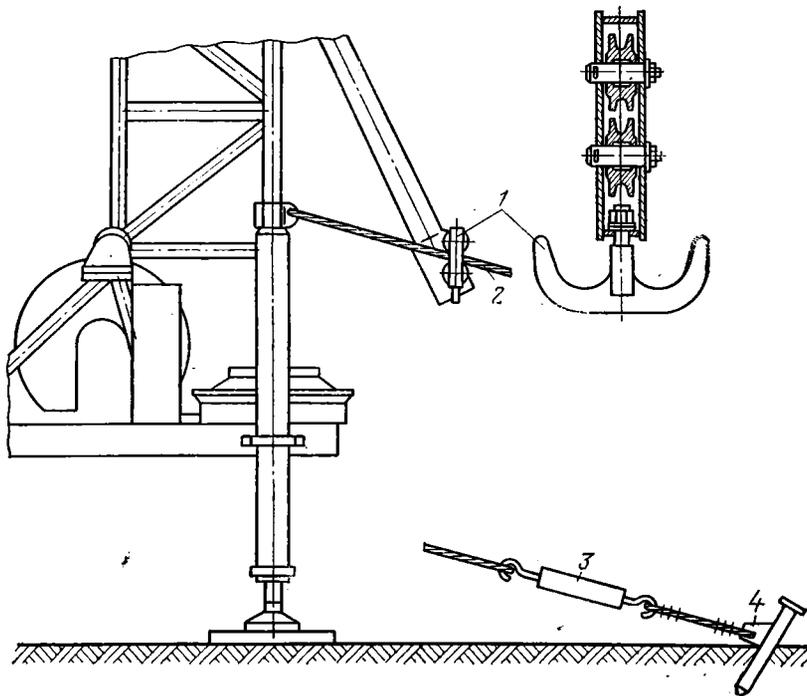


РИС. IV.94.  
КЛЮЧ ДЛЯ РАЗВИНЧИВАНИЯ УТЯЖЕЛЕННЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

РИС. IV.95.  
ПРИСПОСОБЛЕНИЕ ДЛЯ ВЫНОСА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ



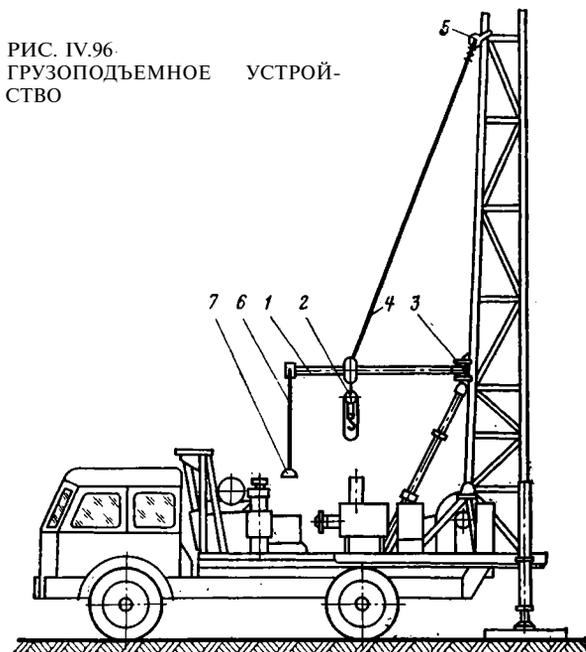
Для работы с приспособлением вдоль края мостков натягивают канат 2, один конец которого с помощью хомута и жимков крепят к ноге мачты, а другим к якорю 4, закрепленному за мостками. Натяжение каната создается стяжкой 3. По натянутому канату свободно передвигают крюк с роликами 1.

Отвинченная и поднятая бурильная штанга своим нижним концом упирается в крюк 1 и при опускании штанги полиспастом, за счет горизонтальной составляющей от веса штанги, крюк на роликах начинает сползать по канату вниз, перемещая и нижний конец штанги. Когда штанга оказывается в горизонтальном положении, верхний ее конец освобождается от элеватора, а нижний соскакивает с крюка и штанга располагается на мостках.

### Грузоподъемное устройство

(комплектуется с буровыми установками 1БА15В и УРБ-3АМ)

Грузоподъемное устройство (рис. IV.96) позволяет облегчать производство ремонтных работ. Устройство состоит из стрелы 1, тали 2, каната 4 с креплем



нием 5. Ось 3 крепления стрелы не совпадает с точкой подвеса каната 4, и поэтому стрела стремится отклоняться по стрелке А. Для предотвращения ненужного отклонения стрелу при перемещении и установке грузов следует оттягивать тросиком 6 с рукояткой 7. При транспортировке стрела 1 крепится к мачте установки.

*Техническая характеристика грузоподъемного устройства*

Грузоподъемность на радиусе $R_1 = 3$ м, кг. . . . .	350
Грузоподъемность на радиусе $R_2 = 2$ м, кг. . . . .	1200
Угол поворота, градус. . . . .	220

**Кран-укосина (изготавливается по чертежам треста Востокбурвод к буровым установкам 1ВА15В и УРВ-3АМ)**

Кран-укосина (рис. IV.97) предназначен для:  
 Механизации погрузочно-разгрузочных работ на буровой в пределах рабочей площадки (подъем и опускание груза массой до 1000 кг);  
 механизации работ при выбросе на мостки ведущей трубы, бурильных труб, труб эрлифта;  
 подтаскивания труб, тяжелого инструмента и вспомогательных механизмов к устью скважины.

РИС. IV.97.  
КРАН-УКОСИНА

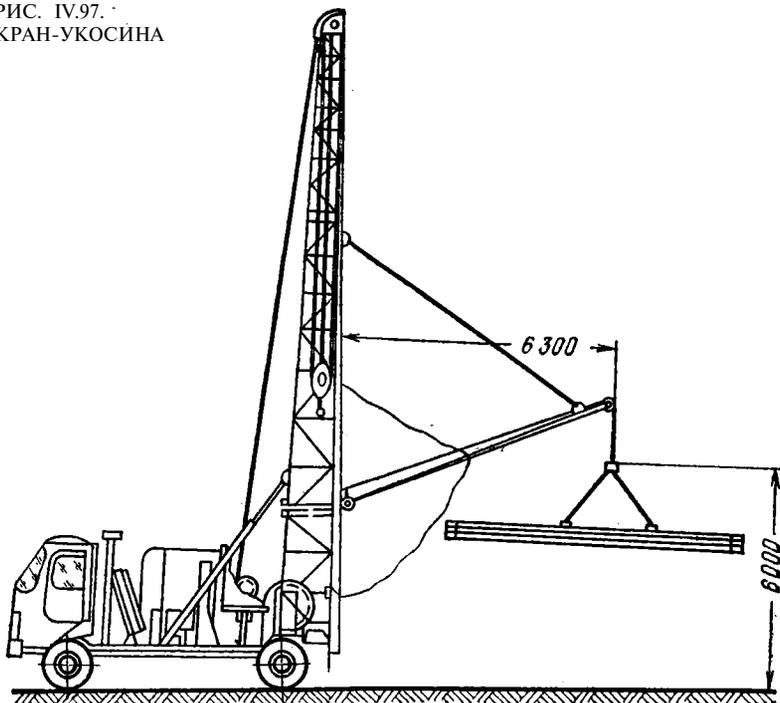
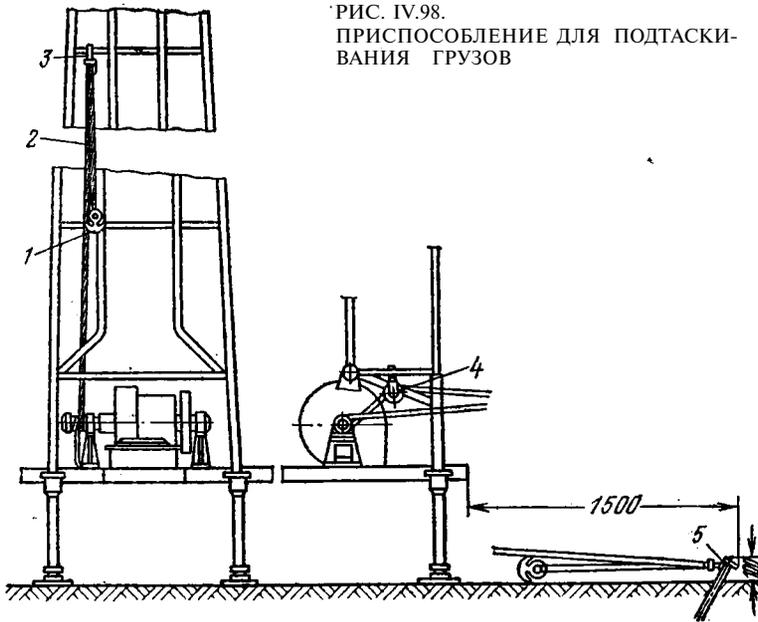


РИС. IV.98.  
ПРИСПОСОБЛЕНИЕ ДЛЯ ПОДТАСКИВАНИЯ ГРУЗОВ



*Техническая характеристика крана-укосины*

Грузоподъемность, т	1	Высота от уровня земли до верхнего ролика стрелы, м	1,2
Скорость подъема груза максимальная, м/с	0,3	Управление спуско-подъемными операциями	электропульт выносной
Вылет стрелы, м	6,3	Канатоемкость лебедки, м	60
Зона обслуживания, градус	130		

**Приспособление для подтаскивания грузов (комплектуется с буровым агрегатом 1БА15В)**

Приспособление для подтаскивания грузов (рис. IV.98) служит для подтаскивания грузов к буровой с использованием безопасной катушки, пенькового каната 2, роликов с подвесками 3 и 4 и крюка 1. Приспособление позволяет перемещать грузы и от буровой площадки с использованием крюка 5.

*Техническая характеристика приспособления для подтаскивания грузов*

Канат	пеньковый	Наибольшая масса перемещаемого груза, кг	1000
Диаметр каната, мм	25		

**Механизм подачи (разработан и испытан применительно к агрегату 1БА15В)**

Механизм подачи (рис. IV.99) предназначен для создания принудительной давления на забой в процессе бурения. С целью интенсификации разрушения пород может также использоваться для подъема и удержания бурильной

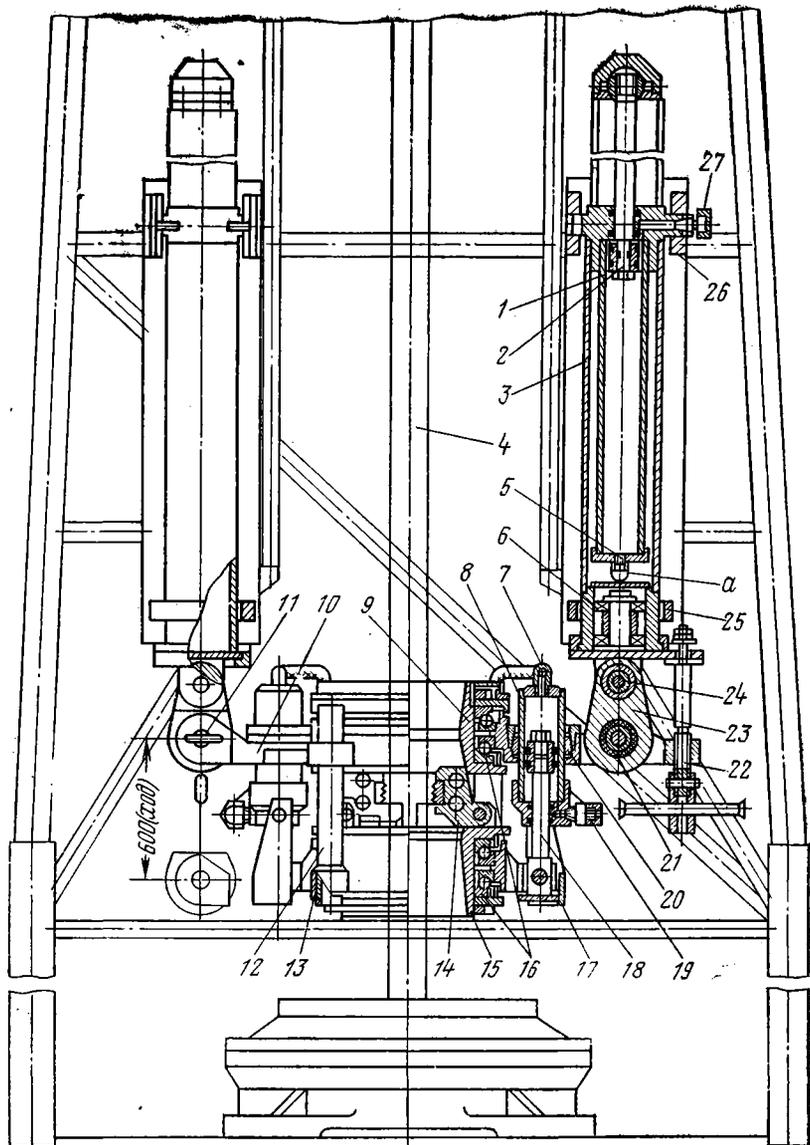


РИС IV.99.  
МЕХАНИЗМ ПОДАЧИ;

1—гидроцилиндр подачи;  
2 — шток цилиндра подачи;  
3 — направляющая;  
4 — ведущая труба;  
5, 7, 19, 27 — штуцера подвода рабочей жидкости;  
6 — подшипник;  
8 — гидроцилиндр зажима;

9 — втулка направляющая (стол верхний);  
10 — траверса;  
11 — ось;  
12 — направляющая для центрации зажимного устройства;  
13 — корпус;  
14 — кулачки;  
15 — зажимное устройство (стол нижний);

16 — подшипник 168160 (300X380X62);  
17 — ограничитель;  
18 — шток цилиндра зажима;  
20, 24 — опора шаровая;  
21 — амортизатор;  
22 — винт;  
23 — сержа;  
25, 26 — опоры

колонны. Давление создается двумя гидроцилиндрами подачи двойного действия, монтируемых на мачте бурового агрегата. Гидроцилиндры подачи посредством траверсы связаны с механизмом, который с помощью кулачков зажимает ведущую трубу, позволяя передавать ей давление на забой в процессе бурения, а также обеспечивает подъем инструмента.

Конструкция механизма подачи позволяет перехватывать ведущую трубу при вращающемся роторе.

*Техническая характеристика механизма подачи*

Тип . . . . .	поршневой, двух-цилиндровый	Наименьшая скорость подачи вниз, м/ч . . . . .	0,7
Привод подачи . . . . .	гидравлический от насоса НШ-10	Наибольшая скорость подачи вверх, м/ч . . . . .	18
Усилие подачи, тс:		Диаметр проходного отверстия зажима, мм . . . . .	250
вниз . . . . .	3,5	Масса механизма с гидросистемой, кг . . . . .	620
вверх . . . . .	5,0		
Рабочий ход подачи, мм . . . . .	600		

**Устройство для бурения шурфов (конструкция треста Востокбурвод)**

Устройство для бурения шурфов (рис. IV.100) предназначено для бурения шнеками на глубину до 2,5 м с буровых установок УРБ-3АМ и 1БА15В, в процессе подготовительных работ при сооружении амбаров-отстойников — для промывочной жидкости и бурения ствола под направляющую трубу. Устройство позволяет бурить при опущенной мачте буровой установки, что обеспечивает возможность передвижения установки для площадного разбуривания грунта.

Осевое давление на шнек в процессе бурения и его подъем осуществляют специальным гидродомкратом, приводимым в действие от гидросистемы буровой установки.

*Техническая характеристика устройства для бурения шурфов*

Максимальный диаметр скважины, мм:		Скорость бурения, м/ч:	
по талым грунтам . . . . .	1200	по талым грунтам . . . . .	6—12
по мерзлым грунтам . . . . .	1000	по мерзлым грунтам . . . . .	5—10
		Ход гидроцилиндра, мм . . . . .	2500

**Такелажный блок (конструкция КБ**

**Кунгурского машиностроительного завода)**

Такелажный блок (рис. IV. 101) предназначен для перевозки бурильных труб и механизации погрузочно-разгрузочных работ в пределах буровой площадки.

Блок представляет собой автоприцеп с площадками для размещения бурильных труб и со смонтированным поворотным грузоподъемным устройством, осуществляющим погрузочно-разгрузочные работы.

*Техническая характеристика такелажного блока*

Транспортная база:		Угол поворота стрелы, градус . . . . .	300
автоприцеп . . . . .	МАЗ-52007В	Скорость подъема груза, м/мин . . . . .	8
грузоподъемность, т . . . . .	5	Скорость передвижения груза, м/мин . . . . .	20
Грузоподъемное устройство . . . . .	ТЭ1611	Мощность двигателей, кВт . . . . .	1,7—0,18
Таль электрическая тип . . . . .	ТЭ1611	Масса перевозимых труб, м . . . . .	4,0
Грузоподъемность, т . . . . .	1,0		
Высота подъема на крюке, м . . . . .	3,9		
Вылет крюка, м . . . . .	4,1		

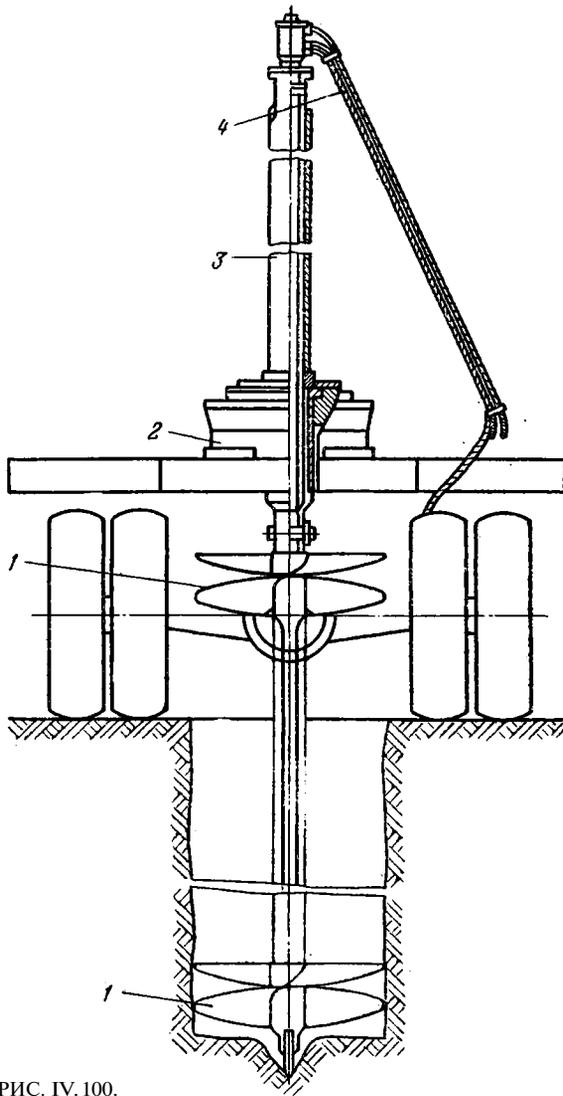


РИС. IV. 100.  
 УСТРОЙСТВО ДЛЯ БУРЕНИЯ ШУРФОВ;  
 1 — шнек; 3 — гидроцилиндр;  
 2 — ротор; 4 — шланг

**Траверса вертлюга с поворотными вилками роликов  
 (конструкция греста Промбурвод)**

Траверса вертлюга с поворотными вилками роликов (рис. IV. 102) позволяет вводить траверсу в направляющие мачт буровых установок и выводить их (при выбросе на мостки ведущих труб и подъеме их для спуска в скважину) через нижние свободные концы направляющих, что исключает необходимость подниматься буровому рабочему на мачту при каждом наращивании инструмента.

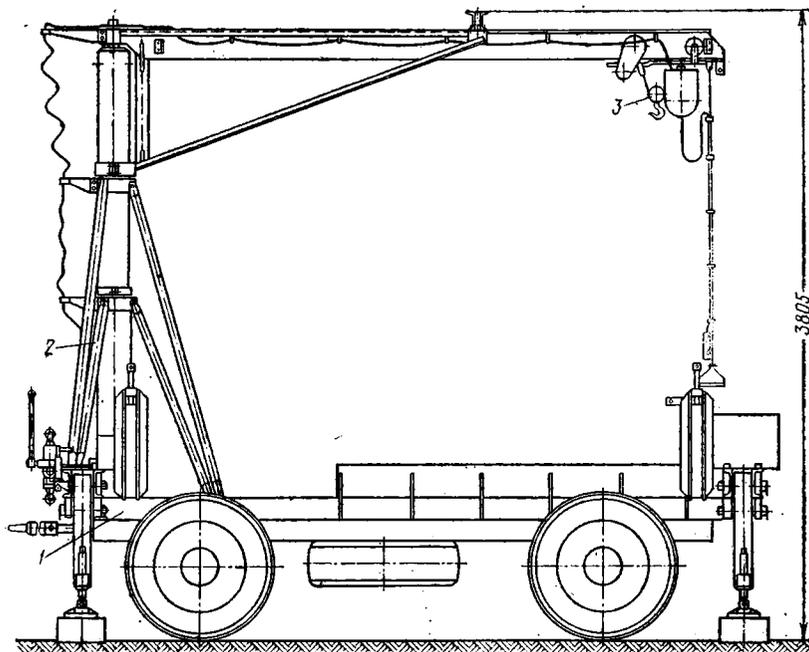


РИС. IV. 101.  
ТАКЕЛАЖНЫЙ БЛОК:  
1 — автоприцеп;

2 — поворотное грузо-  
подъемное устройство;

3 — таль электрическая

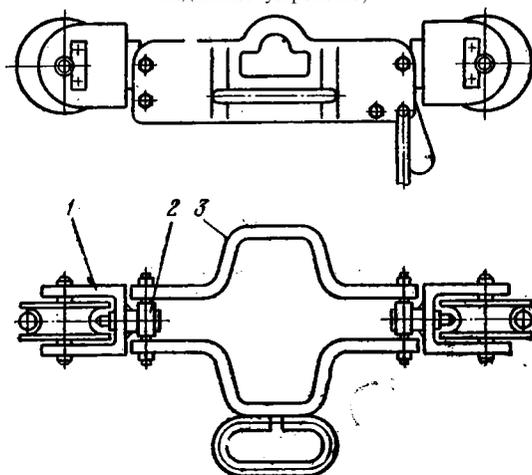
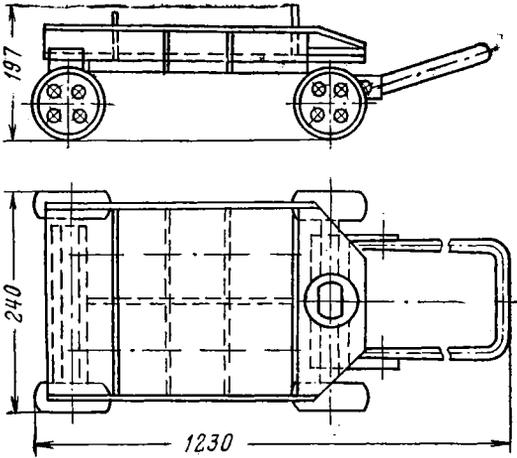


РИС. IV. 102.  
ТРАВЕРСА ВЕРТЛЮГА С ПОВОРОТНЫМИ ВИЛКАМИ РОЛИКОВ

1 — вилка с роликом;  
2 — поворотный шарнир вилки;  
3 — корпус

РИС. IV.103.  
ТЕЛЕЖКА ДЛЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ



**Четырехколесная тележка для бурильных труб**

Тележка для бурильных труб (рис. IV.103) предназначена для выброса на мостки бурильных и утяжеленных бурильных труб, а также для перевозки разных инструментов и приспособлений.

Четырехколесные тележки выпускают с поворотной и неповоротной осями.

**Приспособления для отвинчивания и завинчивания шарошечных долот**

Приспособление для отвинчивания и завинчивания долот (рис. IV.104) позволяет механизировать с помощью ротора процесс навинчивания и развинчивания трехшарошечных долот.

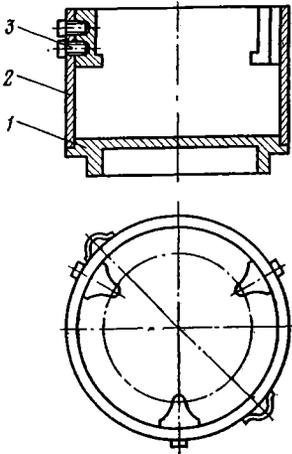


РИС. IV.104.  
ПРИСПОСОБЛЕНИЕ ДЛЯ ОТВИНЧИВАНИЯ И ЗАВИНЧИВАНИЯ ДОЛОТ!

- 1 — плита;
- 2 — корпус;
- 3 — планки

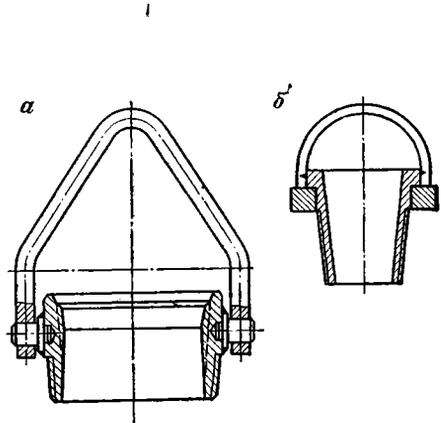


РИС. IV.105.  
КОЛПАЧКИ;

- a* — колпачки для подтаскивания долот;
- б* — для подтаскивания утяжеленных бурильных труб

Для использования приспособление устанавливают на ротор, при этом нижняя ее часть — плита, имеющая конфигурацию вкладышей, входит в отверстие ротора.

В корпус приспособления помещается долото, имеющиеся внутри корпуса три планки не позволяют поворачиваться долоту.

При стопорении ротора удобно производить отвинчивание и завинчивание долота.

Можно осуществлять этот процесс вращением ротора при задержке ключом отсоединяемого или присоединяемого переходника.

### Колпачки для подтаскивания долот и утяжеленных бурильных труб

Колпачки для подтаскивания долот (рис. IV. 105, а) и утяжеленных бурильных труб (рис. IV.105, б) изготавливают комбинированными: с свободно поворачивающейся дужкой, с корпусом, имеющим два размера замковых резьб, и с приваренной к корпусу дужкой.

### Разборные инвентарные мостики (конструкция треста Промбурвод)

Для ускорения монтажа и демонтажа буровой и создания удобств буровой бригаде применяются разборные инвентарные мостики (рис. IV. 106), состоящие из разъемного металлического каркаса и деревянных щитов, обитых для прочности железным уголком. Масса самого тяжелого узла не превышает 50 кг. Сборка и разборка мостов занимает 15—20 мин.

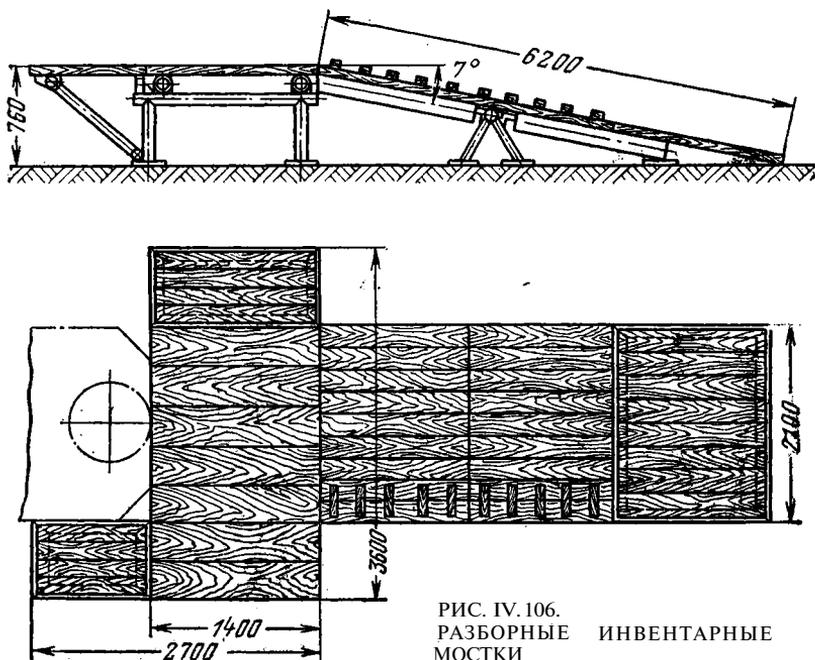


РИС. IV. 106.  
РАЗБОРНЫЕ ИНВЕНТАРНЫЕ  
МОСТКИ



РИС. IV.107.  
НАСОСЫ ТИПА «ГНОМ» ДЛЯ ОТКАЧКИ ПУЛЬПЫ

РИС. IV.108.  
ТРОСОВОЕ ОГРАЖДЕНИЕ ЛЕСТНИЦ:

- 1 — основные опоры;
- 2 — промежуточные опоры;
- 3 — отверстия для промежуточных растяжек;
- 4 — зажим для основных растяжек;
- 5 — основные растяжки;
- 6 — промежуточные растяжки

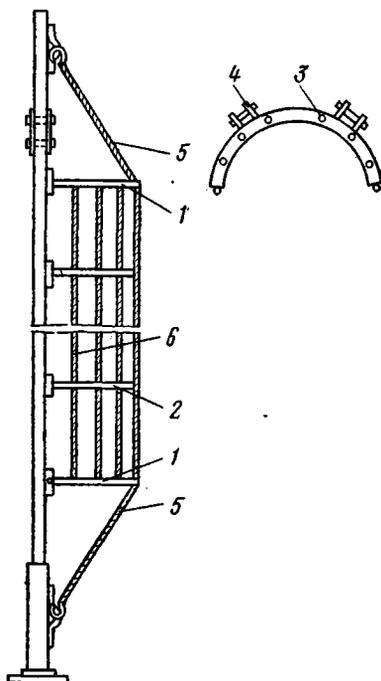


ТАБЛИЦА IV.69

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НАСОСОВ ТИПА «ГНОМ»

Наименование	Максимальная подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор максимальный <i>H</i>	Мощность электродвигателя, кВт	Габаритные размеры, мм		Масса, кг
				высота	диаметр	
Гном 10-10	10	10	1,1	450	210	22
Гном 25-20	25	20	4	600	260	58
Гном 40-18	40	18	5,5	760	258	86

### Насосы типа «Гном»

Переносные, моноблочные центробежные насосы типа «Гном» для откачки пульпы (рис. IV.107) получили широкое распространение в тресте Промбурвод для водообеспечения процесса бурения из ближайших водоемов и для очистки амбаров-отстойников от загрязненного глинистого раствора и шлама.

Насосы «Гном» выпускаются трех типоразмеров (табл. IV.69).

### Тросовое ограждение лестниц на мачте буровых установок 1БА-15В и УРБ-ЗАМ (конструкция треста Промбурвод)

Тросовое ограждение лестниц (рис. IV.108) в отличие от жестких ограждений, предусмотренных в конструкциях буровых установок, позволяет не демонтировать их при транспортировке установок. Это обеспечивает сокращение времени на монтажно-демонтажные работы, и увеличивает сроки эксплуатации ограждений.

## § 1. Подготовительные работы и обустройство буровых установок

Все буровое и вспомогательное оборудование размещают на специальной площадке. Место площадки согласовывают с заказчиком и органами Государственного санитарного надзора. Буровую установку устанавливают от дорог и зданий на расстоянии не менее, чем полудорожная длина мачты. Нельзя располагать буровую установку вблизи линий высоковольтных передач. Мачту буровой установки крепят четырьмя растяжками к якорям, устанавливаемым по углам площадки. К площадке подводится дорога и, если возможно, водопровод и электроэнергия.

Растяжки устанавливают на мачте на расстоянии 0,5—1,0 м от кронблока. Размер площадки определяется в первую очередь типом буровой установки, но зависит также от климатических и транспортных условий, рельефа местности и др. В центре площадки располагают буровую установку, по бокам буровых мостков стеллажи бурильных и обсадных труб, площадку для глины; в непосредственной близости — щит противопожарного инвентаря, далее — вагон-общезитие, сушилку и др.

Топливо-маслоустановка должна располагаться не ближе 15 м от буровой установки.

Буровую установку закрепляют продольными и поперечными брусками и поддомкрачивают, а также устанавливают мостки. Буровой насос и глиномешалку устанавливают на деревянных или металлических рамах рядом с отстойниками.

Размеры и объем отстойников различны в зависимости от объема скважины и гидрогеологических условий бурения. Обычно принимают объем отстойников не менее чем в 1,5 раза большим объема скважины. Отстойники ограждают перилами и закрывают деревянными щитами. Отстойники имеют размеры от 1X1 до 1X4 м. Глубина отстойников обычно не превышает 1,5—1,6 м. При бурении глубоких скважин размеры отстойников увеличивают.

Стенки отстойников в неустойчивых породах крепят деревянными щитами. Отстойники обязательно ограждают. В последнее время в Промбурводе, Востокбурводе и в других организациях отстойники бурятся шнековыми забурниками, что позволяет значительно снизить трудоемкость работ и сократить время их сооружения. Шнековые забурники используются и для рытья шурфа под шахтное направление. После устройства отстойников производят оборудование желобной системы.

В случае отсутствия поблизости источника воды на площадке устанавливается цистерна для воды. Снабжение водой осуществляет одна или несколько вдовозок.

В зимнее время буровая установка оборудуется брезентовым укрытием и отопительными приборами.

Во многих организациях помимо вагров-общезитий устанавливают культу-будку с кабинетом старшего бурового мастера и вагон-столовую с кухней, а также душевую и др.

В тресте Востокбурвод применяется схема расположения оборудования, показанная на рис. V.1.

Размер земельного участка на равнинной местности, на котором размещается буровая установка 1БА15В с оборудованием, составляет 36X65 м. В горной местности при уклоне 15° размер участка 45X80 м. Для буровой установки УВБ-600 эти размеры соответственно равны 45X70 и 50X80 м.

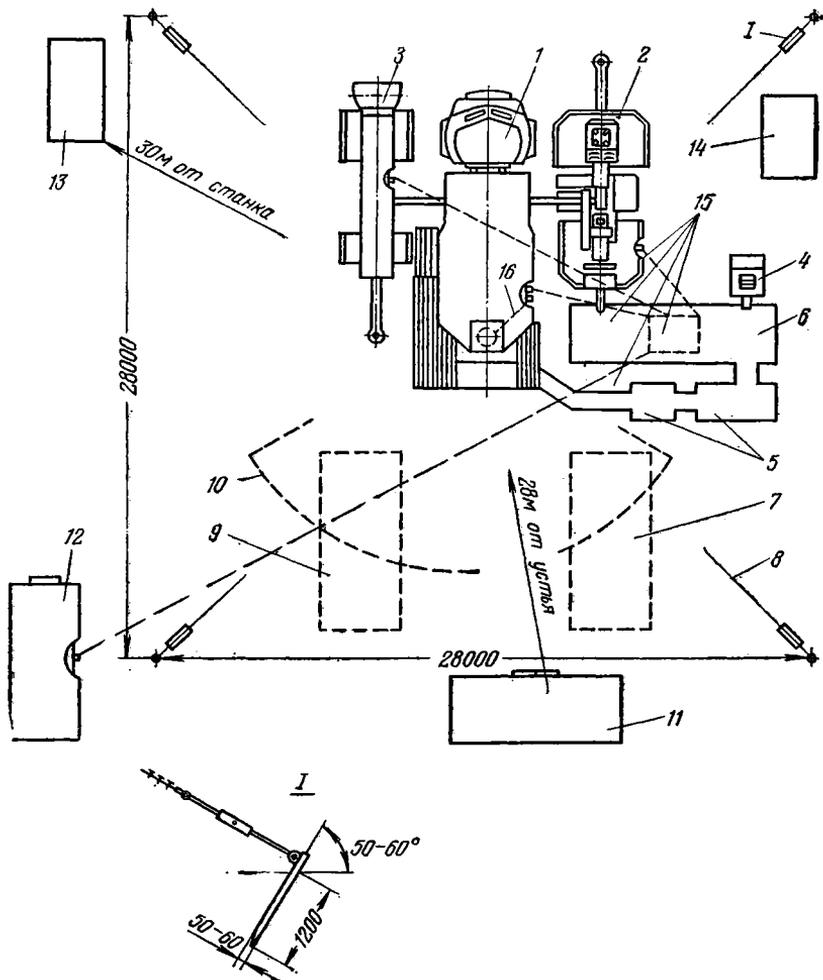


РИС. V.1.

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ:

- |                               |                                    |                               |
|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|
| 1 — буровая установка 1БА15В; | 7 — место для бурильных труб;      | 11 — жилой вагон;             |
| 2 — насосный блок;            | 8 — растяжки;                      | 12 — вагон-склад;             |
| 3 — компрессор;               | 9 — место для обсадных труб;       | 13 — склад ГСМ;               |
| 4 — глиномешалка;             | 10 — сектор действия кран-укосины; | 14 — склад глины и цемента;   |
| 5 — приемная емкость;         |                                    | 15 — заземлитель;             |
| 6 — отстойник;                |                                    | 16 — заземляющие про-<br>вода |

Емкость для горюче-смазочных материалов расположена на расстоянии 40 м от станка.

Буровая установка УКС-30 на равнинной местности располагается на площадке размером 32X50 м, а в горной местности — 45x67 м.

Буровую установку заземляют. Металлическую пластину-заземлитель размером 500X500X5 мм с приваренной пластиной 50X10 мм и длиной 1000—

1200 мм помещают в отстойник (рис. V.2). Заземлитель укладывают на дно отстойника и засыпают слоем грунта толщиной до 150 мм. К отводу присоединяют медный провод сечением не менее 100 м<sup>2</sup>, вторым концом провод присоединен к раме буровой установки, насосного блока и компрессора. Кроме того раму установки заземляют к обсадной трубе. Пуск генератора, незаземленной глино-мешалки и другого электрооборудования категорически запрещен.

Электрическое сопротивление заземляющего провода между каждой машиной и местом его присоединения к общей заземляющей сети не должно превышать 1 Ом. Общее переходное сопротивление сети заземляющего устройства электрооборудования не должно превышать 4 Ом.

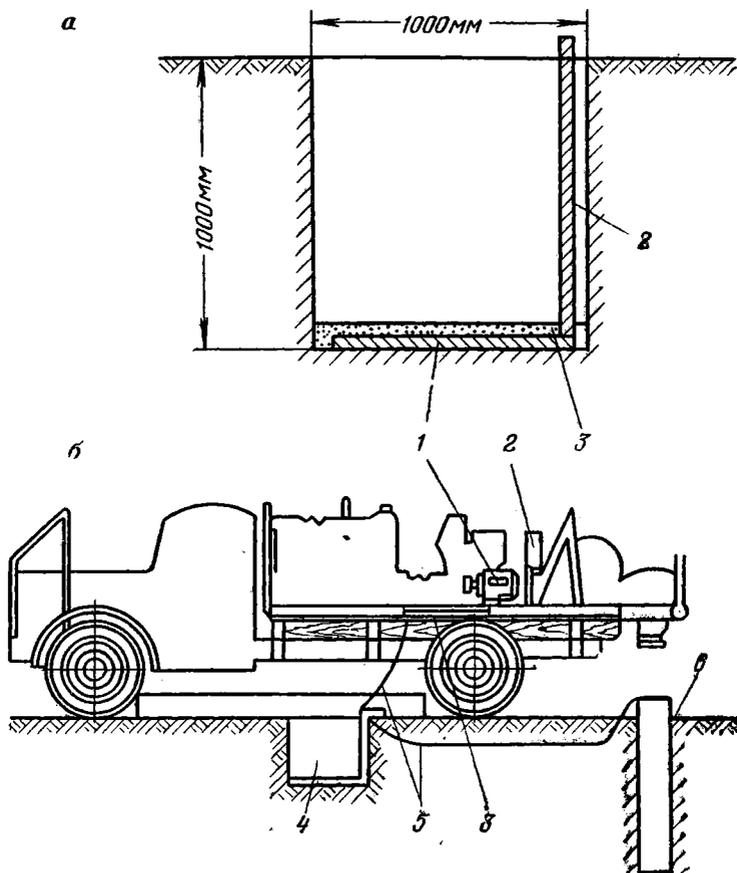
РИС. V.2.

СХЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЙ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ:

*a* — отстойник для глинистого раствора;  
 1 — заземлитель;  
 2 — отвод из полосовой стали;  
 3 — засыпной грунт;

*б* — заземление буровой установки;  
 1 — электрогенератор;  
 2 — распределительный щит;  
 3 — рама установки;

4 — отстойник с заземлителем и отводом;  
 5 — заземляющий провод;  
 6 — труба обсадная



Монтаж бурового оборудования производит буровая бригада под руководством старшего бурового мастера в строгом соответствии с инструкцией по эксплуатации буровой установки и правилам техники безопасности.

Перед началом бурения производят проверку исправности отдельных узлов оборудования и контрольно-измерительных приборов (указателя осевой нагрузки, манометров и др.).

Бурение не начинается без наличия утвержденного геолого-технического наряда и необходимого для этого оборудования, материалов и инструмента. Началу бурения предшествует инструктаж членов буровой бригады, на котором старший буровой мастер, прораб или начальник участка знакомит членов бригады с задачами работ, конструкцией скважины и т. п.

## § 2. Выбор типа и конструкции долота

В настоящее время для бурения используют долота различных типов и конструкций, которые целесообразно применять в определенных условиях. Так, лопатные долота, разрушающие породу в режиме резания, применяют для бурения мягких пород и пород средней твердости ( $f < 3-5$ ), в также мягких пород с пропластками малоабразивных пород средней твердости.

Наиболее широкое применение получили трехлопастные долота, так как они по сравнению с двухлопастными обеспечивают снижение динамических усилий при бурении и большие проходки за рейс. В последнее время в практике успешно применяют лопатные долота с улучшенной геометрией рабочих органов, в частности с прерывистым лезвием и со скругленным профилем лопастей.

Использование лопатных долот с гидромониторными насадками существенно улучшает процесс разрушения и удаления продуктов разрушения породы с забоя, что в свою очередь повышает скорость бурения и проходку на долото. Более эффективны конструкции долот с нижним расположением промывочных каналов и насадок.

Гидромониторные долота при бурении скважин на воду до настоящего времени не получили широкого промышленного применения, что объясняется необходимостью применения буровых насосов и насосной арматуры, рассчитанной на более высокое давление и производительность. Минимальная допустимая скорость истечения раствора из насадок таких долот должна быть не менее 60—80 м/с [52]. При увеличении скорости истечения до 120 м/с также имеет место улучшение показателей бурения, причем не только в мягких породах, но и в породах средней твердости.

Экспериментально установлено, что разрушение породы под действием струи жидкости начинается значительно раньше, чем это следует из предела прочности

$$p_k = (0,25 - 0,5) \sigma_{сж}, \quad (V.1)$$

где  $p_k$  — давление, при котором начинается разрушение породы;  $\sigma_{сж}$  — предел прочности породы на одноосное сжатие.

Указанное явление объясняется тем, что прочность породы вдоль направления (слоистости) значительно меньше, чем в направлении, перпендикулярном к слоистости.

Применение гидромониторных долот позволяет увеличить скорость бурения на 200—400%, а проходку на долото до 50%. Эти долота следует применять в первую очередь в глубоких скважинах, оснащая буровые установки мощной насосной группой.

Гидромониторные насадки применяют также в долотах истирающе-режущего типа и в шарошечных долотах типа М, МС и С. В последнее время успешно применяют для бурения пород средней твердости, перемежающихся с пропластками абразивных пород, Шестилопастные долота (ИР и ИРГ), двухступенчатые, трехступенчатые и четырехступенчатые трехлопастные долота истирающе-режущего, типа. Применение данных долот значительно расширяет область рационального использования лопатных долот.

Шарошечные долота применяют для бурения пород с различными показателями твердости, абразивности, пластичности и т. п. В мягких, пластичных породах и породах средней твердости ( $f < 3-5$ ) применяют шарошечные долота дробяще-скалывающего действия (М, МЗ, МС, МСЗ). Долота этого типа имеют смещение осей цапф шарошек относительно оси долота, что ведет к проскальзыванию зубьев шарошек и скалыванию породы.

В породах средней твердости ( $f = 5-8$ ) применяют долота типа С и СТ. Долота типа Т используются для бурения пород твердых и малоабразивных ( $f = 6-10$ ). Зубчато-штыревые долота типа ТК применяют для бурения перемежающихся твердых и крепких пород. В крепких породах ( $f = 10-12$ ) применяются шарошечные долота типа К, а в очень крепких ( $f > 14$ ) долота типа ОК.

Однако подбор типа долота только по параметру крепости пород (коэффициент крепости по Протодьяконову) является в большинстве случаев неприемлемым. Большое влияние на работу долота оказывает абразивность горных пород, трещиноватость и другие свойства.

В практике бурения скважин на нефть и газ успешно применяются алмазные долота, позволяющие повысить главным образом рейсовые скорости бурения и проходку на долото в породах средней твердости и в твердых.

Алмазные долота целесообразно применять в глубоких скважинах для бурения известняков, доломитов, аргиллитов, слабосцементированных песчаников и других малоабразивных пород.

Малоэффективно алмазное бурение в часто перемежающихся кавернозных и трещиноватых породах, сложенных окремненными и другими абразивными и хрупкими разновидностями.

Алмазное бурение целесообразно применять с учетом анализа работы шарошечных долот в этих породах. Так, например, если долота типа М, МС, С и СТ выходят из строя из-за сработки опорных элементов, то следует ожидать, что применение алмазных долот окажется эффективным.

Разработаны и успешно применяют долота с синтетическими алмазами и с вооружением из сверхтвердых материалов (славутич и т. п.). Эти долота используются для бурения пород большей абразивности, чем это рекомендуется для алмазных долот.

Тип и конструкция долота существенным образом определяют технико-экономические показатели бурения. В качестве глобального критерия оценки того или иного долота принимается себестоимость 1 м бурения скважины.

Однако такая оценка требует постановки специально спланированных исследований и экономических расчетов. В практике оценка типа и конструкции долота осуществляется обычно по локальным критериям: рейсовой или технической скоростям бурения.

Обоснование и выбор рационального типа и конструкции долота производят на основании анализа свойств горных пород, глубины и мощности их залегающих, а также с учетом опыта применения различных долот в условиях, близких к данным.

На первом этапе такие сведения заимствуются из фондовых или других материалов по бурению скважин в данном районе. В дальнейшем применение других типов и конструкций долот и оценка их результатов бурения позволяют скорректировать первоначальный выбор долот и более точно определить рациональные области их применения.

Л. Е. Симонянц [58] предлагает производить выбор типа долота, исходя из твердости и относительной абразивности. Все горные породы по крепости и абразивности подразделены на пять классов (табл. V.1 и V.2). В зависимости от характеристики породы подбирается рациональный тип долота (табл. V.3).

Методика ВНИИБТ предусматривает порядок проведения работ по выбору рациональных типов и конструкций шарошечных долот.

Ориентировочно тип и конструкция долота определяются на основе имеющихся сведений о геолого-литологическом разрезе (табл. V.4).

На оснований опытного бурения скважин в данном районе, отбора проб пород и их исследования устанавливают показатели твердости и абразивности

ТАБЛИЦА V.1  
ТИПЫ ПОРОД ПО ТВЕРДОСТИ

Горные породы	Твердость, кгс/см <sup>2</sup>	Принятое обозначение
Мягкие	50	$T_M$
Средние	50—150	$T_C$
Твердые	151—250	$T_T$
Крепкие	251—350	$T_K$
Очень крепкие	350	$T_{OK}$

ТАБЛИЦА V.2  
ТИПЫ ПОРОД ПО АБРАЗИВНОСТИ

Горные породы	Относительная абразивность (для гипса принята равной 1)	Принятое обозначение
Слабоабразивные	3	$A_{Cl}$
Малоабразивные	4—8	$A_M$
Среднеабразивные	9—15	$A_{CP}$
Высокоабразивные	10—25	$A_B$
Очень высокоабразивные	25	$A_{Oч}$

(ТТА) по результатам не менее пяти опытов. Затем определяется категория горных пород по твердости и абразивности. Для каждой пробы определяют средневзвешенные значения значений категорий

$$\bar{T} = \frac{\sum m_i T_i}{\sum m_i}; \quad (V.2)$$

$$\bar{A} = \frac{\sum m_i A_i}{\sum m_i}, \quad (V.3)$$

где  $\bar{T}$  и  $\bar{A}$  — средневзвешенные значения твердости и абразивности;  $T_i$  и  $A_i$  — текущие значения твердости и абразивности по результатам опыта;  $m_i$  — содержание в пробе пород твердостью  $T_i$  и абразивностью  $A_i$  %.

Средневзвешенные значения категорий в табл. V.5 указаны точками. Результаты работы долот подвергаются анализу с тем, чтобы аномальные значения скорости бурения и проходки на долото за счет поломки долот, изменения буримости пород были исключены и не влияли на выбор модели долота. Для этого используются статистические методы. На основании данных бурения строят гистограммы процентного содержания пород в пачке соответственно по твердости и абразивности. В одну пачку пород сводятся породы, близкие по геологическому строению; показатели проходки и скорости бурения в этих породах должны быть достаточно близкими и оцениваться статистическими методами.

Подбор типа шарошечного долота производится на основании фактических значений твердости и абразивности горных пород и их сопоставления с 12 типовыми вариантами табл. V.5.

ТАБЛИЦА V.3  
ПОДБОР ТИПА ДОЛОТА

Характеристика пород в интервале бурения	Рекомендуемый тип долота	Характеристика породы в интервале бурения	Рекомендуемый тип долота
$T_M, A_{Cl}$ $T_{MC}, A_M$ $T_{MC}, A_{CP}$ $T_C, A_M$	МГ, М, лопастные МСГ, МС МЗГ, МСЗГ СГ, С*, С-1, одношарошечные	$T_C, A_{CP}$ $T_{Cl}, A_M$ $T_T, A_{CP}$ $T_K, A_B$ $T_{OK}, A_{Oч}$	СЗГ СТГ, СТ*, Т*, ТГ ТК, ТКГ ТКЗ, К ОК

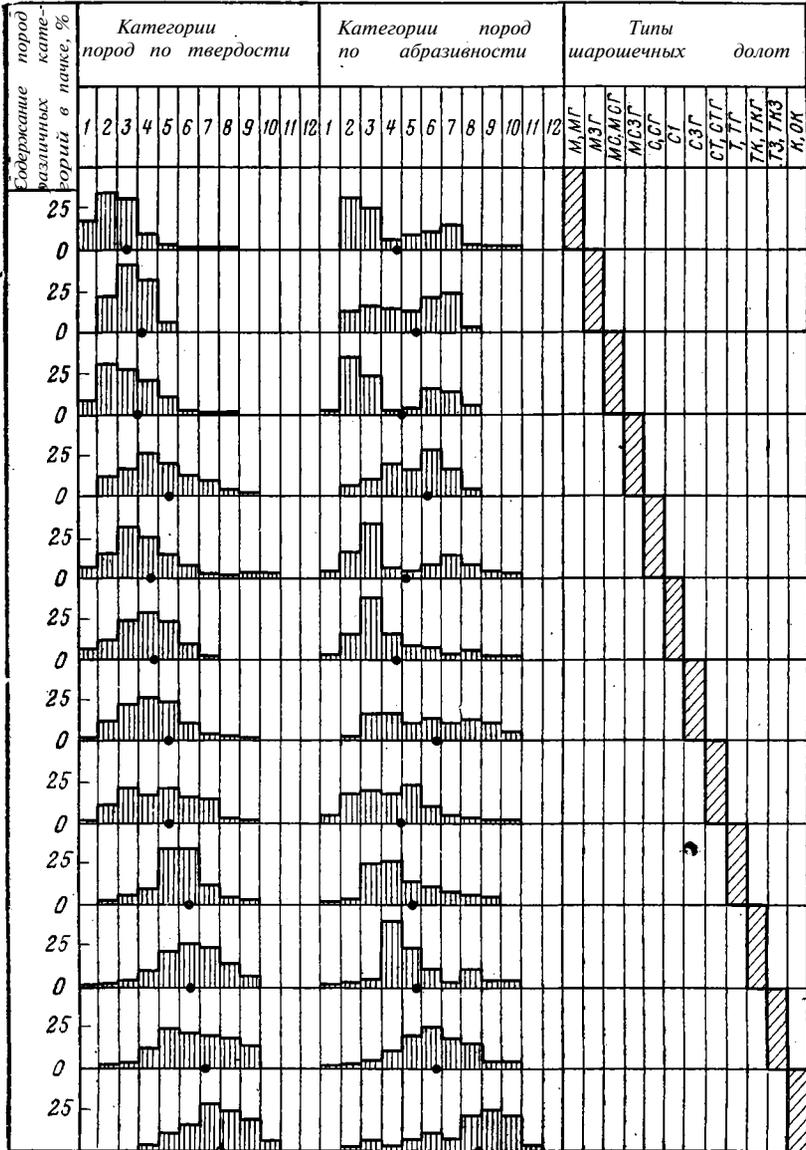
ТАБЛИЦА V.4

## ТИП ДОЛОТА И ОБЛАСТЬ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ

Тип долота	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбуривании которых эффективен указанный тип долота
1	2
МГ, М и лопастные	<p>Глины серые и темно-серые, плотные, тонкослоистые, слоистые и неслоистые, оскольчатые, известковистые и неизвестковистые, часто песчанистые и слюдястые, иногда с пиритом и конкрециями сидеритов, с прослоями песков, алевролитов и песчаников тонкозернистых, плотных и рыхлых, полимиктовых, глинистых, слюдястых, прослоями доломитизированных мергелей, известняков, иногда слюдястых аргиллитов, местами известковистых и доломитов</p> <p>Глины с прослоями мелко- и тонкозернистого песка, вулканического пепла, ракушечник, известняки, песчаники</p>
МЗГ	<p>Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, местами окремненных, алевролитов, иногда окварцованных; песчаников мелко-среднезернистых, кварцевых с известково-ангидритовым цементом, глинистых сланцев, роговиков</p> <p>Переслаивание, флишевое чередование глин—плотных, известковистых и неизвестковистых, песчанистых, слюдястых алевролитов и песчаников мелкозернистых, кварцевых, глауконитовых, глинистых, карбонатных и некарбонатных, слюдястых с прослоями мергелей и мергелистых известняков</p> <p>Чередование глин, песков, песчаников с известково-глинистым цементом</p>
МГС и МС	<p>Известняки органогенные, пелитоморфные, массивные, стилолитизированные, трещиноватые, с прослоями разнозернистых песчаников, кварц-глауконитовых слюдястых глин и алевролитов</p> <p>Глины местами аргиллитоподобные, песчанистые, слюдястые, опоковидные, пиритизированные, аргиллиты слоистые, слюдястые, иногда углистые с прослоями песчаников разнозернистых, кварцевых, глинистых, конгломератов, сцементированных известково-глинистым материалом, алевролитов неравномерноглинистых, известковых и известняков</p>
МСЗГ	<p>Чередование аргиллитов известковистых и неизвестковистых, слюдястых с алевролитами известковистыми и песчанистыми, мелкозернистыми, кварцевыми, известковистыми, слабослюдястыми; встречаются кремни карбонатизированные</p> <p>Переслаивание песчаников мелкозернистых и разнозернистых, трещиноватых, кварцевых, иногда глинистых, местами с мелкой галькой, алевролитов тонкослоистых, кварцевых, глинистых, участками пиритизированных и сидеритизированных, аргиллитов плотных, тонкослоистых, оскольчатых, иногда известковистых, местами переходящих в мергель, сидеритизированных с включениями пирита и обуглившихся растительных остатков; встречаются известняки мелкокристаллические, глинистые, переходящие в щебень</p> <p>Пестроцветные глины и алевролиты с прослоями известняков. Алевролиты, аргиллиты, песчаники различного состава с прослоями песчанистых доломитов, реже — глинистых сланцев. Конгломераты разногалечные, местами крупные валунные с прослоями песчаников и глин</p> <p>Известняки органогеннообломочные, глинистые, доломитизированные, иногда с включениями кремния, с прослоями доломитов, мергелей, ангидритов, аргиллитов, реже — песчаников</p>

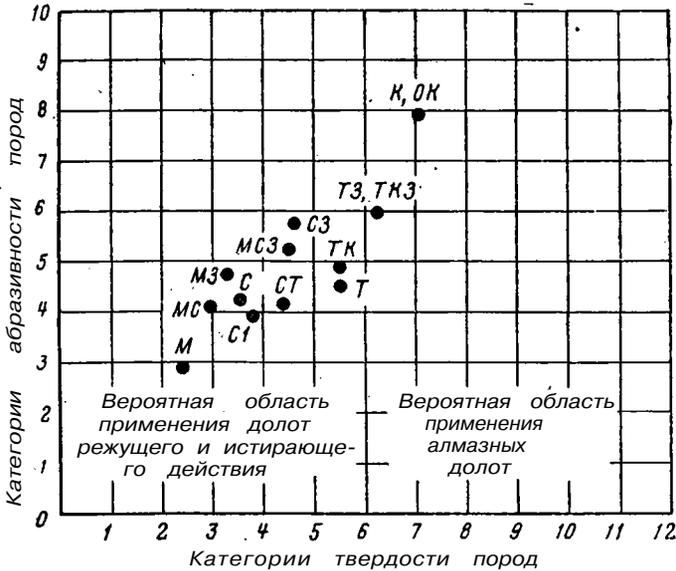
Тип долота	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбуривании которых эффективен указанный тип долота
1	2
СГ и С <sub>1</sub>	<p>Переслаивание, флишевое чередование глин, песчаников, песков, алевролитов, реже — аргиллитов, отдельных горизонтов конгломератов и прослоев мергелей. Глины темно-серые, до черных и светло-зеленых, обычно плотные, тонкослоистые, иногда грубослоистые и комковатые, опоквидные, аргиллитоподобные, песчанистые, алевритистые, известковистые и неизвестковистые, слюдястые, иногда загипсованные, битуминозные с гнездами пирита</p> <p>Песчаники различной плотности, иногда рыхлые, от мелкозернистых до грубозернистых, кварцево-глауконитовые, кварцевые полимиктовые, часто известковистые и глинистые, иногда с гнездами пирита и битума. Алевролиты плотные и рыхлые, слюдястые, известковистые. Пески слабоуплотненные, мелкозернистые, алевритистые. Аргиллиты слоистые, сланцеватые, известковистые и неизвестковистые. Мергели песчанистые, местами глинистые. Конгломераты разногалеchnые, местами крупновалунные</p> <p>Известняки и доломиты пелитоморфные, мелкокристаллические, стилолитизированные, местами брекчиевидные, трещиноватые, кавернозные, глинистые, иногда слабодолмитизированные, с прослоями глин и аргиллитов, ракушечные известняки, мел писчий, рыхлый</p> <p>Каменная соль крупнокристаллическая с прослоями глин, ангидритов, доломитов, известняков</p>
С-1 (одношарошечные)	<p>Известняки пелитоморфные, органогенные, реже — брекчиевидные, оолитовые, иногда массивные, трещиноватые, стилолитизированные, плотные, рыхлые, глинистые, песчанистые, иногда окремнелые</p> <p>Доломиты мелкозернистые перекристаллизованные трещиноватые, кавернозные, иногда пористые, глинистые</p> <p>Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, известняков, песков, аргиллитов, мергелей, ангидритов. Глины слоистые, иногда аргиллитоподобные, неравномерно песчанистые, карбонатные и некарбонатные, слюдястые, местами загипсованные, иногда с включениями пирита</p> <p>Песчаники мелкозернистые и разнозернистые, иногда грубозернистые, с включением кварцевой гальки, средне-сцементированные, кварцевые, кварц-полевощпатовые слюдястые, глинистые. Алевролиты кварцевые, неравномерно глинистые, некарбонатные, слабосцементированные. Аргиллиты алевролитистые, сильнослюдястые, песчанистые, местами доломитизированные</p> <p>Соль каменная крупнокристаллическая с прослоями глин, мергелей, ангидритов, доломитов</p> <p>Конгломераты крупно- и мелкогалеchnые с известковистым цементом</p>
СТГ и СТ	<p>Переслаивание глин плотных, слоистых, иногда аргиллитоподобных, в различной степени песчанистых, известковистых, часто загипсованных, с включениями гипса и ангидрита, с песчаниками от мелко- до крупнозернистых, кварцевыми, полимиктовыми, слюдястыми, известковистыми, глинистыми, аргиллитами слюдястыми, иногда окремненными, алевролитами кварцевыми; песчанистыми, слюдястыми, известковистыми</p>

Тип долота	Краткая литологическая характеристика групп горных пород, при разбуривании которых эффективен указанный тип долота
1	2
Т и ТГ	<p>Прослой конгломератов, глинистых сланцев, роговиков, мергелей, туффиты</p> <p>Известняки органогенные обломочные, пелитоморфные, местами перекристаллизованные, трещиноватые, кавернозные, глинистые, иногда доломитизированные с прослоями глин, аржиллитов</p> <p>Известняки и доломиты. Известняки органогенные обломочные, обломочные, мелко-тонкозернистые, пелитоморфные, местами перекристаллизованные, массивные, трещиноватые, мелкокавернозные, часто доломитизированные, в различной степени окремненные, изредка пиритизированные, с прослоями глин и включениями ангидритов и гипсов. Доломиты мелко-тонкодисперсные и пелитоморфные, плотные и неравномернопористые, иногда массивные, мелкокавернозные, трещиноватые, изредка глинистые, ангидритизированные, загипсованные, с включениями ангидрита и кремня</p> <p>Переслаивание глин и глинистых сланцев песчанистых, слюдистых, алевролитов кварцевых, глинистых, углистых, песчаников мелко-крупнозернистых, иногда пористых, кварцевых, полимиктовых, слюдистых, углистых, встречаются конгломераты и гравелиты</p>
ТК и ТКГ	<p>Известняки и доломиты. Известняки органогенные, обломочные, пелитоморфные, тонкозернистые, прослоями перекристаллизованные, пористо-кавернозные, часто доломитизированные, окремненные, ангидритизированные, битуминозные, иногда с прослоями мергелей, горючих сланцев. Доломиты мелко-тонкозернистые, перекристаллизованные, плотные, неравномернопористые, иногда массивные, мелкокавернозные, с включениями кремня</p>
ТЗ и ТКЗ	<p>Аргиллиты сланцевые, скорлуповатые, алевролиты и песчаники кварцевые, углистые, мелко- и разнозернистые, иногда с прослоями каменного угля и углистых сланцев</p> <p>Известняки органогенные, органогенные-обломочные, тонкозернистые, пелитоморфные, участками окремненные, иногда глинисто-битуминозные, доломитизированные, трещиноватые и кавернозные</p> <p>Доломиты тонкозернистые, участками окремненные, с включениями гипса, прослой глин тонкослоистых и мергелей</p> <p>Аргиллиты, иногда окремненные, алевролиты и песчаники мелкозернистые, кварцевые, глинистые сланцы, роговики, андезиты, андезито-базальты</p>
К и ОК	<p>Кварцитовидные песчаники с прожилками кварца</p> <p>Андезиты, андезито-базальты</p> <p>Песчаники мелкозернистые, кварцевые с прослоями аргиллитов, известняков</p> <p>Аргиллиты тонкослоистые, неравномерно алевритистые, углистые, с прослоями углей</p> <p>Алевролиты тонкослоистые, углисто-глинистые</p> <p>Известняки и доломиты окремненные</p> <p>Сланцы углисто-глинистые, филитизированные</p>



Если гистограммы имеют более сложную форму, то можно пользоваться показателем парных соответствий средневзвешенных категорий пород по твердости и абразивности (табл. V.6).

Рекомендации ВНИИБТ не учитывают важную характеристику горных пород — трещиноватость. При бурении скважин на воду, глубина которых значительно меньше, чем скважин на нефть и газ, это свойство пород оказывает



часто решающее влияние на выбор типа и модели долота. В трещиноватых породах ограничивается применение алмазных и двухлопастных долот режущего типа.

Правильный подбор типа и конструкции долота применительно к конкретным геолого-техническим условиям требует постановки специальных наблюдений и алмаза результатов обработки долот и корректировки ранее принятых решений.

Если бурение ведется с отбором керна, то применяют колонковые снаряды с твердосплавными коронками [40]. Рекомендуемые типы коронок для различных пород приведены в табл. V.7.

ТАБЛИЦА V.7  
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТИПЫ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ КОРОНОК

Горные породы	Типы коронок		
	ребристые с заточенными резаками	мелко-резцовые	с самозатачивающимися резаками
Мягкие и рыхлые I—IV категорий по буримости	M2, M4	CM4, CM5, CM6	CA1
Малоабразивные, слаботрещиноватые небольшой твердости IV, V категорий по буримости			
Малоабразивные, трещиноватые породы средней и ниже средней твердости V—VII категорий по буримости		CT2	
Средней абразивности и малой твердости IV, V категорий по буримости			CA1
Средней абразивности и абразивные средней твердости, твердые, частично трещиноватые VIII, IX категорий по буримости		CA4	CA2

### § 3. Методика подбора осевой нагрузки и частоты вращения бурового инструмента

Механическая скорость бурения определяется той осевой нагрузкой, которая передается на долото: чем выше нагрузка, тем больше скорость бурения. Выбор значений осевой нагрузки должен быть таким, чтобы процесс разрушения горных пород был объемным или возможно близким к объемному.

Влияние осевой нагрузки на долото в различных горных породах проявляется по-разному. Общим является увеличение скорости бурения при повышении осевой нагрузки. Бурение должно вестись при осевых нагрузках, которые бы обеспечивали достаточную механическую скорость и проходку на долото. В твердых и крепких породах увеличение осевой нагрузки будет лимитироваться прочностью самого долота, его вооружения; а также прочностью бурового вала. В трещиноватых породах во избежание заклинивания и поломки долота осевую нагрузку также снижают. Величина осевой нагрузки  $P$  подбирается из условия

$$P = F_k p. \quad (V.4)$$

где  $F_k$  — площадь контакта долота с породой, мм<sup>2</sup>;  $p$  — твердость горных пород или предел текучести для пород, не дающих хрупкого разрушения, кгс/мм<sup>2</sup>.

В зависимости от характера пород и типа долота нагрузки на 1 см диаметра долота колеблются в широких пределах (табл. V.8).

В тресте Востокбурвод для буровых установок 1БА-15В и УРБ-3АМ рекомендуемая осевая нагрузка на долото в породах I—VI категорий по буримости для шарошечных долот 100—150 кгс, для лопастных 50—100 кгс, в породах VI—IX категорий по буримости для шарошечных долот она составляет 100—200 кгс, а в породах выше IX категории достигает 400 кгс на 1 см диаметра долота. Осевая нагрузка на долото создается весом бурильных труб или УБТ. Контроль создаваемой нагрузки осуществляют по контрольно-измерительным приборам — гидравлическим индикаторам давления и др. Забуривание скважин производят при малых осевых нагрузках на долото с периодическим контролем направления забуриваемой скважины. Так как с поверхности залегают обычно мягкие и рыхлые породы, то процесс забуривания под направляющую трубу или кондуктор протекает достаточно быстро. Однако, если бурение ведется с самого начала в породах средней твердости и твердых, то вес бурового инструмента оказывается слишком небольшим, чтобы обеспечить необходимую осевую нагрузку на долото. В таких условиях целесообразно использовать пневмодарники типа М-32К для бурения пилот-скважины диаметром 165 мм и после этого расширять ствол скважины роторным способом.

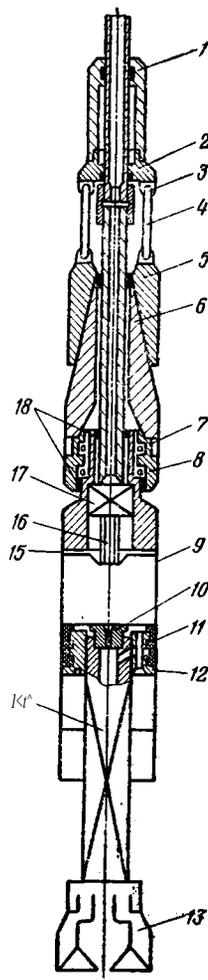
В тресте Востокбурвод создан и успешно применяется для этих целей механизм забойной подачи МЗП-1 (рис. V.3). Он состоит из гидросилового цилиндра 9, соединенного с долотом 13 через поршень 11 и квадратную трубу 14. В поршне 11

ТАБЛИЦА V.8  
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ОСЕВЫЕ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО

Тип долота	Осевая нагрузка на 1 см диаметра долота, кгс	Тип долота	Осевая нагрузка на 1 см диаметра долота, кгс
Лопастные	100—400	СТ	500—1000
Режуще-истирающие	200—800	Т	700—1000
М и Мс	200—600	ТК	800—1500
С	300—800	ГЗ, ТКЗ, ОК	900—2000

РИС. V.3.  
МЕХАНИЗМ ЗАБОЙНОЙ ПОДАЧИ МЗП-1

установлены насадка 10 с калибровочным отверстием, рассчитанным на определенный перепад давления, а также клапан 12. Через трубу 17 верхняя часть, гидроцилиндра соединена с бурильными трубами 4 и через упорное устройство состоящее из опорных подшипников 7 и 8 и сальниковых уплотнений 18, со специальным конусом 6. На бурильных трубах через специальный утяжеленный патрубок 1 на тросах подвешены конусные плашки 5. Патрубок 1 в исходном положении через опорный фланец 2 опирается на муфту 3 бурильной трубы. Фланец 15, через который проходит трубка 16, соединяется с трубой 17. При постановке бурового инструмента на забой поршень 11 в гидроцилиндре 9 занимает исходное положение труба 1 подвешена на муфте 3, а плашки 5 сжаты до минимального диаметра. При подаче промывочной жидкости в механизм в гидроцилиндре возникает перепад давления, величина которого обуславливается производительностью насоса и размером насадки 10. Гидроцилиндр вместе с конусом 6 поднимается вверх, плашки 5 скользят по конусу 6 и расширяются до упора в стенки скважины. Они воспринимают реактивную силу с забоя. Площадь плашек подбиралась таким образом, чтобы не вызвать смятия породы. После закрепления механизма буровому инструменту передается вращение и осуществляется обычный процесс бурения, при этом раскрепительное устройство воспринимает крутящий момент, возникающий в подшипниках и сальниковом устройстве. Величина силы, действующей на поршень вниз, определяется площадью поршня и величиной перепада давления на насадке. По мере углубления долота поршень достигает своего нижнего крайнего положения, открывает клапан 12, что сразу же регистрируется манометром бурового насоса по резкому повышению давления. Насос отключается, бурильные трубы опускаются вниз, труба 17 упирается во фланец 15 и передает ему вес бурового инструмента. В результате конус 6 вместе с гидроцилиндром опускается вниз и плашки 5 освобождаются. Когда гидроцилиндр дойдет до крайнего нижнего положения, включается насос и процесс повторяется.



*Краткая техническая характеристика МЗП-1*

Создаваемая нагрузка на долото, тс	< 10	Длина рабочего хода поршня, мм	800
Диаметры скважины, мм	243—300	Подача насоса, л/с	1—2,5
Категория горных пород по буримости	> VI	Наружный диаметр гидроцилиндра, мм	210
Допускаемая разработка ствола скважины, %	15—20	Длина механизма, мм	3500
		Масса (в сборе), т	0,6

Применение МЗП-1 в гранитах VIII, IX категорий по буримости позволяет увеличить механические скорости бурения в 3—4,8 раза. При этом улучшается работа бурильного инструмента за счёт уменьшения вибрации. Правильный выбор рациональной частоты вращения, так же как и выбор осевой нагрузки

на долото, должен в первую очередь основываться на знании и учете физико-механических и технологических свойств горных пород, в первую очередь таких, как прочность, абразивность, трещиноватость, упругость, хрупкость и др. Увеличение частоты вращения шарошечного долота приводит к уменьшению глубины разрушения за один оборот и к увеличению числа поражений забоя зубцами шарошек. Поэтому картина изменения скорости бурения хотя и имеет общую тенденцию к возрастанию скорости при увеличении частоты вращения, но часто искажается влиянием других технологических параметров. Лопастные долота при высоких частотах вращения (более 500—400 об/мин) характеризуются повышенными крутящими моментами. Существует максимум зависимости скорости бурения от частоты вращения, однако его значения лежат за пределами 1000—2000 об/мин и в практике никогда не достигаются. Важно, чтобы частота вращения выбиралась не из условия высокой механической скорости бурения, а из условия максимума рейсовой скорости. Например, в абразивных породах целесообразно бурить при низких частотах вращения долота, что связано с интенсивным износом его рабочих органов. При высоких частотах вращения О. Н. Голубинцев отмечает это явление и для пластичных пород. В практике бурения использование высоких частот вращения затрудняется имеющимся ресурсом мощности буровой установки, а также прочностью бурового вала, который на высоких частотах вращения испытывает значительные деформации, усталостные напряжения и подвергается разрушению. В тресте Востокбурвод частота вращения долот подбирается в зависимости от категории пород. В породах I—III категорий по буримости для лопастных долот она составляет 100—200 об/мин, а для шарошечных 150—300 об/мин. В породах III, VI категорий она соответственно равна 100—150 об/мин и 150—400 об/мин. В породах VI—IX категорий применяют шарошечные долота с частотой вращения 200—300 об/мин, в породах IX категории и выше частоты вращения составляют 60—200 об/мин. В. К. Маулер установил, что при бурении шарошечными долотами между механической скоростью бурения и режимными параметрами существует следующая зависимость:

$$v = k \frac{nP^2}{D^2S^2}, \quad (V.5)$$

где  $k$  — коэффициент, зависящий от свойств породы, условий очистки забоя, степени затупления и конструкции долота;  $P$  — осевая нагрузка, кгс;  $n$  — частота вращения, об/мин;  $D$  — диаметр долота;  $S$  — прочность или буримость породы.

При недостаточной очистке забоя от разрушенной породы или при больших глубинах бурения формула (V.5) приобретает вид

$$v = k \frac{n^{0,5}P}{D^2S^2}. \quad (V.6)$$

Исследователями предложены различные зависимости механической скорости бурения от режимных параметров. Более общий вид имеет зависимость, предложенная И. Ф. Потаповым,

$$v = an^xP^k \quad (V.7)$$

где  $v$  — механическая скорость бурения;  $n$  — угловая скорость вращения долота,  $c^{-1}$ ;  $P$  — осевая нагрузка, кгс;  $x < 1$  и  $k > 1$ ;  $a$  — опытный коэффициент.

В. С. Владиславлев отмечает, что механическая скорость бурения для долота, которое не имеет затупления, сохраняется постоянной, если

$$Pn = \text{const}. \quad (V.8)$$

Е. А. Козловский и Р. Х. Гафиатулин считают, что эта зависимость для разных породоразрушающих инструментов и пород различна (рис. V.4). Зависимость скорости бурения и проходки на долото от осевой нагрузки и частоты вращения проявляются недостаточно четко из-за нарушения своевре-

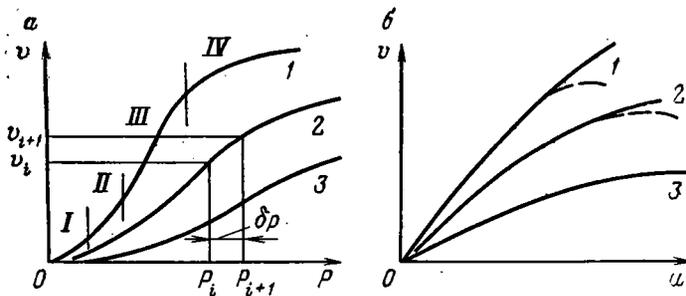


РИС. V.4.

**ЗАВИСИМОСТЬ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ:**

*a* — от осевой нагрузки при постоянном значении частоты вращения;  
*b* — от частоты вращения при постоянном значении осевой нагрузки;

1 — мягкие породы;  
 2 — породы средней твердости;  
 3 — крепкие породы  
 I — зона первоначального истирания;  
 II — зона усталостно-поверхностного истирания;  
 III — зона объемного разрушения;  
 IV — то же при максимальной скорости бурения

II — зона усталостно-поверхностного истирания;  
 III — зона объемного разрушения;  
 IV — то же при максимальной скорости бурения

менного удаления продуктов разрушения горных пород, колебания долота и буровой колонны и др. При определенных условиях буровой вал может получать продольные и поперечные колебания. Если амплитуды колебаний растут, а это имеет место при резонансном режиме, то могут возникнуть опасные напряжения в теле трубы. В этом случае достаточным является обычно изменение *P* или *n*. В некоторых случаях (бурение алмазным долотом небольшого диаметра и при высоких частотах вращения) применяют antivibrational смазки типа КАВС, эмульсол и др.

Увеличение площади контакта рабочих органов долота с породой приводит к снижению контактных напряжений и является причиной снижения механической скорости бурения в течение рейса. Механическая скорость бурения в течение рейса изменяется по экспоненциальному закону

$$v = v_0 e^{-at}, \tag{V.9}$$

где  $v_0$  — начальная скорость бурения;  $e$  — основание натуральных логарифмов;  $t$  — текущее время бурения;  $a$  — показатель уменьшения скорости бурения, характеризующий абразивные свойства пород.

Уменьшение механической скорости бурения объясняется износом и затуплением рабочих органов долота и зависит от свойств пород, типа и конструкции долота и технологических режимов бурения. Оптимальное время бурения в рейсе или рейсовую проходку определяют по величине максимума рейсовой скорости

$$v_p = \frac{h}{t_б + t_{сн}}, \tag{V.10}$$

где  $v_p$  — рейсовая скорость, м/ч;  $h$  — проходка, м;  $t_б$  и  $t_{сн}$  — время чистого бурения и время, затрачиваемое на спуско-подъемные операции, ч.

Принципиально мало отличен от рассмотренного критерий минимума стоимости 1 м проходки

$$C = \frac{(t_б + t_{сн}) C_1 + d}{h}, \tag{V.11}$$

где  $C$  — стоимость 1 м проходки, руб.;  $C_1$  — стоимость 1 машино-ч без учета стоимости истирающих материалов, руб.;  $d$  — стоимость инструмента, руб.

Е. А. Козловский и Р. Х. Гафиятуллин [36] считают, что критерии максимальной рейсовой скорости и минимальной стоимости 1 м проходки не являются глобальными. Глобальным критерием оптимизации является критерий минимума времени проходки скважины, названный Т-критерием. Использование различных критериев оптимизации процесса бурения в практике затруднено тем, что свойства пород изменяются по глубине и предварительно следует рассчитать ряд параметров, значения которых определяются по данным бурения.

Оптимальное время работы долота А. А. Минин предлагает определять по формуле

$$t_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{1,3t_{\text{всп}}}{\alpha}}, \quad (\text{V.12})$$

где  $t_{\text{всп}}$  — время вспомогательных операций.

Проходка за рейс при этом составит

$$h = \frac{v_0}{\alpha} \left( 1 - e^{-\alpha \sqrt{\frac{1,3t_{\text{всп}}}{\alpha}}} \right); \quad (\text{V.13})$$

$$\alpha = \frac{\ln \frac{v}{v_2}}{t} \quad (\text{V.14})$$

Выражение (V.14) позволяет определить показатель уменьшения скорости бурения при падении механической скорости бурения за определенный промежуток времени.

Для твердосплавных коронок рекомендуется (по данным Б. В. Мурзакова) следующее сочетание частоты вращения и осевой нагрузки.

При увеличении диаметра бурения частота вращения снижается в среднем на 15–22% на очередной диаметр. Осевая нагрузка остается на том же уровне или незначительно повышается (для диаметра 132 мм до 36%).

Влияние осевой нагрузки, частоты вращения и количества подаваемой на забой жидкости на процесс бурения различно, поэтому установить их рациональные значения по результатам парных зависимостей нельзя. Е. А. Козловским, Г. Ц. Тумаркиным, В. И. Игнатовым, В. М. Рвачевым, С. С. Кочержуком и другими разработаны методы определения рациональных режимных параметров бурения в многофакторном процессе.

ТАБЛИЦА V.9

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ ТВЕРДОСПЛАВНЫМИ КОРОНКАМИ

Категории горных пород по буримости	Диаметр коронки, мм			
	76		93	
	об/мин м/с	P, кгс	об/мин м/с	P, кгс
I—IV	$\frac{400}{1,5}$	500	$\frac{300}{1,5}$	600
IV—V	$\frac{500}{2,0}$	600	$\frac{300}{1,5}$	800
VI—VII	$\frac{400}{1,5}$	1300	$\frac{250}{1,5}$	1600
VIII—IX	$\frac{300}{1,25}$	1600	$\frac{250}{1,25}$	2000

Методы регрессионного и корреляционного анализов позволяют получить математическую модель изучаемого процесса. Наиболее широко используется метод крутого восхождения к околооптимальной области, предложенный в 1951 г. Боксом и Уильсоном. Геометрический образ или поверхность отклика описывается поверхностью 2-го или 3-го порядка. В околооптимальной области имеет место экстремальное значение параметра в зависимости от значений переменных факторов ( $P$ ;  $n$ ;  $Q$  и др.). Обычно задача решается для двух или трех факторов.

Использование различных планов проведения эксперимента требует различного объема испытаний. Для двух переменных параметров применяется Ортогональное центральное композиционное планирование, для трех и более переменных параметров — рототабельное центральное композиционное планирование, а также планы Хартли и Вестлака, шестиугольника симплексный метод и др.

Производительность бурения  $A$  зависит от механической скорости бурения и времени на вспомогательные операции и выражается формулой

$$A = \frac{vT}{1 + av}, \quad (V.15)$$

где  $v$  — механическая скорость бурения, м/ч;  $T$  — время рабочей смены, ч;  $a$  — величина затрат времени на вспомогательные операции, отнесенных к 1 м скважины глубиной  $H$ :

$$a = \frac{\sum T_{всп}}{H}, \quad \text{ч/м,}$$

где  $T_{всп}$  — время вспомогательных операций, ч;  $H$  — глубина скважины, м.

Проходка за рейс также оказывает существенное влияние на производительность бурения. Эта зависимость описывается формулой, примерно аналогичной (V.15).

Повышение производительности бурения достигается увеличением механической скорости бурения и длины рейса, а также сокращением времени на вспомогательные операции.

#### § 4. Промывка скважины

Промывка скважины выполняет следующие функции:

- 1) удаляет продукты разрушения горной породы;
- 2) охлаждает породоразрушающий наконечник;
- 3) поддерживает стенки скважин в устойчивом равновесии и предотвращает поступление в ствол скважины подземных вод, газа, нефти и флюидов;
- 4) снижает коэффициент трения вращающихся труб о стенки скважины и мощность, затрачиваемую на их вращение.

Количество промывочной жидкости, подаваемой на забой, должно обеспечивать своевременное удаление продуктов разрушения горных пород. При недостаточной промывке снижается не только механическая скорость бурения, но и проходка на долото. В этом случае, если не представляется возможным увеличить интенсивность промывки, следует перейти на бурение с пониженной осевой нагрузкой.

Механическая скорость бурения  $v$  зависит от расхода промывочной жидкости  $Q$  и описывается уравнением

$$v = \frac{Q}{a + bQ}, \quad (V.16)$$

где  $a$  и  $b$  — коэффициенты, характеризующие свойства пород, качество промывочной жидкости, конструкцию долота, буровой колонки и режимов бурения.

При роторном бурении и бурении электробурами  $a < 1$ , при турбинном бурении обычно  $a > 1$ . В. С. Федоров рекомендует определить необходимое количество жидкости из условия

$$Q = F_3 (0,043 - 0,65), \quad \text{л/с} \cdot \text{см}^2, \quad (\text{V.17})$$

где  $F_3$  — площадь забоя,  $\text{см}^2$ .

Минимально допустимый расход промывочной жидкости вычисляется также, исходя из минимально допустимой скорости восходящего потока

$$Q_{\min} = 0,0785 (D_d^2 - d_t^2) v_{n, \min}, \quad (\text{V.18})$$

где  $D_d$  — диаметр долота;  $d_t$  — диаметр труб;  $v_{n, \min}$  — минимально допустимая скорость восходящего потока. Выбор размера бурильных труб производится в зависимости от диаметра бурения, причем следует иметь в виду, что скорость восходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве должна быть не менее 0,8 м/с. Это связано с условиями нормального удаления продуктов разрушения породы с забоя. Конечные диаметры бурения скважины на воду в зависимости от их целевого назначения, гидрогеологических и других условий колеблются в широких пределах. Однако в большинстве случаев конечные диаметры бурения находятся в диапазоне 190—269 мм. Расчеты показывают, что относительно маломощные насосы 11Гр не обеспечивают в этих условиях достаточно полного и своевременного удаления продуктов разрушения пород с забоя, поэтому механические скорости бурения низкие, часты прихваты бурового снаряда. Применяемые в настоящее время широко бурильные трубы диаметром 73 мм не отвечают указанным требованиям, поэтому во многих организациях с успехом применяют бурильные трубы диаметром 89 и 114 мм, что не только решает проблему нормальной транспортировки шлама и увеличения скорости бурения, но и создает более благоприятные условия работы самих труб в скважине с точки зрения возникающих напряжений в теле этих труб и их соединений.

Следует также отметить и более благоприятные условия работы насосов за счет снижения рабочего давления при бурении.

Другим путем поддержания нормального шламowego режима является использование более мощных насосов типа 9МГР, НБ-40 и других, а также спаренная работа двух, трех или четырех насосов малой подачи типа 11Гр.

В. Г. Беликов рекомендует рассчитывать минимальную скорость подъема промывочного раствора  $v_{\min}$ , исходя из допустимого значения концентрации бурового шлама

$$x_{\text{с. ш}} = \frac{\bar{V}_{\text{с. ш}}}{\bar{V}_k},$$

где  $\bar{V}_{\text{с. ш}}$  — объем бурового шлама в кольцевом зазоре;  $\bar{V}_k$  — объем кольцевого зазора.

$$v_{\min} = 20 v_6 \frac{F_3}{F_k}, \quad (\text{V.19})$$

где  $v_6$  — скорость бурения;  $F_3$  — площадь забоя;  $F_k$  — площадь кольцевого зазора.

В осложненных условиях допустимое значение концентрации шлама в растворе должно быть снижено до 0,02—0,03.

Из формулы (V.19) следует, что увеличение скорости бурения требует более интенсивной промывки. Работами В. Г. Беликова и других установлен сложный характер движения частиц породы в потоке. При ламинарном режиме поток движется с существенно различными скоростями по сечению межтрубного зазора, причем максимальные значения имеют место в центральной части (рис. V.5, а). Это обуславливает образование у стенок скважины зон, в которых скорость восходящего потока оказывается в ряде случаев недостаточной для подъема шлама, что приводит к зашламованию скважины [10]. Различные скорости потока в се-

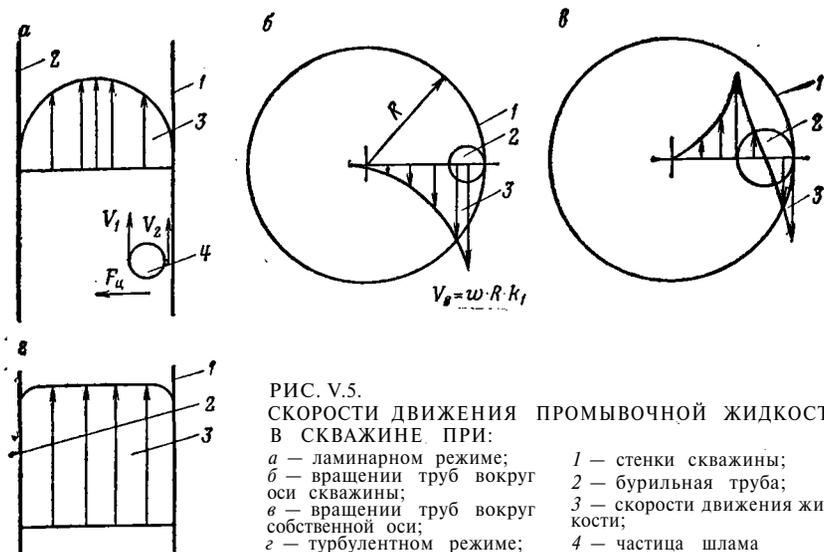


РИС. V.5.  
СКОРОСТИ ДВИЖЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ  
В СКВАЖИНЕ ПРИ:

- |   |                                      |
|---|--------------------------------------|
| <i>a</i> — ламинарном режиме;                       | 1 — стенки скважины;                 |
| <i>б</i> — вращении труб вокруг<br>оси скважины;    | 2 — бурильная труба;                 |
| <i>в</i> — вращении труб вокруг<br>собственной оси; | 3 — скорости движения жид-<br>кости; |
| <i>г</i> — турбулентном режиме;                     | 4 — частица шлама                    |

чени являются причиной перемещения шлама в центральную часть. Частица шлама имеет в крайних частях различные скорости потока, что обуславливает возникновение горизонтальной силы  $F_y$  (рис. V.5, *a*). Вращение труб вокруг оси скважины приводит к обратному явлению: перемещению шлама к стенкам скважины (рис. V.5, *б*). Если вращение труб происходит вокруг их собственной оси, то процесс перемещения шлама существенно усложняется (рис. V.5, *в*). Вращение труб способствует возникновению горизонтальной составляющей скорости, что, в свою очередь, приводит к росту абсолютной скорости движения и может привести к переходу к турбулентному режиму или его разновидностям. При турбулентном режиме распределение скоростей в потоке близко к равномерному (рис. V.5, *г*).

Фактор вращения бурильных труб приводит к тому, что поток поднимается по винтовой линии левого направления и значение абсолютной скорости равно

$$v_a = \sqrt{\frac{16Q}{\pi^2 (D^2 - d_t^2)} + \frac{\pi^2 n^2 R^2 k_1^2}{900}}, \quad (V.20)$$

где  $Q$  — подача насоса,  $m^3/c$ ;  $D$  и  $d_t$  — диаметр скважины и бурильных труб,  $m$ ;  $n$  — частота вращения бурильных труб,  $1/c$ ;  $k_1$  — коэффициент, учитывающий снижение скорости за счет проскальзывания потоков,  $k_1 < 1$ .

Вращение бурильных труб увеличивает выносную способность потока промывочной жидкости. С целью интенсификации подъема бурового шлама потоком промывочной жидкости Д. Н. Башкатовым, В. Л. Ваксманом, В. Г. Дрожжиным, В. П. Логиновым, Ю. М. Носовским, В. Н. Меньковским предложена конструкция специальных лопастей-турбулизаторов, устанавливаемых через определенные интервалы на бурильных трубах. Наличие таких лопастей на бурильных трубах способствует увеличению скоростей движения потока в затрубном пространстве и образованию зон турбулентности, что, в свою очередь, приводит к более интенсивному подъему бурового шлама и повышает скорость бурения.

При наличии наклонной лопасти на бурильной трубе (рис. V.6) и при ее вращении возникает вертикальная составляющая движения, причем относительная

вертикальная и абсолютные скорости потока могут быть определены по формулам:

$$v_r = \frac{\omega R k_1 \sin \beta}{\sin (\alpha + \beta)}; \quad (\text{V.20})$$

$$v_z = \frac{\omega R k_1}{\text{ctg } \alpha + \text{ctg } \beta}; \quad (\text{V.21})$$

$$v_a = \frac{\omega R k_1 \sin \alpha}{\sin (\alpha + \beta)}, \quad (\text{V.22})$$

где  $R$  — радиус лопасти, м;  $\alpha$  — угол наклона лопасти, градус;  $\beta$  — угол между вектором абсолютной скорости и горизонталью, градус.

Угол  $\beta$  характеризует взаимодействие лопасти и промывочной жидкости и зависит от ряда факторов, таких как окружная скорость  $v_e = \omega R$ , коэффициент трения потока о лопасть, и физических констант потока. Численные значения  $\beta$  могут быть установлены экспериментально.

Насос обеспечивает подъем раствора в затрубном пространстве с вертикальной скоростью

$$v = \frac{4Q}{\pi (D^2 - d^2)}.$$

При этом имеет место сложение векторов скоростей  $v$  и  $v_a$  (см. рис. V.6). Это приводит к существенному увеличению абсолютной скорости потока —  $v'_a$  и в свою очередь к турбулизации потока в затрубном пространстве. Таким образом роль лопаток-турбулизаторов сводится к увеличению скорости подъема промывочного раствора и созданию зон турбулентности в стволе скважины. Если на бурильных трубах не устанавливаются лопасти-турбулизаторы, эффект от вращения колонны сказывается в меньшей мере. Критическая скорость, при которой наступает турбулентный режим движения промывочной жидкости, может быть подсчитана по следующей приближенной формуле [62]:

$$v = 5,1 \sqrt{\tau_0 / \gamma}, \quad (\text{V.23})$$

где  $\tau_0$  — статическое напряжение сдвига раствора;  $\gamma$  — плотность раствора.

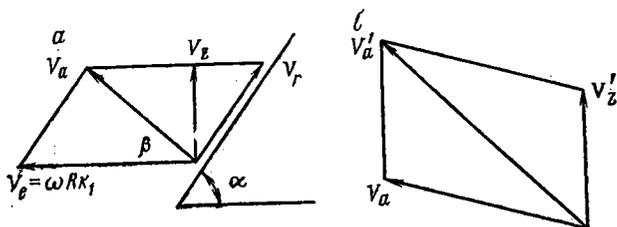
Из формулы (V.23) следует, что необходимо стремиться к тому, чтобы  $\tau_0 / \gamma$  min было минимальным. При повышении скорости подъема промывочной жидкости до

рис. V.6.

**СХЕМА СКОРОСТЕЙ;**  
 $a$  — за счет вращения наклонной лопасти;  
 $b$  — то же с учетом работы промывочного насоса;

$v_e$  — скорость окружная;  
 $v_r$  — скорость относительная;  
 $v_a$  — скорость абсолютная;

$v'_z$  — вертикальная скорость жидкости за счет работы насоса;  
 $v_a$  — суммарная абсолютная скорость



критической выносная способность потока значительно возрастает, что ведет к увеличению скоростей бурения: дальнейшее повышение скорости подъема промывочной жидкости не приводит к существенному росту скорости бурения. Подъем потока в затрубном пространстве может подчиняться различным законам: ламинарному, ламинарному с вихрями, турбулентному с завихрениями. Наличие турбулентного и турбулентного с завихрениями режимов потока обеспечивает сплошной режим подъема потока, более благоприятные условия для выноса частиц породы различной формы и более высокую среднюю скорость подъема потока, чем при ламинарном режиме. Ламинарный режим наблюдается при  $R_c < 1600$ . Ю. М. Носовский рекомендует использовать качественную теорию турбулентности, разработанную Л. Д. Ландау, А. Н. Колмогоровым, А. М. Обуховым и другими, для расчета размеров выносных частиц породы

$$d = \frac{\rho_0}{\rho - \rho_0} \left( \frac{v}{k} \right) \sqrt{1 + \left( \frac{v_1}{v} \right)^2}, \quad (V.24)$$

где  $d$  — диаметр частиц породы;  $\rho_0$  — плотность жидкости;  $\rho$  — плотность частицы породы;  $v$  — скорость восходящего потока;  $k$  — коэффициент, зависящий от формы частиц породы;  $v_1$  — скорость движения частицы породы. Как видно, размер выносимой частицы породы тем больше, чем больше ее скорость и отношение  $v_1/v$ .

Исследования, выполненные Ю. М. Носовским, позволили установить, что увеличение частоты вращения бурильных труб диаметром 73 мм (диаметр скважины 395—190 мм) целесообразно до 200 об/мин. Увеличение диаметра бурильных труб повышает эффект турбулентности. Применение турбулизатора диаметром 280 мм при диаметре скважины 395 мм, частоте вращения 100 об/мин позволило выносить частицы пород до 10—15 мм и увеличивать механическую скорость бурения в отдельных интервалах до 3 раз. В тресте Востокбурвод разработана и успешно применяется конструкция ступенчатого долота лопастного типа. Принцип создания зон турбулентности по длине колонны четко прослеживается и в этой конструкции.

Опыт применения этих долот в мягких и рыхлых породах позволил увеличить скорости бурения. Так, в Омском управлении треста Востокбурвод это долото используется для бурения под кондуктор. В этом случае бурение ведется с расширением верхнего участка ствола скважины под кондуктор, т. е. двумя забоями. Обычно применяют трехлопастное долото диаметром 243 мм и расширитель со сменными лопастями диаметром 346 мм. Расширитель устанавливается в интервале 150—300 м, что определяется необходимой глубиной спуска кондуктора. После бурения расширителем на необходимую глубину производят подъем инструмента, спуск и цементацию кондуктора, после чего бурение ведется обычным способом. Бурение ведется с УБТ, используют установки УБВ-600 с двумя насосами типа 9МГР или БУ-80Бр с двумя насосами Б14-200. Введение в глинистый раствор высокомолекулярных соединений приводит к существенному изменению гидравлических характеристик потока и реологических свойств потока. Широкие исследования в этом направлении проведены Б. Л. Гендлером и другими. Установлено, что введение различных добавок в раствор приводит к более ранней турбулизации потока и снижает критическую скорость течения потока и 2—2,5 раза, а это, в свою очередь интенсифицирует очистку забоя и ствола скважины за счет уменьшения застойных зон и выравнивания скоростей потока в затрубном сечении. Б. Л. Гендлером установлено, что оптимальными являются следующие добавки для различных нефтей: балахоновская нефть 6%, локбатанская нефть 6—8%, сангальская нефть 8—10%, дашгильская нефть 7%, чалинская нефть, нефтяных камней 12%. Добавки нефти приводят к росту структурно-механических параметров ( $\tau_0$  и  $\eta_s$ ) раствора. Для предотвращения этого целесообразно в раствор добавлять NaOH в количестве 0,1 об. %.

Ввод нефти приводит также к некоторому росту гидравлических сопротивлений при турбулентном режиме течения. С целью предотвращения роста коэффициента гидравлических сопротивлений рекомендуется добавлять в раствор 5%-ный водный раствор нитролигнина в количестве 4 об. % раствора. Для этих целей могут использоваться добавки хромпика, петролатума, гилана, СГ, К-4, КИЗП,

ТАБЛИЦА V.10

## ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ОЧИСТНАЯ СПОСОБНОСТЬ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Промывочный раствор	Относительная очистная способность	Требуемый расход промывочной жидкости для удаления шлама
Вода	1,00	1,00
Раствор из бентонитовой глины	0,38	2,67
Раствор из аттапульгитовой глины	0,46	2,17
Нефть	0,57	1,77
Глинистый раствор с баритом	0,75	1,33

ГКЖ-11, снижающих коэффициент гидравлических сопротивлений на 10—24%. Наиболее эффективной добавкой является ГКЖ-11, вводимая в раствор в количестве 0,2 об. %. Ж. А. Акилов в качестве добавок в раствор обработанный нефтью, рекомендует применять поликонденсаты серии ВРП в количестве 0,1%. Это снижает гидравлические сопротивления на 20—30% и увеличивает скорость бурения на 30—35%. Очистная способность промывочного раствора зависит главным образом от вязкости и в меньшей степени от плотности раствора (табл. V.10). Применение промывочных жидкостей с большой плотностью приводит к росту сжимающих напряжений в горной породе на забое скважины и, следовательно, к упрочнению горной породы. Скорость бурения и проходка на долото в этом случае снижаются. Более высокие показатели обеспечиваются при использовании в качестве очистного агента воздуха или газа.

### § 5. Условия работы бурильной колонны

Бурильная колонна выполняет следующие функции: передает вращение от ротора к долоту; создает осевую нагрузку на долото; обеспечивает подачу промывочной жидкости на забой; обеспечивает доставку долота на забой и его извлечение.

Бурильная колонна передает осевую нагрузку и крутящий момент долоту.

В верхнем сечении бурильный вал испытывает напряжения растяжения и кручения. Напряжения изгиба в связи с большой длиной волны изогнутых труб малы. В нижнем сечении бурильный вал испытывает напряжения изгиба, сжатия и кручения. Так как крутящий момент в этом сечении мал, то и напряжения кручения по своей величине также малы.

Осевая нагрузка на долото создается весом труб. При большой глубине производится бурение с частичной разгрузкой для того, чтобы поддерживать величину заданной осевой нагрузки на долото. Подбор наружного диаметра бурильных труб  $d_r$  производится таким образом, чтобы выполнялось следующее условие:

$$d_r = 0,6D_d,$$

где  $D_d$ — диаметр долота.

Если  $d_r < 0,6D_d$ , то работа бурильного вала будет происходить в сложных условиях из-за значительных поперечных деформаций, что будет способствовать более интенсивному поломкам вала и самопроизвольному искривлению скважины. В таких случаях на трубах, особенно в сжатой части, следует устанавливать центраторы.

В зависимости от условий бурения применяют бурильные трубы из различных марок стали и с различной толщиной стенки.

Исследования кафедры разведочного бурения МГРИ позволили установить весьма сложный процесс работы бурильных труб, которые в зависимости от размеров труб и скважины, а также от частоты вращения и осевой нагрузки могут

вращаться вокруг собственной оси и оси скважины. Вращение колонны может быть и против направления вращения ротора станка и с возможным перескоком колонны на противоположную стенку скважины, т. е. имеет место динамический режим работы колонны. Применение утяжеленных бурильных труб УБТ позволяет существенно понизить количество обрывов бурильных труб и увеличить скорость бурения за счет рациональных режимов бурения. Утяжеленные трубы снижают искривление скважин, а следовательно, уменьшают вероятность осложнений при спуске и цементировании обсадных колонн и погружного насоса.

По рекомендации А. Е. Сарояна, размер утяжеленных труб подбирается по данным табл. V.11 и из условия

$$D_{н. у б т} \sim 0,75 D_d,$$

где  $D_{н. у б т}$  — наружный диаметр утяжеленных труб;  $D_d$  — диаметр долота;

В последние годы в бурении скважин на нефть и газ используются утяжеленные трубы квадратного сечения. Такие трубы имеют преимущество перед круглыми: они лучше центрируются в скважине и снижают искривление, площадь их контакта со стенками скважины меньше, а это, в свою очередь, уменьшает вероятность прихвата бурового инструмента. Рекомендуется подбирать размер таких труб из условия

$$D_{\text{диаг}}/D_d \sim 0,85 - 0,95,$$

где  $D_{\text{диаг}}$  — диагональ квадрата.

В опытном порядке применяются утяжеленные трубы треугольного сечения. При подъеме бурового инструмента из скважины усилие на крюке  $Q_{кр}$  определяется по формуле

$$Q_{кр} = Q K_{пр} \cos \theta_{ср} (1 + f \operatorname{tg} \theta_{ср}), \quad (V.25)$$

где  $Q$  — масса бурового инструмента;  $K_{пр}$  — коэффициент, учитывающий дополнительные сопротивления;  $\theta_{ср}$  — средний угол наклона скважины к вертикали, градус;  $f$  — коэффициент трения ( $f \sim 0,3$ ).

$$Q = (q \alpha_1 l_T + q_{УБТ} \alpha_2 l_{УБТ}) \left( 1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right), \quad (V.26)$$

где  $q$  и  $q_{УБТ}$  — масса 1 м бурильных и утяжеленных труб;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  — коэффициенты, учитывающие увеличение массы бурильных и утяжеленных труб за счет элементов соединения,  $\alpha_1 \sim \alpha_2 \sim 1,1$ ;  $l_T$  и  $l_{УБТ}$  — длина бурильных и утяжеленных труб.

Напряжения растяжения ( $\sigma_p$ ), возникающие при спуске или подъеме колонны, должны быть меньше допустимых

$$\sigma_p = \frac{Q}{F} < \frac{\sigma_T}{n_1}, \quad (V.27)$$

ТАБЛИЦА V.11

СООТНОШЕНИЕ РАЗМЕРОВ ДОЛОТА И УТЯЖЕЛЕННЫХ ТРУБ

Диаметр долота, мм	Размер стороны УБТ, мм	Диаметр долота, мм	Размер стороны УБТ, мм
161	121	295	219
190	140	320	235
214	159	346	255
243	178	370	273
269	203	394	299

где  $F$  — площадь сечения бурильных труб (минимальная), см<sup>2</sup>;  $\sigma_1$  — предел текучести материала труб, кгс/см<sup>2</sup>;  $n_1$  — коэффициент запаса прочности.

Если применять вместо стальных бурильных труб облегченные (ЛБТ), то масса бурового снаряда будет существенно снижена и подъем инструмента можно производить применяя более высокие частоты вращения лебедки.

Положение сечения, в котором осевые напряжения равны нулю, называется нулевым сечением и определяется значением осевой нагрузки и параметрами буровой колонны. Обычно стремятся осевую нагрузку создавать массой утяжеленных бурильных труб (УБТ). Длина утяжеленных бурильных труб для вертикальных скважин подбирается из условия

$$l_{\text{УБТ}} = \frac{(1,25 - 1,3) P_{\text{д}}}{q_{\text{УБТ}} \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right)}, \quad (\text{V.28})$$

где  $P_{\text{д}}$  — осевая нагрузка на долото, кгс.

Увеличение длины УБТ в 1,25–1,3 раза вызвано тем, что нулевое сечение (осевые напряжения равны нулю) должно приходиться не на бурильные, а на утяжеленные трубы. В этом сечении имеют место знакопеременные осевые напряжения за счет колебаний значений осевой нагрузки, передаваемой на забой. Трубы при этом работают в режиме усталости и часто выходят из строя. В УБТ напряжения существенно меньше и срок их работы значительно выше. Длину УБТ проверяют на устойчивость

$$l_{\text{кр}} \approx 1,94 \sqrt{\frac{EI}{q_{\text{УБТ}}}}, \quad (\text{V.29})$$

где  $I$  — осевой момент инерции площади поперечного сечения труб, м<sup>4</sup>,

$$I = 0,05(D_{\text{в. УБТ}}^4 - D_{\text{в. УБТ}}^4),$$

$D_{\text{в. УБТ}}$  — внутренний диаметр утяжеленных труб, м;  $E$  — модуль продольной упругости для стали  $E = 2 \cdot 10^{10}$  кгс/м<sup>2</sup>.

При  $0,8l_{\text{кр}} > l_{\text{кр}}$  необходимо посредине длины установить центратор. Совместное действие на трубы продольных и поперечных сил приводит к потере их устойчивости, трубы приобретают форму пространственной спирали. С достаточной точностью длина полуволны  $l$  определяется по формуле Г. М. Саркисова:

$$l = \frac{10}{\omega} \sqrt{\pm 0,5Z + \sqrt{0,25Z + \frac{0,2l\omega^2}{q}}}, \quad (\text{V.30})$$

где  $\omega$  — частота вращения труб, 1/с;  $Z$  — длина сжатой или растянутой зоны труб, м;  $q$  — масса бурильных или утяжеленных труб, кг. Для растянутой части  $Z$  принимается положительной, для сжатой — отрицательной.

Если длина полуволны в сжатой части, рассчитанная по формуле (V.30), больше расстояния между замками, то в дальнейших расчетах за длину полуволны принимается длина труб между замками. Напряжения изгиба ( $\sigma_{\text{из}}$ ) рассчитываются по формуле

$$\sigma_{\text{из}} = 10^3 \frac{d_{\text{т}} f_1}{l^2}, \quad (\text{V.31})$$

где  $d_{\text{т}}$  — диаметр трубы, см;  $f_1$  — стрела прогиба, см

$$f_1 = \frac{D_{\text{с}} - d_{\text{з}}}{2}, \quad (\text{V.32})$$

где  $D_{\text{с}}$  — диаметр скважины, см;  $d_{\text{з}}$  — диаметр замка или ниппеля, см.

В резьбовой части соединения напряжения изгиба рассчитываются по формуле

$$\sigma_{из} = 10^8 \frac{d_p f_1 l}{l^2 I_1}, \quad (V.33)$$

где  $d_p$  — диаметр трубы по впадине резьбы, см;  $I$  — осевой момент инерции площади сечения трубы в целом теле, см<sup>4</sup>;  $I_1$  — осевой момент инерции в резьбовом соединении по опасному сечению, см<sup>4</sup>.

Напряжения растяжения при бурении ( $\sigma_p$ ):

$$\sigma_p = Q_1/F, \quad (V.34)$$

где  $Q_1$  — масса растянутой части снаряда, кг;  $F$  — площадь сечения трубы.

Напряжения сжатия при бурении ( $\sigma_{сж}$ ):

$$\sigma_{сж} = Q_2/F, \quad (V.35)$$

где  $Q_2$  — масса сжатой части снаряда, кг.

Касательные напряжения в трубах изменяются по длине и достигают максимума в верхнем сечении

$$\tau = M_{кр}/W_p, \quad (V.36)$$

где  $\tau$  — касательные напряжения, кгс/см<sup>2</sup>;  $M_{кр}$  — крутящий момент, развиваемый двигателем, кгс·см;  $W_p$  — полярный момент сопротивления бурильной колонны, см<sup>3</sup>.

$$M_{кр} = 97\,400 \frac{N}{n} \text{ кгс·см}, \quad (V.37)$$

где  $n$  — частота вращения труб, об/мин;  $N$  — мощность, затрачиваемая на бурение, кВт, зависит от глубины скважины, диаметра долота, бурильных труб, искривления скважин, параметров промывочной жидкости, режимов бурения и других факторов.

Учитывая, что при бурении могут быть заклинивания бурового инструмента, тогда на вращение затрачивается вся мощность двигателя,

$$N = N_{дв} \eta \lambda,$$

где  $N_{дв}$  — мощность двигателя кВт;  $\eta$  — к. п. д. буровой установки,  $\eta \sim 0,9$ ;  $\lambda$  — коэффициент, учитывающий перегрузку двигателя,  $\lambda \sim 1,2$ .

$$W_p = \frac{\pi d_t^3}{16} \left( 1 - \frac{d^4}{d_t^4} \right) \quad (V.38)$$

где  $d_t$  — наружный диаметр бурильных или утяжеленных труб, см;  $d$  — внутренний диаметр бурильных или утяжеленных труб, см.

В верхнем сечении суммарные напряжения ( $\sigma_\Sigma$ ) рассчитываются по формуле

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2}, \quad (V.39)$$

в нижнем сечении:

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2}. \quad (V.40)$$

Расчет ведется на статическую прочность. Запас прочности ( $n$ ) определяется по формуле

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_\Sigma K_K}, \quad (V.41)$$

где  $K_K$  — коэффициент концентрации напряжений (для верхней зоны  $K_K = 1,5$ , для нижней —  $K_K = 1,6$ ).

В нулевом сечении имеют место знакопеременные напряжения, поэтому расчет ведется на выносливость. По формуле (V.30) определяется  $l$  для случая  $Z = 0$ .

Касательные напряжения определяются с учетом того, что крутящий момент в этом сечении не достигает своей максимальной величины. Ориентировочно можно принять, что он составляет 0,6—0,8 от крутящего момента, определяемого по формуле (V.37). Коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{изз} K_d}, \quad (V.42)$$

где  $[\sigma_{-1}]$  — предел выносливости труб, кгс/см<sup>2</sup>;  $K_d$  — коэффициент, учитывающий динамический характер нагрузок ( $K_d \sim 1,5$ ). Если скважина сильно искривлена, то следует учитывать напряжения от изгиба, вызванные кривизной скважины. Запас прочности по касательным напряжениям равен

$$n_{\tau} = [\tau]/\tau, \quad (V.43)$$

где  $[\tau]$  — допустимые напряжения при кручении, кгс/см<sup>2</sup>;  $\tau$  — напряжения кручения в нулевом сечении.

Суммарный запас прочности в нулевом сечении

$$n_{\Sigma} = \frac{n_{\sigma} n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1,3. \quad (V.44)$$

В связи с тем, что крутящий момент не влияет на величину  $[\sigma_{-1}]$ , то можно ограничиться определением

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{изз} K_d} \geq 1,3. \quad (V.45)$$

По данным А. Е. Сарояна  $[\sigma_{-1}]$  по резьбе в 1,5—2 раза ниже, чем для тела трубы.

**ГЛАВА VI**  
**ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ**  
**И ОБОРУДОВАНИЕ**  
**ДЛЯ ИХ ПРИГОТОВЛЕНИЯ**  
**И ОЧИСТКИ**

---

**§ 1. Общие сведения о гидравлическом способе удаления  
продуктов разрушения**

В качестве промывочных жидкостей при бурении применяются: техническая вода и специальные растворы (глинистые или безглинистые, солевые, аэрированные и эмульсии), а также естественные растворы, образующиеся в процессе бурения скважин.

При вращательном бурении скважин на воду в породах слабоустойчивых чаще всего используют глинистые растворы, применение которых обеспечивает: закрепление пород в стенках скважин за счет их глинизации и создания повышенного гидростатического давления; временную изоляцию водоносных пластов; удержание частиц выбуренных пород во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции жидкости; уменьшение потерь жидкости при пересечении водопоглощающих пластов; получение более сохранных образцов (керн) при колонковом бурении по слабоустойчивым породам.

Аэрированные жидкости применяются при необходимости для снижения гидростатического давления столба жидкости в скважине и проникновения ее в пласты. При этом снижаются потери жидкости и уменьшается засорение водоносных пластов.

При бурении скважин в многолетнемерзлых породах, теряющих устойчивость при растеплении (оттаивании), применяются растворы с пониженной температурой замерзания (раствор поваренной соли, дизельное топливо) или предельно охлажденные жидкости. При бурении в многолетнемерзлых породах скального типа, не теряющих устойчивости при оттаивании, наоборот, применяются подогретые жидкости до 35—40° С, во избежание образования в скважине ледяных пробок или примерзания бурильных труб в момент прекращения циркуляции жидкости или при медленном движении ее в скважине.

В практике бурения скважин используются три основные схемы промывки: прямая, обратная и комбинированная. При этом может происходить полная и неполная, или местная (призобойная), циркуляция жидкости (рис. VI.1).

Система прямой промывки скважин характеризуется простотой, но имеет ряд недостатков. К их числу можно отнести повышенный расход жидкости, особенно при бурении скважин значительного диаметра, в связи с необходимостью получать достаточно большую скорость восходящего потока, обеспечивающего вынос продуктов разрушения на поверхность и увеличение возможности возникновения аварий за счет обвалов стенок скважин, сложенных неустойчивыми породами, и прихватов бурового снаряда шламом, оседающим на забой в момент прекращения циркуляции жидкости.

Обратная схема промывки скважин может осуществляться путем нагнетания жидкости или отсасыванием ее с помощью насосов (поршневого, центробежного, вакуумного, водоструйного или эрлифтового). При обратной промывке циркуляция жидкости может быть полной или неполной, местной или внутрискважинной — со сбором шлама в специальные призобойные шлагоулавливающие устройства.

Схема обратной промывки характеризуется целым рядом преимуществ, основными из которых являются следующие:

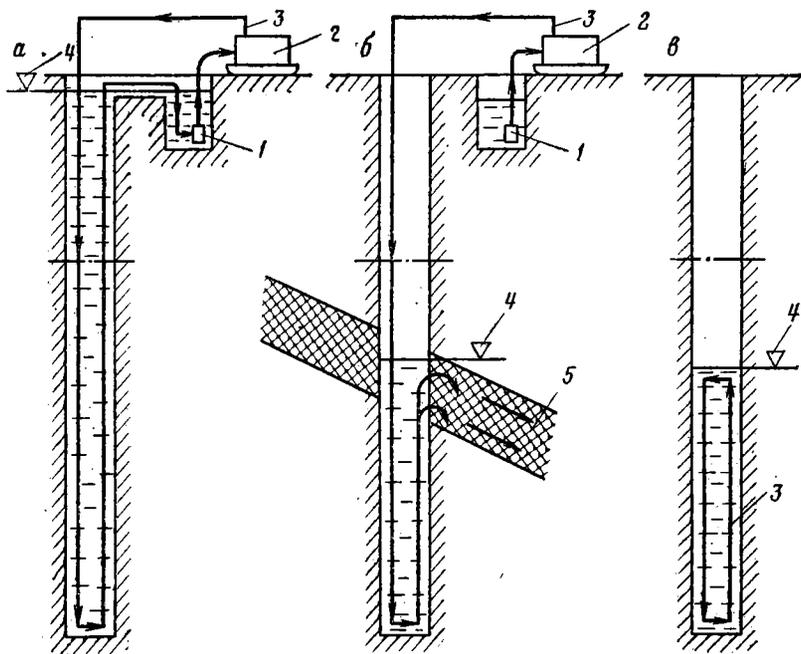


РИС. VI. 1.

СХЕМА ЦИРКУЛЯЦИИ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ;

- |  |                                  |                                  |
|--|----------------------------------|----------------------------------|
| <i>a</i> — полная циркуляция;                  | 1 — хвосток всасывающего шланга; | 4 — уровень жидкости в скважине; |
| <i>б</i> — неполная;                           | 2 — насос;                       | 5 — поглощающий пласт            |
| <i>в</i> — призабойная или местная циркуляция; | 3 — нагнетательная линия;        |                                  |

1. Возможность получить большую скорость восходящего потока при небольшом расходе промывочной жидкости и меньшей потере напора.

2. Улучшение условий формирования керна и возможность его транспортирования на поверхность без подъема бурового снаряда.

3. Уменьшение возможностей возникновения аварий из-за разрушения потоком жидкости неустойчивых пород, слагающих стенки скважин.

4. Уменьшение потерь промывочной жидкости, в особенности при работе с двойной колонной бурильных труб.

Схема комбинированной циркуляции на практике почти не применяется.

## § 2. Глинистые растворы и их основные свойства

Используемые в практике бурения скважин глинистые растворы представляют собой смесь глинистых частиц с водой, обладающую целым рядом важных свойств. По степени дисперсности частиц глинистые растворы относятся к суспензиям (размер частиц твердой фазы 0,1—0,0001 мм и менее), а по проявляемым свойствам могут быть отнесены к коллоидам.

Коллоидные растворы имеют большое значение при бурении скважин. Частицы твердой фазы такого раствора могут находиться во взвешенном состоянии долгое время, а раствор может переходить из жидкого подвижного состояния

в малоподвижную желеобразную массу, называемую гелем. Застудневшая масса при этом может удерживать твердые частицы во взвешенном состоянии. Такими свойствами коллоидные растворы обладают в тех случаях, когда частицы твердой фазы раствора характеризуются хорошей гидрофильностью, т. е. хорошо смачиваются жидкостью. Вокруг гидрофильных частиц образуются водяные пленки, препятствующие их слипанию. По мере уменьшения водных оболочек увеличивается способность частиц слипаться с образованием комочков или хлопьев, оседающих на дно. Раствор коагулирует и теряет коллоидные свойства, У гидрофильных коллоидных систем такое явление может возникнуть при добавлении в раствор электролитов (минерализованной воды).

Глинистые частицы обладают достаточно хорошей гидрофильностью, легко диспергируют в воде, имея чешуйчатую, плоскую форму, что способствует их нахождению во взвешенном состоянии и образованию пленок связываемой воды. Будучи оставленным в покое хороший глинистый раствор теряет подвижность, связывает воду и частицы шлама.

Наиболее хорошие растворы образуются при использовании глин, обладающих гидрофильностью (смачиваемостью), с небольшим размером частиц (менее 0,0001 мм в количестве до 50%), имеющих чешуйчатую форму и содержащих и небольшое количество примеси солей.

К числу наиболее пригодных глин для приготовления глинистого раствора относятся:

- а) монтмориллонитовые или бентонитовые глины — продукты разрушения вулканических пеплов;
- б) каолинито-гидрослюдистые глины, имеющие наибольшее распространение;
- в) каолинитовые глины, используемые обычно с химическими реагентами (добавками).

Основным породоразрушающим минералом у большинства глин является каолинит, состоящий из кремнезема, глинозема и воды ( $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$ ). В бентонитовых глинах каолинит замещен монтмориллонитом, в состав которого входит удвоенное количество кремнезема ( $Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot nH_2O$ ). Кроме этих минералов, в состав глин входят различные окислы и химические элементы ( $Fe_2O_3$ ), ( $K_2O \cdot Na_2O$ ), ( $CaO$ ), ( $MgO$ ), ( $SO_3$ ) и др.

Все глины содержат химически связанную воду, образующую гидроксильную группу (ОН).

Глины обладают большой способностью связывать или впитывать воду, увеличивая свой объем (разбухают), теряя связи между пакетами кристаллической решетки, диспергируя на мелкие частицы чешуйчатой формы. Это объясняется структурой кристаллической решетки. Структура глинистых минералов каолинита и монтмориллонита дана на рис. VI.2.

Кристаллическая решетка глинистых минералов представляет собой систему параллельно расположенных пакетов, сложенных ионами химических элементов и гидроксильными группами.

У каолинита каждый пакет кристаллической решетки состоит из пяти слоев. Чередование пакетов обуславливает пластинчатую структуру каолинита. Но два смежных слоя пакетов представлены разноименными ионами — кислорода (—O) и гидроксильной группы (—ОН). Они образуют более прочную связь между пакетами кристаллической решетки.

Структура кристаллической решетки монтмориллонита несколько отличается от структуры каолинита. Пакеты монтмориллонита имеют семь элементарных слоев, а не пять, и слои смежных пакетов образованы ионами кислорода. Сила связи между пакетами в этом случае значительно меньше. Это обуславливает большую подвижность решетки монтмориллонита. При насыщении глины водой молекулы воды проникают не только по трещинам, капиллярам, но и между пакетами кристаллической решетки, легко раздвигая их вплоть до разрушения на элементарные кристаллические ячейки — тонкодисперсные частицы чешуйчатой формы.

Высокая степень раздробленности глинистых частиц, их пластинчатая форма обуславливают образование большой удельной поверхности частиц и тем самым высокий потенциал свободной поверхности энергии. С этой особенностью связывается проявление разнообразных поверхностных явлений, определяющих пове-

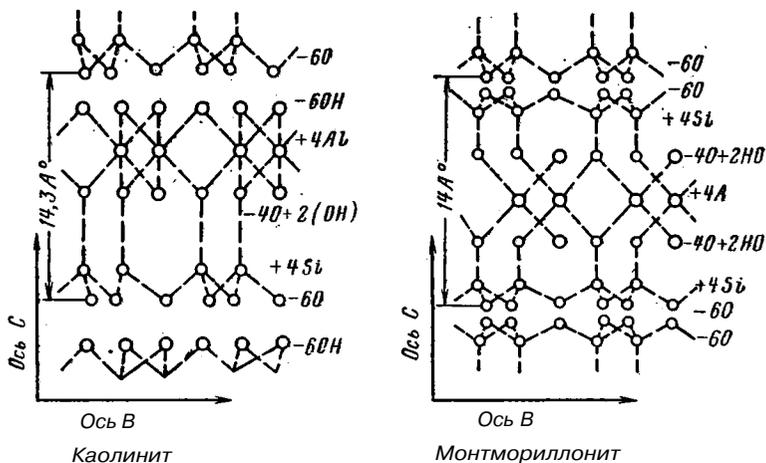


РИС. VI.2.  
СТРУКТУРА ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ КАОЛИНИТА И МОНТМОРИЛ-  
ЛОНИТА

дение и свойства глин (адсорбционные, пластичные, водопоглощающие), высокую гидрофильность и др. Влажная глина обладает связанностью, или липкостью, и связывающей способностью — может удерживать большое количество непластичных (песчаных) частиц. Связь у глин имеет водно-коллоидную природу.

В связи с образованием менее прочной связи между пакетами монтморилло-нитовые глины более интенсивно насыщаются водой и более легко диспергируют, чем каолинитовые. Кроме того, связь между ионами  $O^+$  и  $H^+$  на поверхностных слоях пакетов (кристаллов) монтмориллонита очень непрочная, что обуславливает легкое отделение ионов  $H^+$  в полярной жидкости и замену их ионами  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$  или  $Na^+$ . И, наоборот, могут отрываться ионы металлов. Таким образом, в полярной жидкости может протекать диссоциация элементов. Глинистые частицы при этом являются как бы анионами очень больших размеров, а ионы металлов — катионами. Только при этом катионы не отрываются от анионов, а образуют вокруг них оболочку с положительным электрическим зарядом. Это объясняется сильным действием ионов кислорода, лишенных ионов водорода. Такую диссоциацию называют поверхностной. С ней связана обменная способность и величина электрического заряда глинистых частиц при растворении глины в воде, являющейся полярной жидкостью.

Как установлено исследованиями, при диспергировании глины в воде глинистый раствор ведет себя при приложении разности потенциалов, как система, состоящая из положительно и отрицательно заряженных частиц. Положительно заряженными являются металлические ионы  $K^+$ ,  $Na^+$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$  и другие, отрицательный заряд несут собственно глинистые частицы.

Вследствие этого при растворении глины в воде частицы глины, именуемые мицеллами, приобретают определенное строение (рис. VI.3, а).

Внутренняя часть такой системы называется ядром. Поверхность ядра покрыта ионами, которые сообщают ему отрицательный заряд. Эти анионы прочно связаны с ядром и образуют первый слой отрицательно заряженных ионов, именуемый внутренней обкладкой двойного электрического слоя, вокруг которой располагается слой прочно притянутых положительно заряженных ионов-катионов. Эта часть системы — ядро с двумя слоями называется гранулой, вокруг которой располагается третий слой также положительно заряженных ионов, но имеющих очень слабую связь с ядром. Слой подвижных ионов называется диф-

фузным или ионной атмосферой с уменьшающейся плотностью по мере удаления от ядра.

Два слоя положительно заряженных ионов (неподвижный и подвижный) образуют обкладку двойного электрического слоя.

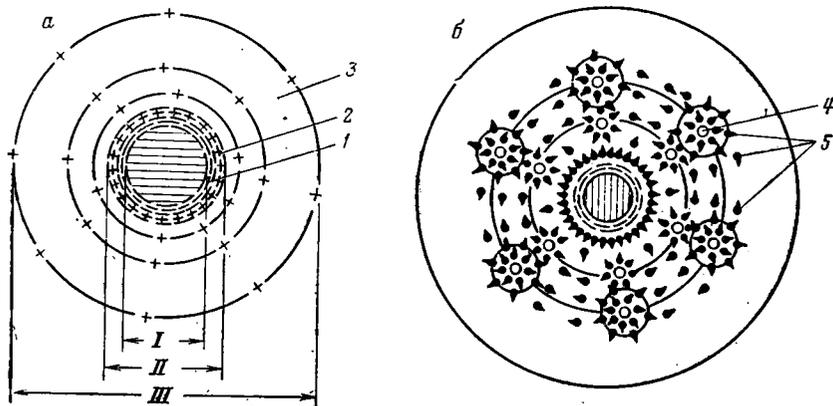
Наличие диффузного слоя и его размеры определяют важные свойства глинистых частиц, главным из которых является их способность к поглощению отдельных ионов, молекул и целых коллоидных частиц. Эта способность зависит в определенной степени от параметров диффузного слоя и в первую очередь от его толщины.

Толщина диффузного слоя, в свою очередь, определяет величину электрического потенциала глинистой частицы в воде. На толщину диффузного слоя и соответственно на электрический потенциал сильно влияет природа ионов, его насыщающих, и их валентность. Чем больше валентность, тем сильнее электрическое притяжение между ионами диффузного слоя и ионами ядра, тем сильнее притяжит диффузный слой к поверхности ядра и тем меньше его толщина. Поэтому наиболее мощный диффузный слой создает одновалентные ионы:  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Li}^+$ . Мощность диффузного слоя, образованного двухвалентными ионами  $\text{Ca}^{2+}$  или  $\text{Mg}^{2+}$ , меньше, и минимальную мощность имеет диффузный слой, образованный трехвалентными ионами —  $\text{Al}^{3+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ .

Таким образом, в зависимости от состава ионов диффузного слоя, коллоидные частицы — мицеллы обладают разными  $\zeta$ -потенциалами ( $\zeta$ -дзета). В  $\text{Na}^+$ -диффузном слое он больше, чем в  $\text{Ca}^{2+}$ , в  $\text{Fe}^{3+}$  и  $\text{Al}^{3+}$ -диффузном слое он еще меньше. От этого показателя зависят многие свойства коллоидного раствора. Если молекулы дисперсионной среды коллоидного раствора полярны, как, например, молекулы воды, то они, попадая в электрическое поле, создаваемое глинистой частицей, принимают ориентированное положение (рис. VI.3, б). Молекулы воды группируются главным образом вокруг ионов диффузного слоя, образуя гидратные оболочки. Кроме того, они притягиваются и непосредственно ядром. Образуется гидратная оболочка вокруг глинистой частицы. Чем больше полярность жидкости, тем сильнее эффект поляризации и тем больше связываются жидкости. Поэтому глины набухают в воде сильнее, чем в других, менее полярных жидкостях, и способны образовывать коллоидные растворы. С таким строением глинистых частиц связаны явления поглощения в глинистых породах, которые отно-

РИС VI.3.  
СХЕМА СТРОЕНИЯ ГЛИНИСТОЙ ЧАСТИЦЫ В ВОДЕ:

- |   |   |                             |
|---|---|-----------------------------|
| I — ядро;                               | 2 — слой положительно заряженных неподвижных ионов; | 4 — катион диффузного слоя; |
| II — гранула;                           | 3 — слой подвижных катионов (диффузный);            | 5 — молекулы воды           |
| III — мицелла;                          |   |                             |
| I — слой отрицательно заряженных ионов; |   |                             |



сяте к поверхностным процессам, играющим важную роль, в частности, при обработке глинистых растворов различными реагентами.

Наиболее важным из процессов поглощения является физико-химическое поглощение, или ионный обмен, при котором поглощаемые из раствора ионы заменяются новыми, освобождаемыми частицами породы (обменная адсорбция), и механическое поглощение, заключающееся в простом механическом задерживании пористой породой из фильтрующейся через нее жидкости взвешенных частиц. В частности, тонкие глинистые частицы могут адсорбироваться поверхностью более крупных частиц песка. Эти виды поглощений имеют важное значение при использовании глинистых растворов, так как позволяют придавать им необходимые свойства или, наоборот, ухудшают эти свойства.

Характер и количество катионов, находящихся в адсорбированном слое глинистых частиц, оказывают большое влияние на свойства глинистых растворов, так как от этого находится в прямой зависимости степень гидратации глинистых частиц. Высокой поглощающей способностью обладают тонкодисперсные глинистые частицы, называемые поглощающим комплексом.

Ионный обмен является одним из видов адсорбционных явлений (обменная адсорбция). Характерной особенностью этого процесса является то, что исчезающий из водного раствора ион заменяется другим, освобожденным поверхностью взаимно действующих с раствором глинистых частиц. Реакция ионного обмена, подобно химическим реакциям обменного разложения, протекает в эквивалентных количествах, в большинстве случаев обратима и подчиняется закону действующих масс.

Искусственно вызывая или изменяя ход ионного обмена, можно резко изменить свойства глинистого раствора в нужную сторону. Например, при действии раствора  $\text{CaCl}_2$  на навеску глинистой породы, не имеющей растворимых солей, из раствора может исчезнуть 10 мг экв иона  $\text{Ca}^{2+}$ . Сделав анализ раствора, можно установить, что в нем появится ровно 10 мг экв. какого-либо другого катиона ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  или  $\text{K}^+$ ) в том случае, если произошла обменная реакция. Иногда количество катионов в растворе может быть меньше, тогда обязательно увеличивается концентрация ионов  $\text{H}^+$ . В сумме их будет столько, сколько исчезло ионов из раствора. Обменная реакция носит поверхностный характер (мгновенное течение обменной реакции, чего не наблюдается при химических реакциях).

Исходя из представлений о двойном электрическом слое вокруг глинистых частиц, ионный обмен связывают с ионами диффузного слоя, которые в процессе обменной адсорбции обмениваются на ионы раствора. При этом известно, что:

1) в зависимости от знака заряда частиц, т. е. от того, образован ли диффузный слой катионами (+) или анионами (—), может происходить катионный или анионный обмен;

2) чем больше удельная поверхность глинистых частиц и толщина диффузного слоя, которая связана с величиной заряда гранулы, или так называемого  $\zeta$ -потенциала, тем выше обменная способность глины. Особенно высокой обменной способностью обладают органические коллоиды.

Ионный обмен определяется рядом факторов, связанных как с характером частиц, так и со свойствами раствора. Главными из них являются:

1. Минералогический состав глинистой части породы. Наибольшей обменной способностью обладают глины группы монтмориллонита, наименьшей — каолинита.

2. Степень раздробленности (дисперсности) глинистого материала, определяющая удельную поверхность породы: чем выше степень раздробленности, тем выше обменная способность. Искусственное измельчение повышает эту способность у всех минералов, кроме монтмориллонита, имеющего естественную высокую способность к обмену. Это объясняется подвижностью его кристаллической решетки, что обуславливает наличие обменных реакций не только на внешней поверхности кристаллика, но и на его внутренних поверхностях между отдельными элементарными пакетами.

3. Концентрация электролитов. Чем она выше, тем интенсивнее протекает ионный обмен.

4. Природа обменивающихся ионов. Чем выше их способность к диссоциации, тем меньше энергия обмена ионов. По энергии обмена ионы располагаются в

следующем порядке:  $Fe^{3+} > Al^{3+} > H^+ > Ba^{2+} > Ca^{2+} > Mg^{2+} > K^+ > Na^+ > Li^+$ . По способности к диссоциации наоборот:  $Fe^{3+} < Al^{3+} < H^+ < Ba^{2+} < Ca^{2+} < Mg^{2+} < K^+ < Na^+ < Li^+$ .

Энергия обмена иона  $H^+$  выше не только одновалентных, но и двухвалентных катионов. Наибольшей энергией обмена обладают наименее диссоциирующие трехвалентные катионы, наименьшей — одновалентные катионы.

Катионы существенно влияют на коллоидно-химические свойства глин и глинистых растворов. Так, например, степень дисперсности данной глины понижается с увеличением валентности поглощенного глиной катиона; Поэтому наличие катионов  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$  и  $Ba^{2+}$  в составе глин ухудшает их качество. Наоборот, глины с катионами  $Na^+$  или  $K^+$  обладают более хорошими свойствами. Способность глин поглощать воду подчиняется такой же закономерности.

В литературе широко освещено влияние поглощаемых катионов на коллоидно-химические свойства глин. Наиболее интересными выводами из проделанных исследований являются следующие.

1. Степень дисперсности данной глины понижается с увеличением валентности поглощенного глиной катиона в таком порядке:



Для двухвалентных катионов  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ ,  $Ba^{2+}$  получены близкие между собой показатели степени дисперсности, но более низкие, чем для одновалентных катионов. Если в состав глины входят два катиона (например  $Na^+$  и  $Ca^{2+}$ ), то степень дисперсности глины зависит от их соотношения и тем больше, чем больше катионов  $Na^+$ .

2. Набухание глин (поглощение воды) подчиняется той же закономерности — уменьшается с увеличением валентности катионов.

Одной из характерных особенностей коллоидных частиц является их способность при определенных условиях соединяться (слипаться) друг с другом или с более крупными зернами. Это свойство частиц называется в коллоидной химии способностью к свертыванию, или коагуляцией. В результате свертывания образуются сложные частицы — агрегаты, выпадающие в осадок.

При известных условиях некоторые из образовавшихся агрегатов могут в определенной степени легко снова распадаться на мелкие частицы. Этот процесс, обратный свертыванию, называется *пептизацией* или *диспергированием*.

Явление свертывания указывает на то, что между частицами начинают преобладать силы притяжения над силами отталкивания. Это возникает при *дегидратации* (удаление водной оболочки) частиц. Исходя из наличия двойного электрического слоя, как было выяснено, сближению частиц и проявлению сил притяжения между ними мешает наличие у частиц заряда и диффузной оболочки, состоящей из обменных катионов, и ориентированных вокруг них молекул воды. Некоторые ученые считают, что диффузный слой обладает упругими свойствами; что препятствует слипанию частиц друг с другом.

Существует несколько видов коагуляции.

1. Электролитная коагуляция, имеющая наибольшее значение, происходит при увеличении концентрации электролитов. Концентрация электролита для разных условий различная, обуславливает снижение  $\zeta$ -потенциала до значения, при котором начинается коагуляция. Минимальная концентрация электролита, при которой начинается процесс коагуляции, называется электролитическим порогом или порогом коагуляции данного электролита в данных условиях. Чем выше гидрофильность коллоида, тем выше для него порог коагуляции данного электролита.

Опыты показали, что свертывающим действием из ионов электролитов обладают те, которые имеют заряд, по знаку противоположный заряду коллоидной частицы и одноименный с зарядом ионов диффузного слоя. Такие ионы называют ионами-коагуляторами.

Действия другого иона электролита, имеющего заряд такой же, как и частица, противоположно действию иона-коагулятора, но много слабее. Этот ион стремится увеличить степень дисперсности системы, т. е. стабилизировать ее. Такой ион называют ионом-стабилизатором или ионом-пептизатором.

В отношении отрицательно заряженных частиц, к которым относится подавляющее большинство глинистых частиц, роль ионов-коагуляторов играют катионы, а ионов-стабилизаторов — анионы.

Опыты многих ученых показывают, что на порог коагуляции электролита значительно влияет природа иона-коагулятора, главным образом его валентность. Чем она выше, тем большей коагулирующей способностью обладает электролит и тем ниже его порог коагуляции. По способности вызывать коагуляцию катионы располагаются в такой ряд:  $\text{Li}^+ < \text{K}^+ < \text{Na}^+ < \text{Mg}^{2+} < \text{Ca}^{2+} < \text{H}^+ < \text{Fe}^{3+} < \text{Al}^{3+}$ .

В отношении отрицательно заряженных глинистых суспензий большой коагулирующей способностью обладает ион водорода. Он выше даже двухвалентных катионов. В присутствии ионов водорода повышается коагулирующая способность и других катионов.

Валентность ионов-стабилизаторов на порог коагуляции электролитов влияет в меньшей степени и обратно влияют ионы-коагуляторов. Порог коагуляции тем выше, чем выше валентность иона-стабилизатора.

В отношении отрицательно заряженных глинистых суспензий исключением из общего правила является гидроксильный ион ( $\text{OH}^-$ ). Его стабилизирующая способность выше, чем коагулирующая способность одновалентных катионов. Поэтому гидраты и карбонаты щелочей ( $\text{NaOH}$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{K}_2\text{CO}_3$  и др.), сообщаемые раствору щелочную реакцию, при небольших концентрациях оказывают на глинистые суспензии стабилизирующее, а не коагулирующее действие. Гидраты же двух и трехвалентных металлов, как и нейтральные соли, оказывают коагулирующее действие, также как и ион водорода, если нет более сильнодействующего иона-стабилизатора.

На порог коагуляции данного электролита сильно влияют состав ионов в диффузном слое и явление ионного обмена. С уменьшением валентности и атомной массы ионов диффузного слоя порог коагуляции увеличивается, а коагулирующее действие электролитов уменьшается.

Таким образом, электролитная коагуляция вызывается как изменением концентрации солей в растворе, так и ионным обменом с заменой сильно диссоциирующего иона слабо диссоциирующим. В обоих случаях можно получить обратное явление уменьшением концентрации электролита или обратной заменой слабо диссоциирующего катиона сильно диссоциирующим.

Электролитная коагуляция в глинистом растворе может иметь место при вскрытии сильно минерализованных пластовых вод, разбавляющих раствор. В этом случае может произойти свертывание тонкодисперсных частиц и последующая их седиментация — осаждение.

2. Коагуляция может происходить при встрече коллоидов с противоположно заряженными частицами. При определенном соотношении количеств противоположно заряженных веществ происходит взаимное свертывание частиц. Это так называемая взаимная коагуляция. Если одно из веществ находится в избытке, смесь может остаться устойчивой, приобретая заряд избыточного вещества.

3. Коагуляция может происходить, наконец, при замораживании коллоидного раствора или суспензии (близка к электролитной). В еще не затвердевшей части жидкости увеличивается концентрация электролита, что вызывает коагуляцию раствора. Кроме того растущие кристаллы льда вызывают сближение и соприкосновение глинистых частиц, облегчая их слипание.

Коагулирование растворов можно предупреждать и прекращать, воздействуя на них определенными веществами, которые благоприятствуют увеличению электрического заряда и гидратации частиц, могут вызывать распадение скоагулированных микроагрегатов и способствовать образованию золя или суспензии.

Восстановление коллоида, или пептизация, может происходить, например, под влиянием очень слабого раствора электролита (ниже его порога коагуляции). Это объясняется адсорбцией ионов, увеличивающих  $\zeta$ -потенциал. Явление пептизации может иметь место также при уменьшении концентрации электролитов в растворе. Сжатый диффузный слой при этом расширяется, а  $\zeta$ -потенциал увеличивается.

Пептизация наблюдается и при обработке глины раствором электролита, содержащим сильно гидратированный катион, например  $\text{Na}^+$ . При этом происходит ионный обмен с насыщением диффузного слоя натрием, что приводит к расширению диффузного слоя и увеличению  $\zeta$ -потенциала. Если при этом выходящий из диффузной оболочки катион образует с анионом электролита труднорастворимое соединение, то реакция обмена идет более эффективно. Например, при обработке  $\text{Ca}^{2+}$ -глины раствором соды ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) образуется труднорастворимый осадок  $\text{CaCO}_3$ , а глина насыщается катионами  $\text{Na}^+$ . Создание щелочной среды также увеличивает толщину диффузного слоя вокруг глинистых частиц и, следовательно, препятствует их свертыванию.

Все вышеизложенное имеет значение при приготовлении, эксплуатации и обработке глинистых растворов в целях повышения их качества.

Проявление разнообразных свойств глинистых растворов как коллоидов имеет место только при известных концентрациях частиц глины определенного состава и формы.

При концентрации частиц менее 1—2 вес. % получается мутный раствор, который, будучи оставлен в покое, постепенно светлеет. При растворении глины в количестве более 20 вес. % после тщательного перемешивания осаждения частиц при использовании качественной глины практически не будет происходить. Но частицы, перемещаясь по закону броуновского движения, сталкиваются друг с другом. Если частицы соприкасаются при этом местами, покрытыми водной оболочкой, то силы притяжения не действуют, и они расходятся. Если же соприкосновение произойдет частями, лишенными водной оболочки, то происходит сцепление частиц. В связи с этим в глинистом растворе, находящемся в покое, через некоторый промежуток времени образуется сплошная скелетная структура из глинистых частиц по всему объему. Раствор теряет подвижность, превращаясь в твердое высокопластичное тело. Жидкая фаза раствора частью связывается глинистыми частицами, частью закупоривается в ячейках скелетной структуры и только часть ее может выделяться на поверхности раствора в виде слоя чистой воды. Это явление называется *структурообразованием*.

При механическом воздействии — перемешивании или взбалтывании — связи между частицами разрываются и структура раствора разрушается. Раствор снова приобретает подвижность и свойства жидкости. Такое превращение раствора называется *тиксотропией* \*.

Эти явления могут быть объяснены способностью глинистых частиц весьма энергично связывать воду, как это было показано ранее. Количество связанной воды зависит от степени дисперсности глинистых частиц, их концентрации и формы. Чем выше дисперсность, т. е. меньше частицы, тем их количество больше, а следовательно, больше общая поверхность, связывающая молекулы воды. Подсчитано, что поверхность частиц глины массой 1 г может достигать сотен квадратных метров. На способность частиц связывать воду влияют размер, форма и минеральный состав.

Наиболее хорошим глинистым раствором является такой, который при циркуляции легко подвижен, после прекращения циркуляции быстро превращается в гель, переходя от действия небольших усилий при перемешивании вращающимися бурильными трубами опять в жидкое состояние. Такой раствор легко перекачивается и очищается в желобах от частиц выбуренной породы. Одновременно он мало поглощается пористыми породами, в которых быстро застудневает. При прекращении циркуляции из такого раствора частицы выбуренной породы не оседают на забой.

Структурообразование глинистых растворов определяется целым рядом факторов, важнейшими из которых являются: состав свободного электролита в глинистом растворе, концентрации электролита, дисперсной фазы и ионов водорода, температура, степень дисперсности (размер) частиц, форма частиц, толщина гидратных оболочек вокруг частиц, концентрация частиц глины.

Опытами установлено, что суспензия из бентонитовой глины, лишенная электролитов, не обнаруживает тиксотропных свойств. Незначительное прибавление

\* «Тиксотропия» происходит от греческих слов *thisis* — трогать, *tronein* — меняться.

ТАБЛИЦА VI.1

## ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Измеряемые свойства	Тип прибора	Марка прибора
Плотность	Ареометр	АГ-1; АГ-2
Коллоидальность	Отстойник	Мензурка
Стабильность	Цилиндрический сосуд	ЦС-1; ЦС-2
Статическое напряжение сдвига	Пластометр ротационный	СНС-1; СНС-2; ГП-4
Удерживающая способность раствора	Цилиндрический сосуд	Прибор Цуринова
Вязкость (условная)	Вискозиметр	СПВ-5
Водоотдача	Прибор, работающий на избыточном давлении	ВМ-6
Содержание газа в растворе	Прибор, работающий на избыточном давлении (УкрНИИгаз)	ВГ-1
Толщина глинистой корки	Игла ВИКа	Завода КИП
Содержание песчаных частиц в растворе	Отстойник	ОМ-1; ОМ-2

электролита слабой концентрации придает системе способность к структурообразованию. С увеличением концентрации электролита выше допустимой происходит коагуляция раствора с выпадением осадка. Способность к структурообразованию у растворов увеличивается с повышением способности глин к набуханию и пластичности. У каолинита, обладающего меньшей способностью к набуханию и меньшей пластичностью по сравнению с монтмориллонитом, менее отчетливо проявляется и структурообразование. Но это свойство может быть усилено путем добавления к системе не обладающей тиксотропными свойствами, тиксотропного вещества. Даже лесок-пльвун в этом случае может показать отчетливые тиксотропные свойства при прибавлении глинистых частиц в количестве 2%.

Основными свойствами глинистого раствора, связанными с нахождением глинистых частиц во взвешенном состоянии, являются: плотность, коллоидальность, статическое напряжение сдвига, удерживающая способность, вязкость и динамическое сопротивление сдвигу, водоотдача, толщина и липкость глинистой корки, содержание песчаных частиц, водородный показатель. Для измерения этих свойств глинистых растворов применяют специальные приборы, основные из которых приводятся в табл. VI.1.

Для контроля за качеством буровых растворов заводом КИП (г. Москва) выпускаются комплекты приборов — лабораторий переносные типа ЛГР-3 или смонтированные на автомашине — типа АЛГР-1.

В последнее время разрабатываются полуавтоматические комплексные приборы для измерения ряда свойств. Так, ВНИИ нефтяной и газовой промышленности создан полуавтоматический регистратор плотности и вязкости РПГР-2 с записью показателей самописцем.

*Техническая характеристика прибора РПГР-2:*

Диапазон измерения плотности,	г/см <sup>3</sup> . . . . .	. . . . . 1—2
Предел измерения вязкости, с . . . . .		. . . . . 100
Погрешность измерения:		
плотности, % . . . . .		±2
вязкости, с . . . . .		не более ±0,5
Температура окружающего воздуха, °С . . . . .		±50

Питание электрическое:	
напряжение, В .....	220
частота, Гц .....	50
Потребление сжатого воздуха	
расход, дм <sup>3</sup> /ч .....	2
давление, кгс/см <sup>2</sup> .....	2—10
Габаритные размеры, мм:	
Датчика .....	1100X410X250
приборного шкафа .....	800X490X350
Масса, кг:	
датчика .....	18,5
приборного шкафа .....	78,5

### § 3. Технические средства

#### и технология приготовления глинистых растворов

Приготовление глинистых растворов может осуществляться непосредственно на буровых или централизованно с помощью специального оборудования — глиномешалок механического или гидравлического действия различных конструкций. Разнообразие выпускаемых промышленностью средств объясняется разной потребностью в глинистом растворе и использованием глин разного качества (комовые, порошкообразные).

Наиболее распространенным средством для приготовления глинистых растворов являются глиномешалки механического действия различной емкости.

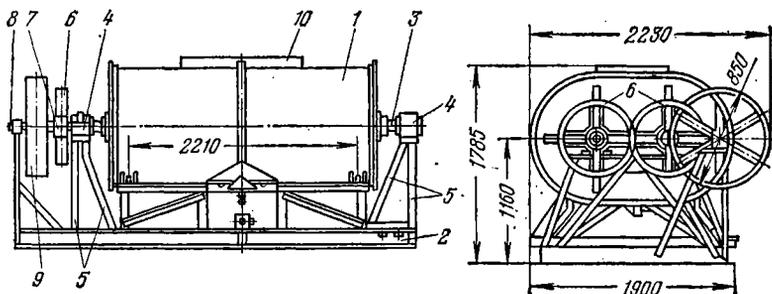
*Механическая глиномешалка* представляет собой металлическую емкость цилиндрического или овального сечения, внутри которой помещается один или два вала с лопастями и перемычками, при вращении которых разрушается глина, частицы которой перемешиваются с водой. По расположению емкости механические глиномешалки могут быть горизонтальные и вертикальные от 0,3 до 4 м<sup>3</sup> и более.

На рис. VI.4 показана конструкция механической двухвальной глиномешалки типа МГ2-4 с горизонтальным расположением емкости. Емкость 1 крепится на металлической раме 2. Два вала 3 покоятся в подшипниках 4, укрепленных на стойках 5 рамы. Оба вала связаны между собой парой зубчатых колес 6, одно из которых находится в зацеплении с малым зубчатым колесом 7, сидящем на ведущем вале 8. На этом же вале посажен приводной шкив 9, который получает вращение от двигателя с помощью плоскоременной или клиноременной передачи. Загрузку глины и воды осуществляют через люк 10.

Отечественная промышленность выпускает двухвальные глиномешалки с емкостью от 0,75 до 4 м<sup>3</sup> двух и более марок ОГХ-7А, ГМЭ-0,75, МГ2-4 и Г2-П-2. Производительность таких глиномешалок в зависимости от состояния исходного материала может быть от 1,5 — до 6 м<sup>3</sup>/ч.

РИС. VI.4.

МЕХАНИЧЕСКАЯ ДВУХВАЛЬНАЯ ГЛИНОМШАЛКА ТИПА МГ2-4



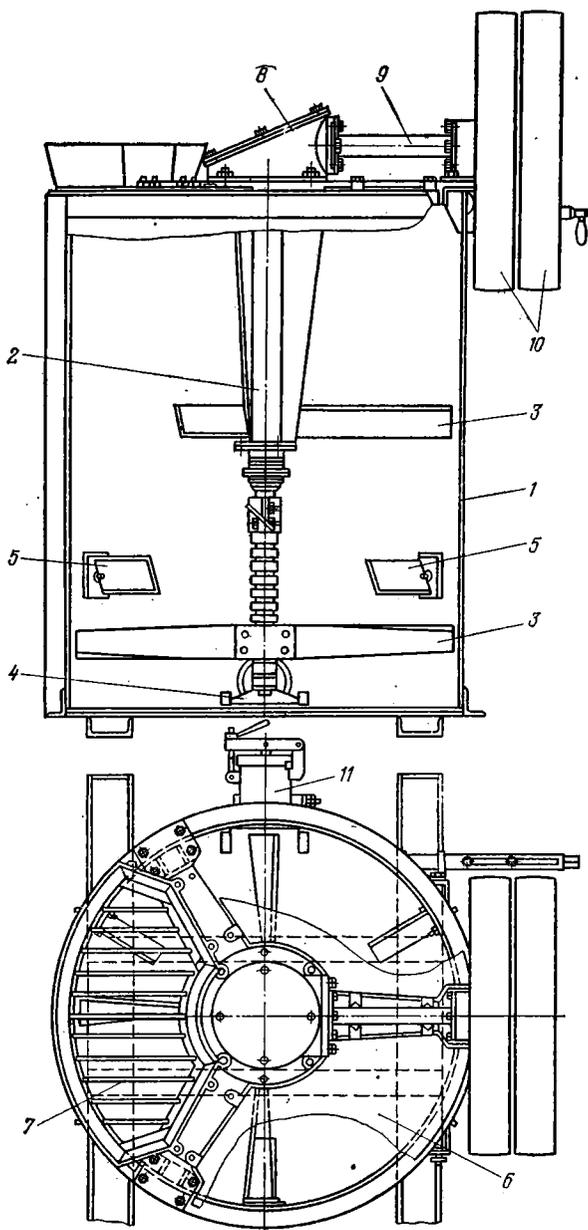


РИС. VI.5.  
МЕХАНИЧЕСКАЯ ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛИНОМШАЛКА  
ТИПА ОGX-7А

*Техническая характеристика двухвальной глиномешалки ГМЭ-0,75*

Емкость, м <sup>3</sup> . . . . .	0,75	Напряжение, В . . . . .	220
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	1,5—2,0	Масса, т . . . . .	0,85
Мощность электродвигателя, кВт. . . . .	2,8		

В практике бурения геологоразведочных скважин широкое применение находит механическая вертикальная глиномешалка с одним валом типа ОГХ-7А (рис. VI.5).

Глиномешалка ОГХ-7А состоит из металлического бака 1 цилиндрической формы, внутри которого в подшипниках установлен вертикально вал 2 с лопастями 3 для перемешивания исходного материала. На нижнем конце вала укреплен дополнительная лопасть 4, перемещающая куски глины от центра бака к периферии. На внутренних стенках бака укреплены неподвижные лопасти 5, способствующие более интенсивному перемешиванию исходных материалов. Сверху бак закрыт крышкой 6, люк снабжен решеткой 7. Решетка препятствует попаданию в бак слишком крупных кусков глины при загрузке. Вращательное движение вертикальному валу от двигателя передается через редуктор 8 и горизонтальный приводной вал 9 с рабочим и холостым шкивами 10 плоскоременной передачей. Для выпуска готового раствора в нижней части бака имеется сливное отверстие и патрубок 11 с крышкой. Перед сливным отверстием в баке установлен съемный порожек, препятствующий выходу нерастворившихся кусков глины.

*Техническая характеристика глиномешалки ОГХ-7А*

Емкость, м <sup>3</sup> . . . . .	0,75	Габаритные размеры, М	
Частота вращения рабочего вала, об/мин. . . . .	95	длина . . . . .	1,25
Мощность привода, л. с. . . . .	6	ширина . . . . .	1,22
		высота . . . . .	1,68
		Масса, т. . . . .	0,385

В последнее время для приготовления глинистых растворов широко используются фрезерно-струйные мельницы (ФСМ-3, ФСМ-7) или фрезерно-металлельные мельницы (ФММ). Они применяются также при утяжелении глинистых растворов, их дегазации и в ряде других случаев. Фрезерно-струйная мельница типа ФСМ-7 (рис. VI.6) состоит из корпуса, лопастного ротора, приемного бункера, шарнирной предохранительной плиты, диспергирующей рифленной плиты, ловушки и устройства для отвода получаемого раствора. Процесс приготовления раствора заключается в следующем. В приемный бункер мельницы непрерывно подаются глина (комовая или порошкообразная) и вода, которые попадают на лопасти ротора и перемешаются вдоль диспергирующей плиты. В этот период происходит первичное измельчение глины. Более тонкое диспергирование происходит при ударе струи жидкости с глинистыми частицами, выбрасываемой с силой лопастями ротора, о выходную решетку и перемещении суспензии вдоль решетки и через отверстия в ней.

Готовый раствор сливается через лоток в емкость или циркуляционную систему, а крупные частицы глины снова попадают на лопасти ротора и переизмельчаются.

С помощью ФСМ могут осуществляться три схемы приготовления и обработки растворов (рис. VI.7).

По первой схеме (рис. VI.7, а) ФСМ включается в циркуляционную систему и приготавливаемый раствор собирается в емкостях или доливаеся в циркуляционную систему по мере надобности.

При осуществлении второй схемы (рис. VI.7, б) ФСМ включается в циркуляционную систему: буровой насос—скважина—желоб—ФСМ—желоб—приемные емкости (отстойники)—буровой насос. В этом случае раствор, выходящий из скважины вместе с частицами выбуренной породы, поступает в ФСМ, минуя очистную систему, обрабатывается в ней и непрерывно поступает в емкости, откуда

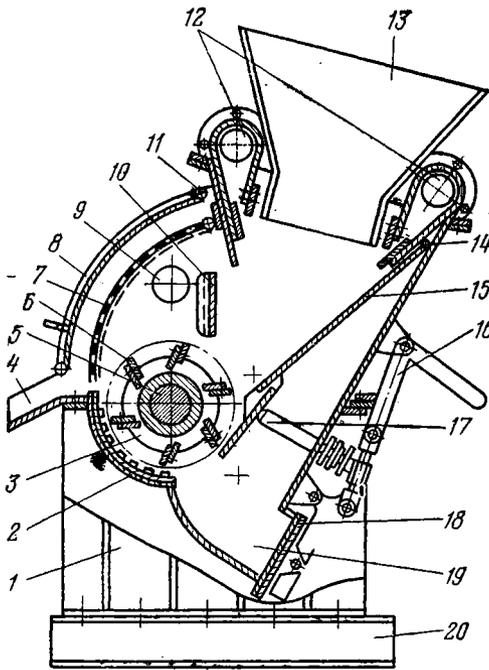


РИС. VI.6.  
СХЕМА УСТРОЙСТВА ФРЕ-  
ЗЕРНО-СТРУЙНОЙ МЕЛЬНИЦЫ  
ФСМ-7:

- 1 — нижняя часть корпуса;
- 2 — диспергирующая плита;
- 3 — ротор;
- 4 — сливной лоток;
- 5 — вал;
- 6 — сменные лопасти;
- 7 — выходная решетка;
- 8 — крышка;
- 9 — входное отверстие дегазаци-  
онной трубы;
- 10 — отражательный щиток;
- 11 — шарнир крышки;
- 12 — шелевые насадки водопода-  
ющей трубы;
- 13 — бункер;
- 14 — шарнир;
- 15 — предохранительная плита;
- 16 — затвор крышки ловушки;
- 17 — упорная штанга;
- 18 — крышка ловушки;
- 19 — ловушка;
- 20 — рама

буровым насосом подается в скважину. Применяется эта схема для приготовления естественных растворов при бурении по мягким породам, а также при утяжелении, дегазации и регулировании параметров используемого бурового раствора. Недиспергируемые частицы твердых пород в этом случае задерживаются выходной решеткой ФСМ и накапливаются в ловушке, откуда периодически удаляются. При регулировании параметров раствора в мельницу можно загружать комовой глины до 10—12 т/ч, глинопорошка до 30—35 т/ч, утяжелителя до 40—45 т/ч.

Третья технологическая схема (рис. VI.7, в) отличается от второй тем, что она «замыкается» на емкость, а не на скважину. В этом случае раствор из емкости буровым насосом непрерывно подается в ФСМ, где обрабатывается и поступает снова в емкость. Процесс в таком замкнутом цикле продолжается до тех пор, пока раствор не приобретет нужных параметров.

#### Техническая характеристика ФСМ

Диаметр ротора, мм	400	Мощность привода, кВт	28
Длина ротора, мм	600	Габаритные размеры, м:	
Количество лопастей, шт.	6	длина	2,42
Частота вращения ротора, об/мин	500	ширина	1,92
Диаметр отверстий выходной решетки, мм	3—5	высота	1,92
Производительности, м <sup>3</sup> /ч	<250	Масса с электродвигателем, т	1,9

Опыт эксплуатации ФСМ показывает высокую эффективность. По сравнению с двухвальными глиномешалками типа МГ2-4 производительность ФСМ в 10—12 раз выше, а удельный расход электроэнергии в 8—10 раз меньше. Мельница в 3 раза легче, а занимаемая ею площадь в 4 раза меньше.

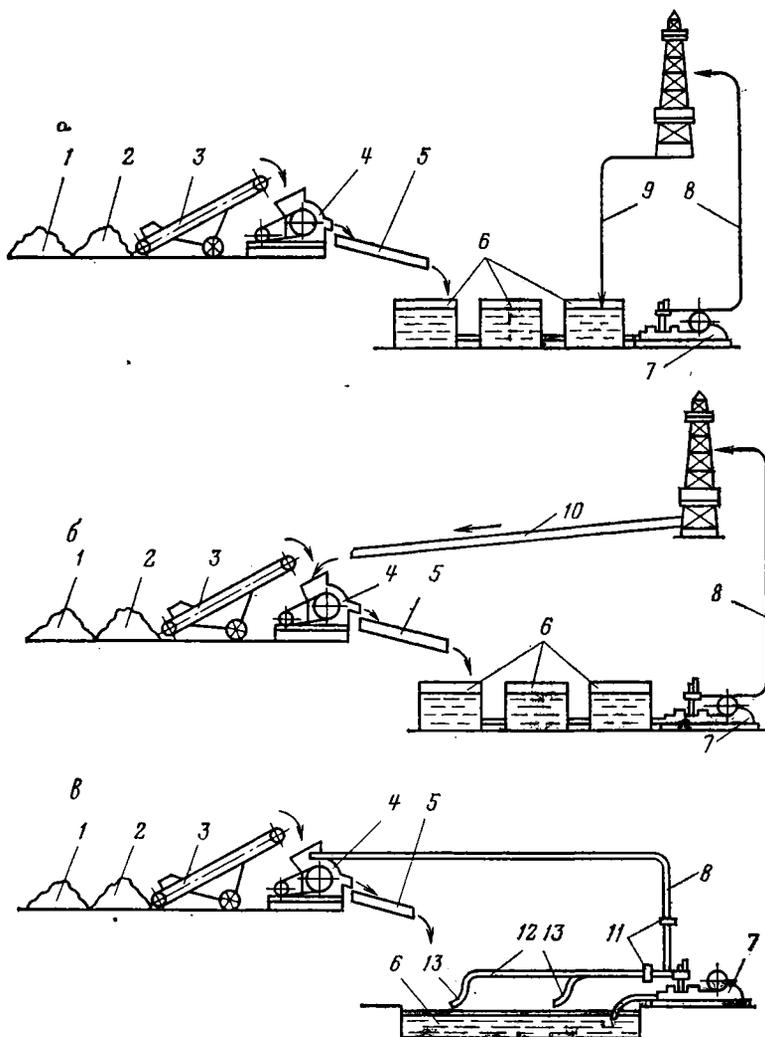


РИС. VI.7.  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ  
С ПОМОЩЬЮ ФСМ:

*a* — первая схема «открытая»;  
*б* — вторая схема «замкнутая» на скважину;  
*в* — третья схема «замкнутая» на емкость;  
1 — глина;  
2 — утяжелитель;

3 — ленточный транспортер;  
4 — ФСМ;  
5 — сливной желоб;  
6 — емкость (амбар);  
7 — буровой насос;  
8 — нагнетательный трубопровод (шланг)

9 — желоб циркуляционной системы;  
10 — магистральный желоб;  
11 — задвижки;  
12 — обвязка гидромониторов;  
13 — гидромониторы

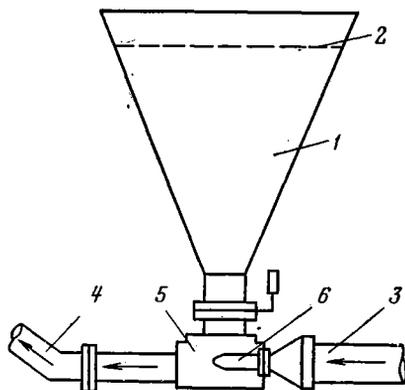


РИС. VI.8.  
СХЕМА УСТРОЙСТВА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ГЛИНОМЕШАЛКИ ЭЖЕКТОРНОГО ТИПА

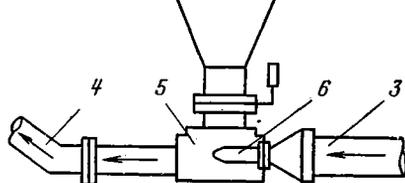
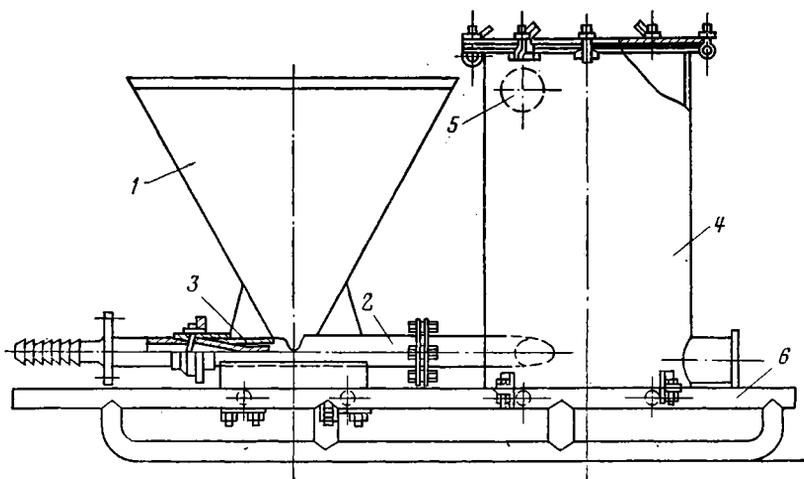


РИС. VI.9.  
ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ МЕШАЛКА ЭЖЕКТОРНОГО ТИПА ГДМ-1

- 1 — бункер-воронка;
- 2 — смесительная камера;
- 3 — сопло;
- 4 — бак;
- 5 — сливное отверстие;
- 6 — рама\* основание



На базе фрезерно-метательной мельницы в объединении Саратовнефть был создан агрегат для приготовления промывочной жидкости АППЖ-4. В состав агрегата входят, кроме того, насос ПНВГ-2, пригодный для перекачивания зашламованной жидкости, струйная камера СК-2 и приемная емкость. Все узлы смонтированы на общей раме. Производительность установки  $20 \text{ м}^3/\text{ч}$ , мощность электродвигателя  $20 \text{ кВт}$ . Масса  $2000 \text{ кг}$ .

Гидравлические смесители используются для приготовления глинистых растворов из порошкообразных и комовых глин, для утяжеления и химической обработки растворов, а также для приготовления химических реагентов. Отличительной особенностью гидравлических глиномешалок является то, что их действие основано на использовании кинетической энергии потока жидкости и они имеют большую производительность: от  $40\text{--}50$  до  $100\text{--}120 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Используются гидравлические глиномешалки при бурении глубоких скважин, когда имеет место большой расход глинистого раствора. Известны конструкции гидравлических глиномешалок двух типов: эжекторные и гидромониторные.

Гидравлические мешалки (рис. VI.8), имеющие наиболее простую конструкцию, состоят из металлического бункера — воронки 1 с решеткой 2, нагнетательной 3 и отводящей 4 труб, смесительной камеры 5 и насадки 6. Используются глино-

мешалки эжекторного типа для приготовления глинистого раствора из качественных глинопоршков. Принцип работы такой мешалки заключается в следующем. В бункер подается порошковая глина, а по нагнетательной трубе одновременно вода (или глинистый раствор) под давлением 20—30 кгс/см<sup>2</sup>. В смесительной камере создается пониженное давление за счет разрежения (эффект эжекции), вследствие чего глинопоршок «засасывается» в камеру, где интенсивно перемешивается с водой. Получающаяся суспензия поступает через отводной патрубок в емкость или специальный бак. Подъем отводного патрубка или наличие бака создают необходимый подпор в смесительной камере. Получаемый таким образом раствор не всегда обладает хорошими качествами из-за наличия крупных частиц (комочков) недиспергированной глины. Для получения более качественного раствора суспензию тщательно перемешивают прежде чем использовать для бурения.

В практике бурения глубоких скважин широкое применение нашли гидравлические мешалки типа ГДМ-1 (рис. VI.9). Глиномешалка имеет специальный бак, в котором происходит перемешивание раствора. Для дополнительного измельчения комочков глины в баке установлен специальный башмак, о который ударяется поток жидкости. Готовый раствор изливается через отверстие в верхней части бака.

#### *Техническая характеристика гидромешалки*

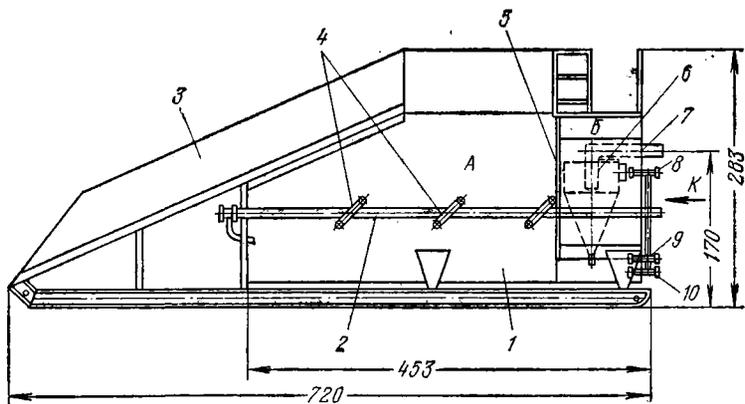
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	70—90	Габаритные размеры, м	2,8X1,6X1,9
Объем бункера, м <sup>3</sup>	9175	Масса, т	1,12
Объем бака; м <sup>3</sup>	1,0		

Гидромониторные смесители успешно применяются для приготовления растворов из крупных комков или смерзшихся глыб. Такие глиномешалки имеют значительный полезный объем резервуара-смесителя (от 6 до 60 м<sup>3</sup>), исходный материал в который может загружаться бульдозером или прямо из самосвала. Разрушение комков глины и ее диспергирование осуществляют под действием высоконапорных струй жидкости, получаемых с помощью серии гидромониторных насадок.

На рис. VI. 10 показана схема устройства глиномешалки гидромониторного типа. Глиномешалка состоит из емкости, разделенной на две части перегородкой (смеситель — полость А и циркуляционная система — полость Б), гидромониторов, связанных системой труб, шламоотделителя гидроциклонного типа и помоста. С помощью бульдозера или скреперной лебедки глина загружается в смеситель (полость А), где она под действием мощных струй шести гидромониторов разрушается и смешивается с водой. Из смесителя раствор попадает в циркуляционную систему емкости (полость Б) лабиринтного типа, где из него осаждаются комки и крупные частицы глины, которые под действием струй дополнительных гидромониторов возвращаются в смеситель. Очищенный от крупных частиц раствор с помощью гидромонитора 8 подается в гидроциклонный шламоотделитель 6, где происходит тонкая очистка раствора от недиспергированных частиц глины и механических примесей (песчаных частиц). Отсюда раствор поступает через сливной трубопровод выкидной линии в емкости или циркуляционную систему, а недиспергированные частицы и песок оседают в нижней части гидроциклона и гидромонитором 10 транспортируются в смеситель (полость А).

В практике бурения глубоких скважин используют гидромониторные глиномешалки типа ГСТ, ГВТФ, системы Панировского, УПР-Р-2 конструкции И. Н. Резниченко и др. Производительность таких гидромешалок от 40—50 до 110—120 м<sup>3</sup>/ч, давление жидкости перед насадками гидромониторов от 50 до 100 кгс/см<sup>2</sup>. Техническая характеристика гидромониторного смесителя типа ГСТ приведена в табл. VI.2.

Приготовление глинистых растворов может осуществляться с помощью различных средств двумя способами: с периодической и непрерывной загрузкой исходных материалов.



*Вид К*

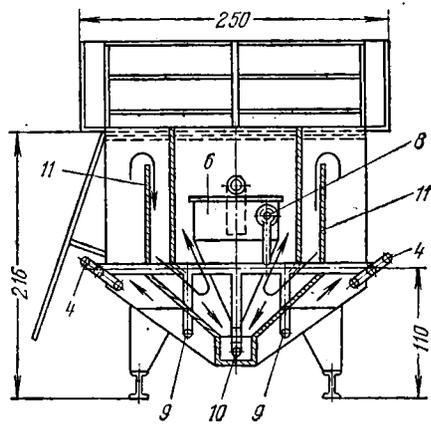


РИС. VI. 10.  
СХЕМА УСТРОЙСТВА ГЛИНОМШАЛКИ ГИДРОМОНИТОРНОГО ТИПА;

- 1 — емкость;
- 2 — обвязка;
- 3 — приемный помост;
- 4 — гидромониторы;
- 5 — перегородки;
- 6 — гидроциклонный шламоотделитель;
- 7 — выкидная линия;
- 8, 9, 10 — гидромониторы;
- 11 — перегородки

ТАБЛИЦА VI.2  
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДСТВ  
ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Показатели	Технические средства				
	ГМЭ-0,75	ОГХ-7А	ФСМ	ГДМ	ГСТ
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	1,5—2,0	1,0—1,5	до 250	70—90	40
Емкость, м <sup>3</sup>	0,75	0,75	2,5	1,0	14
Мощность привода, кВт	2,8	6	28	—	—
Масса, т	0,85	0,38	1,9	1,12	8,39
Габаритные размеры, м:					
длина	—	1,25	2,42	2,8	—
ширина	—	1,22	1,92	1,6	—
высота	—	1,68	1,92	1,9	—

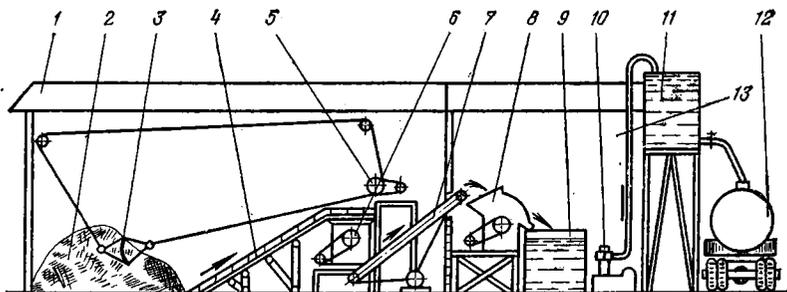


РИС. VI. 11.  
СХЕМА УСТРОЙСТВА ГЛИНОСТАНЦИИ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА;

1 — навес для хранения глины и химических реагентов;  
2 — глина;  
3 — скрепер;  
4 — скреперный лоток;

5 — скреперная лебедка;  
6 — механизм для измельчения глины;  
7 — ленточный транспортер;  
8 — фрезерно-струйная мельница;

9 — приемная емкость;  
10 — насос;  
11 — напорный бак;  
12 — водовозка;  
13 — утепленное помещение глиностанции

При периодическом способе приготовления в глиномешалку загружают определенное количество глины и добавок, заливают полностью водой и перемешивают содержимое в течение 30—50 мин. Периодически отбирают пробы и определяют основные параметры получаемого раствора. При достижении заданных параметров раствор сливают в емкость. Для очистки раствора от комочков недиспергированной глины и песчаных частиц раствор пропускают через шламоотделитель того или иного типа. Перед приготовлением раствора глину полезно замачивать за сутки до загрузки в глиномешалку. Смерзшиеся комья глины при использовании механических глиномешалок рекомендуется отогреть паром или горячей водой.

При непрерывном способе приготовления раствора в глиномешалку практически непрерывно загружают исходный материал — глину и воду, а готовый раствор постоянно вытекает через верхний патрубок в желоб и приемную емкость.

При емкости глиномешалки 4 м<sup>3</sup> и частоте вращения вала 70—80 об/мин за 1 сут можно приготовить при периодическом способе 80—100 м<sup>3</sup>, а при непрерывном 260—280 м<sup>3</sup> раствора.

Для приготовления глинистого раствора в крупных организациях создаются специальные глинистые станции или глинозаводы. Это рационально делать особенно в зимнее время и при небольших расстояниях от базы до буровых. В этом случае все механизмы, оборудование и емкости размещаются в отапливаемом помещении (обычно щитовом здании временного типа), а глина и добавки — мод навесом или в сарае рядом с основным помещением. Схема такой глиностанции средних размеров приведена на рис. VI. 11. Глина со склада перемещается в механизм для предварительного измельчения (дробилку) с помощью скреперной установки. Измельченная глина подается ленточным транспортером в бункер глиномешалки, куда поступает в нужном количестве вода. Готовый раствор сливается и приемную емкость и насосом закачивается в напорный бак, откуда самотеком заполняются цистерны-водовозки, доставляющие раствор на буровые.

Для получения глинистого раствора заданного качества в нужном объеме производится расчет количества глины и воды следующим образом.

$$\gamma_p = x \gamma_g + (1 + x) \gamma_v, \quad (\text{VI. } 1)$$

где  $\gamma_p$  — заданная плотность раствора, т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_g$  — плотность глины, т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_v$  — плотность воды, т/м<sup>3</sup>;  $x$  — количество глины, необходимой для приготовления

1 м<sup>3</sup> раствора заданной плотности, м<sup>3</sup>; (1 + x) — количество воды для тех же условий, м<sup>3</sup>. Количество глины x будет определяться выражением

$$x = \frac{\gamma_p - \gamma_b}{\gamma_r - \gamma_b}. \quad (\text{VI.2})$$

Массовое количество глины на 1 м<sup>3</sup> раствора в тоннах будет

$$q_r = x\gamma_r = \frac{(\gamma_p - \gamma_b) \gamma_r}{\gamma_r - \gamma_b}. \quad (\text{VI.3})$$

Всего на V в м<sup>3</sup> раствора потребуется глины в тоннах

$$Q_r = Vq_r = V\gamma_r \frac{\gamma_p - \gamma_b}{\gamma_r - \gamma_b}. \quad (\text{VI.4})$$

Количество воды Q<sub>в</sub> в тоннах соответственно определится выражением

$$Q_b = Vq_b = V\gamma_b \left(1 - \frac{\gamma_p - \gamma_b}{\gamma_r - \gamma_b}\right). \quad (\text{VI.5})$$

В процессе приготовления раствора соотношение количества глины и воды уточняется по плотности и другим параметрам:

#### § 4. Регулирование свойств глинистых растворов

Глинистые растворы, получаемые из природных глин, далеко не всегда обладают нужными параметрами. Они обычно имеют незначительную плотность и вязкость, большую водоотдачу, низкую стабильность. Кроме того, многие свойства раствора в процессе бурения скважин меняются и часто в худшую сторону за счет взаимодействия с частицами выбуренной породы или насыщения раствора минерализованными водами при пересечении водоносных пластов. Особенно отрицательное действие оказывают тонкодисперсные частицы сульфатных пород.

Все необходимые качества раствору придают путем химической обработки и утяжеления. При этом следует помнить, что некоторые свойства раствора могут влиять по-разному на процессы бурения скважин. Так, увеличение плотности раствора способствует поддержанию стенок скважин, но, с другой стороны, усиливает потерю — уход жидкости в толщу проницаемых пород и ухудшает условия разрушения породы на забое. Повышение вязкости снижает потери (поглощение) промывочной жидкости и способствует выносу разрушенных частиц породы, но вместе с тем ухудшает условия очистки глинистого раствора от шлама, повышает гидравлические потери при прокачивании раствора по трубам и т. д. Поэтому к выбору основных качественных показателей раствора следует подходить продуманно и решать этот вопрос в каждом отдельном случае наиболее рационально.

Глинистые растворы нормируют исходя из геолого-технических условий работ. Эти условия могут быть нормальными и осложненными. При нормировании учитывают, что глинистые растворы должны обеспечить успешную проходку скважины: интенсивную очистку забоя от выбуренной породы и глинизацию стенок скважины с целью предупреждения потерь жидкости, обвалов стенок скважины, выбросов газа, нефти или пластовых вод.

Нормы, составленные для целого района, должны уточняться применительно к особенностям каждой разбуриваемой скважины. При нормальных условиях бурения показатели глинистого раствора должны быть примерно такими:

стабильность	<0,06	кажущаяся вязкость по	
отстой, %	<5	СПВ-5, с	18—20
статическое напряжение сдвига $\theta$ , мгс/см <sup>2</sup>	60	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	5—10
динамическое сопротивление сдвигу $\tau$ , мгс/см <sup>2</sup>	30—50	толщина корки, мм	1—2
структурная вязкость, сП	2—4	плотность, г/см <sup>3</sup>	1,1—1,35
		содержание песка, %	<3—4

При бурении в осложненных условиях для борьбы с потерей циркуляции повышают условную вязкость до 120 с (по СПВ-5). Для борьбы с обвалами и выбороми показатели должны быть иными:

водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<3	стабильность	<0,02
вязкость по СПВ-5, с	>35	плотность, г/см <sup>3</sup>	<1,8—2,5

На буровой вышке качество глинистого раствора рекомендуется проверять не менее 2—3 раз в смену, а иногда и 4 раза при бурении в осложненных условиях. При этом определяется плотность, вязкость и содержание песка. Статическое напряжение сдвига, водоотдача и толщина корки определяются 1—2 раза в смену в лаборатории. Результаты определения и условия работы заносят в специальный журнал.

При выборе глины следует помнить, что не всякая глина пригодна для получения глинистого раствора. Даже лучшие бентонитовые глины, образующие раствор плотностью 1,05 г/см<sup>3</sup> и вязкостью 20 с, имеют водоотдачу до 15 см<sup>3</sup> за 30 мин при толщине корки до 1,5—2 мм.

При выборе глины прежде всего следует обращать внимание на дисперсность фракций глины и состав примесей. Глина не должна содержать песчаных частиц, т. е. должна быть жирной на ощупь, и не должна иметь примесей гипса, известняка и других солей.

Прежде чем готовить раствор из глины, необходимо ее опробовать. Для этого готовят небольшое количество раствора и определяют его показатели при вязкости 18—20 с. Если полученные показатели будут близки к нормальным, то глину можно считать пригодной для приготовления глинистого раствора.

Добытую в карьере глину иногда перемалывают в порошок или брикетируют. В том и другом случаях глину рекомендуется перемалывать в вальцовой или шаровой мельницах и химически обрабатывать. Это в значительной степени повышает дисперсность частиц, а следовательно, улучшает процесс приготовления раствора.

Производство глинопорошка организовано в ряде районов страны из привозных и местных глин: на Махарадзевском (Грузинская ССР) и Краснодарском заводах — из глин Асканского месторождения, на Альметьевском заводе (Татарская ССР) — из местных глин Биклянского месторождения, на Куганакском заводе (Башкирская АССР) — из местных глин Талаевского месторождения, на Нефтебадском месторождении (Таджикская ССР) — из местных глин, на Константиновском заводе (УССР) — из привозных глин Часовьярского месторождения. Глинопорошок из бентонитовых глин должен отвечать следующим требованиям: тонкость помола такая, при которой остаток на сите с 4900 отверстиями на площади 1 см<sup>2</sup> не превышает 5%, влажность — не более 5%. Приготовленный раствор из такого глинопорошка должен иметь:

вязкость, с	20	толщину корки, мм	<1,5
плотность, г/см <sup>3</sup>	1,05	суточный отстой и стабильность	0
водоотдачу, см <sup>3</sup> /30 мин	<14		

В ряде случаев для приготовления глинистых растворов используются местные комовые глины, добываемые в карьерах. Так, например, в Кузбассе широко

применяются глины Мусохрановского месторождения. Но растворы из местных глин обладают обычно низкими показателями.

Для придания растворам требуемых свойств они подвергаются обработке специальными химическими реагентами и добавками.

### **Химические реагенты и добавки для обработки промывочных жидкостей**

Химические реагенты обычно делятся на группы по различным признакам. По химическому составу это могут быть высокомолекулярные органические или неорганические соединения (реагенты-коллоиды) или низкомолекулярные неорганические соединения (реагенты-электролиты) или, наконец, инертные материалы — добавки.

По действию на свойства буровых растворов это могут быть реагенты-стабилизаторы (понижители водоотдачи, понизители вязкости), структурообразователи, пептизаторы, коагуляторы, пенообразователи или пеногасители.

По отношению к действию солей — солестойкие и несолестойкие. По отношению к температуре — термостойкие и не термостойкие. Наконец, по способности растворяться — растворимые в воде; растворимые в щелочной среде; растворимые в углеводородных жидкостях.

Все известные классификации реагентов в значительной степени условны, так как не имеют единого классификационного признака.

В наиболее полной и часто употребляемой классификации по действию реагентов на буровые растворы имеются противоречия. Действительно, реагенты, отнесенные к понизителям водоотдачи, в определенных условиях не менее эффективно снижают вязкость и статическое напряжение сдвига. И, наоборот, реагенты-понижители вязкости могут снижать водоотдачу. Учитывая, что в разных условиях свойства растворов должны быть различными, обычно нормируется главное из них для того или иного случая и по этому признаку подбирается основной реагент. Если регламентируются параметры нескольких свойств — подбирается и несколько реагентов. В табл. VI.3 приводятся наиболее употребляемые в практике бурения скважин химические реагенты и добавки.

В табл. VI.4 приводится характеристика часто употребляемых химических реагентов (по Б. С. Филатову и И. И. Кошко).

ТАБЛИЦА VI.3  
КЛАССИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ ТИПОВ РЕАГЕНТОВ И ДОБАВОК

Типы реагента или добавки		Типичные реагенты или добавки
По химическому составу	По действию на промывочную жидкость	
1	2	3
Низкомолекулярные соединения (реагенты электролиты)	Специального назначения	Едкий натр Кальцинированная сода Жидкое стекло Хлористый натрий Фосфаты натрия Хроматы и бихроматы натрия Известь Сернистый кальций Хлористый кальций
	Понижители водоотдачи	Крахмал Карбоксиметилцеллюлоза Сульфозирцеллюлоза Гидролизованный полиакрилонитрил (ГИПАН)

Типы реагента или добавки		Типичные реагенты или добавки
По химическому составу	По действию на промывочную жидкость	
1	2	
Высокомолекулярные соединения (реагенты-электролиты)	Понизители вязкости	Карбофен Нейтральный сульфитный шлок (НСЩ) К-4 Дубильные экстракты Синтетические танины (синтаны) Полифенолы лесохимические (ПФЛХ) Окисленные гидролизные лигнины (ОГЛ) Сульфит-спиртовая барда (ССБ) Гексаметафосфат натрия Феррохромлигносульфонат натрия (ФХЛС) Натуральный клеточный сок
Высокомолекулярные соединения (реагенты-электролиты)	Комбинированного или общего действия	Углекислотный реагент (УЩР) Торфщелочной реагент (ТЩР) Конденсированная сульфитспиртовая барда (КСССБ) Ионогенные анионоактивные ПАВ (мыла, алкисульфаты, алкисульфаты); сульфенол, азоляты, детергент советский, контакт Петрова, нейтрализованный черный контакт и др.
Высокомолекулярные соединения (реагенты-электролиты)	Понизители поверхностного натяжения (ПАВ)	Ионогенные катионоактивные ПАВ; катамин А, катапин А, алкомон СО-2 и др. Неионогенные ПАВ; смачиватели ДБ, ОП-4, ОП-7, ОП-10 ОЖК, УФЭ8, КАУФЭ14 и др.
Высокомолекулярные соединения (реагенты-электролиты)	Повышение плотности раствора	Барит Гематит Магнетит Пирролизит Концентрат колошниковой пыли
Инертные добавки	Снижение подвижности раствора	Измельченный целлофан Слюда чешуйки Отходы кожевенного производства Кордовое волокно Асбестовое волокно Отходы хлопкового производства

ТАБЛИЦА VI.4

## ХАРАКТЕРИСТИКА ВАЖНЕЙШИХ РЕАГЕНТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ХИМИ

Марка или название	Товарный вид реагента	Содержание активного вещества в товарном продукте, вес. %	Примерная рабочая концентрация активного вещества в промывочной жидкости или, реагенте, кг/м <sup>3</sup>	Основное воздей-
				танные глинист
1	2	3	4	5
Каустическая сода (едкий натр)	Сильно гигроскопическая кристаллическая масса с плотностью 1 кг/см <sup>3</sup> , поставляемая в запаянных барабанах, или водный раствор различной плотности в стальных бочках	—	—	—
Кальцинированная сода (углекислый натрий)	Белый или серый порошок плотностью 2,5 г/см <sup>3</sup> , трудно растворимый в холодной воде	Прокаленная — 98. Природная: 1 сорт — 80, 2 сорт — 70	20	При малых концентрациях разжижение и некоторое снижение водоотдачи, при увеличении концентрации — резкое загущение и в дальнейшем коагуляция глины в растворе
Жидкое стекло	Раствор в воде плотностью 1,32—1,5 г/см <sup>3</sup> или стекловидная масса (силикат глыба)	30—50	В малосиликатных растворах от 20 до 50	Повышение структурно-механических свойств и водоотдачи
Гексаметафосфат натрия (ГМФН) и другие фосфаты	Стекловидная масса плотностью 2,5 г/см <sup>3</sup>	100	20—30	Аналогично действию кальцинированной соды, но разжижение более сильное

ЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

ствие на необработанные растворы	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
Солевые (более 5% солей)			
6	7	8	9
<p>—</p> <p>Переводит ионы двухвалентных металлов (Са и др.) в нерастворимое состояние. В растворах солей одновалентных металлов не эффективна</p> <p>Аналогична действию кальцинированной соды</p> <p>Аналогично действию кальцинированной соды</p>	<p>Широко используется как добавка для повышения рН при применении многих реагентов (бурый уголь, ССБ, крахмал, нитролигнин и др.)</p> <p>Широко применяется для улучшения диспергирования глин, снижает вязкость и СНС глинистого раствора при разбуживании цемента, гипса или при притоках вод с содержанием ионов кальция и т. д.</p> <p>Для приготовления специальных растворов, малосиликатных, повышающих устойчивость стенок скважины в глинистых породах, и для осаждения катионов <math>Ca^{2+}</math>, <math>Mg^{2+}</math> и др.</p> <p>Применяется для тех же целей, что и кальцинированная сода</p>	<p>Дороговизна, дефицитность, опасность в обращении (ожоги кожи, разъедание одежды)</p> <p>При повышенной концентрации резко возрастают структурно-механические свойства глинистых растворов</p> <p>Узкая область применения. Опасность в обращении</p> <p>То же, что и кальцинированная сода. Кратковременность разжижающего действия. Дефицитность и дороговизна</p>	<p>В виде водных растворов с концентрацией до 10%</p> <p>То же или в виде порошка</p> <p>В виде водных растворов</p> <p>То же</p>

Марка или название	Товарный вид реагента	Содержание активного вещества в товарном продукте, вес. %	Примерная рабочая концентрация активного вещества в промывочной жидкости или, реагенте, кг/м <sup>3</sup>	Основное воздействие глинист	
				Пресные (до 6% солей одновалентных металлов)	
1	2	3	4	5	
Известь	Негашеная — твердое вещество, гашеная — белый порошок («пушонка») плохо растворимый в воде	100	20—30	Резкое повышение структурно-механических свойств и водоотдачи	
Хлористый кальций (хлорная известь)	Гигроскопичный порошок, или аморфная масса в стальных барабанах, или водный раствор плотностью 1,26—1,28 г/см <sup>3</sup>	28—30 (в водном растворе)	В хлоркальциевых растворах	Коагуляция раствора	
Гипс	Порошок сероватого цвета, плохо растворимый в воде (1,7—2%)	100	От 3 до 20 при первичной обработке, 1—2 при последующих	Повышение структурно-механических свойств	
Поваренная соль	Порошок, кристаллическая сыпучая масса	100	От 0 до полного насыщения жидкости	Повышение структурно-механических свойств и водоотдачи	

ствие на не обработанные растворы	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
Соленые (более 5% солей)			
6	7	8	9
<p>Стабилизация путем поддержания состояния регулируемой коагуляции в известковых растворах</p> <p>Аналогично действию известки для хлоркальциевых растворов</p> <p>Аналогично действию известки для гипсовых растворов</p> <p>Эффект действия незначителен</p>	<p>Применяется для приготовления известковых глинистых растворов, а также для резкого повышения структурно-механических свойств глинистых растворов при ликвидации поглощений и для повышения pH в ВКР и гипсовых растворах</p> <p>Используется как источник ионов кальция при приготовлении хлоркальциевых растворов</p> <p>Используется как источник ионов кальция при приготовлении гипсовых растворов</p> <p>Применяется в основном для насыщения промывочной жидкости перед вскрытием соленосных пород во избежание образования каверн и для понижения температуры замерзания промывочной жидкости при бурении в мерзлых породах</p>	<p>При гашении возможны ожоги</p> <p>Опасность в обращении</p> <p>—</p> <p>1. Вследствие зависимости растворимости от температуры насыщение солью на поверхности не предохраняет полностью от растворения соли на больших глубинах</p> <p>2. Концентрированные растворы расплавляют лед и вызывают разрушение льдистых пород</p>	<p>В виде водных «суспензий» «известковое молоко» с концентрацией известки 70—100 кг/м<sup>3</sup></p> <p>В виде водных растворов</p> <p>Растворенным разбуренной породы (гипса и ангидрида) или в виде порошка</p> <p>Так же как и гипс</p>

Продолжение табл. VI.4

Марка или название	Товарный вид реагента	Содержание активного вещества в товарном продукте, вес. %	Примерная рабочая концентрация активного вещества в промывочной жидкости или, реагенте, кг/м	Основное воздействие глинистых
				Пресные (до 5% солей одновалентных металлов)
1	2	3	4	5
Углекислотный реагент (УЩР)	В виде порошка, пасты или жидкости, водного раствора	Содержание гуминовых веществ в порошкообразном УЩР 35—5 в жидком обычно до 4—6	Бурого угля от 100 до 150, едкого натра от 10 до 30	Снижение водоотдачи и статического напряжения сдвига. Вязкость может снижаться или возрастать
Торфоспиртовой реагент (ТЩР)	Твердая масса или жидкий водный раствор		Торфа до 100, едкого натра до 30	То же, что и УЩР, но вязкость глинистого раствора, как правило, больше
Сульфитспиртовая барда ССБ	Изготавливается трех марок: КБЖ — густая темно-коричневая жидкость плотностью 1,27 г/см <sup>3</sup> с содержанием твердого вещества 50%, КБТ — в виде аморфной массы с влажностью 24% и КБП — порошкообразная влажностью 13%. Поставляются КБЖ в цистернах и стальных бочках, а КБТ и КБП — в бумажных мешках массой по 40 кг		От долей процента по 3—6, добавляется отдельно или с щелочами (едкий натр, кальцинированная сода, известь)	Мало эффективная; водоотдача и вязкость могут даже повыситься

ствие на не обработые растворы	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
Соленые (более 5% солей)			
6	7	8	9
Не эффективен	<p>Применяется для снижения водоотдачи, ускорения диспергирования глины в растворе и разжижения растворов при необходимости ограничения водоотдачи, а также стабилизации известковых растворов. Эффективен в комбинациях с многими реагентами (кальцинированная сода, жидкое стекло, хроматы, лигносульфонаты и др.)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Резкое снижение эффективности при повышении концентрации в фильтрате раствора одновалентных оснований более 2—3% и двухвалентных более 0,1%</li> <li>2. Сильное загустевание раствора при разбуhrивании глин</li> <li>3. Увеличение липкости глинистой корки, создающее склонность к прихвату инструмента</li> </ol>	<p>Добавляется в промывочную жидкость как в жидком, так и в сухом виде</p>
Не эффективен	<p>Иногда применяется вместо УЩР в районах, богатых торфом. Кроме того, применяется в качестве загустителя и наполнителя промывочной жидкости при борьбе с ее поглощениями</p>	<p>То же, что и УЩР, но загустевание выражено сильнее</p>	<p>Добавляется в виде водного раствора</p>
Эффективно разжижает и несколько снижает водоотдачу	<p>Вызывает разжижение и небольшое снижение водоотдачи слабо минерализованных (особенно солями кальция) промывочных жидкостей, стабилизирует известковые глинистые растворы. Эффективна в комбинациях с УЩР, хроматами, КМЦ, гипаном, крахмалом и др.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сильное вспенивание глинистых растворов</li> <li>2. Не универсальность, малая эффективность во многих случаях (например, в пресных растворах)</li> <li>3. Трудность транспортировки и использования жидкой ССБ (замерзание)</li> </ol>	<p>В виде водного раствора с pH от 8 до 11</p>

Марка или название	Товарный вид реагента	Содержание активного вещества в товарном продукте, вес. %	Примерная рабочая концентрация активного вещества в промысловой жидкости или, реагенте, кг/м <sup>3</sup>	Основное воздействующие глины
				Пресные (до 5% солей одновалентных металлов)
1	2	3	4	5
Конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) хлорированная (ХССБ), нитро-ванная (НССБ)	По составу исходных продуктов различают КССБ-1 (ССБ + формальдегид + фенол) и КССБ-3 (ССБ + формальдегид + хромпик), КССБ, ХССБ, НССБ представляют собой жидкости, подобные КБЖ. В опытном порядке изготавливаются в виде порошка	20	Для разжижения 1—5, для снижения водоотдачи — до 30	КССБ-1, КССБ-2 и ХССБ эффективно разжижают и снижают водоотдачу, при низких температурах, а КССБ-3 при высоких
Хромлигно-сульфонаты, окзил, окисленная ССБ (ОССБ), ферро-хромлигно-сульфонат (ФХЛС)	Окзил—жидкость плотностью 1,12—1,15г/см <sup>3</sup> , рН = 3,5—4,5, содержащая 25—27% сухого вещества; ФХЛС — жидкость 50%-ной концентрации ОССБ готовят на буровых смешиванием жидкой ССБ с 3—4% хромата (бихромата) натрия или калия в глиномешалке		До 10 с добавлением щелочи до рН = 9—10	Эффективно разжижают и снижают водоотдачу
Нитролигнин НЛ, хлорлигнин ХЛ	Светло-коричневый порошок, не растворимый в воде с рН = 7	Не менее 40	Для разжижения 2—5, для снижения водоотдачи до 20	В концентрации 0,2—0,3% разжижает, 1,5—2% снижает водоотдачу

ствие на не обработые растворы			
Соленые (более 6% солей)	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
6	7	8	9
<p>НССБ и КССБ-2 наиболее эффективны как разжижители и понизители водоотдачи</p> <p>Весьма эффективно разжижают и снижают водоотдачу как при низких, так и при высоких температурах, причем окзил, и ОССБ сильнее снижают водоотдачу</p> <p>При концентрации до 1% разжижает глинистые растворы, содержащие соли одновалентных металлов</p>	<p>Более эффективны, чем ССБ, при использовании в аналогичных условиях. Применяются также для стабилизации известковых (все типы), гипсовых и хлоркальциевых (КССБ-2, НССБ) глинистых растворов</p> <p>Применяются для регулирования свойств пресных и минерализованных глинистых растворов, стабилизации известковых, гипсовых, хлоркальциевых и других ингибированных растворов. Применяются в комбинации с КМЦ: гипаном и другими реагентами. Стойкие при высокой температуре</p> <p>Для разжижителя пресных и маломинерализованных глинистых растворов, например, известкового, малосиликатного в комбинации с понизителями водоотдачи. Совместимы со всеми реагентами, снижающими вязкость и водоотдачу</p>	<p>То же, что и ССБ. Кроме того, КССБ нередко оказывается нестабильной при хранении</p> <p>То же, что и у жидкой ССБ, за исключением пункта 2</p> <p>Слабое влияние на водоотдачу, малая эффективность при высоких концентрациях солей (особенно кальция) и высокой температуре</p>	<p>В товарном виде</p> <p>В товарном виде иногда с добавлением щелочи рН = 9—10</p> <p>В виде 5—10%-ных водных растворов с добавлением 0,5—5% едкого натра или в сухом виде глинистый раствор с рН = 10</p>

Марка или название	Товарный вид реагента	Содержание активного вещества в товарном продукте, вес. %	Примерная рабочая концентрация активного вещества в промывочной жидкости или, реагенте, кг/м <sup>3</sup>	Основное воздействие глинист	
				Пресные (до 5% солей одновалентных металлов)	
1	2	3	4	5	
Игетан	Порошок или паста черного цвета, растворимые в воде	50—60	Для разжижения 2—5, для снижения водоотдачи до 30	Эффективное снижение водоотдачи и разжижение	
Сунил (сульфированный нитроглинин)	Темно-коричневая жидкость с рН = 7,5—8, растворимая в воде	14—18	Аналогично нитроглинину	Аналогично нитроглинину	
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	Зернистый или волокнистый порошок белого или кремового цвета, влажность не более 10%, остаток на сите с диаметром отверстия 2 мм — не более 10%. Изготавливается четырех марок: КМЦ-250, КМЦ-350, КМЦ-500 и КМЦ-600, отличающихся вязкостью водных растворов, солейстойкостью и температуростойкостью		Для КМЦ-250 при первичной обработке 20—30, вторичной — 10—15, для КМЦ-600 соответственно 7—15 и 3—6, для промежуточных марок расход реагента находится между этими пределами	Сильное снижение водоотдачи и СНС глинистого раствора. Вязкость обычно повышается тем больше, чем выше индекс марки КМЦ и содержание глины в растворе	
Сульфэфирилцеллюлоза (СЭЦ)	Аналогично КМЦ	Аналогично КМЦ	При переработке 20—30, при последующих 10—15	Аналогично КМЦ	

ствие на необработанные растворы	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
Соленые (более 5% солей)			
6	7	8	9
<p>Эффективное снижение водоотдачи и разжижение при наличии солей одно- и двухвалентных металлов</p> <p>Более эффективен, чем нитроглинн, пригоден при наличии солей двухвалентных металлов</p> <p>Сильное снижение водоотдачи и вязкости</p> <p>Эффективнее, чем КМЦ-500 и КМЦ-600, стабилизирует раствор с высоким содержанием солей двухвалентных металлов</p>	<p>Для разжижения, понижения водоотдачи и стабилизации глинистых растворов. Добавление в сухом виде не изменяет плотность растворов</p> <p>Для разжижения и понижения водоотдачи пресных и минерализованных глинистых растворов</p> <p>Для понижения водоотдачи. КМЦ-250 рекомендуется применять для глинистых растворов, содержащих до 7% хлористого натрия при температурах до 100° С; КМЦ-250 — при концентрации соли 10—15% и температурах до 130° С; КМЦ-500 и КМЦ-600 — при любых концентрациях соли и до 150° С, причем расход КМЦ-600 в аналогичных условиях меньше, чем КМЦ-500. При применении КМЦ очень важно поддержание значений рН в диапазоне 8—10, при котором эффективность КМЦ максимальна. КМЦ совместима с УЩР, гипаном, лигносульфатами, но не совместима с хроматами</p> <p>Действие реагента отличается от КМЦ большей стойкостью в концентрированных растворах солей двухвалентных металлов</p>	<p>Трудности при транспортировке, хранении и применении, особенно в холодное время</p> <p>Дороговизна, сильное снижение СНС, иногда препятствует успешному утяжелению</p> <p>Аналогично КМЦ</p>	<p>В товарном виде, а также в виде водного раствора</p> <p>В товарном виде, а также в виде водных растворов</p> <p>В виде водных растворов с добавлением в случае необходимости щелочи, реже в товарном виде</p> <p>Аналогично КМЦ</p>

Марка или название	Товарный вид реагента	Содержание активного вещества в товарном продукте, вес. %	Примерная рабочая концентрация активного вещества в промывочной жидкости или, реагенте, кг/м <sup>3</sup>	Основное воздействие глинист	
				Пресные (до 5% солей одновалентных металлов)	
1	2	3	4	5	
Крахмал, модифицированный крахмал (МК)	Белый или сероватый порошок. Натуральный крахмал не растворим в холодной воде, модифицированный — растворим	80—90	При первичной обработке до 30, при последующих — 3—8	Не применяется	
Гипан (гидролизированный полиакрилонитрил натрия) К-4, метас	Гипан — вязкая жидкость от желтого до коричневого цвета, пахнущая аммиаком. Выпускается по МРТУ 0121662—67 двух сортов: гипан-1 и гипан-0,7. Поставляются в цистернах и стальных бочках. Метас представляет собой желтый порошок, растворимый в щелочной воде. Действие его близко к действию гипана-0,7	90	При нормальной температуре 5——8, выше 120° С — 8——20	Сильное снижение водоотдачи, загустевание глинистого раствора, усиливающееся с повышением содержания глины	

ствии на не обработанные растворы			
Соленые (более 5% солей)	Основное назначение и особенности применения	Важнейшие недостатки	Способ ввода в глинистый раствор
6	7	8	9
<p>Сильное снижение водоотдачи, повышение вязкости и СНС</p> <p>Сильное снижение водоотдачи, загустевание раствора тем меньше, чем выше концентрация солей одновалентных металлов и меньше содержание глины</p>	<p>Снижение водоотдачи глинистых растворов различной минерализации как по характеру солей (включая соли кальция, магния, алюминия), так и по их концентрации вплоть до насыщения. Хорошо совместим с другими реагентами: лигносульфатами производными лигнина и в особенности с КМЦ. Действие КМЦ на структурно-механические свойства минерализованных глинистых растворов противоположно действию крахмала, что дает возможность эффективно регулировать эти свойства</p> <p>Высокоэффективный термостойкий (до 200° С) понизитель водоотдачи пресных и слабоминерализованных глинистых растворов. Для предотвращения загустевания применяется в комбинации с разжижителями: лигнинами, хроматами и т. д. При контакте с солями двухвалентных металлов загустевает до образования твердой массы. Это позволяет применять его для ликвидации поглощений промывочной жидкости</p>	<p>1. Способность к ферментации (загниванию). Для устранения загнивания необходимо, чтобы концентрация солей была более 20% или рН больше 11,5. В противном случае необходимо вводить специальные антиферментаторы (хлорная известь, формалин, фенол и др.). Модифицированный крахмал не подвержен загниванию.</p> <p>2. Невысокая термостойкость (не более 120° С)</p> <p>1. Дороговизна и дефицитность.</p> <p>2. Снижение эффективности при одновременном действии высокой концентрации солей и высокой температуры.</p> <p>3. Неэффективность в присутствии солей многовалентных металлов</p>	<p>Натуральный крахмал в виде клейстера, приготовленный на растворе щелочи (соотношение— вода, крахмал, 90 : (5—10); (1—3). Иногда чередуют добавкой клейстера и сухого крахмала. Модифицированный крахмал вводят чаще в товарном виде</p> <p>Гипан, К-4 в товарном виде, метас в виде щелочного раствора с концентрацией 5—10%</p>

## § 5. Специальные растворы для бурения в сложных горно-геологических условиях

Глинистые растворы на водной основе используют при бурении скважин как в нормальных, так и в осложненных условиях.

Для бурения в несложных условиях применяются нормальные глинистые растворы, получаемые из качественных глин с добавками тех или иных химических реагентов. Такие растворы используются при забурировании и бурении скважин в рыхлых песчано-глинистых отложениях, размываемых обычной технической водой, при бурении по слабосцементированным песчаникам, конгломератам, трещиноватым породам, т. е. породам, теряющим устойчивость при насыщении водой или ее циркуляции.

В практике буровых работ очень часто встречаются геологические разрезы, представленные толщами слабоустойчивых, трещиноватых, перемятых, легко разрушающихся при обнажении пород, водо-нефте- или газоносных пластов, многолетнемерзлых льдистых или сухих пород, пересечение которых скважинами сопровождается весьма серьезными осложнениями, снижением производительности и качества работ. В таких условиях могут происходить обрушение и оплывание стенок скважины, образование большого количества шлама или вывалов кусков пород, потеря (поглощение) промывочной жидкости или, наоборот, интенсивный приток в скважину пластовой жидкости или газа вплоть до образования выбросов из скважин фонтанов.

Для уменьшения или полного устранения отрицательных явлений, связанных с неблагоприятными условиями бурения скважин с промывкой, прибегают к помощи специальных глинистых растворов — химически обработанных, утяжеленных или облегченных (аэрированных).

Специальные глинистые растворы, применяемые при борьбе с поглощением жидкости, имеют строго заданные параметры. Применяются такие растворы в осложненных условиях, когда бурение с обычной промывочной жидкостью сопровождается потерей циркуляции, с обвалами и обрушением стенок скважины.

Причинами потери циркуляции является: наличие трещин, открытых пор и каверн, давление в которых меньше давления столба раствора в скважине. Основными оперативными мерами борьбы с потерей циркуляции могут быть: снижение давления в скважине — понижением плотности раствора и увеличением сопротивления движению раствора в пористой среде, увеличение вязкости и сопротивления сдвигу.

Одним из реагентов, обеспечивающим нужные качества раствора при борьбе с поглощением, удовлетворяющим обоим условиям, является негашеная известь, употребляемая в виде так называемой «пушонки»  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  или в виде кусков. Добавка этого реагента понижает плотность и сильно повышает вязкость глинистого раствора в зависимости от концентрации (1—3%). Причем, с течением времени вязкость такого глинистого раствора увеличивается. На стенках пор, трещин и скважины быстро нарастает толстая корка, закупоривающая трещины и поры. Аналогичное действие оказывает на раствор и цемент, только в меньшей степени. Это объясняется меньшей дисперсностью его частиц и меньшим содержанием  $\text{CaO}$ . Наиболее хорошие растворы для борьбы с поглощением получаются при добавке извести или цемента от 5 до 10 вес. %. Но при этом имеют место отрицательные явления: образуется толстая корка на стенках скважины, которая уменьшает сечение ствола; образуется сальник на буровом инструменте; снижается плотность, что нежелательно, если возможны выбросы или обвалы. При использовании извести в глиномешалку заливают на  $\frac{3}{4}$  ее объема воду и на  $\frac{1}{4}$  объема загружают известь. После тщательного перемешивания в глиномешалке получается известковое молоко, которое сливают равномерной небольшой струей в приемный чан. Время истечения всего содержимого глиномешалки должно соответствовать времени, необходимому для полного круговорота глинистого раствора в скважине. Вводить известковое молоко необходимо заблаговременно, до встречи поглощающего пласта (за 20—25 м). В зависимости от интенсивности ожидаемого поглощения вязкость раствора доводится до 60—120 с (по СПВ-5). Расход извести достигает 60 кг на  $1 \text{ м}^3$  раствора,

Чтобы избежать отрицательных явлений, связанных с применением известки, для борьбы с поглощениями используют жидкое стекло. В этом случае на стенках скважины образуется более тонкая корка, а трещины и поры закупориваются гелевыми комками, которые получаются в глинистом растворе. Кроме того, при этом не происходит образования сальников, а плотность раствора повышается, что является положительным при возможных выбросах или обвалах. В противном случае плотность снижается добавлением к раствору воды. Жидкое стекло вливают тонкой струей, направляя на специальную доску, укрепленную в желобе. При этом жидкое стекло, растекаясь по доске, попадает в циркулирующий раствор тонкой пленкой, распределяясь в нем достаточно равномерно. Опораживается бочка за 30 мин. Для повышения вязкости раствора из глины среднего качества вязкостью до 45 с (СПВ-5) необходимо добавлять 1,5% жидкого стекла по массе от объема раствора. Добавление к раствору из глины хорошего качества 5% жидкого стекла приводит к повышению вязкости раствора до 100 с. С понижением температуры на забое скважины увеличивается расход жидкого стекла.

При отсутствии жидкого стекла или известки применяют цемент в количестве до 300 кг на 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора. Глиномешалку заполняют на 0,9 объема водой и добавляют остальное количество цемента. После перемешивания цементное молоко выливается так же, как и при добавлении известки.

При борьбе с поглощением применяют бурый уголь (при большой глубине скважин и опасности прихвата инструмента). Расход бурого угля может составлять от 1 до 3 вес. % от количества глинистого раствора, в зависимости от требуемой вязкости. Едкого натра берется в 10 раз меньше. Например, в глиномешалку емкостью 1 м<sup>3</sup> загружают 20 кг едкого натра, раздробленного на куски размером 5—6 см, добавляют 0,3 м<sup>3</sup> воды и загружают 200 кг бурого угля, истолченного на мелкие части. Содержимое размешивают 30 мин и заполняют глиномешалку водой доверху, снова размешивают, а затем дают отстояться в течение 1 ч. Выпускается реагент в раствор из глиномешалки через патрубок, привариваемый па высоте 20—25 см от дна глиномешалки. Время истечения реагента должно соответствовать времени прокачивания всего объема обрабатываемого глинистого раствора через скважину. Вязкость повышается до 35—50 с (по СПВ-5).

Эффективным средством борьбы с поглощением жидкости за счет уменьшения перепада давления является применение облегченных глинистых растворов с пониженной плотностью. Получают такие растворы в основном двумя способами: химическим и механическим.

При химическом способе обычный глинистый раствор обрабатывается специальными химическими реагентами — пенообразователями, например, кератиновым клеем с жидким стеклом, детергентом советским и другими пенообразователями, применяемыми при тушении пожаров (ПО-1, ПО-К-18 и т. д.). Такие растворы могут иметь небольшую плотность (до 0,3 г/см<sup>3</sup>), повышенную вязкость (до «не течет»), хорошую удерживающую способность и являются достаточно стабильными.

Аэрированный раствор, полученный при обработке реагентом ДС в количестве 1,0% (по данным М. А. Геймана и И. И. Ханмурзина), обладает следующими свойствами: плотностью 0,5—0,6 г/см<sup>3</sup>; вязкостью — «не течет»; суточным отстоем — 0. Такой раствор перекачивается насосом при давлении до 25—30 кгс/см<sup>2</sup> и представляет собой сплошную массу очень мелких пузырьков, обладающих большой силой сцепления между собой и частицами породы (шламом). В табл. VI.5 приводятся некоторые данные, характеризующие свойства обычного раствора и с добавкой ДС.

При использовании пенообразователя ПО-1 получают глинистые растворы с еще меньшей плотностью, в зависимости от количества пенообразователя, как видно из табл. VI.5 (по данным Л. В. Макарова). Исходный раствор при этом имеет плотность 1,08 г/см<sup>3</sup>, вязкость (по СПВ-5) — 24—26 с, водоотдача 10—12 см<sup>3</sup> за 30 мин. Приготовление аэрированного раствора осуществляют в глиномешалке в течение 10—15 мин.

В практике буровых работ нашел широкое применение бескомпрессорный способ азирации бесструктурных промывочных жидкостей. Обогащение пузырьками воздуха жидкости в этом случае происходит в процессе закачивания ее насосом в скважину через аэратор — устройство эжекторного типа, через которое подса-

ТАБЛИЦА VI.5

## ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ, ОБРАБОТАННЫХ ДС

Тип раствора	Параметры глинистого раствора		
	плотность, г/см <sup>3</sup>	вязкость по СПВ-5, с	содержание ДС, %
Глинистый раствор из бентонитовой глины	1,08	37	—
	0,56	Не течет	0,1
	0,55	» »	0,5
Глинистый раствор из местной глины	1,28	30	—
	1,0	Не течет	0,1
	0,77	» »	1,0

ТАБЛИЦА VI.6

## ЗАВИСИМОСТЬ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ ПО-1

Количество ПО-1 от объема раствора, %	Плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>	Количество ПО-1 от объема раствора, %	Плотность жидкости, г/см <sup>3</sup>
0,005	1,02	0,10	0,43
0,01	0,99	0,50	0,33
0,05	0,61	1,00	0,30

ТАБЛИЦА VI.7

## РЕКОМЕНДУЕМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАВ ПРИ ОБРАБОТКЕ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ

Наименование ПАВ	Оптимальные концентрации ПАВ в промывочной жидкости (в пересчете на содержание активного вещества), %		Содержание активных веществ в ПАВ, %
	Вода различной минерализации	Безглинистый раствор	
Азолят А	0,475—1,19	0,025	45—55
Азолят Б	0,012—0,18	0,125	45—55
Смачиватель НБ	0,54—1,15	0,04	50—60
Прогресс	0,02—0,03	0,15	18—20
ОП-7	0,045—0,06	0,4	100
ОП-10	0,06—0,09	0,1	100

сывается воздух. В жидкость предварительно добавляется ПАВ: азолят А или Б, смачиватель НБ, ОП-7, ОП-10 и др. В табл. VI.6 дана зависимость плотности раствора от концентрации ПО-1.

С помощью ПАВ можно аэрировать и обычную техническую воду или безглинистые растворы. В табл. VI.7 приводятся рекомендуемые руководством по аэрации жидкости ВИТР и рациональные концентрации ПАВ в зависимости от состава воды. Необходимое количество ПАВ для обработки промывочной жидкости может быть определено исходя из заданной концентрации

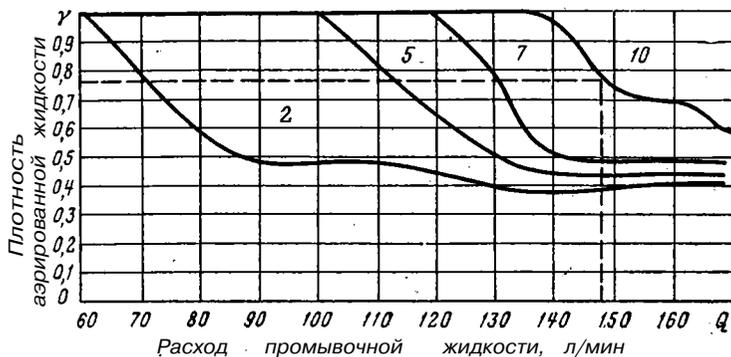
$$Q = V\gamma \frac{K_1}{K_2}, \quad (\text{VI.6})$$

где  $Q$  — количество ПАВ, т;  $V$  — объем обрабатываемой промывочной жидкости, м<sup>3</sup>;  $\gamma$  — плотность промывочной жидкости, т/м<sup>3</sup>;  $K_1$  — заданная концентрация ПАВ, %;  $K_2$  — содержание активного вещества в ПАВ, %. Перед обработкой промывочной жидкости ПАВ (за исключением Прогресса) предварительно растворяются в 10–20 л горячей воды. По мере эксплуатации жидкости (через 2–3 дня) ее снова обрабатывают, так как концентрация ПАВ уменьшается вследствие адсорбции их частицами породы.

При механическом способе обработки глинистый раствор смешивается с газом в специальных смесителях-аэраторах. При этом используются насос и компрессор. Получение аэрированных жидкостей таким способом сложно и жидкости не обладают хорошей стабильностью. Существует и бескомпрессорный способ аэрации промывочных жидкостей. В этом случае используют аэратор эжекторного типа. Он состоит из камеры смешения и насадки — сопла, через которое подается аэрируемый раствор. Плотность, получаемая при аэрации таким способом, зависит от количества прокачиваемой через аэратор жидкости в единицу времени, соотношения диаметров насадки и камеры смешения аэратора и величины противодавления в циркуляционной системе. Рекомендуются следующие соотношения диаметров насадок и втулок камеры смешения: 6 : 10; 6 : 11; 7 : 11. Задаваясь значением плотности промывочной жидкости и зная величину противодавления, подбирают рациональное соотношение диаметров насадки и втулки камеры и режима работы аэратора, пользуясь графиками (рис. VI.12). Практически к такому методу аэрации можно прибегать только при величине противодавления в циркуляционной системе не более 15 кгс/см<sup>2</sup>.

РИС. VI.12.

ГРАФИК ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОТНОСТИ РАСТВОРА ПРИ ЕГО АЭРАЦИИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РАСХОДА ЖИДКОСТИ ПРИ ПАРАМЕТРАХ НАСАДКИ И КАМЕРЫ СМЕШЕНИЯ 7; 11 И РАЗЛИЧНЫХ ПРОТИВОДАВЛЕНИЯХ — 2, .5, 7 И 10 кгс/см<sup>2</sup>



Определение плотности промывочной жидкости при борьбе с поглощением приблизительно можно производить по формуле

$$\gamma_0 = \gamma_1 \frac{H_2}{H_1}, \quad (\text{VI.7})$$

где  $\gamma_0$  — плотность облегченной жидкости;  $\gamma_1$  — плотность исходной (нормальной) жидкости;  $H_1$  — глубина скважины, м;  $H_2$  — высота столба жидкости в скважине при поглощении, м. Если поглощение не ликвидировано при новых параметрах промывочной жидкости, снижают ее плотность на 10–15% против расчетной, снижают водоотдачу и повышают вязкость жидкости. И так, пока не будет ликвидировано поглощение.

Например, при бурении скважины глубиной 800 м с глинистым раствором, имеющим плотность 1,3 г/см<sup>3</sup>, вследствие поглощения уровень жидкости в скважине понизился. Высота столба жидкости от забоя составила 650 м. Рациональная плотность раствора будет

$$\gamma_0 = 1,3 \frac{650}{800} = 1,056 \text{ г/см}^3.$$

Специальные глинистые растворы, применяемые при борьбе с обвалами. Обвалы стенок скважины могут происходить при бурении в породах с неблагоприятной структурой: трещиноватых, слоистых, в особенности с крутопадающими слоями; в породах, не имеющих связи между частицами, или с исчезающей связью при насыщении водой; наконец, в породах, сильно перемятых или разбитых тектоническими нарушениями. Вызываются обвалы ненормальными условиями бурения скважин, а именно: применением растворов с наличием свободной воды, проникающей в пласты, что приводит к их размоканию, набуханию, вспучиванию и к полной потере связи между частицами; при недостаточной гидростатическом противодействии на стенки скважины; наконец, при малых скоростях бурения и длительных перерывах в бурении скважин.

Основными оперативными мерами предупреждения обвалов могут явиться: применение растворов, не имеющих свободной воды или с минимальной водоотдачей; применение растворов, создающих в скважине достаточное противодействие, т. е. растворы с повышенной плотностью. Получить растворы с такими параметрами можно только путем химической обработки их реагентами и утяжелением. Химическая обработка растворов понижает их водоотдачу и защищает породы в скважине от взаимодействия с водой. Высокая плотность жидкости препятствует отделению от стенок скважин частиц и кусков породы. Повышение плотности глинистых растворов часто приводит к увеличению их вязкости. Поэтому в последнем случае производят химическую обработку в целях снижения вязкости раствора.

Утяжеление глинистых растворов может достигаться добавкой веществ, имеющих большую плотность. Наиболее приемлемым утяжелителем является барит. Применение других материалов связано с сильным износом бурового оборудования (в особенности при работе с высокоабразивным гематитом) и получением растворов с очень высокой вязкостью и водоотдачей (пиритовые огарки).

Расчет потребного количества утяжелителя для приготовления глинистого раствора заданной плотности можно произвести по формуле

$$Q_y = \frac{\gamma_{y.p} - \gamma_{r.p}}{\gamma_y - \gamma_{y.p}} V, \quad (\text{VI.8})$$

где  $Q_y$  — массовое количество утяжелителя, т;  $\gamma_y$  — плотность утяжелителя, т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_{y.p}$  — плотность утяжеленного раствора, т/м<sup>3</sup>;  $\gamma_{r.p}$  — плотность исходного глинистого раствора, т/м<sup>3</sup>;  $V$  — объем утяжеляемого раствора, м<sup>3</sup>.

Приготовление утяжеленного раствора производится следующим образом. В глиномешалку закачивают насосом глинистый раствор и одновременно загружают порошок утяжелителя. Раствор перемешивается и непрерывно спускается

в приемный чан через патрубок в верхней части глиномешалки. Из приемного чана он снова поступает в глиномешалку. И так до тех пор, пока не будет достигнута желаемая плотность раствора. Затем его перекачивают в запасную емкость. Раствор можно прокачивать и через скважину (вторым насосом).

Для химической обработки глинистых растворов при борьбе с обвалами применяются следующие реагенты: сульфит-целлюлозный экстракт или сульфит-спиртовую барду; бурый уголь и торф; щелочи (каустическая и кальцинированная сода). При обработке глинистого раствора сульфит-целлюлозным экстрактом уменьшается его водоотдача, толщина корки, снижается вязкость, повышаются стабильность и плотность, так как экстракты обладают плотностью до 1,4—1,5 г/см<sup>3</sup>. Обработка ведется следующим образом. В глиномешалку, заполненную на 1/3 водой, загружается раздробленный едкий натр. После его растворения добавляется сульфит-целлюлозный экстракт, вода и все содержимое перемешивается в течение 1—2 ч. Количество составных частей берется примерно таким: воды — 1 м<sup>3</sup>, едкого натра — 40—60 кг, сульфит-целлюлозного экстракта — 200 кг. Полный расход реагента от 2 до 10 вес. % от объема раствора. В результате взаимодействия едкого натра с сульфит-целлюлозным экстрактом образуются таннаты, которые являются активным веществом. Образовавшийся в мешалке раствор спускается в отстойник и перекачивается в запасной чан. Нормы расхода на 1 м проходки: барита — 22 кг, сульфит-целлюлозного экстракта — 25 кг, едкого натра — 5 кг.

Действие бурого угля и торфа аналогично описанному выше примеру, только активным веществом в этом случае являются щелочные соединения гуминовых кислот — гуматы, получаемые тем же самым способом. Соотношения между бурым углем или торфом и едким натром берется 1 : 100 или 1 : 5, т. е. на 5—10 частей торфа 1 часть едкого натра. Например, на 1 м<sup>3</sup> раствора берется 300 кг торфа, 30—60 кг едкого натра, а остальной объем глиномешалки заполняется водой. Вся масса перемешивается не менее одного часа до получения однородной. После этого раствор сливается в чан. Нормы для обработки раствора бурым углем: вода 100 частей, бурого угля — 20 частей, едкого натра — 2—4 части.

Высококальциевые или хлоркальциевые и известковые глинистые растворы применяются при бурении в разрезах, сложенных самодиспергирующими глинистыми породами (сланцами, разбухающими глинами), а также гипсо-ангидритовыми образованиями или при наличии в скважине минерализованных агрессивных вод. Хлоркальциевый раствор предупреждает обрушение стенок скважин, вспучивание пород и сужение ствола, препятствует диспергированию глинистых частиц и быстрому увеличению вязкости раствора (ингибированию раствора).

В состав хлоркальциевого раствора входят: хлористый кальций (основной носитель ионов кальция-коагулятора), известь (регулятор щелочности раствора), ССБ (или другой понизитель вязкости, регулирующий интенсивность коагуляции глинистых частиц), КМЦ (стабилизатор раствора). Такой раствор имеет хорошие структурно-механические свойства, поддающиеся регулированию. При проникновении фильтрата раствора, содержащего ионы кальция, в пласт происходит его взаимодействие с глинистыми частицами и уменьшение их гидрофильности вплоть до полной дегидратации, что вызывает их слипание и повышает устойчивость глинистых пород в стенках скважины, за счет чего предупреждается их осыпание (обвал).

Расход реагентов зависит от pH среды и необходимого содержания ионов кальция в фильтрате раствора. Так, при бурении в слабоустойчивых сланцах (аргиллитах) содержание ионов кальция должно быть в пределах 0,08—0,15% при pH 8—9. Для этого в глинистый раствор добавляется, в %:

CaCl <sub>2</sub> . . . . .	0,3—0,6	Ca(OH) <sub>2</sub> . . . . .	0,1—0,15
ССБ . . . . .	0,1—0,3	КМЦ . . . . .	1,0—1,5 (в пересчете на сухую массу к объему раствора)

Известковые глинистые растворы применяются для тех же целей, что и хлоркальциевые. Получают такие растворы при обработке нормального глинистого

раствора известью, едким натром, реагентом-понижителем вязкости (ССБ, ПФЛХ, окисленный лигнин и др.) и реагентом-стабилизатором (КМЦ).

Известковые растворы, также как хлоркальциевые, могут быть утяжеленными и эмульсионными. Применяют такие растворы при бурении в осложненных геологических условиях.

Малосиликатный термосолеостойкий глинистый раствор успешно применяется при бурении глубоких скважин с температурой на забое до 180—190° С и при сильной минерализации раствора хлористым натрием (вплоть до полного насыщения). Получают термосолеостойкий раствор при добавке силиката натрия от 2 до 5 об. % к глинистому раствору, обработанному КМЦ. Такой раствор обладает способностью закреплять глинистые породы в стенках скважины, ингибирует коррозию буровых труб, улучшает показатели при взаимодействии с нефтепродуктами. Свойства такого раствора легко регулируются.

Гумато-кальциевый малоглинистый раствор (ГКР) имеет пониженное содержание твердой фазы. Роль коллоида в таком растворе выполняют гуматы кальция, которые образуются при взаимодействии УЩР с хлористым кальцием. Такой раствор, имеющий состав: УЩР 2 — 3%, бентонит 1,5—2%, СаС1<sub>2</sub> 0,2—0,3% на 1 м<sup>3</sup> раствора, обладает пониженной вязкостью (при плотности 1,2 г/см<sup>3</sup> вязкость составляет 0,06 П, динамическое сопротивление сдвигу — 40 дин/см<sup>2</sup>). За счет снижения вязкости и динамического сопротивления сдвигу при прокачивании такого раствора снижается гидравлическое сопротивление, что особенно благоприятно при бурении турбобурами. Кроме того, имеющиеся в фильтрате раствора ионы кальция нейтрализуют избыточную щелочь и способствуют повышению устойчивости глинистых пород в стенках скважины.

Крахмально-силикатный безглинистый раствор на водной основе получают добавлением к технической воде крахмала (до 3—4%): каустической соды (1,5—2,0%) и жидкого стекла (15—20%). Такой раствор имеет

плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,12	водоотдачу, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	4
вязкость, с . . . . .	48	статическое напряжение сдвига, мгс/см <sup>2</sup> . . . . .	21

При добавлении утяжелителя плотность может быть доведена до 1,7 г/см<sup>3</sup>. Раствор не поддается агрессии минерализованных вод или частиц хемогенных пород.

### Естественные малоглинистые и безглинистые растворы

При перебурировании разрезов, представленных глинистыми породами, промывочная жидкость обогащается частицами глины, что приводит к образованию так называемого естественного глинистого раствора. С помощью определенных реагентов качество такого раствора можно регулировать.

При разбурировании неглинистых образований промывочная жидкость также насыщается частицами выбуренных пород, но в этом случае образуется грубая неустойчивая суспензия. В момент прекращения циркуляции жидкости почти все выбуренные частицы быстро оседают, вызывая ряд осложнений. Будучи гидрофобными, такие частицы в обычных условиях не образуют сколько-нибудь устойчивых водно-коллоидных систем. Поэтому при бурении в сложных геологических условиях долгое время прибегали к помощи специальных глинистых растворов, на приготовление и транспорт которых затрачивалось много средств. В связи с этим рядом исследователей был изучен вопрос получения промывочной жидкости, имеющей в качестве дисперсной фазы частицы выбуренных пород. Впервые теоретически и практически эта возможность была показана К. Ф. Жигачом и Л. А. Шрейнером в 1939—1941 гг., использовавших в качестве промывочной жидкости естественные карбонатные суспензии. В дальнейшем эта проблема научно разрабатывалась С. Н. Ятровым и получила практическое применение.

Работами С. Н. Ятрова и других было показано, что тонкодисперсные частицы карбонатных, сульфатных и других осадочных пород в водной среде при обработке поверхностно-активными веществами и электролитами в определенных условиях могут образовывать достаточно стабильную суспензию с коллоид-

ными свойствами, пригодную для использования в качестве промывочной жидкости. С целью придания коллоидных свойств и стабилизации такой суспензии, и создания структуры применяется углещелочной реагент, сульфитспиртовая барда и жидкое стекло.

Обработка известковой суспензии, имеющей плотность 1,04 г/см<sup>3</sup>; условную вязкость 15 с; водоотдачу за 30 мин 210 см<sup>3</sup>; толщину корки 5 мм, УЩР, ССБ и силикатом натрия приводит к уменьшению или прекращению осаждения частиц твердой фазы в связи с тем, что такая система приобретает коллоидные свойства. При этом к суспензии добавляется до 20—25% УЩР и до 20% жидкого стекла (в виде стандартного водного раствора) к объему промывочной жидкости, коллоидность которой достигает 79%, водоотдача снижается до 3—4 см<sup>3</sup> за 30 мин, толщина корки снижается до 1—2 мм и менее.

Естественные растворы были получены и при бурении по сульфатным породам (гипсам, ангидритам). Известно, что частицы ангидрита (CaSO<sub>4</sub>), насыщая глинистый раствор, резко изменяют его свойства, что усложняет работу с ним: повышается вязкость, увеличиваются статическое напряжение сдвига, водоотдача, толщина и липкость корки, которая становится рыхлой. Применение в таких условиях естественного неглинистого раствора особенно целесообразно. Суспензия, состоящая из частиц ангидрита и пресной воды, обработанная в определенных соотношениях УЩР, КМЦ, крахмалом и жидким стеклом, приобретает свойства раствора, пригодного для бурения скважин. При обработке такой суспензии УЩР (10—15%) и жидким стеклом (3%) образуется карбонатный раствор, не дающий отстоя, со следующими параметрами: фильтрация за 30 мин — 10 см<sup>3</sup>, статическое напряжение сдвига (через 1 и 10 мин) — 3,6—12 и 20—14 мгс/см<sup>2</sup>, осадок — 8,6—10%. Положительные результаты при этом дает обработка суспензии крахмалом и ССБ, крахмалом и жидким стеклом.

Методика обработки образующихся при бурении скважин в толще осадочных пород естественных суспензий с целью превращения их в промывочный раствор зависит от физико-химических свойств разбураемых пород, дисперсности частиц шлама и геолого-технических условий выполнения работ.

Практически решаются две задачи: создание стабильности коллоидной системы с помощью поверхностно-активных веществ — защитных коллоидов, повышающих гидрофильность песчаных частиц, а придание системе тиксотропных свойств — способности к структурообразованию с помощью электролитов. При этом в качестве диспергированного материала могут быть и частицы глины. В таком случае образуются глинисто-карбонатные растворы.

Если бурение происходит в толще глинисто-карбонатных пород без естественных поглощений промывочной жидкости, оказывается достаточным решение только первой задачи — обработка защитным коллоидом. При малом количестве глинистого материала необходимо решать и вторую задачу, обрабатывая раствор структурообразователем. Обработка раствора производится постепенно и заблаговременно. Для регулирования свойств раствора периодически добавляется вода в промежутках между обработкой реагентами.

Для получения естественного раствора с заданными параметрами необходимо пробурить определенный интервал с целью накопления требуемого количества частиц твердой фазы достаточной дисперсности. Естественно, что часть более крупных частиц выбуренных пород будет оседать в очистной системе. С целью более быстрого пополнения дисперсной фазы раствора крупный шлам может быть диспергирован в специальных установках (мельницах или истрателях) до размеров 0,1—10 мм. Диспергированию частиц при этом способствуют применяемые реагенты — ПАВ, играющие роль понизителей твердости.

Имеющийся опыт бурения глубоких скважин на нефть и газ свидетельствуют о реальной возможности использования естественных водных буровых растворов на основе карбонатных и сульфатных пород (известняки, доломиты, мергели, ангидриты, гипсы), аргиллитов и алевролитов. Полученные при бурении скважин естественные растворы обладают достаточно хорошими реологическими и структурно-механическими свойствами, они подвижны, при значительной плотности не очень вязки и имеют незначительную водоотдачу.

В практике буровых работ возможно получать естественные малоглинистые и безглинистые растворы с различной дисперсной фазой: аргиллитовый, мерге-

листый, меловой, карбонатный, глинисто-карбонатный, карбонатно-аргиллитовый и др.

Аргиллитовый естественный раствор образуется при бурении по аргиллитовой толще пород. Обработку неустойчивой аргиллитовой неминерализованной суспензии производят УЩР, добавляемым в количестве 10—20%; крахмалом — 1,5—2,0%; КМЦ — 1,5—2,0%. При обработке минерализованной суспензии добавляют: ССБ — 1—2% и крахмал — 0,5—1,5%; ССБ и КМЦ — до 1—2% каждого; СЦ и ЭСЦ в количестве 1—2%. Обработанный химическими реагентами аргиллитовый раствор может иметь: плотность 1,2—1,25 г/см<sup>3</sup>, вязкость 20—25 с, водоотдачу 6—7 см<sup>3</sup> за 30 мин при нормальных значениях статического и динамического сопротивления сдвигу. Хорошие структурно-механические свойства таких растворов получают при обработке их стабилизаторами (ПАВ) в сочетании с жидким стеклом (до 1,0—1,5 об. %). Такие растворы поддаются утяжелению и обеспечивают нормальные условия бурения скважин.

Мергелистый раствор образуется при стабилизации мергелистой суспензии с помощью ПАВ и добавками других веществ: УЩР или ТЩР (до 7—8%), кальцинированной соды (0,25—0,5%) и т. д. Раствор может иметь:

плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,3—1,4	толщину корки, мм . . . . .	1,5
вязкость, с . . . . .	18—36	СНС, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	40—60
водоотдачу, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	2—5		

Меловой раствор естественный получается при бурении по меловым отложениям. При приготовлении искусственных растворов используются отходы меловых или цементных заводов или специально приготавливаемое сырье. Для обработки меловых растворов используются главным образом УЩР, НССБ, КМЦ с добавкой жидкого стекла и некоторых ПАВ.

Карбонатные растворы получают при добавлении в зашламованную частицами карбонатных пород жидкость ПАВ и ряда химических реагентов: при слабой минерализации жидкости (до 5% NaCl и CaCl<sub>2</sub>) — УЩР (15—25%); УЩР и жидкое стекло (0,5—1%); при значительной минерализации (до 20% NaCl и CaCl<sub>2</sub>) добавляется ССБ (1,5—2,0%) и крахмал (1,5—2,0%); КМЦ (1,0—2,0%) и ССБ (1,0—2,0%); КМЦ (1,0—2,0%) и крахмал (1,0—1,5%); сульфитцеллюлоза (1,0—1,5%) и др. При обработке химическими реагентами образуются карбонатные растворы, имеющие плотность 1,2—1,3 г/см<sup>3</sup>, вязкость 16—23 с и водоотдачу 3—8 см<sup>3</sup> за 30 мин.

Сульфатные и сульфатно-галоидные естественные растворы получают при разбуривании сульфатных и сульфатно-галоидных пород. Для этого к промывочной жидкости добавляются: ССБ (1,5—2,5%) и крахмал (1—2%); ССБ (1—1,5%), КМЦ (до 1%) и крахмал (1—2%); КССБ и крахмал и другие реагенты. При этом буровые растворы имеют:

плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,2—1,4
вязкость, с . . . . .	16—25
водоотдачу, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	3—8

### Специальные растворы и жидкости, применяемые при бурении скважин в сложных геолого-технических условиях

Обычные глинистые растворы на водной основе имеют ряд отрицательных свойств, связанных с выделением фильтрата и наличием частиц твердой фазы. В некоторых случаях бурения скважин применение глинистых растворов оказывается малоэффективным. Это имеет место при вскрытии продуктивных пластов, при разбуривании соленосных толщ, а также при бурении в многолетне-мерзлых породах. При бурении в таких условиях прибегают к помощи специальных растворов или жидкостей, обладающих определенными свойствами. К их числу относятся растворы на нефтяной основе, гидрогель-магниево-растворы, водные эмульсии или аэрированная жидкость, не замерзающие при низких температурах жидкости и др.

Растворы на нефтяной основе применяются при бурении скважин в осложненных условиях, при вскрытии нефтеносных слоев и заканчивании скважин на нефть для предотвращения насыщения пород продуктивных пластов водой и глинистыми частицами. Получаемые на нефтяной основе растворы обладают целым рядом положительных качеств: они инертны по отношению к разбухающим породам, так как имеют очень малую водоотдачу; не меняют своих свойств при перебурировании ангидритов, гипсов, каменной соли, цементных пробок; являются хорошей смазкой, облегчающей вращение бурильных труб. Липкость глинистой корки сильно снижается. Кроме того, при бурении скважин с глинистым раствором на нефтяной основе повышается дебит нефтяных пластов в 1,5—2,0 раза. Для приготовления таких растворов рекомендуется использовать сырую нефть (с минимальным количеством бензиновых фракций), специальные битумы, окисленные асфальты, дизельные дистилляты прямой перегонки и омыленные продукты органических жирных кислот и щелочи. В качестве стабилизаторов и структурообразователей в этом случае используются натриевые и кальциевые мыла окисленных парафинов, керосина и др. При добавлении нефти в количестве до 12 об. % обрабатываемого раствора снижаются липкость и водоотдача, но повышается вязкость.

Обработка комплексом реагентов дает более положительные результаты. Например, раствор, в состав которого входят битум 10—20%; натриевое мыло окисленного парафина 1,5—3%; едкий натр 0,7—1,5%; дизельный дистиллят (нефтяная основа) до 100% может обладать следующими свойствами:

плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	0,85
вязкость, с . . . . .	от 60 до «не течет»
статическое напряжение сдвига, гс/см <sup>3</sup> . . . . .	от 5—20 до нескольких сотен
водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	0
толщина корки, мм . . . . .	1

Приготовление раствора на нефтяной основе сводится к растворению битума и окисленного нефтепродукта с последующим введением раствора щелочи, необходимой для образования мыла. Вязкость раствора регулируется изменением концентрации битума и мыла. Тиксотропные свойства меняются путем изменения концентрации мыла и щелочи. Такие растворы допускают многократное использование и длительное хранение. Но при бурении в неустойчивых породах они могут вызвать обвалы, так как уменьшают силы трения между частицами пород. Кроме того, такие растворы вызывают большой износ резиновых предметов.

В практике бурения скважин на нефть наиболее часто используют дизельное топливо в качестве дисперсионной среды, окисленный асфальт, образующий коллоидную дисперсную фазу, и органические кислоты и щелочи. В состав такого раствора может входить: битум — 10—20%; натриевое мыло окисленного парафина — 1,5—3%; едкий натр — 0,7—1,5%; вода — 1—5% и дизельное топливо (или его дистиллят) — остальное количество до 100%.

Параметры неутяжеленного раствора на нефтяной основе могут составлять:

плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	0,85—0,9	стабильность . . . . .	0,01—0,05
плотность при утяжелении, г/см <sup>3</sup> . . . . .	<2,5	содержание песка, % . . . . .	3—6
вязкость, с . . . . .	170—600	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	0
статическое напряжение сдвига через 1 и 10 мин, мгс/см <sup>3</sup> . . . . .	2—15	толщина битумной корки, мм . . . . .	1—2

Формирование раствора сводится к растворению битума и окисленного нефтепродукта в дисперсионной среде и приданию ему необходимых реологических и структурно-механических свойств.

Повышенная вязкость растворов на нефтяной основе затрудняет их очистку от шлама, а легкая воспламеняемость создает угрозу возникновения пожара, что требует надлежащих противопожарных мер.

В случае добавки в раствор твердой фазы он обрабатывается анионоактивными ПАВ (сульфонол, сульфонат), количество которых может достигнуть 0,5—1,5%.

Эмульсионные растворы представляют собой водную или водно-глинистую систему, содержащую мельчайшие капельки (глобуль) нефти или нефтепродуктов. Такая система относится к гидрофильным эмульсиям первого рода типа «масло в воде».

Применение эмульсионных растворов в качестве промывочной жидкости дает целый ряд преимуществ, связанных с понижением коэффициента трения. Увеличение смазывающей способности раствора приводит к снижению крутящего момента на колонне бурильных труб (на 20—25%) и вибрации бурового снаряда, повышению стойкости опор шарошечных долот, снижению гидравлических сопротивлений и липкости корки. Все это, в свою очередь, обеспечивает: повышение работоспособности породоразрушающих инструментов — механической скорости бурения, величины проходки за рейс и на коронку или долото; уменьшение осложнений в скважинах — прихватов и затажек за счет образования салников и пробок; снижение потерь раствора за счет уменьшения его плотности и повышения вязкости.

Приготовление эмульсионных растворов связано с некоторыми трудностями. Чтобы получить достаточно устойчивый раствор, необходимо добиться высокой степени дисперсности и эмульгирования нефтепродуктов. В эмульсионном глинистом растворе это достигается за счет тонкодисперсных глинистых частиц, играющих роль эмульгаторов. Простым перемешиванием тонкодисперсных, химически обработанных растворов получают достаточно устойчивую гидрофильную эмульсию. Роль эмульгаторов могут играть и частицы, входящие в состав раствора — барита, кварца и химических реагентов, которыми обрабатывается раствор (УШР, КМЦ, ССБ). Еще более стабильные растворы получают, используя специальные реагенты-эмульгаторы: таннино-лигнинный реагент, водный раствор натриевого мыла, гуматный реагент, реагенты типа КМЦ, нафтяные сульфокислоты — нефтяные контакты и детергенты и др. Количество реагента-эмульгатора, необходимого для получения эмульсионного раствора, определяется опытным путем. Обычно его концентрация составляет 0,05—0,5%. Большое значение при этом имеет и концентрация глинистых частиц. Для разных по качеству глин она различна и может колебаться от 3 до 40%.

В качестве нефтяной фазы эмульсионных растворов используются различные сорта нефти, дизельное топливо, обводненная сырая нефть (до 20%). Количество нефтяной фазы в эмульсионных растворах может составлять от 8 до 50%, в зависимости от заданных параметров раствора и качества исходных компонентов. Приготовление эмульсионных растворов с эмульгатором осуществляют в глиномешалках или при перекачивании раствора насосом. В этом случае эмульгатор добавляют в приемный чан насоса или в циркуляционную систему. Свойства эмульсионных глинистых растворов регулируют так же, как и обычных.

В практике бурения колонковых скважин алмазными коронками применяют эмульсионные водные растворы на масляной основе с целью борьбы с вибрацией. При этом используют нафтяное мыло или мылонафт (черная вязкая жидкость). Водно-масляную устойчивую эмульсию получают с помощью специальных устройств — диспергаторов вибрационного типа. В практике используют ультразвуковые, роторные, гидродинамические, пластинчатые или стержневые излучатели высокочастотных колебаний.

При изготовлении эмульсии мылонафт подогревают до 40—50° С, заливают в воду, нагнетаемую насосом в диспергатор, и тончайшие капельки его равномерно смешиваются с водой. При концентрации мылонафта 0,5—1% получается достаточно устойчивая эмульсия.

Для получения инертных растворов с большим содержанием воды коллективом авторов (Э. Г. Кистер, И. З. Файнштейн, Н. М. Касьянов, Е. П. Шумилов) предложен реагент-эмульгатор — эмультал, представляющий собой смесь сложных эфиров жирных и смоляных кислот таллового масла и триэтаноламина в виде вязкой жидкости.

Эмульсионные растворы, получаемые с помощью эмультала, рекомендуется применять при бурении скважин в неустойчивых и хемогенных породах, при вскрытии и освоении продуктивных пластов, а также при необходимости получать керн с естественной водонасыщенностью и проницаемостью. Такой раствор практически не фильтруется, легко подвижен, устойчив к действию частиц вы-

буренной породы или минерализованных вод. Приготавливается такой раствор интенсивным перемешиванием углеводородной и водной фаз перекачиванием насосом. Свойства получаемого эмульсионного раствора достаточно легко регулируются. Вязкость — изменением соотношения количества эмульгатора и воды (исходное 1 : 2 или 1 : 3). При увеличении воды вязкость возрастает. Плотность изменяется добавлением солей и утяжелителя. Наконец, структурно-механические свойства регулируются добавлением бентонитовой глины.

Специальные растворы и жидкости для бурения в условиях многолетней мерзлоты. Удаление продуктов разрушения пород при бурении скважин с промывкой в условиях многолетней мерзлоты сопряжено с большими трудностями. Наличие промывочной жидкости в скважине может вызвать обрушение ее стенок в случае растепления пород; замерзание жидкости в стволе скважины или в буровом снаряде в случае ее переохлаждения; образование ледяных пробок или сальников на бурильных трубах.

В практике бурения скважин встречаются два основных типа мерзлых пород: мерзлые породы, не содержащие в свободном состоянии воды и льда, называемые поэтому сухими, и породы, содержащие в порах, трещинах и кавернах свободную воду или лед — так называемые льдистые мерзлые породы. Те и другие имеют отрицательную температуру, величина которой колеблется в широких пределах (от десятых долей до 13° С). Для несвязных рыхлых пород лед играет роль цемента. В случае использования в качестве промывочной жидкости воды, имеющей плюсовую температуру, в скважине может происходить растепление пород и разрушение льда-цемента, что приведет к их обрушению при отсутствии должной связи между зернами или частицами, слагающими толщу пород. Поэтому основным условием успешного бурения скважин в таких случаях является применение промывочной жидкости, имеющей температуру замерзания, близкую к температуре мерзлых пород, но всегда на 2—3° С выше. При температуре мерзлых пород до —2° С температура закачиваемой в скважину жидкости должна быть в пределах 0—2° С, при температуре пород до —5° С — в пределах от —0,5 до —1,5° С и при температуре ниже —5° С в пределах от — 2 до —2,5° С.

В случае бурения по льдистым породам с незначительной отрицательной температурой (до —2° С) в качестве промывочной жидкости может быть использована охлажденная до 0° С вода, при условии ее непрерывной циркуляции и слабой минерализации. Летом охлаждение воды производят в шурфах, пройденных ниже зоны таяния поверхностного слоя, зимой — используя снег или холодный воздух.

При бурении в льдистых породах с более низкой температурой (ниже —2° С) рекомендуется использовать жидкости с более низкой температурой замерзания. В практике для этой цели часто применяется соленый рассол — вода с добавкой поваренной соли. В табл. VI.8 приведены примерные значения температуры замерзания жидкости и ее плотность в зависимости от концентрации поваренной соли.

При использовании глинистого раствора последний обрабатывают насыщенным раствором поваренной соли. Количество соли, необходимой для понижения температуры замерзания раствора на желаемую величину, в этом случае определяют с учетом количества добавляемой воды. Например, для получения раствора с температурой замерзания —7,5° С концентрация соли в растворе должна составлять 11%. Тогда количество соли на 1 м<sup>3</sup> раствора с плотностью 1,1 г/см<sup>3</sup> составит

$$Q_c = \frac{n \cdot Q_p}{100 - n} = \frac{11 \cdot 1100}{100 - 11} \approx 136 \text{ кг,}$$

где  $Q_p$  = 1100 — масса 1 м<sup>3</sup> раствора, кг;  $n$  = 11 концентрация соли, %. Для получения насыщенного раствора потребуются воды

$$Q_v = \frac{Q_c}{q_c} = \frac{136}{0,13} = 105 \text{ л,}$$

где  $Q_c$  = 136 количество соли, кг;  $q_c$  = 0,13 кг — количество соли, необходимой для насыщения 1 л воды, кг.

ТАБЛИЦА VI.8

ЗНАЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАМЕРЗАНИЯ РАСТВОРА  
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ СОЛИ

Концентрация соли, %	Количество сухой соли на 1 м <sup>3</sup> воды, кг	Плотность раствора при 15°С	Температура замерзания раствора, °С
2,9	29,9	1,02	-1,8
4,3	45,0	1,03	-2,6
5,6	59,0	1,04	-3,5
7,0	75,0	1,05	-4,4
8,3	90,0	1,06	-5,4
9,6	106,0	1,07	-6,4
11,0	124,0	1,08	-7,5
12,3	141,0	1,09	-8,5
13,6	157,0	1,10	-9,8
16,0	193,0	1,12	-12,2
18,8	230,0	1,14	-15,1
23,0	300,0	1,17	-21,2

Таким образом, к 1 м<sup>3</sup> раствора добавится 105 л воды. Чтобы концентрация соли в растворе не изменилась, ее количество должно быть увеличено на некоторую величину

$$Q'_c = \frac{n \cdot Q_v}{100 - n} = \frac{11 \cdot 105}{100 - 11} = 13 \text{ кг.}$$

Тогда общее количество соли, необходимой для обработки 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора, составит

$$Q_c = 136 + 13 = 149 \text{ кг.}$$

При этом несколько увеличится и количество воды, необходимой для получения насыщенного водного раствора

$$Q_v = 149 / 0,13 = 115 \text{ л.}$$

Насыщенный раствор соли постепенно добавляют к глинистому раствору, тщательно перемешивая.

В качестве промывочной жидкости при бурении в мерзлых породах иногда используют дизельное топливо, имеющее низкую температуру застывания. Такая жидкость, охлажденная до температуры мерзлых пород, не нарушает температурный режим скважины и не замерзает сама.

В случае бурения глубоких скважин по мерзлым сухим породам, не теряющим устойчивости при оттаивании, в качестве промывочной жидкости возможно применять воду, подогреваемую перед подачей в скважину во избежание ее замерзания в периоды замедленной циркуляции или полного ее прекращения. Особую трудность представляет собой случай бурения скважин с промывкой в разрезах, сложенных чередующимися слоями малоустойчивых пород с отрицательной и положительной температурой и в условиях полного или частичного поглощения промывочной жидкости. Практически в таких условиях возможно вести бурение только с применением специального глинистого раствора пониженной температуры. Такой раствор не должен растеплять слои мерзлых пород, но должен поддерживать слои неустойчивых пород, не цементированных льдом. Получение глинистого раствора, удовлетворяющего указанным требованиям, возможно только путем химической обработки — добавки поваренной соли, стабилизаторов и структурообразователей.

Добавка поваренной соли в небольших количествах понижает температуру замерзания раствора, но может ухудшить его качество. Для сохранения необхо-

димых буровых свойств растворов обрабатывается жидким стеклом и защитными коллоидами (УЩР, ТЩР). Глина при этом должна быть наиболее высокого качества. В случае возможных поглощений к раствору добавляются вяжущие вещества — известь, цемент, жидкое стекло, как это было показано ранее. Добавление к раствору извести или цемента, исходя из расчета 60 кг на 1 м<sup>3</sup> раствора, повышает его вязкость до 120 с. Добавление жидкого стекла из расчета 4—5 вес. % от количества используемого раствора повышает его вязкость до 40—60 с по СПВ-5. Добавление угле-щелочного реагента в количестве 1—3 вес. % от всего количества обрабатываемого раствора повышает его стабильность и вязкость от 30 до 50 с по СПВ-5. Более точная рецептура растворов подбирается в соответствии с конкретными условиями выполнения буровых работ.

Растворы для бурения по соленосным толщам. При перебурировании легкорастворимых минеральных солей в качестве промывочной жидкости применяют насыщенные соляные растворы соответствующих минералов: в случае разбурирования поваренной соли — раствор NaCl, при проходке сильвинита — раствор NaCl·KCl, при проходке карналлита — MgCl<sub>2</sub>. Прибегают в таких случаях и к помощи химически обработанных глинистых растворов. В качестве реагентов при этом используют крахмал, ССБ и поваренную соль, карналлит, гипан и др.

Карналлитовый раствор получают добавлением к глинистому раствору соли карналлита и нефти. Приготовление раствора осуществляют в глиномешалке. Расход материалов на 1 м<sup>3</sup> раствора с плотностью 1,2 г/см<sup>3</sup> составляет: карналлита — 30—400 кг, нефти до 8 об. %.

Устойчивость раствора против агрессии сульфата, хлористого натрия и других солей получают при обработке их гипаном. Такие растворы эффективны в борьбе с осыпями и обвалами глинистых пород (аргиллитов, сланцев). Гипан добавляют в растворы, насыщенные той или иной солью в количестве от 0,5 до 1,0%, а в «известковые» от 0,13 до 0,3%.

Гидрогель — магниевый безглинистый раствор (ГМР) применяется при бурении скважин в сложных геологических условиях — по соленосным толщам. Рецептура раствора разработана на кафедре бурения МИНХ и ГП.

Гидрогель магнезия получают способом регулируемой конденсации. При этом используются два специально подобранных раствора электролитов (соль—соль или соль—щелочь), которые после реакции обмена дают труднорастворимые соединения. Стабилизация частиц нужного размера производится добавкой органического реагента. Частицы, имеющие очень малые размеры (1—10 мкм), не выпадают в осадок и при концентрации около 3—5% образуют устойчивую суспензию.

Гидрогель магнезия обычно получают из рассола, содержащего не менее 10—15 г/л иона магнезия и насыщенного другими солями (хлоридами, сульфатами, карбонатами). Сырьем могут служить природные соли (карналлит, бишофит), отходы химического производства, рапа, а также естественные рассолы, образующиеся при разбурировании соленосных толщ.

Приготовление гидрогель-магнезиевого раствора заключается в следующем. К исходному рассолу при непрерывном перемешивании добавляют 1,5—2% щелочного электролита (известь, едкий натр и др.) в виде концентрированного раствора. Перемешивание осуществляется в гидромешалке или при непрерывной циркуляции жидкости в течение 1—2 ч. После повышения условной вязкости до 30—40 с, а СНС (через 1 мин) до 20—30 мгс/см<sup>2</sup> в полученную гидрогель добавляют органические реагенты (крахмал, КМЦ, КССБ, гипан и др.). С повышением концентрации магнезия повышается СНС, а при достижении содержания окиси или гидроокиси магнезия 25—30% получается быстро твердеющий раствор (хлор-магнезиальный цемент). Такой раствор имеет почти нейтральную реакцию, высокую термостойкость (до 140—150° С), хорошо эмульгируется при добавлении нефти или нефтепродуктов, обладает хорошей смазывающей и пониженной, коррозионной способностью, особенно при добавке ФЭС. Гидрогель магнезия подвергается утяжелению при добавке барита, гематита или других материалов с большой плотностью.

Гидрогель-магнезиевый раствор рекомендуется применять в условиях сильной минерализации или при разбурировании соленосных слабоустойчивых толщ.

## § 6. Методика обработки глинистых растворов химическими реагентами

В процессе бурения скважин свойства раствора меняются и с течением времени прекращается действие реагентов, так как они вступают в поверхностные и объемно-химические реакции с частицами разбурываемых пород и глины, что приводит к снижению их концентрации (иногда до нуля). Качество растворов при этом резко ухудшается. Поэтому необходимо все время поддерживать оптимальную свободную концентрацию реагентов в растворе путем периодического добавления их. Обработка глинистого раствора реагентами ведется двумя этапами.

В первом этапе (при первичной обработке) преследуется цель получить раствор с новыми заданными качествами: с наименьшей фильтрацией, высокой стабильностью и небольшой вязкостью. При получении утяжеленных растворов первичная обработка ведется одновременно с его утяжелением. Раствор с реагентом попадает по желобу в приемный чан насоса и там тщательно перемешивается, а затем закачивается в запасную емкость или скважину. Обработка ведется до тех пор, пока глинистый раствор по всему объему не будет иметь требуемых показателей.

Во втором этапе (при вторичной обработке) ставится задача поддержать полученные свойства глинистого раствора (плотность, вязкость, стабильность и др.). В процессе бурения изменяется главным образом вязкость раствора, которая повышается в связи с увеличением концентрации частиц твердой фазы за счет выбуренной породы. Снижают вязкость добавлением воды в раствор, выходящий из скважины. Чтобы не получить резкого снижения вязкости и не вызвать выпадения в осадок утяжелителя, вода добавляется по ранее сообщенному режиму. Одновременно добавляется и реагент, но по количеству в 5 раз меньше, чем при первоначальной обработке. Если при этом значительно снижается плотность, то следует добавить и утяжелитель.

При работе с утяжеленными, химически обработанными растворами буровая должна быть обеспечена утяжелителем и соответствующими реагентами. Колебания плотности раствора нежелательны. Определения необходимого количества реагентов, добавляемых к раствору для придания ему нужных свойств, осуществляется исходя из рекомендуемой концентрации. При этом наиболее удобно выражать массовую концентрацию в процентах твердого вещества к объему обрабатываемого раствора или промывочной жидкости. В связи с тем что большинство реагентов используются в виде водных растворов, при расчетах следует учитывать добавочное количество воды, попадающей в обрабатываемый раствор. Это обстоятельство следует учитывать и при обработке раствора несколькими реагентами.

Расчет потребного количества водного раствора реагента для первичной обработки раствора объемом  $V$  при заданных концентрациях реагента в растворе  $n_p$  в процентах в пересчете на твердое вещество (грамм на 100 мл раствора) и концентрации водного раствора реагента  $n_v$  также в процентах в пересчете на твердое вещество (грамм на 100 мл воды) производится следующим образом.

1. Общий объем глинистого раствора и водного раствора реагента после обработки составит

$$V_1 = V + V. \quad (VI.9)$$

2. Массовое количество реагента в глинистом растворе после его обработки должно составить величину

$$A_1 = \frac{V_1 \cdot n_p}{100}, \quad (VI.10)$$

где  $n_p$  — массовая концентрация реагента в растворе в процентах от объема обрабатываемого раствора (грамм на 100 мл раствора).

3. Объем водного раствора реагента, необходимого для обработки глинистого раствора объемом  $V$ , находится из выражения

$$V' = \frac{n_p \cdot V}{n_b - n_p},$$

где  $n_b$  — массовая концентрация реагента в воде в процентах (грамм на 100 мл водного раствора).

При использовании в качестве реагента УЩР, содержание гуматов в котором обычно неизвестно, его объемную концентрацию в глинистом растворе задают в процентах ( $m_p$  см<sup>3</sup> на 100 мл глинистого раствора). Тогда требуемый объем реагента определяется выражением

$$V' = \frac{m_p \cdot V}{100 - m_p}. \quad (\text{VI.11})$$

При необходимости увеличить концентрацию реагента в глинистом растворе после первичной обработки до значения  $n'_p > n_p$ , определяется дополнительное количество водного раствора реагента  $\Delta V'$  следующим образом.

1. Общий объем глинистого раствора после дополнительной обработки будет

$$V_2 = V_1 + \Delta V'. \quad (\text{VI.12})$$

2. Общее массовое количество реагента в глинистом растворе после дополнительной обработки составит

$$P_1 = \frac{V_2 n_p}{100}. \quad (\text{VI.13})$$

3. Массовое количество реагента, добавляемого при повторной обработке глинистого раствора, составит  $A_2 = A - A_1$  или

$$A_2 = \frac{V_2 \cdot n}{100} - \frac{V_1 \cdot n_p}{100}, \quad (\text{VI.14})$$

где  $A_1$  — массовое количество реагента в глинистом растворе после первичной обработки.

4. Объем водного раствора реагента, добавляемого при повторной обработке к глинистому раствору, находится из выражения

$$\Delta V' = \frac{(n'_p - n_p) V_1}{n_b - n_p}. \quad (\text{VI.15})$$

При обработке УЩР или разбавлении раствора водой эта формула примет вид

$$\Delta V' = \frac{(m'_p - m_p) V_1}{100 - m'_p}, \quad (\text{VI.16})$$

где  $m'_p$  — объемная концентрация реагента в глинистом растворе при вторичной обработке.

При обработке раствора одновременно двумя реагентами определяется количество каждого из них.

1. Объем глинистого раствора после добавления первого реагента в объеме  $V'_1$  и второго реагента  $V'_2$  будет

$$V_1 = V + V'_1 + V'_2. \quad (\text{VI.17})$$

2. Массовое количество реагентов в обработанном глинистом растворе будет иметь значения соответственно

$$A_1 = \frac{V_1 n_{1p}}{100}; \quad (\text{VI. 18})$$

$$A_2 = \frac{V_1 n_{2p}}{100}, \quad (\text{VI. 19})$$

где  $n_{1p}$ ,  $n_{2p}$  — массовая концентрация первого и второго реагентов в глинистом растворе, %.

3. Объемное количество реагентов при концентрации их в водном растворе  $n_{1в}$  и  $n_{2в}$  соответственно определяется выражениями

$$V'_1 = \frac{n_{2в} n_{1p} V}{(n_{1в} - n_{1p}) \cdot n_{2в} - n_{1в} \cdot n_{2p}}; \quad (\text{VI. 20})$$

$$V'_2 = \frac{n_{2p}}{n_{2в} - n_{2p}} (V + V'_1). \quad (\text{VI. 21})$$

Если объемная концентрация реагентов дается в процентах, то формулы (VI.20), (VI.21) примут вид:

$$V'_1 = \frac{m_{1p} V}{100 - m_{1p} - m_{2p}}; \quad (\text{VI. 22})$$

$$V'_2 = \frac{m_{2p}}{100 - m_{2p}} (V - V'_1), \quad (\text{VI. 23})$$

где  $m_{1p}$  и  $m_{2p}$  — объемная концентрация первого и второго реагентов.

При определении массовой концентрации одного реагента  $n_p$  в процентах, а второго —  $m_p$  (объемной концентрации) используют выражение

$$V'_1 = \frac{100 n_p V}{100 n_{в} - 100 n_p - n_{в} m_p}; \quad (\text{VI. 24})$$

$$V'_2 = \frac{m_p}{100 - m_p} (V + V'_1). \quad (\text{VI. 25})$$

При добавлении к обработанному глинистому раствору дополнительного количества того же реагента или новой концентрации ранее введенных реагентов уменьшается за счет увеличения объема обрабатываемого раствора. В этом случае возникает необходимость определить концентрацию реагентов, находящихся в глинистом растворе после дополнительной обработки или разбавлении его водой. Например, глинистый раствор объемом  $V$  содержит  $n_{1в}$  реагента (массовое содержание в процентах). После добавки второго реагента до концентрации  $n_{2п}$  в виде водного раствора, имеющего концентрацию  $n_{2в}$ , концентрация первого реагента уменьшается до значения  $n_{1в} < n_{1п}$ . Определение новой концентрации реагента  $n_{1п}$  ведется следующим образом.

1. Объем второго реагента, добавляемого при обработке глинистого раствора, в соответствии с выражением (VI. 10) будет

$$V'_2 = \frac{n_{2п} V}{n_{2в} - n_{2п}}. \quad (\text{VI. 26})$$

2. Объем глинистого раствора после добавления второго реагента составит или

$$V_1 = V + \frac{n_{2p}V}{n_{2в} - n_{2p}}. \quad (\text{VI.27})$$

3. Массовое количество первого реагента в глинистом растворе остается прежним

$$A_1 = \frac{V}{100} n_{1p}. \quad (\text{VI.28})$$

4. Концентрация первого реагента после добавления второго будет определяться выражением

$$n'_{1p} = \frac{A_1}{V_1} \cdot 100 \quad (\text{VI.29})$$

или, подставив значения  $A_1$  из (VI.28) и  $V_1$  из (VI.27), имеем

$$n'_{1p} = \frac{\frac{V}{100} \cdot \hat{n}_{1p}}{V + \frac{n_{2p}V}{n_{2в} - n_{2п}}}$$

или, проведя преобразования, получим

$$n'_{1p} = \frac{n_{1p}}{1 + \frac{n_{2p}}{n_{2в} - n_{2п}}}. \quad (\text{VI.30})$$

В случае, если объемная концентрация одного из реагентов выражена в процентах, то формула (VI.30) будет иметь вид

$$n'_{1p} = \frac{n_{1p}}{1 + \frac{m_p}{100 - m_p}} \quad (\text{VI.31})$$

Применение химических реагентов требует большого внимания при обращении с ними и добавлении к раствору. Введение добавок в раствор должно производиться медленно, при тщательном перемешивании в период времени, достаточный для того, чтобы раствор успел проциркулировать через скважину не менее одного раза.

## § 7. Материалы для приготовления промывочных жидкостей на водной основе

В качестве промывочной жидкости может использоваться вода и глинистые растворы на ее основе.

Техническая вода (речная, озерная, подземная) всегда содержит то или иное количество растворенных солей. К числу наиболее часто присутствующих в технической воде солей, относятся хлориды ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ), сульфаты ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{K}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ ), карбонаты ( $\text{NaCO}_3$ ,  $\text{KNaCO}_3$ ), бикарбонаты ( $\text{NaHCO}_3$ ,  $\text{KHCO}_3$ ,  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ ,  $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ ). В зависимости от концентрации солей вода характеризуется той или иной жесткостью. Причем, жесткость может быть постоянной, временной и общей.

Временная или карбонатная жесткость ( $J_{вp}$ ) может легко устраняться кипячением воды. При этом бикарбонаты переходят в нерастворимое соединение  $\text{CaCO}_3$  и вода смягчается.

Постоянная жесткость (Жп) определяется наличием в воде хлоридов, сульфатов и других солей.

Общая жесткость воды (Жн) определяется содержанием всех солей и выражается в градусах. При 1° жесткости (Н°) вода содержит 10 мг СаО в 1 л или 7,19 мг MgO.

Жесткость может быть выражена содержанием ионов кальция и магния в 1 л воды в мг·экв. При жесткости 1° вода характеризуется содержанием 20,04 мг/л ионов кальция или 12 мг/л ионов магния. В табл. VI.9 приводится классификация природных вод по жесткости.

Для приготовления качественных глинистых растворов рекомендуется применять воду с жесткостью не более 12—15°. Более жесткую воду можно смягчить добавкой к воде тринатрийфосфата ( $\text{Na}_3\text{PO}_4$ ) в количестве 45 г/м<sup>3</sup> на каждый градус жесткости свыше допустимой. Смягчение воды, содержащей бикарбонаты кальция и магния или сернокислого кальция и магния, можно достигнуть добавкой кальцинированной соды.

При использовании жесткой (соленой) воды для приготовления глинистого раствора следует вначале ввести в нее добавки, уменьшающие жесткость, после чего готовить раствор. Обработка воды ведется в обычных глиномешалках.

Смягчение жесткой воды можно осуществлять также отстаиванием, фильтрацией, коагуляцией и вымораживанием. Очистка воды от коллоидных частиц кремниевой кислоты и других солей, придающих жесткость воде, может быть ускорена добавлением к ней пермутита натрия и фильтрацией через толщу песка.

Добавление смягчающих материалов должно быть строго расчетным. В противном случае жесткость у воды может не снизиться, а наоборот — повыситься.

Глина, используемая для приготовления промывочных растворов, должна отвечать определенным требованиям. К числу глин, пригодных для получения качественных растворов, относятся бентонитовые глины — вулканического генезиса, озерно-лагунного и морского глубинного происхождения. Менее качественные растворы получаются при использовании глин делювиального и элювиального происхождения.

По минералогическому составу глины, пригодные для получения достаточно качественных растворов, делятся на ряд типов: монтмориллонитовые; каолининовые, каолинито-монтмориллонитовые, каолинито-гидрослюдистые и гидрослюдисто-каолининовые (по преобладанию тех или иных глинистых минералов).

Глины, пригодные для получения качественных растворов, должны содержать в допустимых количествах примеси, влияющие отрицательно на показатели глинистых растворов: кальция не более 140 мг/л; хлора не более 10 мг/л, сульфата не более 300 мг/л и т. д. При большей степени засоленности глины должны подвергаться специальной химической обработке.

Достаточно точное определение содержания в глине солей (хлоридов натрия и кальция, сульфата кальция и др.) осуществляется анализом водной вытяжки в лабораториях. Содержание карбонатов приближенно можно произвести с помощью 10%-ного раствора соляной кислоты. При воздействии кислоты на воздушно-сухую глину протекает процесс вскипания карбонатов: при содержании

ТАБЛИЦА VI.9  
ТИПЫ ВОДЫ ПО ЖЕСТКОСТИ

Типы воды	Содержание ионов Са в 1 л воды, мг·экв.	Общая жесткость, градус
Очень мягкая . . . . .	0—1,5	0—3
Мягкая . . . . .	1,5—3	3—6
Умеренно мягкая . . . . .	3—6	6—12
Жесткая . . . . .	6—10	12—20
Очень жесткая . . . . .	> 10	> 20

ТАБЛИЦА VI.10  
ХАРАКТЕРИСТИКА ГЛИНОПОРОШКОВ

Сорт порошка	Плотность глинистого раствора, т/м <sup>3</sup>	Выход раствора из 1 т глино-порошка, м <sup>3</sup>	Остаток на сите, %		Влажность к общей массе, %	Содержание песка в растворе, %	
			0,05	0,075		общее	в том числе отмытого
1	<1,06	>10	0	<10	5—8	<0,8	0,8
2	1,06—1,08	10—8	0	<10	5—8	<1,5	0,8
3	1,08—1,15	8—4	0	<10	5—8	<3,0	1,5
4	>1,15	<4	0	<10	5—8	<4,0	3,0

более 3% вскипание протекает бурно, при содержании в пределах 2—3% — умеренно, при содержании 1—2% — слабо и при содержании карбонатов менее 1% вскипания не происходит.

Глины, пригодные для приготовления промывочного раствора, должны иметь определенный гранулометрический состав после диспергирования: частиц крупнее 0,1 мм — не более 6%, частиц размером 0,1—0,06 мм — не более 12% и остальных — менее 0,06 мм.

При визуальной оценке качества глин руководствуются определенными признаками (по Н. А. Максимовичу): большое сопротивление излому в воздушно-сухом состоянии или при естественной влажности; образование после излома острых устойчивых кромок; значительное сопротивление при раздавливании в пальцах; образование полированной поверхности при разрезании ножом; значительная вязкость при избыточной влажности; высокая пластичность (раскалывается в длинные шнуры толщиной не более 1 мм).

К наиболее качественным относятся бентонитовая и палыгорскитовая глины. Растворы из этих глин обладают высокой стабильностью (до одного месяца). Расход этих глин в несколько раз меньше, чем других. Так, 7%-ный раствор из бентонитовой глины имеет:

вязкость, с . . . . . >30    суточный отстой . . . . . 0  
 статическое напряжение сдвига, водоотдача, см<sup>3</sup>/30 мин. . . . . <30  
 мгс/см<sup>2</sup> . . . . . 20

При концентрации палыгорскитовой глины 16,4% раствор имеет максимальную вязкость до «не течет». Растворы из этих глин достаточно солейстойки.

Промышленностью выпускаются порошки из качественных глин, обладающие определенными показателями в соответствии с ТУ—1964 (табл. VI.10) при вязкости 25 с по СПВ-5.

Порошок из палыгорскитовой глины выпускается Константиновским заводом утяжелителей (УССР).

## § 8. Очистка промывочной жидкости от шлама

Выходящая из скважины жидкость в той или иной степени насыщена частицами выбуренной породы — шламом. Наличие шлама отрицательно сказывается на качестве промывочной жидкости и на процессах бурения скважин. Содержание песка не должно превышать 4—5%. Для того чтобы можно было вновь использовать вытекающую из скважины жидкость, ее подвергают очистке.

Очистка промывочного раствора может осуществляться гидравлическим или механическим способом. В первом случае отделение шлама происходит за счет действия силы тяжести при протекании раствора по очистной системе: желобам и последовательно соединенным между собой емкостями-отстойниками. Наиболее распространена очистка раствора в желобной системе.

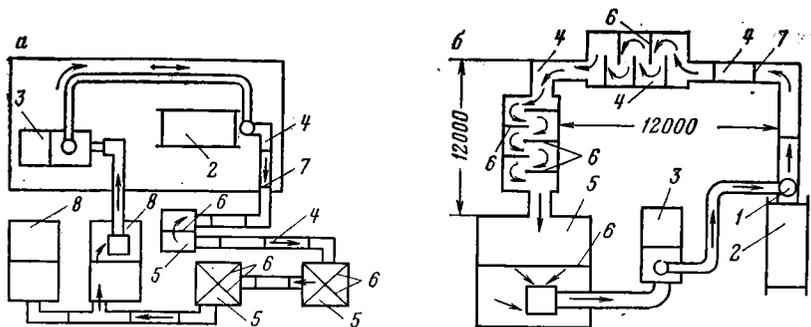


РИС. VI. 13.

СХЕМА ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ:

- |                     |                    |                      |
|---------------------|--------------------|----------------------|
| 1 — устье скважины; | 4 — циркуляционные | 6, 7 — перегородки;  |
| 2 — буровой станок; | желоба;            | 8 — приемные емкости |
| 3 — насос;          | 5 — отстойники;    |                      |

Успешность очистки раствора в желобной системе зависит от скорости движения его по желобам, их конструкции и длины. Средняя скорость движения глинистого раствора не должна быть выше 10–15 см/с, что зависит от уклона и ширины желобов. Чем уклон меньше и желоб шире, тем меньше скорость движения раствора. Важна и длина желобов: чем она больше, тем лучше очистится раствор на своем пути. Основным условием хорошего очищения глинистого раствора является разрушение его структуры. Это достигается применением специальных перегородок по всей длине желобов. Желоба должны иметь следующие размеры: длину не менее 12–15 м, ширину — 300 мм, глубину — 200 мм, уклон — 1 : 100 или 1 : 125. В желобах через каждые 1,5–2 м устанавливаются перегородки высотой 100 мм. Схема циркуляционной системы дана на рис. VI.13. На всю циркуляционную систему следует делать два-три отстойника (рис. VI.13, а). Скорость движения жидкости в таких желобах не превышает 10 см/с. Иногда применяется зигзагообразное расположение желобов (рис. VI.13, б). Желоба и отстойники должны регулярно очищаться от песка.

При бурении глубоких скважин рекомендуется применять желобную систему Линевского. Она состоит из двух параллельно расположенных желобов, соединенных между собой через каждые 6–7 м. Общая длина системы может достигать 70 м при ширине 800 мм, глубине 400 мм и уклоне 0,01. Желоба перегораживаются сливными перегородками высотой 250–300 мм. При помощи специальных щитов отдельных секции можно отключать и очищать от шлама.

В зимнее время очистную систему устраивают под полом буровой, располагая желоба зигзагообразно, или в специальном помещении (рис. VI.14).

Если глинистый раствор насыщается газом, то следует пену перепускать в специальный амбар. Разгазировать можно прогреванием раствора паром или перекачиванием его специальным насосом, при этом струя из нагнетательной системы направляется на вертикальную стенку. Раствор, разбиваясь, выделяет газ.

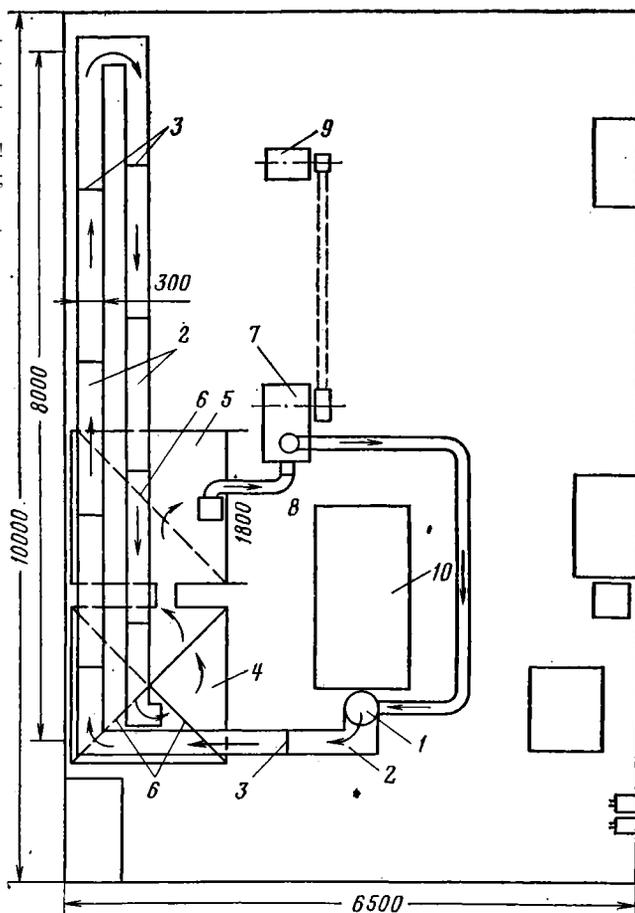
При механическом способе очистки употребляются вибрационные сита и сепараторы. Очистка происходит вследствие процеживания глинистого раствора через сетку. Это позволяет значительно сократить длину циркуляционных желобов (до 10–12 м), что особенно важно при работе на передвижных станках. Применение вибрационных сит и самовращающихся сепараторов в колонковом бурении ограничивается из-за слишком малых размеров частиц разбуриваемых пород, выносимых промывочной жидкостью. Кроме того, использование таких приспособлений требует значительного превышения устья скважины над очищающим устройством (0,5–1,5 м).

В практике бурения глубоких скважин на нефть и газ используются вибросита одинарные СВ-1 и сдвоенные СВС-2 и СВ-2.

РИС. VI.14.

СХЕМА ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ В БУРОВОЙ ВЫШКЕ, СООРУЖАЕМОЙ В ЗИМНЕЕ ВРЕМЯ!

- 1 — устье скважины;
- 2 — желоба;
- 3 — перегородки;
- 4,5 — приемные емкости;
- 6 — перегородки;
- 7 — насос;
- 8 — всасывающий шланг;
- 9 — привод насоса;
- 10 — станок



Вибросито СВС-2 состоит из двух вибрационных рам с сеткой, расположенных наклонно, и вибратора в виде эксцентрикового вала, имеющего эксцентриситет 4,5 мм (рис. VI.15). Поступающий по желобу раствор распределяется тонким слоем по всей ширине сеток при помощи специальных шторок-выравнивателей. Рамы с сетками приводятся в колебательные движения с помощью эксцентрикового вала, вращаемого электродвигателем. Раствор процеживается через сита и по желобу поступает в приемные емкости, а частицы выбуренной породы собираются в шламособорник.

Вибросито СВ-2 конструкции Гипронефтемаш отличается тем, что имеет два барабана, на которые намотана сетка. По мере выхода из строя сетка перематывается с одного барабана на другой, за счет чего увеличивается срок службы вибросита и сокращается расход сетки. Кроме того, в этой конструкции предусмотрено изменение угла наклона сетки и имеется возможность использования стальных сеток и сеток из синтетики. В табл. VI.11 приводятся технические характеристики вибросит СВС-2 и СВ-2.

Для очистки раствора от шлама успешно применяются более удобные и высокопроизводительные устройства — гидрочлоны и турбочлоны, действующие по принципу центрифугирования.

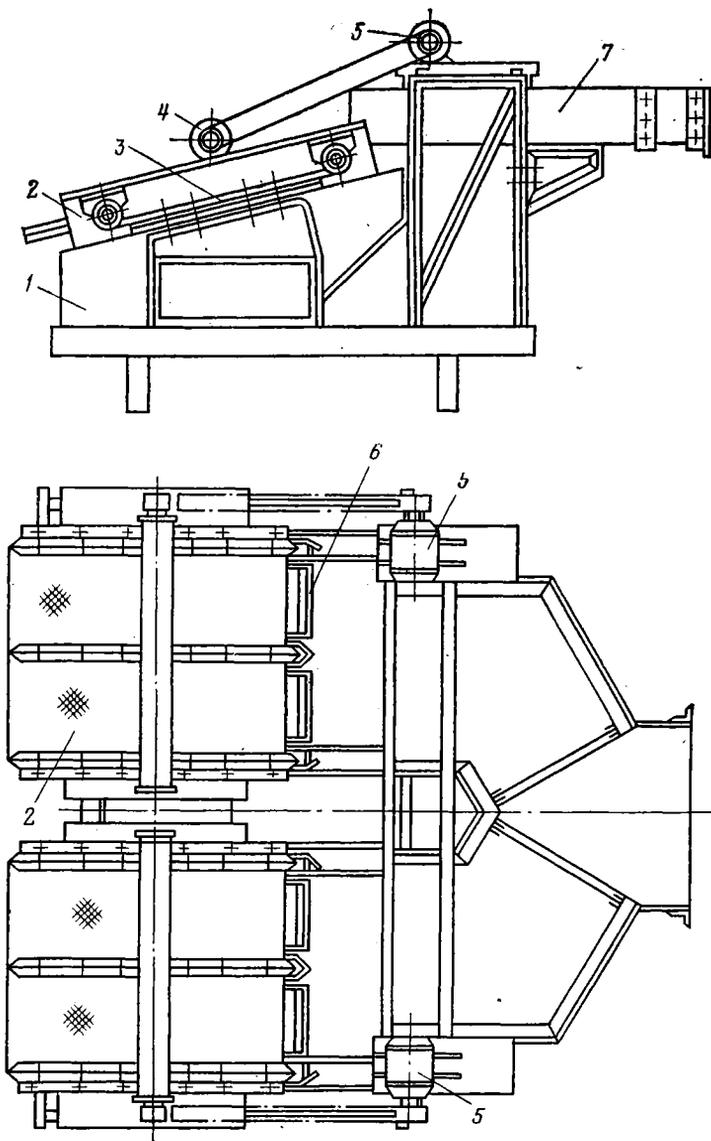


РИС. VI. 15.

СХЕМА УСТРОЙСТВА ВИБРОСИТА СВС-2:

1 — опорная рама;

2 — вибрирующие рамы с сет-

кой

3 — рессора;

4 — вибратор;

5 — двигатели;

6 — выравниватель;

7 — желоб

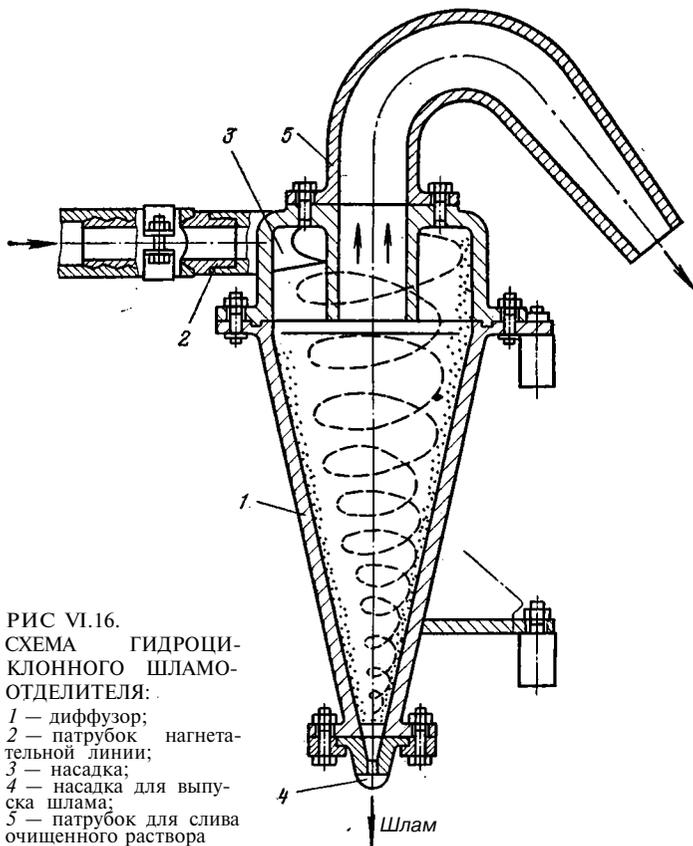


РИС VI.16.  
СХЕМА ГИДРОЦИ-  
КЛОННОГО ШЛАМО-  
ОТДЕЛИТЕЛЯ:  
1 — диффузор;  
2 — патрубок нагнета-  
тельной линии;  
3 — насадка;  
4 — насадка для выпу-  
ска шлама;  
5 — патрубок для слива  
очищенного раствора

Гидроциклонный шламоотделитель (рис. VI.16) представляет собой металлическую воронку (диффузор) с цилиндрической частью, к которой по касательной подводится труба с насадкой. Нагнетаемый насосом раствор поступает по этой трубе через насадку в верхнюю часть диффузора. Струя жидкости, двигаясь по внутренней стенке диффузора, приобретает вращательное движение. Под действием центробежных сил частицы шлама как более тяжелые прижимаются к стенкам диффузора и сползают в нижнюю часть его, выходя вместе с частью жидкости через патрубок, а очищенный раствор вытекает через верхний патрубок и по сливному шлангу поступает в приемный чан насоса.

Производительность гидроциклона и степень очистки раствора зависят от его размера, формы и режима движения жидкости. Наиболее рациональным считается гидроциклон с диаметром цилиндрической части диффузора 150—175 мм и углом конусности конической части 30—40°. В таком гидроциклоне отделяются частицы размером до 0,02 мм. Степень очистки повышается с уменьшением проходного отверстия в насадке 3, но при этом растет расход энергии и увеличивается износ насоса и гидроциклона. Кроме того, на качество очистки и расход раствора влияют размеры нижнего и верхнего отверстий. Верхнее должно быть всегда больше нижнего. Изменением соотношения размеров верхнего и нижнего отверстий можно регулировать размер частиц шлама, отделяемых гидроциклоном.

ТАБЛИЦА VI.11

## ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВИБРОСИТ

Параметры	СВС-2	СВ-2
Пропускная способность, л/с . . . . .	50—55	50—60
Перепад уровней, мм. . . . .	750	750
Угол наклона сетки, градус . . . . .	15	
Частота колебаний сетки, 1/мин . . . . .	1400—2000	1600—2000
Полезная площадь сетки, м <sup>2</sup> . . . . .	2,5	2,6
Длина сетки, м . . . . .	—	4,5
Размер ячеек сетки, мм . . . . .	0,7X2,3 1,0X2,3 1,0X5,0	
Мощность электродвигателя, кВт . . . . .	2,8	2,8
Габаритные размеры, м . . . . .	3,2X3,5X1,62	2,45X2,65X1,53
Масса, т . . . . .	1,654	1,425

В практике разведочного бурения скважин применяется шламоочистительная установка ОГХ-8Б (рис. VI.17) для очистки глинистого раствора. Она состоит из гидроциклона, винтового насоса типа ВП-4 и электродвигателя, смонтированных на общей раме.

*Техническая характеристика установки ОГХ-8Б*

Производительность, л/мин . . . . .	<300	Мощность электродвигателя, кВт . . . . .	4,5
Наибольшая степень зашламованности неочищенного раствора, % . . . . .	15	Габаритные размеры, м:	
Наибольший размер частиц, мм . . . . .	3	длина . . . . .	1,67
Содержание шлама после очистки, не более, % . . . . .	1	ширина . . . . .	4,20
		высота . . . . .	1,42
		Масса установки, т . . . . .	0,28

В практике бурения глубоких скважин для тонкой очистки промысловых растворов от частиц шлама-песка или регенерации утяжелителя применяются пескоотделители-гидроциклоны типа ИПГ, ИПГК конструкции Гипронефтемаш, конструкции объединения Куйбышевнефть, Первомайбурнефть и др.

Для очистки растворов используются установки комбинированного типа — ситогидравлические. Это агрегат, в котором имеется одинарное вибросито и батарея гидроциклонов-пескоотделителей. К такому типу установок относятся 4СГУ-1 и 4СГУ-2.

*Техническая характеристика установки 4СГУ-2*

Пропускная способность, л/с . . . . .	60	Размер ячеек сетки, мм . . . . .	4X4; 5X5
Число гидроциклонов . . . . .	4	Частота колебаний вибросита в 1 мин . . . . .	1600; 2000
Насос . . . . .	ВШН-150	Установленная мощность, кВт . . . . .	30,8
Ширина сетки, мм . . . . .	900	Габаритные размеры, м . . . . .	2,75X2,25X2,15
Полезная площадь сетки, м <sup>2</sup> . . . . .	1,126	Масса, т . . . . .	1,96

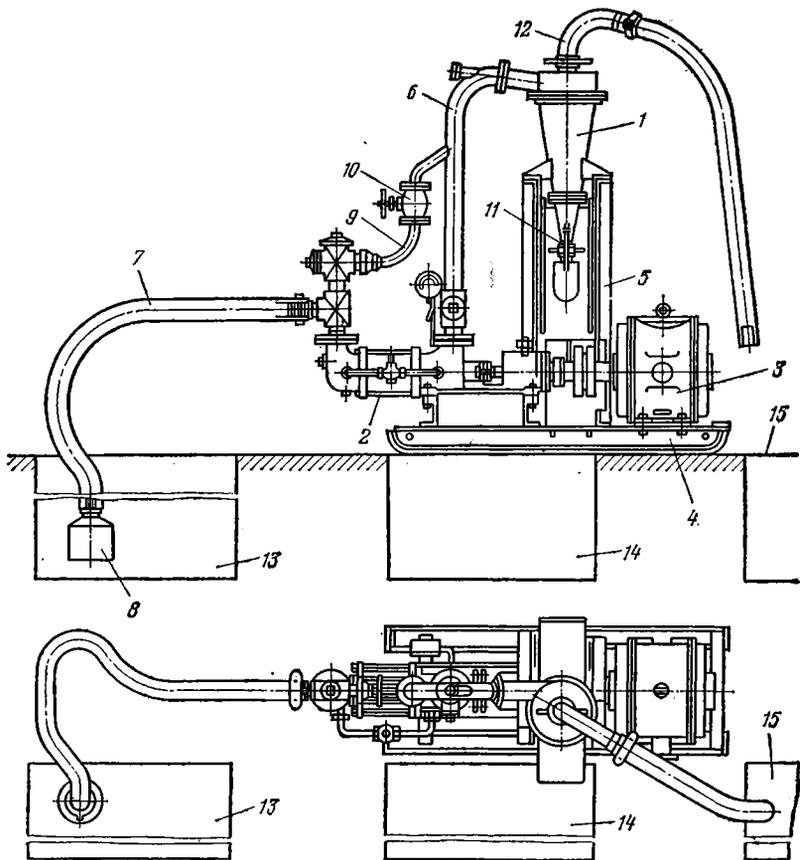


РИС. VI. 17.

СХЕМА ШЛАМООЧИСТИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ОГХ-8А;

- |                         |                       |                       |
|-------------------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 — гидроциклон;        | 7 — всасывающий шланг | 12 — сливная труба;   |
| 2 — винтовой насос;     | 8 — приемный храпок;  | 13 — емкость для за-  |
| 3 — электродвигатель;   | 9 — перепускная тру-  | шлямованной жидкости; |
| 4 — рама;               | 10 — вентиль;         | 14 — емкость для шла- |
| 5 — стойка;             | 11 — нижняя насадка   | ма;                   |
| 6 — нагнетательный тру- | для выпуска шлама;    | 15 — емкость для очи- |
| бпровод;                |                       | щенного раствора      |

## § 9. Промывочные жидкости, применяемые для вскрытия водоносных пластов

Водоносные пласты должны вскрываться такими промывочными жидкостями, которые бы не снижали его проницаемость и не оказывали бы бактериального и химического загрязнения подземных вод.

Устойчивость стенок скважины в рыхлых водовмещающих породах, которые в наибольшей степени подвержены обрушению, создается величиной репрессии (противодавления) промывочной жидкости на пласт. Величина гидростатического давления столба промывочной жидкости в этом случае должна быть больше пластового давления. Это достигается регулированием параметра плотности рас-

твора. Однако плотность раствора не должна быть слишком значительной, так как это создаст условия для интенсивного поступления раствора и частиц породы в поры и трещины пласта, и приведет к его кольматации. Широкое использование глинистых растворов, особенно для вскрытия слабонапорных водоносных пластов, является причиной значительного снижения проницаемости пласта, делает малоэффективными применяемые методы освоения (разглинизации).

В силу специфических особенностей глинистых растворов, в первую очередь набухания глинистых частиц в порах и трещинах пласта и консолидации связей этих частиц с водовмещающими породами, применение таких растворов оправдано только в тех случаях, когда кольматация пласта сводится к минимуму, например, для вскрытия самоизливающихся (фонтанирующих) водоносных пластов, представленных рыхлыми водовмещающими породами, и в некоторых других случаях.

Большая плотность раствора может являться причиной возникновения гидравлического разрыва пласта. Для раствора это приведет к его глубокому проникновению в пласт, а для промывочных жидкостей с мало выраженными структурными свойствами — к поглощению большого количества жидкости.

Таким образом, плотность раствора должна отвечать следующему условию

$$\frac{\rho_{пл}\alpha}{10H} < \gamma < \frac{\rho_{гр}\beta}{10H}, \quad (VI. 32)$$

где  $\gamma$  — плотность раствора, г/см<sup>3</sup>;  $H$  — глубина залегания пласта, м;  $\alpha$  и  $\beta$  — коэффиценты запаса,  $\alpha \sim 1,05-1,1$ ;  $\beta = 1,2-1,3$ .

Контакт промывочной и пластовой жидкостей может привести к выпадению некоторых солей в осадок, что снизит фильтрационную характеристику пласта. Поэтому следует стремиться к тому, чтобы химический состав промывочной жидкости был возможно ближе к пластовой.

Вода как промывочный раствор широко применяется для бурения в скальных устойчивых против обрушения породах. В последние годы по предложению Г. П. Квашнина, Д. Н. Башкатова, М. Г. Оноприенко и других широко применяется для вскрытия рыхлых водовмещающих пород при противодавлении на пласт. Вода, которая применяется в качестве промывочной жидкости, по своим физико-химическим свойствам мало отличается от пластовой, поэтому кольматация пласта мала. Дебиты скважин близки или превышают дебиты скважин ударно-канатного бурения, сооруженных в сходных условиях.

Устойчивость ствола скважины достигается постоянным поддержанием противодействия на пласт. Минимальная величина депрессии на пласт составляет 1,5—3,0 м вод. ст.

Вскрытие пласта сопровождается поглощением промывочной жидкости, причем тем в большей степени, чем больше противодействие на пласт. Вместе с водой в пласт поступают буровой шлам и частицы горных пород, слагающие стенки скважины. При этом имеет место незначительная кольматация пласта. Однако, если пласт слабонапорный, а при его вскрытии отмечалось существенное поглощение воды, то его кольматация частицами пород может быть значительной.

Перед наращиванием инструмента рекомендуется промывать скважину в течение 10—15 мин, чтобы исключить оседание шлама и прихват инструмента.

Чтобы не вызвать уменьшения давления в зоне пласта и его обрушение, подъем инструмента производить плавно на 1-й скорости.

В разрезах, представленных хорошо проницаемыми породами  $K_{\phi} > 20$  м/сут, расход воды становится большим и возникают трудности по поддержанию противодействия на пласт. Поэтому в таких породах целесообразнее применять малоглинистые, водогипановые и другие растворы. В определенных условиях (глубокое залегание пласта, способность образовывать трещины в породе при значительных гидродинамических противодействиях и др.) может произойти гидравлический разрыв пласта, характеризующийся созданием системы или одной трещины горизонтального или наклонного простирания на большую длину.

Гидравлический разрыв пласта является эффективным способом вскрытия и дренирования пласта.

Аэрированные и малоглинистые растворы используются на базе глинистого раствора. Для бурения скважин на воду эти растворы были впервые применены в 1966 г. Д. Н. Башкатовым и др. Важным положительным качеством аэрированных растворов является снижение их плотности до  $0,7-0,8 \text{ кг/см}^3$ . Это позволяет вскрывать пласт с меньшим противодавлением, что в свою очередь снижает кольматацию пласта и облегчает процесс освоения. Кроме того, наличие пузырьков воздуха в растворе способствует закрытию поровых каналов и трещин продуктивного пласта этими пузырьками и ограничивает поступление глинистого раствора в пласт. Опыт применения аэрированных растворов показал их высокую эффективность, дебиты скважины, сооруженные с применением таких растворов, близки к дебитам скважин ударного бурения, а время разглинизации не превышает 1—1,5 ст.-смены.

Аэрирование растворов производится следующими способами:

введением в раствор поверхностно-активных веществ и его перемешиванием в глиномешалке или отстойнике;

введением поверхностно-активных веществ в раствор и дополнительной аэрацией его воздухом, подаваемым компрессором или от специального эжекторного аэратора.

Аэрированные растворы эффективны при бурении в поглощающих разрезах.

Поверхностно-активные вещества подразделяются на неионогенные и анионогенные. Наибольшее применение получили неионогенные ПАВ: ОП-7, ОП-10, ПО-1, ОФ-20, ОФ-30, КАУФ<sub>1,4</sub>, УФ<sub>8</sub> и др. Электрическая нейтральность молекул этих ПАВ способствует их устойчивости против воздействия минеральных солей. Эти ПАВ сохраняют достаточную активность в широком диапазоне температур в щелочной и кислотной среде.

Анионоактивные ПАВ (сульфанол, сульфатат, прогресс, новость, НП-1, азолы А и Б и др.) составляют с катионоактивными (катапин А, карбозолин О и др.) группу ионогенных ПАВ.

Адсорбция ПАВ на поверхности раздела фаз определяет активность воздействия этих веществ на раствор. Поверхностное натяжение на границе раздела фаз тем меньше, чем выше активность ПАВ. Эта связь выражается уравнением Гиббса

$$\Gamma = \frac{c}{RT} \frac{d\sigma}{dc}, \quad (\text{VI.33})$$

где  $\Gamma$  — величина адсорбции;  $\sigma$  — поверхностное натяжение;  $c$  — концентрация веществ в одной из фаз, образующих поверхность раздела (молярная);  $R$  — газовая постоянная;  $T$  — абсолютная температура.

ПАВ на разделе двух фаз могут в тысячи раз превышать концентрацию в объеме и в 2—3 раза снижать поверхностное натяжение.

В зависимости от типа ПАВ и химического состава раствора его оптимальная добавка, как правило, не превышает 2—4%. Введение большего объема ПАВ не ведет к существенному изменению параметров раствора.

Гидростатическое давление столба аэрированной жидкости определяется по скорректированному уравнению Стронга

$$0,1H\gamma - p = \frac{x}{100 - x} \ln(p + 1), \quad (\text{VI.34})$$

где  $H$  — глубина скважины;  $m$ ;  $\gamma$  — плотность негазированного раствора,  $\text{г/см}^3$ ;  $p$  — гидростатическое давление столба газированного раствора,  $\text{кгс/см}^2$ ;  $x$  — содержание газа в единице объема раствора на поверхности, %.

Среднее снижение плотности аэрированного раствора определяется формулой

$$\Delta\gamma = \frac{23Q_v}{HQ_p} \ln(p + 1), \quad (\text{VI.35})$$

где  $Q_v$  и  $Q_p$  — соответственно объемный расход воздуха в нормальных условиях и раствора,  $\text{м}^3/\text{мин}$ .

При вскрытии слабонапорных пластов, чтобы предотвратить поглощение раствора, величину плотности раствора регулируют таким образом, чтобы перепад давления раствора на пласт не превышал 0,15—0,20 кгс/см<sup>2</sup>. В этих условиях следует избегать гидродинамических давлений, возникающих при проработке ствола, быстрым спуске колонн и других операциях. Степень аэрации  $a$  определяется как отношение расхода воздуха  $Q_v$  и жидкости  $Q_{ж}$  в кубометрах при атмосферном давлении. Рекомендуемая степень аэрации

$$a = Q_v/Q_{ж} = 7 - 5.$$

Исследованиями ГУЦР Мингео РСФСР установлено, что аэрации растворов поверхностно-активными веществами типа ОП-7, ОП-10, ОП-20, сульфанол, паста «Успех», тинол, Бероль—Ланго (Швеция), правацелл (ГДР) и другими значительно более эффективна при добавках реагентов КМЦ, моноэтаноламида и триполифосфата натрия.

Экспериментально установлено, что плотные глины с прослоями песка успешно бурятся с пенообразователями типа тинола, триполифосфата натрия в концентрации 0,1% и превацелла в концентрации 0,05%. При загустевании раствора концентрация пенообразователей увеличивается до 1—2%. Бурение в песчаных породах ведется растворами, обработанными КМЦ в количестве 0,5—0,6%, что приводит к стабилизации раствора и снижает водоотдачу до 6—10 см<sup>3</sup>.

В поглощающих пластах раствор обрабатывается КМЦ и моноэтаноламидом по 3—5 кг и превацеллом в количестве 0,5—1,5 кг на 1 м<sup>3</sup> раствора. Это улучшает структурные свойства раствора, СНС возрастает до 16—19 мгс/см<sup>2</sup>, водоотдача не превышает 15 см<sup>3</sup> за 30 мин. Удельный расход раствора в водонасыщенных песках на 1 м ствола скважины уменьшается с 0,5 до 0,014 м<sup>3</sup>. Механическая скорость бурения в глинах III—IV категории увеличивается на 20—25%.

В Ивановской гидрогеологической экспедиции применение малоглинистых растворов позволило сократить затраты времени на освоение пласта (водонасыщенные пески) с 2 до 0,25 ст.-смен. Удельные дебиты при этом возросли на 20%.

В тресте Востокбурвод использовались аэрированные промывочные жидкости на неглинистой основе (буровой шлам из неглинистых пород). Структурные свойства обеспечиваются КМЦ и ССБ, полиакриламидами, К-4, РС-2, аэрация — введением в раствор ПАВ (ПО-1, сульфанол, мылонафт). Корка из известковых и меловых суспензий легко разрушается при освоении скважин.

Однако такие промывочные жидкости можно применять лишь в определенных геологических условиях. Применение же мелового порошка не всегда экономически целесообразно. Велики затраты на приготовление таких промывочных жидкостей и поддержание их параметров.

*Техническая характеристика малоглинистых промывочных жидкостей*

Глина, % . . . . .	4—6	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	3—5
КМЦ, % . . . . .	1—2	Вязкость, с . . . . .	<50—70
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	0,9—1,05	Толщина корки, мм . . . . .	0,5

Применение малоглинистых промывочных жидкостей не гарантирует пласт от кольтации, но снижает ее степень. Целесообразно применять такие растворы в разрезах, где вода интенсивно поглощается, например, в крупнозернистых и гравелистых песках с коэффициентом фильтрации более 20 м/сут.

Применение малоглинистых растворов в Средне-Волжской КГРЭ, на Ульяновском месторождении подземных вод показал, что удельные дебиты скважин по сравнению со скважинами, пробуренными обычными глинистыми растворами, возросли в 1,7—2,0 раза. В Ивановской КРГЭ применение малоглинистых растворов позволило снизить время на освоение с 2 до 0,25 бригадо-смены, удельные дебиты возросли в среднем на 20%, расход воды на бурение сократился с 0,5 до 0,014 м<sup>3</sup> на 1 м проходки.

## Карбонатные (меловые) растворы

В бурении скважин на нефть и газ широко применяются специальные промывочные растворы на карбонатной основе. Для бурения используются растворы с различными добавками реагентов. ВИОГЕМ рекомендует для вскрытия водоносных пластов применять следующий состав растворов, %:

мел молотый . . . . .	25	жидкое стекло . . . . .	4
углекислотной реагент . . . . .	10	поверхностно-активные вещества	0,5

Последние три компонента применяются для получения необходимых структурных свойств.

Получили применение также и глино-меловые растворы, их состав следующий, %:

мел молотый . . . . .	15
глинопоророшок бентонитовый . . . . .	5
сода кальцинированная . . . . .	0,2

Преимущества этих растворов состоят в том, что образуемая на стенках скважины корка легко разрушается при кислотной обработке. Вместе с этим наличие жидкого стекла и глинопоророшка в этих растворах приводит к их проникновению в глубь пласта, а, следовательно, и к его кольтматации. Поэтому после применения таких промывочных растворов необходимо проведение весьма дорогостоящих и сложных работ по кислотной обработке пласта.

ВИОГЕМ в 1965 г. впервые применил меловые растворы для бурения водоносительных скважин на КМА.

Вскрытие водоносных горизонтов в мелких и среднезернистых песках рекомендуется осуществлять растворами плотностью 1,25—1,3 г/см<sup>3</sup>, вязкостью 22—25 с, водоотдачей 5—10 см<sup>3</sup> за 30 мин.

Для вскрытия водоносных горизонтов в крупнозернистых песках и песчано-гравийных отложениях меловой раствор имеет следующие параметры:

плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,35—1,4	статическое напряжение	
вязкость, с . . . . .	40—60	сдвига, мгс/см <sup>2</sup> . . . . .	100
водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	5—10		

Для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора требуется в кг:

мел молотый (марки А, Б) . . . . .	300—400	крахмал . . . . .	10—15
глина бетонированная . . . . .	30—60	паста алкилсульфатов про-	
УЩР . . . . .	100	изводства Шекинского хим-	
жидкое стекло . . . . .	30—40	комбината . . . . .	2

В песчано-гравийных отложениях применение такого раствора приводит к его большому расходу за счет фильтрации последнего в пласт. В таких случаях рекомендуется увеличить содержание мела до 500 кг, глины до 75 кг и крахмала до 20 кг.

П. М. Журавлев в Белоруссии исследовал применение меловых растворов в песчано-гравийных отложениях. Состав раствора: мел 5—30%, УЩР 8—10%, КМЦ 0,6—1,0%.

### Техническая характеристика мелового раствора

Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,0—1,22	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	1,5—3,0
Вязкость, с . . . . .	35—80	Толщина корки, мм . . . . .	0,3

В Белорусской ГГЭ применение таких промывочных жидкостей обеспечило снижение затрат времени на освоение скважин в 2,5 раза, повысило дебиты скважин в 2—5 раз. Недостатком таких промывочных жидкостей является большая трудоемкость их приготовления.

При бурении скважин на нефть и газ получили применение известково-битумные растворы (ИБР), особенно при вскрытии коллекторов с низким пластовым давлением, где применение глинистых растворов приводит к существенной коагуляции пласта. В состав этих растворов входит дизельное топливо, высокоокисленный битум, окись кальция, ПАВ. Для утяжеления раствора может использоваться барит. Важным показателем таких растворов является их незначительная водоотдача ( $1-3 \text{ см}^3$ ). Стоимость ИБР значительно выше глинистого раствора. При сооружении скважин на воду ИБР не применяются, однако их использование в определенных условиях может оказаться эффективным.

При бурении на нефть в последнее время, как отмечают Н. И. Крысин и другие, начинают применять также эмульсионно-глинисто-карбонатные растворы, которые снижают отрицательное влияние фильтрата на продуктивные пласты.

Практика применения меловых растворов при бурении скважин на воду не подтверждает их эффективность. Наличие глины, жидкого стекла и некоторых других веществ приводит к существенной коагуляции пласта, солянокислотная обработка не обеспечивает полного восстановления проницаемости пласта, сам процесс солянокислотной обработки технологически сложен и трудоемок.

Самораспадающиеся растворы впервые стали применяться в США, Канаде, Франции. Широкое применение получили крахмальные препараты ротокал, ротосол и др.

В последнее время ВНИИГиМом разработана технология приготовления и применения растворов на базе модифицированного крахмала (ТУ-18 РСФСР-91-74). Крахмал представляет собой белый однородный порошок, поставляется в мешках массой до 20 кг. Приготавливается раствор на буровой с помощью гидросмесителя или в гидромешке. Необходимо применять воду температурой  $60-70^\circ \text{C}$ , так как в холодной воде крахмал плохо растворяется. На  $1 \text{ м}^3$  воды расходуется  $40-50 \text{ кг}$  сухого крахмала (5 вес. %). Раствор с концентрацией крахмала 5% имеет плотность около  $1,00-1,02 \text{ г/см}^3$ , вязкость 20 с, водоотдачу  $12 \text{ см}^3$ . Если необходим раствор с большей плотностью, то в него добавляют соль. Раствор распадается через 3-4 сут. Ускорение распада достигается добавкой препарата амилосубтидина в количестве 0,02 вес. %. Амилосубтилин выпускается пищевой промышленностью под маркой ГЭФ-1 (ОСТ 5929-72) и представляет собой порошок светло-коричневого цвета. Его поставляют в полиэтиленовых мешках, хранение производят при температуре до  $25^\circ \text{C}$  в сухих помещениях. После 6 мес хранения активность препарата снижается и это необходимо учитывать при его применении.

Опыт применения самораспадающихся растворов показал их ряд положительных качеств, в частности, повышение эффективности работ по освоению скважин по сравнению со скважинами, пробуренными с глинистым раствором.

Введение амилосубтилина устраняет вязкость раствора через 6 ч. Процесс вскрытия и оборудования призабойной зоны должен быть закончен в период не менее чем за 3-4 сут с момента приготовления раствора. Если применяется ускоритель, то его введение должно производиться за 4-5 ч до предполагаемого окончания работ. Себестоимость такой скважины несколько ниже за счет уменьшения сроков освоения пласта, хотя стоимость 1 т крахмала составляет 450 руб. Кроме того, следует отметить положительное действие крахмала на снижение сил трения бурильных труб о стенки скважины.

Крахмал склонен к загниванию и его трудно хранить. Применение же модифицированного крахмала, обработанного антисептиками типа ортобензилперхлорфенол, тормозящими процесс разложения, невозможно из-за токсичности последнего. В практике такие растворы, очевидно, будут иметь ограниченное применение.

По данным Г. Ф. Федорова, в Белоруссии успешно опробовано применение безглинистых растворов для вскрытия водоносных пластов. В качестве основы используют карбоксиметилцеллюлозу в количестве  $7-10 \text{ кг}$  на  $1 \text{ м}^3$  раствора. Кроме того, раствор обрабатывают УЩР в количестве  $80-100 \text{ кг}$  и мелом. Последний регулирует плотность раствора. При длительном хранении такой раствор распадается. Стоимость  $1 \text{ м}^3$  такого раствора составляет около 12 руб., стоимость  $1 \text{ м}^3$  глинистого раствора в условиях Белоруссии составляет около  $6-7 \text{ руб.}$

Если произвести промывку или прокачку скважины, то процесс освоения интенсифицируется. При сооружении гидрогеологических скважин в разнородных песках дебиты скважин, полученные при данной технологии, возросли по сравнению с широко распространенным способом разглинзации зафильтровой промывкой и эрлифтной прокачкой, до 5 раз снизилось время освоения пластов.

Если вскрытие пласта произведено с применением раствора, то его коагуляция, а следовательно, разрушение глинистой корки на стенках скважины, можно вызвать промывая призабойную зону растворами полиакриламида или сернокислого алюминия.

В качестве добавки к глинистым растворам могут использоваться полифосфаты: кислый дифлоксат ( $\text{Na}_2\text{H}_2\text{P}_2\text{O}_7$ ) и тетраполифосфат ( $\text{Na}_2\text{P}_4\text{O}_{13}$ ). Роль этих добавок — дефлокуляция (распад) глины. В полной мере такого распада не получается, так как это связано с трудностями поддержания условий для реакции. Однако добавки полифосфатов снижают вязкость раствора и водоотдачу, уменьшают толщину корки (0,5—0,8 мм).

Распад глинистого раствора достигается введением в него тетрафосфата натрия ( $\text{P}_4\text{O}_{16}\text{Na}_6$ ) и гексометафосфата натрия. Последний имеет  $\text{pH} = 6-7$  и для более эффективного распада раствора в него вводят щелочь, так как в кислой среде раствор стабилизирует свои свойства. Известны случаи применения полифосфатов для расколматации фильтров. Применение самораспадающихся растворов оказывается менее эффективным, чем применение технологии бурения с водой, водогипановыми растворами и др.

Растворы на полимерной основе получили широкое применение за рубежом в начале 70-х годов. В США на основе полимера ХС использовались растворы «Куик трол», полимерные растворы типа «Сепаран» (АР-30, Р-2), в ФРГ «Престол 2850». При ударном бурении фирма «Бейнер Дрил» (Канада) применяла воду, обработанную препаратом «Тригель», и т. д. В СССР растворы на основе полимеров начали применять при бурении скважин на нефть и газ. В последнее время такие растворы успешно применяются при бурении скважин на воду.

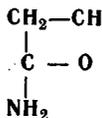
Основными качествами, определяющими успешное применение полимерных растворов в бурении, являются обеспечение достаточной вязкости и высокой выносной способности потока, хорошие смазывающие свойства, а также снижение их фильтрации в поглощающих разрезах.

Известны многочисленные полимеры и их модификации, обеспечивающие их применение в бурении: КМЦ, полиакриламид (ППА), гипан, К-4, метас и т. п.

КМЦ не получила широкого применения из-за большой стоимости продукта (1 т КМЦ стоит 1680 руб.). КМЦ поставляется в бумажных мешках, при их хранении продукт слеживается и превращается в трудноразмельчаемую массу. Чтобы приготовить раствор, необходимо предварительное дробление КМЦ и длительное перемешивание в глиномешалке в теплой воде ( $T > 40^\circ\text{C}$ ) в течение 40—80 мин, в зависимости от температуры воздуха и концентрации.

Полимер метас не получил промышленного применения, так как растворяется только в щелочном растворе. Он нестойк к поливалентным металлам и коагулирует.

Полиакриламид (ПАА) является высокомолекулярным органическим веществом, он получается радикальной полимеризацией мономера акриламида в присутствии инициаторов. Формула ПАА:



Гидролиз осуществляют обработкой раствором едкого натра (каустической соды) в присутствии кальцинированной соды. В щелочной среде происходит диссоциация на сложный органический полимерный анион и простой катион. На глинистых частицах полимерный анион адсорбируется. Степень гидролиза

определяет стабильность ПАА, максимум стабильности имеет место при соотношении компонентов:

вода, м <sup>3</sup> . . . . .	1	сода каустическая, кг . . . . .	15
ПАА, кг . . . . .	12 (сухой 100%)	сода кальцинированная, кг . . . . .	15

При отклонении количества каустической и кальцинированной соды в пределах 25% стабильность изменяется незначительно. Гидролиз ПАА осуществляется в глиномешалках с обязательным подогревом воды, время перемешивания одной порции 3—3,5 ч, после суточного отстоя реагент готов к применению.

ПАА поставляется в полиэтиленовых мешках, приготовление раствора требует измельчения гелеобразной массы и ее размятия в горячей воде гидролизованного ПАА в количестве 10—15%. ПАА получил применение и как тампонажный материал; 0,4%-ный раствор полиакриламида используют для затворения цемента, который при контакте с глинистым раствором коагулирует.

На первых этапах ПАА применялся для приготовления малоглинистых растворов, содержание гидролизованного полиакриламида до 7—10%. Основные параметры такого раствора:

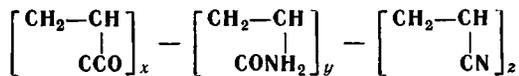
вязкость, с . . . . .	24—26
плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,05
водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин . . . . .	6—8

Следует отметить, что добавка каустической соды в малоглинистый раствор вызывает его коагуляцию, по этой же причине нельзя добавлять в него обычный глинистый раствор.

Полимерные промывочные жидкости на базе препарата К-4 получили применение при бурении глубоких скважин на нефть и газ. Препарат К-4 меньше гущает раствор, чем гипан, однако его расход для приготовления раствора больше. Ведутся работы по разработке растворов на базе мезги (2+2,5%), УЩР (6%) и каустической соды (0,01%). Стоимость 1 м<sup>3</sup> такого раствора приблизительно равна стоимости 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора.

Гипан поставляется в виде 10%-ного раствора в бочках. При хранении долго сохраняет свои технологические свойства. Товарный гипан хорошо растворяется в воде. Время перемешивания гипана в глиномешалке составляет 7—10 мин при температуре воды не выше 10—15° С. Раствор можно готовить, используя гидросмеситель или путем перемешивания гипана в зумпфе вручную. 1 т гипана стоит 135 руб., что более чем в 10 раз дешевле, чем КМЦ-600, и в 2,4 раза дешевле ПАА.

Молекула гипана имеет следующее строение:



Для гипана-1 соотношение  $x : y : z$  составляет примерно 83 : 10 : 7. Это характеризует незавершенность процесса гидролиза. Структурные свойства гипана определяются отрицательными карбоксильными группами, вязкость же тем, что карбонатные группы силой электростатики отталкиваются друг от друга. Контакт карбоксилос с катионами поливалентных металлов приводит к образованию геля. Это свойство гипана используют при тампонажных работах. Коагуляция гипана и выпадение в осадок эластичного геля обычно осуществляют введением в раствор хлористого кальция. Вологипановый раствор, циркулируя в стволе скважины, контактирует с катионами солей пластовых вод и горных пород ( $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  и т. п.), в результате возникает коагуляция раствора с образованием геля, который проникает в поровое пространство трещины горной породы, создает зону кольматации и препятствует глубокому проникновению раствора в породу. При контакте гипана с  $\text{FeCl}_3$  образуется гель в виде мелких образований диаметром до 5 мм. При легком взбалтывании раствора гель разрушается. Контакт гипана с  $\text{MgCl}_2$  дает более прочный гель, имеющий волокнистое строение.

Соли  $\text{CaCl}_2$  не оказывают отрицательного воздействия на водный раствор полиакриламида. В молекуле же гипана присутствует нейтральная группа, оказывающая сильное диссоциативное воздействие на карбоксильные группы и определяющая агрессию поливалентных металлов. Поэтому у гипана кольматировочные свойства выше, чем у ПАА.

Водогипановые растворы создают на стенках скважины эластичную корку, способную предотвратить фильтрацию раствора в пласт и его кольматацию. Зафильтровая промывка, прокачка скважины эрлифтом приводят к разрушению корки, быстрому и полному освоению пласта. Большие исследования по применению водогипановых растворов в Среднем Поволжье выполнил А. М. Коломиец. Дебиты пробуренных с помощью водогипановых растворов превосходят не только дебиты скважин, пробуренных с помощью глинистых растворов, но часто и дебиты скважин, пробуренных с применением воды. Причем, превышение удельных дебитов в последнем случае составляет 1,1—1,3 раза. Время освоения составляет всего 1—2 ч.

Важным положительным качеством водогипановых растворов является их успешное применение в поглощающих разрезах. По данным Средне-Волжской ГЭ, фильтрационный расход водогипановых растворов в 2 раза меньше, чем воды, причем, с увеличением вязкости раствора уменьшается. Водогипановые растворы вязкостью 18,5 с снижают проницаемость песков в 2—2,5 раза, вязкостью 23 с — в 7—8 раз, вязкостью 26 с — в 9—11 раз.

Расход раствора снижается в 2—3 раза при остановке процесса бурения. А. М. Коломиец провел исследования структурных свойств водогипановых растворов. Им установлено, что приборы типа СНС-2 не могут быть применены для этих целей. Важным свойством водогипановых растворов является их вязкость. Скорость оседания частиц песка с фракцией 0,25 мм составляет в воде около 9—10 см/с, в водогипановом растворе с концентрацией гипана 1,3 и 5% — соответственно 3,8; 2,4 и 1,7 см/с. Для песка с фракцией частиц 0,5 мм эти величины составляют 3,2; 1,5 и 0,3 см/с (в воде 7,0 см/с) для песка с фракцией частиц 10 мм — 1,7; 0,5 и 0,3 см/с (в воде 2,6 см/с); а для песка с фракцией 2 мм — 0,5; 0,2 и 0,1 см/с (в воде 1,3 см/с).

Выносная способность раствора, оцениваемая отношением скорости оседания частиц песка в воде и в водогипановом растворе (пески с фракцией частиц от 0,25 до 2,0 мм), существенно зависит от концентрации гипана в раствор. Для 1%-ной концентрации гипана она изменяется от 2,5 до 4,5 раз; для 3%-ной концентрации от 5 до 7 раз, а для 5%-ной концентрации от 10 до 15 раз.

Перед наращиванием инструмента скважина промывается в течение 3—5 мин. А. М. Коломиец исследовал устойчивость стенок скважины при водогипановых растворах. Если при бурении с прямой и обратной промывкой водой минимальное превышение уровня раствора над статическим уровнем воды в скважине составляет 1,5—3,0 м, то для водогипановых растворов эта величина снижается и в ряде случаев достигает нуля. Это свойство водогипановых растворов существенно расширяет границы их применения.

ТАБЛИЦА VI.12  
ЗНАЧЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ВОДОГИПАНОВЫХ РАСТВОРОВ

Содержание гипана в растворе, %	Вязкость гипана-1, с	Вязкость гипана-0,7, с	Содержание гипана в растворе, %	Вязкость гипана-1, с	Вязкость гипана-0,7, с
0	15	15	5	30	25
1	17	17	10	50	45
2	20	20	20	108	97
3	23	22	35	256	244
4	26	24			

Важным положительным качеством водогипановых растворов является их более низкая температура замерзания. Так, при 1%-ной концентрации гипана температура замерзания составляет  $-1,5^{\circ}\text{C}$ , а при 5 и 10%-ной концентрации соответственно  $-4,5$  и  $-6,5^{\circ}\text{C}$ .

Если в раствор добавить соль, то температура замерзания еще более снижается. В 1%-ном водогипановом растворе добавка NaCl в количестве 4,5 и 6,0% обеспечивает температуру замерзания соответственно  $-7$  и  $-7,5^{\circ}\text{C}$ ; для 5%-ного раствора эти величины равны  $-8,5$  и  $-9,0^{\circ}\text{C}$ . Дальнейший рост концентрации соли более 7% увеличивает агрессивность раствора к металлу. А. М. Коломиец рекомендует применять растворы с 2–7%-ной концентрацией гипана, что обеспечивает температуру замерзания до  $-9^{\circ}\text{C}$ . Такие растворы целесообразно применять в многолетнемерзлых породах и в зимнее время.

В практике может применяться товарный гипан-0,7. Этот продукт характеризуется незавершенным гидролизом, хуже растворяется в воде и более существенно по сравнению с гипаном-1 изменяет свои свойства во времени. Содержание гипана в растворе обеспечивает его различную вязкость (табл. VI. 12).

Вязкость раствора снижается во времени. Вязкость 1%-ного раствора через 100 сут хранения в стальных бочках снизилась с 17 до 13 с. Вязкость 5%-ного раствора гипана-1 после трех месяцев хранения снизилась с 30 до 25 с. Однако дальнейшее хранение в течение 50 дней не изменило показателей вязкости.

Гипан-0,7 сильнее загущает растворы, чем гипан-1.

**ГЛАВА VII**  
**БУРЕНИЕ СКВАЖИН**  
**С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ**

---

Бурение скважин на воду с продувкой воздухом по сравнению с промывкой водой и глинистыми растворами имеет преимущества, основными из которых являются:

- 1) совмещение операций по бурению, вскрытию, освоению и опробованию водоносного пласта;
- 2) более высокие технические и механические скорости бурения;
- 3) экономическая эффективность.

**§ 1. Обоснование и расчеты технологии бурения с продувкой воздухом**

Отечественное серийно выпускаемое компрессорное оборудование позволяет бурить скважины в сухих устойчивых породах глубиной до 120 м диаметрами не более 200—220 мм.

В практике буровых работ на воду применяют два способа бурения с продувкой воздухом: 1) обычное шарошечное роторное бурение с прямой продувкой воздухом вместо промывки для пород средней крепости; 2) бурение с применением забойных пневмоударников для крепких пород.

Для успешного выноса шлама с забоя в процессе бурения скорость восходящего потока воздуха в скважине должна быть в пределах 15—20 м/с; при этом требуемый расход воздуха определяется формулой [41]

$$Q = \omega f, \quad (\text{VII.1})$$

где  $Q$  — расход воздуха, м<sup>3</sup>/с;  $\omega$  — скорость восходящего потока воздуха в затрубном пространстве, м/с;  $f$  — площадь сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>.

Расход воздуха рассчитывается для нормальных условий: при температуре +15° С (288° К) и давлении 1 кгс/см<sup>2</sup> (или 10 000 кгс/м<sup>2</sup>).

Скорость восходящего потока воздуха для конкретных условий определяется выражением

$$\omega = \omega_{кр} + \omega_{нз}, \quad (\text{VII.2})$$

где  $\omega_{кр}$  — критическая скорость падения частиц в стесненных условиях, м/с.

По данным А. Т. Лактионова [41], формула для определения критической скорости имеет вид

$$\omega_{кр} = 2,26 L_0 \theta^2 \sqrt{\frac{p_3}{p_y}} \sqrt{d_ч \frac{\gamma_ч - \gamma_{ср}}{\gamma_{ср}}}, \quad (\text{VII.3})$$

где  $L_0$  — параметр, характеризующий статистические силы сопротивления среды (определяется по табл. VII.1);  $\theta$  — коэффициент сужения площади или коэффициент разрыхления смеси (для диаметров скважин 119—146 мм его можно принять равным 0,95);  $p_3$  — давление воздуха на забое, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_y$  — давление воздуха у устья, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_k$  — давление воздуха на выкиде компрессора, кгс/см<sup>2</sup>;  $d_ч$  — условный диаметр частицы шлама, м;  $\gamma_ч$  — плотность движущейся частицы, кг/м<sup>3</sup>;  $\gamma_{ср}$  — плотность среды, кг/м<sup>3</sup>.

Для упрощения расчетов по формуле (VII.3) в табл. VII.2 приведены значения  $\sqrt{p_3/p_y}$  при различных глубинах скважин  $H$ , диаметрах бурительных труб  $d_{тр}$  и расходах воздуха  $\theta$ .

ТАБЛИЦА VII.1

ПАРАМЕТР  $L_0$ , ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ СОПРОТИВЛЕНИЕ СРЕДЫ

$d_{ч}$ , мм	$\sqrt{d}$ , м	Значения $L_0$ для частиц			
		круглых	округ- ленных	угловатых	продол- говатых
0,1	0,0100	0,55	0,41	0,27	0,24
0,2	0,0141	1,17	0,93	0,73	0,63
0,3	0,0173	1,43	1,16	0,98	0,84
0,4	0,0200	1,67	1,32	1,13	0,97
0,5	0,0224	1,85	1,48	1,29	1,11
0,6	0,0245	1,92	1,54	1,34	1,20
0,7	0,0265	2,08	1,63	1,42	1,22
0,8	0,0283	2,13	1,67	1,43	1,27
0,9	0,0300	2,24	1,71	1,45	1,29
1,0	0,0316	2,30	1,75	1,49	1,31
2,0	0,0447	2,62	1,94	1,69	1,41
3,0	0,0548	2,51	1,93	1,64	1,47
4,0	0,0633	2,58	1,88	1,60	1,44
5,0	0,0707	2,50	1,90	1,54	1,48
6,0	0,0775	2,52	1,86	1,61	1,45
7,0	0,0837	2,42	1,92	1,52	1,46
8,0	0,0894	2,64	1,84	1,58	1,43
9,0	0,0948	2,42	1,91	1,54	1,45
10,0	0,1000	2,55	1,82	1,60	1,46

ТАБЛИЦА VII.2

ЗНАЧЕНИЯ  $\sqrt{p_3/p_y}$ 

$H$ , м	$d_{ТР}$ , мм	$Q = 8 \text{ м}^3/\text{мин}$			$Q = 12 \text{ м}^3/\text{мин}$			$Q = 16 \text{ м}^3/\text{мин}$		
		$p_3$	$\sqrt{p_3/p_y}$	$p_k$	$p_3$	$\sqrt{p_3/p_y}$	$p_k$	$p_3$	$\sqrt{p_3/p_y}$	$p_k$
20	60	0,30	1,14	1,54	0,33	1,15	2,56	0,37	1,18	3,60
	73	0,32	1,15	1,40	0,36	1,17	2,27	0,42	1,19	3,08
	89	0,40	1,18	1,36	0,49	1,22	2,17	0,66	1,28	2,91
40	60	0,58	1,25	2,09	0,66	1,28	3,53	0,74	1,32	5,10
	73	0,61	1,27	1,85	0,68	1,30	2,92	0,79	1,33	4,04
	89	0,73	1,31	1,76	0,95	1,39	2,73	1,26	1,50	3,68
60	60	0,86	1,36	2,69	0,93	1,38	4,44	1,02	1,42	6,51
	73	0,90	1,37	2,29	1,01	1,41	3,57	1,15	1,46	4,99
	89	1,08	1,44	2,16	1,41	1,54	3,28	1,87	1,69	4,45
80	60	1,15	1,46	3,21	1,23	1,49	5,37	1,34	1,53	7,96
	73	1,20	1,48	2,72	1,33	1,52	4,22	1,52	1,58	5,94
	89	1,43	1,55	2,55	1,87	1,69	3,83	2,47	1,86	5,21
100	60	1,43	1,55	3,77	1,53	1,59	6,31	1,67	1,64	9,41
	73	1,49	1,57	3,17	1,66	1,63	4,22	1,89	1,70	6,88
	89	1,79	1,67	2,94	2,33	1,82	4,20	3,08	2,01	5,98

Избыточная скорость движения потока воздуха (м/с) для транспорта шлама определяется формулой [41]

$$\omega_{из} = \frac{Fs}{f(1-\theta)}, \quad (VII.4)$$

где  $f$  — площадь поперечного сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>;  $F$  — площадь забоя, м<sup>2</sup>;  $s$  — механическая скорость бурения, м/с.

Избыточную скорость следует определять по табл. VII.3.

Исходя из приведенных расчетов и опыта, наиболее практичной формулой расчета необходимой подачи компрессоров (м<sup>3</sup>/мин) для продувки скважины воздухом является

$$Q = 47,1(D^2 - d_{тр}^2)\omega. \quad (VII.5)$$

ТАБЛИЦА VII.3  
ИЗБЫТОЧНАЯ СКОРОСТЬ ПОТОКА ВОЗДУХА

Механическая скорость бурения $s$ , м/ч	Диаметр долота $D$ , мм	Диаметр бурильных труб $d_{тр}$ , мм	Избыточная скорость $\omega_{из}$ , м/с
5	119	60,5	0,10
		73,0	0,11
	140	63,5	0,09
		73,0	0,09
10	119	63,5	0,20
		73,0	0,22
	140	63,5	0,17
		73,0	0,18
15	119	63,5	0,30
		73,0	0,37
	140	63,5	0,26
		73,0	0,28
20	119	63,5	0,40
		73,0	0,45
	140	63,5	0,35
		73,0	0,37
30	119	63,5	0,60
		73,0	0,68
	140	63,5	0,52
		73,0	0,56
40	119	63,5	0,80
		73,0	0,89
	140	63,5	0,69
		73,0	0,74

Механическая скорость бурения $s$ , м/ч	Диаметр долота $D$ , мм	Диаметр бурильных труб $d_{тр}$ , мм	Избыточная скорость $\omega_{из}$ , м/с
50	119	63,5 73,0	1,00 1,12
	140	63,5 73,0	0,86 0,92
60	119	63,5 73,0	1,20 1,34
	140	63,5 73,0	1,05 1,10

## § 2. Бурение скважин с применением пневмоударников

Погружные пневмоударники для сооружения скважин на воду целесообразно применять при бурении как сухих, так и обводненных горных пород с коэффициентом крепости 12—20 по шкале М. М. Протодяконова. Конструкции серийно выпускаемых пневмоударников и породоразрушающих наконечников к ним позволяют в настоящее время бурить скважины диаметром 155 мм. Однако опыт

ТАБЛИЦА VII.4  
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА  
СЕРИЙНО ВЫПУСКАЕМЫХ ЗАБОЙНЫХ ПНЕВМОУДАРНИКОВ

Параметры	Тип пневмоударника			
	М-32К	М-1900УК	П-1-75	РП-133А
Глубина бурения пород при давлении воздуха 6—7 кгс/см <sup>2</sup> , м:				
сухих	100	200	200	300
обводненных	50—70	100	100	100
Диаметр скважины, мм	155	105	105	132
Работа удара, кгс·м	14	7,5	7,5—8	20—22
Число ударов в 1 мин	1800	1900	2000	1200
Расход сжатого воздуха, м <sup>3</sup> /ч	10—14	4—6	3,5—5	63
Диаметр пневмоударника, мм	140	86	92	131
Длина пневмоударника, мм	492	380	480	1300
Масса, кг	40	11,7	15,5	65
Форма и тип применяемой коронки	Для бескернового бурения крестовая БК-155 с опережающей лопастью	Для бескернового бурения трехлопастная с четвертой опережающей лопастью БК-105		Для колонкового бурения КГ

РИС. VII. 1.  
СХЕМА ПНЕВМОУДАРНИКА М-32К

показывает целесообразность применения пневмоударников для бурения скважин и большего диаметра; для этого лидирующую скважину диаметром 155 мм разбуривают долотами диаметром 190 мм и более.

Целесообразность применения пневмоударников при бурении скважин на воду по горным породам VII—XI категорий буримости обуславливается следующими факторами:

- 1) увеличением механических скоростей бурения в 4—5 раз по сравнению с шарошечным бурением;
- 2) не используется промывочная жидкость, что особенно важно в безводных районах и при бурении пород, проявляющих водопоглощение;
- 3) улучшением условий труда буровой бригады;
- 4) повышением достоверности гидрогеологических данных, полученных в процессе пневмобурения;
- 5) созданием благоприятных условий работы узлов и агрегатов буровой установки.

Основными недостатками пневмоударного бурения являются ограниченные глубина бурения (до 100 м) с одним компрессором типа ДК-9, а также диаметр бурения (не более 155 мм).

Это вызвано в основном не недостатками технологии бурения с пневмоударниками, а отсутствием мощного компрессорного оборудования и работоспособных конструкций породоразрушающего инструмента диаметром 200 мм и более для бескернового бурения.

В СССР в горнодобывающей промышленности широко используются пневмоударники с породоразрушающими наконечниками для бескернового бурения (М-32К, П-150, М-1900УК, МП-3, М-48, П-1-75 и др.) и для колонкового бурения (РП-112, РП-133А и др.).

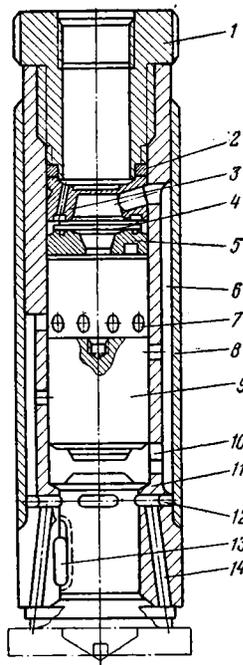
По принципу воздушного распределения пневмоударники делятся на клапанные (М-32К, М-1900УК и др.) и бесклапанные (П-1-75), а по направлению продувочных клапанов — на пневмоударники с центральной (М-32К, М-1900УК, МП-3) и боковой (М-48, П-1-75) продувкой.

Технические характеристики пневмоударников приведены в табл. VII.4.

При бурении разведочно-эксплуатационных скважин на воду наиболее широко применяют пневмоударник М-32К в сочетании с наземным буровым оборудованием УРБ-3АМ или 1БА-15В. При этом после бурения пневмоударником скважину разбуривают шарошечным долотом под эксплуатационный диаметр.

Конструктивная схема пневмоударника М-32К приведена на рис. VII.1.

Пневмоударник М-32К состоит из цилиндра 11, ударника 9, клапанной коробки 3, клапана 4 и седла клапана 5. Снаружи на цилиндр надета труба 8, сверху винчен переводник 1 с резиновым кольцом 2. Снизу цилиндр имеет гнездо под хвостик породоразрушающего наконечника. Долото крепится в гнездо с помощью шпонки 13. В стенках цилиндра имеются окна 7 и 10, соединяющие его с полостью 6, и четыре отверстия 12, соединяющиеся полостью с продувочными каналами 14, выходящими в нижнем торце цилиндра. При подаче воздуха через переходник в клапанную коробку 3 клапан 4 прижимается к седлу 5 и закрывает прямой путь в цилиндр. Воздух из коробки по полости 6 поступает в цилиндр через окно 10 под ударник 9 и поднимает его вверх. Одновременно часть воздуха через отверстия 12 проходит в продувочные каналы 14 к забою скважины. Ударник, двигаясь вверх, вытесняет из цилиндра воздух через окна 7. После их перекрытия ударник по инерции продолжает двигаться вверх, сжимает в верхней части цилиндра воздух, который поднимает клапан 4. Клапан перекрывает центральное отверстие клапанной коробки 3, открывая тем самым воздуху прямой



путь в цилиндр. Попадая в верхнюю часть цилиндра, воздух с силой движет ударник вниз.

При этом в определенный момент открываются окна 7 и через них воздух с несколько меньшим давлением проходит через полость 6 и отверстия 12 в продувочные каналы 14.

В момент равновесия давления над ударником лопасти и под ним ударник по инерции бьет по торцу хвостовика коронки лопасти, которой внедряются в породу. В момент отскока ударника от хвостовика коронки в цилиндре происходит изменение давления воздуха и клапан опускается на седло в исходное положение.

Во избежание осложнений и аварий при бурении скважин на воду с погружными пневмоударниками требуется особо тщательное соблюдение технологических режимов.

Ниже приведены оптимальные технологические режимы, при которых достигаются наиболее высокие скорости проходки скважин:

Тип пневмоударника . . . . .	М-32К
Осевая нагрузка на 1 см лопасти долота, кгс. . . . .	.15—20
Частота вращения долота, об/мин:	
для пород VI—VIII категорий. . . . .	.60—80
для пород IX—XI категорий. . . . .	.20—60
Давление воздуха в пневмоударнике, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	.5—6
Скорость восходящего потока воздуха в кольцевом зазоре (бурильная труба — стенка скважины), м/с. . . . .	.15—20

Перед началом бурения необходимо проверить исправность бурового оборудования, инструмента и приспособлений. Пневмоударники, независимо от отработанного ими времени, следует разобрать, детали их промыть керосином или дизельным топливом, обдуть сжатым воздухом и тщательно осмотреть. При сборке детали пневмоударника смазываются машинным маслом с низкой вязкостью, а в зимнее время маслом, разбавленным керосином в пропорции 3,5 : 1. Сборка деталей ударами запрещается. Хвостовик долота должен от руки плотно входить в гнездо пневмоударника. Долота перед спуском в скважину должны быть отмыты от заводской смазки, осмотрены и разделены на группы по диаметрам с помощью калибровочных колец.

Работу собранного пневмоударника проверяют на поверхности; для этого пневмоударник с долотом устанавливают вертикально на прочную доску. При подаче воздуха в пневмоударнике должны быть слышны четкие удары. Бурильные трубы перед спуском в скважину также продувают сжатым воздухом.

Схема сборки бурового снаряда с погружным пневмоударником приведена на рис. VII.2.

Пневмоударник через переводник-стабилизатор соединяется с погружной автоматической, которая обеспечивает непрерывную дозированную подачу масла к трущимся частям пневмоударника при его работе в скважине. Конструкция погружной автоматической приведена на рис. VII.3.

К автоматической через переводник присоединяется шламовая труба в случае, когда подача компрессора недостаточна для выноса шлама на поверхность.

Для ступенчатого выброса воды, облегчения запуска пневмоударника и увеличения глубины бурения в состав снаряда включают пусковой клапан (рис. VII.4).

Пусковой клапан необходимо устанавливать при высоте столба воды в скважине более 60 м; если столб воды в скважине больше 60 м, в состав снаряда следует включать второй пусковой клапан, выше первого.

При бурении сухих пород пусковой клапан не ставят. Диаметр бурильных труб должен быть максимально приближен к наружному диаметру корпуса пневмоударника.

Принципиальная схема размещения наземного оборудования при бурении с погружным пневмоударником для условий использования установки УРБ-3АМ и компрессорной станции ДК-9М приведена на рис. VII.5. Буровой насос, входящий в комплект установки, используется при комбинированном роторном бурении с промывкой водой и пневмобурении.

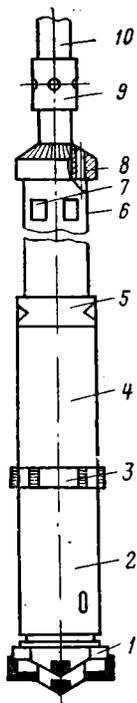


РИС. VII.2.  
СХЕМА СБОРКИ БУ-  
РОВОГО СНАРЯДА  
С ПНЕВМОУДАРНИ-  
КОМ:

1 — породоразрушающий  
наконечник;  
2 — пневмоударник;  
3 — переводник-стаби-  
лизатор;  
4 — масленка погруж-  
ная;  
5 — переводник;  
6 — шламовая труба;  
7 — окна;  
8 — переводник фрезер-  
ный;  
9 — клапан пусковой;  
10 — бурильные трубы

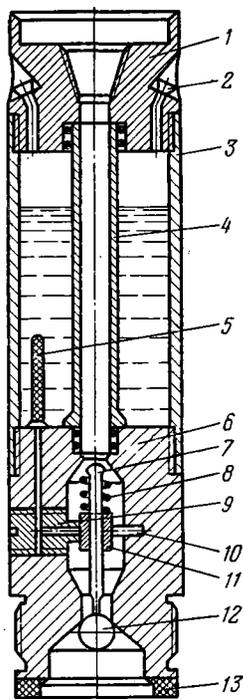


РИС. VII.3.  
ПОГРУЖНАЯ АВТОМА-  
СЛЕНКА:

1 — переводник;  
2 — пробка;  
3 — труба;  
4 — воздухопровод;  
5 — масляный фильтр;  
6 — корпус переводника;  
7 — шток золотника;  
8 — пружина;  
9 — пробка;  
10 — жиклер;  
11 — втулка золотника;  
12 — клапан;  
13 — манжета

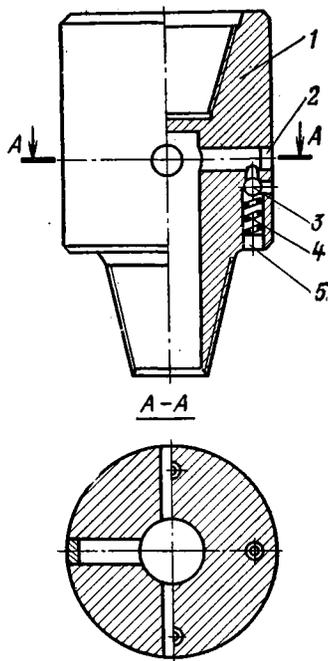


РИС. VII.4.  
КЛАПАН ПУСКОВОЙ:

1 — корпус;  
2, 5 — заглушки;  
3 — клапан шариковый;  
4 — пружина

Устье скважины оборудуется специальным превентером. Для условий бурения скважин на воду можно рекомендовать превентор П-5 конструкции Казахского гидрогеологического управления (рис. VII.6) и герметизирующее устройство СПБ-3-1 конструкции А. Т. Лактионова (рис. VII.7).

Наиболее совершенными являются конструкции превенторов для ведущих бурильных труб квадратного сечения, принципиальные схемы которых приведены на рис. VII.8 и VII.9.

При бурении сухих пород для более эффективного освобождения ствола скважины от пыли и шлама может быть применен вентилиатор (см. рис. VII.5), включаемый в выкидную линию.

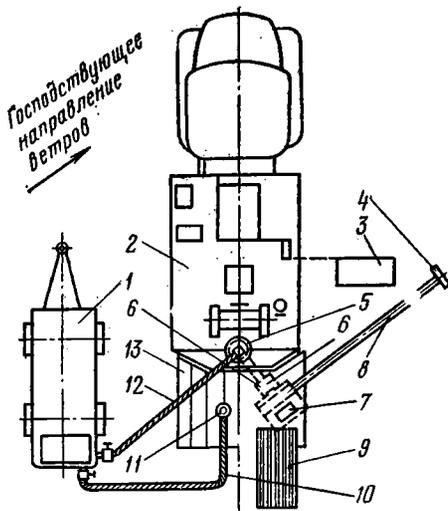


РИС. VII.5.  
СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ  
ПРИ БУРЕНИИ С ПОГРУЖНЫМИ ПНЕВМОУДАРНИКАМИ (БАРНАУЛЬСКОЕ СУ  
ТРЕСТА ВОСТОКБУРВОД):

- 1 — компрессор;
- 2 — буровая установка УРБ-ЗАМ;
- 3 — буровой насос;
- 4 — шламособорник;
- 5 — превентор;
- 6 — шлагоулавливатель;
- 7 — вентилятор с электродвигателем;
- 8 — шлагоотводящие трубы;
- 9 — бурильные трубы;
- 10 — шланг для опробования пневмоударника на поверхности и продувки бурильных труб;
- 11 — переводник;
- 12 — 38-мм напорный шланг;
- 13 — рабочие мостки

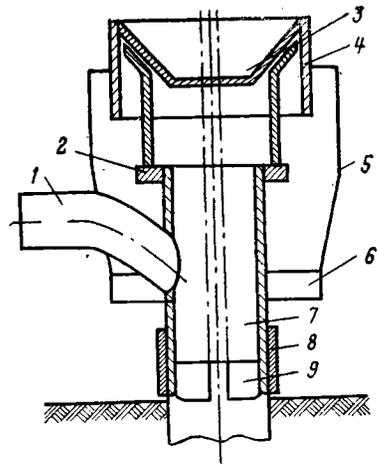


РИС. VII.6.  
ПРЕВЕНТОР П-5:

- 1 — шлагоотводящий патрубок;
- 2 — фланец;
- 3 — сальник;
- 4 — отражатель;
- 5 — чехол брезентовый;
- 6 — поддон;
- 7 — корпус превентора;
- 8 — муфта соединительная;
- 9 — кондуктор

Во избежание попадания крупных частиц шлама в вентилятор перед ним устанавливают шлагоулавливатель простейшей конструкции (с сеткой). Вентилятор приводится в действие от генератора буровой установки (мощность электродвигателя 1 кВт). От вентилятора воздух с пылью отводится по шлагоотводящим трубам, которые должны быть расположены в направлении господствующих ветров, а длина их должна исключать попадание пыли на станок при перемене ветра.

При появлении воды в скважине вентилятор отключают и шлагоотводящий патрубок превентора напрямую соединяют с шлагоотводящими трубами. От воздухопровода компрессора на рабочие мостки прокладывают дополнительный воздухопровод для опробования пневмоударника на поверхности и продувки бурильных труб при спуске снаряда в скважину.

Кроме перечисленного оборудования, при работе с пневмоударниками на буровой площадке должны быть металлический метр, рулетка, штангенциркуль для замера диаметра хвостовика долота, набор шупов от 0,05 до 1,5 мм для определения зазоров в пневмоударниках.

Сохранение диаметра ствола скважины достигается в первую очередь обработкой долот одного типа по круговой системе, что объясняется различными диаметрами периферийных режущих кромок (у долот БК-155 от 152 до 158 мм). Диаметры рекомендуется определять калибровочным кольцом.

При пневмоударном бурении конструкция скважин имеет некоторые особенности.

Так, установка герметизирующего устройства на устье скважины требует наличия кондуктора, диаметр которого при бурении долотами 155 мм должен быть не менее 219 мм. При отсутствии рыхлых отложений рекомендуется кондуктор длиной не менее 3 м. Бурение под кондуктор в этом случае ведется пневмоударником с долотом БК-155. Для посадки кондуктора ствол скважины расширяют шарошечным долотом диаметром 243 мм с продувкой воздухом. В рыхлых отложениях бурение под кондуктор осуществляется долотами лопастного типа. После установки кондуктор цементируют, а вокруг устья скважины сооружают бутобетонный фундамент. Оголовок кондуктора возвышается над устьем на высоту не более 0,15 м.

Пневмоударник запускают в скважине путем подачи воздуха при поднятом на 10–15 см над забоем долоте. После этого при медленном вращении (50–60 об/мин) долото опускают на забой. Если при этом пневмоударник не запускается, то слегка ударяют долотом о забой.

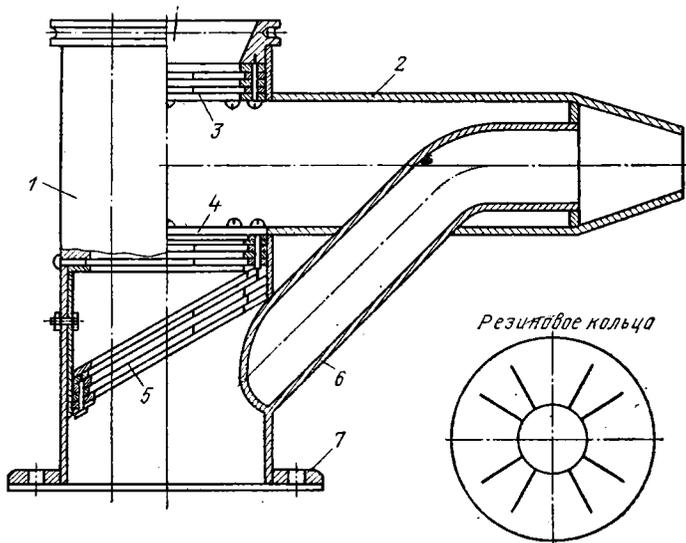
При работе без автомасленки для смазки пневмоударника в процессе бурения периодически (через 1–2 м проходки) через вертлюг в бурильные трубы заливают 0,25–0,30 л масла.

При бурении сухих пород следует своевременно очищать скважину от шлама, для чего перед каждой остановкой необходимо расхаживать снаряд на всю длину ведущей штанги. При остановке вращения подача воздуха к забою не прекращается. Снаряд спускают на забой с обязательным вращением во избежание заклинивания и поломки долота.

Заметное снижение давления воздуха в процессе бурения свидетельствует о поглощении его в трещины. В этом случае во избежание прихвата бурение следует вести с расхаживанием и применением шламовых труб. Повышение давления воздуха свидетельствует о встрече водовмещающих пород и образовании сальников.

РИС. VII.7.  
ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО СПБ-3-1:

- |                      |                         |                      |
|----------------------|-------------------------|----------------------|
| 1 — корпус;          | пакеты, состоящие из    | 6 — шламоотводящая   |
| 2 — камера подсоса;  | резиновых колец, разре- | труба;               |
| 3—5 — уплотнительные | занных на лепестки;     | 7 — фланец крепления |



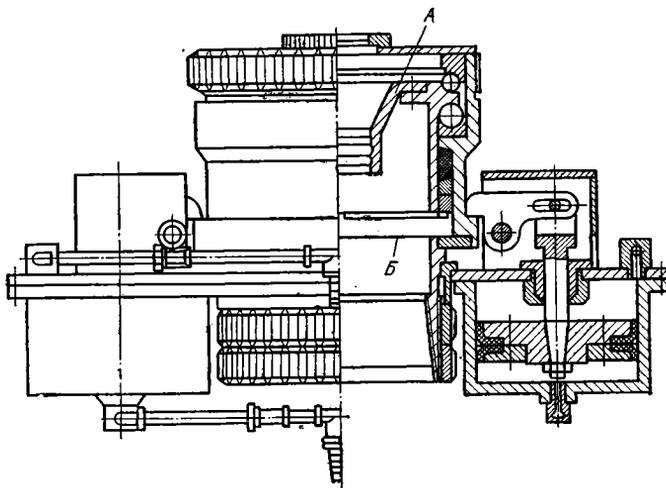


РИС. VII.8.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПРЕВЕНТОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕДУЩЕЙ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ КВАДРАТНОГО СЕЧЕНИЯ (ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО АМ-5):

*А* — узел превентора с сальником, отсоединяющийся от неподвижного корпуса при подъеме бурильной трубы квадратного сечения из скважины; *Б* — неподвижная часть превентора с пневматической защелкой, закрепляемая на обсадной трубе

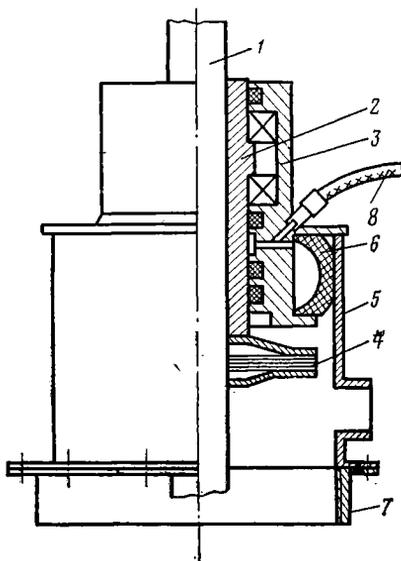


РИС. VII.9.

СХЕМА ПРЕВЕНТОРА КОНСТРУКЦИИ ТРЕСТА ВОСТОКБУРВОД:

*1* — ведущая труба 82x82 мм; *2, 3* — вращающийся и неподвижный корпуса; *5* — манжета уплотнения ведущей трубы; *4* — шламприемник; *6* — шинно-пневматическая муфта; *7* — фланец с муфтой; *8* — рукав для подачи воздуха к муфте *6*

ТАБЛИЦА VII.5

## ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ ПНЕВМОУДАРНОМ БУРЕНИИ

№ п/п	Вид аварии, осложнения	Причина	Способ ликвидации	Меры предупреждения
1	Прихват снаряда в процессе бурения	Скорость восходящего потока воздуха недостаточна для выноса шлама	Поднять снаряд с одновременным вращением, расхаживанием и продувкой воздухом. Если снаряд не извлекается, залить в скважину через устье или шланги 150—200 л воды или 10—15 л дизельного топлива и повторить прием	Применять компрессор соответствующих подачи и давления. Устранять утечки воздуха в нагнетательной линии и в резьбовых соединениях бурильных труб. Применять бурильные трубы диаметром, соответствующим диаметру скважины
2	Резкое падение скорости восходящего потока воздуха	Наличие трещин, cavern в буримых породах	Приостановить углубку, поработать скважину и извлечь инструмент	Следить за показаниями манометра на компрессоре. Бурение вести с применением шламовых труб с ограниченной длиной рейса
3	Образование в скважине сальников	Незначительный приток воды в скважину	Бурение вести с применением ПАВ. При отсутствии ПАВ в скважину заливать воду	
4	Затяжка бурового снаряда в процессе подъема	Наличие в скважине сальников и пробок из шлама	Буровой снаряд подать принудительно вниз, добавляя в скважину воду порциями по 10—20 л. Добиться вращения снаряда и восстановления циркуляции воздуха. Дальнейший подъем проводить медленно с вращением, расхаживанием и продувкой	То же, что в п. 3

№ п/п	Вид аварии, осложнения	Причина	Способ ликвидации	Меры предупреждения
5	Заклинивание коронки в ствол скважины	Нарушен порядок обработки коронок. В скважину опущена коронка, диаметр которой больше предыдущей	Поднять снаряд с небольшим расхаживанием и продувкой воздухом. Заменить коронку. При необходимости расширить ствол	Соблюдать очередность обработки коронок
6	Обрыв коронки	Поломка шпонки, срез шплинта, обрыв хвостовика коронки	Спустить в скважину паук, поднять коронки	Применять новые шпонки, шплинты. Отбраковывать коронки с хвостовиками, имеющими трещины. Перед вращением снаряд поднимать над забоем на 10—15 см. Не превышать осевого давления
7	Пневмоударник запускается на забое, но не работает	Коронка заклинилась в гнезде пневмоударника	Поднять снаряд, заменить коронку	Перед спуском проверять посадку коронки в гнезде

При бурении пневмоударниками по водовмещающим породам наиболее сложна проходка при притоке воды в скважину до 0,2—0,25 л/с, когда шлам, увлажняясь, налипает на стенки скважины, буровой снаряд и первую от пневмоударника штангу, образуя сальники.

Наиболее эффективным способом борьбы с сальникообразованием при небольших водопрооявлениях является применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) неионогенного типа. ПАВ вводят в скважину в смеси с водой непосредственно через бурильные трубы непрерывно с потоком воздуха в процессе бурения или отдельными порциями концентрации 0,5—0,7% к объему воды. Смесь образует в скважине пенистую массу, частицы шлама обволакиваются мыльной пленкой, создающей воздушные пузырьки; в результате слипания частиц шлама не происходит и они легко выносятся на поверхность восходящим потоком воздуха. В качестве ПАВ пенообразователей рекомендуются ОП-7 или ОП-10, или ионогенные моющие средства: азолаты А и Б, сульфонат и др.

При отсутствии ПАВ для борьбы с сальникообразованием следует через каждые 1,5—2 м проходки слабообводненных пород прекращать подачу воздуха в скважину, заливать 50—60 л воды, а затем резко продувать ее. Перед подъемом снаряда в скважину заливают 150—200 л воды и интенсивно продувают. В случае затычки снаряда при подъеме в скважину повторно заливают воду и продувают с проработкой. При вскрытии продуктивного водоносного пласта со значительными притоками воды процесс сальникообразования прекращается и бурение сопровождается постоянными выбросами воды. Когда столб воды достигает 40—50 м, запуск пневмоударника затрудняется и в состав снаряда необходимо включить пусковой клапан.

Возможные осложнения и аварии при пневмобурении и меры их предупреждения приведены в табл. VII.5.

Технико-экономическая эффективность от применения пневмоударного бурения заключается в повышении механических скоростей бурения. Так, проведенными наблюдениями установлено, что при бурении пневмоударниками М-32К с использованием УРБ-ЗАМ по породам VII—VIII категорий (окремненные сланцы и песчаники) получена механическая скорость бурения 2,4 м/ч, а по породам IX—X категорий (разнозернистые граниты, гранодиориты) 0,6—0,8 м/ч.

Рост механических скоростей при бурении пневмоударниками по сравнению с шарошечным бурением составляет 220—250%.

Совершенствование технологии пневмобурения за счет применения пневмоударников большого диаметра и легкосплавных бурильных труб, а также мощного компрессорного оборудования позволит повысить эффективность пневмобурения.

### § 3. Роторное бурение скважин шарошечными долотами с продувкой воздухом

Скорости бурения шарошечными долотами при продувке скважин воздухом значительно повышаются в результате снижения удельного гидростатического давления на забой, лучшего отделения частиц пород от массы, лучшего охлаждения породоразрушающего инструмента и очистки забоя, более эффективного разрушения некоторых пород.

Исследованиями установлено влияние плотности промывочной среды на скорость вращательного бурения:

Промывочная среда . . . . .	Вода	Воздух	Глинистый раствор
Механическая скорость бурения, м/ч	100	150—200	57—78

Необходимый расход воздуха зависит от диаметров скважины и бурильных труб:

Диаметр скважины, мм	121	143	157	200	222	244	279	311
Расход воздуха (м <sup>3</sup> /мин) при диаметре бурильных труб, мм:								
73	6,7	10,8	14,5	23,2	33,1	—	—	—
89	—	9,1	12,5	19,3	26,1	33,8	44,6	69,5

Принципиальная схема обвязки и размещения оборудования при бурении скважин на воду с продувкой воздухом приведена на рис. VII.10.

Часто вместо обратного клапана и воздушных вентилей (рис. VII. 10) в нагнетательную линию устанавливают один обратный клапан ниппельного типа (рис. VII.11). В этом случае бурение ведется одновременно с промывкой и продувкой забоя (аэрированной жидкостью). Практика показывает весьма положительные результаты такого способа аэрации промывочной жидкости. Подача бурового насоса регулируется от 100 до 150 л/мин.

Учитывая, что существующие на передвижных компрессорных станциях воздухохранилища (ресиверы) имеют недостаточную емкость, рекомендуется устанавливать специальные воздухохранилища. Принципиальная схема такого воздухохранилища показана на рис. VII. 12. Воздухохранилище смягчает пульсации, вызываемые работой поршневого компрессора, отделяет влагу и масло из подаваемого компрессором воздуха, а также аккумулирует определенный запас воздуха при максимальном давлении, что при одномоментной подаче воздуха позволяет разрушать сальники и очищать забой от крупного шлама. Изготовленный специальный воздухохранилище должен быть испытан и допущен Котлонадзором для эксплуатации.

Влагомаслоотделители служат для отделения от воздуха конденсата воды и масла и применяются при бурении сухих и многолетнемерзлых пород. Обычно влагомаслоотделители бывают двух типов: поверхностные и забойные. На рис. VII.13 приведена схема поверхностного влагомаслоотделителя, а на рис. VII.14— схема влагомаслоотделителя забойного типа конструкции Е. Л. Махова. Воздух из бурильных труб поступает в камеру 1, где расширяется и выделяет конденсат, а затем вместе с влагой попадает через каналы переходника 2 и кольцевой зазор в камеру 3, где вторично расширяется и освобождается от влаги. После этого воздух по кольцевому зазору направляется в трубу 4 и оттуда, освободившись от влаги, попадает на забой. После каждого рейса конденсат из камеры 3 спускают через отверстие 5.

Холодильную установку применяют для охлаждения воздуха при бурении в жаркое время года, а также при бурении многолетнемерзлых пород. Принципиальная схема холодильной установки приведена на рис. VII.15.

При бурении многолетнемерзлых пород часто от компрессоров до ресивера устанавливают обсадную трубу диаметром 377—426 мм, которая служит дополнительным ресивером для аккумуляции и охлаждения воздуха.

При бурении скважин большим диаметром и недостаточной подаче компрессорного оборудования бурение с продувкой воздухом рекомендуется при наличии шламовой трубы, устанавливаемой над УБТ (рис. VII.16). Такая компоновка снаряда рекомендуется при бурении крепких сильнотрещиноватых пород, характеризующихся интенсивным поглощением.

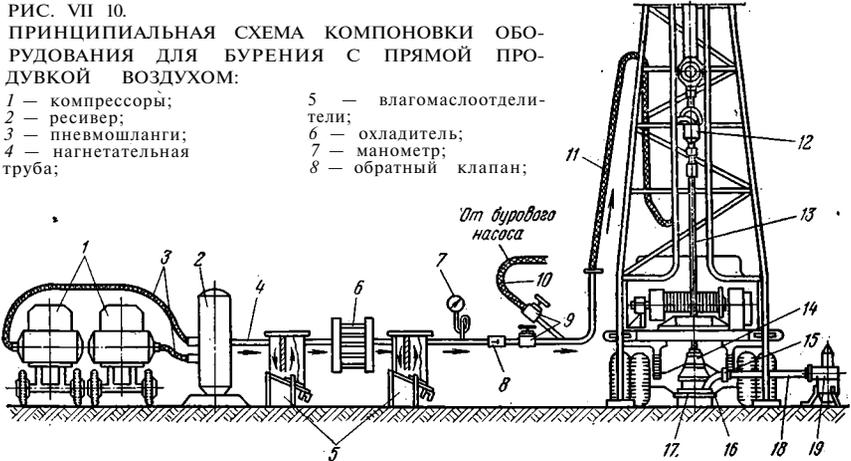
При наличии в скважине высокого столба воды и необходимости перерывов в бурении для смены долота А. М. Магурдумовым [46] рекомендована компоновка бурового инструмента с муфтами-смесителями, которые устанавливают в колонну бурильных труб через 25—30 м. Число муфт-смесителей и места их установки определяют в зависимости от статистического уровня воды в скважине.

Муфту-смеситель изготавливают из тех же материалов, что и замковое соединение. В теле муфты имеются отверстия диаметром 2 мм в количестве примерно 30 шт., направленных вверх под углом 60° и расположенных в шахматном порядке.

РИС. VII 10.  
 ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА КОМПОНОВКИ ОБО-  
 РУДОВАНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ПРЯМОЙ ПРО-  
 ДУВКОЙ ВОЗДУХОМ:

- 1 — компрессоры;
- 2 — ресивер;
- 3 — пневмошланги;
- 4 — нагнетательная труба;

- 5 — влагомаслоотделители;
- 6 — охладитель;
- 7 — манометр;
- 8 — обратный клапан;



- 9 — воздушные вентили;
- 10 — нагнетательный шланг от бурового насоса;
- 11 — нагнетательный шланг к вертлюгу;
- 12 — вертлюг;

- 13 — ведущая бурильная труба;
- 14 — сальниковая головка пренвентора;
- 15 — фланец пренвентора на выкид;
- 16 — тройник пренвентора;

- 17 — фланец крепления пренвентора к обсадной трубе;
- 18 — выкидная линия;
- 19 — пневмоциклон для отделения шлама

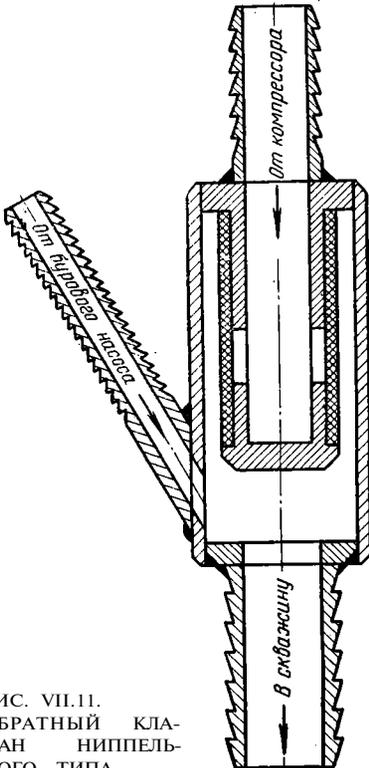


РИС. VII.11.  
 ОБРАТНЫЙ КЛА-  
 ПАН НИПЕЛЬ-  
 НОГО ТИПА

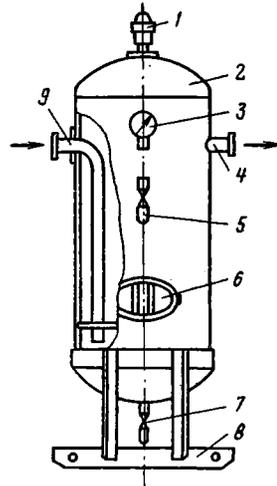


РИС. VII.12.  
 ВОЗДУХОСБОРНИК:

- 1 — регулируемый клапан автоматический;
- 2 — корпус ресивера;
- 3 — манометр;
- 4 — воздухоотводящий патруб-  
бок;
- 5 — патрубок для спуска воз-  
духа;
- 6 — окно;
- 7 — патрубок для спуска кон-  
денсата;
- 8 — основание ресивера;
- 9 — воздухоподводящий па-  
трубок

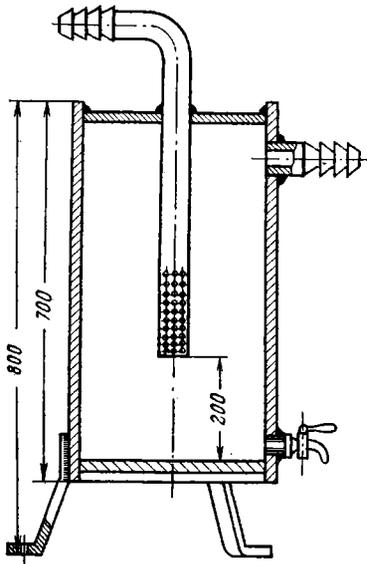


РИС. VII.13.  
СХЕМА ВЛАГОМАСЛОУДЕЛИТЕЛЯ  
ПОВЕРХНОСТНОГО ТИПА

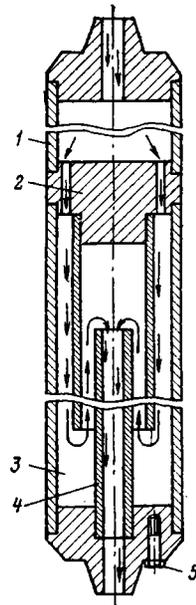


РИС. VII.14.  
СХЕМА ВЛАГОМАСЛОУДЕЛИТЕЛЯ  
ЗАБОЙНОГО ТИПА

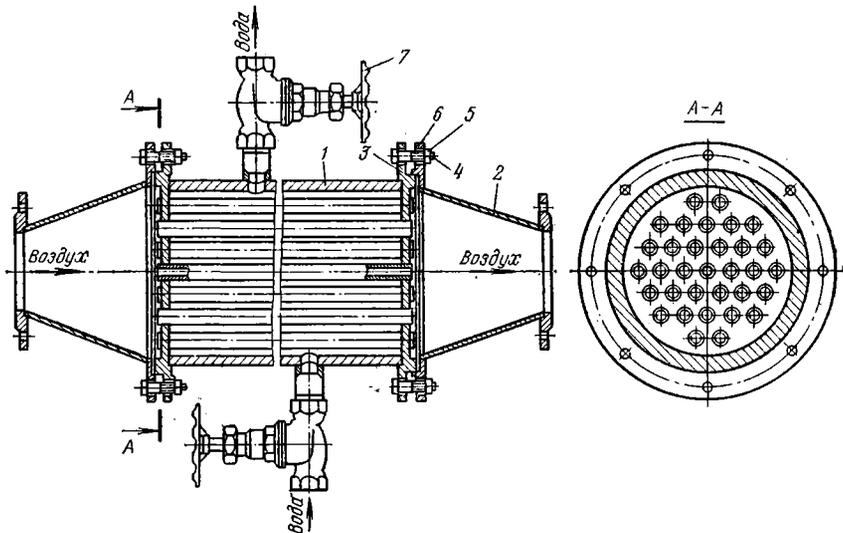


РИС. VII.15.  
ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ХОЛОДИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ:  
1 — водяная камера холодильной установки; 3 — уплотнители; 6 — прижимной фасонный фланец;  
2 — воздухоподводящие и отводящие патрубки; 4,5 — прижимные болты с гайками; 7 — вентиль

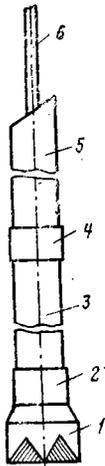


РИС. VII. 16.  
КОМПОНОВКА СНАРЯДА С ШЛАМОВОЙ ТРУБОЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ С ПРОДУВКОЙ ВОЗДУХОМ;

1 — долото;  
2 — переходник с УБТ на долото;  
3 — УБТ диаметром 178 мм;  
4 — переходник с левой резьбой на шламовую трубу;  
5 — шламовая труба диаметром 168 мм;  
6 — бурильные трубы диаметром 73—89 мм

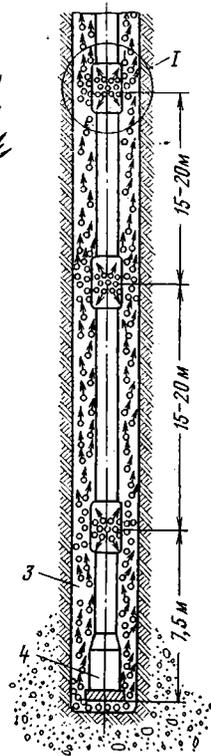
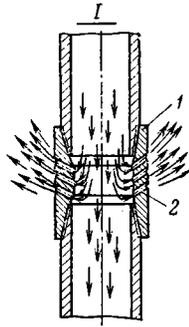


РИС. VII. 17.  
КОМПОНОВКА ИНСТРУМЕНТА С МУФТАМИ-СМЕСИТЕЛЯМИ (ПО СХЕМЕ А. М. МАГУРДУМОВА);

7 — муфта-смеситель;  
2 — направленные каналы для воздуха;  
3 — аэрированная жидкость;  
4 — забойный инструмент

На рис. VII. 17 приведена схема компоновки снаряда с муфтами-смесителями. Применение муфт-смесителей обеспечивает постоянное аэрирование всего столба воды в скважине, что создает необходимые условия для бурения скважин с большим притоком воды.

Режимы бурения шарошечными долотами при продувке забоя воздухом отличаются от бурения с промывкой водой. Обычно следует рекомендовать бурение на малых и средних частотах вращения 70—150 об/мин ротора при осевых нагрузках на забой на 25—30% меньших, чем при промывке забоя растворами.

При бурении с продувкой аэрированной жидкостью давление воздуха, требуемое для преодоления столба промывочной жидкости, определяется по формуле

$$p \geq \frac{H - h}{10} \gamma, \quad (\text{VII.6})$$

где  $p$  — максимальное давление компрессора на выкиде, кгс/см<sup>2</sup>;  $H$  — глубина скважины, м;  $h$  — статический уровень жидкости от устья скважины, м;  $\gamma$  — удельный вес промывочной жидкости, гс/см<sup>3</sup>.

В практике буровых работ имеется некоторый опыт бурения водоносных песков с продувкой воздухом, когда мощность обводненных пород не превышает 10 м [57].

Крепление ствола скважины является одной из наиболее ответственных операций в процессе ее сооружения, так как от качества крепления зависит не только успешное строительство и дальнейшая эксплуатация скважины, но и охрана окружающей среды.

Надежность крепления определяется правильностью выбора конструкции скважины, подготовкой ствола, технологией спуска и цементирования обсадных колонн, а также работами, связанными с оборудованием устья и водоприемной части скважины.

Для крепления используют трубы из стали, асбоцемента и полимеров.

### **§ 1. Конструкция скважин**

Выбор конструкции скважины определяется рядом факторов, основными из которых являются: целевое назначение скважины, конечный диаметр, глубина, гидрогеологические условия, наличие бурового оборудования.

Конкретные параметры конструкции, так же как диаметр обсадных труб и глубина их спуска, зависят от типа водоподъемного оборудования, способа и технологии бурения, необходимости и интервалов цементирования, способа крепления и материала используемых обсадных труб и др.

Конструкция скважины характеризуется различными сочетаниями обсадных труб, которые служат для крепления стенок скважин и гидроизоляции отдельных водоносных пластов друг от друга.

Конструкция скважин на воду должна отвечать следующим требованиям:

- 1) качественное опробование и вскрытие водоносных пластов с целью их эксплуатации при минимальных сопротивлениях прифилтровых зон;
- 2) надежная изоляция водоносных пластов друг от друга (за исключением тех случаев, когда последние эксплуатируются совместно);
- 3) минимальная металлоемкость;
- 4) простота сооружения и минимальная стоимость;
- 5) надежность эксплуатации скважины и возможность проведения ремонтных работ.

Приведенные требования к конструкциям скважин весьма специфичны и в ряде случаев находятся в сложной зависимости между собой. Поэтому выбор и обоснование той или иной конструкции должны базироваться на тщательной оценке всех факторов и в первую очередь тех, которые являются основными для конкретных условий проведения работ.

Число обсадных колонн, их диаметры и глубина спуска целиком зависят от глубины залегания водоносного пласта, геолого-гидрогеологического разреза скважины выше эксплуатируемого пласта, расчетного эксплуатационного диаметра и технологии бурения.

При сооружении скважин на воду нарушается естественная защищенность водоносных пластов, так как происходит перетекание вод из вышележащих горизонтов. Крепление скважин обсадными трубами должно препятствовать проникновению таких вод в водоносный пласт. При рациональном креплении ствола обсадными трубами увеличивается срок службы скважины и обеспечивается постоянство состава откачиваемой воды.

Опыт сооружения водозаборных скважин как в нашей стране, так и за рубежом показал, что экономически наиболее целесообразным является соответствие водоподъемного оборудования производительности (дебиту) пласта. Следовательно, основным фактором, определяющим эксплуатационный диаметр скважины, наряду с геолого-гидрогеологическими условиями являются габариты водоподъемника.

Выбор конструкции скважины необходимо начинать с определения типа водоупорядочивателя и размера эксплуатационной колонны. Размер фильтра или открытого ствола в зоне пласта подбирают из условия обеспечения необходимого водопритока. Конечный диаметр скважины определяется требованием — обеспечить проведение необходимого комплекса гидрогеологических исследований и наблюдений.

Сооружение бесфильтровых скважин в последние годы позволило уменьшать диаметры скважин и упростить их конструкцию в отдельных районах.

Тип и конструкция фильтра зависят от водовмещающих пород, химического состава подземных вод, возможного срока работы фильтра и других факторов.

При сооружении эксплуатационных скважин необходимо проводить тщательное затрубное цементирование, что исключает сообщение отдельных водоносных горизонтов между собой, их смещение и загрязнение, но повышает антикоррозионные свойства обсадных труб и увеличивает срок их службы.

Диаметр долота должен быть определен из условия

$$D_d = D_m + 2\delta, \quad (\text{VIII.1})$$

где  $D_d$  — диаметр долота, мм;  $D_m$  — диаметр муфты обсадной трубы, мм;  $\delta$  — зазор, мм (для  $D_m < 250$  мм  $\delta = 25$  мм, для  $D_m > 250$  мм  $\delta = 20$ —50 мм).

Чем больше выход колонн, тем больше должен быть зазор  $\delta$ . В последние годы при бурении скважин на нефть и газ принимают уменьшенные значения зазоров (7—15 мм).

В конструкции скважины различают следующие элементы: кондуктор (направление), эксплуатационную колонну и фильтр.

Эксплуатационная колонна обеспечивает крепление ствола скважины, в ней обычно устанавливают насос для подъема воды. В скважинах глубиной более 300 м и в случае вскрытия неблагоприятных интервалов (сильное поглощение промывочной жидкости и др.) можно устанавливать промежуточную колонну.

В устойчивых водовмещающих породах фильтр не устанавливают (рис. VIII.1, *a*).

В случае каптажа высокодебитных пластов верхнюю часть скважины оборудуют обсадными трубами большего размера (по размеру насоса), причем можно применять схему посадки хвостовика (рис. VIII.1, *b*) или ступенчатой колонны (VIII.1, *e*).

В неустойчивых водовмещающих породах устанавливают фильтры различных типов и конструкций. Чаще всего фильтр устанавливают втапой (рис. VIII.1, *z*, *d*), так как в случае выхода из строя его можно поднять и заменить. Фильтр может быть смонтирован на эксплуатационной колонне, а изоляция вышележащих водоносных горизонтов осуществляется с помощью затрубной цементации через манжеты (рис. VIII.1, *e*). Если такая скважина находится в эксплуатации и производительность ее снизилась, то замена фильтра в случае выхода его из строя практически исключается.

В случае каптажа высоконапорных, самоизливающихся и термальных водоносных горизонтов их герметизация обеспечивается обязательным цементированием обсадных колонн до устья и применением специальных видов цемента. При больших глубинах бурения в ряде случаев уровень цемента в затрубном пространстве можно не доводить до устья, но это следует делать лишь в тех случаях, когда исключены гидравлическая связь водоносных пластов и, как следствие, потеря напора и загрязнение подземных вод.

Применение подбашмачного цементирования обуславливает наличие в конструкции скважины участка обсадной колонны, который непосредственно контактирует с породой. Если подземные воды агрессивны к металлу, то применять такую конструкцию нельзя из-за возможной коррозии и преждевременного выхода обсадной колонны из строя.

В ряде случаев (большая глубина скважин, частое переслаивание пород разной твердости, агрессивность подземных вод) могут применяться обсадные колонны (в том числе и хвостовики) с затрубным цементированием и последующим прострелом перфораторами или вскрытием гидropескоструйным способом.

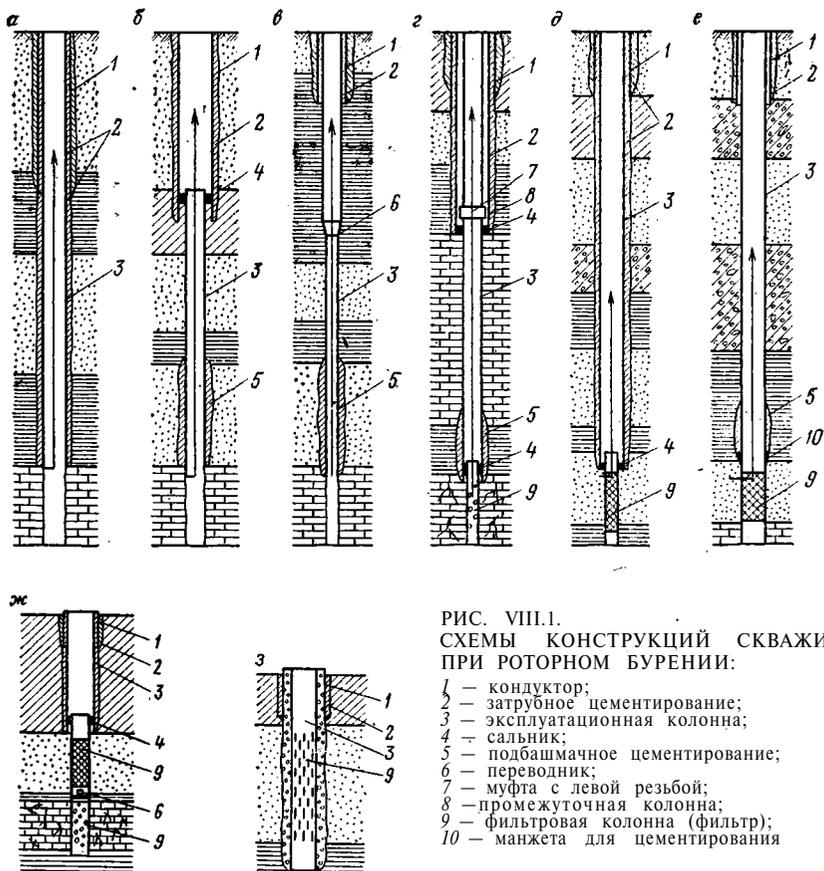


РИС. VIII.1.  
СХЕМЫ КОНСТРУКЦИЙ СКВАЖИН  
ПРИ РОТОРНОМ БУРЕНИИ:

- 1 — кондуктор;
- 2 — затрубное цементование;
- 3 — эксплуатационная колонна;
- 4 — сальник;
- 5 — подбашмачное цементование;
- 6 — переводник;
- 7 — муфта с левой резьбой;
- 8 — промежуточная колонна;
- 9 — фильтровая колонна (фильтр);
- 10 — манжета для цементования

В рыхлых породах при устойчивой кровле успешно могут быть применены бесфильтровые скважины.

Если проводят каптаж двух водоносных горизонтов, часто гидравлически активно связанных друг с другом и представленных различными типами пород, то устанавливают два фильтра различной конструкции на одной колонне (рис. VIII.1, ж). Верхний фильтр сетчатого типа отделен от нижнего фильтра дырчатого типа цементной пробкой. Разлинизацию (освоение) фильтров проводят раздельно, причем вскрывать пласты рекомендуется с промывкой водой. Вследствие технологической сложности такие конструкции скважин применяют довольно редко.

Если роторным способом бурят высокодебитные скважины с применением фильтровых каркасов с рыхлой обсыпкой, то конструкции таких скважин предусматривают установку фильтрового каркаса и его гравийную обсыпку (рис. VIII.1, з). При этом рекомендуется вскрывать пласт с применением воды для оборудования слабонапорных водоносных пластов фильтрами с гравийной обсыпкой. М. Г. Оноприенко были предложены следующие схемы (рис. VIII.2 и VIII.3) [51].

Пласт вскрывают пилот-скважиной и при этом уточняют мощность и гранулометрический состав водовмещающих пород. Посадка фильтровой колонны осуществляется с размывом забоя водой, подаваемой по колонне бурильных труб в гидромониторный наконечник, имеющий обратный клапан. Гравий засыпают

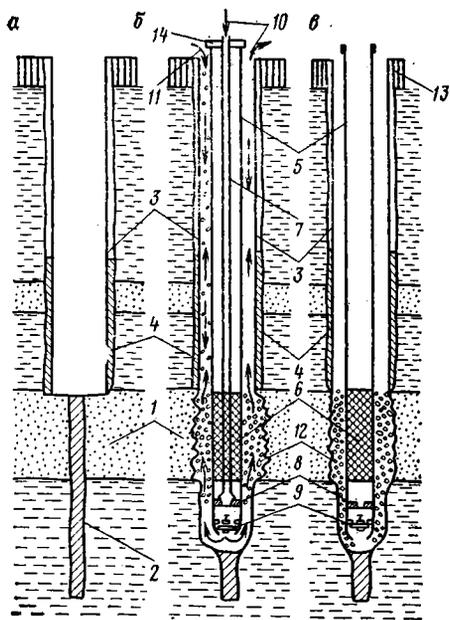


РИС. VIII.2.

СХЕМА БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗМЫВА ПЛАСТА И ПЕСЧАНО-ГРАВИЙНОЙ ОБСЫПКИ ФИЛЬТРА (I ВАРИАНТ):

*a* — бурение и обсадка скважины до вскрытия водоносного горизонта;

*б* — вскрытие водоносного горизонта и песчано-гравийная обсыпка фильтра;

*в* — конструкция скважины, подготовленной к эксплуатации;

1 — водоносный пласт;

2 — ствол скважины диаметром 141—147 мм;

3 — обсадные трубы диаметром 254—305 мм;

4 — цементирование затрубного пространства;

5 — фильтровая колонна труб диаметром 152—203 мм;

6 — фильтр сетчатый;

7 — бурильные трубы;

8 — левое резьбовое соединение муфты труб с донной частью фильтра;

9 — обратный клапан;

10 — направление циркуляции воды при разлинизации водоносного пласта;

11 — направление движения песчано-гравийной смеси при обсыпке фильтра;

12 — зафильтровое пространство;

13 — пеньковый сальник;

14 — герметизирующее приспособление.

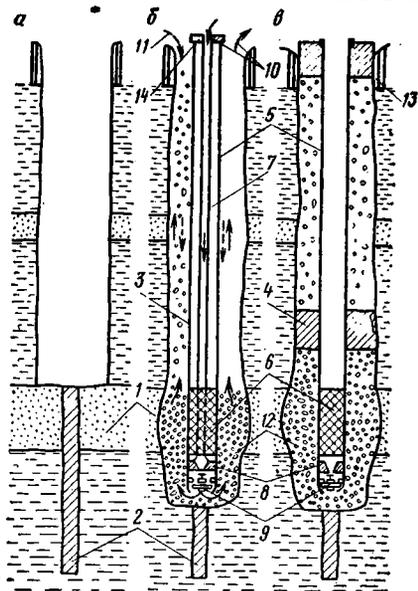


РИС. VIII.3.

СХЕМА БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗМЫВА ПЛАСТА И ПЕСЧАНО-ГРАВИЙНОЙ ОБСЫПКИ ФИЛЬТРА (II ВАРИАНТ).

Условные обозначения те же, что на рис. VIII.2

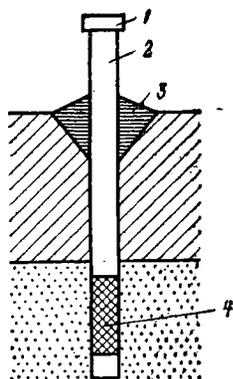


РИС. VIII.4.

СХЕМА КОНСТРУКЦИИ НАБЛЮДАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ПЕРВЫЙ ВОДОНОСНЫЙ ГОРИЗОНТ:-

1 — оголовок;

2 — фильтровая колонна;

3 — глиняный или цементный замок;

4 — фильтр

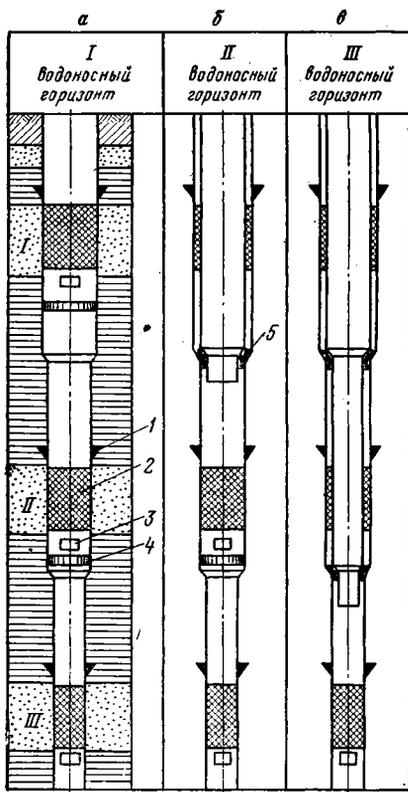


РИС. VIII.5.  
СХЕМА КОНСТРУКЦИИ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗДЕЛЬНОМ ОПРОБОВАНИИ ТРЕХ ПЛАСТОВ.

Положение в скважине при откачке:

- а — I водоносного пласта;
- б — II водоносного пласта;
- в — III водоносного пласта;
- 1 — сальник-зонт;
- 2 — фильтр;
- 3 — промывочное окно;
- 4 — цементная пробка;
- 5 — сальник (пеньковый)

друга достигается установкой цементных пробок (мостов) и специальной водоподъемной колонной с эластичным сальником (рис. VIII.5). Водоносные пласты опробуют раздельно сверху вниз. После извлечения водоподъемных труб может быть проведено суммарное опробование всех водоносных пластов [71].

Данная конструкция скважины не требует проведения затрубного цементирования. Несмотря на кажущуюся неправомерность такой схемы, она вполне оправдана, так как малые кольцевые зазоры и наличие в стволе скважины глинистого раствора практически исключают движение воды по кольцевому зазору от одного фильтра к другому.

Разглиннизацию при этом способе опробования проводят комбинированным способом или обратновасывающей промывкой через окна в нижней части фильтра, что обеспечивает получение дебитов, близких к дебитам скважин

в затрубное пространство с таким расчетом, чтобы уровень его был не ниже башмака обсадной колонны.

Данная схема была усовершенствована для разрезов, представленных плотными и устойчивыми породами. При этом обсадную колонну не устанавливают, а затрубное пространство засыпают гравием. Водоприемная часть скважины изолируется от ствола.

Наблюдательные (пьезометрические) скважины на первый водоносный горизонт оборудуют одной колонной труб с фильтром на конце. В верхней части делают цементный или глиняный замок на глубину до 0,5 м, что предотвращает загрязнение водоносного горизонта, а колонну оборудуют оголовком (рис. VIII.4).

Если наблюдательную скважину бурят на второй и более глубокие водоносные горизонты, то необходимо осуществить его изоляцию от вышележащих водоносных пластов путем спуска обсадной колонны до кровли водоупорных пород и установкой фильтра «впотай».

При бурении в рыхлых породах и необходимости опробования всех пройденных водоносных пластов существующими способами предусматриваются: обсадка скважины трубами, установка фильтра, разглиннизация с последующей откачкой. При такой схеме опробования следует менять диаметр скважины, т. е. практически более двух-трех опробований в одной скважине провести нельзя. Известны случаи, когда для проведения таких исследований приходится закладывать не одну, а две скважины: одна скважина опробует два верхних водоносных горизонта, другая — два нижних.

В. И. Блажков предложил схему раздельного опробования водоносных пластов, которые каптируются одной колонной. Изоляция фильтров друг от

ударного бурения. Указанная конструкция скважины имеет следующие преимущества:

- 1) позволяет без потери диаметра провести опробование пяти—семи водоносных пластов в одном стволе скважины;
- 2) высокую производительность и качество опробования;
- 3) малую металлоемкость конструкции скважины и отсутствие необходимости затрубной цементации;
- 4) бурение ствола скважины долотом одного диаметра.

Данная конструкция разведочных гидрогеологических скважин прошла длительную производственную проверку в Краснодарском крае и других областях страны в условиях, где бурение ведется в рыхлых отложениях.

## § 2. Стальные обсадные трубы

Для крепления скважин на воду применяют в основном бесшовные стальные трубы муфтового соединения (рис. VIII.6), выпускаемые с короткой, нормальной и резе удлиненной резьбами. Основные данные обсадных труб с короткой и нормальной резьбами приведены в табл. VIII.1. На обоих концах трубы нарезается наружная коническая резьба. Вид и размеры резьбовых соединений с короткой, нормальной и удлиненной резьбами представлены на рис. VIII.7 и в табл. VIII.2.

Обсадные трубы диаметрами от 114 до 245 мм имеют резьбу 8 ниток на 25,4 мм, а трубы большего диаметра — 6 ниток на 25,4 мм.

Трубы с удлиненной резьбой и трубы с повышенной прочностью и герметичностью ОТТМ, отличающиеся трапецидальным профилем резьбы (рис. VIII.8, табл. VIII.3), применяют при высоких требованиях к обсадной колонне (например, при креплении глубоких скважин).

Трубы и муфты изготавливают из стали групп прочности С, Д, К, Е, Л, М и Р, которые удовлетворяют следующим требованиям (табл. VIII.4).

Трубы для крепления относительно неглубоких скважин на воду имеют неоправданно большую толщину стенок. В процессе использования этих труб выявились также следующие недостатки:

1) большой наружный диаметр муфт, что при многоколонной конструкции скважины ведёт к потере диаметра либо требует отточки муфт;

2) большие длины стандартных труб (9—13 м), что затрудняет работу с ними на серийно выпускаемом оборудовании для бурения водяных скважин.

Изготавливают трубы повышенной прочности и герметичности их соединения — ОТТМ1, ОТТГ1, ТБО-4 и ТБО-5. В этих трубах применена трапецидальная резьба с конусностью 1 : 16, глубиной 1,6 и шагом 5,08 мм. Трубы ОТТГ1 — гладкие с муфтами, трубы ТБО-4 — безмуфтовые, имеют наружную высадку на одном конце, где выполняется муфтовая часть соединения, трубы ТБО-5 — безмуфтовые, с высаженными наружу концами.

Безмуфтовые трубы ОГ1М могут применяться при бурении скважин на воду. Прочность резьбового соединения этих труб под действием осевых нагрузок со

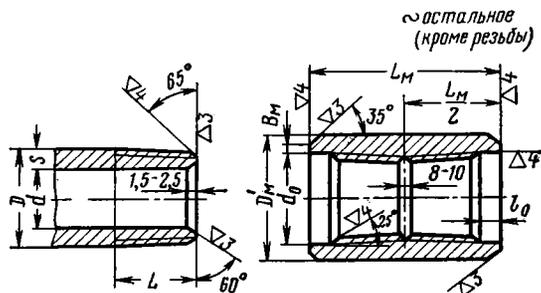


РИС. VIII.6.  
ОБСАДНАЯ ТРУБА С МУФТОЙ

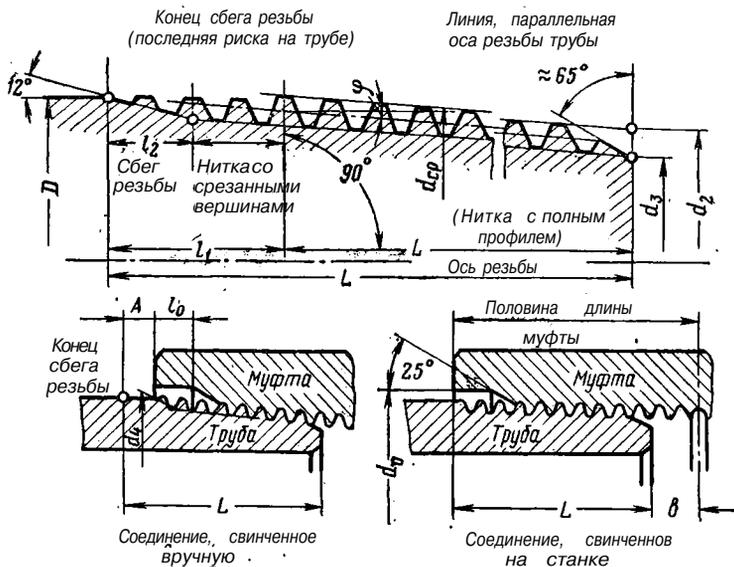


РИС. VIII.7.  
РАЗМЕРЫ РЕЗЬБЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ МУФТОВОГО СОЕДИНЕНИЯ

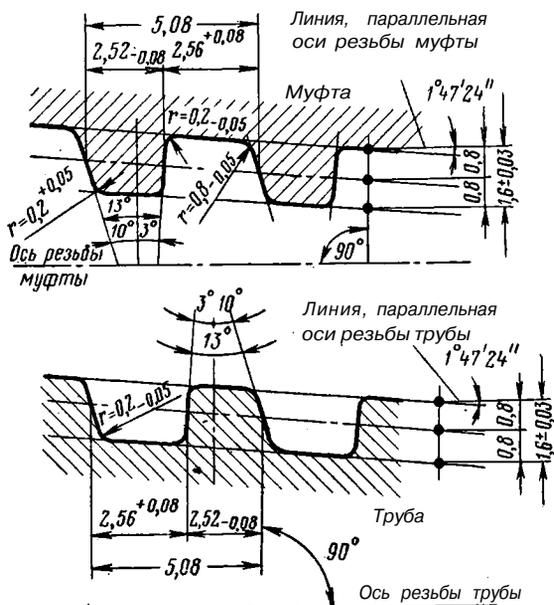


РИС. VIII.8.  
ПРОФИЛЬ РЕЗЬБЫ ТРУБ И МУФТ ОТТМ

ТАБЛИЦА VIII.1

## ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ С КОРОТКОЙ И НОРМАЛЬНОЙ РЕЗЬБАМИ

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта					
	наружный диаметр $D$	толщина стенки $\delta$	внутренний диаметр $d$	теоретическая масса $l$ м, кг	наружный диаметр $D_n$	длина $L_m$	ширина торцовой плоскости $B_m$	теоретическая масса, кг	расточка	
									диаметр	длин $l_o$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
114	114,3	6	102,3	16,0	133	158	6	3,7	116,7	12,7
		7	100,3	18,5						
		8	98,3	20,9						
		6	115	17,9						
		7	113	20,7						
140	139,7	8	111	23,5	146	165	6	5,7	129,4	12,7
		9	109	26,2						
		6	127,7	19,8						
		7	125,7	23,0						
		8	123,7	26,0						
146	146	9	121,7	29,1	159	171	6,5	7,0	142,1	12,7
		10	119,7	32,1						
		11	117,7	35,0						
		6,5	133	20,7						
		7	132	24,0						
168	168,3	8	130	27,2	166	177	6,5	8	148,4	12,7
		9	128	30,4						
		10	126	33,5						
		11	124	36,6						
		6,5	155,3	25,9						
178	177,8	7	154,3	27,8	188	184	6,5	9,1	170,7	12,7
		8	152,3	31,6						
		9	150,3	35,3						
		10	148,3	39,0						
		11	146,3	42,6						
194	193,7	12	144,3	46,2	198	184	6,5	10	180,2	12,7
		7	163,8	29,6						
		8	161,8	33,6						
		10	159,8	37,3						
		11	157,8	41,4						
194	193,7	12	155,8	45,0	216	190	6,5	12,2	196,1	12,7
		7	179,7	32,3						
		8	177,7	36,7						
		9	175,7	41,1						
		10	173,7	45,4						
		12	169,7	53,9						

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта					
	наружный диаметр $D$	толщина стенки $s$	внутренний диаметр $d$	теоретическая масса $1 \text{ м, кг}$	наружный диаметр $D_M$	длина $L_M$	ширина торцовой плоскости $B_M$	теоретическая масса, кг	расточка	
									диаметр $d_0$	длина $l_0$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
219	219,1	7	205,1	36,6	245	196	7,5	16,2	221,5	12,7
		8	203,1	41,6						
		9	201,1	46,6						
		10	109,1	51,5						
245	244,5	12	195,1	61,3	270	196	7,5	17,3	246,9	12,7
		7	230,5	41,1						
		8	228,5	46,5						
		9	226,5	52,4						
273	273,1	10	224,5	58,0	299	203	7,5	21	275,5	12,7
		12	220,5	69,0						
		7	259,1	45,9						
		8	257,1	52,3						
299	298,5	9	255,1	58,6	324	203	7,5	22,4	300,9	12,7
		10	253,1	64,9						
		11	249,1	77,2						
		12	274,5	84,9						
324	323,9	8	282,5	54,4	351	203	8,5	23,4	326,3	12,7
		9	280,5	64,4						
		10	278,5	71,3						
		11	276,5	78,1						
340	339,7	12	274,5	84,9	365	203	8,5	25,51	342,1	12,7
		9	305,9	70,1						
		10	303,9	77,6						
		11	301,9	85,1						
(351)	(351)	12	299,9	92,6	376	229	8,5	29	353	16
		9	321,7	73,2						
		10	319,7	82,0						
		11	317,7	89,0						
(377)	(377)	12	315,7	96,6	402	229	8,5	31	379	16
		9	333	75,9						
		10	331	84,1						
		11	329	92,2						
407	406,4	12	327	100,3	432	228	8,5	35,8	408,8	12,7
		9	359	81,7						
		10	357	90,5						
		11	355	99,3						
		12	353	108,0						
		9	388,4	88,0						
		10	386,4	97,5						
		11	384,4	107,0						
		12	382,4	117,5						

Условный диаметр трубы	Труба				Муфта					
	наружный диаметр $D$	толщина стенки $s$	внутренний диаметр $d$	теоретическая масса, кг	наружный диаметр $D_n$	длина $L_m$	ширина торцевой плоскости $B_m$	теоретическая масса, кг	расточка	
									диаметр $d_0$	длина $l_0$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(426)	(425,5)	10	406	102,7	451	229	8,5	37,5	428	16
		11	404	112,6						
		12	402	122,5						
508	508	11	486	135,0	533	228	8,5	44,6	510,4	12,7

Примечания. 1. Все размеры даны в мм. 2. Размеры труб, указанные в скобках, применять не рекомендуется. 3. Овальность труб не должна превышать 0,8 от допускаемых отклонений по наружному диаметру. 4. Трубы поставляют длиной от 9,5 до 13 м. Допускается поставка (до 20%) труб длиной от 8 до 9,5 м и (не более 10%) — от 5 до 8 м. Трубы меньших длин поставляют по согласию сторон.

составляет около 50% от прочности неразрезанной трубы. Разрушающие осевые нагрузки для соединений труб ОТТМ1, ОТТГ1, ТБО-4 и ТБО-5 на 25—70% выше.

Для изготовления запасных муфт и башмаков могут быть использованы муфтовые трубы, изготавливаемые по сортаменту ТУ ЧМТУ 3337—53 (табл. VIII.5).

Для больших глубин в случае необходимости трубы с толщиной стенки 12 мм могут соединяться по способу труба в трубу.

Для крепления гидрогеологических скважин небольшого диаметра (менее 150 мм) применяются обсадные трубы геологоразведочного стандарта: ниппельного соединения (рис. VIII.9, табл. VIII.6) и безнипельного соединения (рис. VIII.10, табл. VIII.7) с правой и левой резьбами.

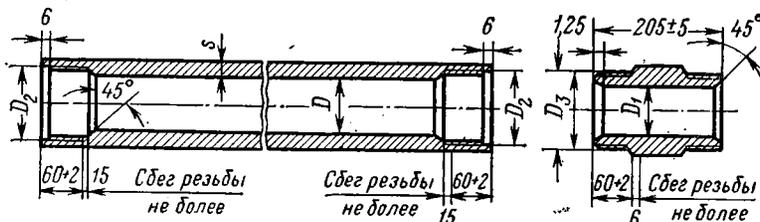


РИС. VIII.9. ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ И НИППЕЛЯ К НИМ

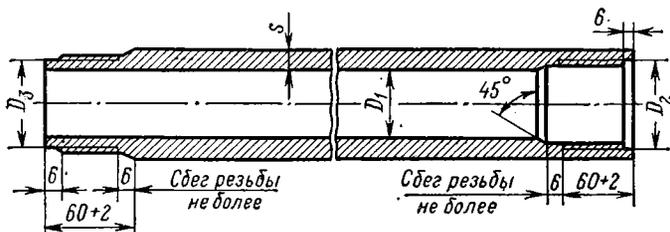


РИС. VIII.10. ОБСАДНЫЕ БЕЗНИППЕЛЬНЫЕ ТРУБЫ

ТАБЛИЦА VIII.2

РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ С КОРОТКОЙ, НОРМАЛЬНОЙ И УДЛИНЕННОЙ РЕЗЬБАМИ (размеры в мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы $D$	Толщина стенки $s$	Средний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{\text{ср}}$	Диаметр резьбы и торца трубы		Длина резьбы				Диаметр цилиндрической расточки у торца муфты $d_0$	Внутренний диаметр резьбы в плоскости торца муфты $d_4$	Длина цилиндрической расточки $l_0$	Расстояние от торца муфты до конца сбега резьбы на трубе при свинчивании вручную (натяг) $A$	Расстояние от торца трубы до середины муфты при свинчивании на станке $b$	Натяг резьбы трубы (расстояние от измерительной плоскости калибра кольца до торца трубы)
				наружный $d_2$	внутренний $d_3$	общая (до конца сбега резьбы) $L = l + l_1$	до основной плоскости (нитки с полным профилем) $l$	от основной плоскости до конца сбега резьбы $l_1$	сбег $l_2$						

Резьбовые соединения с короткой и нормальной резьбами

114	114,3	6—8	112,566	111,136	107,516	66,5	50,625			116,7	111,230			12,5	3,2
127	127,0	6	125,266	124,023	120,403	63,5	47,625			129,4	123,930			1—19,0	9,7
127	127,0	7—9	125,266	123,617	119,997	70,0	54,125			129,4	123,930			12,5	3,2
140	139,7	6	137,966	136,534	132,914	66,5	50,625			142,1	136,630			1—19,0	9,7
140	139,7	7—11	137,966	136,130	132,510	73,0	57,125			142,1	136,630			12,5	3,2
146	146,0	6,5—11	144,316	142,292	133,672	76,0	60,125	15,875	7,248	148,4	142,980	12,7	9,5	12,5	3,2
178	177,8	7—12	176,066	173,823	170,203	79,5	63,625			180,2	174,730			12,5	3,2
194	193,7	7	191,941	190,105	186,485	73,0	57,125			196,1	190,512			1—22,0	12,7
194	193,7	8—12	191,941	189,511	185,891	82,5	66,625			196,1	190,512			12,5	3,2
219	219,1	7	217,341	215,317	211,697	76,0	60,125			221,5	215,912			22,0	12,7
219	219,1	8—12	217,341	214,723	211,103	85,5	69,625			221,5	215,912			12,5	3,2
245	244,5	7	242,741	240,311	236,691	82,5	66,625			246,9	241,312			15,5	6,2
245	244,5	8—12	242,741	240,123	236,503	85,5	69,625			246,9	241,312			12,5	3,2

273	273,1	7	271,316	269,667	266,047	70	64,125			275,5	269,887			31,5	22,2
273	273,1	8—12	271,316	268,480	264,860	89	73,125			275,5	269,887			12,5	3,2
299	298,5	8—12	296,716	293,880	290,260	89	73,125	15,875	7,248	300,9	295,287	12,7	11	12,5	3,2
324	323,9	9—12	322,116	319,280	315,660	89	73,125			326,3	320,687			12,5	3,2
340	339,7	9—12	337,991	335,155	331,535	89	73,125			342,1	336,562			12,5	3,2
407	406,4	9—12	404,666	401,048	397,428	101,5	85,625			408,8	403,237			12,5	3,2
508	508,0	11	506,266	502,648	499,028	101,5	85,625			510,4	504,837			12,5	3,2

*Резьбовые соединения с удлиненной резьбой*

114	114,3	7—9	112,566	110,542	106,922	76,0	60,125			116,7	111,230				6,3
127	127,0	7—9	125,266	122,648	119,028	85,5	69,625			129,4	123,930				12,3
140	139,7	7—11	137,966	135,130	131,510	89,0	73,125			142,1	136,630	12,7	9,5	12,5	12,8
146	146,0	7—11	144,316	141,105	137,485	95,0	79,125			148,4	142,980				15,8
168	168,3	8—14	166,541	163,111	159,491	98,5	82,625	15,875	7,248	170,7	165,205				15,8
178	177,8	8—14	176,066	172,448	168,829	101,5	85,625			180,2	174,730				18,8
194	193,7	8—14	191,941	188,105	184,485	105,0	89,125			196,1	190,512				19,3
219	219,1	9—12	217,341	212,911	208,291	114,5	98,625			221,5	215,912	12,7	11	12,5	25,8
245	244,5	9—14	242,741	237,936	234,316	120,5	104—625			246,9	241,312				31,8

Примечания. 1. Концом сбега (последней риски резьбы на трубе) считается конец непрерывно исчезающей нитки резьбы. 2. Размеры  $d_p$ ,  $d_r$ ,  $d_s$ ,  $l_s$ ,  $b$  и угол сбега  $12^\circ$  приведены в качестве справочных. 3. Трубы с толщиной стенки 7 мм поставляются после пуска соответствующего оборудования. 4. Резьбы труб с условными диаметрами 351, 377 и 426 мм изготавливаются по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

ТАБЛИЦА VIII.3

ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ С ТРАПЕЦЕИДАЛЬНОЙ РЕЗЬБОЙ (размеры в мм)

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр трубы $D$	Толщина стенки $s$	Муфта			Страгивающая нагрузка, для труб из стали группы прочности				Отношение прочности соединения к прочно- сти тела - трубы, %
			наружный диаметр $D_M$	длина $L_M$	ширина торцо- вой плоско- сти $B$	Д	К	Е	Л	
114	114,3	6	133	170	6	63	83	91	108	81
		7				75	99	109	128	83
		8				87	114	126	149	85
		9				99	130	142	168	87
127	127	6	146	174	6	70	93	102	121	81
		7				84	110	122	144	83
		8				97	128	141	166	85
		9				110	145	160	189	87
140	139,7	6	159	182	6,5	78	102	113	133	81
		7				93	122	134	159	83
		8				108	142	156	184	85
		9				122	161	177	209	87
		10				137	180	198	234	88
		11				151	199	218	258	89
146	146	6	166	182	6,5	83	109	119	142	82
		7				97	128	141	167	83
		8				113	149	163	193	85
		9				128	169	186	220	87
		10				144	189	208	245	88
		11				158	208	229	271	89
168	168,3	6	188	190	7,0	97	127	139	163	82
		7				113	149	164	198	84
		8				131	173	190	225	85
		9				149	197	216	256	87
		10				167	220	242	286	88
		11				185	243	267	316	89
		12				202	266	293	346	90

ТАБЛИЦА VIII.4

ОСНОВНЫЕ ПРОЧНОСТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТАЛИ

Показатели	Группа прочности стали						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление $\sigma_b$ , кгс/мм <sup>2</sup>	55	65	70	75	80	90	110
Предел текучести $\sigma_s$ , кгс/мм <sup>2</sup>	32	38	50	55	65	75	95
Относительное удлинение, %:							
$\delta_5$	18	16	12	12	12	12	12
$\delta_{10}$	14	12	10	10	10	10	10

ТАБЛИЦА VIII.5

ТРУБЫ МУФТОВЫЕ (СОСТАМЕНТ ТУ ЧМТУ 3337-53)

Наружный диаметр	Толщина стенки	Теоретическая масса 1 м, кг	Наружный диаметр	Толщина стенки	Теоретическая масса 1 м, кг
133	14	41,69	298	20	137,12
166	16	59,19	325	20	150,44
188	18	75,46	351	22	178,50
216	18	87,89	402	22	206,17
243	19	104,96	451	22	232,76
269	19	117,14			

Примечание. Размеры даны в мм.

ТАБЛИЦА VIII.6

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРУБ НИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Показатели	Наружный диаметр труб и ниппелей, мм				
	73	89	108	127	146
Внутренний диаметр труб $D_1$ , мм	65,5	81	99,5	118	137
Толщина стенки $s$ , мм	3,75	4	4,25	4,5	4,5
Диаметр расточки $D_2$ , мм	68,5	84,5	103,5	122,5	141,5
Внутренний диаметр ниппелей $D_1$ , мм	62,5	78,5	97,5	116,5	135,5
Диаметр уступа $D_3$ , мм	66	82	101	120	139
Длина ниппеля, мм	205	205	205	205	205
Масса 1 м трубы, кг	6,4	8,4	10,9	13,6	15,7
Шаг резьбы, мм	4	4	4	4	4
Высота резьбы, мм	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75

ТАБЛИЦА VIII.7

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРУБ БЕЗНИППЕЛЬНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Показатели	Наружный диаметр труб, мм	
	73	89
Внутренний диаметр $D_1$ , мм	65,5	81,0
Толщина стенки $s$ , мм	3,75	4,0
Диаметр расточки $D_2$ , мм	70,5	86,5
Диаметр уступа $D_3$ , мм	68,2	84,2
Масса 1 м трубы, кг	6,4	8,4
Шаг резьбы, мм	4,0	4,0
Высота нитки резьбы, мм	0,65	0,65

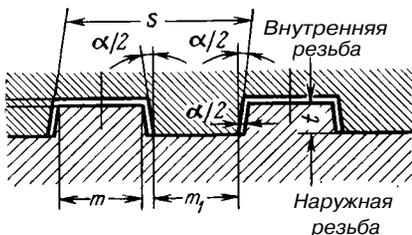


РИС. VIII.11.  
ПРОФИЛЬ РЕЗЬБЫ ОБСАДНЫХ ТРУБ  
НИППЕЛЬНОГО И БЕЗНИППЕЛЬНОГО  
СОЕДИНЕНИЙ

Соединительными элементами этих труб являются ниппеля, имеющие на обоих концах наружную трапецеидальную резьбу; на обоих концах ниппельных труб имеется внутренняя резьба, соответствующая резьбе ниппелей.

Обсадные безниппельные трубы на одном конце имеют наружную, а на другом — внутреннюю трапецеидальные резьбы (рис. VIII.11). Обсадные безниппельные трубы составляют гладкоствольную колонну как по наружному, так и по внутреннему диаметрам.

Механические свойства стали труб и ниппелей должны соответствовать следующим требованиям:

Предел прочности при растяжении, кгс/мм <sup>2</sup>	65
Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	38
Относительное удлинение, %	>12

К недостаткам труб этого стандарта следует отнести потерю герметичности колонн в резьбовых соединениях и относительно небольшую прочность соединения. Разработаны обсадные тонкостенные электросварные трубы с приваренными соединительными резьбовыми концами (рис. VIII.12, табл. VIII.8).

ТАБЛИЦА VIII.8

РАЗМЕРЫ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ КОНЦОВ ТРУБ, мм

Труба		Муфта						
наружный диаметр <i>D</i>	толщина стенки <i>б</i>	наружный диаметр	длина муфты	расточка		ширина торцовой плоскости	диаметр	масса, кг
				Диаметр	длина			
168	3,0	188	125	170	12	6,5	169,5	5,9
	4,0							
	5,0							
	6,0							
219	3,5	243	130	221	12	7,5	220,5	9,2
	4,0							
	5,0							
	6,0							
273	4,0	298	140	275	16	7,5	274,5	13,1
	5,0							
	6,0							
325	4,0	351	150	327	16	8,5	326,5	16,8
	5,0							
	6,0							
426	4,0	451	150	428	16	8,5	427,5	21,5
	5,0							
	6,0							

Смещение осей трубы и приваренных соединительных резьбовых концов не должно превышать 0,5 мм. Суммарная погрешность от кривизны трубы на концевых участках (длиной 1,5 м) и от перекоса и смещения при приваривании соединительных резьбовых концов не должна превышать 2 мм на 1 м.

Прочность сварных соединений тела трубы с соединительными резьбовыми концами должна быть не ниже 0,9 от расчетной прочности тела трубы. Все готовые трубы должны подвергаться испытательному гидравлическому давлению.

Соединительные резьбовые концы следует приваривать автоматической электродуговой сваркой. Муфтовый шов для труб с толщиной стенки до 4 мм должен быть не менее 6 мм, а для труб с толщиной стенки до 6 мм — не менее 8 мм. Шов должен быть выпуклым.

Для крепления стенок структурных и поисковых скважин могут быть использованы насосно-компрессорные трубы двух типов: с гладкими (рис. VIII.13, табл. VIII.9) и высажеными наружу (рис. VIII.14, табл. VIII.10) концами.

Длина выпускаемых насосно-компрессорных труб — от 5,5 до 10 м. Оба конца каждой трубы имеют коническую треугольную резьбу с углом профиля при вершине  $60^\circ$  и конусность 1 : 16. Насосно-компрессорные трубы изготавливаются из стали групп прочности Д, К, Е, Л и М.

Трубы гладкие условного диаметра 73 и 89 мм имеют шаг резьбы 2,54 мм, а у всех остальных размеров труб шаг резьбы 3,175 мм.

При проходке в осложненных условиях, когда технологией работ предусматривается бурение с опережающей обсадной колонной, целесообразно применять безмуфтовые трубы (рис. VIII.15, табл. VIII.11). Эти трубы соединяются

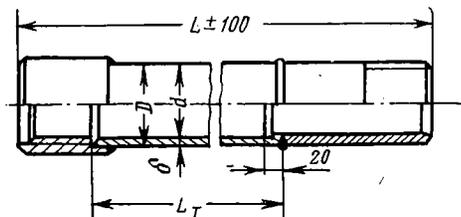


РИС. VIII.12.  
ОБСАДНЫЕ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ТОНКОСТЕННЫЕ ТРУБЫ С ПРИВАРЕННЫМИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫМИ РЕЗЬБОВЫМИ КОНЦАМИ

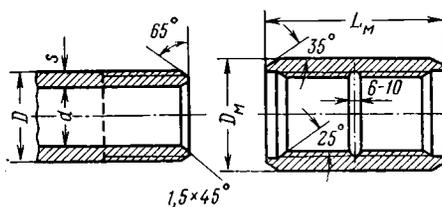


РИС. VIII.13.  
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ С ГЛАДКИМИ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

ТАБЛИЦА VIII.9

ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ С ГЛАДКИМИ КОНЦАМИ, мм

условный диаметр	Труба				Муфта		
	наружный диаметр D	толщина стенки s	внутренний диаметр d	теоретическая масса 1 м трубы, кг	наружный диаметр D <sub>м</sub>	длина L <sub>м</sub>	масса, кг
73	73,0	5,5	62,0	9,16	89,0	132	2,4
		7,0	59,0	11,39			
89	88,9	6,5	76,0	13,22	107,0	164	3,6
102	101,6	6,5	88,6	15,22	121,0	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,47	132,5	156	5,1

ТАБЛИЦА VIII.10  
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ  
С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ, мм

Условный диаметр	Труба							Муфта		
	наружный диаметр $D$	толщина стенки $s$	внутренний диаметр $d$	теоретическая масса 1 м гладкой трубы, кг	высадка			наружный диаметр $D_M$	длина $L_M$	масса, кг
					наружный диаметр $D_1$	длина высаженной части	теоретическая масса двух высадок, кг			
73	73,0	5,5 7,0	62,0 59,0	9,16 11,39	78,60	95	0,9	93,0	134	2,8
89	88,9	6,5 8,0	76,0 73,0	13,22 15,98	95,25	102	1,3	114,3	146	4,2
102	101,6	6,5	88,6	15,22	107,22	102	1,4	127,0	154	5,0
114	114,3	7,0	100,3	18,47	120,65	108	1,6	141,3	160	6,3

ТАБЛИЦА VIII.11  
ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕКАТАНЫЕ (размеры в мм)

Наружный диаметр труб	Основные размеры труб (рис. VIII.15)						
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>Г</i>	<i>Д</i>	<i>E</i>	<i>Ж</i>
168	168	144	156	161,5	161,5	151	100
219	219	194	207	212	212,5	202	100

ТАБЛИЦА VIII.12  
ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ

Условный проходной диаметр, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Допускаемое отклонение, мм	Теоретическая масса 1 м трубы (в кг) при толщине стенки, мм							
			7	8	9	10	11	12	13	14
400	426	± 5,0	72,3	82,46	92,56	102,6	112,7	122,5	—	—
450	478	± 5,0	81,3	92,72	104,1	115,4	126,7	137,9	—	—
500	529	± 6,0	—	102,78	115,4	128,0	140,5	153,0	—	—
600	630	± 6,5	—	122,70	137,8	152,9	167,9	182,9	—	—
700	720	± 6,5	—	—	157,8	175,1	192,3	209,5	—	—
800	820	± 7,0	—	—	180,0	199,8	219,5	239,1	258,3	278,3
900	920	± 7,5	—	—	202,2	224,4	246,6	268,7	290,8	312,8
1000	1020	± 8,5	—	—	224,4	249,1	273,7	298,3	322,3	347,3
1100	1120	± 9,0	—	—	—	273,7	300,8	327,9	354,9	381,8
1200	1220	± 9,0	—	—	—	298,4	328,0	357,5	387,0	416,4
1300	1320	± 9,0	—	—	—	323,0	355,0	387,0	418,0	450,9
1400	1420	± 9,3	—	—	—	—	382,2	416,7	451,1	485,4

между собой способом труба в трубу, т. е. на одном конце трубы нарезаются внутренняя резьба, а на другом — наружная. Посадка и извлечение такой колонны значительно упрощаются. Для безмуфтового соединения обычно используют стальные бесшовные горячекатаные трубы по ГОСТ 8732—78.

Для крепления стенок скважин больших диаметров применяют стальные электросварные трубы по ГОСТ 10706—76 (табл. VIII.12).

Подгонку труб большого диаметра проводят на специальных стеллажах (рис. VIII.16). При этом путем вращения одной из труб подбирают наименьший зазор в стыковом соединении, после чего на концах каждой трубы наваривают по три планки. Концы трубы должны быть обрезаны под прямым углом к ее образующей и зачищены от заусенцев.

Гидравлические испытания проводят при давлении, определяемом по формуле

$$p = \frac{200\delta[\sigma]}{D}, \quad (\text{VIII.2})$$

где  $[\sigma]$  — допускаемое напряжение, принимаемое равным 0,8 от предела текучести для труб диаметром до 219 мм и 0,6 для труб большего диаметра;  $\delta$  — минимальная толщина стенки, мм;  $D$  — внутренний диаметр трубы, мм.

При этом не должно быть течи, потения, выпучивания.

Трубы из легированных сталей и чугуна применяют лишь при сооружении скважин в условиях сильноминерализованных вод, причем первые отличаются высокой стоимостью и малым диаметром, а вторые позволяют сооружать лишь сравнительно неглубокие скважины, при этом резко возрастает трудоемкость работ.

Для крепления глубоких скважин в условиях агрессивных вод применяют трубы, футерованные пластиком и стеклом.

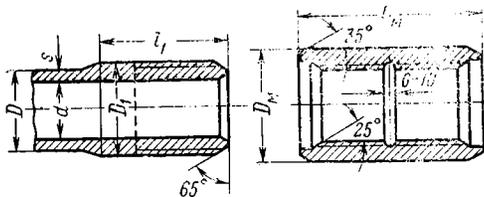


РИС. VIII.14.  
НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ С ВЫСАЖЕННЫМИ НАРУЖУ КОНЦАМИ И МУФТЫ К НИМ

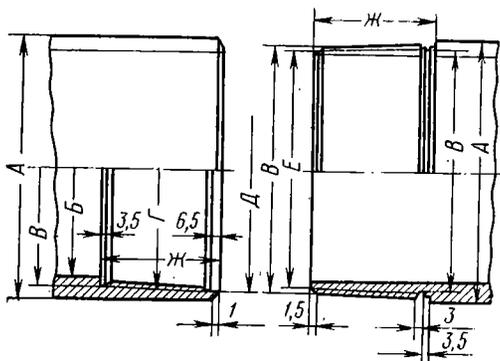


РИС. VIII.15.  
БЕЗМУФТОВОЕ РЕЗЬБОВОЕ СОЕДИНЕНИЕ ОБСАДНЫХ ТРУБ

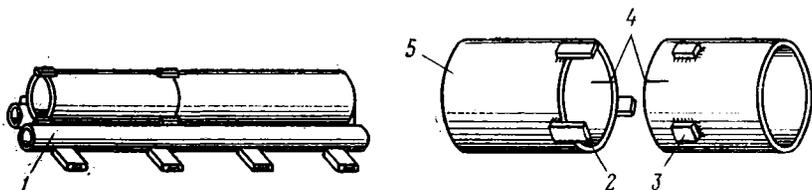


РИС. VIII.16.

ПОДГОНКА ТРУБ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА:

1 — стеллаж для стыковки;

2 — направляющие планки;

3 — упорные планки;

4 — направляющие риски;

5 — обсадные трубы

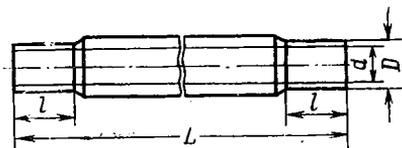


РИС. VIII.17.  
АСБОЦЕМЕНТАЯ ТРУБА

Во многих водохозяйственных организациях с успехом освоены и используются для крепления скважин асбоцементные трубы.

Эти трубы рекомендуются применять для крепления скважин на глубину до 350—400 м главным образом при вращательном способе бурения.

Преимущество асбоцементных труб по сравнению со стальными заключается в том, что они значительно легче металлических, не подвержены действию коррозии и отложений минеральных солей, а также хорошо схватываются с цементом при затрубном цементировании колонны. По сравнению со стальными обсадными трубами асбоцементные при бурении скважин на воду дают экономию металла около 50—60 кг на 1 м скважины и снижают ее стоимость на 60—65%. Недостатком асбоцементных труб является их хрупкость и довольно низкие прочностные показатели. При использовании таких труб усложняются монтажно-демонтажные работы и возникают трудности при транспортировке.

Асбоцементные трубы изготавливаются из хризотилового асбеста (15%) и цемента (85%). Прочность труб зависит от длины волокон асбеста и состава цемента.

Асбоцементные трубы характеризуются следующими показателями:

Пределы прочности, кгс/см <sup>2</sup> :	
при сжатии	150
при растяжении	155
Средняя плотность, г/см <sup>3</sup>	2,5

Для крепления скважин можно использовать трубы, рассчитанные на давление не ниже 6 кгс/см<sup>2</sup>, т. е. трубы типов ВТ6, ВТ9 и ВТ12 (рис. VIII.17). Трубы ВТ6 применяют до глубин 30—40 м. Основные типоразмеры асбоцементных труб приведены в табл. VIII.13.

Асбоцементные трубы соединяются между собой с помощью муфт. Муфты могут быть из асбоцемента (табл. VIII.14), пластмассы и стали.

Предпочтение следует отдать стальным муфтам, так как они при прочих равных условиях имеют меньший наружный диаметр и, следовательно, могут быть использованы в скважинах меньшего диаметра. Соединение труб с муфтой может быть резьбовое и на заклепках.

Разработан способ соединения труб с помощью асбоцементных муфт на ленточной резьбе (рис. VIII.18). Герметичность обеспечивается применением битумной смазки. Такие колонны спускают на глубину до 200 м.

Получила применение конструкция соединения асбоцементных труб с помощью фанерных муфт с использованием резиновых прокладок, предложенная В.М.Гаврилко (рис. III.19). Колонну спускают на бурильных трубах с

### § 3. Неметаллические обсадные трубы

Глубины скважин на воду по сравнению с глубинами нефтяных и газовых скважин невелики и нагрузки, действующие на колонны обсадных труб, незначительны, что позволяет использовать трубы из менее прочных материалов, чем сталь.

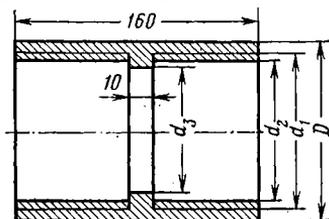


РИС. VIII.18.  
МУФТА ИЗ АСБОЦЕМЕНТНОЙ ТРУБЫ С ЛЕНТОЧНОЙ РЕЗЬБОЙ

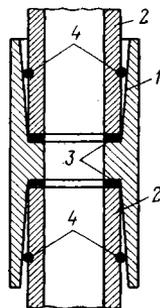


РИС. VIII.19.  
МУФТОВОЕ СОЕДИНЕНИЕ ИЗ ФАНЕРНОГО ШПОНА:  
1 — фанерная муфта;  
2 — асбоцементные трубы;  
3 — резиновые прокладки;  
4 — резиновые кольца

ТАБЛИЦА VIII.13

## ТРУБЫ АСБЦЕМЕНТНЫЕ ВОДОПРОВОДНЫЕ ПО ГОСТ 539-73

(размеры в мм)

Условное проходное сечение труб	Внутренний диаметр		Наружный диаметр обточенных концов				Толщина стенок обточенных концов			
	ВТ3, ВТ6, ВТ9	ВТ12	ВТ3	ВТ6	ВТ9	ВТ12	ВТ3	ВТ6	ВТ9	ВТ12
50	50	—	68	68	68	—	9	9	9	—
75	75	—	93	93	93	—	9	9	9	—
100	100	—	118	118	122	—	9	9	11	—
125	119	—	137	139	143	—	9	10	12	—
150	141	135	161	163	169	169	10	11	14	17
200	189	181	209	217	221	224	10	14	15	21,5
250	235	228	259	265	273	274	12	15	19	23,0
300	279	270	305	311	325	325	13	17	23	27,5
350	322	312	352	361	376	376	15	19	27	32,0
400	368	356	402	414	428	428	17	23	30	36,0
500	456	441	498	511	532	532	21	27	38	45,5

Продолжение табл. VIII.13

Условное проходное сечение труб	Длина трубы	Длина обточенных концов			Справочная масса, кг			
		ВТ3 ВТ6	ВТ9	ВТ12	ВТ3	ВТ6	ВТ9	ВТ12
50	2950	300	350	—	11	11	11	—
75	2950	300	350	—	16	16	18	—
100	2950	300	350	—	21	21	25	—
125	2950 и 3950	300	350	—	24	26	31	—
150	2950 и 3950	300	350	200	32	35	43	50
					43	47	57	67
200	3950	300	350	200	57	80	95	128
250	3950	300	350	200	86	106	134	152
300	3950	300	350	200	142	146	188	224
350	3950	360	380	200	145	184	238	280
400	3950	360	380	200	185	245	315	405
500	3950	400	380	200	279	364	466	560

Примечание. Условное проходное сечение соответствует внутреннему диаметру чугунных труб, чугунные фасонные части которых используются в асбцементных трубопроводах.

ТАБЛИЦА VIII.14

МУФТЫ АСБОЦЕМЕНТНЫЕ (размеры в мм)

Диаметр асбоцемент- ной трубы	Размеры муфты				Число ни- ток резьбы на 25,4 мм
	$D$	$d_1$	$d_2$	$d_3$	
168/141	168	159	154	141	4
224/189	224	209	204	189	
265/235	265	257	252	235	

Примечание. В числителе указан наружный диаметр, в знаменателе — внутренний.

нижней поддержкой. Могут быть применены муфты из отрезков стальных труб на винтах-нагелях диаметром 12—14 мм, заворачивающихся отверткой.

В настоящее время в связи с бурным ростом химической индустрии в качестве обсадных колонн начинают применять трубы из полимеров.

С точки зрения молекулярного строения полимеры образуют класс веществ, состоящих из очень больших цепных линейных или разветвленных молекул. Основной особенностью полимеров, отличающей их от низкомолекулярных соединений, являются большие величины молекулярных весов, а также наличие кристаллической и аморфной фаз. Продольные размеры молекул полимеров гораздо больше их поперечных размеров, что обеспечивает их гибкость.

К эксплуатационным преимуществам труб из полимеров относятся: устойчивость против коррозии и хорошие санитарно-гигиенические качества; гидравлическая гладкость, обеспечивающая повышенную пропускную способность и меньшие потери напора; стойкость в отношении зарастания внутреннего сечения различного рода отложениями, что обеспечивает относительное постоянство пропускной способности труб; большая стойкость к гидравлическим ударам из-за низкого значения модуля упругости материала; низкие диэлектрические свойства и отсутствие электрохимической коррозии.

Устойчивость против коррозии — один из основных факторов, определяющих возможность применения труб из различных материалов в качестве обсадных колонн. Анализ данных, полученных в результате многолетней эксплуатации скважин на воду, показывает, что под воздействием различных внешних условий обсадные колонны быстро выходят из строя. В отдельных районах (с особо агрессивными водами) наблюдается катастрофический (менее чем за год) износ обсадных труб.

Основными причинами коррозии материала обсадных труб являются: агрессивность и газонасыщенность вод, химический состав вмещающих пород, температурные воздействия электрохимическая коррозия и ряд других факторов.

В результате этого воздействия стальные обсадные колонны во многих районах в течение всего лишь нескольких лет приходят почти в полную негодность и скважины подлежат ликвидации во избежание смещения вод различных горизонтов и ввиду невозможности их нормальной эксплуатации. При этом затрачиваются значительные средства на сооружение новых скважин.

Из многих видов полимерных труб, выпускаемых отечественной промышленностью, наиболее применимы в качестве обсадных колонн трубы из полиэтилена высокой плотности, полипропилена, винилпласта и стеклопластиков.

Полиэтилен — высокомолекулярный продукт полимеризации этилена. Полиэтилен, полученный при высоком давлении, называется полиэтиленом низкой плотности (ПНП), а полиэтилен, полученный при низком давлении, — полиэтиленом высокой плотности (ПВП). ПВП — материал более прочный, твердый, термостойкий и менее эластичный, чем ПНП, так как содержание аморфной фазы в ПНП при температуре 20°C достигает 35—40%, а в ПВП — 10—20%. Благодаря наличию аморфной фазы полиэтилен сочетает в себе прочность и твердость с эластичностью как при обычных температурах, так и на морозе.

ПВП имеет плотность 0,94—0,96 г/см<sup>3</sup>, предел текучести при растяжении 200—250 кгс/см<sup>2</sup> относительное удлинение при разрыве 200—900%, твердость по Шору ~100, коэффициент линейного расширения на 1° С (в интервале температур от 0 до 50° С) — 0,0001.

Свойства полиэтилена ухудшаются под влиянием старения. Решающим фактором старения полиэтилена в атмосферных условиях является солнечная радиация, которая повышает его жесткость и хрупкость. При отсутствии прямого солнечного излучения и при обычной температуре заметных изменений свойств полиэтилена не происходит. Полиэтиленовые трубы гигиеничны и легко поддаются различным видам механической обработки.

Трубы из полиэтилена высокой плотности диаметром до 40 мм включительно и из полиэтилена низкой плотности диаметром до 63 мм включительно длиной 6, 8, 10 и 12 м могут изготавливаться в бухтах.

В табл. VIII.15 приведены типы напорных труб из полиэтилена, в табл. VIII.16 и VIII.17 — сортаменты труб из полиэтилена высокой и низкой плотности по ГОСТ 18599—73, а в табл. VIII.18 — характеристика труб из ПВП.

Освоенные отечественной промышленностью трубы из полипропилена выгодно отличаются от полиэтиленовых. Достаточно сказать, что при меньшем удельном весе предел прочности полипропилена на растяжение почти в 2 раза выше, чем полиэтилена.

Полипропилен — продукт полимеризации пропилена, являющийся отходом нефтеперерабатывающей промышленности:

Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	0,90—0,91
Предел прочности, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	240—300
Относительное удлинение при разрыве, % . . . . .	300—500

Сортамент труб из полипропилена приведен в табл. VIII.19.

В практике водохозяйственного строительства применяются и трубы из винилпласта (ПВХ), сырьем для которых служит поливинилхлоридная смола, получаемая полимеризацией хлористого виналя.

Основные физико-механические свойства винилпласта при температуре 20° С:

Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,38—1,43	Относительное удлинение при разрыве, % . . . . .	20
Предел прочности, кгс/см <sup>2</sup> :		Твердость по Шору . . . . .	~200
при растяжении . . . . .	600	Коэффициент линейного расширения . . . . .	0,00007
при сжатии . . . . .	800	Морозостойкость, °С . . . . .	—10
при статическом изгибе . . . . .	900		
Предел текучести, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	500		

Сортамент труб из непластифицированного поливинилхлорида приведен в табл. VIII.20.

Несмотря на ряд перечисленных выше положительных качеств, трубам из полимерных материалов свойственны и недостатки, которые необходимо учитывать при производстве работ. Так, механическая прочность труб из полимерных материалов невелика и постепенно снижается с увеличением нагрузки. Кроме того, трубы из полимерных материалов подвержены старению и ползучести. Особенно характерно это для полиэтиленовых труб, ползучесть которых начинает проявляться уже при температуре порядка 20° С.

Резкое снижение механической прочности полиэтиленовых труб при их надрезе вызывает необходимость изменения отдельных технологических операций при проведении монтажно-демонтажных работ и разработки ряда приспособлений, обеспечивающих сохранность труб.

Коэффициент линейного расширения полимерных труб во много раз больше, чем стальных, что необходимо учитывать во избежание возможных чрезмерных деформаций.

Сравнительно невысокая механическая прочность полимерных труб, их овальность, разностенность, резкое ослабление прочности трубы при надрезе и текучесть материала исключают применение резьбового соединения при спуске осадных колонн из полимерных труб толщиной менее 10 мм. При использовании

ТАБЛИЦА VIII.15  
ТИПЫ НАПОРНЫХ ТРУБ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНА

Типы труб	Максимальное давление воды (в кгс/см <sup>2</sup> ) при 20° С для труб из полиэтилена	
	высокой плотности	низкой плотности
Л — легкие	2,5	2,5
СЛ — среднелегкие	4,0	4,0
С — средние	6,0	6,0
Т — тяжелые	10,0	10,0

ТАБЛИЦА VIII.16  
СОРТАМЕНТ ТРУБ ИЗ ПВП (размеры в мм)

Средний наружный диаметр		Толщина стенки труб типа							
		Л		СЛ		С		Т	
номи- наль- ный	предель- ное отклоне- ние	номи- наль- ная	предель- ное отклоне- ние	номи- наль- ная	предель- ное отклоне- ние	номи- наль- ная	предель- ное отклоне- ние	номи- наль- ная	предель- ное отклоне- ние
63	+ 1,1	2,0	+ 0,4	2,5	+ 0,5	3,6	+ 0,6	5,7	+ 0,8
75	+ 1,3	2,0	+ 0,4	2,9	+ 0,5	4,3	+ 0,6	6,8	+ 0,9
90	+ 1,6	2,2	+ 0,4	3,5	+ 0,6	5,1	+ 0,7	8,2	+ 1,0
110	+ 1,8	2,7	+ 0,5	4,3	+ 0,6	6,2	+ 0,8	10,0	+ 1,2
125	+ 2,1	3,1	+ 0,5	4,8	+ 0,7	7,1	+ 0,9	11,4	+ 1,3
140	+ 2,3	3,5	+ 0,6	5,4	+ 0,7	7,9	+ 0,1	12,7	+ 1,5
160	+ 2,6	3,9	+ 0,6	6,2	+ 0,8	9,1	+ 1,1	14,6	+ 1,7
180	+ 2,7	4,4	+ 0,6	7,0	+ 0,9	10,2	+ 1,2	16,4	+ 1,8
200	+ 2,8	4,9	+ 0,7	7,7	+ 1,0	11,4	+ 1,3	18,2	+ 2,0
225	+ 2,9	5,5	+ 0,8	8,7	+ 1,1	12,8	+ 1,5	20,5	+ 2,2
250	+ 3,0	6,1	+ 0,8	9,7	+ 1,2	14,2	+ 1,6	22,8	+ 2,5
280	+ 3,1	6,9	+ 0,9	10,8	+ 1,3	15,9	+ 1,8	23,5	+ 2,8
315	+ 3,3	7,7	+ 1,0	12,2	+ 1,4	17,9	+ 2,0	—	—
355	+ 3,4	8,7	+ 1,1	13,7	+ 1,6	20,1	+ 2,2	—	—
400	+ 3,6	9,8	+ 1,2	15,4	+ 1,7	22,7	+ 2,5	—	—
450	+ 3,8	11,0	+ 1,3	17,3	+ 1,9	25,5	+ 2,8	—	—
500	+ 4,0	12,2	+ 1,4	19,3	+ 2,1	—	—	—	—
560	+ 4,2	13,7	+ 1,6	21,5	+ 2,4	—	—	—	—
630	+ 4,5	15,4	+ 1,7	24,3	+ 2,6	—	—	—	—

ТАБЛИЦА VIII.17

СОРТАМЕНТ ТРУБ ИЗ ПНП (размеры в мм)

Средний наружный диаметр		Толщина стенок труб типа							
		Л		СЛ		С		Т	
номинальный	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение	номинальная	предельное отклонение
63	+ 1,1	3,0	+ 0,5	4,7	+ 0,7	7,0	+ 0,9	10,5	+ 1,2
75	+ 1,3	3,6	+ 0,6	5,6	+ 0,8	8,0	+ 1,0	12,5	+ 1,4
90	+ 1,6	4,3	+ 0,6	6,7	+ 0,9	9,6	+ 1,2	15,0	+ 1,7
110	+ 1,8	5,2	+ 0,7	8,1	+ 1,0	11,8	+ 1,4	18,3	+ 2,0
125	+ 2,1	6,0	+ 0,8	9,3	+ 1,1	13,4	+ 1,5	20,8	+ 2,3
140	+ 2,3	6,7	+ 0,9	10,4	+ 1,2	—	—	—	—
160	+ 2,6	7,7	+ 1,0	11,9	+ 1,4	—	—	—	—

ТАБЛИЦА VIII.18

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ МАССА 1 М ТРУБ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНА  
ВЫСОКОЙ ПЛОТНОСТИ

Средний наружный диаметр, мм	Теоретическая масса (в кг) 1 м труб типа			
	Л	СЛ	С	Т
63	0,399	0,494	0,684	1,03
75	0,476	0,675	0,971	1,47
90	0,627	0,977	1,38	2,11
110	0,935	1,446	2,04	3,14
125	1,22	1,841	2,65	4,07
140	1,53	2,302	3,30	5,07
160	1,95	3,020	4,33	6,66
180	2,47	3,830	5,45	8,41
200	3,05	4,691	6,77	10,4
225	3,84	5,952	8,55	13,1
250	4,72	7,364	10,5	16,2
280	5,98	9,172	13,2	20,3
315	7,49	11,62	16,7	—
355	9,52	14,72	21,1	—
400	12,1	18,60	26,9	—
450	15,2	23,50	33,9	—
500	18,8	29,11	—	—
560	23,6	36,53	—	—
630	29,8	46,15	—	—

Примечание. Теоретическую массу 1 м труб вычисляют при средней плотности 0,95 г/см<sup>3</sup>.

ТАБЛИЦА VIII.19

СОРТАМЕНТ ТРУБ ИЗ ПОЛИПРОПИЛЕНА (ПП) ПО ТУ 38-2-54-69  
(размеры в мм)

Наружный диаметр, мм		Тип труб					
		Л ( $\rho_y = 3,2 \text{ кгс/см}^3$ )			С ( $\rho_y = 6,0 \text{ кгс/см}^3$ )		
		толщина стенки		масса, кг	толщина стенки		масса, кг
номи- нальная	допускае- мое от- клонение	номи- нальная	допускае- мое от- клонение				
50	1,25	2,0	+ 0,40	0,30	2,8	+ 0,50	0,41
63	1,45	2,0	+ 0,40	0,39	3,6	+ 0,55	0,66
75	1,65	2,4	+ 0,45	0,55	4,3	+ 0,65	0,94
90	1,85	2,8	+ 0,50	0,77	5,1	+ 0,70	1,33
110	2,15	3,5	+ 0,55	1,16	6,2	+ 0,80	1,97
125	2,40	3,9	+ 0,60	1,46	7,1	+ 0,90	2,56
140	2,50	4,4	+ 0,65	1,85	7,9	+ 1,00	3,19
160	2,50	5,0	+ 0,70	2,39	9,1	+ 1,10	4,19
180	2,50	5,6	+ 0,75	3,00	10,2	+ 1,20	5,28
200	2,90	6,2	+ 0,80	3,72	11,4	+ 1,35	6,55
225	2,90	7,0	+ 0,90	4,68	12,8	+ 1,50	8,27
250	2,90	7,8	+ 1,00	5,79	14,2	+ 1,60	10,10
280	3,20	8,7	+ 1,05	7,21	15,9	+ 1,80	12,70

толстостенных термопластных труб ( $\delta > 10 \text{ мм}$ ) может быть рекомендовано резьбовое соединение типа труба в трубу. Согласно исследованиям Г. М. Гулянца и С. М. Лермана, целесообразно применение ленточной резьбы прямоугольного профиля с шагом 8—10 мм и высотой витков не менее 2—2,5 мм. По данным Главспецпромстроя Минмонтажспецстроя СССР, успешно использовалась и коническая резьба.

Более целесообразным при соединении полимерных труб в обсадную колонну является метод сварки встык.

Под сваркой полимерных материалов понимают такой способ соединения, при котором одно полимерное тело непосредственно переходит в другое. Зона контакта при этом не характеризуется границей раздела, а механическая прочность и другие физико-химические свойства материала в месте соединения близки к свойствам свариваемых материалов.

Сварка термопластных труб основана на предварительном оплавлении соединяемых поверхностей с последующим сопряжением их под давлением. При этом происходит диффузия макромолекул из одного слоя в другой, что обеспечивает прочную связь сопрягаемых торцов. Сварка должна происходить в определенном диапазоне температур: выше температуры размягчения и ниже температуры разложения материала.

Контактная сварка встык состоит в том, что соединяемые торцы труб прижимаются к нагретой поверхности элемента и доводятся до вязкотекучего состояния, после чего нагреватель удаляют, а размягченные торцы под давлением соединяют друг с другом и охлаждают. Сварку встык целесообразно применять для соединения труб диаметрами от 50 до 250 мм с толщиной стенки более 6 мм. Этот тип сварки является наиболее технологичным, так как при этом можно использовать нагревательный инструмент одного размера для сварки труб различных диаметров. Однако указанный способ сварки требует тщательной центровки свариваемых концов труб, так как термопластные трубы в большинстве случаев отличаются разностенностью и овальностью. При сварке вращуру осуществляется самоцентрировка свариваемых труб, однако в этом случае технология сварки труб (особенно труб больших диаметров) более сложна; кроме того, для сварки такого типа необходим набор нагревательных инструментов для различных диаметров труб.

ТАБЛИЦА VIII.20

СОРТАМЕНТ ТРУБ ИЗ НЕПЛАСТИФИЦИРОВАННОГО ПВХ ПО ТУ 6-05-1646—73 (размеры в мм)

Средний наружный диаметр		Тип труб											
		Л			СЛ			С			Т		
номинальный	допустимое отклонение	толщина стенки	допускаемое отклонение	масса 1 м труб, кг	толщина стенки	допускаемое отклонение	масса 1 м, кг	толщина стенки	допускаемое отклонение	масса 1 м труб, кг	толщина стенки	допускаемое отклонение	масса 1 м, кг
50	+ 0,20	—	—	—	1,8	+ 0,40	0,42	2,4	+ 0,45	0,55	3,7	+ 0,55	0,80
63	+ 0,20	—	—	—	1,9	+ 0,40	0,56	3,0	+ 0,50	0,85	4,7	+ 0,65	1,28
75	+ 0,25	1,8	+ 0,40	0,64	2,2	+ 0,40	0,76	3,6	+ 0,55	0,121	5,6	+ 0,75	1,81
90	+ 0,25	1,8	+ 0,40	0,77	2,7	+ 0,45	1,12	4,3	+ 0,65	1,74	6,7	+ 0,85	2,60
110	+ 0,30	2,2	+ 0,40	1,14	3,2	+ 0,50	1,62	5,3	+ 0,75	2,60	8,2	+ 1,00	3,88
125	+ 0,30	2,5	+ 0,45	1,47	3,7	+ 0,55	2,12	6,0	+ 0,80	3,34	9,3	+ 1,15	5,00
140	+ 0,35	2,8	+ 0,50	1,84	4,1	+ 0,60	2,62	6,7	+ 0,85	4,16	10,4	+ 1,25	6,25
160	+ 0,35	3,2	+ 0,50	2,38	4,7	+ 0,65	3,43	7,7	+ 0,95	5,46	11,9	+ 1,40	8,17
180	+ 0,40	3,6	+ 0,55	3,0	5,3	+ 0,75	4,35	8,6	+ 1,05	6,86	—	—	—
200	+ 0,40	4,0	+ 0,60	3,70	5,9	+ 0,80	5,37	9,6	+ 1,15	8,43	—	—	—
225	+ 0,45	4,5	+ 0,65	4,67	6,6	+ 0,85	6,73	10,8	+ 1,30	10,8	—	—	—
250	+ 0,50	4,9	+ 0,70	5,65	7,3	+ 0,95	8,28	11,9	+ 1,40	13,3	—	—	—
280	+ 0,55	5,5	+ 0,75	7,08	8,2	+ 1,00	10,4	—	—	—	—	—	—
315	+ 0,60	6,2	+ 0,80	8,95	9,2	+ 1,10	13,1	—	—	—	—	—	—
355	+ 0,65	7,0	+ 0,90	11,4	10,4	+ 1,25	16,7	—	—	—	—	—	—
400	+ 0,70	7,9	+ 1,00	14,5	11,7	+ 1,35	21,1	—	—	—	—	—	—

Высокое качество шва может быть получено лишь при соблюдении правильного технологического режима, точного совмещения торцов соединяемых труб и предварительной их подготовке под сварку.

Предварительная обработка кромок труб заключается в их торцовке и зачистке, что обеспечивает снятие окисленной пленки и плотное прилегание сопрягаемых поверхностей. Между свариваемыми торцами при их соприкосновении не должно быть видимого зазора, так как в противном случае поверхность торцов будет оплавляться неравномерно, что может привести к непроварам и трещинам в сварном стыке. Смещение кромок труб не должно превышать 10% толщины стенок; этого достигают вращением одной из них в центрирующем приспособлении или прокладками. Для лучшего качества сварки торцы труб должны быть обезжирены ацетоном, так как наличие масел, нефтепродуктов и других веществ может вызвать растрескивание шва в период эксплуатации.

Наиболее рациональная температура для сварки труб из ПВП 200—220° С, более низкая температура вызывает необходимость увеличения времени плавления торцов, а более высокая приводит к образованию чрезмерно большого валика на месте стыка. Рациональная продолжительность нагревания и оплавления торцов определяется опытным путем.

После окончания оплавления, что визуально можно установить по образованию равномерного валика высотой 1—2 мм, торцы труб отрывают от нагревателя, последний удаляют и оплавленные торцы труб прижимают друг к другу. Величина давления при оплавлении торцов не оказывает столь решающего влияния на прочность шва, как температурный режим. Давление торцов труб на нагревательный инструмент должно быть в пределах от 0,75 до 1 кгс/см<sup>2</sup> площади сечения, что обеспечивает быстрое снятие неровностей на торцовых поверхностях.

При соединении оплавленных труб давление в месте контакта должно быть не менее 1,5—1,0 кгс/см<sup>2</sup>, при этом из шва вытесняются пузырьки воздуха, что обеспечивает хорошее качество сварки. Свариваемые трубы должны выдерживаться под этим давлением не менее 3 мин.

Повышение давления приводит к выдавливанию значительного количества расплавленного материала и ухудшает качество шва.

Промежуток времени между снятием оплавленных торцов с нагревательного инструмента и их сжатием должен быть минимальным, так как в противном случае прочность шва резко снижается вследствие быстрого охлаждения свариваемых поверхностей. Охлаждение сварного шва — естественное.

На открытом воздухе трубы можно сваривать при отсутствии атмосферных осадков и температуре не ниже 5° С. При отрицательной температуре воздуха необходимо место работы утеплять.

Сварка труб из полипропилена имеет некоторые особенности, связанные с тем, что вязкость расплавленного полипропилена ниже, чем вязкость полиэтилена, и с повышением температуры падает более резко. Поэтому несмотря на более высокую температуру плавления полипропилена для его сварки не нужна более высокая температура.

При сварке полипропиленовых труб давление прижатия торцов труб к нагревательному инструменту не должно превышать 0,75 кгс/см<sup>2</sup>, а оплавленных торцов труб друг к другу — 1,5 кгс/см<sup>2</sup>, так как при большем давлении менее вязкий расплав полипропилена выжимается наружу. При сварке полипропиленовых труб с толщиной стенки более 8 мм получаются хрупкие швы. Во избежание этого концы труб следует предварительно нагреть до температуры 150—160° С. Шов хорошего качества получается при температуре нагревательного инструмента 200° С и менее, но при соответственном увеличении времени нагрева.

Оптимальные технологические параметры сварки встык представлены в табл. VIII.21.

Для обеспечения качественной сварки следует применять специальные нагревательные инструменты. Кроме того, важную роль играют центрирующие и торцующие приспособления.

На рис. VIII.20 представлен общий вид установки для сварки полимерных труб.

Нагревательные приборы (рис. VIII.21) представляют собой диски, состоящие из двух половин с проточенными внутри кольцевыми пазами, в которые помещена нихромовая электроспираль в керамических изоляторах.

Следует учесть, что с момента нагрева диска температура на его поверхности быстро возрастает до 290—305° С, и только после этого срабатывает биметаллический терморегулятор, настроенный на поддержание температуры диска 210° С. Это объясняется тем, что температура воздуха, окружающего биметаллическую пластину терморегулятора, возрастает медленнее, чем температура диска, и достигает 210° С в тот момент, когда на поверхности диска температура значительно выше (290—305°). Поэтому сварку труб необходимо начинать после стабилизации температуры диска на уровне 210° С, т. е. через 40—50 мин с момента включения.

В процессе работы необходимо периодически (после каждой сварки) удалять налипающий расплав с помощью алюминиевого скребка. Кроме того, целесообразно обработать поверхность диска специальными составами, что уменьшает налипание расплава. Рекомендуется периодически проверять нагревательный прибор, определяя температуру на поверхности диска и точность ее поддержания терморегулятором. Качество сварных стыков контролируют прежде всего внешним осмотром.

В последнее время за рубежом все более широкое распространение получает сварка трением. При этом качество шва зависит от выбора правильного технологического режима сварки, определяемого скоростью вращения, прилагаемой

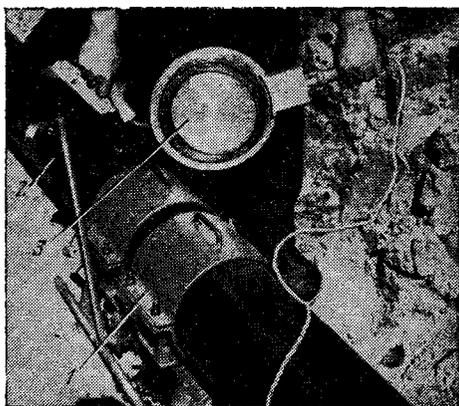


РИС. VIII.20.  
УСТАНОВКА ДЛЯ СВАРКИ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ;

- 1 — хомут;  
2 — труба;  
3 — электронагревательный инструмент

ТАБЛИЦА VIII.21

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СВАРКИ ВСТЫК

Параметры	Вид материалов		
	ПНП	ПВП	ПП
Температура сварки, °С	190 ± 10	210 ± 10	220 ± 10
Давление при оплавлении торцов труб, кгс/см <sup>2</sup>	0,5	0,6—0,8	0,75
Глубина проплавления кромок труб, мм	<2,0	<2,0	<1,5
Промежуток времени между окончанием оплавления и контактом оплавленных торцов труб, с	2—3	2—3	2—3
Время выдержки под давлением осадки, мин	3—5	3—5	4

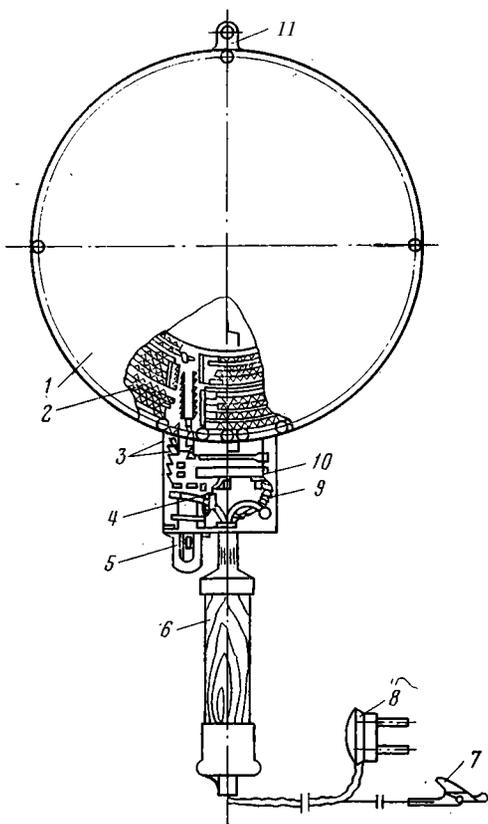


РИС. VIII.21.  
ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЬНЫЙ ДИСК ДЛЯ  
СВАРКИ ВСТЫК:

- 1 — диск;
- 2 — спираль из нихрома в керамических изоляторах;
- 3 — электроизоляционные втулки;
- 4 — сопротивление (820 кОм);
- 5 — сигнальная неоновая лампочка;
- 6 — ручка;
- 7 — держатель заземления;
- 8 — вилка для подключения к электросети;
- 9 — коробка для терморегулятора;
- 10 — биметаллический термометр;
- 11 — ушко для дополнительного крепления

растать, оставаясь постоянным в процессе охлаждения. В момент остановки вращения трубы осевую нагрузку увеличивают до  $50 \text{ кгс/см}^2$ . Следует избегать чрезмерного выдавливания расплавленного материала. Учитывая линейную зависимость, существующую между усилием прижатия и скоростью вращения, можно их менять в определенных пределах.

Трубы из стеклопластиков имеют механическую прочность, близкую к прочности стали, причем последняя зависит от направления укладки волокон и резко в (15—20 раз) меняется в продольном и поперечном направлениях.

нагрузкой и временем. При больших частотах вращения и давления скорость образования расплава увеличивается, при этом расплав отбрасывается с внутренней стороны торца трубы на внешний. При получении расплава, в околошовной зоне давление увеличивают, после чего вращающуюся трубу мгновенно останавливают и шов под давлением охлаждается.

Согласно проведенным исследованиям, при сварке полиэтиленовых труб окружная скорость должна быть в пределах 1,5—3 м/с, что обеспечивается вращателем бурового станка. Более высокие скорости вращения приводят к интенсивной деструкции материала, повышению вибрации и нарушению центровки контактируемых поверхностей. При скоростях вращения меньше рекомендуемых требуемая температура нагрева не достигается и происходит шлифование материала. Вследствие теплопроводности термопластов зона сварки приобретает температуру, при которой макромолекулы диффундируют из одного пограничного слоя в другой. Поэтому достаточно обеспечить соосное вращение одной трубы относительно другой при соответствующей осевой нагрузке, чтобы в течение нескольких секунд концы труб нагрелись до вязкотекучего состояния; затем вращением прекращают и под действием осевой нагрузки происходит процесс сварки.

Опытными данными установлено, что давление при сварке трением должно зависеть от типа и марки термопласта (в пределах  $1\text{—}15 \text{ кгс/см}^2$ ), причем по мере размягчения поверхности оно должно воз-

ТАБЛИЦА VIII.22

## СВОЙСТВА РАЗЛИЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБ

Материал трубы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Модуль упругости при изгибе, кгс/см <sup>2</sup>	Предел прочности, кгс/см <sup>2</sup>			Примечание
			при растяжении	при сжатии	при изгибе	
Сталь	7,8	$2,2 \cdot 10^6$	5500—7500	—	—	Подвержена коррозии
Асбоцемент	1,7		160	370—440	190—250	Хрупок
Стеклопластик	1,5	$1,7 \cdot 10^5$	2500	1000	3400	Опыт применения мал
Полиэтилен высокой плотности (ПВП)	0,94—0,96	$5,0 \cdot 10^3$	200	—	200—350	Невысокие прочностные свойства, плохая схва- тываемость с цементом, хрупкость на морозе
Полиэтилен низкой плотности (ПНП)	0,91—0,93	$(1,0—2,5) 10^3$	100	—	120—170	
Полипропилен (ПП)	0,9—0,91	$(6,7—11,9) 10^3$	250-400	600	—	
Поливинилхлорид (ПВХ)	1,4	$(26—30) 10^3$	450—700	600—900	700—1200	

Основные свойства стеклопластиков следующие:

Содержание стекло- волокна, % . . . . .	60—75	Прочность, кгс/см <sup>2</sup> : на изгиб . . . . .	700—1200
Плотность, г/см <sup>3</sup> . . . . .	1,4	на сжатие . . . . .	600—900
Прочность, кгс/см <sup>2</sup> : на растяжение . . . . .	450—700	Модуль упругости при изгибе, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	(26—30)10 <sup>3</sup>

В настоящее время трубы из стеклопластиков в 2—3 раза дороже, чем стальные, и при температуре более 100—120°С они значительно снижают свои прочностные свойства и устойчивость.

Кроме того, выпускаемые отечественной промышленностью стеклопластиковые трубы имеют низкую герметичность, поэтому требуется дополнительная футеровка эпоксидными смолами и другими веществами, что ухудшает их санитарно-гигиенические качества.

Соединение стеклопластиковых труб может быть резьбовое с помощью муфт и ниппелей. При этом возможно перерезание продольных волокон и значительное снижение прочности соединения. Более совершенным является изготовление специальных полукруглых резьб путем их намотки и склеивания с трубой, а также склеивание концов труб с металлическими муфтами.

Сцепление поверхности стеклопластиковой трубы с цементным камнем улучшается при их пестроструйной обработке.

В табл. VIII.22 приведены свойства различных материалов, идущих на изготовление обсадных труб.

#### § 4. Технология спуска обсадных колонн

Перед началом работ ствол должен быть проработан и тщательно промыт, обсадные трубы проверены, измерены и пронумерованы с фиксацией всех сведений в буровом журнале, а необходимый инструмент (элеваторы, ключи, хомуты, штропы) должен находиться в исправном состоянии.

При спуске колонны надо строго следить за соосностью труб. На конце нижней трубы крепят башмак и при необходимости устанавливают обратный клапан (рис. VIII.22).

Тарельчатые клапаны (рис. VIII.22, *a*) после одной-двух промывок не обеспечивают герметичности. Это приводит к тому, что цемент проникает внутрь обсадной колонны, образуя цементные стаканы большой длины.

Для повышения герметичности в практике иногда применяют спуск колонн с двумя обратными клапанами.

Если в колонне поддерживать избыточное давление, заполняя ее водой, то это снижает качество крепления.

Стандартные чугунные клапаны не обеспечивают герметичности, кроме того, они забиваются гратом при электросварном соединении труб. Разбуривание чугунных клапанов является трудоемкой операцией, поэтому применяют шаровые клапаны.

В практике бурения скважин на нефть и газ на Украине были использованы обратные клапаны оригинальной конструкции [2], позволяющие обеспечить высокую герметичность и легко разбуриваемые. Клапан изготавливают из пластмассы, седло из пластмассы или легких сплавов, шар и клетку — из ударопрочного полистирола или капрона. Шар может быть сплошной или пустотелый (рис. VIII.22, *b*).

Другая конструкция клапана предусматривает наличие легкоразбуриваемого корпуса из пластобетона (гравийно-песчаная смесь с полимерной связкой) или обычного бетона (рис. VIII.22, *в*).

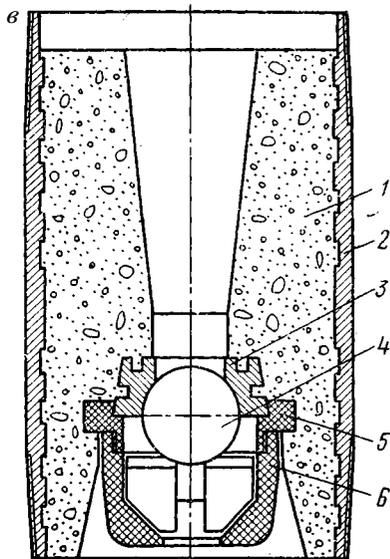
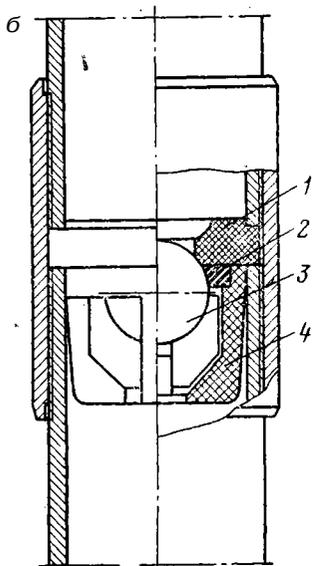
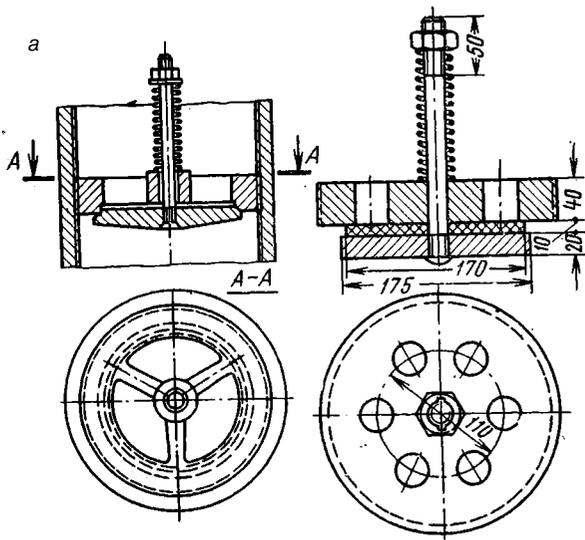
Такие клапаны выдерживают давление до 180—200 кгс/см<sup>2</sup>. При использовании данной конструкции стоп-кольцо не устанавливают. Применение таких клапанов возможно в скважинах с температурой до 70—80° С.

РИС. VIII.22.  
КЛАПАНЫ ОБРАТНЫЕ:

*a* — тарельчатые;  
*б* — шаровые для обсадных колонн диаметром 146 мм:

1 — седло;  
2 — резиновое уплотнительное кольцо;  
3 — шар;  
4 — клетка;  
*в* — шаровые обратные клапаны для обсадных колонн диаметром 219 мм:

1 — пластобетонный корпус;  
2 — патрубок;  
3 — седло;  
4 — шар;  
5 — кольцо капроновое;  
6 — клетка



Во избежание развинчивания обсадных труб (при разбурировании цементного стакана и обратного клапана) нижние трубы дополнительно привариваются. Резьба должна быть тщательно очищена, а перед спуском смазана суриком или специальной пастой. Трубы следует спускать плавно, без рывков, необходимо следить за качеством их соединения.

Для того чтобы последующая труба проходила через колонну труб предыдущего диаметра, необходимо муфты на трубах обточить. Верхняя труба оснащена цементировочной головкой и ее спускают с одновременной промывкой скважины глинистым раствором; затем колонна вывешивается и приступают к цементированию.

Крепление скважин трубами большого диаметра ставит весьма сложные задачи в связи с тем, что современное буровое оборудование не приспособлено для этих целей. Институтом ВИОГЕМ (Белгород) разработаны гидравлические подъемники двух типов грузоподъемностью 100 и 300 т, которые могут применяться с буровыми установками УВБ-600, А-50 и БУ-75Бр и БУ-125Бр.

Кроме того, в этом институте разработана технология спуска обсадных колонн большого диаметра на воздушной подушке. В этом случае можно использовать буровые установки относительно небольшой грузоподъемности и осуществлять качественное цементирование затрубного пространства.

Перед спуском колонны из асбоцементных труб скважину необходимо проработать долотом соответствующего размера. Асбоцементные трубы до глубины 100—150 м можно опускать с поддержкой за верхний конец, при больших глубинах скважин — на бурильных трубах с нижней поддержкой. Для этой цели в нижней части колонны устанавливают стальной опорный несущий башмак (рис. VIII.23). Колонну можно спускать и на опорных башмаках других конструкций.

Вверху на 2—3 м от поверхности асбоцементную трубу заменяют металлической для предохранения колонны от разрушения при промерзании почвы. После спуска обсадной колонны бурильные трубы левым вращением отсоединяют от опорного башмака и извлекают из скважины.

Скважины, закрепленные асбоцементными трубами, цементируют на всю длину колонны, т. е. до устья.

Когда водоносный пласт вскрывают через закрепленную колонну, на колонне бурильных труб следует устанавливать резиновые протекторы и бурение вести при пониженной осевой нагрузке с минимальной частотой вращения, так как асбоцементные трубы весьма хрупки и не выдерживают динамических нагрузок.

Если в разрезе скважины имеются вязкие пучащие глины, то следует повторно проработать этот интервал ствола долотом.

При спуске колонны асбоцементных труб во избежание их поломки необходимо следить за вертикальностью ствола скважины. Водоподъемный насос не должен касаться стенок труб, следует избегать ударных нагрузок при транспортировке асбоцементных труб.

Для облегчения спуска полимерной обсадной колонны, имеющей незначительный вес, целесообразно снизить удельный вес глинистого раствора до 0,8—0,9 г/см<sup>3</sup>. Однако необходимо учитывать, что при этом возрастают вязкость и липкость глинистого раствора.

С целью снижения удельного веса глинистого раствора в отечественной практике успешно применяют следующие реагенты: мылонафт, сульфолон, ДС-РАС (детергент советский — РАС) и другие пенообразующие вещества. Вес колонны может быть увеличен в результате использования стальных труб в нижней части колонны и применения обратного клапана и долива раствора или воды. Для успешного спуска полимерной колонны диаметр долота должен быть на 80—100 мм больше наружного диаметра обсадных труб.

При спуске обсадных колонн и их цементировании важно, чтобы трубы были концентрично расположены в стволе скважины. Для этих целей применяют центраторы различных конструкций (рис. VIII.24), устанавливаемые на расстоянии 10—15 м друг от друга.

Качество цементирования колонны улучшается, если со стенок скважины удаляют глинистую корку. Последнее достигается установкой на колонне скребков различных конструкций (рис. VIII.25).

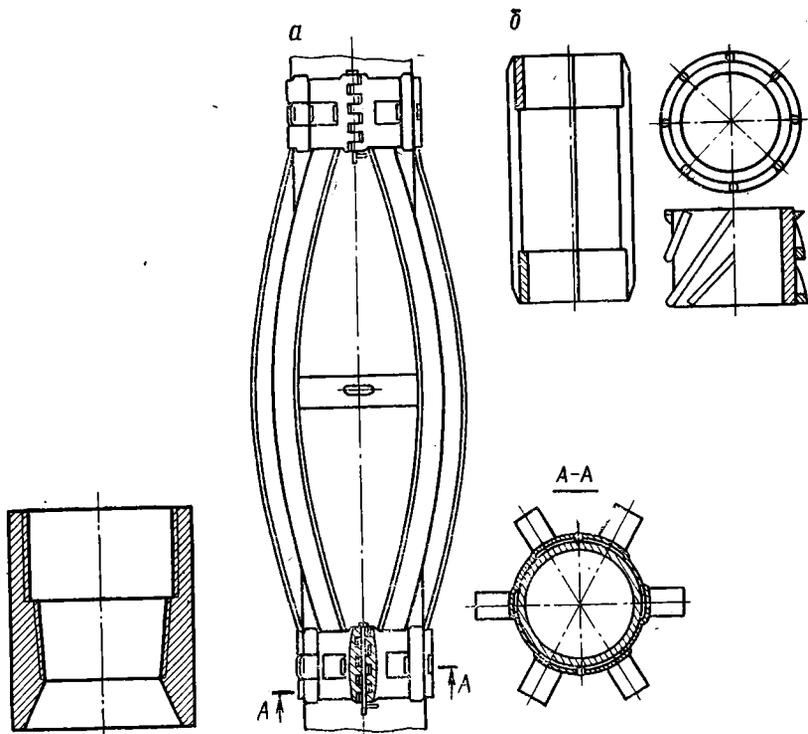


РИС. VIII.23.  
БАШМАК ДЛЯ СПУСКА  
АСБОЦЕМЕНТНЫХ ТРУБ

РИС. VIII.24.  
ЦЕНТРИРУЮЩИЕ ФОНАРИ:  
*a* — пружинные;  
*б* — жесткие

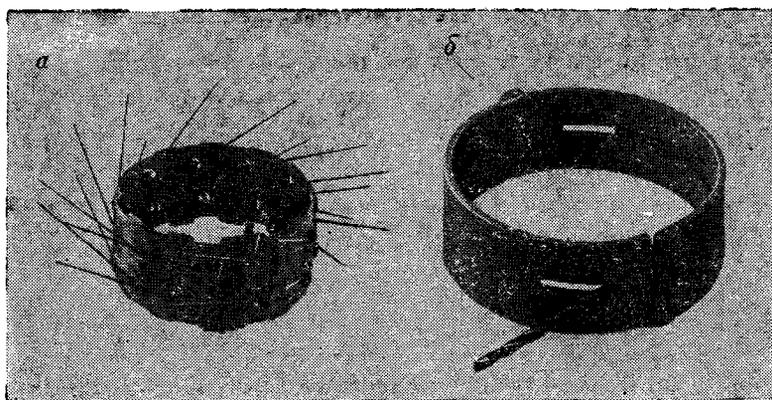


РИС. VIII.25.  
СКРЕБКИ:  
*a* — проволочные; *б* — тросовые

## § 5. Расчет обсадных колонн

Колонны обсадных труб, используемые при бурении и эксплуатации скважин, испытывают напряжение растяжения, сжатия и смятия под действием следующих различных нагрузок:

1) растягивающих усилий от собственного веса (максимальные значения испытывает труба у устья скважины в конце спуска колонны);

2) сжатия при установке колонны на забой (максимальное значение испытывает труба у забоя);

3) одновременного действия растягивающих (сжимающих) и изгибающих усилий при спуске (установке на забой) в искривленные скважины;

4) гидростатического давления при цементировании и эксплуатации, которое зависит от разности удельных весов и высоты уровней жидкости в трубах и за трубами;

5) горного давления при пересечении скважиной мощных пластов слабых пород с коэффициентом крепости  $< 3$  по шкале М.М. Протодяконов и углом внутреннего трения  $\varphi < 30^\circ$  (для пльвунов  $\varphi = 5 - 15^\circ$ , для сыпучих песков  $\varphi = 20 - 30^\circ$ ).

При креплении скважин стальными трубами соединения обычно рассчитывают на прочность, трубы — на устойчивость от гидростатического давления.

Напряжения растяжения в трубах при их спуске максимальны, когда колонна находится в подвешенном состоянии. В глубоких скважинах вес таких колонн и напряжения в теле труб могут достигать значительной величины, поэтому с целью их снижения в нижней части устанавливаются обратные клапаны, а внутрь колонн доливают воду, при этом колонны как бы находятся во взвешенном состоянии.

На осевые нагрузки колонны рассчитывают по формуле Ф.И. Яковлева, позволяющей определить усилие, при котором расстраивается резьбовое соединение

$$P_{\text{стр}} = \frac{\pi D b \sigma_T}{1 + \frac{D}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (\text{VIII.3})$$

где  $D$  — средний диаметр резьбы в плоскости первого полного витка, находящегося в сопряжении (в расчетах первый полный виток относят к основной плоскости резьбы);  $b$  — толщина тела трубы под резьбой в основной плоскости;  $l$  — длина резьбы до основной плоскости;  $\alpha$  — угол между опорной поверхностью резьбы и осью трубы;  $\varphi$  — угол трения для резьбы (принимается равным  $18^\circ$ );  $\sigma_T$  — предел текучести материала трубы.

Коэффициенты запаса прочности при этом равны:

для колонн диаметром до 219 мм и длиной	для колонн диаметром 219 мм и выше и длиной
< 3500 м . . . . . 1,15	< 2000 м . . . . . 1,2—1,3
> 3500 м . . . . . 1,3	> 2000 м . . . . . 1,4—1,5

В нижней части колонна испытывает сминающие напряжения, особенно в глубоких скважинах и при опорожнении внутренней полости колонны. Величина допустимых сминающих усилий определяется по формуле АзНИИ [61]

$$P_{\text{кр}} = 1,1 k_{\min} \left\{ \sigma_T + E k_0^2 \rho \left( 1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) - \sqrt{\left[ \sigma_T + E k_0^2 \rho \left( 1 + \frac{3e}{2\rho^3 k_{\min}} \right) \right]^2 - 4 E k_0^2 \rho \sigma_T} \right\}, \quad (\text{VIII.4})$$

где  $k_{\min} = \delta_{\min}/D$ ;  $k_0 = \delta_0/D$ ;  $\rho = \delta_0/\delta_{\min}$ ;  $\delta_{\min}$  — наименьшая толщина стенки разностенной трубы;  $D$  — номинальный наружный диаметр трубы;  $e$  — овальность трубы.

Величины  $\delta_{\min}$  и  $\delta_0$  определяют, исходя из допускаемых отклонений трубы по наружному диаметру, толщине стенки и весу:  $\delta_{\min} = 0,87 \delta$ ,  $\delta_0 = 0,095 \delta$ ,  $\rho = 1,034$  ( $\delta$  — номинальная толщина стенки трубы).

Рекомендуемая овальность трубы в расчетах для эксплуатационных колонн составляет 0,01, для больших размеров колонн — 0,015—0,02. Наличие цементной оболочки вокруг обсадной трубы снижает сминающие давления на 10,6—82,3%.

Толщину стенок и материал обсадных труб подбирают, исходя из равнопрочности колонны по всей длине.

При расчете обсадной колонны на осевые нагрузки для колонн диаметром до 168 мм и длиной до 3500 м коэффициент запаса прочности принимается равным 1,5—1,6; для колонн диаметром выше 168 мм различной длины и колонн диаметром до 168 мм и длиной свыше 3500—1,7—1,8.

При расчете фильтра на сминающую нагрузку для скважин с неустойчивыми стенками коэффициент запаса прочности принимается равным 1,3, а в скважинах с устойчивыми стенками — 1,15.

При расчете колонны на смятие коэффициент запаса прочности принимается равным 1,15; для участков колонн, перекрывающих высокотемпературные соленосные отложения, запас прочности принимается равным 1,3. Для труб из стали группы прочности  $D$  и при использовании цементов, отвечающих требованиям ГОСТ 1581—78, запас прочности принимается равным 1,05—1,10.

При использовании обсадных труб из термопластов с удельным весом меньше 1 г/см<sup>3</sup> растягивающие напряжения будут столь малы, что ими можно пренебречь. Наиболее опасными нагрузками, способными вызвать разрушение колонн, будет наружное давление жидкости.

Для труб из полимерных материалов характерны большие величины овальности и разностенности, чем для стальных труб, а также изменение модуля упругости в широких пределах.

Важными характеристиками полимера является его статический и динамический модули, которые связаны главным образом с межмолекулярным взаимодействием, ориентацией, кристалличностью, степенью поперечного сшивания и разветвленностью цепных молекул. Большое влияние на прочность оказывает ориентация структурных элементов по отношению к направлению действия деформирующей силы.

При нормальных температурах полимеры в гораздо большей степени, чем металлы, обнаруживают нелинейную зависимость между напряжением и деформацией. В отличие от идеально упругих тел прямая пропорциональная зависимость между напряжением и деформацией в полимерах связана со временем. Так, закон Гука для термопластов имеет вид

$$\varepsilon(t) = \frac{\sigma}{E(t)}, \quad (VIII.5)$$

где  $\varepsilon(t)$  — полная деформация ползучести;  $\sigma$  — напряжение;  $E(t)$  — модуль упругости.

Полимеры обладают специфической реакцией на приложенное напряжение, проявляющееся в возникновении направленного структурного перемещения в материале. В обычном состоянии структура пластика состоит из сложных молекулярных конфигураций. Появление силового поля вызывает постепенное раскручивание свернутых макромолекул, что и объясняет способность большинства высокополимеров к значительным обратимым (упругим) деформациям, что позволяет проводить расчет в соответствии с законами теории упругости.

Соотношение между геометрическими параметрами трубы и критическим перепадом давлений на внешней и внутренней стенках описывается формулой вида

$$\Delta p = \sigma_{\text{пр}} \frac{R^2 - r^2}{2R^2}, \quad (VIII.6)$$

где  $\Delta p$  — критическое значение перепада давлений;  $\sigma_{\text{пр}}$  — предел пропорциональности материала трубы;  $R$  — наружный радиус трубы;  $r$  — внутренний радиус.

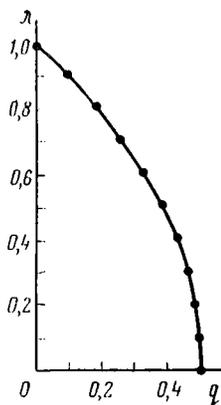
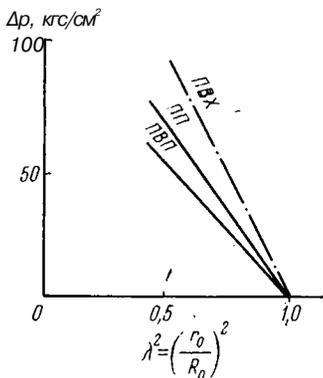


РИС. VIII.26.  
ЗАВИСИМОСТЬ ВЕЛИЧИНЫ КРИТИЧЕСКОГО ЗНАЧЕНИЯ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ТРУБ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ОТ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБЫ:

$\lambda$	0	0,1	0,2	0,3
$q$	0,5	0,49	0,48	0,46
$\lambda$	0,4	0,5	0,6	0,7
$q$	0,42	0,37	0,32	0,25
$\lambda$	0,8	0,9	1,0	
$q$	0,18	0,09	0	

РИС. VIII.27.  
ГРАФИК ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ВЕЛИЧИНЫ НАГРУЖЕНИЯ ТЕРМОПЛАСТНЫХ ТРУБ



Исследования, проведенные на кафедре бурения МГРИ, показали, что для рассматриваемых полимеров имеет место соотношение

$$\sigma_{\text{пр}} \sim 0,45\sigma_t, \quad (\text{VIII.7})$$

где  $\sigma_t$  — предел текучести материала.

Преобразуем формулу (VIII.6)

$$q = \frac{1}{2} [1 - \lambda^2], \quad (\text{VIII.8})$$

где  $\lambda = r/R$  — отношение внутреннего радиуса трубы к наружному, а  $q = \Delta p / \sigma_{\text{пр}}$  — отношение критического перепада давлений к пределу пропорциональности материала.

С помощью построения графика зависимости  $q$  от  $\lambda$  (рис. VIII.26) может быть легко определена величина критического значения перепада давлений для труб из различных полимерных материалов и геометрических параметров и решена обратная задача.

Для практических расчетов удобен график, представленный на рис. VIII.27. Зная материал труб (ПВП, ПП, ПВХ) и их параметры, можно легко определить допустимый для данного материала перепад давлений.

## § 6. Способы цементирования

Цементирование проводят для изоляции водоносных пластов, вскрытых при бурении скважин, удержания обсадной колонны в подвешенном состоянии, защиты обсадной колонны от коррозии, ликвидации поглощений промывочной жидкости.

### Одноступенчатое цементирование

Из существующих способов цементирования (рис. VIII.28) в практике бурения скважин на воду чаще всего применяют наиболее простой — способ одноступенчатого цементирования.

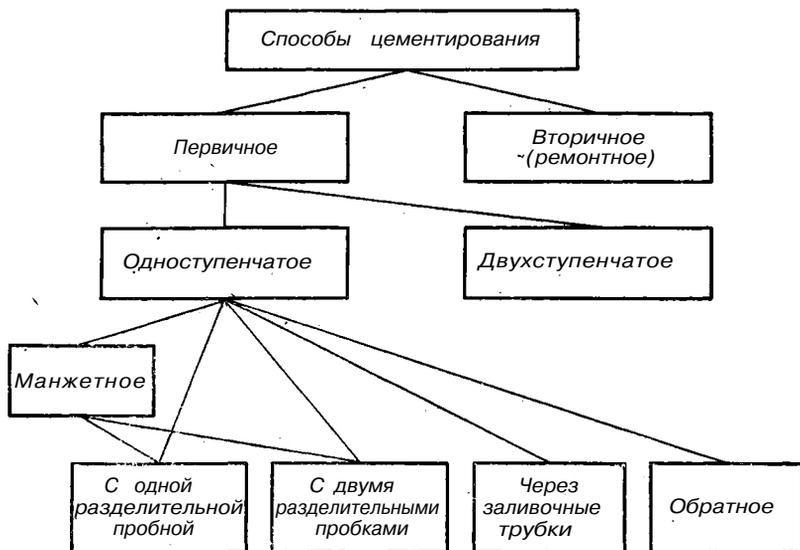


РИС. VIII.28.  
КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ

При этом способе на обсадную колонну навинчивают цементировочную головку, представляющую собой отрезок трубы, в котором монтируются цементировочные пробки; через 2—3 штуцера, установленных в этой головке, возможна закачка промывочной жидкости и цемента выше цементировочных пробок или ниже их (рис. VIII.29).

Цементирование можно осуществлять с одной или двумя разделительными пробками. Разделительные пробки исключают смешивание цементного раствора с продавочной жидкостью. Смешивание цементного раствора с продавочной жидкостью тем больше, чем больше диаметр скважин.

При бурении скважин на воду всегда рекомендуется проводить цементирование с двумя разделительными пробками (рис. VIII.30).

Такое цементирование проводится следующим образом: скважину тщательно промывают до полного удаления шлама. Затем в обсадную колонну вставляют нижнюю разделительную пробку (рис. VIII.30, а). Пробка продавливается к башмаку колонны при нагнетании цементного раствора насосом цементировочного агрегата или буровой установки. После закачки расчетного количества цементного раствора (заданный интервал кольцевого пространства и участок обсадной колонны ниже упорного кольца) опускается верхняя разделительная пробка (рис. VIII.30, б). На верхнюю разделительную пробку закачивают продавочную жидкость.

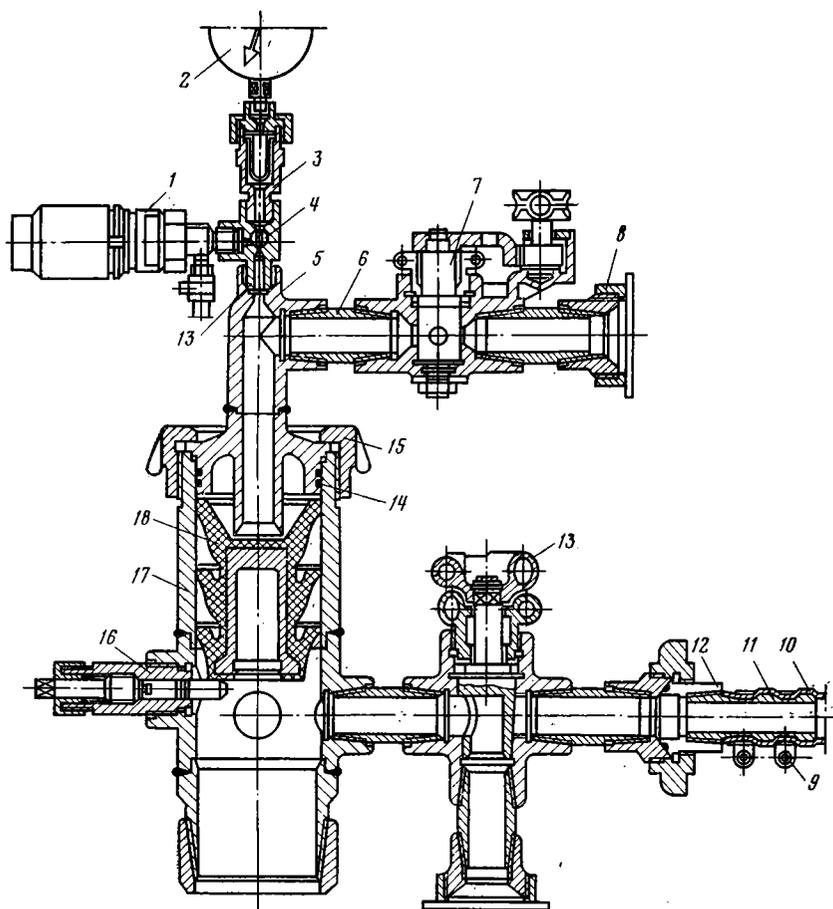
Нижняя пробка останавливается на упорном кольце выше башмака обсадной колонны (рис. VIII.30, в). Поскольку закачка жидкости в колонну продолжается, то давление над пробкой возрастает. Под влиянием этого давления диафрагма нижней пробки разрушается, и цементный раствор поступает в затрубное пространство.

В процессе цементирования давление в колонне меняется. Поскольку удельный вес цементного раствора выше удельного веса промывочной жидкости, то на мере заполнения цементным раствором колонны давление в насосах уменьшается. Когда цементный раствор начинает выходить в кольцевое пространство и

подниматься к устью, давление в насосах и цементировочной головке вновь возрастает. При посадке верхней пробки на нижнюю происходит скачок давления (гидравлический удар), что служит сигналом для прекращения закачки продажной жидкости в обсадную колонну (рис. VIII. 30, з). Разделительные пробки изготавливают из легкоразбуиваемых материалов (дерево, резина, пластмасса) (рис. VIII.31).

РИС. VIII.29.  
 ЦЕМЕНТИРОВОЧНАЯ ГОЛОВКА 2ГУЦ-400 С УСТАНОВЛЕННОЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ТРУБКЕЙ:

- |                               |                                       |                                  |
|-------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|
| 1 — предохранительный клапан; | 7 — пробковый кран;                   | 13 — трехходовой пробковый кран; |
| 2 — манометр;                 | 8 — колпак;                           | 14 — уплотнитель;                |
| 3 — разделитель;              | 9 — хомут;                            | 15 — нажимная гайка;             |
| 4 — тройник;                  | 10 — шланг;                           | 16 — стопорный винт;             |
| 5 — крышка;                   | 11 — штуцер;                          | 17 — корпус;                     |
| 6 — ниппель;                  | 12 — быстросвинчивающееся соединение; | 18 — разделительная пробка       |



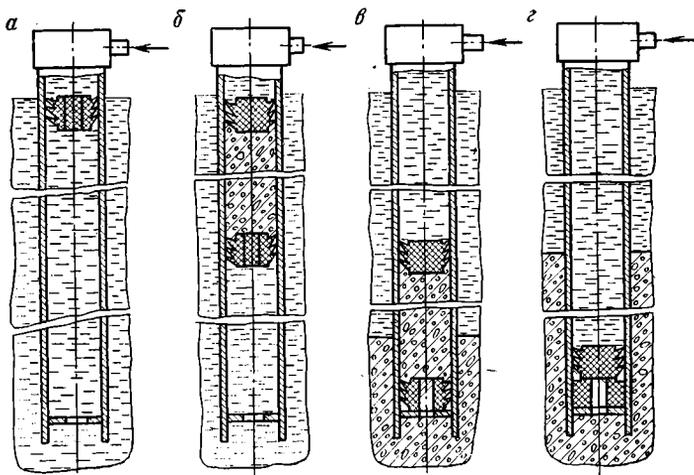


РИС. VIII.30.

СХЕМА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С ДВУМЯ ПРОБКАМИ:

*a* — продавка нижней пробки;  
*б* — сбрасывание верхней пробки;

*в* — движение цементного раствора между пробками;  
*г* — завершающая ста-

дия цементирования (посадка обеих пробок на стоп-кольцо)

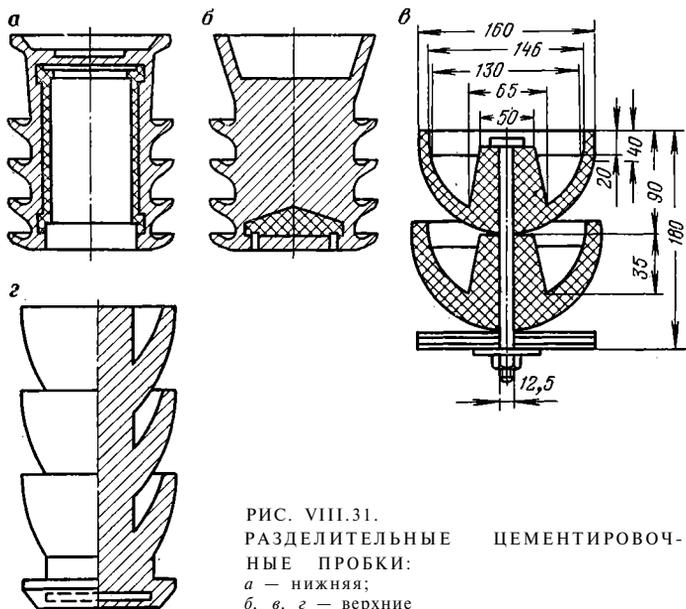


РИС. VIII.31.

РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЕ ПРОБКИ:

*a* — нижняя;  
*б, в, г* — верхние

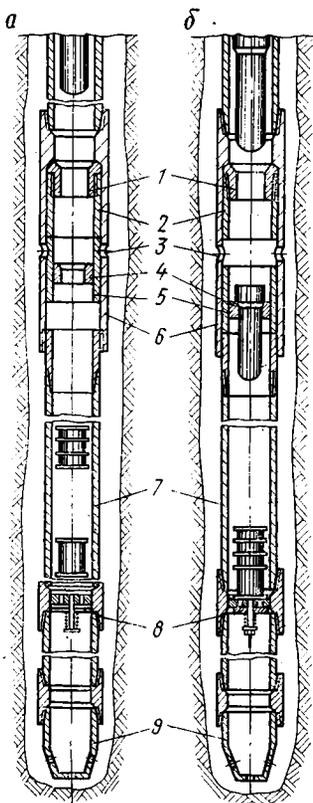


РИС. VIII.32.  
СХЕМА ДВУХСТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ:  
*a* — положение до открытия отверстий в цементировочной муфте;  
*б* — положение при открытии отверстий в цементировочной муфте:  
1 — верхнее седло;  
2 — верхний цилиндр;  
3 — отверстия для выхода цементного раствора;  
4 — нижнее седло;  
5 — нижний цилиндр;  
6 — муфта для двухступенчатого цементирования;  
7 — обсадная колонна;  
8 — обратный клапан;  
9 — направляющий башмак

присоединяют к хвостовику при заранее закладывается нижняя часть этой пробки спускают новую. Затем под давлением пробки вместе с цементным раствором продавливаются до упорного кольца.

## Двухступенчатое цементирование

Двухступенчатое цементирование применяется в том случае, когда при большом интервале цементирования возникает опасность гидроразрыва пластов или в разрезе скважин имеются зоны поглощений. Сущность такого цементирования сводится к приведению работ в два этапа (рис. VIII.32). В зависимости от цели и условий цементирования приблизительно в середине колонны устанавливают специальную муфту, через которую возможно сообщение с затрубным пространством. Первый этап цементирования предусматривает подъем цементного раствора в затрубном пространстве до цементировочной муфты обычным способом с двумя разделительными пробками (рис. VIII.32, *a*). Второй этап заключается в цементировании затрубного пространства от цементировочной муфты до устья скважины. Для срабатывания муфты опускается специальная пробка, которая обычно бывает одновременно нижней разделительной пробкой для второй порции цемента.

## Манжетное цементирование

В практике бурения скважин на воду иногда приходится цементировать обсадную колонну, спущенную вместе с фильтром. В этом случае применяют манжетное цементирование. Обсадную колонну оборудуют обратным клапаном с отверстиями для выхода промывочной жидкости и цементного раствора выше зоны фильтра и специальной манжетой, представляющей собой воронку высотой 60—70 см и диаметром, превышающим на 25—35% диаметр скважины. Непосредственно над самым фильтром ставят клапан с целью предотвращения попадания цементного раствора в фильтр (рис. VIII.33). Манжетное цементирование проводится так же, как и цементирование с двумя пробками, с той лишь разницей, что нижняя пробка конструктивно ничем не отличается от верхней и в процессе цементировки она должна опускаться ниже обратных клапанов в колонне, чтобы дать возможность цементному раствору пройти через клапаны.

## Цементирование хвостовиков

Такое цементирование осуществляется в одну ступень через башмак хвостовика без нижней разделительной пробки. Бурильные трубы помощи специального разъединителя, в который секция разделительной пробки. Верхнюю секцию бурильных труб до посадки на нижнюю срезают шпильки, удерживающие нижнюю секцию, и пробки вместе с цементным раствором продавливаются до упорного кольца.

## Обратное цементирование

Этот способ цементирования применяется в том случае, если необходимо уменьшить давление на стенки скважины; кроме того, при обратном цементировании требуется значительно меньшая мощность насосов. При обратном цементировании цементный раствор закачивается в затрубное пространство, для чего устье скважин необходимо оборудовать специальной головкой.

## Вторичное цементирование

Способы вторичного цементирования предусматривают доставку тампонажного раствора до зоны, требующей исправления, иногда с задавкой его в зоны, поглощающие раствор. Обычно такое цементирование осуществляется под давлением, для чего устье скважины герметизируют по способу Н. К. Байбакова.

## Цементирование через заливные трубки

При необходимости подбашмачного цементирования, отсутствии цементировочного агрегата или достаточно мощного бурового насоса можно применить цементирование с помощью заливных трубок (рис. VIII.34). Эта схема проста и не требует специального оборудования.

## § 7. Тампонажные материалы

Наиболее распространенным тампонажным материалом являются портландцементы. Современная практика позволяет, используя способы регулирования свойств портландцементов, применять их в различных геологических условиях бурения.

Портландцемент представляет собой гидравлическое вяжущее вещество, полученное в результате совместного помола клинкера и гипса, твердеющее в воде и на воздухе после затворения водой. Из портландцементного клинкера готовят несколько цементов. При помоле клинкера можно добавлять 10—15% минеральных добавок — шлака, трепела, известняка, песка и др. Минеральные добавки улучшают некоторые свойства цементов, а иногда служат наполнителем.

## Портландцементный клинкер

Химический состав клинкера в основном зависит от соотношения между главными окислами кальция, железа, алюминия, магния и двуокиси кремния. Соединяясь, эти вещества образуют четыре основные кристаллические фазы портландцемента:

- 1) трехкальциевый силикат ( $3\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ ), сокращенно  $\text{C}_3\text{S}$ ;
- 2) трехкальциевый алюминат ( $3\text{CaO}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$ );
- 3) двухкальциевый силикат ( $2\text{CaO}\cdot\text{SiO}_2$ ,  $\beta$ -форма,  $\gamma$ -форма);
- 4) четырехкальциевый алюмоферрит ( $4\text{CaO}\cdot\text{Fe}_2\text{O}_3\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$ ).

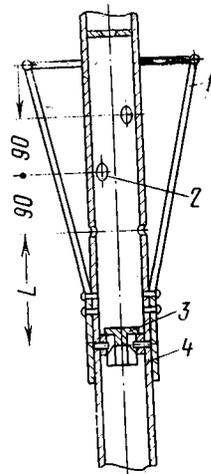


РИС. VIII.33.  
СХЕМА ОБОРУДОВАНИЯ КОЛОННЫ ПРИ МАНЖЕТНОМ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ:  
1 — манжета;  
2 — отверстие в трубе;  
3 — клапан;  
4 — патрубков

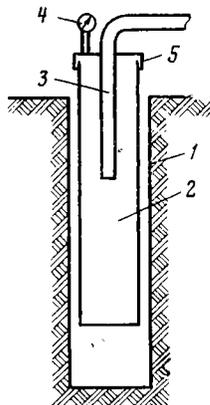


РИС. VIII.34.  
СХЕМА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ЗАЛИВНЫХ ТРУБОК:  
1 — ствол скважины;  
2 — обсадная колонна;  
3 — заливные трубки;  
4 — манометр;  
5 — крышка

Кроме этих минералов, в небольшом количестве присутствуют свободная (несвязанная) окись кальция (CaO), свободная окись магния (MgO), щелочные окислы (Na<sub>2</sub>O и K<sub>2</sub>O) и стекловидная фаза.

Свойства цементов зависят от количественного соотношения этих четырех основных минералов.

Качество обыкновенного портландцемента характеризуется маркой (например 300, 400, 500, 700), численно равной пределу прочности при сжатии образцов из смеси цемента и песка (состав 1 : 3 через 28 сут твердения).

### **Тампонажный портландцемент**

Этот цемент выпускается в соответствии с ГОСТ 1581—78. Минералогический состав клинкера не нормирован стандартом и может колебаться. Жесткие требования предъявляются к срокам схватывания, таким требованиям удовлетворяет алитовый клинкер. Большинство заводов СССР выпускают для тампонажного цемента клинкер, содержащий более 50% C<sub>2</sub>S.

Тампонажный портландцемент выпускается двух видов: для «холодных» и «горячих» скважин. В соответствии с ГОСТ 1581—78 цемент для «холодных» скважин испытывают при температуре — 22±2° С, а цемент для «горячих» скважин — 75 ± 3° С. Из этих цементов плотностью 3000—3200 кг/м<sup>3</sup>, замешиванием водой с добавлением некоторых химических реагентов приготавливают и растворы плотностью примерно 1800—2000 кг/м<sup>3</sup>.

Растворы из цементов для «холодных» скважин используют при цементировании интервалов с температурой не выше 50° С, а из цементов для «горячих» скважин — интервалов с температурой не более 90° С.

### **Тампонажные цементы**

Под термином «тампонажный цемент» следует понимать состав, содержащий вяжущие вещества (портландцемент, шлак, известь), а также минеральные или органические добавки (кварцевый песок, асбест, глину, хлопковые очесы, отходы целлюлозного производства и др.) образующие после затворения водой раствор, а затем камень обусловленного качества. Вводимые добавки в зависимости от условий твердения могут влиять на вяжущие свойства состава или оставаться в качестве химически инертных наполнителей.

В зависимости от вида вяжущего материала различают тампонажные цементы на основе портландцемента и на основе доменных шлаков, а также известняково-песчаные смеси и прочие тампонажные цементы.

В зависимости от вида добавок и условий применения тампонажные цементы и растворы можно разделить на песчаные, волокнистые, гельцементы, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные и утяжеленные растворы, растворы с низкой водоотдачей, водоземulsionные и др.

На базе портландцемента и шлака существует следующая номенклатура тампонажных материалов:

1) облегченные цементы для получения раствора плотностью 1,4—1,6 г/см<sup>3</sup> на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин (ГОСТ 1581—78), а также на основе шлакопесчаной смеси (для температур 90—140° С). В качестве облегающего компонента можно использовать глины или активные гидравлические добавки, содержащие SiO<sub>2</sub>, пемзу, диатомит, трепел, опоку;

2) утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2,1 г/см<sup>3</sup> на базе тампонажного цемента для «холодных» и «горячих» скважин (ГОСТ 1581—78), а также на основе шлакопесчаной смеси (для температур 90—140° С). В качестве утяжеляющих добавок можно использовать барит, гематит, магнетит и др.;

3) термостойкие шлакопесчаные цементы для цементирования скважин с температурами 90—140° С;

4) термостойкие шлакопесчаные цементы для цементирования скважин с температурами 140—180° С;

5) низкогигроскопичные цементы.

Скорость схватывания цементного раствора зависит от температуры и давления в скважине, состава цемента, тонкости его помола, водоцементного отношения, добавок различных химических реагентов, вводимых в воду затворения. Влияние всех этих факторов используется для регулирования скорости процесса схватывания.

При прочих равных условиях для каждого состава цемента справедливо, что при повышении температуры и давления, при которых твердеет тот или иной состав, сроки начала и конца схватывания сокращаются; при понижении температуры и давления сроки схватывания увеличиваются.

Повышение тонкости помола значительно сокращает сроки схватывания, однако значительное увеличение тонкости помола всегда сопровождается увеличением водоцементного отношения, иначе консистенция раствора становится непрокачиваемой. Тампонажный цемент для «холодных» скважин имеет удельную поверхность около 4500 см<sup>2</sup>/г, для «горячих» — около 2500 см<sup>2</sup>/г.

Важным показателем цементного раствора является водоцементное отношение, обычно В/Ц = 0,4—0,5. Нижний предел В/Ц характеризуется снижением текучести, а верхний — понижением прочности цементного камня и увеличением срока схватывания. В зависимости от водоцементного отношения плотность цементного раствора изменяется в следующей пропорции:

Водоцементное отношение	0,40	0,45	0,50	0,60	0,70
Плотность цементного раствора, г/см <sup>3</sup>	1,95	1,90	1,84	1,77	1,69

При увеличении водоцементного отношения сроки схватывания увеличиваются приблизительно в таких пределах: от 4,5 ч при В/Ц, равном 0,36 до 14—16 ч при В/Ц, равном 0,65. При цементировании допускается колебание плотности цементных растворов в пределах ±0,05 г/см<sup>3</sup>.

В качестве добавок-ускорителей сроков схватывания применяют хлористый кальций, хлористый натрий, силикат натрия, карбонаты калия и натрия, щелочи NaOH, KOH и т. д. (табл. VIII.23). В качестве добавок-замедлителей применяют в основном органические вещества ССБ, КССБ, КМЦ, виннокаменную кислоту, гипан, нитроглинин, полифенол лесохимический и т. д. Количество вводимой добавки зависит от состава цемента, условий применения раствора, его можно подбирать в каждом конкретном случае в лабораторных условиях, моделирующих условия применения.

#### *Правила поставки и хранения тампонажных цементов*

Размер партии цемента по ГОСТ 1581—78 составляет 200 т. Завод-изготовитель обязан снабдить каждую партию цемента паспортом с указанием названия завода-изготовителя, номера партии, наименования и адреса получателя, номера вагона (номера судна) и накладных, названия цемента, вида и количества добавок, соответствия цемента требованиям ГОСТ 1581—78, даты изготовления образцов и результатов испытаний.

Тампонажный цемент, выпускаемый заводами СССР, может транспортироваться потребителю в бумажных мешках емкостью 48—50 кг и навалом. Транспортировка цемента может осуществляться железнодорожным и водным путями, а также автотранспортом.

Правила хранения тампонажных цементов должны предусматривать сохранение кондиции материала, обеспечение мероприятий, предотвращающих смешение цемента различных партий, минимальные потери при обращении, удобства и безопасность при погрузке.

Длительное хранение цемента возможно лишь в закрытых сухих помещениях. Цемент необходимо хранить партиями в отдельных штабелях.

#### *Основные свойства цементного раствора и камня*

Цементный раствор представляет собой полидисперсную концентрированную суспензию цементного порошка в воде.

О подвижности раствора судят по его растекаемости на приборе АзНИИ, однако значение растекаемости по конусу АзНИИ характеризует лишь соответствие качества того или иного испытуемого цемента требованиям ГОСТ 1581—78.

ТАБЛИЦА VIII.23  
 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О НАИБОЛЕЕ ЧАСТО УПОТРЕБЛЯЕМЫХ УСКОРИТЕЛЯХ СХВАТЫВАНИЯ  
 И ТВЕРДЕНИЯ ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРОВ

Реагент	Рекомендуемая область применения	Способ введения в цементный раствор	Рекомендуемая дозировка, %	Степень воздействия
Кальций хлористый $\text{CaCl}_2$	Ускорение схватывания и твердения цементного раствора при отрицательных и низких положительных температурах. Приготовление быстросхватывающихся смесей	С водой затворения	При первичном цементировании, 1—5 18	Сильный ускоритель
Натрий хлористый $\text{NaCl}$	Ускорение схватывания и твердения. Снижение температуры замерзания цементного раствора. Цементирование в солевых отложениях	С водой затворения и в сухом виде в цементный порошок	5 15	В умеренной степени ускоряет схватывание и твердение при дозировке до 5%. При дозировке выше 15% слабый замедлитель схватывания и твердения
Силикат натрия, растворимое стекло, жидкое стекло $\text{Na}_2\text{SiO}_3$	Ускорение схватывания и твердения раствора на основе металлургических шлаков и топливных зол. Ускорение схватывания и твердения облегченных растворов с кремнеземистыми добавками. Приготовление быстросхватывающихся смесей	С водой затворения	5 5 15	Сильный ускоритель
Поташ, карбонат калия $\text{K}_2\text{CO}_3$	Ускорение схватывания и твердения при отрицательных и низких положительных температурах. Предотвращение замерзания цементных растворов. Приготовление быстросхватывающихся смесей	С водой затворения	1-3 17 12	Сильный ускоритель. Для понижения точки замерзания необходимо применять замедлитель
Кальцинированная сода, углекислый натрий $\text{Na}_2\text{CO}_3$	Ускорение схватывания цементных растворов при низких положительных температурах. Ускорение схватывания и твердения малоактивных (белито-кремнеземистых, шлаковых) цементов при недостаточной температуре	То же	1—5	Сильный ускоритель малоактивных вяжущих

Для оценки пригодности цементного раствора для условий крепления скважин можно использовать консисгометр, показывающий изменение условной вязкости раствора или прокачиваемости во времени.

Контроль качества цементного раствора осуществляется наблюдением за развитием процесса загустевания в покое, для чего определяют начало и конец схватывания с помощью иглы Вика. Сущность метода заключается в определении сопротивления образующейся структуры проникновению в нее иглы; игла имеет определенные сечение и массу.

**Стабильность.** Стабильными считаются цементные растворы, из которых после 2 ч покоя выделилось не более 2,5% воды по объему. Стабильность измеряют при помощи мерного цилиндра.

**Водоотдача.** Этот параметр определяют при помощи фильтр-прессов, используемых для измерения водоотдачи глинистого раствора, но при большем перепаде давления. Цементный раствор можно считать хорошим, если его водоотдача не превышает 200 см<sup>3</sup> за 30 мин при перепаде давления 70 кгс/см<sup>2</sup>.

**Прочность цементного камня** является важнейшей характеристикой качества цемента и пригодности его для крепления скважин. Существуют стандартные формы для приготовления образцов балочек размером 40X40X160 мм. Приготовленные в таких формах балочки испытывают на разрывной машине для определения прочности на изгиб через 2 сут хранения в воздушно-влажных условиях. Сопоставляя полученные данные испытаний с требованиями ГОСТ 1581—78, можно судить о качестве полученного с завода цемента. Чтобы по прочности цементного камня установить его пригодность для цементирования, образцы цементного камня различной формы выдерживают в течение разгонов времени в условиях, близких к условиям бурения, а затем испытывают их на прочность.

Прочность цементного камня не является его стабильной характеристикой во времени, поэтому одним из главных условий подбора состава цементного раствора является необходимость получения цементного камня с максимально возможной стабильностью прочности во времени.

**Проницаемость цементного камня** Это свойство является одним из важнейших, характеризующих его пригодность для различных условий разобщения пластов. Проницаемость цементного камня определяют на специальных установках, позволяющих замерять объем жидкости, фильтрующейся под определенным перепадом давления. Для цементного камня в качестве единицы проницаемости принятого считать миллдарси (мД) — 0,001 Д. Так, проницаемость цементного камня, приготовленного из здолбуновского цемента и выдержанного в течение 1 сут при температуре 20° С, составляет 7,38 мД.

**Объемные изменения.** С точки зрения оптимальной технологии крепления скважин необходимо стремиться к увеличению объема цементного камня, причем изменение его объема должно быть равномерным — без растрескивания и усадки. Увеличение объема цементного камня способствует уплотнению глинистой корки на стенках скважины и увеличению герметичности затрубного пространства. Минимальное увеличение объема цементного камня 4—6%.

**Коррозионная стойкость.** Цементный камень считается коррозионно-устойчивым, если при длительном хранении в пластовых водах его прочность и непроницаемость существенно не ухудшаются. В зависимости от состава вод и их химического взаимодействия с цементным камнем различают несколько видов коррозии: сульфатную магниезильную, коррозию катионного обмена, коррозию выщелачивания и т. д.

## **§ 8. Расчет цементирования**

Цементный раствор приготавливают двумя способами — механическим и вакуумно-гидравлическим, первый из которых используется при необходимости приготовления цементного раствора с точными заданными параметрами. Наибольшее распространение имеет вакуумно-гидравлический способ. Система механизмов для приготовления цементного раствора включает цементно-смесительную машину и цементировочный агрегат, в котором затворение цементного раствора осуществляется с помощью гидравлической мешалки. Для получения

седиментационного устойчивого цементного раствора давление воды в смесительном устройстве необходимо поддерживать максимальным ( $\sim 10-35$  кгс/см<sup>2</sup>) для достижения максимальной эжекции в воронке смесительного устройства.

### Оборудование для цементирования

Разработаны три конструкции цементно-смесительных машин с механической системой разгрузки грузоподъемностью 10 т и емкостями бункеров 10 (СМ-10) и 20 т (2СМН-20, рис. VIII.35) и одна грузоподъемностью 20 т (СМП-20), состоящая из автотягача и полуприцепа. Кроме того, можно использовать цементированный агрегат ІАС-20 и его модификации 2АС-20 и 3АС-30, разработанные Азинмашем совместно с Нальчикским машиностроительным заводом. Цементировочные агрегаты используют не только для транспортировки цемента, но и для приготовления цементного раствора; для этого на каждом агрегате смонтированы водяные насосы.

Для закачки и продавки цементного раствора в скважину используют специальные цементировочные агрегаты (рис. VIII.36). Агрегат состоит из двух или

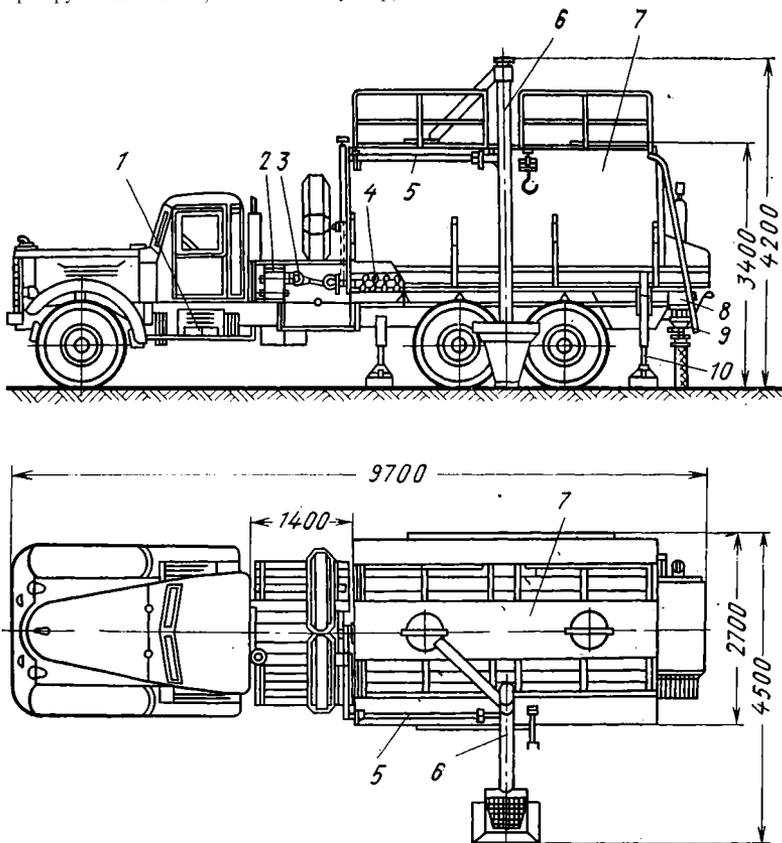
РИС. VIII.35.

#### СМЕСИТЕЛЬНАЯ МАШИНА 2СМН-20:

1 — шасси автомобиля;  
2 — раздаточная коробка;  
3 — карданный вал;  
4 — разгрузочный шнек;

5 — приводной вал шнекового транспортера;  
6 — шнековый транспортер;  
7 — бункер;

8 — приемная воронка;  
9 — смесительное устройство;  
10 — домкрат



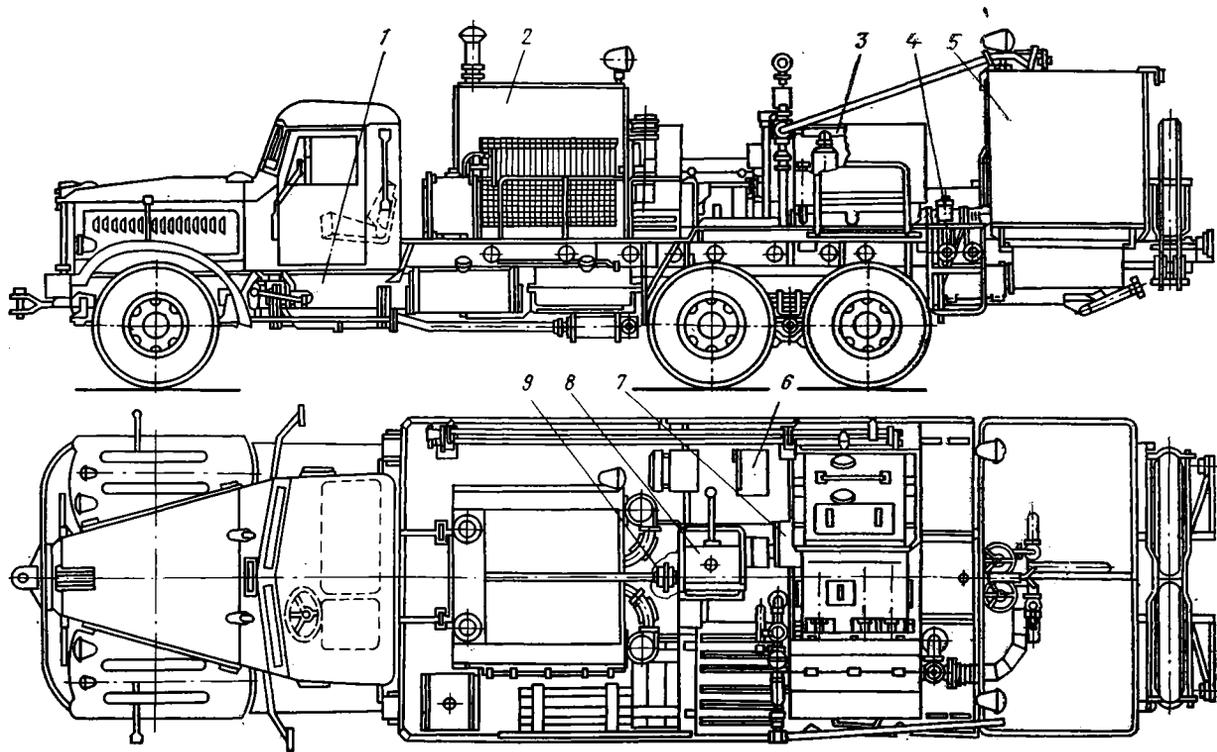


РИС. VIII.36.  
 ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫЙ АГРЕГАТ ЗСА-400:

1 — шасси автомобиля КраЗ-267;  
 2 — силовая установка 2УС-500А;  
 3 — насос КМ-11Т;

4 — манифольд;  
 5 — замерный бак;  
 6 — пост управления;

7 — редуктор;  
 8 — коробка передач 4КПм;  
 9 — промежуточный вал

ТАБЛИЦА VIII.24  
РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫХ АГРЕГАТОВ

Скорость агрегата	$Q$ , л/с	$p$ , кгс/см <sup>2</sup>	$Q$ , л/с	$p$ , кгс/см <sup>2</sup>	$Q$ , л/с	$p$ , кгс/см <sup>2</sup>
<i>Цементировочный агрегат ЦЛ-300</i>						
	$d = 100$ мм		$d = 115$ мм		$d = 127$ мм	
I	1,3	—	1,72	—	2,10	—
II	2,36	308,0	3,12	230,0	3,8	191,0
III	4,50	161,5	5,95	122,0	7,25	100,0
IV	8,05	91,5	10,62	68,2	12,96	56,0
	10,35	70,0	18,65	53,2	16,60	43,5
<i>Цементировочный агрегат ЦА-320М</i>						
	$d = 100$ мм		$d = 115$ мм		$d = 127$ мм	
I	1,4	400	1,74	320	2,35	2,40
II	2,55	320	3,16	266	4,28	196
III	4,80	165	5,98	140	8,10	103
IV	8,65	95	10,70	78	14,50	58
<i>Цементировочный агрегат ЗЦА-400</i>						
	$d = 100$ мм		$d = 115$ мм		$d = 127$ мм	
I	6,5	400	8,6	305	11,25	232
II	9,6	270	12,7	205	16,10	163
III	14,2	182	18,7	138	23,80	110
IV	19,7	131	26,0	100	33,0	79
<i>Цементировочный агрегат ЗЦЛ-400А</i>						
	$d = 110$ мм		$d = 125$ мм		$d = 140$ мм	
I	6,6	400	8,8	300	11,2	235
II	9,5	275	12,6	210	16,1	162
III	14,1	185	18,6	140	23,8	110
IV	19,5	135	23,4	100	33	80

Примечание.  $Q$  — производительность,  $p$  — давление в насосе,  $d$  — диаметр поршня.

трехцилиндрового насоса двойного действия с приводом от специального двигателя, двух мерников и системы обвязки. На цементировочных агрегатах, кроме цементировочного, предусмотрен водоподающий насос для подачи воды в смесительные машины, не имеющие водоподающих блоков. Режимы работы цементировочных агрегатов приведены в табл. VIII.24.

*Техническая характеристика цементировочных агрегатов*

Марка цементировочного агрегата	ЦА1,4	ЦА-800М	ЦА-320М	ЗЦА-400	ЗЦА-400А
Вместимость мерного бака, м <sup>3</sup>	150	3	3,2	3,15	3,15
Тип водяного насоса			1В		
Максимальная производительность, л. с.	13	13	13	13	13
Максимальное давление, кгс/см <sup>2</sup>	15	15	15	15	15
Тип автомобиля	ЯАЗ-200	МАЗ-200	КРАЗ-219	Днепр-219	—
Мощность двигателя, л. с.	110	110	180	180	500
Масса агрегата с автомашиной, т	11	11	17,5	21,1	—

Цементировочная головка (см. рис. VIII.29) служит для обвязки устья колонны с цементировочными насосами. Головка состоит из корпуса с боковыми отводами, трехходовыми вентилями пробковых кранов, стопоров для удержания пробки и манометра.

Блок обвязки состоит из системы трубопроводов, связывающих цементировочную головку с цементировочными насосами. Для ускорения обвязки разработан самоходный блок ИБМ-700.

Станция контроля за процессом цементования СКЦ-2М служит для контроля за основными технологическими параметрами. Состоит из лаборатории, блока манифольда с датчиками (расхода прокачиваемой жидкости и давления), плотнометра, распределителя для подключения нагнетательных линий цементировочных насосов и распределительной коробки с датчиками, устанавливаемыми на цементировочных агрегатах, смесительных машинах и у цементировочной головки.

Аппаратура станции может одновременно контролировать работу шести смесительных машин и 14 цементировочных агрегатов (рис. VIII.37). Станция позволяет контролировать расход и суммарный объем закачиваемой в скважину жидкости, плотность этой жидкости и давление в нагнетательном трубопроводе.

Расчет цементования скважин сводится к определению следующих параметров:

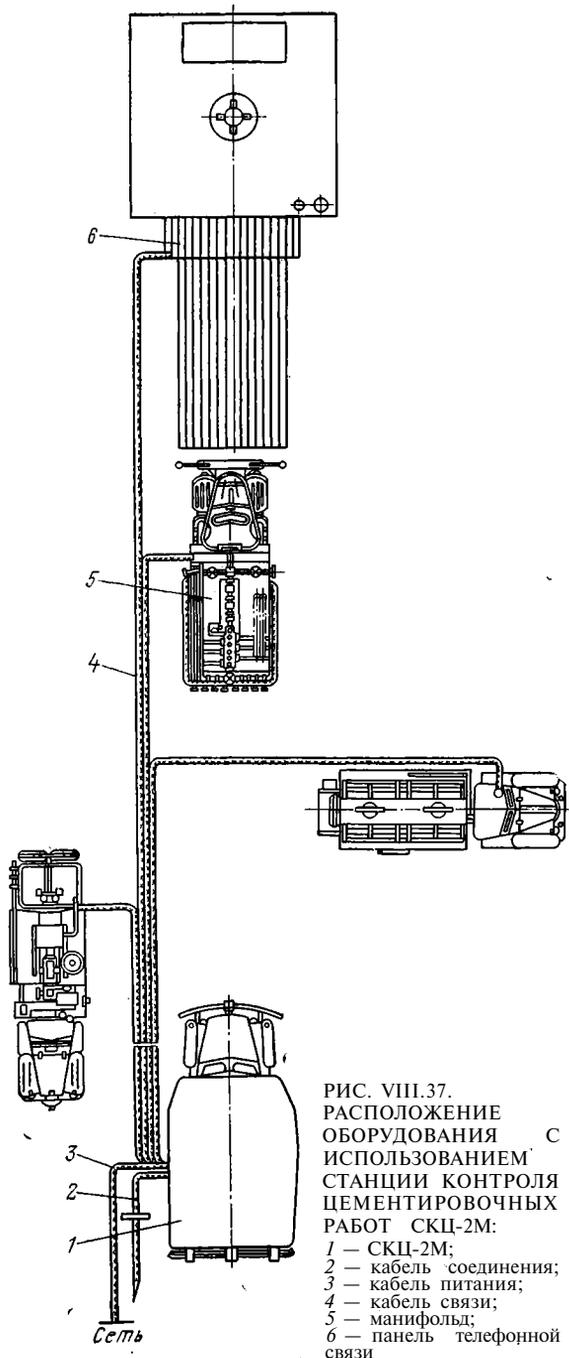


РИС. VIII.37.  
РАСПОЛОЖЕНИЕ  
ОБОРУДОВАНИЯ  
С  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ  
СТАНЦИИ КОНТРОЛЯ  
ЦЕМЕНТИРОВОЧНЫХ  
РАБОТ СКЦ-2М:

- 1 — СКЦ-2М;
- 2 — кабель соединения;
- 3 — кабель питания;
- 4 — кабель связи;
- 5 — манифольд;
- 6 — панель телефонной связи

- 1) количества цементного раствора, цемента и воды, необходимого для приготовления цементного раствора;
- 2) количества глинистого раствора для продавки цементного раствора;
- 3) давления на головке колонны к моменту окончания цементирования;
- 4) количества цементного и глинистого растворов, заканчиваемых на различных скоростях агрегата;
- 5) времени, необходимого для цементирования скважины, числа агрегатов и цементно-смесительных машин.

Объем цементного раствора ( $m^3$ ) определяют по формуле

$$V_{ц.р} = \frac{\pi}{4} k [(D_c^2 - D^2) l_{ц} + d^2 h_c], \quad (\text{VIII.9})$$

где  $k$  — коэффициент, учитывающий увеличение объема цементного раствора за счет наличия трещин и каверн ( $k = 1,2-2,5$ );  $D_c$  — фактический средний диаметр ствола скважины в интервале цементирования, определяемый по кавернограмме этого участка, м;  $D$  — наружный диаметр обсадной колонны, м;  $l_{ц}$  — длина интервала цементирования, м;  $d$  — внутренний диаметр колонны, м;  $h_c$  — расстояние от упорного кольца до башмака колонны, м.

Масса сухого цемента, необходимая для приготовления такого объема цементного раствора, составляет (кг)

$$S_{ц} = k_{ц} V_{ц.р} g_{ц}, \quad (\text{VIII.10})$$

где  $k_{ц}$  — коэффициент, учитывающий потери цемента при затаривании смесительных машин и приготовления раствора;  $g_{ц}$  — расход сухого цемента на  $1 m^3$  раствора, кг ( $g_{ц} = \frac{\rho_{ц.р}}{(1 + B/C)}$ ,  $\rho_{ц.р}$  — плотность цементного раствора, кг/ $m^3$ ,  $B/C$  — водоцементное отношение, т. е. отношение массы воды к массе сухого цемента в  $1 m^3$  раствора).

Объем воды для приготовления цементного раствора составляет

$$V_{в} = \frac{S_{т} B / C}{k_{ц} \rho_{ж}}, \quad (\text{VIII.11})$$

где  $S_{т}$  — суммарное количество твердой фазы сухого цемента;  $\rho_{ж}$  — плотность воды.

Объем продавочной жидкости определяется по формуле

$$V_{пр} = \frac{\pi}{4} k d^2 (L - h_c), \quad (\text{VIII.12})$$

где  $k$  — коэффициент, учитывающий сжимаемость жидкости ( $k = 1,03-1,05$ );  $d$  — внутренний диаметр обсадной колонны, м;  $L$  — длина колонны, м;  $h_c$  — высота цементного стакана, м.

Суммарную подачу параллельно работающих насосов выбирают с учетом того, чтобы скорость  $w_{ц}$  восходящего потока обеспечивала его турбулизацию ( $w_{ц} = 1,5-2$  м/с). В этом случае суммарная производительность агрегатов равна

$$\sum Q_{ц.а} = \frac{\pi}{4} (D_c^2 - D^2) w_{ц}, \quad (\text{VIII.13})$$

где  $D_c$  — диаметр скважины, мм;  $D$  — диаметр колонны, мм.

Гидравлические потери (кгс/ $см^2$ ), возникающие при перекачке такого количества жидкости, определяются по формуле Н. И. Шацова

$$p_{гидр} = 0,01L + 16, \quad (\text{VIII.14})$$

где  $L$  — глубина скважины;  $p_{гидр} = 0,01 L + \delta$  — при скорости восходящего потока в затрубном пространстве  $v_{в} < 1$  м/с (или работе одного или двух агрегатов).

Значение разности давлений, за колонной (цемент и глинистый раствор) и внутри колонны (глинистый раствор) можно определить из выражения

$$p_{\gamma} = \frac{1}{10} (L - h) (\gamma_1 - \gamma_2) + (h - h_0) (\gamma_{ц.р} - \gamma_2), \quad (\text{VIII.15})$$

где  $\gamma_1$  — удельный вес промывочной жидкости в кольцевом пространстве, гс/см<sup>3</sup>;  $\gamma_2$  — удельный вес глинистого раствора для продавки цементного раствора внутри колонны, гс/см<sup>3</sup>;  $\gamma_{ц.р}$  — удельный вес цементного раствора, гс/см<sup>3</sup>;  $h$  — высота подъема цемента за колонной, м;  $h_0$  — высота цементного стакана внутри колонны, м.

Чтобы обеспечить продавку, давление на насосах цементирующего агрегата должно быть больше, чем разница давлений за колонной и внутри нее с учетом необходимого давления на преодоление гидравлического сопротивления, определенного по формуле Шацова, т. е. давление на головке колонны к моменту окончания цементирования определяется как

$$p_k = p_{\gamma} + p_{гидр.}$$

По величине конечного давления выбирают цементирующий агрегат.

Сравнивая величину  $p_{\gamma}$  и давление, развиваемое насосом агрегата, определяем скорости закачки раствора и объемы цементного раствора, закачиваемого на разных скоростях или на одной скорости. Затем находим объем продавочной жидкости, закачиваемой на различных скоростях агрегата

$$V_{пр. n} = F_{вн} l_{пр. n}, \quad (\text{VIII.16})$$

где  $F_{вн}$  — площадь поперечного внутреннего сечения колонны, м<sup>2</sup>;  $l_{пр. n}$  — высота столба продавочной жидкости, закачиваемой на  $n$ -й скорости.

Продолжительность цементирования (мин) определяется по формуле

$$t_{ц} = \frac{1}{60} \left( \frac{V'}{Q_{ц.а}} + \frac{V_{ц.р} + V_{пр} - V'}{Q_M} \right), \quad (\text{VIII.17})$$

где  $V' = V_{пр} - 1 \text{ м}^3$ ;  $V_{пр}$  — объем продавочной жидкости;  $V_{ц.р}$  — объем цементного раствора;  $Q_{ц.а}$  — производительность цементирующего агрегата, максимальная для условий расчета;  $Q_M$  — подача цементирующих насосов при продавке, обеспечивающая необходимую скорость восходящего потока в за-  
колонном пространстве  $w_n$ ,

$$Q_M = 0,785 (D_c^2 - D^2) w_n. \quad (\text{VIII.18})$$

Время начала загустевания цементного раствора должно быть больше продолжительности цементирования

$$t_s = t_{ц} + \Delta t, \quad (\text{VIII.19})$$

где  $\Delta t$  — резерв времени ( $\Delta t \sim 10 - 20$  мин).

Закачку цементного раствора необходимо начинать на нижней передаче, постепенно увеличивая ее. Продавку цементного раствора рекомендуется начинать с высшей скорости, постепенно понижая ее по мере повышения давления продавки.

## § 9. Технология и качество цементирования скважин

Качество цементирования проверяют по критерию Р. И. Шищенко

$$D = \sigma \frac{\gamma_1 - \gamma_2}{\tau_0}, \quad (\text{VIII.20})$$

где  $\sigma$  — зазор между стенкой скважины и обсадной трубой;  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$  — плотности цементного и глинистого растворов;  $\tau_0$  — предельное напряжение сдвига глинистого раствора.

Безразмерный показатель  $D$  характеризует отношение сил тяжести к силам предельного напряжения сдвига. Качественное цементирование имеет место при  $D > 30$ .

Качество цементирования зависит не только от правильности подбора вида цемента, состава и свойств цементного раствора, но и от других факторов, связанных со спецификой процессов, происходящих в условиях скважин.

Разобшение считают надежным если:

1) исключена возможность образования каналов в цементном растворе в период его загустевания и схватывания;

2) устранена возможность фильтрации пластовой жидкости из одного горизонта в другой через загустевшее цементное тесто;

3) промывочная жидкость из интервала цементирования полностью вытеснена и замещена цементным раствором;

4) получена прочная связь между цементным камнем, горными породами стенок скважины и поверхностью обсадной колонны;

5) устранена возможность отрыва обсадной колонны от цементной оболочки и образования между ними зазора при изменении внутреннего давления или температуры жидкости в колонне;

6) обеспечена непроницаемость и высокая коррозионная стойкость цементного камня по отношению к пластovým водам.

Одним из важнейших условий получения надежного разобшения пластов является обеспечение полноты вытеснения промывочной жидкости цементным



раствором. Полнота вытеснения промывочной жидкости зависит прежде всего от режима течения промывочного и цементного растворов. При эксцентричном расположении колонны в скважине добиться турбулизации потока цементного раствора во всех точках поперечного сечения заколонного пространства практически невозможно. Поэтому при спуске обсадных колонн применяют центраторы.

Полнота вытеснения снижается при следующих условиях:

1) в стволе скважины имеются локальные расширения и сужения;

2) предельное динамическое напряжение сдвига и вязкость промывочной жидкости близки к соответствующим параметрам цементного раствора;

3) плотность промывочной жидкости равна или близка к плотности цементного раствора;

4) промывочная жидкость имеет высокое предельное статическое напряжение сдвига.

Для полного вытеснения промывочной жидкости цементным раствором и надежного сцепления цементного камня с горными породами необходимо:

1) в процессе бурения препятствовать образованию каверн в стволе скважины;

2) использовать центрирующие фонари для соосного размещения обсадной колонны в скважине (см. рис. VIII.24);

3) для промывки скважины после спуска обсадной колонны применять растворы с возможно меньшим предельным статическим напряжением сдвига (не более 5—10 Па);

4) поддерживать турбулентный режим течения в кольцевом пространстве;

5) прокачивать перед цементным раствором достаточно большое по объему количество буферной жидкости;

РИС. VIII.38.  
ЦЕНТРАТОР С ТУРБИНЫМИ ЛОПАСТЯМИ ЗАПОРНОГО ТИПА С ФРИКЦИОННЫМ ЗАЖИМОМ АМЕРИКАНСКОЙ ФИРМЫ «БЕЙКЕР»

6) по возможности расхаживать и вращать обсадную колонну в период промывки и цементирования;

7) удалять фильтрационную глинистую корку со стенок скважины в интервале цементирования.

Для создания турбулентного режима течения в кольцевом пространстве можно рекомендовать применение турбулизаторов, надеваемых на обсадную колонну, или применение центраторов с турбулизаторами (рис. VIII.38). На основании многочисленных исследований [75, 76] скорость восходящего потока цементного раствора рекомендуется поддерживать равной 1—1,5 м/с.

Надежным способом удаления глинистой корки является механическое сдирание ее при помощи специальных скребков (см. рис. VIII.25) в период расхаживания и вращения обсадной колонны. Скребки размещают на участках колонны, которые располагаются против проницаемых горизонтов, подлежащих изоляции.

Применение буферных жидкостей позволяет предотвращать перемешивание промывочного и цементного растворов, повышает степень замещения промывочного раствора, разрыхляет фильтрационные глинистые корки. В качестве таких жидкостей используют воду, водные растворы ПАВ, реже — специальные высоковязкие жидкости. Иногда для увеличения эффективности воздействия буферной жидкости на глинистую корку в состав жидкости вводят небольшое количество твердых частиц (песка, вспученного перлита и др.).

Цементный раствор представляет собой седиментационную неустойчивую систему. Во время движения цементного раствора давление в скважине определяется высотой столба раствора и его плотностью. В покое в результате седиментационных процессов образуется каркас гидратов, опирающийся частично на породу, частично на обсадную трубу. По образующемуся таким образом каркасу фильтруется вода. Давление столба цементного раствора снижается до гидростатического давления воды. При этом, если пластовое давление превышает гидростатическое, возникает возможность межпластовых проявлений.

Наиболее радикальными способами предотвращения перетоков в водонапорных скважинах являются: установка пакеров на обсадной колонне и цементных мостов над пластами с высоким давлением, а также использование БСС.

Для осложненных условий цементирования (при наличии зон поглощения и напорных горизонтов) можно рекомендовать пакер ПЦБ-325 (рис. VIII.39) МГРИ им С. Орджоникидзе.

Пакер спускают на обсадной колонне, устанавливая в любом ее месте. Процесс цементирования с применением пакера проходит по следующей схеме. Вначале в затрубное пространство закачивают цементный раствор по обычной тех-

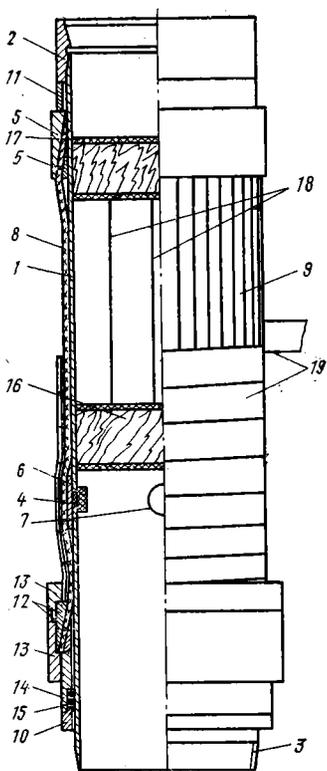


РИС. VIII.39.  
ПАКЕР ЦЕМЕНТИРОВОЧ-  
НЫЙ БАШМАЧНЫЙ  
(ПЦБ-325) МГРИ ИМ. С. ОРД-  
ЖОНИКИДЗЕ:

- 1 — корпус;
- 2 — соединительная муфта;
- 3 — соединительная резьба;
- 4 — заглушка;
- 5, 12 — зажимные кольца;
- 6 — обратный клапан;
- 7 — перепускное окно;
- 8 — резиновая манжета;
- 9 — металлический разрезной каркас;
- 10 — кольцо сальника;
- 11 — зажимная втулка;
- 13 — зажимная обойма;
- 14 — корпус сальника;
- 15 — сальниковое уплотнение;
- 16, 17, 18 — пробки с гибкой связью;
- 19 — резиновое покрытие

нологии без нижней разделительной пробки. Затем в обсадную колонну сбрасывают верхнюю разделительную пробку, представляющую собой систему из двух пробок с гибкой связью (16—18). Между пробками закачивают специальный расширяющийся состав, заполняющий через перепускные окна 7 с обратным клапаном 6 уплотнительный элемент пакера, надежно перекрывая затрубное пространство.

## § 10. Ликвидационный тампонаж

Партия и правительство уделяют большое внимание охране недр СССР, поэтому необходимо улучшить качество сооружения скважин на воду и повысить надежность охраны подземных вод от загрязнения.

Развитие сельского хозяйства и промышленности приводит к необходимости бурения большого количества разведочных и эксплуатационных скважин на воду, многие из которых вскрывают несколько водоносных горизонтов, что возлагает большую ответственность на буровиков при ликвидации таких скважин.

В настоящее время в некоторых районах СССР из-за невысокого качества ликвидации скважин наблюдается ухудшение качества подземных вод вследствие бактериального и химического загрязнения.

Несмотря на лучшую по сравнению с поверхностными водами защиту подземных вод от внешних воздействий имеются случаи неблагоприятного изменения режима и состава подземных вод на больших площадях в широком диапазоне глубин.

Ликвидации подлежат эксплуатационные скважины на воду, непригодные для дальнейшей эксплуатации, а также разведочные скважины.

В соответствии с Правилами ликвидационного тампонажа под ликвидационным тампонажем понимают заполнение ствола скважины (полный тампонаж) или части его (частичный тампонаж) цементом, глиной или другим водонепроницаемым материалом или засыпку колодцев.

Ликвидационный тампонаж скважин на воду проводят для предотвращения загрязнения и засорения водоносных горизонтов через скважину, а также смешения вод различного качества и истощения водоносных горизонтов.

Загрязнение водоносных горизонтов и ухудшение качества воды могут быть вызваны наличием межпластовых перетоков; неправильной бессистемной эксплуатацией скважин (эксплуатация фонтанирующих скважин без оголовков, повышение водоотбора, вызывающее истощение запасов подземных вод или смешение их с водами другого состава); неправильной конструкцией скважин или некачественным цементированием обсадных колонн при бурении и разрушением обсадных колонн с течением времени; плохой изоляцией устья скважины; поступлением загрязненной воды через заброшенные и дефектные скважины, заброшенные шахтные колодцы, горные выработки.

Общие требования к тампонажному материалу при проведении ликвидационного тампонажа:

1) после доставки в скважину материал должен как можно быстрее набрать необходимую прочность и проницаемость;

2) надежная связь, сцепление (адгезию) с горными породами, вскрытыми скважиной;

3) постоянство физико-механических свойств (прочности, проницаемости) в течение длительного времени в различных условиях скважин (высокие, низкие значения температур и давлений);

4) устойчивость по отношению к различным видам химической агрессии;

5) тампонажный материал не должен смешиваться с глинистым раствором или с водой в скважине.

При проведении ликвидационного тампонажа по возможности извлекают трубы обсадные, ствол скважины в пределах водоносного слоя засыпают песком, а вышележащую часть забрасывают глиной, глинистым раствором или цементом, т. е. устанавливают два моста выше и ниже водоносного горизонта. Кроме того, по требованию органов санитарно-эпидемиологической службы водоприемную

часть скважины обрабатывают раствором иода с добавкой хлорной извести из расчета 125 мг активного хлора на 1 л раствора.

Масса хлорной извести (кг) определяется из выражения

$$p = \frac{mV}{s10^4} ; \quad (\text{VIII.21})$$

где  $m$  — количество хлора на 1 л воды, мг;  $s$  — содержание хлора в извести, % ( $s \sim 20-25\%$ ).

Установку разделительных мостов выше и ниже водоносного пласта не всегда можно считать надежной, так как качество установки моста контролировать практически нельзя.

В скальных или полускальных породах для проведения ликвидационного тампонажа используют бетон или цемент, в глинистых породах — вязкую малопесчаную глину.

Бетон готовят из высококачественного цемента; для экономии в цемент можно добавлять песок, гравий и т. д.

Поглощающие интервалы скважины изолируют от остального ствола постаповкой тампонажных пробок. Нижнюю пробку ставят на 10 м ниже подошвы водопоглощающего горизонта. Затем поглощающий горизонт заполняют глиной на несколько метров выше его кровли.

В мелких скважинах, пройденных в песках и пльвунах, ликвидационный тампонаж не проводят, так как при извлечении обсадных труб такие скважины затягиваются в результате оплывания стенок. Глубокие скважины при отсутствии опасности перетока заливают глиноцементным раствором (на одну часть цемента две-три части глины или суглинка). При опасности перетока из пласта при наличии напорного горизонта используют способ ликвидации, при котором предварительно в пласт закачивают вязкую смесь глиноцементного раствора (на 1 м<sup>3</sup> глинистого раствора 100—125 кг сульфатостойкого портландцемента и 10—12 кг Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>). Давление на пласт создают, герметизируя затрубное пространство при помощи пакера, устанавливаемого на бурильных трубах выше водоносного пласта.

### **Ответственность за качество ликвидационного тампонажа скважин**

Общая ответственность за организацию работ и качество ликвидационного тампонажа скважин возлагается на главного инженера и главного геолога управления.

Непосредственную ответственность за полное соответствие выполненных работ проекту ликвидационного тампонажа, а также за его качество и надежность несут буровой мастер и бурильщики.

Ответственность за соблюдение комплекса работ по ликвидационному тампонажу возлагается на прораба по тампонажным работам.

Лица, виновные в нарушении правил и требований ликвидационного тампонажа, несут ответственность в соответствии с законодательством СССР и союзных республик (раздел X, статья 49 «Основ законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах»).

Контроль за выполнением работ по ликвидационному тампонажу скважин и засыпке горных выработок и заброшенных колодцев осуществляется территориальными (республиканскими) геологическими управлениями, местными органами санитарно-эпидемиологической службы Министерства здравоохранения СССР и органами Госгортехнадзора СССР.

**ГЛАВА IX**  
**ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ**  
**ПРИ БУРЕНИИ**  
**И МЕРЫ**  
**ПО ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ**  
**И ЛИКВИДАЦИИ**

---

## **§ 1. Основные виды осложнений при бурении**

В процессе бурения возникают осложнения, вызванные геологическими условиями или применением неправильно подобранных технических средств и технологии. В ряде случаев такие осложнения являются причиной аварий и снижают технико-экономические показатели бурения.

Основные виды осложнений при бурении и меры по их предупреждению и ликвидации представлены в табл. IX. 1.

Необходимо стремиться к предупреждению осложнений, так как на их ликвидацию требуется значительно больше времени и средств. Часто неликвидированное вовремя осложнение усугубляется или является причиной появления новых осложнений; поэтому очень важно предупреждать их и быстро ликвидировать.

## **§ 2. Предупреждение и борьба с поглощением промывочной жидкости**

Поглощение является широко распространенным видом осложнений. Оно происходит, если давление столба промывочной жидкости превышает пластовое давление. Интенсивность поглощения зависит от величины перепада давления на пласт и от проницаемости пласта и свойств промывочной жидкости.

Перепад давлений  $\Delta p$  между скважиной и пластом определяется по формуле

$$\Delta p = p_1 + p_2 - p_{пл}, \quad (IX.1)$$

где  $p_1$  — гидростатическое давление столба промывочной жидкости, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_2$  — потери давления в кольцевом пространстве от устья до поглощающего пласта, кгс/см<sup>2</sup>;  $p_{пл}$  — пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>.

В большинстве случаев поглощение приурочено к проходке сильно трещиноватых и кавернозных карбонатных пород, галечниковых и песчаных отложений. Снижение уровня промывочной жидкости в скважине может привести к снижению противодавления на слабоустойчивые горные породы и к их обрушению.

Наблюдения за поглощением промывочной жидкости при бурении проводятся членами буровой бригады под руководством бурового мастера или бурильщика.

Объем поглощенной промывочной жидкости регистрируется объемным способом, статический и динамические уровни фиксируются скважинными уровнемерами.

Поглощающую способность пласта можно определить по методике, предложенной А. А. Гайворонским. В общем случае может быть записана следующая зависимость:

$$k = \frac{Q}{V \Delta H} = \frac{Q}{V H_{ст} - H_d}, \quad (IX.2)$$

где  $k$  — коэффициент поглощающей способности пласта;  $Q$  — количество поглощаемой жидкости, м<sup>3</sup>/ч;  $\Delta H$  — перепад давления на пласт, м вод. ст.;  $H_{ст}$  — статический уровень, м вод. ст.;  $H_d$  — динамический уровень, м вод. ст.

ТАБЛИЦА IX.1  
ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ

Вид осложне-ний	Горные породы	Причины возникновения осложнений	Проявление осложнений	Основные меры предупреждения и ликвидации осложнений
Поглощение промывочной жидкости	Трещиноватые, закарстованные, рыхлые со значительной пористостью и низкими статическими уровнями (напорами) подземных вод. Зоны тектонических нарушений	Превышение давления столба промывочной жидкости над пластовым. При спуско-подъемных операциях и бурении имеют место, гидродинамические воздействия промывочной жидкости на пласт, что интенсифицирует процесс поглощения и может привести к гидравлическому разрыву пласта	Нарушение циркуляции промывочной жидкости, затяжки и прихваты инструмента, а также обрушение пород	Исключение или сведение к минимуму динамических условий при спуско-подъемных операциях. Уменьшение противодавления промывочной жидкости на пласт путем снижения плотности раствора вплоть до применения аэрированных растворов. Использование буровых растворов с высокими кольматирующими свойствами, тампонажных растворов (в том числе быстросхватывающихся) и инертных наполнителей. Спуск обсадной колонны
Обвалы стенок скважины	Пески, глинистые сланцы, аргиллиты, глины, суглинки, супеси. Трещиноватые скальные породы (известняки, доломиты и т. д.)	В результате действия горного давления вышележащих пород. Недостаточное гидростатическое давление промывочной жидкости на стенки скважины. Увлажнение пород промывочной жидкостью или фильтратом, их набухание и снижение прочности глинистых пород	Кавернообразование и обильный вынос породы, резкое повышение давления в нагнетательной линии насосов, прихват бурового инструмента. При спуске инструмент не доходит до забоя	Применение промывочных жидкостей с минимальными водоотдачей и плотностью, обеспечивающих устойчивость пород. Организация работ и применение технологии, обеспечивающие минимальные затраты времени на бурение. По возможности применение скважин уменьшенного диаметра. Скорость восходящего потока должна быть >0,8—1,0 м/с. Не допускать длительного пребывания бурового инструмента без движения

Вид осложнения	Горные породы	Причины возникновения осложнений	Проявление осложнений	Основные меры предупреждения и ликвидации осложнений
Сужение ствола скважины	Глины, глинистые сланцы, аргиллиты, соляные породы	Выдавливание пород в ствол скважины под действием горного давления или при недостаточном противодействии столба промывочной жидкости на пласт	Ползучесть породы и сужение ствола скважины, затяжки и прихват бурового инструмента, иногда смятие обсадной колонны. Недохождение инструмента до забоя при его спуске	Применение утяжеленных растворов. Организация работ и применение технологии, обеспечивающие минимальные затраты времени на бурение. Необходимость бурения вертикальных скважин. Обязательный подъем цементного раствора выше данного интервала на 50 м и более
Желобообразование	Глинистые сланцы, аргиллиты и др.	Увеличение сил прижатия бурильных труб к стенкам скважины в результате искривления стволов скважин. Значительное время бурения и частые спуско-подъемные операции	Затяжки и прихваты бурового инструмента, необходимость проработки ствола скважины	Использование компоновок бурового инструмента и технологии бурения, обеспечивающих минимальные искривления ствола скважины. Бурение с максимальной проходкой на долото и высокими коммерческими скоростями. Применение резиновых проекторов на бурильных трубах, использование утяжеленного низа
Образование сальников	Глинистые породы	Недостаточная выносная способность промывочной жидкости, а также применение растворов с большой водоотдачей и образованием на стенках скважины толстой глинистой корки	Повышение давления в нагнетательной линии насоса; рост крутящего момента при бурении; затяжки и прихваты бурового инструмента	Увеличение интенсивности промывки, использование турбулизаторов на бурильной колонне. Периодическое прорабатывание ствола скважины при высоких частотах вращения колонны. Применение растворов с малой водоотдачей, обработка ПАВ
Растворение	Соляные породы	Растворение пород, слагающих стенки скважины под действием потока промы-	Интенсивное кавернообразование, в ряде случаев обвалы вышележащих пород; нека-	Применение безводных промывочных жидкостей, а также жидкостей, обеспечивающих минимальное растворение породы

Водо- и газо- проявления	Различные породы, являющиеся коллекторами воды, нефти и газа	вочной жидкости	чественное цементирование обсадной колонны	(соляные растворы, водогипановые и др.). Использование обычных глинистых растворов допустимо для маломощных пластов с обязательной их последующей изоляцией
Коагуляция промывочной жидкости и изменение ее основных параметров	В породах с высокими температурами, в глинах	Недостаточное противодавление столба промывочной жидкости на пласт, высокая проницаемость пород и некачественное их перекрытие	Выброс пластовой жидкости; образование грифонов	Использование утяжеленных промывочных жидкостей, установка превенторов и противовыбросового оборудования, соблюдение "мер противопожарной безопасности. Проведение качественного цементирования
Замерзание промывочной жидкости	В породах, имеющих отрицательную температуру	Применение промывочных жидкостей, не сохраняющих свои свойства при высоких температурах. Загустевание промывочной жидкости вследствие обогащения ее глиной при бурении в глинистых породах	Оседание шлама в стволе скважины, за-тяжки и прихват бурового инструмента. Загустевание жидкости увеличивает давление в нагнетательной линии насосов и приводит к потере циркуляции	Использование термостойких промывочных жидкостей. Постоянное разжижение жидкости водой и бурение с облегченными растворами в глинистых породах. Применение водогипановых растворов
Искривление ствола скважины	В любых породах, но в сильной степени в анизотропных и сланцеватых породах перемежающейся твердости	Снижение температуры раствора ниже температуры его замерзания	Замерзание промывочной жидкости в скважине; примерзание бурового оборудования	Использование промывочных растворов, имеющих пониженную температуру замерзания (обработка солью, гипаном и т. п.), постоянная циркуляция раствора в скважине, подогрев раствора в зумпфах и в скважине
		Применение нежестких компоновок бурильного инструмента. Бурение с высокими осевыми нагрузками	Трудности при спуске и качественном цементировании обсадных колонн	Применение УБТ, центраторов и калибраторов. Снижение осевой нагрузки в зонах, где наблюдается интенсивное искривление. Снижение интенсивности промывки в размывающихся породах

По значениям  $k$  выделяются шесть категорий поглощений:

Категория поглощения	I	II	III	IV	V	VI
Значение	<1	1—3	3—5	5—15	15—25	25

Для I категории можно избежать поглощения, заменив воду глинистым раствором; для II—IV категорий следует закачивать в скважину быстрохватывающиеся смеси; для V категории требуется закачка в скважину инертных материалов; для VI категории необходимо спустить обсадную колонну. Следует заметить, что данная классификация дает удовлетворительную сходимости лишь для случаев бурения на чистой воде.

Более точно поглощающую способность пластов можно определять по методике Н. И. Титкова и А. А. Гайворонского.

Коэффициент поглощающей способности пласта рассчитывается по формуле

$$k = \frac{(1 + 0,65m) Q_{\text{ср}}}{H_{\text{ср}} m}, \quad (\text{IX.3})$$

где

$$Q_{\text{ср}} = \frac{Q_1 + Q_2}{2};$$

$$H_{\text{ср}} = \frac{H_1 + H_2}{2};$$

$$m = \frac{\lg Q_2 - \lg Q_1}{\lg H_2 - \lg H_1};$$

$Q_1$  и  $Q_2$  — количество поглощаемой воды в процессе испытания, м<sup>3</sup>/ч;  $H_1$  и  $H_2$  — напоры, соответствующие  $Q_1$  и  $Q_2$ , м вод. ст.

И. И. Рафиенко рекомендует определять поглощающую способность пластов путем вычисления расходов жидкости при замерах падения динамического уровня до статического по следующей формуле:

$$Q = \frac{\pi D_0^2 L}{4T}, \quad (\text{IX.4})$$

где  $Q$  — интенсивность поглощения промывочной жидкости, м<sup>3</sup>/ч;  $D_0$  — средний диаметр скважины, м;  $T$  — время изменения динамического уровня, ч;  $L$  — интервал снижения уровня, м.

На основании экспериментальных работ установлены четыре группы поглощения.

Группа поглощения	I (частичное)	II (сильное)	III (полное)	IV (катастрофическое)
Количество поглощаемой жидкости $Q$ , м <sup>3</sup> /ч	1—5	5—10	10—15	> 15

Поглощения I группы могут быть ликвидированы путем перехода на бурение с качественным глинистым раствором; для II и III групп рекомендуется применять быстрохватывающиеся смеси и инертные наполнители. При поглощениях IV группы необходимо обсаживать скважину трубами.

В большинстве случаев поглощающие пласты обнаруживаются сразу же после их вскрытия по изменению уровня промывочного раствора в скважине.

Наиболее совершенной классификацией зон поглощения промывочной жидкости при бурении является классификация, разработанная УфНИИ и ТатНИИ.

По этой классификации снижение динамического уровня в скважине может быть выражено формулой

$$v = c\Delta p^n, \quad (IX.5)$$

где  $v$  — скорость снижения уровня, м/мин;  $c$  — коэффициент поглощения, численно равный скорости падения уровня при перепаде давления на пласт 1 кгс/см<sup>2</sup>;  $\Delta p$  — избыточное давление на пласт, кгс/см<sup>2</sup>;  $n$  — показатель степени, характеризующий режим фильтрации промывочной жидкости в пласте.

Рекомендации по изоляции пласта даются на основании полученных для данной скважины показателей  $c$  и  $n$ , определяемых путем построения кривых скоростей падения уровня во времени. Построения проводят в прямоугольных координатах с логарифмическими шкалами. Данные замеров предварительно обрабатывают: подсчитывают среднее избыточное давление  $p$  в каждом следующем участке скважины при положении уровня в середине каждого участка:

$$p = 0,1\gamma(H_{ст} - H_0),$$

где  $H_{ст}$  — статический уровень, м;  $H_0$  — расстояние от устья до середины данного участка, м;  $\gamma$  — плотность промывочной жидкости.

После определения  $c$  и  $n$  с помощью номограммы М. С. Винарского определяют теоретический расход промывочной жидкости  $Q$ . Классификация на основании данных  $c$ ,  $n$ ,  $Q$  и  $H_{ст}$  для широкого диапазона поглощений (до 300 м<sup>3</sup>/ч) дает возможность выбрать метод и технические средства изоляции поглощающего горизонта.

Исследования зон поглощения промывочной жидкости при бурении целесообразно проводить с помощью скважинных расходомеров, которые позволяют установить интервалы и интенсивность поглощения промывочной жидкости. Для этих целей проводят также опытно-фильтрационные исследования (наливы). Местоположение зоны поглощения может устанавливаться прибором «Разведчик Р-8».

Строение поглощающего пласта можно изучить фотоаграфированием стенок скважины; для этих целей применяют скважинные фотоаппараты ФАС-1, ФАС-2. Перед фотоаграфированием скважина промывается водой.

Об интенсивности поглощения можно судить по величине удельного поглощения  $q$

$$q = Q/m, \quad (IX.6)$$

где  $Q$  — величина поглощения, м<sup>3</sup>/ч;  $m$  — мощность пласта, м.

По классификации ТатНИИ все горные породы по величине удельных поглощений делятся на пять категорий для диаметров скважин 190 и 214 мм (табл. IX.2).

Классификацией поглощающих зон УфНИИ предусмотрено разделение горных пород по величине интенсивности поглощения, приведенной к перепаду давления 1 кгс/см<sup>2</sup>. Диаметр ствола скважины определяется каверномером, мощность зоны поглощения — расходомером (табл. IX.3).

Промывочная жидкость, обладая структурными свойствами, способна закупоривать мелкие трещины и поры пласта. Это условие выполняется, если

$$p_c > (\gamma_* z_* - \gamma_n z_n) + p_d, \quad (IX.7)$$

где  $p_c$  — сопротивление растеканию промывочной жидкости в порах и трещинах пласта;  $\gamma_*$  и  $\gamma_n$  — удельные веса промывочной жидкости и пласта;  $z_*$  и  $z_n$  — глубина залегания пласта ниже уровня промывочной жидкости в скважине и высота статического напора пласта;  $p_d$  — гидродинамическое давление, вызванное движением бурового инструмента.

Однако в трещинах и порах больших размеров применение промывочных жидкостей с высокими структурно-механическими параметрами не обеспечивает их закупорки. В этих случаях требуется закрытие трещин тампонажными смесями намывом наполнителей или перекрытие интервала поглощения обсадной колонной.

ТАБЛИЦА IX.2

## КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ ТагНИИ

Категория поглощения	Удельное поглощение, м <sup>3</sup> /ч/м	Рекомендации по ликвидации поглощения	Расход тампонирующего материала, м <sup>3</sup>	Число тампонируваний
1	≤ 1	Возможна замена воды глинистым раствором плотностью $\gamma = 1,12-1,18 \text{ г/см}^3$	—	—
2	1-3	Применять быстротвердеющие, гипсоцементные, полимергипсовые смеси и раствор тампонажного цемента с добавлением 5-8% хлористого кальция (от веса цемента) или другие ускорители	6-8	1
3	3-6	То же	10-12	1-2
4	7-10	Снизить интенсивность поглощения до 3-5 м <sup>3</sup> /ч/м намывом наполнителей в зону поглощения. Изоляцию проводить с установкой пакера над зоной поглощения на 30-50 м	12-28	2-3
5	10	Применять гипсоцементные и полимергипсовые смеси, смесь гипса и минерализованного раствора (10-15% CaCl <sub>2</sub> ) и наполнителей; смеси на основе тампонажного цемента с добавлением 6-8% CaCl <sub>2</sub> или других ускорителей, а также солярогипсобетонитовые и соляроцементнобетонитовые смеси. Снизить интенсивность поглощения до 5-6 м <sup>3</sup> /ч/м намывом наполнителей (кожи, гороха, слюды, кордного волокна, отходов резины, песка, древесных опилок, подсолнечной лузги и т. д.). Целесообразно применять при намыве одновременно хлопьевидные и гранулированные наполнители и быстротвердеющие смеси	28-35	3-4 Если это не дает результата, то перекрыть пласт колонной

Сумма гидростатического и гидродинамического давлений, создаваемая промывочной жидкостью на стенки скважины, должна быть меньше, чем давление раскрытия трещин и разрыва сплошности породы

$$(\gamma_x z_x - \gamma_n z_n) + p_d < p_p, \quad (\text{IX.8})$$

где  $p_p$  — давление раскрытия трещин и разрыва пласта ( $p_p = \Delta p_p z$ );  $\Delta p_p$  — градиент давления разрыва; для различных пород он колеблется от 0,12 до 0,26 кгс/см<sup>2</sup>/м (большие значения относятся к большим глубинам залегания пласта).

Если условие (IX.8) не выполняется, то возникает гидравлический разрыв пласта, характеризующийся обычно катастрофическим поглощением промывочной жидкости.

В пластах малой проницаемости поглощение иногда удается устранить, если снизить скорость течения промывочной жидкости, особенно при небольших зазорах между стенками скважины и трубами.

В поглощающих пластах успешно применяются аэрированные промывочные жидкости. Они снижают противодавление на пласт за счет уменьшения плотности и вызывают закрытие поровых каналов и мелких трещин пузырьками воздуха. В результате снижается интенсивность поглощения.

Если давление промывочной жидкости не будет превышать пластового давления, то поглощения не будет. Можно определить удельный вес аэрированного раствора, при котором поглощение прекращается

$$\gamma_p = \frac{z_n \gamma_n}{H_{ж}}, \quad (IX.9)$$

где  $z_n$  — напор поглощающего пласта, м;  $H_{ж}$  — высота столба промывочной жидкости над пластом, м;  $\gamma_n$ ,  $\gamma_p$  — удельные веса пластовой воды и аэрированного раствора, гс/см<sup>3</sup>.

Если поглощающий пласт безнапорный или слабонапорный, хорошо дренирован, то условие (IX.9) выполнить нельзя. В таких гидрогеологических условиях требуется применять другие методы ликвидации поглощения.

Снижение противодавления промывочной жидкости на поглощающий пласт может быть достигнуто применением снарядов с призабойной циркуляцией.

Закупорка поглощающих каналов может осуществляться закачкой в них структурных растворов, создающих с течением времени жесткую структурную сетку. Широко применяется закачка гельцементов в зону пласта, представляющих собой цементные пасты, приготовленные на глинистом растворе. Срок схватывания регламентируется добавками реагентов: жидкого стекла, хлористого кальция, кальцинированной соды и др. Смеси, составленные на базе цемента и материалов, резко уменьшающих сроки их схватывания, получили название быстросхватывающих смесей (БСС). Применяются нефтцементные смеси, составленные на основе цемента и дизельного топлива.

В последние годы успешно используются различные синтетические смолы. Они имеют относительно небольшую плотность, время их твердения изменяется в широком диапазоне; они имеют хорошее сцепление с породой, относительно высокую прочность.

В практике получили широкое применение мочевиноформальдегидные смолы типа МФ, МФ-17, МФФ и т. п. Эти смолы представляют собой нетоксичную жидкость от светло-коричневого до белого цвета с плотностью 1,15—1,4 г/см<sup>3</sup> и вязкостью в момент изготовления до 100—200 с по СПВ-5. Добавки шавелевой, лимонной или другой органической кислоты, фосфатной и соляной кислот, хлористого аммония, хлористого цинка, эфиров кислот являются отвердителями.

ТАБЛИЦА IX.3

КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ УфНИИ

Удельное поглощение, л/см <sup>2</sup> при $\Delta_p = 1$ кгс/см <sup>2</sup>	Способ ликвидации поглощения	Объем смеси, л на 1 м <sup>2</sup> начальной поверхностной фильтрации
0,3	Переход на глинистый раствор	—
0,3—1,0	Заливка зоны поглощения цементным и гипсовым растворами	50—100
1—5	Заливка зоны поглощения гипсовым и цементным растворами максимально возможной консистенции	100—500
5—10	Заливка зоны поглощения густыми облепченными перлитогипсовыми и перлитоцементными смесями с волокнистыми наполнителями типа кордное волокно	100—1000
10	То же	1000

В практике наиболее широко применяется шавелевая кислота, представляющая собой нетоксичный порошок белого цвета.

Закачка в зону поглощений высокомолекулярных соединений типа полиакриламида приводит к коагуляции глинистого раствора и закупорке трещин и пор пласта. Этот способ весьма прост и экономичен.

Если трещины имеют достаточно большие размеры и хорошо дренируют пласт, то указанные способы оказываются часто неэффективными. В таких случаях целесообразно в состав БСС и ГЦП вводить волокнистые или гранулированные материалы. При сильных поглощениях в пласт предварительно намывается песок, мелкий гравий, шлак, отходы кожевенной промышленности, обрезки, полиэтилена и т. п. После этого смесь закачивают в зону поглощения.

При катастрофических поглощениях могут применяться эластичные сетчатые оболочки, в которые закачивают цементный раствор, а затем — тампонирующую смесь с наполнителями. Закачку и продавливание раствора и наполнителя осуществляют буровыми насосами по бурильным трубам. После ОЗС полученный цементный мост разбуривают. На этом принципе во ВНИИБТ разработано устройство УПП-3.

В нефтяной промышленности применяются взрывные пакеры, позволяющие перекрывать интервал интенсивного поглощения.

Способ ликвидации поглощения выбирается в зависимости от удельной интенсивности поглощения с учетом имеющихся в наличии материалов оборудования, а также экономических факторов.

Если вскрывают несколько зон поглощений, то рекомендуется ликвидировать поглощения в каждой зоне последовательно, разделяя ствол скважины пробкой или пакером.

Применению ГЦП и БСС предшествует этап лабораторных работ, на котором применительно для конкретных условий определяется оптимальный состав смеси, время начала схватывания и твердения. Время твердения смеси зависит от температуры среды, поэтому рецептуру смеси подбирают с учетом температуры в зоне поглощения. Твердение смеси должно начинаться лишь после доставки ее в зону пласта. Обычно время начала твердения определяют на контрольных пробах.

Смеси готовят в глиномешалках или специальных емкостях; объем смеси рассчитывают с учетом мощности зоны поглощения. Доставка смеси обычно осуществляется тремя способами: в специальном тампонажном снаряде; между двумя разделяющими пробками; через заливочные трубки.

Тампонажный снаряд (рис. IX.1) состоит из цилиндра с поршень-пробкой. После наполнения цилиндра смесью снаряд опускают на бурильных трубах на расстояние около 0,5—1,0 м выше зоны поглощения. Нагнетание глинистого раствора или другой промывочной жидкости в бурильные трубы приводит к тому, что поршень начинает двигаться вниз, деревянная пробка срезает штифты и выдавливается из цилиндра, а смесь свободно поступает в скважину. При дохождении поршня до башмака давление на насос ее резко повышается, что является сигналом об окончании процесса выдавливания смеси. Этот способ применяют в основном в разведочных скважинах, диаметр которых не превышает 180—200 мм и при мощности зоны поглощения не более 5—6 м.

Схема доставки смеси между разделительными пробками показана на рис. IX.2. Обычно пробки устанавливают в обсадную колонну (промежуточную колонну или кондуктор). При глубине залегания зоны поглощения более 50 м от башмака обсадной колонны обычно устанавливают специальную (дополнительную) обсадную колонну, которую извлекают из скважины после окончания тампонажных работ.

Заклученная между пробками тампонажная смесь под давлением промывочной жидкости выдавливается в зону поглощения.

Применяется также схема закачки тампонажной смеси через заливочные трубки и при герметизации устья скважины. Заливочные трубки опускают выше зоны поглощения, по ним закачивают расчетный объем смеси. Во избежание прихвата трубы следует периодически расхаживать. После закачки смеси, трубы поднимают на 10—15 м и промывают раствором или водой. Перед подъемом трубы поднимают на 10—20 м и промывают промывочной жидкостью во избежание их закупорки тампонажной смесью.

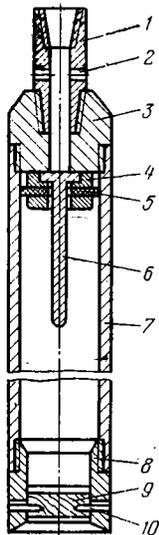


РИС. IX.1.  
ТАМПОНАЖНЫЙ  
СНАРЯД:

- 1 — замок;
- 2 — отверстие;
- 3 — переходник;
- 4 — поршень;
- 5 — манжета;
- 6 — клапан;
- 7 — контейнер;
- 8 — башмак;
- 9 — пробка;
- 10 — штифт

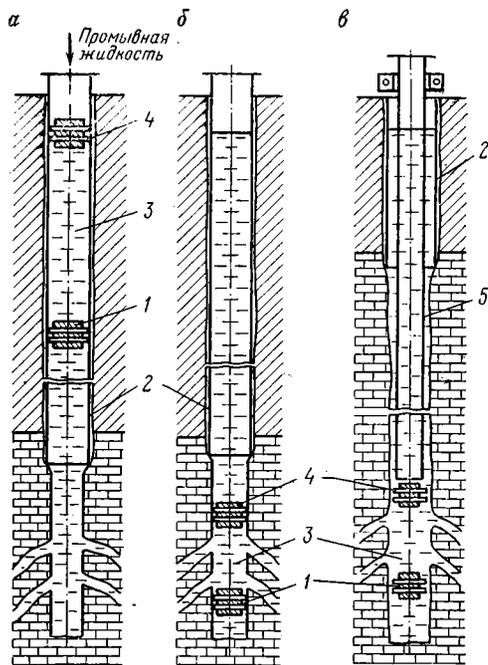


РИС. IX.2.

СХЕМА ДОСТАВКИ ТАМПОНАЖНОЙ СМЕСИ  
МЕЖДУ ДВУМЯ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫМИ  
ПРОБКАМИ:

- а, б — через обсадную колонну;
- в — через специальную колонну обсадных труб;
- 1, 4 — пробки;
- 2 — обсадная колонна;
- 3 — тампонажная колонна;
- 5 — дополнительная обсадная колонна

Интенсивность поглощения промывочного раствора и смесей обуславливает применение тех или иных технических средств.

Закачка в скважину цемента или БСС через бурильные трубы приводит к перемешиванию смеси с глинистым раствором, что снижает качество изоляционных работ.

Использование пакеров позволяет предотвратить разбавление смеси промывочной жидкостью, задавливать смеси в поглощающий пласт и исследовать их приемистость, применять смеси с короткими сроками схватывания, проводить поинтервальное закачивание смеси в поглощающий пласт.

Механические пакеры разобщают ствол скважины под действием осевой силы, создаваемой весом инструмента. Резиновый пакер разжимается и перекрывает межтрубный зазор.

Гидравлические пакеры срабатывают за счет перепада давления при закачке смеси. Гидравлико-механические пакеры переводятся в рабочее положение действием давления бурового раствора; резиновый элемент сжимается весом бурового инструмента.

Снятие пакера приводит к эффекту поршневания и перемешиванию смеси с промывочным раствором. Этого недостатка лишены разбуриваемые пакеры ТатНИИ.



*Техническая характеристика пакера РП-8*

Рабочее давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	70—80	Величина рабочего хода, мм	200
Давление среза штифтов, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	80—90	Наименьший внутренний диаметр ствола пакера, мм . . . . .	60
Наружный диаметр, мм . . . . .	175	Общая длина пакера, мм . . . . .	700
Длина резинового элемента, мм	500	Масса разбуриваемой части пакера, т . . . . .	0,033
Максимальный диаметр резинового элемента при его сжатии, мм . . . . .	370	Масса пакера, т . . . . .	0,106

В скважинах небольшого диаметра используют тампоны, применяющиеся в геологоразведочном бурении.

Тампон ДАУ-3 создан и выпускается в Донбассе для проведения опытных нагнетаний, однако он может быть использован и при тампонаже. Тампон устанавливают на требуемую глубину, подъем бурильных труб приводит к срабатыванию тампона, и ствол скважины перекрывается. После проведения работ тампон снимается вращением бурильных труб.

Тампоны ПМ-108 и ПМ-89 конструкции ВИТР срабатывают также за счет натяжения колонны бурильных труб. Ниже приведена техническая характеристика тампонов ПМ-108 и ПМ-89.

*Техническая характеристика тампонов ПМ-108 и ПМ-89*

Марка тампона . . . . .	ПМ-108	ПМ-89
Наружный диаметр пакера, мм . . . . .	108	89
Диаметр окружности, в которую вписывается пакер в крайнем верхнем положении, мм . . . . .	110	90
Диаметр окружности, в которую вписываются плашки в крайнем нижнем положении, мм . . . . .	130	112
Наименьший диаметр проходного отверстия пакера, мм . . . . .	28	24
Длина пакера, мм . . . . .	500	500
Общая длина тампона, мм . . . . .	1750	1650
Масса тампона, кг . . . . .	40	30

### § 3. Особенности бурения в осложненных условиях.

Обвалы стенок скважины возникают как в рыхлых, так и в скальных породах. В рыхлых породах поддержание стенок скважины в устойчивом состоянии достигается противодействием столба промывочной жидкости на пласт. В глинистых породах возможно существенное снижение устойчивости за счет повышения влажности, вызванной контактом с раствором и проникновением фильтрата раствора. Повышение влажности майкопских глин с 12 до 16% снижает их устойчивость примерно в 3 раза. Устойчивость глин повышается, если применяются глинистые растворы большой плотности. Для рассмотренного случая устойчивость увеличивается в 1,9 раза, если применить раствор с плотностью 1300 кг/м<sup>3</sup>. Фильтрат раствора, проникая в глинистую породу, приводит к ее набуханию и ослабляет силы сцепления между частицами скелета породы, что также может явиться причиной обвала и осыпи. В таких породах необходимо применять растворы с минимальной водоотдачей.

В скальных породах, ослабленных трещиноватостью, также возможны обвалы и осыпи породы.

Боковые напряжения, возникающие в горных породах от веса вышележащих пород, описываются выражением

$$\sigma_x = \sigma_y = c \sigma_z, \tag{IX.10}$$

где  $\sigma_x$  и  $\sigma_y$  — компоненты бокового напряжения;  $\sigma_z$  — вертикальное напряжение;  $c$  — коэффициент бокового распора.

Величина бокового распора увеличивается во времени (табл. IX.4). Для песков  $c = 0,35—0,41$ . В анизотропных породах  $\sigma_x$  неравнос,

Порода	При кратковременной нагрузке		При длительной нагрузке	
	сухой образец	водонасыщенный образец	сухой образец	водонасыщенный образец
Алевролит	0,57	0,67	0,79	0,74
Аргиллит	0,70	0,80	0,72	0,90
Глина	—	0,80	—	0,85

Для пород, обладающих свойствами текучести (водоносные пески), боковой распор равен единице и давление передается во все стороны одинаково; для упругих изотропных пород

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma_z, \quad (\text{IX.11})$$

где  $\nu$  — коэффициент Пуассона.

Напряжения на стенке скважины составляют (по С. Г. Лехницкому)

$$\left. \begin{aligned} \sigma_z &= \gamma_n H \\ \sigma_\theta &= \frac{2\nu}{1 - \nu} \gamma_n H - \gamma_p H_p \end{aligned} \right\}, \quad (\text{IX.12})$$

где  $\sigma_\theta$  — концентрические напряжения на стенках скважины;  $\gamma_n$  и  $H$  — плотность и глубина залегания горной породы в рассматриваемой точке ( $\gamma_n \sim 2,3 \text{ г/см}^3$ );  $\gamma_p$  и  $H_p$  — плотность и высота столба промывочного раствора.

Если напряжения на стенке скважины превысят предел прочности породы на одноосное сжатие, то произойдут нарушение сплошности и вываливание породы в ствол скважины.

В рыхлых водовмещающих породах напряжения рассчитываются по уточненной формуле Кулона

$$\sigma_x = (\gamma_n H - A) \operatorname{tg}^2 \left( \frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2} \right) + A - \gamma_p H_p, \quad (\text{IX.13})$$

где  $A$  — пластовый напор,  $m$ ;  $\varphi$  — угол внутреннего трения породы.

Если  $\gamma_p H_p > A$ , то имеется поглощение промывочной жидкости в пласт, что создает фильтрационный подпор на стенки скважины. При  $\gamma_p H_p - A > 1,5 - 3,0 \text{ м вод. ст.}$  стенки скважины, сложенные рыхлыми породами, находятся в устойчивом состоянии. Применение водогипановых растворов обеспечивает устойчивость стенок скважины при перепадах давления менее 1 м.

Успешное бурение в обвалывающихся породах обеспечивается также при скорости восходящего потока не менее 0,8—1,0 м/с; бурении скважины по возможности меньшего диаметра, не меняя его; недопуски длительному пребыванию бурового инструмента без движения; утяжелении раствора перед подъемом бурового инструмента.

Состояние ствола скважины проверяют кавернометрией и профилометрией. Об обвалах судят по возрастанию давления на буровых насосах, повышенному выносу обломков породы и шлама из скважины, возрастанию крутящего момента. Обвалы могут привести к прихвату инструмента. Небольшие обвалы регистрируются по затяжкам инструмента при его подъеме, при спуске инструмент не доходит до забоя.

В глинистых породах обвалы часто сопровождаются сужением ствола на отдельных участках. В галечниковых отложениях также часто возникают обвалы,

чему способствует динамическое воздействие колонны бурильных труб. В этих породах обычно наблюдаются и интенсивные поглощения промывочной жидкости. Такие породы рекомендуется разбуривать шарошечными долотами и поддерживать скорость восходящего потока в затрубном пространстве более 1,0—1,5 м/с. Чтобы снизить вибрацию бурового инструмента и уменьшить динамическую составляющую, возникающую при работе долота в этих породах, над долотом следует устанавливать утяжеленный низ. Наилучшие результаты обеспечиваются при применении шарошечных долот при частоте вращения 100—200 об/мин. В тресте Востокбурвод над долотом устанавливают обсадную трубу, диаметр которой на 50—70 мм меньше диаметра долота; эта труба выполняет роль центратора.

Коэффициент обвалообразования  $k_0$  равен

$$k_0 = V_\Phi / V_T = r_\Phi^2 / r_T^2 \quad (\text{IX.14})$$

где  $V_\Phi$  и  $V_T$  — фактический и теоретический объемы скважины, м<sup>3</sup>;  $r_\Phi$  и  $r_T$  — усредненный фактический и теоретический радиусы скважины, м.

При  $k = 1$  обвалы отсутствуют, при  $k < 1$  сужается ствол, при  $1 < k < 5$  возникают осыпи и при  $k > 5$  — обвалы.

Ствол скважины исследуют с помощью каверномеров и профилометров. Усредненный фактический радиус определяется по формуле

$$r_\Phi = S/h, \quad (\text{IX.15})$$

где  $S$  — площадь, определяемая при помощи планиметра, м<sup>2</sup>;  $h$  — мощность интервала, м.

Большой опыт бурения показывает, что процессы обвалообразования интенсифицируются во времени. Поэтому важно вести бурение быстро, без задержек. Если принятые меры борьбы с обвалами не дают ожидаемого эффекта, то проводят спуск обсадной колонны и тампонаж.

В результате спуско-подъемных операций бурильные замки могут образовываться в стенках скважины желоба. Чаше такие желоба образуются в местах резкого искривления ствола скважины; в желобах происходят затяжки бурового инструмента. Глинистые и соляные породы, обладающие пластичными свойствами, как бы выдавливаются в ствол скважины и сужают его. Это свойство, называемое ползучестью, является причиной сужения ствола скважины и затяжек инструмента. Периодически надо прорабатывать эти интервалы долотом (с вращением), применять утяжеленные растворы и избегать сильных искривлений ствола скважины.

Вероятность прихвата инструмента уменьшается, если применять в компоновке переводники с приваренными ребрами и центраторы.

Осложнения, вызванные обвалом, ползучестью и желобообразованием, усугубляются, если бурение ведется медленно, с простоями и т. п. В ряде случаев существующие методы оказываются неэффективными и приходится крепить скважину обсадной колонной.

Образование сальников на бурильной колонне происходит в результате слипания бурового шлама и его скапливания на трубах. Этот вид осложнения ликвидируется интенсификацией промывки. Если насосы не позволяют этого сделать, то необходимо увеличить диаметры бурильных труб. В таких случаях рекомендуется использовать ступенчатые долота с расширителями Востокбурвода и турбулизаторы. Проработка ствола скважины на высоких частотах вращения бурильной колонны также способствует ликвидации образования сальников.

Образование сальников на колонне труб часто является причиной затяжек и прихватов. При подъеме инструмента не следует допускать его заклинивания, необходимо приостановить извлечение труб, добиться восстановления циркуляции промывочной жидкости и проработать ствол скважины с вращением. В практике образование сальников часто осложняется сужением ствола скважины и образованием желобов. В таких случаях рекомендуется периодически прорабатывать ствол скважины с вращением и применять промывочную жидкость с необходимыми параметрами. Введение ПАВ в раствор способствует снижению сил сцепления глинистых частиц бурового шлама и уменьшает вероятность образования сальников.

Обвалы и осыпи стенок скважины, образование желобов, сальников и сужение ствола скважины являются причинами затяжек и прихватов бурового инстру-

мента или обсадных труб. Прихват и затяжки инструмента имеют место, если раствор образует на стенках скважины липкие корки. В таких случаях следует подбирать рецептуру растворов для снижения липкости корки; этого обычно достигают введением в раствор смазывающих добавок.

Высокое избыточное давление промывочной жидкости со значительной водоотдачей является причиной уплотнения корки и прижатия бурового инструмента в местах искривления ствола скважины. Наряду с необходимостью применения в этих условиях промывочных жидкостей с требуемыми параметрами хорошие результаты достигаются при использовании утяжеленного низа квадратного сечения, что снижает площадь контакта со стенкой скважины. Размыв и растворение пород при бурении приводит к значительному расширению ствола скважины, является причиной обвалов и аварий, затрудняет качественное цементирование и др. В таких породах следует применять растворы с минимальной водоотдачей, скорость восходящего потока не должна превышать 0,8 м/с.

Соляные породы интенсивно растворяются при использовании обычных глинистых растворов. В практике широкое применение получили соляные растворы, в меньшей степени растворяющие породу. Однако довольно сложно подбирать рецептуру обработки таких растворов реагентами и поддерживать заданные параметры раствора. Поэтому при использовании соляных растворов часто возникает авария, конструкции скважин получаются сложными. В последнее время в соляных породах успешно применяют безводные и полимерные растворы. А. М. Коломиец успешно применил в соляных породах специальные растворы на основе гипана.

Водопроявления имеют место, если давление столба промывочной жидкости меньше пластового. Газопроявление может возникнуть в результате того, что раствор при циркуляции будет поднимать пузырьки газа, которые уменьшат плотность раствора и приведут к нарушению гидродинамического равновесия. Утяжеление растворов является основным методом предупреждения выбросов воды и газа.

Однако если давление столба промывочной жидкости существенно превышает пластовое, то часто возникают интенсивные и катастрофические поглощения. При этом следует подобрать необходимую плотность раствора. При газопроявлениях применяются растворы высокой вязкости. Водогазопроявления обычно приурочены к подъему бурового инструмента.

Наряду с применением утяжеленных растворов при водогазопроявлениях рекомендуется выполнять следующие мероприятия:

- 1) доливать раствор при подъеме; уровень раствора должен быть постоянным;
- 2) иметь запас раствора от 1,5 до 3,0 объемов скважины и утяжелитель;
- 3) поднимать цемент до устья колонны при соблюдении мер качественного цементирования;
- 4) поднимать инструмент после тщательной промывки;
- 5) не применять нижнюю компоновку инструмента с малыми межтрубными зазорами;
- 6) в случае вскрытия фонтанирующих пластов над квадратной штангой устанавливать обратный клапан, устье оборудовать превентором.

При водо- и газопроявлениях возможно образование грифонов. Они возникают из-за некачественного перекрытия эксплуатационного пласта и вышележащих пород и приурочены к трещинам и зонам повышенной проницаемости. Ликвидация грифонов представляет обычно большие технические трудности и часто не дает положительных результатов. В нефтяном бурении для ликвидации грифонов и фонтанов бурят наклонно направленные скважины и через них закачивают утяжеленные растворы в скважину.

В проектной конструкции скважины следует предусматривать спуск обсадной колонны (кондуктор, промежуточная колонна) с учетом перекрытия зон, в которых образуются грифоны. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины тщательно прорабатывают. Качество цементирования будет высоким, если предусмотрены:

- 1) обязательный подъем цемента до устья;
- 2) установка направляющих фонарей;

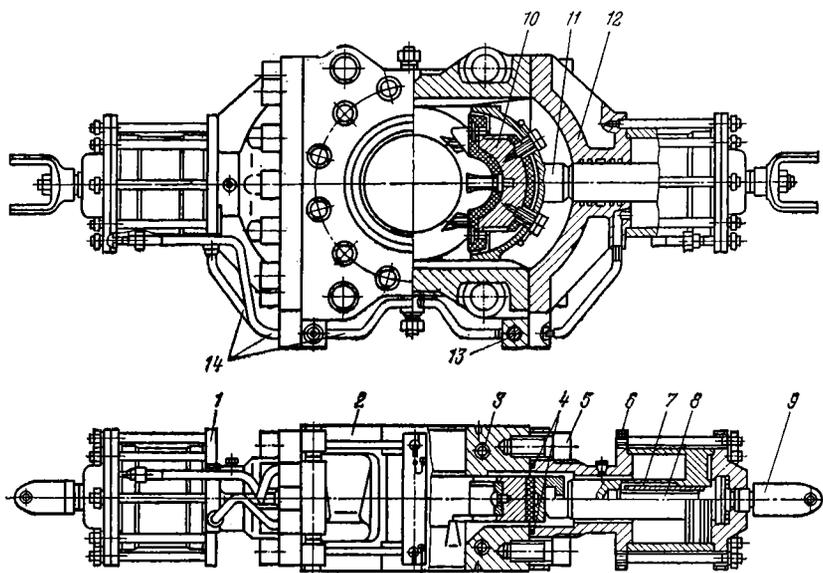


РИС. IX.4.

ПЛАШЕЧНЫЙ ПРЕВЕНТОР ППГ230Х320;

1, 6 — гидравлические цилиндры;  
2 — корпус;  
3 — канал для подачи тепла;  
4 — уплотнительные кольца;

5 — винт;  
7 — втулка;  
8 — валик;  
9 — вилка карданного вала;  
10 — подвижная плашка;

11 — шток;  
12 — боковая крышка;  
13 — шарнир;  
14 — гидравлические трубки

- 3) определенная скорость подъема раствора ( $>1,0-1,5$  м/с);
- 4) обмазка гудроном и песком обсадных труб с целью увеличения сил сцепления цемента с трубой;
- 5) применение цементных растворов с параметрами, соответствующими геологотехническим условиям крепления.

Межколонные проявления возникают в нарушениях колонны вследствие негерметичности резьбовых соединений и некачественного цементирования. Начавшиеся выбросы, воды, газа или нефти предотвращают закрытием превентора, устанавливаемого в начале бурения. Превенторы бывают плашечного и вращающегося типов. В плашечных превенторах герметизация осуществляется без возможности вращения бурильных труб (рис. IX.4). Плашечные превенторы приводятся в движение гидравлическим, электрическим, пневматическим или механическим способами.

Управление превентором типа ППГ230Х320 дистанционное, гидравлическое со специального пульта. В случае выхода из строя дистанционного управления превентор закрывают вручную вращением штурвалов из специального укрытия. В зимний период превентор обогревается.

Герметизирующим элементом в превенторе являются плашки, облицованные специальной резиной. На устье скважины обычно устанавливают не менее двух превенторов плашечного типа: один с вырезными плашками под бурильные трубы, второй — с глухими.

Бакинский завод «Большевик» серийно изготавливает превенторы: ППГ156Х 320, ППГ230Х320, ППГ230Х500 и ППГ230Х700. Первая цифра в шифре обозначает диаметр проходного отверстия (в мм), вторая — максимальное рабочее давление (и кгс/см<sup>2</sup>).

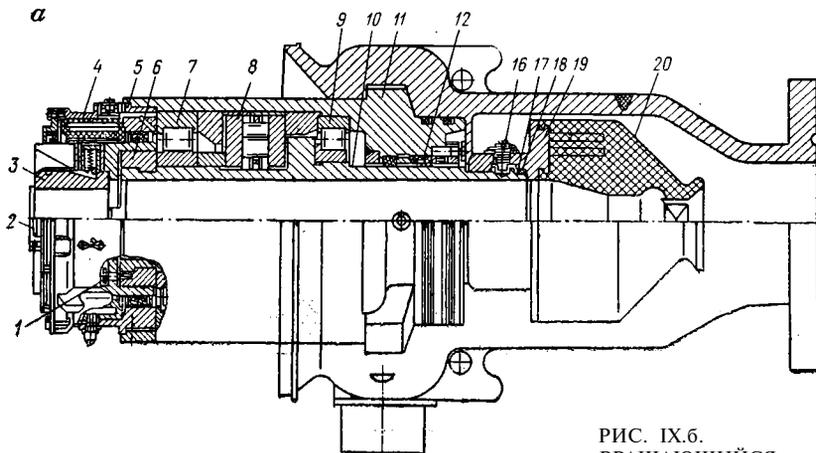
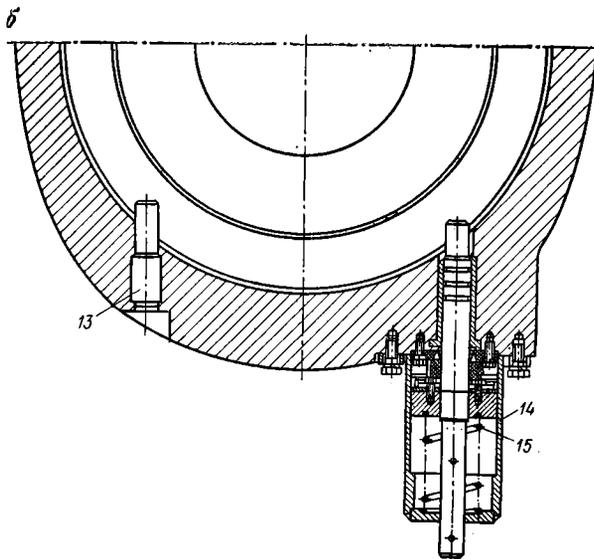


РИС. IX.6.  
ВРАЩАЮЩИЙСЯ  
ПРЕВЕНТОР  
ПВ230х320Бр-1:



- a* — патрон;
- б* — корпус с запорным устройством;
- 1 — шпилька;
- 2 — аварийные фиксаторы;
- 3 — вкладыши;
- 4 — шинно-пневматическая муфта;
- 5 — корпус;
- 6 — полукольцо;
- 7, 9 — радиальные подшипники;
- 8 — упорный подшипник;
- 10 — ствол патрона;
- 11 — корпус патрона;
- 12 — уплотнительная манжета;
- 13 — упор;
- 14 — пневмоцилиндр с запорным устройством;
- 15 — пружины;
- 16 — болт;
- 17 — пружинное кольцо;
- 18 — уплотнительные манжеты;
- 19 — основание уплотнителя;
- 20 — резиновое уплотнение

Обвязка устья скважины должна обеспечивать ее промывку под избыточным давлением, а также закачку жидкости в межтрубное пространство между бурильными и обсадными трубами.

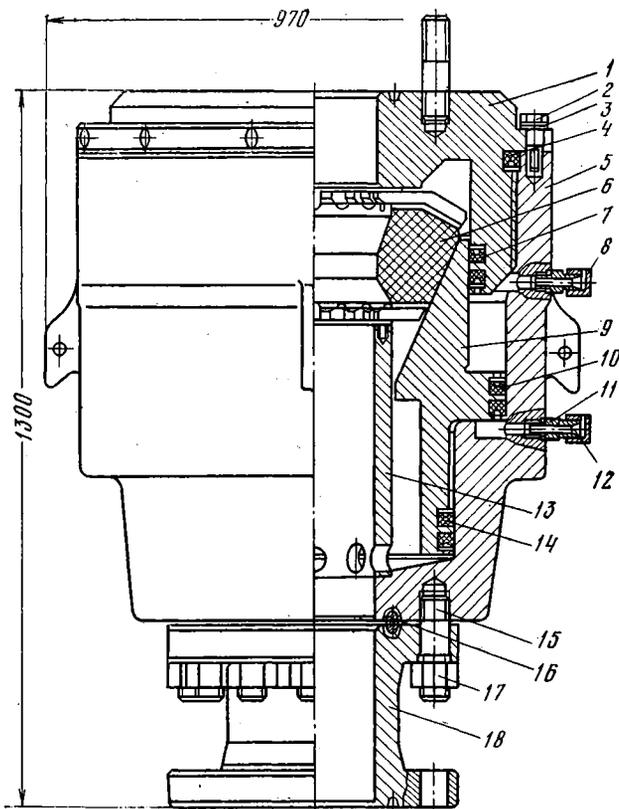
Перед началом бурения необходимо опрессовывать колонну водой на давление соответствующее прочностной характеристики обсадной колонны, но не более рабочего давления превентора.

Вращающийся превентор (рис. IX.5) служит для герметизации устья скважины, когда в ней находится ведущая труба. В корпусе патрона превентора в подшипниках установлен вращающийся ствол, что позволяет вращать буровой инструмент. Управление дистанционное, пневматическое или вручную.

Универсальные превенторы герметично закрывают устье скважины, когда в скважине находятся бурильная труба, замок или ведущая труба (рис. IX.6).

РИС. IX.6.  
УНИВЕРСАЛЬНЫЙ  
ПРЕВЕНТОР  
ПУГ230Х320:

- 1 — крышка;
- 2 — болт стопорный;
- 3 — шайба;
- 4, 7, 10, 14 — манжеты;
- 5 — корпус;
- 6 — уплотнитель;
- 8 — заглушка;
- 9 — плунжер;
- 11, 16 — прокладки;
- 12 — штуцер;
- 13 — втулка;
- 15 — шпилька;
- 17 — гайка;
- 18 — катушка



Отличительной особенностью этих превенторов является резиновый уплотнитель, который перемещается под действием гидравлики вверх и плотно прилегает к поверхности элемента буровой колонны или полностью закрывает проходное отверстие.

В породах с высоким геотермическим градиентом обычные промывочные жидкости сильно изменяют свои свойства и коагулируют. В этих случаях необходимо применять термостойкие растворы. В практике эта задача усложняется тем, что наряду с высокими температурами в скважине происходят газоводопроявления, причем пластовые воды могут быть сильно агрессивными. При бурении в глинистых породах промывочные жидкости загустевают, поэтому следует применять облегченные растворы, постоянно контролировать и регулировать их свойства. Хорошие результаты обеспечивает применение водоглиняных растворов, в значительно меньшей степени обогащающихся глинистыми породами. Расход воды на приготовление водоглиняных растворов в таких породах значительно меньше.

#### § 4. Особенности бурения в многолетнемерзлых породах

Буровые установки, применяемые в условиях Крайнего Севера, утепляют тесом или специальными покрытиями. Их обогрев осуществляют от небольших котлов парового отопления, печей, электровоздуховку и др. В летнее время утепление и обогрев можно не применять. Использование оборудования для обогрева буровых установок требует тщательного соблюдения норм и правил противопожарной безопасности.

В месте заложения скважины делают шурф глубиной до 3—5 м и сечением 0,8Х0,8 м. В шурф опускают деревянный короб из 5—7-см досок. Стыки соединения конопатят и заливают варом или смолой. В верхней части короб скрепляют с двумя брусками, которые заделывают в мерзлый грунт. Зазор между стенками шурфа и коробом засыпают песком, потом поливают водой и замораживают. После этого начинают бурение под кондуктор. Подогретую воду и глинистый раствор можно использовать только в устойчивых породах. Бурение в многолетнемерзлых породах связано с возможностью обрушения стенок скважины при их растеплении. Промывочная жидкость в стволе или в буровом снаряде в случае ее переохлаждения замерзает; на бурильных трубах часто образуются ледяные пробки и соли.

Все мерзлые породы можно подразделить на две основные группы: породы сухие, не содержащие лед, и породы льдистые. Температура многолетнемерзлых пород колеблется от долей градуса до  $-13^{\circ}\text{C}$ .

В сухих породах в качестве промывочной жидкости применяют воду. Чтобы не вызвать замерзания, ее подогревают или добавляют в нее поваренную соль.

В льдистых породах лед выполняет роль заполнителя или цемента. Если промывочная жидкость имеет плюсовую температуру, то происходит растепление породы и выделение воды в ствол скважины. В рыхлых и трещиноватых неустойчивых породах растепление льда является причиной обрушения стенок скважины. Если температура мерзлых пород не ниже  $-2^{\circ}\text{C}$ , то в качестве промывочной жидкости используется охлажденная вода. Летом воду охлаждают в укрытых отстойниках, пройденных ниже зоны промерзания. В скважине промывочная жидкость не замерзает при условии непрерывной циркуляции; длительный покой жидкости приводит к ее замерзанию. В породах с температурой ниже  $-5^{\circ}\text{C}$  следует применять соляные глинистые растворы с пониженной температурой замерзания. Для оттаивания мерзлой глины применяют металлические печи. Такие растворы готовят добавлением раствора поваренной соли в глинистый раствор.

Недостатком соляных растворов является их высокая коррозионность. Соль существенно снижает качество глинистых растворов. Поэтому для их приготовления применяют солеустойчивые палгорскитовые глины, растворы обрабатывают защитными коллоидами (УЩР, ТЩР) и другими реагентами. Если используют обычные глины, то их сначала диспергируют в пресной воде, а затем в суспензию вводят соль.

Концентрация соляных растворов ограничена, так как при определенной концентрации наступает химическое разрушение связанной воды и изменяется структура мерзлых пород. Структура мерзлых пород при превращении льда в жидкость нарушается при температуре выше  $+4^{\circ}\text{C}$ .

В практике широко используются соляные растворы с концентрацией NaCl в пределах 8—12%. Промывочную жидкость можно подогревать с помощью форсунок, работающих на жидком топливе. Чтобы поддерживать автоматически заданную температуру раствора, используют серийно выпускаемые приборы ПТР-3, полупроводниковый термометр сопротивления  $R_t$  и электронагреватели ТЭН, вмонтированные в емкость для промывочной жидкости (рис. IX.7). На воздухе раствор охлаждается. При понижении температуры раствора ниже заданного значения срабатывают реле  $P_1$  и  $P_2$ , включаются пускатели МП1 и МП2 и нагревательные элементы  $RH_1$ — $RH_6$ . При этом загорается сигнальная лампа  $L_1$  или  $L_2$ . При достижении заданной температуры раствора реле отключается с помощью магнитных пускателей напряжения; при этом загорается лампа  $L_3$ . Для ручного управления используют ключ управления  $KУ$  и тумблер  $T$ . Заданная температура поддерживается с точностью до  $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$ .

Оттаивание льда в результате электролитического и щелочного воздействия раствора на многолетнемерзлые породы и их растепление при контакте с вращающимся буровым инструментом вызывает обогащение раствора песчано-глинистыми частицами, увеличение его вязкости и коагуляцию. Поэтому в таких разрезах раствор заменяют после одного-двух дней бурения.

Если подмерзлотные воды самоизливаются, то концентрация соли уменьшается, что может привести к образованию ледяных пробок.

Поглощающие породы разбуривают с использованием растворов, обработанных вяжущими веществами.

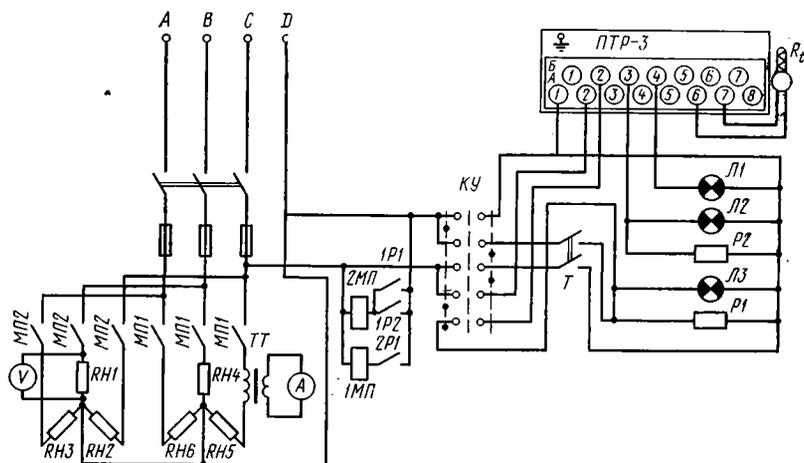


РИС. IX.7.  
 ПРИНЦИПАЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА РЕГУЛИРОВАНИЯ  
 ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Бурение в многолетнемерзлых породах осложняется, если в разрезе присутствуют талики.

Породы, содержащие легкорастворимые соли бурят с применением соляных растворов того же состава. Широкое применение в многолетнемерзлых породах получило бурение с продувкой воздухом. Этот способ осуществляется погружными пневмоударниками или шарошечными долотами по обычной схеме роторного бурения. Использование пневмоударников обеспечивает более высокие скорости бурения, но требует установки понижающего редуктора для получения частоты вращения бурового снаряда до 40 об/мин. В мерзлых породах в качестве промывочной жидкости иногда используют дизельное топливо.

В последнее время, по предложению А. М. Коломийца, в многолетнемерзлых породах успешно применяются водогипановые растворы с добавкой в них соли, что позволяет существенно понизить температуру их замерзания. Так, добавка 4,5% NaCl в 1–5%-ный водогипановый раствор снижает температуру его замерзания до  $-7-9^{\circ}\text{C}$ . Наличие льда придает породам свойства пластичности, поэтому лучшие результаты обеспечиваются при создании повышенных осевых нагрузок и высоких частотах вращения.

В многолетнемерзлых породах важно правильно установить направление (кондуктор). Рекомендуется его устанавливать до устойчивых пород. В породах с отрицательными температурами цементный раствор затворяют на водном растворе 17%-ного  $\text{CaCl}_2$  и 4,5%-ной поваренной соли или 4–12%-ного хлористого алюминия. Такой цементный раствор не замерзает до температуры  $10-12^{\circ}\text{C}$  и имеет нормальные сроки схватывания. Перекрытие тех или иных интервалов в многолетнемерзлых породах обсадными трубами требует соблюдения мер предосторожности против их смятия при замерзании промывочной жидкости. Перед спуском колонны в скважину рекомендуется закачать нефть или ее продукты, башмак колонны посадить в интервал устойчивых пород, не подвергающихся оттаиванию.

Применение эрлифта и других насосных средств для прокачки может привести к промерзанию скважины. В этих условиях в скважину необходимо устанавливать источник тепла. Простейший из них — каротажный кабель, который крепится к водоподъемным трубам. Подача электроэнергии в кабель осуществляется через трансформатор типа ТС-300/500.

## § 5. Искривление скважин

Искривление ствола вредно сказывается на процессе крепления скважин, имеются заклинивания обсадных труб при их спуске, затрудняется качественное цементирование, интенсифицируется процесс желобообразования. Различают геологические, технические и технологические причины искривления ствола скважин.

*Геологические причины:* анизотропность горных пород; сланцеватость пород различной твердости, залегающих под углом к стволу скважины; наличие пустот и трещин; твердые включения в мягких породах.

*Технические причины:* недостаточная жесткость бурового инструмента, а также большие зазоры между стенками скважины и буровым инструментом.

*Технологические причины:* высокие осевые нагрузки в зоне сланцеватости и в породах перемещающейся твердости; интенсивная промывка в легкоразмываемых и растворяемых породах; неправильная установка станка и обсадной трубы.

В условиях, где сильно сказываются геологические причины искривления, следует уделять большое внимание техническим и технологическим мероприятиям, предусматривающим снижение искривления. Эффективным средством борьбы с искривлением является применение УБТ и элементов компоновок нижней части бурильной колонны. Диаметр УБТ следует подбирать по диаметру скважины, а длину — в соответствии с применяемыми осевыми нагрузками. Для улучшения работы долота над ним можно устанавливать калибратор. В нефтяной промышленности успешно применяют лопастные калибраторы с продольным или спиральным расположением лопастей. Спиральное расположение лопастей интенсифицирует промывку и является предпочтительным. Дрогобычским заводом серийно изготавливаются калибраторы ТРС диаметрами 190, 214, 269 и 295 мм. Опытные партии калибраторов типов К и МК изготавливает Котовский опытный завод ВНИИБТ.

Центраторы устанавливаются по длине УБТ или обычных бурильных труб. Расстояние между центраторами определяют из условия поперечного прогиба бурового инструмента, что зависит от момента инерции труб, осевого усилия, частоты вращения и т. п. Центратор следует устанавливать в месте максимального прогиба инструмента; это расстояние определяется расчетом [18]. Конструктивно центраторы сходны с калибраторами и в значительной мере выполняют одни и те же функции. В последнее время стали применять резиновые каркасные центраторы типа ЦРК и шарнирные центраторы типа ЦШ.

В СевкавНИПИнефть разработаны калибраторы-центраторы типа Ц диаметрами 214, 243, 269, 295, 346, 394, 445 и 490 мм; их опытное производство освоено Грозненским ремонтно-механическим заводом. В этом институте созданы калибраторы-центраторы со спирально-винтовыми канавками (ЦСВ) диаметрами 138, 143, 158, 149, 169, 188, 212, 241, 267 и 293 мм.

УБТ выполняет роль стабилизатора заданного направления при бурении. В нефтяной промышленности успешно освоено применение УБТ квадратного сечения и со спирально-винтовыми канавками. Их использование снижает вероятность прихвата инструмента вследствие снижения площади контакта трубы со стенкой скважины. УБТ большого диаметра имеют значительную жесткость и применяются в скважинах больших диаметров, при бурении которых хорошие результаты получают при расширении верхних участков ствола скважины под кондуктор или промежуточную колонну. Этот метод успешно применяется в тресте Востокбурвод.

Ствол скважины может отклоняться от заданного направления при неправильной установке станка и обсадной трубы (кондуктора или направления).

Процесс бурения, особенно глубоких скважин и в районах, характеризующихся интенсивным искривлением, требует периодического и регулярного проведения замеров зенитного и азимутального углов. Если искривление превышает установленную норму ( $1^{\circ}/100$  м), то приступают к проработке и расширению отдельных интервалов или всего ствола скважины.

В перемежающихся по твердости породах ось скважины стремится занять перпендикулярное к напластованию направление. Однако если скважина встречает твердые пласты под острым углом ( $10-15^{\circ}$ ), то ось скважины отклоняется по направлению падения пласта.

В размывающихся породах интенсивная промывка вызывает увеличение диаметра ствола скважины, что нарушает центрацию бурового инструмента и приводит к искривлению скважины. В таких породах подачу промывочной жидкости ограничивают.

В растворяющихся соляных породах также образуются каверны и расширяется ствол скважины. В таких породах ограничение интенсивности промывки не дает желаемого результата; больший эффект обеспечивается при использовании растворов, не растворяющих, или мало растворяющих породу (например, специальных на основе гипана и соляных). После проходки размывающихся и растворяющихся пород рекомендуется закрепить пройденный интервал обсадными трубами и зацементировать.

Искривление ствола скважины можно использовать и как положительный фактор. Например, вскрытие маломощных пластов горизонтальной или наклонной скважины существенно повышает величину дренирования пласта. Такие скважины эффективны при осушении или нагнетании в них воды. Трест Востокбурвод успешно освоил бурение наклонных скважин глубиной до 1600 м турбобурами для законтурного обводнения нефтяных залежей и водоснабжения нефтепромыслов Западной Сибири. Горизонтальные скважины успешно используются при осушении пластов в процессе разработки месторождений черных металлов в Курской магнитной аномалии, каменных углей в Донбассе и в других районах.

## § 6. Аварии и методы их ликвидации

Под аварией подразумеваются нарушения технологического процесса бурения, требующие проведения специальных работ по их устранению. Процесс бурения и оборудования скважин требует осуществления постоянного контроля за применяемыми техническими средствами и технологией бурения, чтобы исключить возможность возникновения аварии или свести ее к минимуму. Аварии в скважинах снижают технико-экономические показатели бурения и качество сооружения скважины. Часто осложнения, возникающие при бурении, ликвидируются неграмотно, что приводит к авариям. Основные виды аварий и методы их ликвидации приведены в табл. IX.5.

Наиболее распространены прихваты бурильных труб в процессе бурения или при спуско-подъемных операциях. Прихват ликвидируется проворачиванием инструмента и его расхаживанием при интенсивной промывке. При глубоком бурении прихваты ликвидируются с помощью гидравлических домкратов и вибраторов.

В глубоком бурении с успехом используются методы, разработанные в нефтяной промышленности. Одним из таких методов является нефтяная ванна, которая обеспечивает положительные результаты, если имеется циркуляция промывочной жидкости. В скважину от места прихвата до забоя закачивают нефть или раствор на нефтяной основе (1,5—2,0 объема ствола). Через 2—4 ч возобновляют попытки освободить колонну вращением и расхаживанием. Прихват инструмента можно ликвидировать, увеличивая усилия (увеличение числа струн талевой оснастки, применение домкратов), однако это может привести к обрыву инструмента. В дальнейшем можно применять снаряд с левой резьбой и извлекать инструмент почта-стям. Оставшуюся часть влекают забойным вибратором.

Применение обычных вибропогружателей целесообразно в относительно неглубоких скважинах (менее 100 м). В скальных породах прихват может быть ликвидирован взрывом торпеды детонирующего шнура в бурильных трубах. Зону прихвата определяют путем вычисления деформации колонны при различных нагрузках.

Методика установления глубины прихвата следующая.

1. К колонне приложить усилие  $P_1$ , превышающее примерно на 3—6 делений показания индикатора, соответствующие полному весу колонны до прихвата. Сделать на ведущей трубе отметку.

2. Приложить к колонне усилие, превышающее на 5 делений ранее установленное, и сразу же его снизить до величины  $P_1$ . Сделать вторую отметку. Разница

Вид аварии	Причины возникновения	Методы ликвидации
------------	-----------------------	-------------------

*Аварии, связанные с бурильными трубами и УБТ*

Прихват инструмента при бурении	Обвал и осыпи стенок скважины, сужение ствола, образование желоба или сальников. Прижог долота	Проработка ствола скважины с вращением, расхождение колонны. Промывка скважины, закачка нефти или дизельного топлива. При отсутствии циркуляции — закачка жидкости под максимальным давлением. Применение гидравлических домкратов; для неглубоких скважин использование вибреханизмов. При обрыве труб возможно применение забойных аварийных вибраторов. Взрыв торпеды детонирующего шнура в месте прихвата инструмента. Применение левого бурового инструмента и разбуривание оставшегося инструмента фрезерным долотом
Обрыв бурильных труб, УБТ и замков	Применение труб изношенных, низкого качества и с дефектами. Отсутствие службы контроля состояния труб и замков. Несоответствие диаметра труб диаметру скважины. Высокие осевые нагрузки и частоты вращения. Навинчивание замков на трубы с малым моментом	Соединение с оставшейся в скважине частью инструмента с помощью колокола, метчика или труболочки и извлечение инструмента из скважины

*Аварии с долотами*

Отвинчивание или обрыв долота	Недостаточная затяжка долота, плохое качество резб и недостаточный контроль за их состоянием	Соединение с долотом через переводник, колокол или метчик. Возможно применение паука
Поломка узлов и деталей долота	Использование долота с низким качеством изготовления или изношенного. Несоответствие типа долота проходным породам. Удар долота о забой или башмак обсадных труб, заклинивание долота. Неправильный выбор режимных параметров бурения	Извлечение узлов и деталей долота пауком или магнитным фрезером. Если это невозможно, то необходимо цементирование забоя и разбуривание фрезерным долотом

Вид аварии	Причина возникновения	Методы ликвидации
<i>Аварии с обсадными колоннами</i>		
Прихват обсадных колонн	Сужение ствола скважины, обвал пород. Плохая проработка ствола перед спуском. Сильное искривление ствола. Длительная остановка при спуске	Извлечение при максимальных усилиях. Применение гидравлических домкратов и вибропогружателей. Взрыв торпеды детонирующего шнура в месте прихвата. Извлечение труб по частям путем их отвинчивания или с применением труборезки
Обрыв обсадных труб при их спуске	Недостаточная затяжка резьб. Низкое качество труб и элементов их соединений, недостаточный контроль за их состоянием	Извлечение труб с помощью муфты или ниппеля, применение метчика или трубоволки
Отвинчивание обсадных труб при бурении	Плохое качество резьбы, не используются специальные смазки для резьб. Отсутствие тампонажа колонны	Повторное свинчивание резьбового соединения. Если это не удается, то проводят центрирование труб и их цементирование в месте разрыва. После ОЗЦ разбуривание цементной пробки
Отсутствие герметичности обсадной колонны	Плохое качество резьбы, не используются специальные смазки для резьб. Отсутствие тампонажа колонны	Ремонтное цементирование участка обсадной колонны по методу Н. К. Байбакова и др.
<i>Прочие виды аварий</i>		
Падение предметов в скважину	Нарушение требований организации бурения скважин	Извлечение предметов с помощью паука и других ловильных инструментов. Цементирование участка и его разбуривание фрезерным долотом в случае невозможности извлечения предмета
Оседание почвы у устья скважины	Сильное дренирование пласта и извлечение из него большого количества породы	Необходимо демонтировать буровое оборудование и затампонируют скважину

между первой и второй отметками объясняется наличием сил трения в талевой системе.

3. Разделить расстояние между первой и второй отметками пополам, сделать среднюю отметку и вести от нее отсчет.

4. Приложить к колонне усилие  $P_2$ , превышающее  $P_1$  на 10—20 делений, и сделать новую отметку.

5. Приложить к колонне усилие, превышающее на 5 делений ранее установленное, и сразу же его снизить до величины  $P_2$ . Сделать новую отметку, вычислить и нанести на ведущую трубу среднюю для отсчета отметку при усилнии  $P_2$ .

6. Измерить расстояние  $\Delta l$  между средними отметками при усилниях  $P_1$  и  $P_2$ . Длину колонны выше места прихвата определяют по формуле

$$H = k\Delta l,$$

(IX.16)

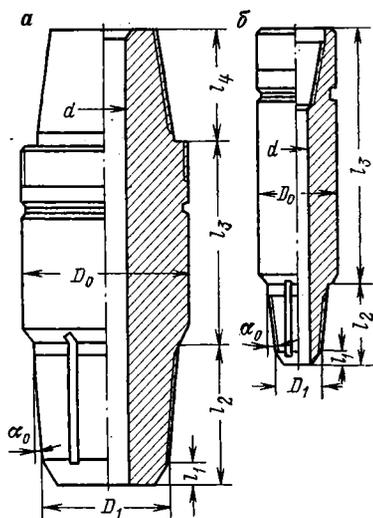


РИС. IX.8.  
МЕТЧИКИ УНИВЕРСАЛЬНЫЕ

вающихся ниппелем или муфтой (рис. IX.8); размеры метчиков приведены в табл. IX.7. Чтобы облегчить соединение с трубой применяют метчики с центрирующим приспособлением (рис. IX.9); размеры деталей приспособления указаны в табл. IX.8—IX.10. Для соединения с различными типоразмерами труб универсальный метчик выбирают согласно данным табл. IX.11 и IX.12.

Специальные метчики (рис. IX.10) предназначены для ловли труб за муфтовую резьбу — трубную или замковую; размеры таких метчиков приведены в табл. IX.13.

ТАБЛИЦА IX.6

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА  $k$

Диаметр бурильных труб, мм	Толщина стенки, мм	Значения $k$ при $P_2 - P_1$ , тс						
		5	10	15	20	25	30	35
89	9	9875	4939	3293	2740	1976	1646	1411
	11	11819	5910	3940	2955	2364	1970	1688
114	8	11818	5909	3939	2955	2364	1970	1688
	10	14553	7276	4851	3638	2911	2426	2079
141	8	14553	7276	4851	3638	2911	2426	2079
	9	16317	8159	5439	4079	3263	2720	2331
	11	19713	9857	6571	4928	3943	3286	2816
168	8	17200	8600	5733	4300	3440	2866	2457
	9	19757	9878	6586	4939	3951	3293	2822
	11	23461	11730	7820	5865	4692	3910	3351

где  $\Delta l$  — удлинение колонны при нагрузке  $P_2 - P_1$ , см;  $k$  — коэффициент, зависящий от конструкции бурильных труб и разности нагрузок  $P_2 - P_1$  (табл. IX.6).

При бурении нефтяных скважин место прихвата определяют с помощью специальных приборов (локализаторов) типа ИЗП-2. Принцип работы основан на свойстве ферромагнитных материалов намагничиваться при упругой деформации. В предполагаемом месте прихвата на колонну специальной катушкой намагничиваются участки длиной по 15—20 см. При перемещении катушки внутри труб в ней наводится ЭДС, что фиксируется на поверхности прибором. Если трубы подвергнутся упругой деформации (растяжение, кручение), то магнитные метки исчезнут.

В месте прихвата упругие деформации малы и магнитные метки четко фиксируются прибором. При бурении часто возникают обрывы бурильных труб, долот, в скважину падают посторонние предметы, на забое остаются части и детали долот. Эти аварии ликвидируются с помощью ловильных инструментов.

Метчики универсальные предназначены для ловли бурильных труб, оканчи-

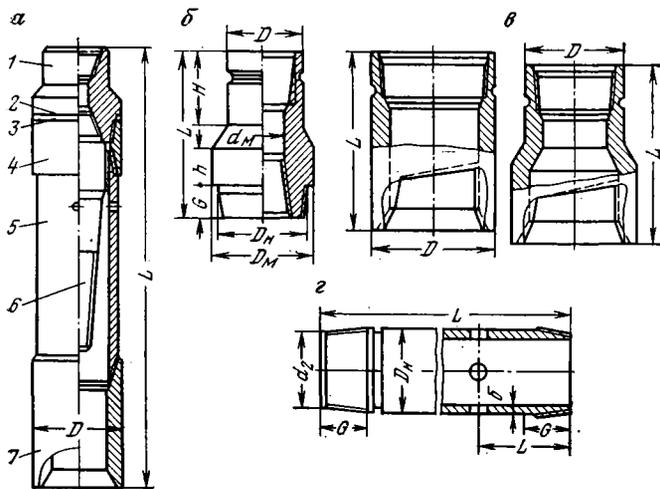


РИС. IX.9.

МЕТЧИК С ЦЕНТРИРУЮЩИМ ПРИСПОСОБЛЕНИЕМ:

*a* — метчик с центрирующим приспособлением в сборе;  
*б* — головка центрирующего приспособления;  
*в* — воронка к центрирующему приспособлению;  
*г* — направление центрирующего приспособления;

1 — головка;  
 2 — прокладка;  
 3 — упорное кольцо;  
 4 — муфта обсадной трубы;  
 5 — направление;  
 6 — метчик;  
 7 — воронка

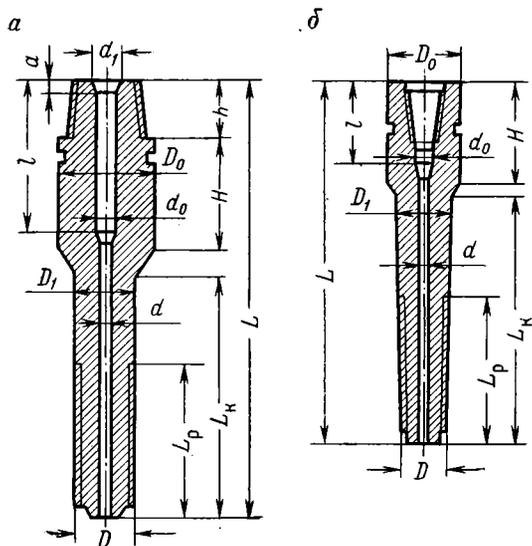


РИС. IX.10.

СПЕЦИАЛЬНЫЕ МЕТЧИКИ (КАЛИБРЫ)

ТАБЛИЦА IX.7  
РАЗМЕРЫ МЕТЧИКОВ, мм

Условное обозначение метчика по ГОСТ 5286—75 на замки	Обозначение замковой резьбы	Рис. IX.8	$D_0 \pm 0,5$	$H \pm 0,5$	$h - 2$	$D \pm 0,5$	$D_1$	$l_1 \pm 0,5$	$a \pm 0,5$	$d_1 \pm 0,5$	$d_0 \pm 0,5$	$d \pm 0,5$	$L_p \pm 0,5$	$L_k \pm 0,5$	$L \pm 0,5$	Число продольных канавок	Масса, кг
3-152X118	3-152	<i>a</i>	197	200	127	118	150	300	20	90	50	30	510	800	1150	5	160
3-147X89	3-147	<i>a</i>	178	200	127	89	123	300	15	80	50	25	540	840	1200	5	120
3-121X70	3-121	<i>a</i>	146	200	102	70	96	280	10	60	40	20	410	775	1100	5	70
3-88X58	3-88	<i>b</i>	108	130	96	58	73	100	10	50	30	18	240	660	900	5	35
3-76X45	3-76	<i>b</i>	95	130	—	45	66	100	—	—	45	14	340	706	850	5	22
3-76X30	3-76	<i>b</i>	95	130	—	30	49	100	—	—	45	10	310	700	850	4	15

Примечания. 1. Длина продольных канавок на участке ловильной резьбы  $L_p + 15$  мм. 2. Для комплектования допускается изготовление замковой резьбы ЗН на метчиках 3-147 X 89 и 3-121 X 70. В основном обозначении универсального правого метчика в начале указывается тип замковой резьбы, затем ее размер и в конце — наименьший диаметр конуса с ловильной резьбой. 3. Для метчиков с левой резьбой перед буквой условного обозначения добавляется буква Л.

ТАБЛИЦА IX.8  
РАЗМЕРЫ МЕТЧИКОВ, мм

Условное обозначение головки по ГОСТ 5286—75	Размер замковой резьбы по ГОСТ 5286-75		Размер, мм								Масса, кг
	верхней	нижней	$D \pm 0,5$	$D_M \pm 0,5$	$D_H$	$d_M \pm 1$	$H \pm 5$	$h \pm 5$	$G \pm 3$	$L \pm 10$	
3-152X3-152X245	3-152	3-152	197	269	245	122	200	96	88	435	93
3-171X3-152X245	3-171	3-152	203	269	245	122	200	100	88	435	92
3-152X3-147X245	3-152	3-147	197	209	245	122	200	96	88	435	94
3-140X3-147X219	3-140	3-147	172	243	219	98	200	91	88	430	72
3-147X3-147X219	3-147	3-147	178	243	219	101	200	96	88	430	71
3-147X3-121X219	3-147	3-121	175	243	219	80	200	96	88	430	81
3-117X3-121X194	3-117	3-121	140	216	194	78	200	93	88	435	59
3-121X3-88X194	3-121	3-88	146	216	194	78	200	97	88	435	65
3-121X3-121X194	3-121	3-121	146	216	194	80	200	97	88	435	60
3-121X3-88X168	3-121	3-88	146	188	168	58	200	90	85	405	50
3-88X3-88X146	3-88	3-88	108	166	146	58	130	84	85	340	31
3-101X3-88X146	3-101	3-88	118	166	146	58	130	90	85	340	31

Примечания. 1. В условном обозначении головки центрирующего приспособления указывается соответственно замковая резьба в верхнем и нижнем концах и трубная резьба в нижнем конце (наружная). 2. Для левых метчиков перед первой буквой условного обозначения добавляется буква Л.

ТАБЛИЦА IX.9  
РАЗМЕРЫ МЕТЧИКОВ, мм

Размер при- соединительной резьбы	$D_H$	$D_L$ (не менее)	$L$	$\delta$ (не более)	$d_1$	$d_2$	$G$	$l$	Конусность резьбы	Масса, кг
146	146	126	770	10	144,016	139,798	79,5	160	1 : 64	25,3
168	168	148	1000	10	166,016	161,798	79,5	160	1 : 64	38
194	194	174	1000	10	189,844	185,626	82,5	160	1 : 32	44,2
219	219	197	1030	11	214,844	210,626	82,5	180	1 : 32	56,8
245	245	223	1030	11	240,844	236,626	82,5	180	1 : 32	63,9

Примечание. Для направления с левой резьбой перед цифрой условного обозначения добавляется буква Л.

ТАБЛИЦА IX.10  
РАЗМЕРЫ МЕТЧИКОВ, мм

Условное обозначение воронки на трубы	$D \pm 1$	$D_0 \pm 1$	$d \pm 1$	$d_0 \pm 1$	$L \pm 15$	Диаметр скважины (по долоту)	Масса, кг
146X 166	166	—	—	124	400	190	23
168X 195	195	—	—	152	400	214	29
168X216	195	216	178	152	415	243	29
168X243	195	243	204	152	425	269	33
194X216	216	—	—	178	400	243	28
194X243	216	243	204	178	420	269	33
194X269	216	269	215	178	430	295	38
219X243	243	—	—	204	400	269	37
219X269	243	269	215	204	420	295 и 320	48
219X298	243	298	245	204	445	345	56
219X343	243	343	292	204	480	394	67
219X394	243	394	345	204	525	445	84
219X445	243	445	395	204	570	490	39
245X269	269	—	—	215	400	295 и 320	48
245X298	269	298	245	215	420	345	54
245X343	269	343	292	215	460	394	67
245X394	269	394	345	215	505	445	83
245X445	269	445	395	215	550	490	105
245X470	269	470	420	215	560	540	110
273X298	298	—	—	250	400	345	49
273X343	298	343	292	250	435	394	63
273X394	298	394	345	250	480	445	80
273X445	298	445	395	250	520	490	98

Примечания. 1. В условном обозначении воронки с правой резьбой первое число указывает размер резьбы муфты, а второе — наружный диаметр воронки. 2. Для воронки с левой резьбой перед цифрой условного обозначения добавляется буква Л.

ТАБЛИЦА IX. 11

КОМПОНОВКА ДЕТАЛЕЙ В СБОРЕ (размеры в мм)

Условное обозначение центрирующего приспособления в сборе по ГОСТ 631—75 на трубы	Условное обозначение метчика	Диаметр скважины (по долоту)	Диаметр бурильной колонны	Габаритные размеры сборки		Условное обозначение составных частей приспособления			
				D	L	головка	муфта соединительная	направление	воронка
58X 190	3-88X58	190	89	166	1467	3-88X3—88X146 3-101X3—88X146	146	146	146X 166
70X 124	3-121X70	214	114	195	1765	3-121X3—88X168	168	168	168X195
70X 243	3-121X70	243	114	216	1796	3-117X3—121X194 3-121X3—88X194	194	194	194X216
70X 269	3-121X70	269	114	243	1816	3-121X3—121X194			194X243
89X269	3-147X39	269	141	243	1821	3-140X3—147X219			219X243
89X265	3-174X89	295	141	269	1841	3-147X3—147X219	219	219	219X269
89X320	3-147X89	320	141	298	1814	3-147X3—121X219			219X298
118X295	3-152X118	295	168	269	1826	3-152X3—152X245			245X269
118X320	3-152X118	320	168	298	1826	3-171X3—152X245 3-152X3—147X245			245X298
118X345	3-152X118	345	168	298	1846	3-152X3—152X245			
118X370	3-152X118	370	168	343	1886	3-171X3—152X245	245	245	245X298
118X394	3-152X118	394	168	343	1886	3-152X3—147X245			245X343
118X445	3-152X118	445	168	394	1931				245X343
118X490	3-152X116	490	168	445	1976				245X394
118X540	3-152X118	540	168	470	1986				245X470

Примечания. 1. В условном обозначении центрирующего приспособления в сборе указывают начальный диаметр резьбы ловильного метчика скважины. 2. Для ловильных метчиков перед цифрой условного обозначения центрирующего приспособления добавляется буква Л.

ТАБЛИЦА IX.12  
 ДАННЫЕ ДЛЯ ПОДБОРА УНИВЕРСАЛЬНОГО МЕТЧИКА  
 (размеры в мм)

Условное обозначение метчика по ГОСТ 5286—75 на замки	Объект ловли						
	трубы бурильные с высаженными концами		утяжеленные бурильные трубы	муфта 3Н	нипель 3Н	муфта и nipple 3Ш	муфта и nipple 3У
	внутри	наружу					
3-152X118	168	168* 141	—	197	—	203	212
3-147X89	—	114 141 *	203	172	197	178	185
3-121X70	114	—	180	140	172	146	155
3-88X58	—	—	159	108	140	118	120
3-76X45	89	—	—	95	—	108	108
3-76X30	73	—	—	—	108 95	—	—

Примечаний. Ловить трубы с приваренными соединенными концами за тело трубы метчиком запрещается.

\* Кроме труб с толщиной стенок 9 мм.

Для геологоразведочных бурильных труб применяют метчик ловильный типа В с воронкой (рис. IX.11), метчик В-42— для извлечения труб, nipples и замков бурильных труб диаметром 42 мм, а В-50— для труб диаметрами 50, 60 и 63,5 мм. Основные размеры метчика типа В по ГОСТ 8483—57 указаны в табл. IX.14.

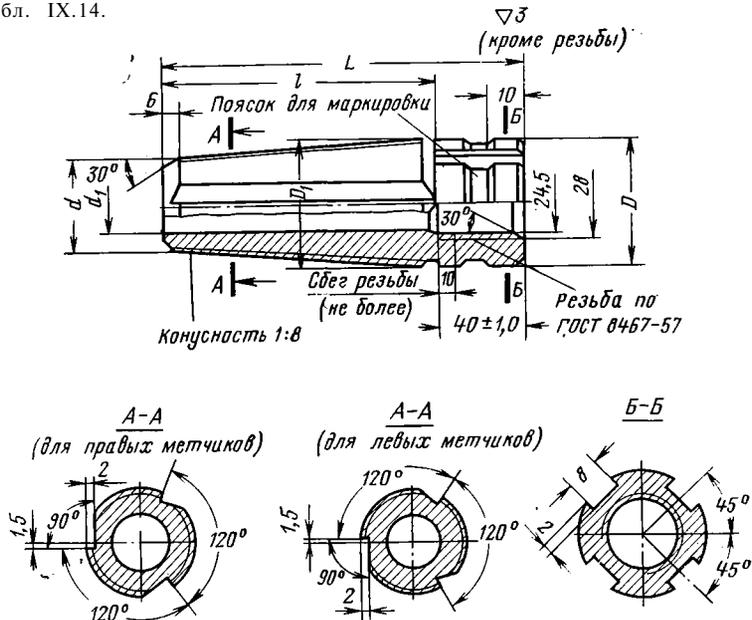


РИС. IX.11.  
 МЕТЧИК ТИПА В

ТАБЛИЦА IX. 13

## РАЗМЕРЫ СПЕЦИАЛЬНЫХ МЕТЧИКОВ, мм

Рис. IX. 10	$D_0 \pm 0,5$	$d \pm 0,5$	$D_1$	$l_1 \pm 0,5$	$l_2$	$l_3$	$l_4$	$\alpha_0$	Число продольных канавок	Размер замковой резьбы	Ловильная резьба		Масса, кг
											размер	конусность	
<i>a</i>	197	50	131,02	30	157	216	127	4° 45' 48"	5	3-152	3-152 4НХ 25,4	1 : 6	75
<i>a</i>	203	50	150,37	30	157	216	127	4° 45' 48"	5	3-171	3-171 4НХ 25,4	1 : 6	—
<i>b</i>	197	50	162,9	30	156	217	127	1° 47' 24"	5	3-152	Тр-168 8НХ25,4	1 : 16	87
<i>a</i>	178	50	110,2	20	140	233	127	7° 7' 30"	5	3-147	3-140 4НХ25,4	1 : 4	57
<i>a</i>	178	50	126,78	20	147	226	127	4° 45' 48"	5	3-147	3-147 4НХ25,4	1 : 6	66
<i>b</i>	178	50	136,331	20	130	233	127	1° 47' 24"	5	3-147	Тр-141 8НХ25,4	1 : 16	67
<i>a</i>	146	40	90,46	15	127	225	102	7° 7' 30"	5	3-121	3-117 5НХ25,4	1 : 4	40
<i>a</i>	146	40	96,21	15	117	231	102	7° 7' 30"	5	3-121	3-121 5НХ25,4	1 : 4	41
<i>b</i>	146	40	109,706	15	119	219	102	1° 47' 24"	5	3-121	Тр-115 8НХ25,4	1 : 6	42
<i>a</i>	108	30	64,89	10	106	198	96	7° 7' 30"	5	3-88	3-88 5НХ25,4	1 : 4	19
<i>a</i>	108	30	77,44	10	106	198	96	7° 7' 30"	5	3-103	3-103 5НХ25,4	1 : 4	21
<i>b</i>	108	30	85,494	10	94	200	96	1° 47' 24"	5	3-88	Тр-89 8НХ25,4	1 : 16	21
<i>a</i>	95	20	54,2	10	98	214	—	7° 7' 30"	4	3-76	3-76 5НХ25,4	1 : 4	16
<i>a</i>	108	20	70,08	10	98	214	—	7° 7' 30"	5	3-96	3-96 5НХ25,4	1 : 4	18
<i>b</i>	95	20	69,619	10	94	214	—	1° 47' 24"	4	3-76	Тр-73 8НХ25,4	1 : 16	18

Примечания. 1. В условном обозначении специального метчика указывается тип ловильной резьбы. 2. Резьба ловильная восьмиточная по ГОСТ 631—75, и четырех- и пятиточная по ГОСТ 5286—75. 3. Длина продольных канавок на участке ловильной резьбы равна длине резьбы плюс 10 мм. 4. Для метчиков с левой резьбой перед буквой условного обозначения добавляется буква Л.

ТАБЛИЦА IX.14  
РАЗМЕРЫ МЕТЧИКОВ ТИПА В, мм

Типоразмер метчика	Резьба замковая присоединительная по ГОСТ 7918-75	$D$		$D_1$	$D_2$	$D_3$
		номинальный	отклонение			
В-42	3-42	57	-0,4	39,5	73	70
В-50	3-50	66	-0,4	61,0	108	102

Продолжение табл. IX.14

Типоразмер метчика	Резьба замковая присоединительная по ГОСТ 7918-75	$D_4$		$d$	$d_1$	$d_2$	$d_3$
		номинальный	допустимое отклонение				
В-42	3-42	90	-2,2	14	6	14	40,616
		110	-2,2				
В-50	3-50	106	-2,2	19	10	20	48,616
		128	-2,5				
		148	-2,5				
		195	-2,9				

Продолжение табл. IX.14

$d_4$	Резьба по ГОСТ 6357-73		$L$		$l$		$l_1$	$l_2$	Масса, кг
	$d_5$	$d_6$	номинальная	допустимое отклонение	номинальная	допустимое отклонение			
46	44,4	57,1	370	$\pm 5$	300	$\pm 2,2$	60	208	4,9
54	57,1	88,9	500	$\pm 5$	430	$\pm 2,5$	70	340	12,6

Примечания. 1. Масса метчика В-42 указана для диаметра  $D_4 = 90$  мм, а метчика В-50 — для  $D_4 = 128$  мм. 2. Метчики ловильные с левой резьбой имеют индекс Л, (например, В-50Л).

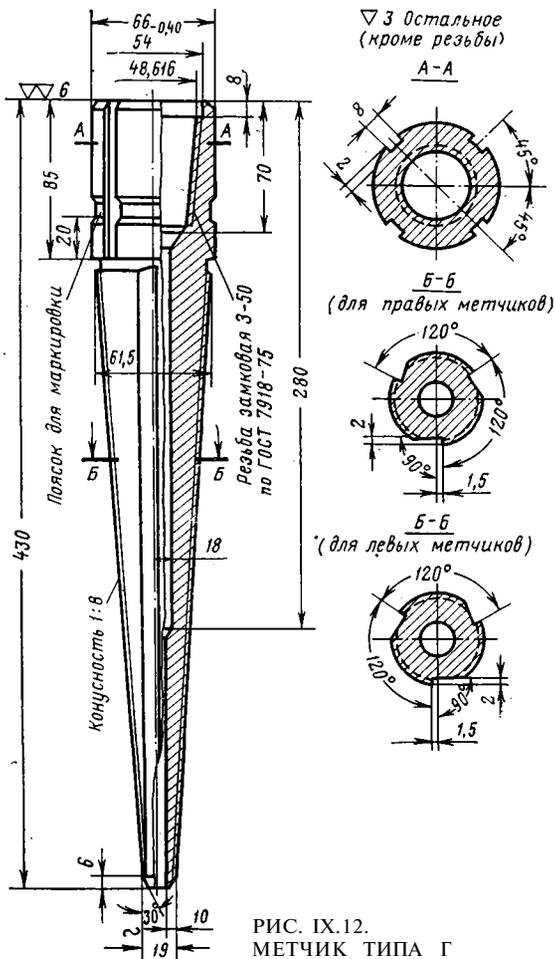


РИС. IX.12.  
МЕТЧИК ТИПА Г

Метчики типа Г (рис. IX.12) не имеют направляющей воронки и применяются для извлечения труб и замков бурильных труб диаметрами 50, 60 и 63,5 мм, а также ниппелей и бурильных труб диаметром 50 мм.

Метчик типа Д (рис. IX.13) применяется для извлечения обсадных и колонковых труб диаметрами 73, 89, 108, 127, 146, 168 и 219 мм. Основные размеры метчиков типа Д по ГОСТ 8483—57 приведены в табл. IX.15.

Метчики изготавливаются из стали марки 12ХН2, а патрубki и воронки — из стали Ст. 5 и Ст. 6. Ловильная резьба подвергается термической обработке — цементации с последующими закалкой и отпуском.

При попадании метчика в колонну давление в насосе увеличивается. Медленным вращением с осевой нагрузкой до 1 тс метчик ввинчивается в колонну на 2—3 оборота, после этого нагрузку увеличивают до 2 тс и метчик при повороте на 0,3—0,5 оборота ротора ввинчивается на 4—5 оборотов. В дальнейшем ведутся работы по восстановлению циркуляции промывки и подъему колонны. Соединение с колонной может быть осуществлено ловителем (рис. IX.14). При резком опускании

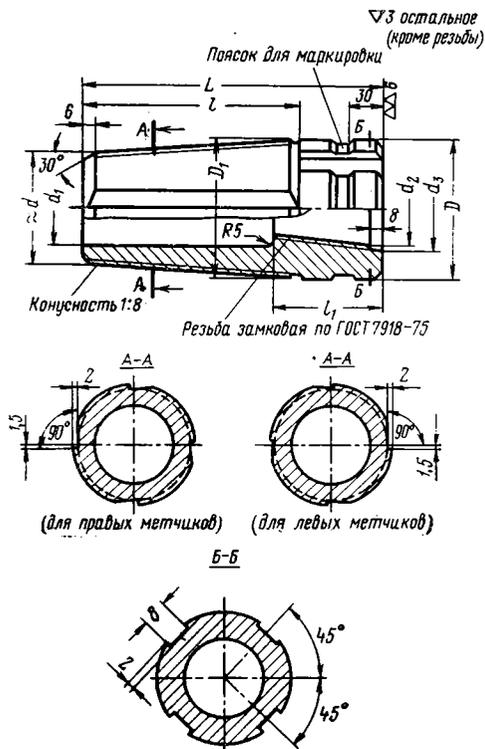


РИС. IX.13.  
МЕТЧИК ТИПА Д

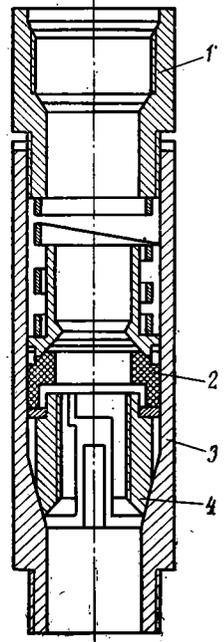


РИС. IX. 14.  
ЛОВИТЕЛЬ:  
1 — переводник;  
2 — резиновое уплотнение;  
3 — корпус ловителя;  
4 — плашка

колонны на 0,2—0,3 м, последующем вращении и подъеме плашки сбиваются и ловитель освобождается. Ловители изготавливают согласно нормам ОТУ 26-02-221—70 и Н1031—65; их можно использовать в скважинах диаметрами от 190 до 490 мм.

Условное обозначение ловителя.	.146X89	168X114	219X140	244X168
Проходное сечение ловителя D, мм.	.115, 106, 87	143, 138, 112	175, 169, 139	200, 195, 166

Колокол предназначен для ловли бурильных труб. Его рекомендуется применять, когда для ликвидации аварий требуются большие крутящие моменты и раскачивание инструмента. Изготавливают колокола трех типов (рис. IX. 15). Для колоколов применяются те же воронки, что и для метчиков; размеры колоколов приведены в табл. IX. 16.

Колокола ловильные типа А (рис. IX. 16) применяют для извлечения труб, ниппелей и замков. Метчики типа А76 служат для извлечения ниппелей и труб диаметрами 50, 60 и 63,5, а также замков и труб диаметрами 50 и 60 мм. Колокол типа А76-1 служит для извлечения замков и труб диаметрами 50 и 60 мм. Колокол типа В89 с воронкой (рис. IX. 17) служит для извлечения ниппелей и труб диаметрами 50, 60 и 63,5 мм, а также замков к трубам диаметрами 42, 50, 60 и 6,3 5 мм.

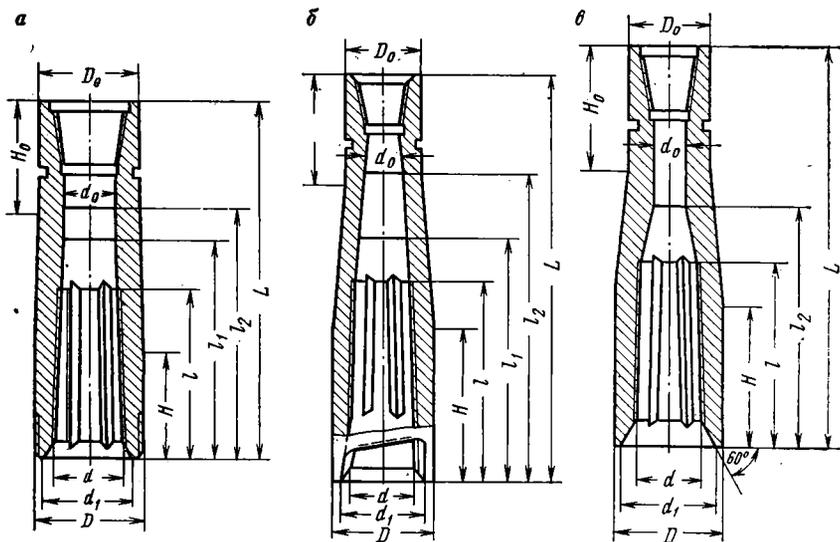


РИС. IX.15.

КОЛОКОЛА ДЛЯ ЛОВЛИ  
 а — с резьбой под воронку для работы в скважинах диаметром 219 мм и больше;

б — с воронкой, выполненной за одно целое с колоколом для 219 мм скважин;

в — без резьбы под воронку и без воронки, выполненной за одно целое с колоколом

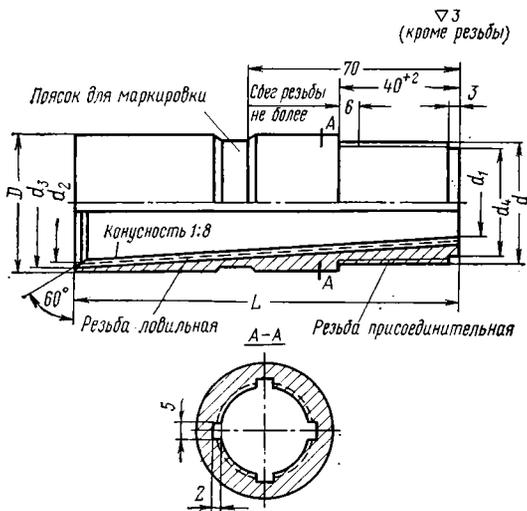


РИС. IX.16.  
 КОЛОКОЛ ТИПА А

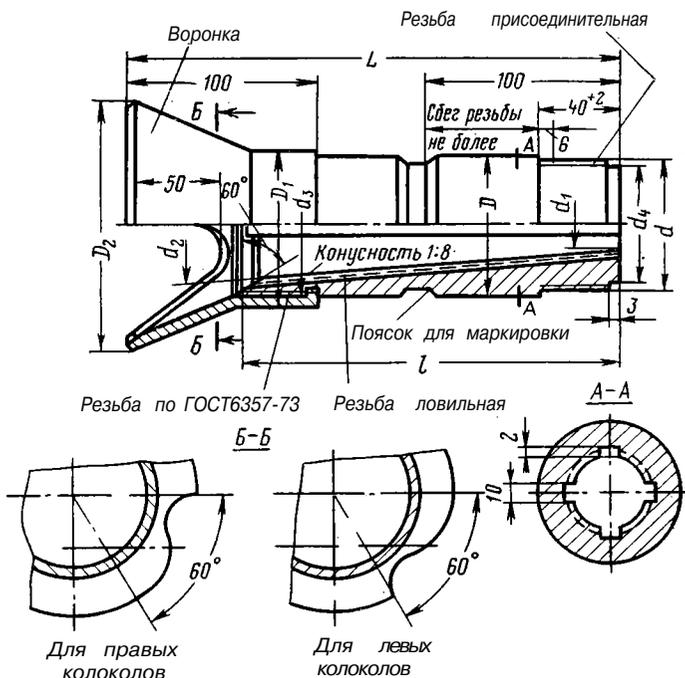


РИС. IX.17.  
КОЛОКОЛ ТИПА Б

ТАБЛИЦА IX.15  
РАЗМЕРЫ МЕТЧИКОВ ТИПА Д, мм

Типоразмеры мет- чиков	Резьба замковая присоединительная по ГОСТ 7918-75	Диаметр D		D <sub>1</sub>	d	d <sub>1</sub>	d <sub>2</sub>	d <sub>3</sub>	Длина L		l	l <sub>4</sub>	Мас- са, кг
		номиналь- ный	допустимое отклонение						номиналь- ная	допустимое отклонение			
Д-73	3-50	71	-0,40	70,5	55	34	48,616	54	180	±1,9	128	70	3,19
Д-89		87	-0,46	86,5	70	50	48,616	54	190	±1,9	136	70	4,92
Д-108		105	-0,46	104,5	88	60	48,616	54	200	±1,9	144	70	9,76
Д-127		125	-0,53	124,5	107	80	48,616	54	200	±1,9	144	70	11,51
Д-146		144	-0,53	143,5	126	98	48,616	54	200	±1,9	144	70	14,97
Д-168	3-63,5	165	-0,53	164,5	145	125	62,616	68	210	±1,9	160	75	19,17
Д-219		216	-0,60	215,5	196	176	62,616	68	210	±1,9	160	75	29,10

Примечание. Метчик ловильный с левой резьбой имеет индекс Л (например, Д89Л).

ТАБЛИЦА IX.16  
РАЗМЕРЫ КОЛОКОЛОВ, мм

Обозначение ловильного колокола в соответствии с ОН26-02-115-68	Рис. IX.15	$D_0 \pm 0,5$	$H_0 \pm 10$	$D \pm 0,5$	$H \pm 5$	$d_1 \pm 0,5$	$d \pm 0,5$	$d_0 \pm 0,6$	$l \pm 10$	$l_1 \pm 10$	$l_2 \pm 10$	$L \pm 15$	Число продольных канавок	Размер при- соединитель- ной резьбы по ГОСТ 5286-75	Условное обозначение воронки	Масса, кг
$3Н6^5/8X11^3/4$ "	<i>a</i>	197	240	219	280	198	176	122	380	550	576	730	5	3-152	245X269	90
$3Ш6^5/8X11^3/4$ "	<i>a</i>	203	240	219	280	198	176	153	380	450	575	730	5	3-171	245X269	84
$3Н6^9/16X9^3/4$ "	<i>a</i>	172	220	194	280	180	150	98	400	450	575	750	5	3-140	194X216	78,5
$3Ш5^9/16X9^3/4$ "	<i>a</i>	178	220	194	280	180	150	127	400	450	575	750	5	3-147	194X216	75
$3Н4^1/2X8^3/4$ "	<i>a</i>	140	200	168	280	152	120	78	350	450	575	670	5	3-117	168X 195	55,5
$3Ш4^1/2X8^3/4$ "	<i>a</i>	146	200	168	280	152	120	100	350	450	575	670	5	3-121	168X 195	55
$3Н4^1/2X7^3/4$ "	<i>b</i>	140	200	168	300	162	120	78	450	500	620	770	5	3-117	—	58,5
$3Ш4^1/2X7^3/4$ "	<i>b</i>	146	200	168	300	162	120	99	450	—	620	770	5	3-121	—	59
$3Н3^1/2X6^3/4$ "	<i>в</i>	108	180	135	250	130	95	58	300	—	400	600	5	3-88	—	32,5
$3Ш3^1/2X6^3/4$ "	<i>в</i>	118	180	135	250	130	95	78	300	—	400	600	5	3-101	—	33
$3Н2^7/8X5^3/4$ "	<i>в</i>	95	175	115	150	110	80	45	300	—	400	520	4	3-76	—	20
$3Ш2^7/8X5^3/4$ "	<i>в</i>	108	175	115	150	110	80	63	300	—	400	520	4	3-92	—	22,5

Примечания. 1. Длина продольных канавок может отличаться от длины ловильной резьбы на +15 мм. 2. В условном обозначении ловильного колокола для бурильных труб указывается тип замка и диаметр скважины по долоту. 3. Для колокола с левой резьбой перед буквой условного обозначения добавляется буква Л. 4. Колокола изготовляют по нормали ОН26-115—68 из стали 20Х и термически обрабатывают (цементация ловильной резьбы на глубину 0,8—1,2 мм с последующей двойной закалкой и отпуском до HRC56).

Основные размеры колоколов типов А и Б по ГОСТ 8565—57 приведены соответственно в табл. IX.17 и IX.18.

Каждый колокол поставляется с трубой.

Если инструмент не прихвачен, то на небольших глубинах для соединения с инструментом под замок применяют овершот (рис. IX.18).

ТАБЛИЦА IX.17

ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ КОЛОКОЛОВ ТИПА А, мм

Типоразмеры	$D$	$d$ (резьба присоединительная)		$d_1$	$d_2$	$d_3$	$d_4$	$L$	Масса, кг
		по ГОСТ 6238—77	по ОСТ НКТП 272						
A76	76 <sub>-0,40</sub>	68	—	33	67	71	66	240	2,8
A76-1	78 <sub>-0,40</sub>	—	68	42	70	74	66	224	3,3

Примечание. Размер  $d_1$  — справочный. Колокол ловильный с левой резьбой имеет индекс Л (например, А76-Л).

ТАБЛИЦА IX.18

ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ КОЛОКОЛОВ ТИПА Б, мм

Типоразмер	$D$	$D_1$	$D_2$	$d$ (Резьба присоединительная по ГОСТ 6238—77)	$d_1$	$d_2$	$d_3$ (Резьба по ГОСТ 6357—73)	$d_4$	$L$	$l$	Масса, кг
B76	76 <sub>-0,40</sub>	82 <sub>-0,46</sub>	90 110 130	68	36	60	63	66	260	190	3,75
B89	108 <sub>-0,46</sub>	108 <sub>-0,46</sub>	130 150 195	84	44	86	88,9	82	405	335	14,50

Для извлечения бурильных труб можно использовать также трубоводки, однако их применяют главным образом для обсадных труб. Гидравлическая трубоводка конструкции К. Г. Володченко позволяет освобождать ее при перемещении инструмента вниз. Соединение с инструментом, оставшимся в скважине, представляет известную трудность из-за отклонения последнего от оси скважины. Ловильные операции облегчаются, если знать положение верхней части извлекаемого инструмента. Для этого применяют печати, имеющие в нижней части свинцовые пластины или покрытие из вара (рис. IX.19).

Если инструмент отклонился от оси скважины или попал в каверну, то для его ловли используют ловильный инструмент с отводным крючком (рис. IX.20). Если извлечь инструмент применяемыми средствами не удается, то левым снарядом извлекают его неприхваченную часть, а оставшуюся часть разбуривают фрезерным долотом. Мелкие предметы поднимают пауком (рис. IX.21).

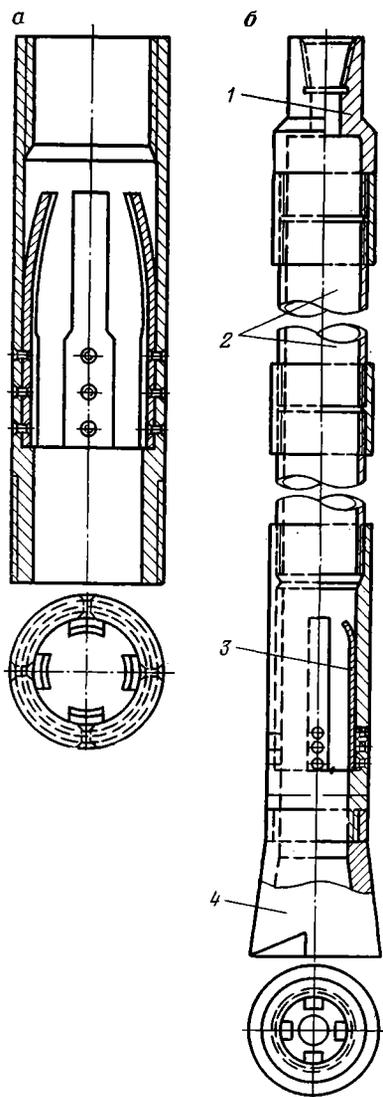


РИС. IX.18.  
**ОВЕРШОТ:**  
*a* — овершот;  
*b* — ловильный снаряд с овершотом:  
 1 — переходник;  
 2 — труба;  
 3 — пружина;  
 4 — воронка

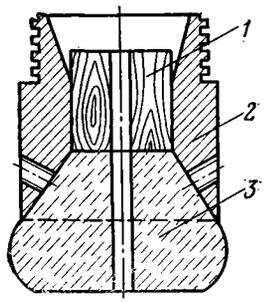


РИС. IX.19.  
**ПЕЧАТЬ:**  
 1 — пробка;  
 2 — корончатое кольцо;  
 3 — печать

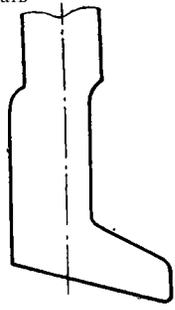


РИС. IX.20.  
**ОТВОДНОЙ КРЮЧОК**

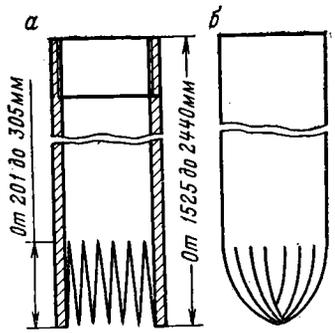


РИС. IX.21.  
**ПАУК:**  
*a* — перед спуском;  
*b* — при подъеме

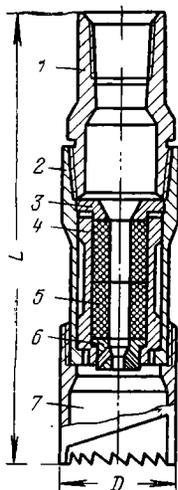


РИС. IX.22.  
МАГНИТНЫЙ ФРЕЗЕР:  
1 — переводник;  
2 — корпус;  
3 — верхний полюс;  
4 — алюминиевая втулка;  
5 — магнит;  
6 — нижний полюс;  
7 — коронка

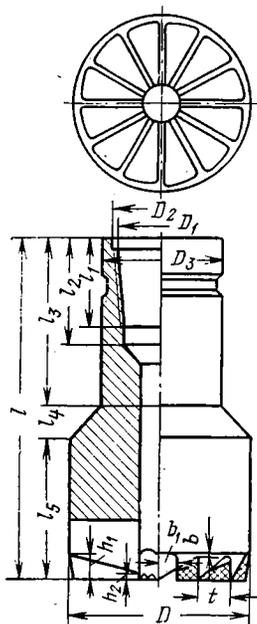


РИС. IX.23.  
ЗАБОЙНЫЙ ФРЕЗЕР ФЭТ-1

Забой очищают от металлических предметов магнитным фрезером типа МФ-3М (рис. IX.22). Серийно изготавливаются магнитные фрезеры с наружными диаметрами воронок 112, 157, 195, 245, 295 и 345 мм, имеющие подъемную силу соответственно 50, 60, 80, 100 и 180 кгс.

Для торцевого расфрезерования металлических предметов в скважине используют забойные фрезеры типа ФЭТ-1 (рис. IX.23). Эти фрезеры изготавливают с наружными диаметрами 214, 295, 346, 394 и 269 мм. Для фрезерования труб и последующего использования основного ловильного инструмента применяют башмачные фрезеры с внутренними зубьями. Разрушение породы и металлических предметов в кольцевом зазоре между стенками скважины и трубами осуществляется башмачным фрезером с торцовыми зубьями. Наружные труборезы используют для вырезания обсадных труб, а внутренние — для вырезания бурильных труб.

ТАБЛИЦА IX.19  
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ТОРПЕД ТИПА ТШ, мм

Шифр торпеды	Заряд			Торпеда			
	диаметр	длина	масса, кг	наружный диаметр	диаметр центраторов	длина	длина с грузом
ТШ-35	35	2020	3,04	40	60	2400	3350
ТШ-43	43	1465	3,31	48	110	1810	2760
ТШ-50	50	1470	4,63	55	110	1860	2860
ТШ-65	65	990	5,20	70	130	1345	2310
ТШ-84	84	600	4,91	90	150	971	1910

ТАБЛИЦА IX.20  
ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТОРПЕД ТИПА ТВ

Торпеда	Диаметр, мм	Масса заряда, кг	Общая длина торпеды, м
Штуцерная и бесштуцерная треста	38,1	0,45—1,5	1,2
	50,8	1,5—2,4	1,2
Азнефтегеофизика	50,8	2,3—3,6	1,2
	76,2	3,5—5,6	1,2
	101,6	5,9—9,4	1,2
Штуцерная треста	38,1	0,9—1,45	1,32
Грознефтегеофизика	50,8	1,5—2,4	1,14
	76,2	3,5—5,6	1,14

Оборванный канат или кабель каротажный или силовой извлекают ершом или штопором.

Для обрыва бурильных и обсадных труб, разрушения посторонних предметов, образования каверны, а также ликвидации прихватов инструмента применяются торпеды ТВ. Негерметичные торпеды ТШ применяют для обрыва бурильных и обсадных труб (табл. IX.19). Широко применяются герметичные торпеды (табл. IX.20).

Посторонние предметы разрушаются кумулятивными торпедами. В глубоких скважинах при температурах до 120° С применяют фугасные герметичные торпеды Ф2.

Гидравлические домкраты предназначены для извлечения из скважины прихваченной бурильной колонны, обсадных труб и фильтра. Гидравлический домкрат (рис. IX.24) состоит из двух гидравлических цилиндров с плунжерами и манжетами и насосной группы. В домкратах ГД1-300 привод ручной, в домкратах ГД2-300 электрический.

*Техническая характеристика гидравлических домкратов ГД1-300 и ГД2-300*

Марка домкрата	ГД1-300	ГД2-300
Грузоподъемность, т		300
Число двойных ходов плунжера в 1 мин		94
Высота подъема, мм		525
Диаметр скалки, мм		252
Уплотнение скалок домкрата	Кожаные манжеты	
Насос:		
тип	Вертикальный плунжерный	
число	2	
Подача двух насосов, л/мин	3,5	
Диаметр плунжера насоса низкого давления, мм	50	
Диаметр плунжера насоса высокого давления, мм	20	18
Максимальное давление нагнетания насоса высокого давления, кгс/см <sup>2</sup>	375	
Ход плунжера, мм	80	
Клапаны	Шаровые (для масла), тарельчатые (для масла и воды)	
Рабочая жидкость	Масло машинное; масло и вода	

Привод насоса . . . . .	Электродвигатель	
	АО-42/4	
Мощность двигателя, кВт . . . . .	2,8	
Частота вращения, об/мин . . . . .	1420	
Передаточное число редуктора . . . . .	15,5	
Модуль червячного зацепления, мм . . . . .	6	
Габаритные размеры без домкрата, мм:		
Длина . . . . .	1035	875
ширина . . . . .		750
высота . . . . .	1425	1010
Масса, т . . . . .	1,575	1,3

Винтовые домкраты грузоподъемностью 20 и 40 т в практике применяются редко. При взрывных работах важно знать местоположение муфт и замков. Для этого применяют магнитные локаторы ЛГ-60 и ЛГ-26, имеющие внешний диаметр

РИС. IX.24.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ДОМКРАТ ГД1-300:

- |                               |                                |                                    |
|-------------------------------|--------------------------------|------------------------------------|
| 1 — червячный редуктор;       | 4 — колеса тележки;            | 9 — трубопровод;                   |
| 2 — рама сварная ко-робчатая; | 5 — электродвигатель;          | 10 — цилиндр домкрата с плунжером; |
| 3 — насосы;                   | 6 — накидная гайка;            | 11 — штуцер                        |
|                               | 7 — тройник;                   |                                    |
|                               | 8 — распределительная коробка; |                                    |

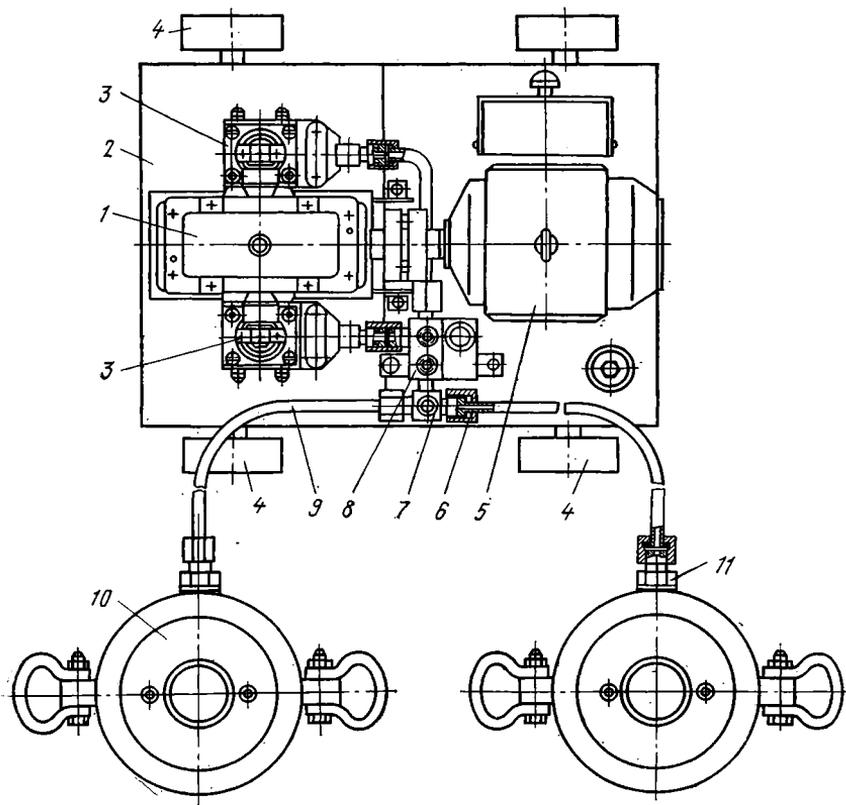


ТАБЛИЦА IX.21

## ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ

УДАРНО-ВИБРАЦИОННЫХ ЯССОВ АзНИИбурнефти, мм

Шифр	Наружный диаметр корпуса	Диаметр канала шпинделя	Длина свободного хода	Длина	Масса, кг
ЯУВ-235	235	75	2000	3980	795
ЯУВ-190	190	75	2000	3670	515
ЯУВ-170	170	75	3000	4650	470
ЯУВ-127	127	40	3000	4380	260

соответственно 60 и 26 мм, длина локаторов 500—600 мм. Локатор спускают внутрь труб в исходное положение и поднимают со скоростью 500—600 м/ч. Прохождение локатора через замковое соединение регистрируется вторичным прибором (стрелка отклоняется). Прихваченный инструмент и обсадные трубы можно извлекать вибромеханизмами (вибромолотами и вибраторами), однако их применение эффективно лишь при глубине не более 70—100 м. В геологоразведочном бурении используют забойные вибраторы; в бурении нефтяных скважин захваты инструмента ликвидируют ударно-вибрационными ясами (табл. IX.21).

Ловильные работы в скважинах часто осложняются обвалами пород и зашламованием участка ствола, где находится верхний конец инструмента. В этих случаях ствол скважины прорабатывают с промывкой. Обрывы труб и другие ловильные работы надо проводить в сжатые сроки, чтобы свести к минимуму время прихвата бурового инструмента.

### § 1. Требования, предъявляемые к фильтрам

Фильтры буровых скважин должны отвечать следующим требованиям:

1. При минимальных размерах обеспечивать отбор необходимого количества воды.
  2. Иметь минимальные гидравлические сопротивления, максимально возможную скважность и площадь фильтрации.
  3. Обладать необходимой механической прочностью.
  4. Пропускать песок и мелкие фракции породы только в начальный период работы.
  5. В скважинах, рассчитанных на длительную эксплуатацию, фильтры должны обладать устойчивостью против коррозии и зарастания, а также обеспечивать использование механических, а в ряде случаев и химических методов восстановления проницаемости прифильтровых зон и фильтра.
- В зависимости от целевого назначения скважин, как это предлагает В. М. Гаврилко [23], все фильтры следует подразделить на три группы:
- а) фильтры водозаборных и водопонизительных скважин, рассчитанных на длительный срок эксплуатации (10—15 лет и более);
  - б) фильтры разведочных и водопонизительных скважин, рассчитанные на ограниченный срок эксплуатации (от нескольких дней до нескольких месяцев);

ТАБЛИЦА X.1  
УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРОВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ

Водосодержащие породы	Рекомендуемые типы фильтров
<p>Скальные и полускальные устойчивые породы</p> <p>Скальные и полускальные неустойчивые породы. Гравийно-галечниковые отложения с крупностью частиц от 20 до 100 мм (&gt;50 вес. %)</p> <p>Гравий, гравелистый песок с крупностью частиц от 1 до 10 мм с преобладающей крупностью от 2 до 5 мм (&gt;50 вес. %)</p> <p>Пески среднезернистые с преобладающей крупностью частиц 0,25—0,50 мм (&gt;50 вес. %)</p> <p>Пески мелкозернистые с преобладающей крупностью частиц 0,1—0,25 мм (&gt;50 вес. %)</p> <p>Пески различной зернистости при наличии устойчивой кровли</p>	<p>Фильтры не устанавливаются</p> <p>Трубчатые фильтры с круглой и шелевой перфорацией. Каркасно-стержневые фильтры</p> <p>Трубчатые и стержневые каркасы с водоприемной поверхностью из проволоки или без нее. Трубчатые и стержневые каркасы с водоприемной поверхностью из проволоки или штампованного листа</p> <p>Гравийно-обсыпные фильтры с уширенным контуром. Возможно применение двухслойных фильтров</p> <p>Гравийно-обсыпные фильтры с уширенным контуром. Возможно применение двухслойных обсыпок и блочных фильтров</p> <p>Бесфильтровые скважины</p>

в) фильтры наблюдательных скважин, из которых водоотбор не производится. Наблюдательные скважины режимной сети должны работать в течение длительного срока. Срок действия наблюдательных скважин при опытно-фильтрационных работах обычно не превышает 2—3 месяцев.

Выбор типа фильтра определяется условиями его применения и в первую очередь характером водосодержащих пород (табл. X.1).

На выбираемый тип и конструкцию скважин большое влияние оказывают величина водоотбора, химический состав подземных вод, глубина скважины и т. п.

## § 2. Типы и конструкции фильтров

Все фильтры делятся на пять основных типов (табл. X.2): трубчатые и каркасно-стержневые; трубчатые и каркасно-стержневые с покрытием из проволоки, сетки и штампованного листа; гравийно-обсыпные; блочные; гравитационные.

Конструктивно фильтры отличаются размером и формой фильтрационных отверстий, материалом, из которого они изготовлены, конструкцией крепления фильтрующих элементов и т. д.

### Трубчатые и каркасно-стержневые фильтры

В качестве труб используются обычно металлические обсадные трубы. Отверстия круглые или щелевые (рис. X.1 и X.2). В скальных породах размеры отверстий в каркасах подбирают из условия обеспечения максимальной скважности — не менее 25%. Размеры отверстий для рыхлых пород подбирают в соответствии с данными табл. X.3.

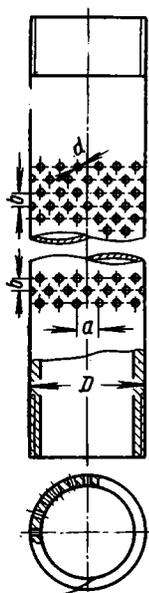


РИС. X.1.  
ТРУБЧАТЫЙ КАРКАС  
ФИЛЬТРА С КРУГ-  
ЛЫМИ ОТВЕРСТИЯ-  
МИ

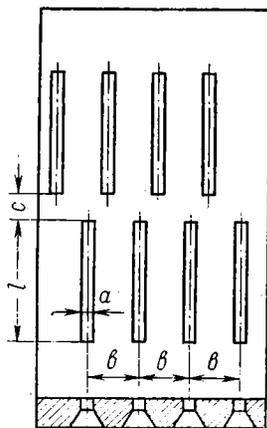


РИС. X.2.  
РАСПОЛОЖЕНИЕ  
ЩЕЛЕЙ В ТРУБЧА-  
ТОМ КАРКАСЕ



РИС. X.3.  
КАРКАСНО-СТЕРЖ-  
НЕВОЙ ФИЛЬТР

ТАБЛИЦА X.2  
ТИПЫ И КОНСТРУКЦИЙ ФИЛЬТРОВ

№ п/п	Тип фильтра	Основные конструктивные элементы	Преимущества	Недостатки	Рекомендации по применению
<i>Фильтры, изготавливаемые из труб и стержней</i>					
1	Трубчатые металлические	Изготавливаются из обсадных труб нефтяного и геологоразведочного стандарта, а также из водогазопроводных и других типов труб. Размер отверстий определяется преобладающим размером фракций пород; скважность от 10 До 29% для дырчатых каркасов и 6—40% для щелевых. Соединение резьбовое с помощью муфт и ниппелей, реже сварное	Устанавливаются на любую глубину, изготовление может быть организовано в мастерских	Большой расход металла и трудоемки в изготовлении	Устанавливать в скальных и полускальных породах, в крупнозернистых песках с включением гравия и гальки. Использовать в качестве каркасов в гравийно-засыпных фильтрах, а также в фильтрах с покрытием из сеток, проволоки, просечного листа
2	Трубчатые металлические, антикоррозионные	Изготавливаются из антикоррозионных металлических труб. Остальные параметры те же, что и для п. 1. Соединение резьбовое с помощью муфт и ниппелей	То же, что для п. 1, а также возможность применения в агрессивных подземных водах	То же, что для п. 1, а также большая стоимость труб (цена в 10 раз выше, чем труб бурового сортамента)	То же, что для п. 1, но для условий каптажа агрессивных подземных вод
3	Трубчатые асбоцементные	Изготавливаются из асбоцементных труб, скважность до 15%, перфорация — круглая и щелевая. Соединение с помощью муфт на заклепках, реже на резьбе и др.	Возможность работы в условиях коррозионного воздействия подземных вод. Изготовление может быть организовано в механических мастерских	Большая хрупкость материала, что затрудняет их транспортировку и спуск в скважину. Отсутствует увязка размеров выпускаемых труб с диаметрами скважин	То же, что для п. 1, но до глубины 200 м

4	Трубчатые из полимерных материалов	Изготавливаются из полиэтиленовых, винилпластовых, полипропиленовых и других труб. Перфорация — круглая и щелевая, скважность до 30%. Соединение с помощью муфт, на резьбе, заклепках, сварное	Возможность применения в агрессивных подземных водах. Небольшая масса и снижение гидравлических сопротивлений при движении воды внутри фильтра; легко разбухают	и металлическими обсадными трубами Отсутствует увязка размеров выпускаемых труб с диаметрами скважин и металлическими обсадными трубами. Подвержены старению	То же, что для п. 1, а также каптажа агрессивных подземных вод и до глубины 200—300 м
5	Трубчатые из стеклопластика	Изготавливаются из стеклопластиковых труб. Перфорация — круглая и щелевая. Соединение — муфтовое на клею, заклепках. Скважность до 40%	Небольшая масса (в 4, 5 раза легче стали), достаточно высокая прочность. Возможность работы в условиях коррозионного воздействия подземных вод. Не подвержены старению	То же, что для п. 4, кроме старения	То же, что для п. 4
6	Трубчатые из керамики и фарфора	Изготавливаются из керамических и фарфоровых труб. Отверстия круглые, щелевые, прямоугольные. Соединение раструбное	Возможность работы в условиях коррозионного воздействия подземных вод. Не подвержены старению	То же, что для п. 5. Дороги и хрупки	То же, что для п. 1, но до глубины 50—60 м
7	Каркасно-стержневые	Изготавливаются из стальных прутьев диаметром 6—16 мм, которые привариваются к поясам жесткости. Длина звена 2—5 м. Соединение резьбовое муфтовое	Высокая скважность — до 60%. Более продолжительное время работы, чем у трубчатых металлических. Меньший расход металла на изготовление. Устанавливаются на любую глубину	—	Устанавливать в скальных и полускальных породах в разнообразных гидрогеологических условиях
8	Каркасно-стержневые антикоррозионные	То же, что для п. 7, но для труб из антикоррозионной стали	То же, что для п. 7, но для условий каптажа агрессивных подземных вод	Большая стоимость по сравнению с металлическими	То же, что для п. 7, но для каптажа агрессивных подземных вод

№ п/п	Тип фильтра	Основные конструктивные элементы	Преимущества	Недостатки	Рекомендации по применению
<i>Фильтры с водоприемной поверхностью из просечного листа, проволоки, сетки и тканей</i>					
9	С водоприемной поверхности из просечного штампованного листа	Каркас из металлических труб или стержней с поясами жесткости. Размеры отверстий и их форма различны (козырьковые, мостикового типа и др.) Скважность до 20—25%	Экономичность конструкции	Наличие острых кромок в просечных отверстиях, что с учетом небольшой толщины листа ведет к преждевременному выходу фильтра из строя в агрессивных подземных водах	Устанавливать в рыхлых водовмещающих породах, в условиях отсутствия агрессивного воздействия воды
10	С водоприемной поверхностью из просечного листа с антикоррозийным покрытием	То же, что и для п. 9	Экономичность конструкции и возможность применения в агрессивных водах	—	То же, что для п. 9, но в различных гидрогеологических условиях и с длительным сроком работы фильтров
11	С водоприемной поверхностью из просечного штампованного антикоррозийного листа	То же, что и для п. 9, но для труб из антикоррозийного металла	Возможность применения в агрессивных подземных водах	Большая стоимость по сравнению с обычными штампованными листами	То же, что для п. 9, но в агрессивных подземных водах
12	С водоприемной поверхностью из проволоки	Каркас из металлических труб или стержней с поясами жесткости. Расстояние между	Возможность изготовления в механических мастерских	Большая металлоемкость при использовании труб	То же, что для п. 9

13	С водопроницаемой поверхностью из профилированной проволоки	витками от 0,5 до 6 мм. Сквашность до 40% Каркас из стержней. Профилированная проволока и каркас могут быть изготовлены из антикоррозийного материала	Экономичность конструкции	—	То же, что для п. 9
14	С водопроницаемой поверхностью из сетки	Каркас из металлических труб или стержней с поясами жесткости. Используются сетки из меди, латуни, нержавеющей стали	То же, что для п. 12	То же, что для п. 12. Повышенная способность к зарастанию и разрушению фильтра в случае использования стальных перфорированных труб и сеток из меди и латуни	То же, что для п. 9
15	С водопроницаемой поверхностью из тканей и сетки из пластических масс (полимерных материалов)	Каркас из металлических труб и стержней с поясами жесткости. Каркас может быть изготовлен из полимерных материалов (труб и стержней), асбестоцемента и др.	Замена дорогостоящих металлических сеток. Экономичность конструкции при использовании каркасов из полимерных материалов	Не прошли всесторонних испытаний	То же, что для п. 9, но для агрессивных вод
<i>Фильтры блочные</i>					
16	Пористо-керамические	Трубчатые или стержневые каркасы. Блоки из пористой керамики	—	Сложны в применении; плохо работают в глинистых песках, водах, содержащих железо, и при водоотборах более 5 л/с	В разнородных песках. Область применения ограничена
17	Пористо-бетонные	То же, что для п. 16	—	То же, что для п. 16, а также в водах, агрессивных к бетону	То же, что для п. 16

№ п/п	Тип фильтра	Основные конструктивные элементы	Преимущества]	Недостатки	Рекомендации по применению
18	Гравийно-клевые	Гравий или щебень склеиваются специальными растворами. Каркасы из труб, стержней с поясами жесткости или шелевые каркасы. Каркасы могут иметь антикоррозийное покрытие. При использовании синтетических смол гравий может быть прочно связан с каркасом		Сложны в применении, обладают малой производительностью	В рыхлых породах область применения ограничена. Необходимо учесть работу фильтров в различных условиях и уточнить область их применения
19	С водопроницаемой поверхностью из поролон	Каркас из металлических труб или стержней с поясами жесткости, а также из полимерных материалов. Поролон — обработанный, твердый	То же, что для п. 15	Большая способность повышать во времени сопротивление, более низкая водопроницаемая способность	То же, что для п. 9. Область применения ограничена
<i>Фильтры гравийные (с рыхлой обсыпкой)</i>					
20	Гравийно-обсыпные	Размер гравия подбирается с учетом granulometric composition водосодержащих пород. Каркасы из обсадных труб с шелевой или круглой перфорацией. Могут использоваться каркасы с антикоррозийным покрытием. Гравий подается в зону пласта при свободном падении в восходящем потоке воды. Возможна закачка гра-	Снижают входные скорости, характеризуются устойчивой работой в течение длительного времени	Более сложная технология, не эффективны при применении глинистого раствора для вскрытия пласта и при малых водоотборах	В рыхлых породах при больших водоотборах. Стержневые каркасы рекомендуется применять в скважинах глубиной до 200 м

21	Кожуховые	<p>вия в глубокие скважины. Толщина обсыпки — не менее 50 мм. Возможно применение многослойных засыпок</p> <p>Размер гравия подбирается с учетом гранулометрического состава водосодержащих пород. Толщина обсыпки — не менее 30 мм. Каркас — трубчатый или стержневой. Наружная сетка из металла или синтетики</p>	<p>Возможность применять на большие глубины</p>	<p>Обладают меньшей производительностью, большая способность повышать сопротивление во времени, чем у гравийно-обсыпных фильтров</p>	<p>В рыхлых породах при сооружении глубоких скважин</p>
22	Корзинчатые	<p>Корзинки изготавливаются из металла или пластмасс. Размер засыпаемого в корзину гравия подбирается с учетом гранулометрического состава водосодержащих пород. Корзинки крепятся к трубчатому или стержневому каркасу</p>	<p>Возможность применять в скважинах небольшого размера</p>	<p>То же, что для п. 21</p>	<p>В рыхлых породах при небольших водоотборах</p>
23	Зонтичные или колокольные	<p>Площадь фильтрации постоянна. Колокола или зонты изготавливаются из пластмасс или металла. Сборка осуществляется на базе трубчатого или стержневого каркаса. Угол наклона водоприемных отверстий подбирается из условий интенсивности водоотбора и гранулометрического состава песков</p>	<p><i>Гравитационные фильтры</i></p> <p>Возможность замены дорогостоящих металлических сеток, применяются в скважинах небольшого размера</p>	<p>Обладают малой производительностью</p>	<p>То же, что для п. 22</p>

ТАБЛИЦА X.3

## РАЗМЕРЫ ПРОХОДНЫХ ОТВЕРСТИЙ ФИЛЬТРОВ, мм

Тип фильтра	Размеры отверстий при коэффициенте неоднородности пород	
	$k_n < 2$	$2k_n < 2$
Круглый	(2,5-3) $d_{50}$	(3-4) $d_{50}$
Щелевой	(1,25-1) $d_{50}$	(1,5-2) $d_{50}$
Сетчатый	(1,5-2) $d_{50}$	(2-2,5) $d_{50}$
Проволочный	1,25 $d_{50}$	1,5 $d_{50}$

Примечания. 1.  $\eta = d_w/d_m$  ( $d_w$ ,  $d_m$ ,  $d_{50}$  — размеры частиц, содержание которых по массе составляет соответственно 10, 50 и 60%). 2. Меньшие значения размеров проходных отверстий относятся к мелким пескам, большие — к крупным.

Круглые и щелевые отверстия располагаются в шахматном порядке. Обычно расстояние между круглыми отверстиями по длине трубы составляет (2,1—3,5)  $d$ , где  $d$  — диаметр отверстия; по окружности это расстояние составляет (1,55 — 1,7)  $d$ . Расстояние между щелями должно быть в 10 раз больше их ширины. Длина щели 30—100 мм; высота пояса связи 10—20 мм; скважность таких фильтров равна 7—10%.

При использовании автогенной резки щелей наблюдается значительное искривление труб; в этом случае нарезка ведется по винтовому линиям с двух противоположных концов трубы. С точки зрения гидравлики щели лучше располагать

РИС. X.4.

## СВЕРЛИЛЬНЫЙ СТАНОК СПТ-4:

1 — наклонная плита;  
2 — шнек для удаления стружки;  
3 — механизм подъема;  
4 — пульт управления;  
5 — гидроаппаратура;  
6 — гидроцилиндр подъема наклонной плиты;

7 — опорная плита;  
8 — механизм передвижения трубы;  
9 — электрошкаф;  
10 — электродвигатель;  
11 — коробка скоростей с планетарным редуктором;  
12 — подвижная плита;

13 — шпиндельная коробка;  
14 — охлаждение;  
15 — колонна;  
16 — прозрачный экран;  
17 — опорные ролики;  
18 — винт;  
19 — вал

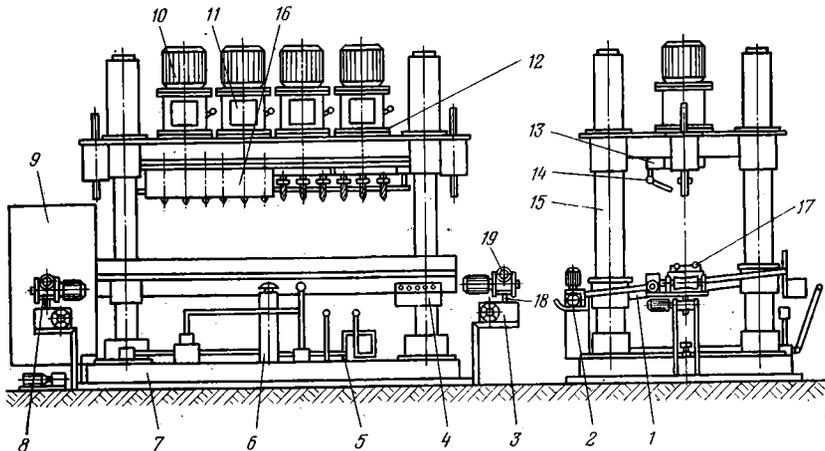


ТАБЛИЦА X.4

## ФИЛЬТРЫ НА ОСНОВЕ ТРУБЧАТЫХ КАРКАСОВ (г. ДРОГОБЫЧ)

Марка фильтра	Наружный диаметр, мм		Средняя масса секции, кг	Конструкция фильтра
	по филь- тру	по муфте		
ФТ-5ФТ1	146	168	60	Обсадная труба с перфорированными круглыми отверстиями и резьбовыми соединениями
ФТ-6ФТ1	168	188	85	
ФТ-8ФТ1	219	245	109	
ФТ-10ФТ1	273	299	155	
ФТП-5Ф2	160	168	67	Перфорированная обсадная труба с водоприемной поверхностью из нержавеющей проволоочной спиральной навивки, опирающейся на стержни
ФТП-6Ф2	182	188	92	
ФТП-8Ф2	233	295	118	
ФТП-10Ф2	289	299	167	
ФТЛ-5Ф4	160	168	72	Перфорированная обсадная труба с водоприемной поверхностью из нержавеющей просечного листа, опирающегося на резиновый шнур
ФТЛ-6Ф4	182	188	101	
ФТЛ-8Ф4	233	245	130	
ФТЛ-10Ф4	289	299	179	

горизонтально — это повышает суммарный расход на 20—35%. Однако при этом существенно снижаются прочностные свойства, поэтому в практике получили применение фильтры с вертикальным расположением щелей.

Дрогобычский завод Мингазпрома СССР и Новосибирский завод Минводхоза РСФСР серийно изготавливают трубчатые и каркасно-стержневые фильтры (рис. X.3 и табл. X.4—X.6). Отверстия в трубчатых каркасах высверливают сверлом или фрезой. Фильтры, изготавливаемые Дрогобычским заводом, имеют антикоррозионное покрытие из полиэтилена. В полимерных трубах может быть применен термический способ проделывания отверстий. В ряде организаций (Востокбурвод, Грузгеология и др.) созданы многошпиндельные автоматы для перфорации обсадных труб. На рис. X.4 изображен 12-шпиндельный сверлильный станок СПТ-4 конструкции Востокбурвода, позволяющий механизировать процесс сверления труб.

*Краткая техническая характеристика станка СПТ-4*

Диаметр обрабатываемых труб, мм	. . . . .	114—426
Диаметр сверла, мм	. . . . .	18—27
Максимальная скважность, %	. . . . .	30
Число силовых головок	. . . . .	4
Число шпинделей	. . . . .	12
Межцентровое расстояние шпинделей, мм	. . . . .	133
Частота вращения шпинделя, об/мин	. . . . .	200, 250
Подача	. . . . .	Гидравлическая
Ход подвижной плиты, мм	. . . . .	500
Удаление стружки	. . . . .	Шнеком
Число электродвигателей	. . . . .	11
Общая мощность электродвигателей, кВт	. . . . .	40
Подача эмульсионного насоса, л/мин	. . . . .	48
Габаритные размеры, мм	. . . . .	3200X 1250X 2800
Масса, кг	. . . . .	830
Производительность, м/смена при 219-мм трубах и скважности 30%	. . . . .	40
Длина обрабатываемых труб, м	. . . . .	2—12

ТАБЛИЦА X.5

ФИЛЬТРЫ НА ОСНОВЕ ТРУБЧАТЫХ И СТЕРЖНЕВЫХ КАРКАСОВ  
(г. НОВОСИБИРСК)

Марка фильтра	Диаметр, мм		Средняя масса секции, кг	Конструкция	
	наруж- ный	внутрен- ный			
Т-4Ф1В	114	92—102	43—48	Обсадная труба с перфориро- ванными круглыми отверстиями	
ТП-4Ф2В	114	92—102	55,9— 69,2	Перфорированная обсадная труба с водоприемной поверх- ностью из проволоки, опираю- щейся на стержни	
ТС-4Ф12В	114	98—102	58	Перфорированная обсадная труба с водоприемной поверх- ностью из сетки, опирающейся на стержни или проволочную обмотку	
ТС-5Ф12В	146	130—132	75		
ТС-6Ф12В	168	152—154	88		
ТС-8Ф12В	219	199—203	120		
ТС-10Ф12В	273	253—257	151		
КСС-4Ф14В	133	82	44		Стержневые каркасы с водо- приемной поверхностью из сетки
КСС-5Ф14В	165	114	61		
КСС-6Ф14В	187	136	66		
КСС-8Ф14В	238	187	85		
КСС-10Ф14В	292	241	103		
КСП-4Ф13В	128	82	59	Стержневые каркасы с водо- приемной поверхностью из про- волоки	
КСП-5Ф13В	160	114	77		
КСП-6Ф13В	182	136	90		
КСП-8Ф13В	233	187	122		
КСП-10Ф13В	287	241	153		

ТАБЛИЦА X.6

## ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ СТЕРЖНЕВЫХ ФИЛЬТРОВ, мм

Типоразмер фильтра	Диаметр трубы на- ружный	Диаметр фильтра на- ружный (не более)	Число стержней	Диаметр стержней	Число колец	Толщина кольца	Ширина кольца	Скважность каркаса (не менее), %	Масса (не более), кг
С-167-73	146	167	10	10	10	8	25	73	40,6
С-195-53	168	19	12	12	10	8	25	63	60,0
С-250-62	219	250	12	14	12	8	25	62	82,0
С-305-62	273	305	14	14	12	8	25	62	104,0
С-356-60	325	356	18	14	12	9	25	60	121,0
С-410-60	377	410	20	14	12	9	25	60	138,0
С-460-61	426	460	22	14	12	9	25	61	154,0

Примечания. 1. Соединение полумуфтами с резьбами обсадных труб и без-  
резьбовое соединение с круглой шпонкой. 2. Длина звена фильтра 3100 мм, длина рабо-  
чей части 2560 мм.

В качестве материала могут быть использованы антикоррозионные металлические трубы, нашедшие применение при сооружении скважин на минеральные и термальные воды; реже для этих целей применяют чугунные трубы. В практике широко используются асбоцементные трубы. Такие трубы перфорируют так же, как и металлические. Иногда применяют керамические трубы, хотя они хрупки.

В зарубежной практике применяют фанерные трубы. Например, для водопонижения и некоторых других случаев могут быть применены фильтры из сборных элементов, изготавливаемых фирмой «Шенебекер» (ФРГ) из прессованной буровой фанеры, обработанной фенолформальдегидной смолой. Сборка элементов осуществляется на заклепках, диаметры фильтра 150, 200, 250, 300, 350, 400 и 600 мм. В качестве каркасов могут использоваться трубы из полимерных материалов; фильтрационные отверстия в таких трубах изготавливаются механическим или термическим способом.

Принцип создания фильтров с отверстиями, получаемыми при их формировании, использованы в конструкции пластмассовых фильтров Тульской базы треста Союзшахтоосушение. Материалом для этих труб служит переработанный (вторичный) капрон. Толщина стенки фильтра 10 мм, размер щелей 2X43 мм, внутренний диаметр 190 мм, длина звена 635 мм, скважность 12,5%.

Разновидностью шелевых фильтров являются тарельчатые фильтры конструкции ВСЕГИНГЕО, которые изготавливаются из отдельных пластмассовых элементов.

Трубы из стеклопластика обладают высокими прочностью и стойкостью. Однако эти фильтры дороги. При перфорации отверстий в трубах нарушается сплошность волокон и снижается прочность; то же относится и к случаю нарезки резьбы механическим способом. Этого недостатка лишены фильтры, в которых в качестве основы используются стеклопластиковые сетки. Фильтры изготовляют длиной 2,5 м и диаметром 0,254 м.

Каркасы из стеклопластиковых и полимерных стержней, навитых внахлест под углом друг на друга и скрепленных между собой эпоксидными смолами, выпускает Гданьское гидрогеологическое предприятие (ПНР). Фильтры шелевого типа из поливинилхлоридных стержней для оборудования наблюдательных скважин и других целей выпускает фирма «Нольд» (ФРГ). Диаметр фильтров от 44 до 210 мм, диаметр стержней 5–6 мм, ширина щели от 0,2 до 2 мм. В ФРГ фирмы «Шенебекер» и «Нольд» выпускают шелевые пластмассовые фильтры с продольными ребрами жесткости.

Размеры отверстий в фильтрах делают с учетом того, чтобы скважность фильтра была в пределах 20–25% [30]; при меньшей скважности фильтры более интенсивно кольматируются и снижают производительность. Но предельная скважность ограничена прочностными свойствами материала. Так, для стальных труб предельная скважность составляет 30%, чугунных — 15%, асбоцементных — 25%, винипластовых — 25%. В каркасно-стержневых фильтрах скважность достигает 40–60%, что существенно повышает их эксплуатационную надежность. В слабопроницаемых породах и в скважинах, рассчитанных на короткий срок эксплуатации, скважность фильтров может быть снижена до 10–15%. В условиях, когда происходит химический кольматаж и зарастание фильтров, рекомендуется применять конструкции из нейтральных материалов и с большой скважностью.

Наличие острых и рваных кромок при штамповке отверстий является причиной развития процессов коррозии металла. Поэтому очень важно, чтобы технология изготовления фильтров обеспечивала получение ровных отверстий. Антикоррозионные покрытия на острых и рваных кромках оказываются неэффективными из-за плохой адгезии с металлом.

### **Фильтры трубчатые и каркасно-стержневые с покрытием из проволоки, сетки и штампованного листа**

Фильтры с проволочным покрытием просты в изготовлении. Проволока навивается с зазором, который определяется гранулометрическим составом водовмещающих пород. В нашей стране в качестве фильтрующего покрытия применяют обычную металлическую или нержавеющую проволоку круглого сечения диаме-

тром от 1,5 до 6 мм. При ее навивке на перфорированную трубу следует установить на последней продольные ребра, что увеличит площадь фильтрации (рис. X.5). Фильтры с проволочным покрытием выпускаются серийно Дрогобычским и Новосибирским заводами (табл. X.7—X.9).

В качестве несущей основы используются каркасно-стержневые конструкции и обсадные трубы. Лучшие результаты в эксплуатации обеспечивают каркасно-стержневые фильтры (рис. X.6). Опытный механический завод Востокбурвода

изготавливает фильтры проволочного типа. В качестве каркаса используются обсадные перфорированные трубы диаметром от 114 до 426 мм. Объем выпускаемой продукции — около 50 тыс. м в год.

В фильтрах с проволочным покрытием создаются благоприятные условия для заклинивания песка в межпроволочном зазоре; это снижает фильтрационные параметры фильтра. Фильтры лучше работают, если применяется гравийная засыпка. Фирмы «Кук» и «Джонсон» (США) применяют проволоку трапецеидального или треугольного сечения (рис. X.7). Такая форма способствует образованию сводов частиц породы и обеспечивает высокий водоотбор. Фирмы выпускают широкий ассортимент таких фильтров с различным просветом между витками. Фильтры изготовляют из антикоррозионных материалов, крепится проволока к стержням контактной сваркой. Выпускаются фильтры различных диаметров звеньями длиной 1,2—4,5 м.

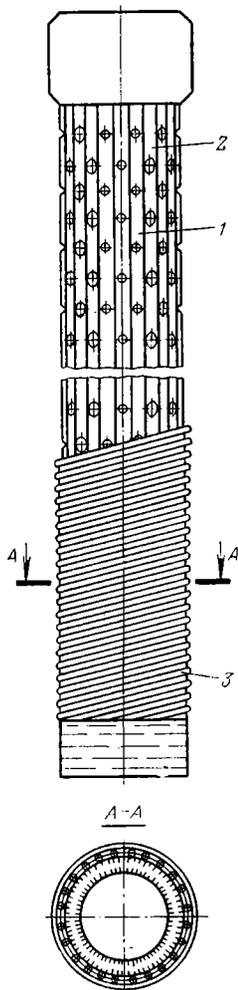


РИС. X.5.  
ПРОВОЛОЧНЫЙ  
ФИЛЬТР НА ТРУБЧАТОМ  
КАРКАСЕ:

1 — трубчатый перфорированный каркас;  
2 — стержни продольные;  
3 — проволока

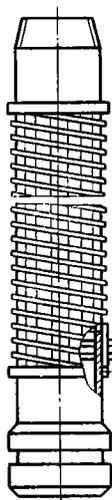


РИС. X.6.  
КАРКАСНО-СТЕРЖНЕВОЙ  
ФИЛЬТР С  
ПРОВОЛОЧНОЙ  
ОБМОТКОЙ

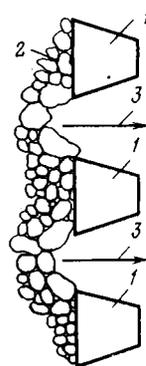


РИС. X.7.  
КОНСТРУКТИВНЫЙ  
ЭЛЕМЕНТ ФИЛЬТРА:

1 — проволока;  
2 — песчано-гравийная смесь;  
3 — направление движения воды

ТАБЛИЦА X.7  
СКВАЖНОСТЬ СТЕРЖНЕВЫХ ФИЛЬТРОВ С ПРОВОЛОЧНОЙ  
ОБМОТКОЙ (г. ДРОГОБЫЧ)

Ширина просвета, мм	Скважность (%) при диаметре проволоки, мм		
	1,5	2	3
1,5	50	43	33
2,0	57	50	40
2,5	62	55	45
3,0	66	60	50
3,5	70	63	54
4,0	73	66	57
4,5	75	69	60

ТАБЛИЦА X.8  
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ СТЕРЖНЕВЫХ ФИЛЬТРОВ  
С ПРОВОЛОЧНОЙ ОБМОТКОЙ, мм (г. ДРОГОБЫЧ)

Типораз- мер филь- тра	Диаметр наруж- ный (не более)	Диаметр проволо- ки (не менее)	Масса филътра (не бо- лее), кг	Типораз- мер филь- тра	Диаметр наруж- ный (не более)	Диаметр проволо- ки (не менее)	Масса филътра (не бо- лее), кг
СП-172	172	1,5	46	СП-365	365	3,0	157
СП-200	200	2,0	73	СП-416	416	3,0	170
СП-255	255	2,0	95	СП-465	465	3,0	192
СП-310	310	3,0	134				

ТАБЛИЦА X.9  
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ СТЕРЖНЕВЫХ ФИЛЬТРОВ С ВОДОПРИЁМНОЙ  
ПОВЕРХНОСТЬЮ ИЗ ПРОСЕЧНОГО ЛИСТА (г. ДРОГОБЫЧ)

Типоразмер филътра	Диаметр наружный (не более)	Масса, кг	Типоразмер филътра	Диаметр наружный (не более)	Масса, кг
СП-169	169	52	СЛ-362	362	144
СЛ-197	197	74	СЛ-422	422	165
СЛ-252	252	98	СЛ-462	462	185
СЛ-307	307	121			

Примечание. Длина проходного отверстия 15—25 мм, высота 0,7—2,0 мм, скважность 12—25%.

Востокбурводом разработаны каркасно-шнуровые стеклопластиковые филь-  
тры. На металлические прутья наматывают несколько слоев стеклоленты, пропитан-  
ных эпоксидной смолой, затем эти стержни укладывают на технологическую  
оправку и обматывают стеклошнуром, пропитанным также эпоксидной смолой  
(рис. X.8). Шнур изготовлен из скрученной стеклоленты, пропитанной связующим  
веществом; шнур приклеивают к стержню в месте стыка. Такие фильтры должны  
обладать антикоррозионными свойствами. Их конструкция аналогична конструи-  
ции каркасно-стержневых фильтров фирмы «Джонсон». Однако по своим фильтра-  
ционным свойствам фильтры треста Востокбурвод близки к обычным фильтрам  
с проволочной обмоткой.

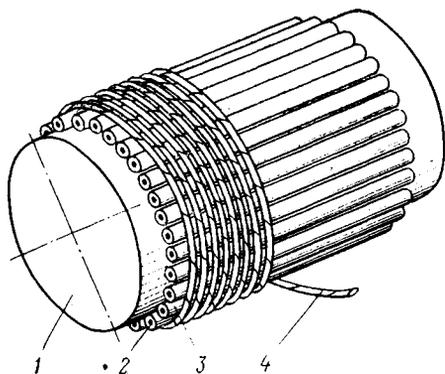
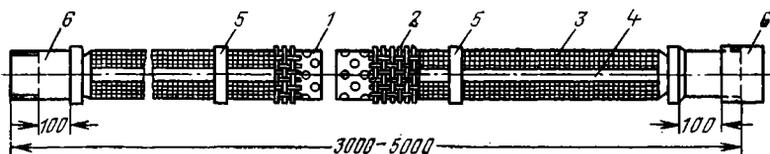


РИС. X.8.  
СХЕМА ИЗГОТОВЛЕНИЯ СТЕКЛО-  
ШНУРОВОГО ФИЛЬТРА:

- 1 — технологическая оправка;
- 2 — опорные металлические стержни;
- 3 — стеклолента;
- 4 — стеклошнур

РИС. X.9.  
ФИЛЬТР СЕТЧАТЫЙ НА ТРУБЧА-  
ТОМ КАРКАСЕ:

- 1 — трубчатый перфорированный каркас;
- 2 — сетка;
- 3 — проволока или крупноячеистая сетка;
- 4 — ребро продольное;
- 5 — пояс;
- 6 — муфта



Фильтры сетчатые получили широкое применение и серийно изготавливаются Новосибирским заводом (см. табл. X.5) и в механических мастерских многочисленных производственных организаций (рис. X.9). В качестве сеток используют различные материалы с различной скважностью. Технические характеристики наиболее широко применяемых сеток приведены в табл. X.10—X.12.

Сетки латунные на стальном каркасе вызывают электрохимическую коррозию и преждевременный выход фильтра из строя. Более эффективны сетки из нержавеющей стали и пластмасс. Промышленностью выпускаются гладкие и гофрированные штампованные сетки.

Общим недостатком сетчатых фильтров является повышенная способность перекрытия отверстий мелкими частицами песка, что снижает фильтрационные свойства этих фильтров. Улучшить их работу можно, если при установке провести гравийную обсыпку. У фильтров с водоприемной поверхностью из просечного (штампованного) листа используют в качестве каркасов обсадные и другие типы труб, а также сварные конструкции. Просечной лист изготавливается с различной формой и размерами отверстий (рис. X.10, X.11). Наличие таких отверстий, по мнению ряда исследователей, позволяет частицам породы образовывать своды, что увеличивает поверхность фильтрации.

Джусалимским заводом Министерства геологии КазССР серийно изготавливаются фильтры ФКО с коническими отверстиями (рис. X.12). Фильтрующая поверхность имеет конические выступы высотой от 2,5 до 4 мм с отверстиями диаметрами 1, 1,5 и 2 мм; расстояние между отверстиями 6—10 мм. Фильтры ФКО изготавливают путем продавливания конических отверстий в тонком металлическом листе на специальных вальцах. Концы листа спаивают и монтируют на трубчатом каркасе. Отверстия могут иметь и форму щелей с усеченным верхом. Размер отверстия  $d$  подбирается в соответствии с гранулометрическим составом из соотношения  $d = (7 \div 16) d_{50}$  ( $d_{50}$  — средний размер частиц водосодержащей породы). Фильтры выпускаются для тонкозернистых песков (ФКО-М) и среднезернистых (ФКО-С). Скважность фильтров для названных типов составляет соответственно 1,21, 1,67, и 2,16%. Фильтрующая оболочка — из оцинкованной или нержавеющей стали толщиной около 1 мм, она крепится к трубчатому или стержневому каркасу с помощью крепежных колец. Длина секции фильтра 4,5; диаметр каркаса — от 89 до 219 мм.

ТАБЛИЦА X.10  
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ФИЛЬТРОВЫХ СЕТОК ГЛАДКОГО ПЛЕТЕНИЯ

Номер сетки	Номинальное число проволок на 25,4 мм		Диаметр проволоки, мм		Размер ячейки, мм	Материал	Масса 1 м <sup>2</sup> сетки, кг
	основа	уток	основа	уток			
6/70	6	70	0,7	0,4	0,34	Л-68	3,79
7/70	7	70	0,6	0,4	0,34	Л-68	3,68
8/55	8	55	0,6	0,5	0,32	Л-68	4,46
8/70	8	70	0,6	0,4	0,32	Л-80	0,835
8/80	8	80	0,5	0,35	0,32	Л-80	3,30
10/70	10	70	0,5	0,4	0,32	Л-80	3,74
10/80	10	80	0,5	0,33	0,32	Л-80	3,05
10/90	10	90	0,45	0,3	0,27	Л-80	2,75
10/100	10	100	0,45	0,3	0,27	Л-80	2,68
12/90	12	90	0,45	0,3	0,27	Л-80	2,86
14/90	14	90	0,45	0,3	0,27	Л-80	3,10
14/100	14	100	0,45	0,28	0,23	Л-80	3,04
16/100	16	100	0,4	0,25	0,23	Л-80	2,825
18/130	18	130	0,32	0,22	0,17	Л-80	2,30
20/60	20	160	0,28	0,18	0,14	Л-80	2,00

Примечание. Ширина полотна от 500 до 1500 мм.

ТАБЛИЦА X.11  
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ ПРОВОЛОЧНЫХ СЕТОК ГЛАДКОГО ПЛЕТЕНИЯ

Номер сетки	Номинальное число проволок на 25,4 мм		Номинальный диаметр проволоки, мм		Масса 1 м <sup>2</sup> сетки, кг
	основа	уток	основа	уток	
24	24	260	0,7	0,4	3,38
28	28	260	0,6	0,4	3,28
32	32	260	0,6	0,4	3,26
36	36	260	0,5	0,4	3,20
40	40	325	0,5	0,35	3,10
44	44	360	0,45	0,3	2,61
48	48	360	0,45	0,3	2,63
52	52	390	0,45	0,28	2,66
56	56	390	0,4	0,28	2,49
60	60	390	0,4	0,28	2,54
64	64	485	0,35	0,22	2,01
68	68	485	0,35	0,22	2,06
72	72	550	0,3	0,2	1,82
76	76	550	0,3	0,2	1,83
80	80	600	0,28	0,18	1,62
90	90	645	0,28	0,16	1,52
100	100	670	0,25	0,16	1,52
120	120	670	0,22	0,16	1,52
160	160	820	0,2	0,14	1,44
200	200	870	0,18	0,12	1,21

Примечание. По ГОСТ 3187—76 могут выпускаться сетки из меди, латуни, бронзы, стали и других материалов.

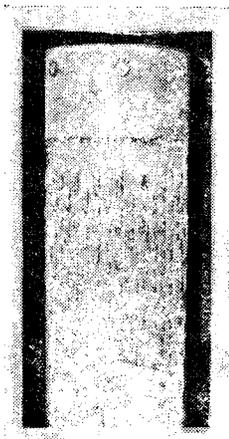


РИС. X.10.  
ОБЩИЙ ВИД ФИЛЬТРА  
С ПРОХОДНЫМИ ОТВЕР-  
СТИЯМИ ТИПА «МОСТ»

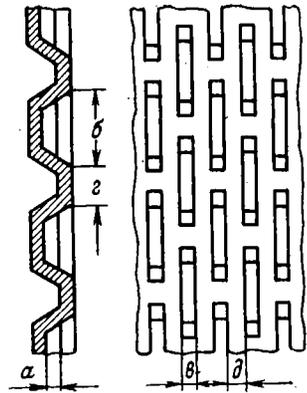


РИС. X.11.  
ДЕТАЛИ ПРОХОДНЫХ  
ОТВЕРСТИЙ ТИПА  
«МОСТ»:

$a$  — высота «моста»;  
 $b$  — длина щели;  
 $c$  — ширина «моста»;  
 $g$  — перемычка между щелями по вертикали;  
 $d$  — перемычка между щелями по образующей

Испытания ФКО показали, что в ряде случаев они работают с длительным пескованием, часто пескование возобновляется после остановки и запуска насоса. ФКО имеют малую скважность, что и определяет их сравнительно низкую водо-захватную способность.

Фирмой «Нольд» (ФРГ) серийно изготавливаются просечные фильтры с различными отверстиями и толщиной листа до 7 мм; последнее позволяет использовать такие фильтры в глубоких скважинах. Антикоррозионная защита достигается нанесением специального и высокоэффективного покрытия «Рильсан». Соединение секций фильтра — труба с помощью накатанных резб крупного шага, что существенно упрощает изготовление фильтров и ускоряет их соединение. В ряде конструкций применяется весьма простой тип соединения с помощью закладной шпонки и фланцевое соединение на болтах. В тресте Промбурвод также успешно освоено применение безрезьбового соединения секций фильтров с помощью закладных шпонок (рис. X.13).

ТАБЛИЦА X.12  
ОСНОВНЫЕ РАЗМЕРЫ СЕТКИ «СЕМЯНКА», мм

Номер сетки	Номинальный размер ячейки между проволоками		Номинальное число проволок основы на 25,4 мм	Номинальное число проволок утка на 25,4 мм	Номинальный диаметр		Скважность, %
	основа	уток			основа	уток	
22/2	22	2,3	4,0	23	0,8	2,0	46
18/2	18	2,2	5,0	25	0,8	1,8	43
16/2	16	1,8	5,5	30	0,8	1,6	39
14/2	14	1,6	6,0	33	0,7	1,4	39,4
12/2	12	1,6	7,0	33	0,7	1,4	38,8
12/1	12	1,4	7,0	38	0,6	1,2	40
10/1	10	1,4	8,5	38	0,6	1,2	40

Примечание. По ГОСТ 3339—74 могут выпускаться сетки из низкоуглеродистой и нержавеющей стали и из других материалов.

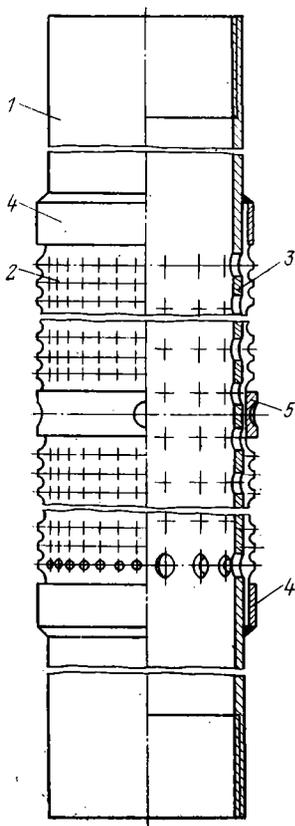
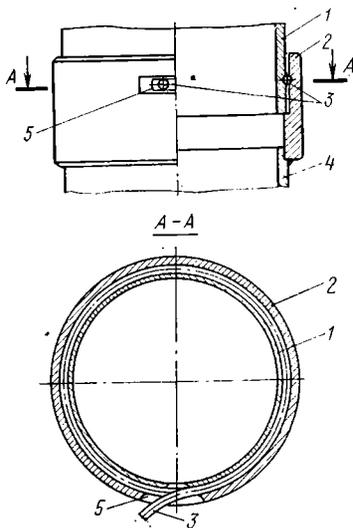


РИС. X.12.  
ФИЛЬТР С КОНИЧЕСКИМИ ОТ-  
ВЕРСТИЯМИ;

- 1 — каркас;
- 2 — фильтрующая оболочка;
- 3 — конусное отверстие;
- 4 — концевые кольца;
- 5 — промежуточное кольцо

РИС. X.13.  
СОЕДИНЕНИЕ СЕКЦИЙ ФИЛЬ-  
ТРОВ ЗАКЛАДНОЙ ШПОНКОЙ:

- 1, 4 — фильтровая труба;
- 2 — муфта;
- 3 — шпонка;
- 5 — кольцевая проточка



Более перспективно применение плетеных сеток, но их производство пока не налажено. В ФРГ применяют тканые сетки из винипласта и других материалов, что позволяет получать отверстия широкого диапазона [23]. Вокруг отверстия должен образовываться свод из частиц породы, так как в противном случае происходит заклинивание частиц в отверстии снижается скважность фильтра и растет его сопротивление. Резкие остановки и запуски насоса могут привести к разрушению сводов и пескованию. Чтобы порода не-заклинивалась, отверстие целесообразно делать расширяющимся внутрь фильтра. Своды легче образуются и более устойчивы, если применяются фильтры мостикового типа.

### Блочные фильтры

Фильтры этого типа имеют большую толщину фильтрующей оболочки. Блочный фильтр из пористой керамики состоит из отдельных блоков, в качестве опорного каркаса используется дырчатая труба; Стыки между блоками разделены резиновыми прокладками. Фильтры применяют в скважинах при роторном бурении. В зависимости от granulометрического состава водовмещающих пород блоки имеют поры трех размеров:  $0,20 + 0,05$ ;  $0,30 + 0,05$ ;  $0,40 + 0,05$  мм и применяются соответственно в средне-, мелко- и тонкозернистых песках.

Размер открытых пор в блоке зависит от размеров зерен шамота, их содержания в шихте и составляет от 150 до 450 мкм. Фильтры из пористой керамики ши-

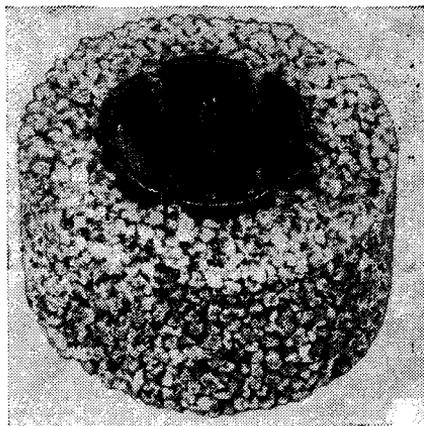


РИС. X.14.  
ЧАСТЬ ФИЛЬТРА ФИРМЫ «НОЛЬД»

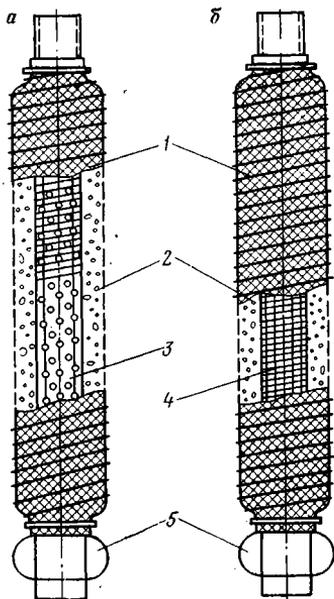


РИС. X.15.  
КОЖУХОВЫЙ ФИЛЬТР:

*а* — с каркасом из перфорированной трубы; *б* — с каркасно-стержневой основой;

1 — сетка; 2 — гравий; 3 — опорный каркас из перфорированной трубы с проволоочной обмоткой;

4 — каркасно-стержневая основа; 5 — направляющие фонари

роко применялись в 1961—1965 гг., однако вследствие того, что они более интенсивно снижают проницаемость, их практическое применение в настоящее время ограничено.

Конструкции фильтров из пористых бетона и керамики аналогичны. Размер щебня для бетонных фильтров в зависимости от характеристики водовмещающих пород составляет от 15—20 до 2—2,5 мм. Гранулированный материал для блочных фильтров из пористой керамики и бетона подбирают по соотношению  $D_0/d_{50} = 10 \div 16$  ( $D_0$  и  $d_{50}$  — средние диаметры соответственно гранулированного материала и водовмещающей породы).

Гравийно-клеевые фильтры изготовляют в виде блоков из склеенного гравия в качестве клея применяют БФ-4, синтетические смолы и др.

Использование клея на основе фенолов ограничивает их применение для целей питьевого водоснабжения. Толщина стенки блока колеблется от 20 до 28 мм; размер гравия составляет от 1 до 20 мм. Диаметр зерен гравия подбирают из соотношения от  $D_{30} = (5-8) d_{50}$  до  $D_{50} = (10-16) d_{50}$  ( $D_{30}$  и  $d_{50}$  — средние по массе размеры гравия и водовмещающей породы).

Фирма «Нольд» (ФРГ) изготовляет гравийно-клеевые фильтры с жестким креплением гравия к шелевому каркасу (рис. X.14). Эти фильтры имеют каркас, покрытый антикоррозионной защитой типа «Рильсан». Такие же фильтры изготовляют в ГДР. Опыт эксплуатации таких фильтров в нашей стране и сравнительные испытания их с другими конструкциями отсутствуют. Очевидно, свойство располагать гравий различного размера по толщине обсыпки делает эти фильтры по фильтрационным характеристикам близкими к гравийно-обсыпным. Разновидностью блочных фильтров являются кожуховые и корзинчатые фильтры.

Кожуховые фильтры (рис. X.15) собирают на поверхности и применяют, когда величина зазора между стенками скважины и фильтровым каркасом мала, а также в глубоких скважинах, когда трудно гарантировать качество обсыпки. Гравий в кожухе уплотняется, толщина обсыпки должна быть не менее 30—40 мм.

Фильтры из поролона не получили широкого применения. В качестве фильтрующих элементов применяют блоки из твердого (обработанного) и реже мягкого поролона. В качестве каркаса используют дырчатые трубы или стержни с поясами жесткости.

Фильтры блочного типа работают лучше, если их устанавливать с дополнительным контуром рыхлой гравийной обсыпки.

Гравийно-обсыпные фильтры нашли широкое применение при оборудовании высокодебитных скважин и скважин, рассчитанных на длительный срок эксплуатации. Толщина  $l$  слоя обсыпки должна быть не менее  $l = (5 \div 10) D_{50}$ , что при соотношении невымываемых частиц песка и обсыпки 1:10 обеспечивает работу фильтра без пескования.

Рекомендуется применять сортированный гравий с коэффициентом неоднородности  $1,5 \div 3$ , что снижает его расслоение. Если применяется неоднородный гравий, следует устанавливать большую толщину обсыпки (до 100 мм и более). Наиболее надежны в работе фильтры с толщиной обсыпки 150—200 мм и более.

Минимальную толщину гравийной обсыпки следует согласовывать с размером зерен:

размер зерен, мм . . . . .	0,75—4,0	4—12	12—35
толщина слоя, мм . . . . .	60	70	80

Размер гравия подбирают из отношения

$$D_{50}/d_{50} = 8, \dots, 12.$$

Большие отношения  $D_{50}/d_{50}$  приводят к пескованию скважин, возможно оседание кровли подоносного пласта и провальные явления у устья скважин. Очень важно, чтобы для обсыпок использовался сортированный гравий: в этом случае свод образуется в короткое время и скважина не пескует. Исследованиями В. Н. Кондратьева установлено, что свод устойчив, если

$$1 < (d_0/d_{70}) < 6$$

( $d_0$ — гидравлический эквивалент пор;  $d_{70}$ — диаметр частиц, меньше которого в породе содержится 70% фракций) [23].

В практике встречаются случаи, в частности в неоднородных по размеру песчаных породах, когда  $D_{50}/d_{50} \sim 60$ —80. При этом имеет место длительное пескование скважин и лишь после выноса большого количества мелкого песка из прифильтровой зоны пескование может прекратиться. Дебиты таких скважин существенно выше, чем дебиты скважин, в которых межслойное отношение в рекомендуемых пределах, но часто пескование приостановить не удается и приходится резко ограничивать водоотбор. У устья скважин и вблизи него образуются интенсивные провальные явления.

Расход гравия определяется геометрическими размерами полости, в которую его засыпают с учетом ее расширения в процессе формирования фильтра. Фильтровые каркасы изготовляют из обсадных труб с шелевой и круглой перфорацией. Если невозможно обеспечить достаточно мощную толщину слоя обсыпки и во избежание пескования, применяют каркасы с проволоочной обмоткой.

Гравийную обсыпку проводят и для других конструкций фильтров, существенно улучшая их работу. Двухслойные обсыпки применяют при каптаже мелкозернистых песков. Размеры материала обсыпки подбирают по соотношению  $D_2/D_1 = (D_2 + D_1)$  — средние диаметры частиц гравия двух слоев обсыпки). Трехслойные обсыпки подбирают по приведенному соотношению; в практике они применяются редко, что связано с усложнением технологии работ. Существенным недостатком гравийно-обсыпных фильтров является трудность, а чаще всего невозможность извлечения фильтрового каркаса при обычных методах ремонта скважин.

И. Н. Бандырский и др. предложили использовать в качестве обсыпки гранулы пенопласта с плотностью 0,2—0,8 г/см<sup>3</sup>.

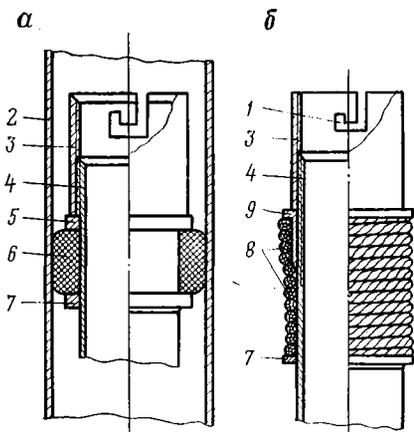


РИС. X.16.

**САЛЬНИКИ:**

- a* — резиновый разжимной;
- б* — пеньковый разжимной;
- 1* — вырез для спускового ключа;
- 2* — обсадная колонна;
- 3* — муфта;
- 4* — надфильтровая труба;
- 5* — подвижный фланец;
- 6* — резиновый цилиндр;
- 7* — фланец;
- 8* — пеньковая сальниковая набивка;
- 9* — уплотняющая буска

Если применяются проволочные и сетчатые фильтры, то их скважность определяют с учетом перекрытия отверстий каркаса проволокой и сеткой. Водозахватную способность фильтра (в м<sup>3</sup>/ч) рекомендуется определять через допустимую скорость фильтрации [8, 35]

$$Q = Fv_{\phi} \quad (X.2)$$

где  $Q$  — водозахватная способность фильтра, м<sup>3</sup>/сут;  $F$  — площадь поверхности фильтра, м<sup>2</sup> ( $F = \pi D l_{\phi}$ );  $v_{\phi}$  — допустимая скорость фильтрации, ограниченная явлением суффозии, м/сут.

Допустимую скорость рассчитывают по формуле С. К. Абрамова

$$v_{\phi} = 65 \sqrt[3]{k} \quad (X.3)$$

или по формуле И. Ф. Володько

$$v_{\phi} = 36 \sqrt{k}. \quad (X.4)$$

Если применяются фильтры с рыхлой обсыпкой, то допустимую скорость фильтрации рассчитывают по формуле С. В. Избаш и Л. И. Козловой

$$v_{\phi} = 1000k (d_{50}/D_{50})^2, \quad (X.5)$$

где  $k$  — коэффициент фильтрации породы;  $d_{50}$  и  $D_{50}$  — средние размеры соответственно частиц породы пласта и гравия.

Преобразовав формулу (X.2), получим

$$Q = \frac{l_{\phi} D}{\alpha}, \quad (X.6)$$

где  $\alpha$  — коэффициент, характеризующий фильтрационные свойства пласта.

**Отстойник.** Все фильтры должны иметь отстойник, его длина принимается равной 1—2 м. Если освоение ведется эрлифтом, то возможно увеличение глубины скважины и длины отстойника. В таких скважинах эрлифт работает более эффективно.

**Сальник.** Сальник служит для предотвращения поступления воды и породы из зоны пласта в эксплуатационную колонну. Конструкции сальников различны, наибольшее применение получили резиновые (рис. X.16, *a*) и пеньковые, (рис. X.16, *б*) сальники; реже применяются свинцовые и сальники других конструкций.

### § 3. Расчет фильтров

Скважность фильтра определяется по формуле

$$\eta = \frac{nF_0}{\pi D l_{\phi}} 100\%, \quad (X.1)$$

где  $n$  — число отверстий;  $F_0$  — размер отверстия, м<sup>2</sup>;  $D$  — наружный диаметр фильтра, м;  $l_{\phi}$  — длина рабочей части фильтра, м.

В гравелистых отложениях и сильно трещиноватых породах  $\alpha = 30-50$ ; в крупно- и среднезернистых песках, трещиноватых породах  $\alpha = 50-70$ ; в мелкозернистых и пылеватых песках, в слабо трещиноватых породах  $\alpha = 70-90$ .

По формулам (X.2) и (X.6) для заданного дебита рассчитывают длину и диаметр фильтра (одним из параметров задаются). После подбора этих параметров проверяют скорость движения воды в фильтре и водоподъемных трубах (она не должна превышать 1,5–2,0 м/с). Расчет по формулам (X.2) и (X.6) является приближенным, так как при этом не учитывают: размер частиц породы, прилегающей к фильтру, напор, при котором происходит фильтрация, а также неравномерность загрузки фильтров по длине. Последнее обстоятельство обуславливает существенную неравномерность распределения входных скоростей.

Возможны условия, когда верх фильтра достаточно загружен и происходит суффозия породы, в то время как в низу фильтра действительные входные скорости малы и фильтр практически не загружен.

В большинстве случаев движение воды в пласте и в прифильтровой зоне подчиняется линейному закону. Отклонение от линейного закона возможно лишь в зоне, прилегающей к скважине, при значительных водоотборах из сильно трещиноватых и крупнообломочных пород и в фильтрах с малой скважностью.

Приток воды в скважину в напорных пластах может быть определен по формуле Дюпюи с поправками Ф. М. Бочевера и В. С. Алексеева на несовершенство скважин по степени и характеру вскрытия [23]

$$Q = \frac{2\pi kms}{\ln R/r + \xi_1 + \xi_2}, \quad (X.7)$$

где  $Q$  — дебит скважины;  $k$  — коэффициент фильтрации;  $m$  — мощность пласта;  $s$  — понижение уровня воды в скважине;  $R$  — радиус влияния;  $r$  — радиус скважины;  $\xi_1$  и  $\xi_2$  — показатели несовершенства скважины соответственно по степени и характеру вскрытия пласта.

Если режим движения неустановившийся, то приведенный радиус влияния рассчитывают по формуле

$$R = 1,5 \sqrt{at}, \quad (X.8)$$

где  $\alpha$  — коэффициент пьезопроводности;  $t$  — время.

Для безнапорных пластов приток воды в скважину определяют по формуле

$$Q = \frac{\pi ks (2H - s)}{\ln R/r + \xi_1 + \xi_2}, \quad (X.9)$$

где  $H$  — мощность пласта до откачки.

Сопротивление фильтра и прифильтровой зоны в формуле Дюпюи может быть учтено путем введения приведенного радиуса скважины  $r'$ .

Для совершенных скважин И. И. Гринбаум [43] рекомендует при практических расчетах принимать

$$2\pi / (\ln R/r) \sim 1.$$

Водозахватная способность фильтра определяется через критический градиент на поверхности фильтра

$$Q = \pi D l_{\phi} k i_{кр}, \quad (X.10)$$

При  $i = i_{кр}$   $s$  достигает критической величины в пределах действия закона Дарси

$$S_{кр} = 1,15 D l_{\phi} R / r i_{кр}. \quad (X.11)$$

Соответствующий этому понижению дебит равен

$$Q = \frac{2,7 l_{\phi} k s_{кр}}{\lg R/r}. \quad (X.12)$$

Точность расчета по приведенным формулам зависит от достоверности определения  $D, k$  и  $i_{кр}$ . Для напорных пластов зависимость дебита от понижения характеризуется прямой линией 1 (см. рис. 1.3). Однако чаще всего такая зависимость описывается кривой 2. В малопроницаемых пластах кривая 2 выполаживается при меньших понижениях. Увеличение понижения с целью достижения необходимого дебита целесообразно лишь до определенного значения понижения, так как дальнейший рост понижений приводит к существенному повышению затраты энергии на подъем воды и становится экономически невыгодным.

И. Ф. Володько отмечает, что на водозахватную способность фильтра оказывает влияние величина критического понижения, которой соответствует критический градиент в пределах действительности закона Дарси [43]. В фильтрах большего диаметра величина критического понижения больше, чем в свою очередь позволяет получить более высокие значения дебитов. Если режим движения воды в фильтре турбулентный, то дебит определяют по формуле Краснопольского

$$Q = 6,28k_r m \sqrt{rs}, \quad (X.13)$$

где  $Q$  — дебит, м<sup>3</sup>/сут;  $k_r$  — коэффициент фильтрации при турбулентном режиме, м/сут;  $m$  — мощность пласта, м;  $r$  — радиус скважины, м;  $s$  — понижение уровня, м.

Экспериментально установлено, что критические скорости, при которых происходит отклонение от линейного закона, для фильтров конструкции фирмы «Джонсон» находятся в пределах  $1,7 \cdot 10^{-1} < v_{кр} < 1$  см/с; для металлических фильтров с вертикальными щелями  $0,01 < v_{кр} < 0,08$  см/с; для пластмассовых фильтров  $0,008 < v_{кр} < 0,02$ . Нижний предел относится к щелям небольшой ширины. Отклонение зависимости  $Q = \varphi(s)$  при определенных  $s$  может быть обусловлено не только отклонением движения воды в прифилтровой зоне от ламинарного режима, но и потерями напора в фильтре и водоподъемных трубах.

Если понижение принимается у стенки скважины, т. е. в пьезометре, то отклонение зависимости  $Q = \varphi(s)$  от линейной свидетельствует о нарушении линейного закона фильтрации в призабойной зоне. Критический расход, при котором режим отклоняется от ламинарного течения в трубах, рассчитывают по формуле

$$Q = 0,182dv, \quad (X.14)$$

где  $Q$  — критический расход, л/с;  $d$  — внутренний диаметр труб, мм;  $v$  — кинематический коэффициент вязкости, см<sup>2</sup>/с.

При турбулентном режиме течения сопротивления пропорциональны квадрату скорости течения. Расчеты, выполненные Э. А. Грикевичем, показывают что в скважинах почти всегда имеет место турбулентный режим течения воды. Поэтому для напорных вод нелинейность зависимости  $Q = f(s)$  обычно обуславливается сопротивлениями при входе воды в фильтре и движении ее в каркасе фильтра и в трубах. Величина сопротивления фильтра определяется путем измерения понижения уровня в скважине  $s_0$  и за стенкой фильтра  $s$ , т. е.

$$\Delta s = s_0 - s. \quad (X.15)$$

И. Ф. Володько рекомендует сопротивление фильтра оценивать по коэффициенту сопротивления  $c$

$$c = \Delta s / s_0. \quad (X.16)$$

Приведем ориентировочные значения коэффициентов сопротивления  $c$  для различных конструкций фильтров:

Дырчатые и щелевые кар-		ванным листом . . . . .	0,1—0,3
касы, каркасно-стержне-		Сетчатые . . . . .	0,3—0,5
вые . . . . .	0,05—0,2	Гравийные . . . . .	0,1—0,6
Проволочные со штампо-		Блочные . . . . .	0,5—0,8

Расчет по формуле Дюпюи является весьма приближенным. Во-первых, в уравнении содержатся три неизвестных:  $km$ ,  $R$  и  $\xi_0 = \xi_1 + \xi_2$

Во-вторых, опытные данные характеризуют свойства пласта в данной точке и не учитывают распределения этих свойств по площади.

Параметры пласта определяются по уравнениям неустановившегося движения не менее чем в двух наблюдательных скважинах, и проведении откачки с максимальным понижением из центральной скважины.

Э. А. Грикевич показал, что в формуле Дюпюи следует учитывать сопротивление при входе воды в фильтр и движении воды в трубах. С учетом отмеченных выше уточнений формула для расчета дебита одиночной скважины имеет вид

$$Q = \frac{2\pi km [s - (\Delta h_\phi + \Sigma h_T)]}{\ln R/r + \xi_1 + \xi_2}, \quad (X.17)$$

где  $Q$  — дебит, м<sup>3</sup>/ч;  $\Delta h_\phi$  — входные потери напора в фильтре, м;  $\Sigma h_T$  — потери напора при движении потока в трубах и каркасе фильтра, м

$$\Sigma h_T = \Delta h_T + \Delta h_{\phi.к}, \quad (X.18)$$

где  $\Delta h_T$  — потери напора в трубах, м;  $\Delta h_{\phi.к}$  — потери напора в каркасе фильтра, м.

Эту формулу используют для расчета длины или диаметра фильтра при заданных значениях дебита.

Потери напора при входе в фильтр определяют по формуле И. Петерсона, С. Ровера и М. Альбертсона

$$\Delta h_\phi = \frac{v^2}{2g} \frac{\operatorname{ch} \left[ \frac{cl_\phi}{D_\phi} + 1 \right]}{\operatorname{ch} \left[ \frac{cl_\phi}{D_\phi} - 1 \right]}, \quad (X.19)$$

где  $\Delta h_\phi$  — потери напора при входе в фильтр;  $v$  — максимальная скорость движения воды в фильтре;  $l_\phi$  и  $D_\phi$  — длина и внутренний диаметр фильтра;  $c$  — постоянная величина, характеризующая конструкцию фильтра,

$$c = 11,31\eta_\phi, \quad (X.20)$$

где  $\eta_\phi$  — коэффициент, учитывающий эффект сжатия струи при прохождении потока через отверстие и наложения частиц породы на проходные отверстия фильтра.

Значения  $c_\phi$  определены экспериментально и колеблются в широких пределах (табл. X.13).

ТАБЛИЦА X.13  
ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА  $c_\phi$

Тип фильтра	Скважность, %	Средний диаметр гравия $D_{50}$						
		20	16	12*	10	8	6	4
Штампованный со щелями типа «мост»	3,5	0,82	0,81	0,78	0,75	0,69	0,60	0,48
	7,2	0,64	0,62	0,57	0,53	0,48	0,40	0,30
	11,2	0,56	0,52	0,46	0,41	0,36	0,30	
	14,6	0,53	0,48	0,42	0,37	0,32	0,27	
Проволочный	18,2	0,51	0,51	0,51	0,50	0,48	0,46	0,41
	30,8	0,34	0,34	0,34	0,33	0,32	0,30	0,27
Щелевой с выступающими кромками Дырчатый с сеткой на поверхности	4,8	0,88	0,84	0,79	0,75	0,68	0,57	
	14,8	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,67	0,62

Примечание. В песках и песчаниках для сетчатых фильтров и дырчатых трубчатых каркасов  $c_\phi \sim 0,16$ .

Для практических расчетов Э. А. Грикевич рекомендует использовать формулы:

$$\Delta h_{\Phi} = \frac{Q^2}{10^{6,78} d^4} \frac{\operatorname{ch} \left[ \frac{cl_{\Phi}}{D_{\Phi}} + 1 \right]}{\operatorname{ch} \left[ \frac{cl_{\Phi}}{D_{\Phi}} - 1 \right]}; \quad (\text{X.21})$$

$$\Delta h_{\Gamma} = \frac{Q^{1,85} l_{\Gamma}}{10^{8,25} d^{4,98}}. \quad (\text{X.22})$$

Для случая, когда длина фильтрового каркаса равна длине обсадных труб  $\Delta h_{\Phi, \kappa} = 0,35 \Delta h_{\Gamma}$ , т. е.

$$\Delta h_{\Phi, \kappa} = 0,35 \frac{Q^{1,85} l_{\Phi \kappa}}{10^{8,25} d^{4,98}}, \quad (\text{X.22}')$$

где  $l_{\Gamma}$  и  $l_{\Phi, \kappa}$  — длина труб и фильтрового каркаса, м.

Кроме указанных, имеют место потери напора, связанные с изменением диаметра труб, по которым движется поток. Э. А. Грикевич указывает, что для практических расчетов эти сопротивления можно не учитывать, так как они не превышают 5–12% от потерь напора при входе в фильтр. В табл. X.14 приведены значения  $\Delta h_{\Gamma}$  для различных условий. Э. А. Грикевичем составлены номограммы для расчета гидравлических потерь напора в скважинах (рис. X.17, 18). Если не учитывать потери напора в фильтре и в трубах, то расчет по формуле Дюпюи приводит к существенным погрешностям. Водопритоки по длине фильтра неравномерны, наиболее интенсивно загружены верхние участки, причем тем в большей степени, чем больше водоотбор [23]. В высокодебитных скважинах вертикального дренажа на верхний участок, составляющий 30% всей длины фильтра, приходится около 60% всего дебита.

При выборе длины фильтра стремятся к устройству совершенных по степени вскрытия скважин. Это приводит к тому, что сопротивление по степени вскрытия уменьшается при увеличении длины фильтра и при  $l/m = 0,8–0,9$  становится незначительным. Но суммарные сопротивления прямо пропорциональны длине фильтра. Это приводит к тому, что при увеличении длины фильтра расход при заданном понижении не увеличивается. Особенно ярко это проявляется у фильтров с большими сопротивлениями. (блочные, сетчатые и т. д.).

ТАБЛИЦА X.14  
ПОТЕРИ НАПОРА ПРИ ДВИЖЕНИИ ПОТОКА ВНУТРИ ТРУБЫ, м

Наружный диаметр трубы, мм	Дебит скважины, л/с									
	3		5		10		15		20	
	Длина трубы, м									
	10	50	10	50	10	50	10	50	10	50
73	0,30	1,51	0,77	3,87	2,79	14,0	5,91	29,6	10,1	50,4
89	0,10	0,52	0,27	1,33	0,96	4,81	2,04	10,2	3,47	17,3
108	0,04	0,20	0,10	0,50	0,36	1,81	0,76	3,83	1,30	6,52
127	0,02	0,09	0,04	0,22	0,16	0,80	0,34	1,69	0,58	2,88
146	0,01	0,04	0,02	0,08	0,08	0,40	0,17	0,84	0,29	1,42
168	—	0,02	0,01	0,04	0,04	0,21	0,09	0,44	0,15	0,75
219	—	—	—	0,01	0,01	0,06	0,02	0,12	0,04	0,20

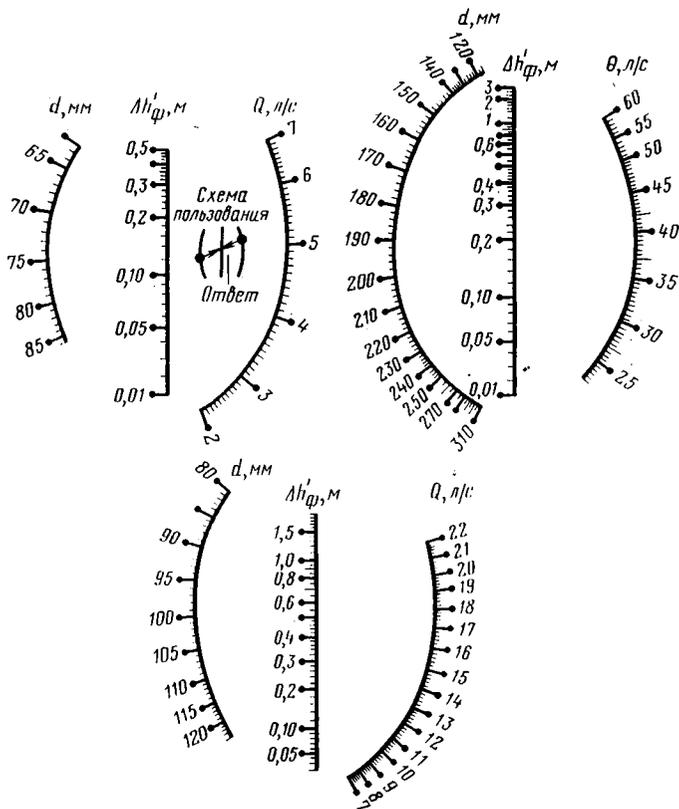


РИС. X.17.  
НОМОГРАММА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ НАПОРА ПРИ ВХОДЕ В ФИЛЬТР ( $\Delta h_{\phi}$ )

Альбертсон, Петерсон и Ровер установили, что при определенной длине фильтра гидравлические сопротивления и водопитоки стабилизируются [23]

$$l = \frac{0,53D}{\mu\eta}, \quad (\text{X.23})$$

где  $l$  — длина фильтра;  $D$  — диаметр фильтра;  $\mu$  — коэффициент расхода фильтра с учетом влияния гравийной обсыпки и водосодержащих пород;  $\eta$  — скважность фильтра.

В. С. Алексеев [23] рекомендует строить совмещенные графики зависимости  $\xi_1$  и  $\xi_{2\phi}$  от  $l/m$  ( $\xi_1$  — показатель сопротивления, обусловленный несовершенством скважины по степени вскрытия;  $\xi_{2\phi}$  — показатель сопротивления фильтра;  $m$  — мощность пласта) (рис. X.19). Зная показатели сопротивления  $\xi_1$  и  $\xi_2$  и рассчитывая сопротивление фильтра при заданной скважности, по графику находим точки пересечения, которые характеризуют рациональное отношение длины фильтра к мощности пласта.

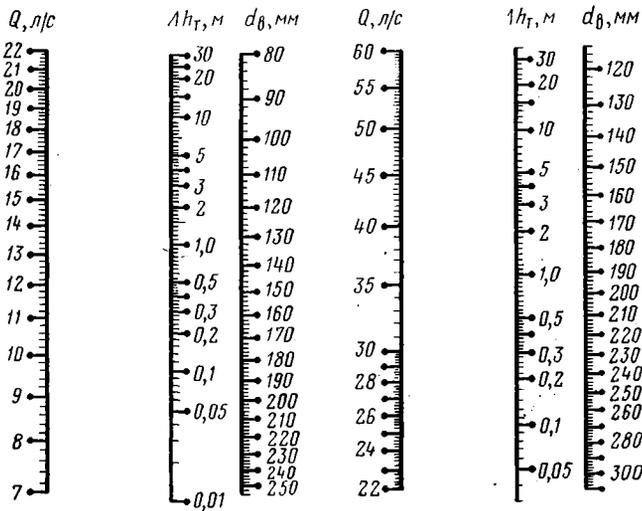
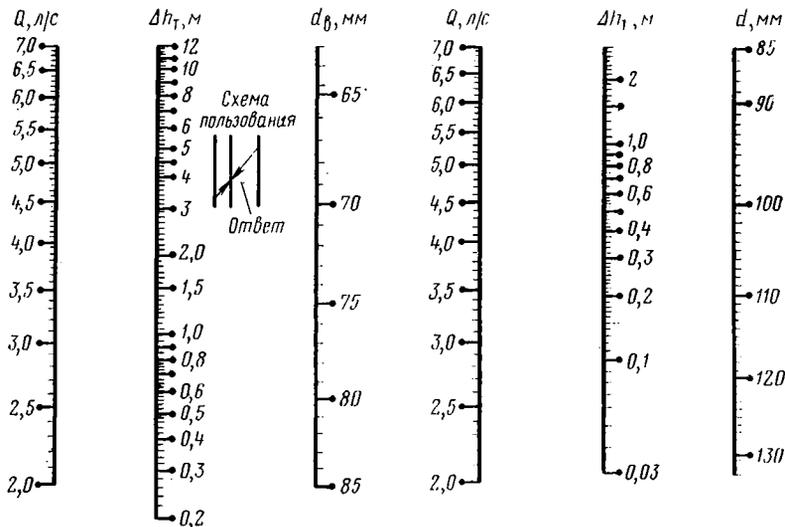


РИС. X.18.

НОМОГРАММА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ НАПОРА НА ПРЕОДОЛЕНИЕ ТРЕНИЯ В 100-М ИНТЕРВАЛЕ НОВЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ ( $\Delta h_t$ )

В однородном пласте средняя скорость входа воды в отверстие фильтра определяется по формуле Э. А. Грикевича

$$v_l = v_L \frac{\operatorname{ch} 566 \frac{\mu \eta}{D_B} l}{\operatorname{ch} 566 \frac{\mu \eta}{D_B} L}, \quad (\text{X.24})$$

где  $v_l$  и  $v_L$  — средние скорости входа струи воды в фильтр в промежуточном и верхнем сечениях, м/с;  $D_B$  — внутренний диаметр фильтра, см;  $l$  — расстояние от нижней кромки фильтра, м;  $L$  — длина фильтра, м.

Совокупность кривых  $v_l/v_L = f(l/L)$  при различных  $\alpha$  приведена на рис. X.20.

И. И. Гринбаум [24] отмечает, что при  $\alpha \frac{\mu \eta L}{D_B} < 0,0005 - 0,001$  наблюдается почти

равномерной приток воды в фильтр. При возрастании этой величины увеличивается степень неравномерности водопритока. Если за активную длину фильтра  $L_a$  принять ту длину, на которую приходится 97,5% всего водопритока, то при  $\alpha = 0,02$  величина  $L_a \sim 0,35L$ , а при  $\alpha = 0,04L_a \sim 0,17L$ . Таким образом, оставшая часть фильтра при откачках или эксплуатации скважины практически не нагружена. На рис. X.21 показаны кривые  $\mu_l = f(l/L)$ , где

$$M_l = \frac{\operatorname{ch} 566 \frac{\mu \eta}{D} l}{\operatorname{sh} 566 \frac{\mu \eta}{D} L}.$$

Уменьшения параметра  $\alpha$  в 2 раза, как предлагает В. С. Алексеев, можно добиться путем погружения всасывающей трубы насоса в среднюю точку фильтра. В высокодебитных скважинах верхние участки фильтра помимо отмеченного испытывают влияние эффекта эжекции, что еще более увеличивает неравномерность загрузки. Определить параметр  $\mu \eta$  можно с помощью метода расходографии [23]. Для этого следует пользоваться палеткой теоретических расходограмм для однородного пласта (рис. X.22)

$$Q/Q_L = f(l/L).$$

Расчет кривых палетки выполнен для различных значений  $\alpha$  по формуле

$$Q_l = Q_L \frac{\operatorname{sh} 566 \frac{\mu \eta}{D_B} l}{\operatorname{sh} 566 \frac{\mu \eta}{D_B} L}, \quad (\text{X.25})$$

где  $Q_l$  и  $Q_L$  — расходы потока соответственно в промежуточном и верхнем сечениях фильтра, м/с.

Расходограмму, полученную на практике  $Q = f(l)$ , перестраивают в виде графика  $Q/Q_L = f(l/L)$  на кальке и накладывают на координатную сетку палетки (см. рис. X.22). Совпадение графика с одной из теоретических расходограмм палетки позволяет определить  $\alpha$  и параметр  $\mu \eta$ .

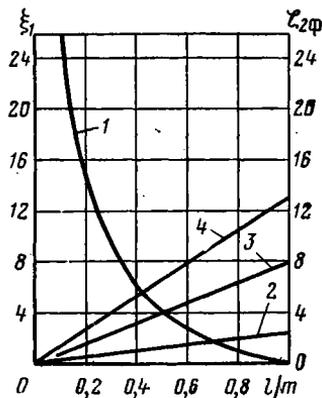


РИС. X.19. ГРАФИК ДЛЯ РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ФИЛЬТРА:

1 — изменение  $\xi_1 = \Phi(l/m)$ ; 2—4 — изменение сопротивления сетчатого фильтра при скважинности соответственно 24, 10 и 5%

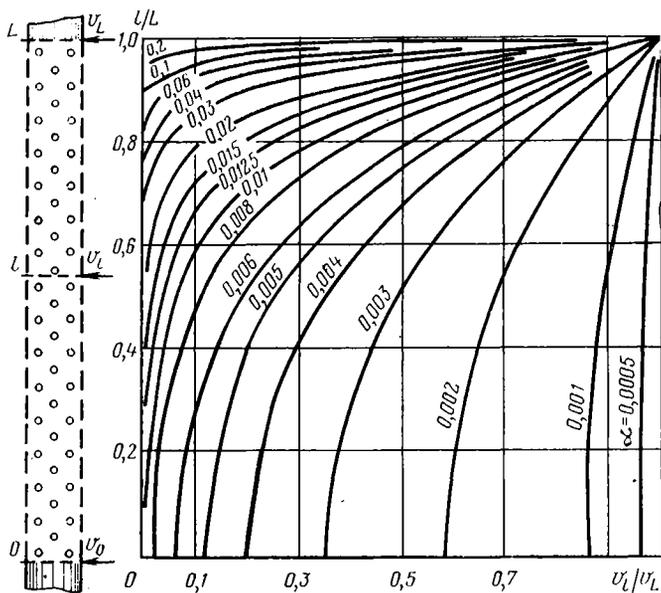


РИС. X.20.  
ГРАФИК ИЗМЕНЕНИЯ СРЕДНЕЙ ВХОДНОЙ СКОРОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД  
В ФИЛЬТР СОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЫ В ОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ ПРИ ФИКСИРОВАННЫХ  
ЗНАЧЕНИЯХ ПАРАМЕТРА  $\alpha$

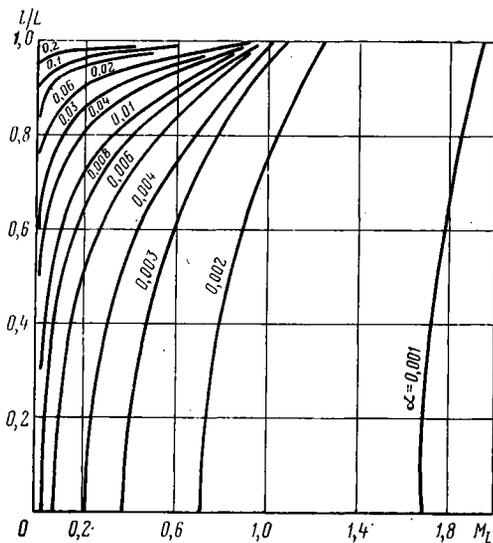


РИС. X.21.  
ГРАФИКИ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЕ ФОРМУ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ РАСХОДОГРАММ ДЛЯ ОДНОРОДНОГО ПЛАСТА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ФИКСИРОВАННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ПАРАМЕТРА  $\alpha$

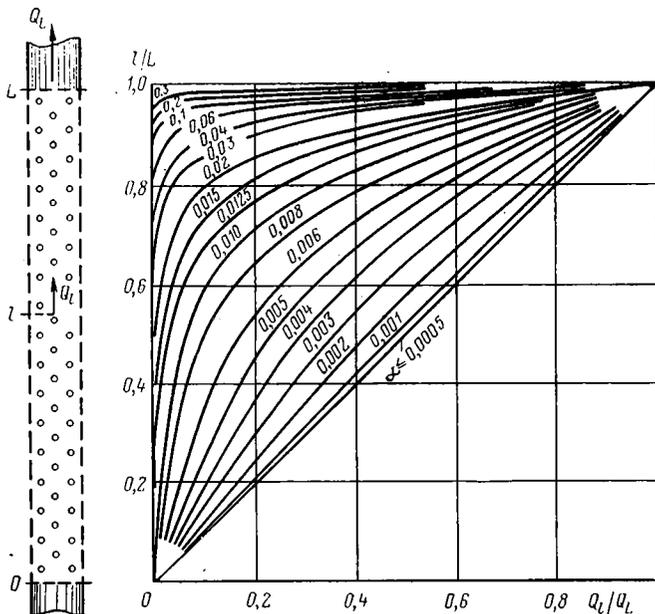


РИС. X.22.

ПАЛЕТКА ИНТЕГРАЛЬНЫХ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ РАСХОДОГРАММ В ИНТЕРВАЛЕ ФИЛЬТРА СОВЕРШЕННОЙ СКВАЖИНЫ, УСТАНОВЛЕННОГО В ОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ, ПРИ ФИКСИРОВАННЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ПАРАМЕТРА  $\alpha$

Палетки справедливы для однородных пластов (однородны фильтрационные свойства по мощности). Заметные расхождения теоретической и практической расходограмм позволяют считать, что фильтрационные свойства пласта неоднородны; при  $\alpha > 0,006$  подошва пласта методом расходомерии не фиксируется. В лабораторных условиях  $\mu\eta$  рассчитывают по формуле [32]

$$\mu\eta = \frac{D}{566l} \operatorname{arcth} 0,246 \frac{D^2 \sqrt{\Delta H'}}{Q}, \quad (\text{X.26})$$

где  $\Delta H'$  — разность пьезометрических уровней снаружи и внутри фильтра в конечном сечении, м;  $Q$  — количество воды, протекающей через фильтр.

Величина  $\mu$  больше в фильтрах с малыми отверстиями и при обсыпке их мелким гравием, а также в фильтрах, где отсутствует образование сводов у отверстий. Неравномерная нагрузка фильтров приводит к тому, что в его активной части активизируются процессы суффозии, зарастания фильтров и коррозии. Заслуживает внимания предложение об установке фильтров с переменной скважностью по длине, когда скважность должна быть максимальной в нижней части фильтра [24]. Фильтры во времени снижают проницаемость; это ведет к изменению удельных дебитов, которое подчиняется экспоненциальной зависимости

$$q_i = q_0 \tilde{t}^{\alpha}, \quad (\text{X.27})$$

где  $q_i$  — текущий дебит, л/с;  $q_0$  — первоначальный дебит, л/с;  $\alpha$  — коэффициент, учитывающий изменение дебита во времени;  $t$  — время.

Для блочных фильтров  $\alpha = 0,05 \div 0,15$ , для гравийных фильтров  $\alpha$  значительно меньше. Следует иметь в виду, что снижение удельных дебитов начинается с некоторым периодом запаздывания. Возможности снижения удельных дебитов во времени необходимо учитывать при проектировании и сооружении скважин.

#### § 4. Бесфильтровые скважины

Гидравлический способ разрушения и удаления горных пород широко используется для сооружения бесфильтровых скважин, что возможно при наличии устойчивой кровли.

Для расчета устойчивости кровли используется теория проф. М. М. Протодьяконова о естественном сводообразовании в зоне выработки. Высота свода (рис. X.23) равновесия определяется по формуле

$$h_1 = R/f, \quad (X.28)$$

где  $R$  — радиус каверны;  $f$  — коэффициент крепости породы по шкале М. М. Протодьяконова.

На устойчивости кровли влияет столб воды в скважине. Устойчивость сохраняется, если

$$h_1 \leq \frac{H-s}{(1-\rho)\gamma_k + \rho}, \quad (X.29)$$

где  $H$  — статический напор пласта;  $s$  — наибольшее понижение;  $\gamma_k$  — плотность пород кровли;  $\rho$  — пористость пород кровли.

Высота свода должна удовлетворять условию

$$h_1 < 0,75m, \quad (X.30)$$

где  $m$  — мощность пород кровли;

$$R < 0,75mf. \quad (X.31)$$

Отсюда допустимый радиус каверны, при которой кровля будет устойчива, равен

$$R \leq \frac{(H-s)f}{(1-\rho)\gamma_k + \rho}. \quad (X.32)$$

Если допустить, что каверна имеет форму конуса, то радиус каверны можно определить, исходя из объема вынесенного при откачке песка

$$R = \sqrt[3]{\frac{3V}{\pi k_p \operatorname{tg} \alpha}}, \quad (X.33)$$

где  $V$  — объем вынесенного песка,  $\text{м}^3$ ;  $k_p$  — коэффициент разрыхления песка;  $\alpha$  — угол естественного откоса песка, градус (для водонасыщенных песков  $\alpha \sim 20^\circ - 30^\circ$ ).

В Пензенской области сооружение бесфильтровых скважин обеспечивает вынос песка в пределах  $3-5 \text{ м}^3$ , в Волгоградской и Могилевской областях — до  $200 \text{ м}^3$  и более.

Эксплуатационную колонну рекомендуется цементировать. В этом случае обсадная колонна выполняет роль анкерной поддержки и снижает величину свода обрушения. Технология формирования водоприемной поверхности заключается в откачке водопесчаной пульпы эрлифтом. В первоначальный период, когда поверхность воронки и водоприитоки в нее малы, в скважину дополнительно подливают воду (рис. X.24).

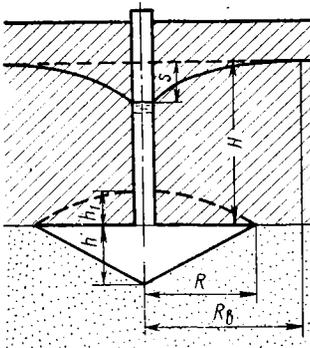
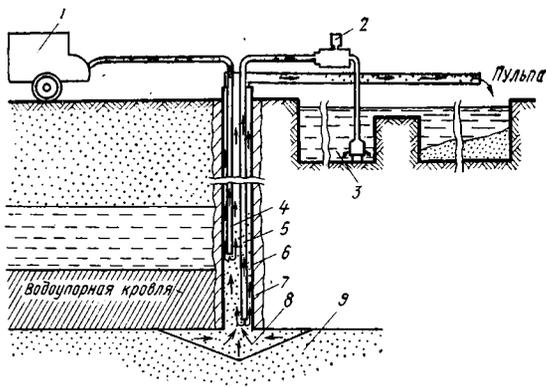


РИС. X.23.  
СХЕМА К РАСЧЕТУ УСТОЙЧИВОСТИ КРОВЛИ

РИС X.24.

СХЕМА СООРУЖЕНИЯ БЕСФИЛЬТРОВОЙ СКВАЖИНЫ:

- 1 — компрессор;
- 2 — насос;
- 3 — отстойник;
- 4 — эрлифтные трубки;
- 5 — трубы для подачи воды;
- 6 — обсадные трубы;
- 7 — цементное кольцо;
- 8 — водопримемная воронка;
- 9 — водоносный пласт



Для того, чтобы ускорить процесс формирования воронки, рекомендуется вскрыть пласт буровым снарядом на глубину до 3 м. Откачка эрлифтом ведется как с использованием водоподъемных труб, так и без них. Если эксплуатационная колонна имеет диаметр более 219 мм, то компрессоры типа ЗИФ-ВКС-6, ДК-9М требуют установки водоподъемной колонны. Если интенсивность выноса песка снизилась до 5%, то рекомендуется периодически выключать и включать подачу воздуха в нагнетательную линию. Это создает динамический режим откачки и способствует интенсификации процесса формирования воронки. Откачка прекращается, если содержание песка менее 0,01 вес.%. Формирование воронки, особенно при низких статических уровнях (более 50 м), значительно ускоряется, если используются более мощные компрессоры типа УПК-25/20 и УКП-80. Возможна спаренная работа компрессора типа ДК-9М.

Технологическая последовательность операций по сооружению бесфильтровых скважин показана на рис. X.25. В глинистых породах крякля у обсадной

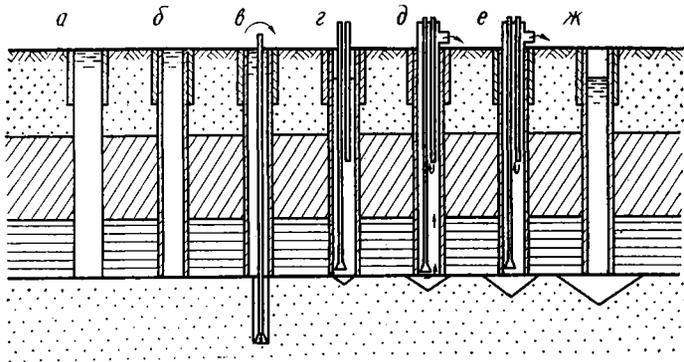


РИС. X.25.

ЭТАПЫ СООРУЖЕНИЯ БЕСФИЛЬТРОВОЙ СКВАЖИНЫ:

а — скважина пробурена до водоносного горизонта;

б — скважина обсажена трубами и зацементировано затрубное пространство;

в — разрушен водоносный горизонт с целью его разрыхления;

г — бурильные трубы приподняты в эксплуатационную колонну, глинистый раствор заменен водой, скважина промыта, ствол в водоносном горизонте обрушен, в скважину спушены воздухоподводящие трубы эрлифта;

д — через буровой снаряд насосом закачивается вода, по второй колонне подается воздух;

е — подача воды прекращена, приток воды обеспечивает работу эрлифта;

ж — скважина после завершения работ

колонны обрушается, принимая форму свода обрушения; в таких условиях рекомендуется в воронку засыпать гравий. Вращение лопастного долота (лучше эксцентричного) распределяет гравий по поверхности воронки. В случае переслаивания нескольких пластов могут образовываться полости. Во избежание пескования скважин при эксплуатации дебит в процессе эрлифтной откачки должен превышать проектный дебит в 1,4—1,6 раза. Бесфильтровые скважины продолжительное время устойчиво работают с высокими дебитами, практически не требуют ремонта и восстановления проницаемости призабойной зоны.

Бесфильтровые скважины являются совершенными по способу вскрытия. Высокие значения дебитов, получаемых из бесфильтровых скважин, позволяют использовать их с большой эффективностью для водоснабжения, орошения, гидрогеологических исследований и др. Оборудование, применяемое для сооружения бесфильтровых скважин, то же, что и при роторном бурении. При сооружении бесфильтровых скважин отстойники должны быть большими, чем обычные, чтобы обеспечить прием песка, поступающего из скважины в период формирования каверны. Для скважин глубиной 100 м и диаметрами 161—243 мм рекомендуется объем отстойников от 4,5 до 10 м<sup>3</sup>, а для скважин глубиной 300 м — от 14 до 30 м<sup>3</sup>. Отстойник должен состоять из двух емкостей глубиной до 1,5 м.

Большие исследования в области сооружения бесфильтровых скважин проведены В. С. Оводовым, В. М. Беляковым, И. М. Крышовым, И. Ф. Володько, В. К. Роговым и др. Исследованиями ВНИИГИМА установлено, что более 60% всего притока воды приходится на  $\frac{1}{3}$  поверхности каверны, примыкающей к водопорной кровле. Поверхность каверны имеет относительно пологое дно и более крутые стенки, выходящие в верхней части. В расчетах форму каверны принимают в виде конуса. Оценка возможной производительности скважины требует знания приведенного  $r_{np}$  или обобщенного  $a/r^2$  радиуса каверны; приведенного угла откоса каверны  $\alpha_{np}$  и показателей степени гидродинамического несовершенства скважины по степени вскрытия  $\xi_1$

$$\xi_1 = h_k / m, \quad (X.34)$$

где  $h_k$  — глубина каверны;  $m$  — мощность пласта.

Приведенный и обобщенный радиусы определяются по данным опытных откачек в зависимости от типа скважины, степени гидродинамического несовершенства и величины мощности; приведенный угол откоса — по данным опытных откачек или по данным лабораторных исследований. Следует иметь в виду, что в последнем случае точность определения снижается вследствие того, что мелкие фракции песка вымываются и в отобранной пробе содержатся в меньшем количестве, чем в пласте. Поэтому угол откоса, определенный в лабораторных условиях, может значительно (до 2 раз) превышать угол откоса, найденный по данным опытных откачек. Угол естественного откоса воронки зависит от характера пород:

Песок крупный . . . . .	27°	Песок мелкий . . . . .	20°
» средний . . . . .	25°	» глинистый . . . . .	30°

Дебит бесфильтровых скважин может быть определен гидродинамическим и гидравлическим методами.

Гидродинамический метод основан на использовании известных теоретических решений. Для несовершенных скважин с  $\xi_1 < 0,1$  и пласта неограниченной мощности при стационарном режиме водоотбора дебит скважины  $Q$  может быть определен по формуле Форхгеймера

$$Q = 2\pi k r_{np} s_0, \quad (X.35)$$

где  $k$  — коэффициент фильтрации песков, м/сут;  $r_{np}$  — приведенный радиус, м;  $s_0$  — проектное понижение, м.

Для пласта ограниченной мощности  $\xi_1 > 0,3-0,4$  производительность бесфильтровых скважин может быть определена при использовании формулы для точечного стока в полусферическом пространстве

$$Q = \frac{kms_0}{0,366} \left( \lg \frac{R}{3,3m} + 0,435 \frac{m}{r_{\text{пр}}} \right), \quad (\text{X.36})$$

где  $Q$  — дебит скважины;  $s_0$  — понижение уровня в скважине;  $R$  — радиус влияния;  $m$  — мощность пласта;  $r_{\text{пр}}$  — приведенный радиус полусферы, боковая поверхность которой эквивалентна боковой поверхности каверны

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,71h_k}{\sqrt{\text{tg } \varphi \sin \varphi}}. \quad (\text{X.37})$$

Если  $h_k/m < 0,05$ , то можно пользоваться формулой Форхгеймера.

При нестационарном режиме водоотбора и заданном дебите понижение уровня изменяется во времени

$$s = \frac{Q}{4\pi km} \ln \frac{2,25at}{r_{\text{пр}}^2}. \quad (\text{X.38})$$

Проектный дебит можно рассчитать по допустимой скорости фильтрации  $v_\phi$ , при которой поступление песка в воронку прекращается.

Н. А. Карамбиров применительно к бесфильтровым скважинам рекомендует пользоваться формулой

$$v_\phi = \eta_1 \eta_2 k (1 - \rho) (\gamma - 1), \quad (\text{X.39})$$

где  $\eta_1$  — коэффициент запаса ( $\eta_1 = 0,7-0,8$ );  $\eta_2$  — коэффициент, учитывающий уменьшение скорости фильтрации в зависимости от угла откоса песка (для мелкозернистого песка  $\eta_2 = 0,9$ , для среднезернистого —  $0,8$ , для крупнозернистого —  $0,74$ );  $\gamma$  — плотность пород водоносного пласта;  $\rho$  — пористость песка ( $\rho \sim 0,3-0,4$ ).

Поверхность фильтрации для воронки в виде правильного конуса равна

$$F = \pi R \sqrt{R^2 + h_k^2}.$$

Тогда проектный дебит бесфильтровой скважины ориентировочно может быть подсчитан по формуле

$$Q = v_\phi \pi R \sqrt{R^2 - h_k^2}. \quad (\text{X.40})$$

Гидравлический способ расчета дебита основан на использовании данных по значениям удельного дебита. По опытной кривой зависимости дебита от величины понижения уровня делается прогноз проектного дебита. Однако экстраполяция должна быть не более полуторного максимального значения, полученного при опытной откачке.

## § 5. Технология оборудования водоприемной части скважины

Рабочую часть фильтра устанавливают на расстоянии  $0,5-1,0$  м от кровли и подошвы пласта во избежание попадания породы кровли и подошвы в фильтр.

В пластах мощностью до  $10$  м длина рабочей части принимается равной их мощности. В пластах мощностью более  $10$  м длину фильтра устанавливают, исходя из заданной производительности водоотбора; фильтр следует устанавливать в зоне пород с наибольшей проницаемостью. При каптаже нескольких пластов рабочие части фильтра устанавливаются в каждом пласте и соединяются между собой трубами.

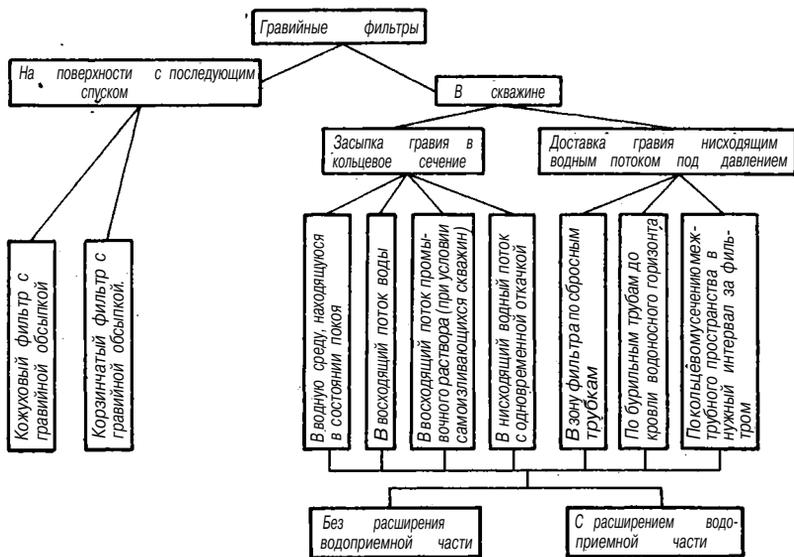


РИС. X.26.  
КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ СОЗДАНИЯ ГРАВИЙНО-ОБСЫПНЫХ ФИЛЬТРОВ

Диаметр ствола в зоне пласта должен быть больше размера фильтра на 60—100 мм. В глубоких скважинах, в породах, склонных к осыпанию, ствол скважины прорабатывают вращающимся инструментом и величина зазора между стенками скважины и фильтром увеличивается до 100 мм и более.

Фильтр спускают на бурильных трубах с помощью спускового ключа (см. рис. X.16) или на муфте с левой резьбой. Бурильные трубы отсоединяют, развинчивая их против часовой стрелки. При вскрытии водоносных песков с применением в качестве промывочной жидкости воды фильтр не доходит до забоя вследствие осаждения песка на забой. Для этих условий следует применять нижний переходник с обратным клапаном, в который на левой резьбе ввинчивают бурильные трубы. Посадка фильтра осуществляется с промывкой водой, трубу после установки фильтра на нужный интервал ввинчивают из переходника и извлекают. Если в скважину, заполненную глинистым раствором, спускают фильтры сетчатого, проволочного или блочного типа, то это приводит к их колыматации и затрудняет последующий процесс освоения.

Установлено, что при большой скорости спуска фильтра в скважину, заполненную глинистым раствором, происходит так называемая динамическая глинизация, существенно превышающая статическую (когда фильтр находится в неподвижном состоянии в растворе). Снизить колыматацию фильтра глинистым раствором можно, если опускать фильтр с открытым нижним концом или специальными окнами в нижней части. Это снижает фильтрацию раствора через сам фильтр. Перекрытие окон или открытого башмака осуществляется специальными ниппелем или засыпкой гравия [7]. Сохранению проницаемости фильтра в глинистом растворе способствует его обмазка специальными графитовыми пастами, которые через некоторое время растворяются в воде [64].

Перед спуском фильтра скважину рекомендуется промыть водой. В неустойчивых породах необходимо поддерживать избыточное давление на пласт не менее 3,0—1,5 м вод.ст.

При оборудовании гравийными фильтрами следует учитывать, что мелкие частицы породы удаляются из зоны пласта при формировании фильтра, при этом

гравий заполняет уширенную полость в зоне пласта. Чтобы не произошло снижения уровня гравия ниже рабочей части скважин, необходимо засыпать гравий в зафильтровое пространство выше верхней части фильтра на 3—5 м. Если при откачке выносятся значительное количество песка, то этого запаса может оказаться недостаточно и произойдет обнажение фильтрового каркаса; в этом случае рекомендуется дополнительно засыпать гравий. В скважинах вертикального дренажа, имеющих обычно глубины в пределах 40—80 м, рекомендуется засыпать гравий в зафильтровое пространство до устья.

Фирма «Кук» и другие зарубежные фирмы предусматривают спуск фильтров на бурильных трубах с нижней поддержкой. В нижнем башмаке фильтра имеется скоба, а на конце бурильных труб — крюк. Такие фильтры легче извлекать из скважины для замены и ремонта. Фильтр оснащается направляющими фонарями, что предотвращает трение поверхности фильтра о стенки скважины и закупорку отверстий породой. В неглубоких скважинах спуск фильтра может быть выполнен на обсадных трубах, которые в дальнейшем используют в качестве водоподъемных. Время контакта фильтра с промывочным раствором должно быть сведено к минимуму — это снижает степень коагуляции фильтра.

Если скважина захватывает несколько пластов различной мощности, то перфорированный фильтровый каркас устанавливают у наиболее мощных и проницаемых пластов, остальные пласты включаются в работу при гравийной засыпке на всю проницаемую зону пород или на всю глубину скважины. В зону пласта гравий можно подавать по затрубному пространству и колонне обсадных труб (рис. X.26). Режим формирования гравийного фильтра определяется направлением и скоростью потока воды относительно гравийной смеси, интенсивностью засыпки гравия и его размерами, геометрическими размерами полости в зоне пласта и затрубного пространства и др. В практике широкое применение получил способ доставки гравия по межтрубному зазору в восходящем потоке воды.

Большое влияние на формирование гравийного фильтра оказывает режим откачки. Неравномерность эрлифтной откачки может явиться причиной образования пробок и зависания гравия в межтрубном пространстве. Пробки гравия ликвидируют гидравлическими ударами, создаваемыми резкими остановками и включениями эрлифта. Практический интерес представляет схема создания гравийных фильтров, предложенная И. И. Снежко. В отличие от известных схем эрлифт заменен насосом, закачивающим воду в зафильтровое пространство; вода выходит через эксплуатационную колонну и регулируется вентилем. Гравий укладывают в зоне пласта в нисходящем потоке воды. В отличие от эрлифта насос создает плавный ход гравийной смеси в зону пласта и ее плотную и равномерную укладку.

## **§ 1. Основные факторы, снижающие проницаемость водоносного пласта**

Процесс вскрытия водоносного пласта и его освоения является решающим для получения высокопроизводительной и долговечной скважины, как источника водоснабжения. Применение оптимальной технологии в процессе проведения этих работ значительно повышает эффективность бурения скважин на воду.

Анализ состояния вскрытия и освоения водоносных пластов при бурении скважин на воду, а также отечественные и зарубежные исследования, проведенные в этой области, позволяют отметить, что в практике водоносные пласты часто вскрывают без учета гидродинамических и других особенностей и свойств пласта. Это убедительно подтверждается большими затратами времени на освоение скважин, которые в среднем составляют 20—25% в общем балансе времени сооружения скважин.

Основным условием повышения эффективности буровых работ на воду является применение таких методов вскрытия и освоения продуктивного водоносного пласта, которые обеспечивают сохранение естественной его пористости и проницаемости или способствуют их увеличению в призабойной части скважины.

Многолетний опыт применения глинистых растворов для вскрытия водоносных пластов показывает, что проникновение дисперсной фазы раствора и шлама в пласт снижает водоотдачу пласта в 10—20 раз и требует дорогостоящих и длительных мероприятий по разглинизации в период освоения скважины [7].

Под вскрытием водоносных пластов следует понимать технологический процесс, при котором в продуктивном водоносном пласте образуется выработка для оборудования водоприемной части скважины.

Под освоением водоносного пласта следует понимать технологические операции, обеспечивающие оборудование водоприемной части скважины и восстановление естественной водоотдачи пласта или искусственное увеличение ее для достижения максимального дебита скважины.

Современный уровень развития буровой техники и технологии бурения позволяет совмещать технологические операции по вскрытию и освоению водоносных пластов, при этом часто достигается положительный эффект.

Горные породы, слагающие водоносные пласты, по своим коллекторским свойствам бывают пористого, пористо-трещинного и трещинно-жильного типа. Наиболее типичные формы порового пространства водоносных пород показаны на рис. XI. 1. Пределы изменения полной пористости некоторых горных пород, слагающих водоносные пласты, составляют от долей процента до 52%.

Емкость трещинного коллектора представляет собой систему трещин пустот и каверн, связанных между собой и со скважиной. Раскрытость трещин достигает иногда 100 мм и более. Характерно, что при увеличении глубины скважины выше 100—150 м трещиноватость снижается.

Вскрываемый скважиной водоносный пласт должен находиться в устойчивом состоянии. Это достигается главным образом за счет упругих и прочностных свойств горных пород, которые компенсируют действие вертикальной и горизонтальной компонент горного давления. Устойчивость пород повышается под действием избыточного гидростатического давления промывочной жидкости, применяемой при вскрытии водоносного пласта.

Решающим фактором при выборе способа вскрытия и освоения водоносного пласта является характеристика устойчивости пород, слагающих вскрываемые пласты.

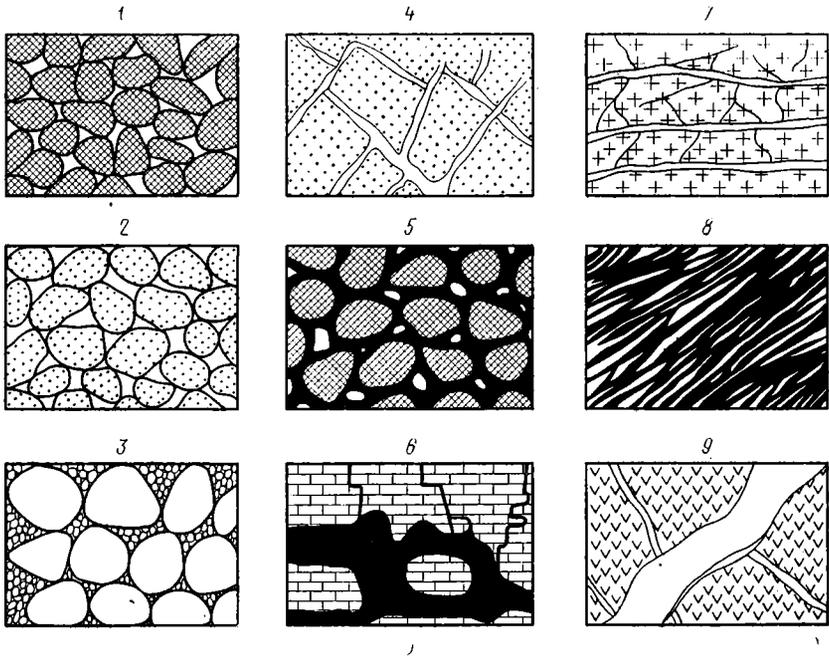


РИС. XI.1.

ТИПЫ ПОРИСТЫХ И ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ:

1 — хорошо окатанный, отсортированный песок;  
 2 — валунные отложения, галечники, крупные пески;  
 3 — разнозернистые пески, валуно-галечные, гравелистые породы;  
 4 — пористо-трещиноватые породы, песчаники,

известняки, доломиты;  
 5 — глинистые пески, пористость которых уменьшена отложением глины или минеральных солей;  
 6 — закарстованные породы с пустотами выщелачивания;  
 7 — трещинно-жильный коллектор с преоблада-

нием горизонтальных трещин;  
 8 — пустоты, обусловленные сланцеватостью и отдельностью;  
 9 — трещинно-жильный коллектор с преобладанием наклонных и вертикальных трещин и наличием зон разлома

Неустойчивые водоносные пласты, обычно сложенные рыхлыми песками или подобными горными породами, весьма склонны к обрушению и деформациям при вскрытии их скважиной.

Структура скелета пористого коллектора таких пород водоносного пласта может разрушаться не только при воздействии бурового породоразрушающего инструмента, но и под воздействием гидродинамического гидростатического давления, что приводит к переукладке зерен песка и к его уплотнению.

При избыточном давлении на водоносный пласт, представленный песками, в 1,5–2 раза превышающем пластовое давление, структура скелета водоносных песков также нарушается. При поглощении промывочной жидкости в водоносные пески стенки скважины находятся под давлением фильтрационного потока и в результате повышается устойчивость ствола скважины.

Основные гидродинамические свойства водоносных пластов представлены в табл. XI.1.

Закупорка пор и трещин коллектора водоносного пласта, снижающая его проницаемость, происходит в процессе вскрытия пласта бурением.

ТАБЛИЦА XI.1  
КЛАССИФИКАЦИЯ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ

Тип водоносного пласта	Характеристика устойчивости пород слагающих пласт	Группа водоносного пласта	Характеристика коллекторских свойств водоносного пласта		Характер водоявления пласта при заполнении скважины водой до устья: а) частичное водопоглощение $p_r > p_{пл}, Q < 10 \text{ м}^3/\text{ч};$ б) сильное водопоглощение $p_r > p_{пл}, Q < 15 \text{ м}^3/\text{ч};$ в) катастрофическое водопоглощение $p_r > p_{пл}, Q > 15 \text{ м}^3/\text{ч};$ г) самоизлив воды $p_{пл} > p_r, Q = 0$	Типичные представители горных пород, слагающих водоносные пласты
			гранулометрический состав пород или размер пор, трещин, мм	водопроницаемость, коэффициент фильтрации, м/сут		
А	Неустойчивые породы с пористым (рыхлым) коллектором	I	0,05—0,25	Слабая, $k = 1 \div 10$	а, г	Пески тонкозернистые, иловатые, мелкозернистые. Породы верхней части коры выветривания
		II	0,25-2	Средняя, $k = 10 \div 50$	б, г	
		III	2—20	Сильная, $k = 50 \div 200$	в, г	
Б	Слабоустойчивые породы с пористо-трещинным коллектором	I	0,05—0,25	Слабая, $k = 1 \div 10$	а, г	Песчаники, тонко- и мелкозернистые, алевролиты и аргиллиты с капиллярной трещиноватостью

Б	Слабоустойчивые породы с пористо-трещинным коллектором	II	0,5—2	Средняя, $k = 10 \div 50$	б, г	Песчаники от средне- до крупнозернистых, пористые известняки и доломиты, сланцы, пористые, трещиноватые
		III	2—20	Сильная, $k = 5 \div 200$	в, г	Грубые песчаники, конгломераты, известняки и доломиты, угли, мел—пористые, трещиноватые, кавернозные
В	Устойчивые породы с коллектором трещинно-жильного типа	I	0,05—0,25	Слабая, $k = 1 \div 10$	а, г	Плотные песчаники, известняки, сланцы, кварциты, гнейсы, граниты, порфириты, сиениты, слаботрещиноватые с капиллярными трещинами
		II	0,5—2,0	Средняя, $k = 10 \div 50$	б, г	Те же породы, сильнотрещиноватые с вертикальными горизонтальными трещинами
		III	2—20 и более	Сильная, $k = 50 \div 200$	в, г	Те же породы с наличием крупных трещин, зон разлом, каверн и пустот

Примечания. 1. Водоносные пласты могут залегать в условиях многолетнемерзлых пород, могут быть насыщены термальными, минерализованными и газонасыщенными водами. 2.  $p_r$  — давление столба промывочной жидкости;  $p_m$  — пластовое давление.

ТАБЛИЦА XI.2

## ХАРАКТЕРИСТИКА НАБУХАНИЯ ЧАСТИЦ БЕНТОНИТОВЫХ ГЛИН

Показатели	Са-бентонит	Na-бентонит	Естественный бентонит
Время предельного набухания, ч . . . . .	24	420	120
Величина предельного набухания, вес. % . . . . .	124	840	252
Реакция фильтрата pH . . . . .	7,6	8,64	8,49

Основным фактором, снижающим проницаемость пласта, является кольматация, который проявляется в проникновении в поры и трещины водоносного пласта шлама, выбуренной породы и дисперсной фазы (глинистых частиц) промывочной жидкости; в образовании слабопроницаемой глинистой корки на стенках скважины, вскрывшей водоносный пласт, и слабопроницаемого экрана из глинистого раствора, шлама и обрушенной породы между стенками скважины и рабочей частью фильтра; в закупоривании рабочей поверхности фильтра глинистыми продуктами, зернами песка и шлама.

Интенсивность кольматации увеличивается вследствие набухания глинистых частиц, выпадения в осадок ряда веществ и образования катионных слоев вокруг частиц породы. При этом интенсивность закупорки пор пласта и прочность глинистой корки также зависят от величины перепада давления столба промывочной жидкости на пласт и времени нахождения глинистых частиц в порах пласта. Широкое применение бентонитовых глин для промывочных жидкостей при бурении скважин на воду особенно отрицательно влияет на проницаемость пласта.

В табл. XI.2 приведены данные по кинетике набухания бентонитов [7].

Глинистые частицы, попавшие в поры и трещины пласта, набухают и защемляются, создавая водонепроницаемый экран, интенсивность и прочность которого зависит от времени.

При вскрытии водоносных пластов проникновение раствора в пласт через единицу его поверхности определяется по формуле

$$W = \Sigma(W_c + W_d), \quad (\text{XI.1})$$

где  $W_c$  и  $W_d$  — статическая и динамическая фильтрация через единицу поверхности вскрытого пласта, м<sup>3</sup>/ч на 1 м глубины скважины.

Глубина проникновения глинистого раствора в пласт зависит от его фильтрационных свойств, перепада давления на пласт, а также от свойств раствора и времени его воздействия на пласт.

Глубина проникновения глинистых растворов из бентонитовых глин в различные образцы обводненного песка при избыточном давлении 0,1 кгс/см<sup>2</sup> показана в табл. XI.3.

ТАБЛИЦА XI.3

## ГЛУБИНА ПРОНИКНОВЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ РАСТВОРОВ ИЗ БЕНТОНИТОВЫХ ГЛИН, мм

Размер зерен песка, мм	Вязкость по СПВ-5, с			
	50	45	28	24
3—4	> 300	> 300	> 300	> 300
2—2,5	> 300	> 300	> 300	> 300
1—1,25	52	105	157	207
0,5—0,635	5	12	2 <sub>25</sub>	4 <sub>2</sub>
0,25—0,3	0	0	3	5

Проникновение глинистого раствора в поры пласта зависит от его вязкости и статического напряжения сдвига. Чем выше вязкость глинистого раствора, меньше его удельный вес и больше содержание песка в растворе, тем на меньшее расстояние проникает глинистый раствор внутрь пласта. Зависимость глубины проникновения глинистого раствора в пласт от его вязкости показана на рис. XI.2.

Глубину проникновения глинистого раствора в поры водоносного пласта, представленного мелкозернистыми песками, рекомендуется определять по формуле Царевича

$$l = k \frac{d}{m} \frac{\Delta p}{\tau_0}, \quad (\text{XI.2})$$

где  $l$  — глубина проникновения раствора в пласт;  $k$  — коэффициент сопротивления, учитывающий сопротивление движению раствора в порах пласта;  $m$  — поправка на кривизну обтекающих струй;  $d$  — диаметр зерен;  $\Delta p$  — разность давлений между пластом и скважиной;  $\tau_0$  — сопротивление раствора сдвигу.

Для крупнозернистых и гравелистых песков и других высокопроницаемых пород глубину проникновения раствора следует рассчитывать по формуле [3]

$$l = \sqrt{\frac{\Delta p 2 R_0 k d}{\tau_0}} - R_0^3, \quad (\text{XI.3})$$

где  $R_0$  — радиус скважины; остальные значения те же, что и в формуле (XI.2).

Для пластов, представленных песчаниками, глубину проникновения глинистого раствора в пласт рекомендуется рассчитывать по эмпирической формуле С. М. Кулиева и А. Х. Мирзаджанзаде

$$l = \frac{\sqrt{2} \left[ 3 \frac{159,84 (1 - m^2) k}{m^3} \right] \sqrt{k/m} (p_r + \Delta p - p_{пл})}{\tau_0}, \quad (\text{XI.4})$$

где  $l$  — глубина проникновения раствора в пласт;  $k$  — проницаемость пласта,  $m$  — пористость;  $p_r$  — гидростатическое давление столба глинистого раствора; соответствующее глубине ухода;  $\Delta p$  — гидростатическое сопротивление при движении раствора в скважине;  $p_{пл}$  — пластовое давление;  $\tau_0$  — сопротивление раствора сдвигу.

С увеличением глубины проникновения раствора в пласт будет расти и сопротивление его движению. При некотором значении  $l$  сопротивление настолько возрастает, что избыточное давление на пласт будет меньше сопротивления статического напряжения сдвига глинистого раствора.

Помимо явлений глинизации водоносного пласта на стенках скважины происходит образование глинистой корки. При этом в зависимости от качества глины изменяются толщина и прочность глинистой корки. Зависимость плотности глинистой корки от ее толщины приведена на рис. XI.3.

Опытами, проведенными в лаборатории глинистых растворов НТГУ (г. Новосибирск), была установлена также зависимость толщины глинистой корки от интенсивности движения глинистого раствора в скважине (рис. XI.4). Исследованиями установлено, что глинистая корка плохо поддается размыву. При скоростях движения воды менее 0,8 м/с размыва глинистой корки не наблюдается, а при скоростях движения воды 1 м/с скорость размыва составляет 0,5 мм/ч. Твердость плотной глинистой корки по Бринелю составляет 0,05–0,1 кгс/мм<sup>2</sup>, а рыхлой части корки — 0,1 кгс/мм<sup>2</sup>.

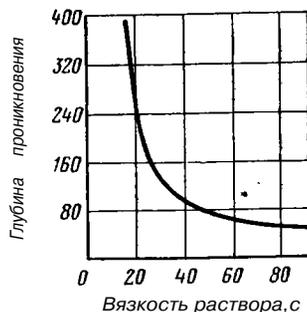


РИС. XI.2.  
ЗАВИСИМОСТЬ ГЛУБИНЫ  
ПРОНИКНОВЕНИЯ ГЛИНИ-  
СТОГО РАСТВОРА В ПЕСКИ  
(РАЗМЕР ЗЕРЕН 1-1,25 мм)  
ОТ ВЯЗКОСТИ РАСТВОРА

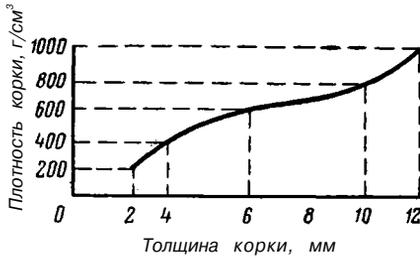


РИС. XI.3.  
ЗАВИСИМОСТЬ ПЛОТНОСТИ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ ОТ ЕЕ ТОЛЩИНЫ

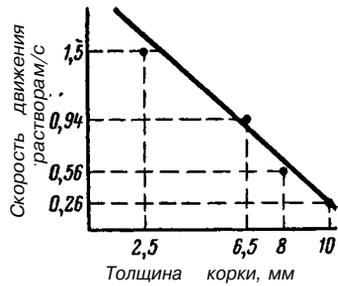


РИС. XI.4.  
ЗАВИСИМОСТЬ ТОЛЩИНЫ ГЛИНИСТОЙ КОРКИ ОТ СКОРОСТИ ДВИЖЕНИЯ ГЛИНИСТОГО РАСТВОРА В СКВАЖИНЕ

Притоку воды из пласта препятствует также заземленный слабопроницаемый экран между стенкой скважины и фильтром, состоящий из шлама обрушенной породы и глинистой фазы промывочной жидкости. Для неустойчивых песков степень экранизации  $K_3$  рекомендуется определять по формуле А. И. Деревянных и А. Б. Сотникова

$$K_3 = \frac{(H - l_0) k}{m}, \quad (XI.5)$$

где  $l_0$  — длина отстойника фильтра;  $k$  — коэффициент раскрытия зоны глинизации;  $m$  — мощность водоносного пласта;  $H$  — высота заполнения кольцевого пространства

$$H = \frac{V + V_1 - V_2}{0,785 (d_c^2 - d_\phi^2)}, \quad (XI.6)$$

где  $V$  — объем конуса обрушения неустойчивых песков;  $V_1$  — объем песка, полученный вследствие суффозионного выноса;  $V_2$  — объем песка, прошедший через фильтр;  $d_c$  — усредненный диаметр скважины в интервале фильтра;  $d_\phi$  — наружный диаметр фильтра.

Отрицательное влияние глинизации пор и трещин пласта на его проницаемость чрезвычайно велико. Известно, что вследствие глинизации проницаемость пласта уменьшается в десятки раз. В результате проникновения глинистого раствора на большую глубину в высокопроницаемые пористые коллекторы водоносного пласта последний изменяет свои физические характеристики (естественное удельное сопротивление), что отрицательно влияет на точность электрометрических измерений при каротаже скважин стандартными методами (рис. XI.5).

По данным геофизических диаграмм, наиболее проницаемый и продуктивный участок пласта в интервале 307—313 м показан менее проницаемым, хотя в этом интервале пласт представлен крупнозернистыми песками с гравием и галькой. Аналогичная картина и в интервале 380—385 м.

При вскрытии безнапорных и слабонапорных устойчивых водоносных пластов, как правило, наблюдается поглощение промывочной жидкости, обогащенной шламом из выбуренной породы. Интенсивность кольтматации трещин и пор пласта зависит от их размера и размера частиц шлама, скорости их движения в скважине и количества поглощаемой промывочной жидкости в скважину.

Для пористых коллекторов (пески и другие породы) глубина проникновения шлама в пласт незначительна, а для трещинных коллекторов при условиях полного и катастрофического поглощения промывочной жидкости шлам прони-

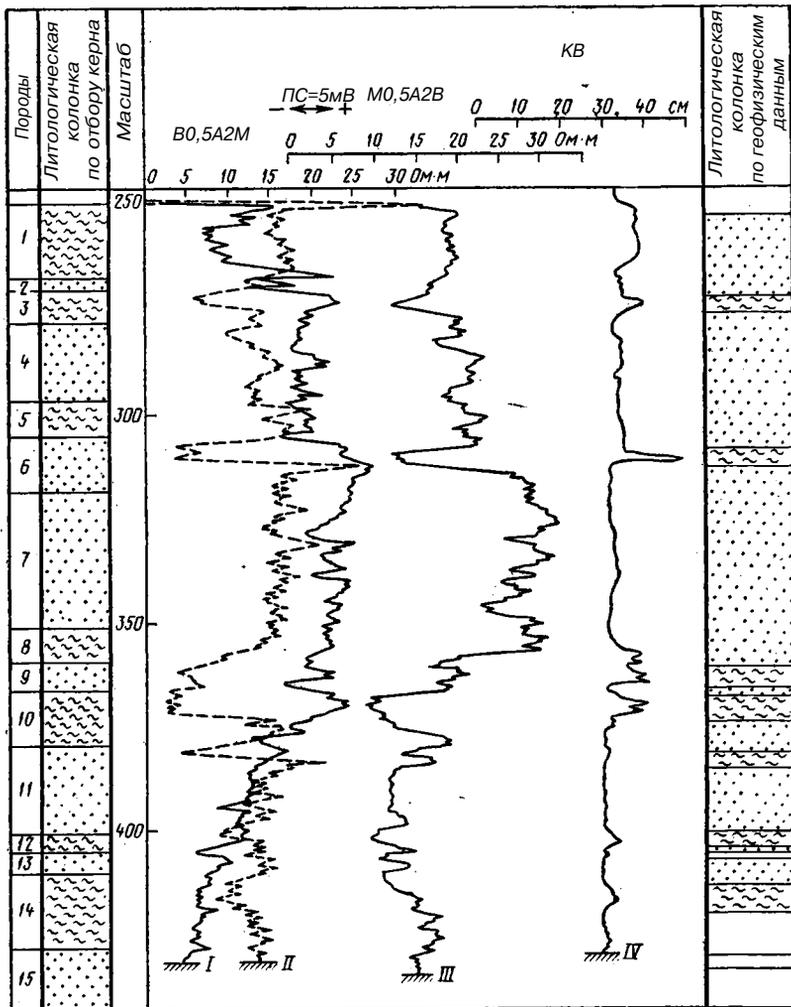


РИС. XI.5.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ ЗАЛЕГАНИЯ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА ПО ДАННЫМ СТАНДАРТНОГО КАРОТАЖА И ОТБОРА КЕРНА (СКВ. 3635 АЛТАЙСКИЙ КРАЙ)

*I, III* — диаграммы КС;

*II* — диаграмма ПС;

*IV* — кавернометрия;

*1* — глина зеленая и синяя плотная песчанистая;

*2* — песок серый мелкозернистый;

*3* — в подошве слоя пласт обугленного дерева мощностью 4 м;

*4* — песок зеленовато-серый мелко- и тонкозернистый глинистый;

*5* — глина грязно-зеленого цвета;

*6* — песок серый мелко- и крупнозернистый водоносный;

*7* — песок серый мелкозернистый;

*8* — глина зеленая плотная;

*9* — песок серый мелкозернистый глинистый;

*10* — глина зеленая и коричневая плотная, вязкая;

*11* — песок серый разнозернистый водоносный;

*12* — глина коричневая плотная;

*13* — песок серый мелкозернистый водоносный;

*14* — глина коричневая плотная песчанистая;

*15* — песок серый мелкозернистый глинистый

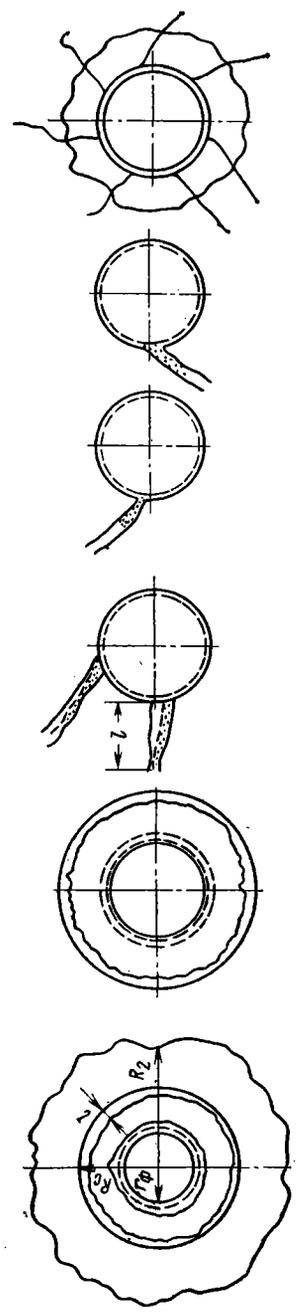
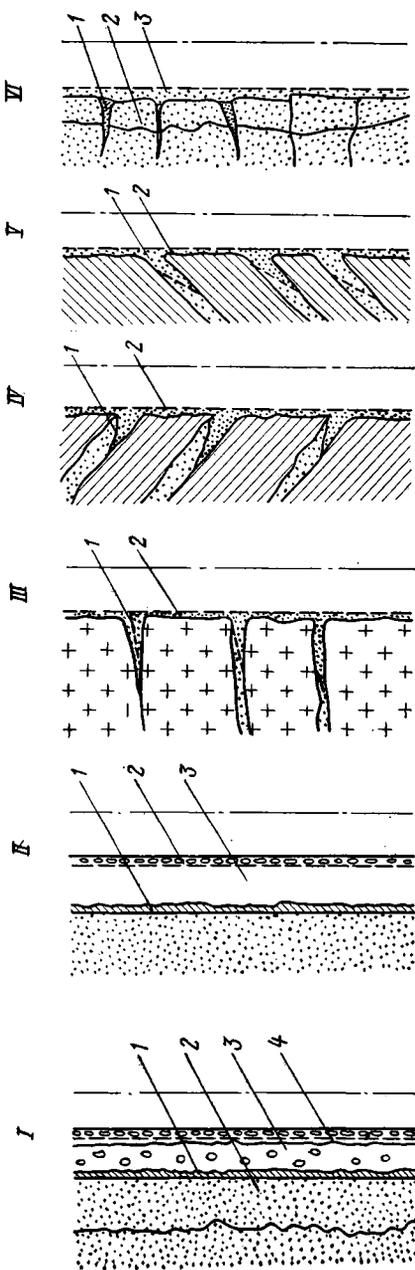


РИС. XI.6.

СХЕМЫ БЛОКИРОВАНИЯ ВОДОПРИЕМНОЙ ЧАСТИ СКВАЖИН:

- I — глинизация водоносного пласта и фильтра с зацементом шлама в глинистом экране;
- II — глинистая корка;
- III — глинистое растворивание; глинистый экран между фильтром и стенкой скважины;
- IV — глинистая корка на фильтре;
- V — кольматаж шлагом пор водоносного пласта и фильтра;
- VI — зона кольматажа на стенках скважины;
- VII — кольматаж отверстий фильтра;
- III — промывочная жидкость;
- IV — кольматаж (глинизация) горизонтальных трещин водоносного пласта;
- I — шлам или шлам с глинистым раствором;
- II — глинистая корка;
- III — кольматаж (глинизация) выступающих трещин водоносного пласта;
- IV — зона кольматажа шлагом или глинистым раствором со шлагом;
- V — глинистая корка;
- VI — кольматаж (глинизация) падающих

- трещин водоносного пласта;
- I — зона кольматажа трещин;
- II — глинистая корка;
- III — кольматаж (глинизация) водоносного пласта, представленного трещинно-пористым коллектором;
- IV — кольматаж трещин;
- V — внутренняя зона глинизации пор пласта;
- VI — глинистая корка или зона кольматажа шлагом

кает на значительные расстояния в пласт. А. И. Деревянных и др. предлагают определить глубину проникновения частиц шлама в трещину пласта по формуле

$$R = \frac{2k_0 k_{\Phi} p_{\text{изб}}}{\eta_a \ln \frac{2,25at}{r_0^2} \sqrt{\frac{\delta(\gamma_1 - \gamma_2)}{\gamma_2}} \sqrt{\frac{4g}{3c} f (\cos \alpha \pm \sin \alpha)}}, \quad (\text{XI.7})$$

где  $R$  — расстояние, на которое частица шлама удаляется в трещину, м;  $k_0$  — безразмерный коэффициент, учитывающий соотношение размеров частиц шлама и канала поглощения ( $0 < k < 1$ );  $k_{\Phi}$  — коэффициент фильтрации, м/сут;  $p_{\text{изб}}$  — избыточное гидростатическое давление промывочной жидкости на пласт, кгс/см<sup>2</sup>;  $\eta_a$  — коэффициент активной пористости пласта;  $\gamma_1 - \gamma_2$  — удельные веса шлама и промывочной жидкости, гс/см<sup>3</sup>;  $a$  — коэффициент пьезопроводности пласта, м<sup>2</sup>/сут;  $t$  — время с начала вскрытия пласта, сут;  $r_0$  — радиус скважины, м;  $\delta$  — диаметр частиц шлама, мм;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $c$  — коэффициент, зависящий от формы частиц, ее размеров, местоположения в потоке жидкости и ее вязкости;  $\alpha$  — угол наклона трещины к горизонту (знак минус при направлении трещины от стенки скважины вниз, знак плюс — в обратном направлении);  $f$  — коэффициент трения частицы шлама о породу.

Радиус удаления частиц бурового шлама от оси скважины тем больше, чем меньше размеры частиц и удельный вес, круче падение нисходящих трещин и больше избыточное давление на пласт из скважины. Разрыв во времени между процессом вскрытия водоносного пласта, опусканием фильтровой колонны и началом работ по освоению скважины должен сводиться к минимуму, в противном случае процесс закупорки коллектора водоносного пласта может стать необратимым.

Схемы различных вариантов блокировки водоприемной части скважин загрязняющими материалами приведены на рис. XI.6.

Снижение естественной проницаемости водоносных пород может произойти вследствие ударных гидродинамических воздействий на пласт в процессе его вскрытия. Это явление характерно в основном для неустойчивых (рыхлых) водоносных пород, когда в процессе ударных нагрузок происходит частичное разжижение, например водоносных песков, что приводит к переукладке и уплотнению зерен песка и снижению его проницаемости в призабойной части. Этим можно объяснить, что скважины, пробуренные ударно-канатным способом в мелко- и среднезернистых песках, часто имеют меньшие дебиты, чем при вращательном бурении с прямой или обратной промывкой водой.

Воздействия, вызывающие разрушение структуры скелета пористого коллектора водоносного пласта, весьма разнообразны; чаще всего это динамические и импульсные воздействия различного рода.

При ударно-канатном бурении в процессе вскрытия водоносного пласта это ударные нагрузки (при работе желонкой или применении ударной бабы для посадки

колонны труб); при вращательном бурении — это гидродинамические нагрузки, связанные с ведением спуско-подъемных операций, и др.

Причинами снижения проницаемости водоносного пласта могут быть также образования в порах нерастворимых осадков при взаимодействии промывочных жидкостей с пластовыми водами или проникновение фильтрата раствора в пласт. Особенно это характерно при бурении скважин на минеральные воды или при бурении различных химических реагентов и добавок в промывочные жидкости.

## § 2. Технология вскрытия водоносных пластов

Способы вскрытия водоносных пластов можно классифицировать с учетом современного состояния технологии и техники бурения и коллекторских свойств пласта (табл. XI.4).

При выборе способа вскрытия водоносного пласта необходимо учитывать:

1) гидродинамическую характеристику водоносного пласта: пластовое давление, устойчивость пород, коллекторские свойства пласта (размер пор и трещин) и т. д.;

2) глубину залегания водоносного пласта и степень устойчивости его кровли;

3) проектные параметры водоприемной части скважины: диаметр, длину рабочей части фильтра, техническую характеристику фильтра, необходимость гравийной обсыпки и дебит скважины.

Перечисленные факторы определяют выбор способа вскрытия водоносного пласта, обеспечивающего минимальные затраты на освоение скважины для получения ее проектного дебита и долговечности как источника водоснабжения.

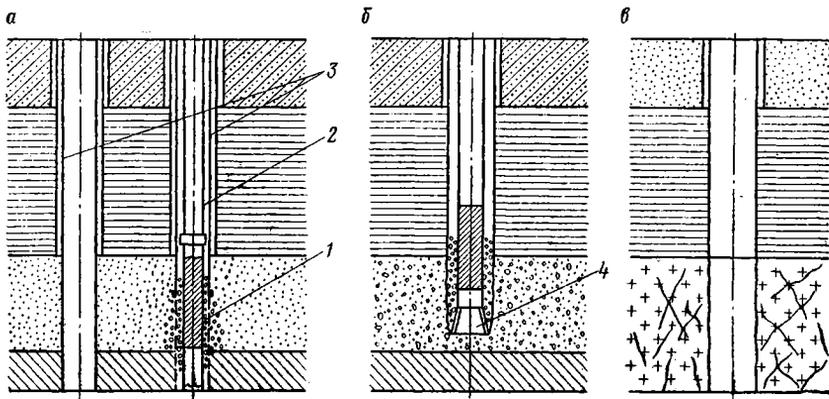
Вскрытие пласта ударно-канатным бурением (рис. XI.7) имеет преимущество по сравнению с другими способами вскрытия водоносных пластов, залегающих на глубине до 100 м, обычно низконапорных, пльвунного типа или характеризующихся катастрофическим поглощением. Водоносные пласты могут быть представлены песками, валунно-галечными отложениями и горными породами с интенсивной трещиноватостью, большим раскрытием трещин, кавернами и пустотами.

РИС. XI.7.  
СХЕМА ВСКРЫТИЯ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ УДАРНО-КАНАТНЫМ БУРЕНИЕМ:

*a* — вскрытие пласта, представленного неустойчивыми породами;  
*б* — вскрытие водоносного пласта бурением

фильтровой колонной с коническим башмаком;  
*в* — вскрытие устойчивого водоносного пласта открытым забоем:

1 — гравий;  
2 — фильтровая колонна;  
3 — обсадная колонна;  
4 — конический башмак



По предложению Г. П. Квашнина, Д. Н. Башкатова и др., способ бурения с прямой промывкой водой в рыхлых породах с постоянным поддержанием противодавления на пласт начал применяться с 1960 г. Большой вклад в исследование и развитие этого способа внесли А. С. Дерман, А. И. Деревянных, М. Г. Оноприенко, А. В. Панков и др.

Способ вскрытия водоносных пластов вращательным бурением с прямой промывкой водой широко распространен в практике буровых работ на воду. Он применяется как для устойчивых водоносных пластов, так и для водоносных пластов, сложенных рыхлыми неустойчивыми породами, в основном для условий, когда пластовое давление воды не проявляется самоизливом из скважины, а также если в водоносном пласте не происходит полного или катастрофического поглощения промывочной жидкости.

При вскрытии неустойчивых водоносных пластов с промывкой водой требуются тщательная подготовка и хорошая организация технологического процесса, обеспечивающего минимальные затраты времени на вскрытие пласта, установку фильтра и начало откачки.

Эксплуатационную колонну цементируют. Если район в гидрогеологическом отношении слабо изучен, рекомендуется первоначально вскрыть водоносный пласт разведочной скважиной (допускается применение глинистого раствора) и по результатам электрометрических измерений уточнить интервалы установки рабочей части фильтра.

При подготовке к вскрытию водоносного пласта с промывкой водой проводят работы по очистке отстойников, устройству отвода использованной промывочной воды от устья скважины; промеряют и подготавливают фильтровую колонну с установкой центрирующих фонарей и нижнего левого переводника с обратным клапаном; подготавливают верхнюю крышку-сальник в надфильтровой части колонны; готовят гравий для обсыпки фильтра. В комплект инструмента должна входить одна—две укороченные бурильные трубы, если невозможно наращивание бурильной трубы нормальной длины.

Расчет требуемого количества воды ( $m^3$ ) для вскрытия водоносного пласта определяется по следующей методике:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4, \quad (XI.8)$$

где  $Q_1$  — объем воды, необходимый для замены промывочной жидкости, заполняющей скважину перед вскрытием,  $m^3$

$$Q_1 = \frac{\pi D_1^2}{4} H_1 k_1, \quad (XI.9)$$

где  $D_1$  — диаметр эксплуатационной колонны, м;  $H_1$  — глубина башмака колонны, м;  $k_1$  — коэффициент, учитывающий число циклов промывки для полного замещения глинистого раствора водой ( $k = 1, 5, \dots, 2$ );

$Q_2$  — объем воды, необходимый для заполнения ствола скважины, вскрывшей водоносный пласт,  $m^3$

$$Q_2 = \frac{\pi (D_2 k_2)^2}{4} H_2, \quad (XI.10)$$

где  $D_2$  — диаметр скважины, вскрывшей пласт, м;  $H_2$  — длина интервала от кровли пласта до проектного забоя, м;  $k_2$  — коэффициент увеличения  $D_2$  при размыве пород водой ( $k_2 = 1,27 \div 1,3$ );

$Q_3$  — объем воды, необходимый для вскрытия водоносного пласта с учетом поглощения,  $m^3$

$$Q_3 = Q_n T k, \quad (XI.11)$$

где  $Q_n$  — подача насоса,  $m^3/ч$ ;  $T$  — время вскрытия пласта, ч;  $k$  — коэффициент поглощения (для водоносных пластов, представленных песками, расчетный коэффициент  $k = 0,3$ );

ТАБЛИЦА XI.4

## КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ ВСКРЫТИЯ ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ БУ

Рекомендуемый способ вскрытия водоносного пласта	Технология вскрытия пласта	Группа водоносного пласта по геологическим и гидродинамическим условиям залегания (см. табл. XI.1)	Ре	
			глубина, м	
I. Ударно-канатный	С опережением забоя вспомогательной колонной обсадных труб и последующим «оголением» фильтра	$\frac{A-I-a}{A-II-b}$	< 100	
	Под защитой тиксотропной рубашки	$\frac{A-I-a, \text{ г}}{A-II-b, \text{ г}}$	< 150	
	Фильтровой колонной с конусным башмаком, то же дырчатый шелевой каркас с проволоочной обмоткой	A-III-в	< 100	
	Открытым забоем без крепления трубами	$\frac{B-I-в}{B-III-в}$	< 150	
II. Вращательный с прямой промывкой	Технической водой	A-I-a, A-II-b	< 100	
		B-I-II-a, б	100-600	
	Глинистым раствором	$\frac{B-I-a, \text{ г}}{B-II, III-г}$		
		$\frac{A-I, II-г}{B-I, II-г}$	100-1500 и более	
	Аэрированными растворами	$\frac{B-I-в}{B-III-в}$	100-600	
	Меловыми растворами	$\frac{B-II-б}{B-I-б}$	100-600	
	Специальными растворами	A-I-a, г; A-II-б, г иногда B, B-I, II-a, б, залегающие в условиях многолетней мерзлоты и др.	100-600	

РЕНИИ СКВАЖИН НА ВОДУ

комендуемые конструктивные элементы скважин

тип	параметры фильтра			максимальный дебит, м <sup>3</sup> /ч
	диаметр, мм	длина, м	наличие гравийной обсыпки	
<u>Сетчатый</u> Проволочный	219—325	< 30	Гравийная обсыпка (возможна многослойная)	< 100
Сетчатый	168—273	< 50	—	< 50
Проволочный	273—426	< 40	Нет	< 300
<u>Каркас</u> Без фильтра	273—325	< 50	»	< 150
Сетчатый, проволочный	168—377	< 80	Гравийная обсыпка уширенного контура (500—900 мм)	< 300
Проволочный каркас без обмотки, без фильтра	219—273 219—273	10—200	Нет	< 150
<u>Сетчатый, проволочный</u> Дырчатый каркас	168—325	10—300	Гравийная обсыпка до 500 мм	< 200
	168—273	10—300	Нет	< 500
<u>Каркас</u> Без фильтра	168—273 168—219	< 200	»	< 150
<u>Каркас</u> Без фильтра	168—273	< 200	»	< 100
Сетчатый, проволочный	168—273	< 200	Иногда с гравийной обсыпкой	< 100

Рекомендуемый способ вскрытия водоносного пласта	Технология вскрытия пласта	Группа водоносного пласта по геологическим и гидродинамическим условиям залегания (см. табл. XI.1)	Ре
			глубина, м
III. Вращательный с обратной промывкой	Технической водой	$\frac{A-I-a, б}{A-II-б}$ $\frac{A-III-в}{B-II, III-б, в}$	< 200 м (иногда более) < 200
	Глинистыми растворами	A-I, II, III-г	< 200
IV. Вращательный с продувкой воздухом	С применением пневмударника	B-I, II-a, б	< 150
	С прямой продувкой и бурением шарошечным долотом	$\frac{B-III-б}{B-I, II, III-a, б, в}$	< 200
V. Гидромывом фильтра	С применением гидравлического расширителя	A-I-a	< 50
	С применением гидронасадки	A-II-б	< 50
VI. Разработка каверны для бесфильтровой скважины эрлифтом или другими техническими средствами	С заполнением каверны гравием	A-I, II-a, б с устойчивой кровлей водоносного пласта	100—300
	Без заполнения каверны гравием	A-I-II-a, б с устойчивой кровлей водоносного пласта	100—300

Примечание. В породах группы A-I, II водоносных пластов при вскрытии рекогравийной обсыпки фильтра уширенного контура.

$Q_4$  — объем воды, необходимый для восполнения поглощения при проработке ствола, каротаже и спуске фильтра за время  $T$ , м<sup>3</sup>

$$Q_4 = Q_n T k. \quad (XI.12)$$

Практика показывает, что при вскрытии водоносных пластов мощностью 60—80 м сложенных мелко, средне- и крупнозернистыми песками, при глубине скважин до 300 м, диаметрах эксплуатационной колонны 273—325 мм и фильтровой 168—219 мм максимальный общий расход воды колеблется в пределах 30—50 м<sup>3</sup>.

В пласт, представленный пористым коллектором, вода поглощается мало, так как происходит поверхностная коагуляция пор пласта шламом, который легко удаляется с началом откачки воды из скважины. По данным наблюдений, удельное водопоглощение при вскрытии песков с прямой промывкой водой в 400 раз меньше удельного дебита скважины, полученного при откачке. На рис. XI.8 показана интенсивность водопоглощения при проведении различных работ в скважинах [9]. Например, для условий Западной Сибири удельное

комендуемые конструктивные элементы скважин

тип	параметры фильтра			максимальный дебит, м <sup>3</sup> /ч
	диаметр, мм	длина, м	наличие гравийной обсыпки	
<u>Сетчатый</u>	325—426	< 100	Гравийная обсыпка до 1000 мм	< 300 и более
<u>Проволочный</u>	325—426			
<u>Каркас</u>	до 500 до 500		Нет	
<u>Без фильтра</u>				
Сетчатый, проволочный	325—426	< 100	С гравийной обсыпкой до 1000 мм	< 300.
Без фильтра (или каркас)	163	< 120	Нет	5—30
<u>Каркас</u>	219	< 120	»	< 500
<u>Без фильтра</u>				
Сетчатый	168—325	< 20	Возможна обсыпка фильтра гравием	< 100
Проволочный	168—325	< 20	То же	< 200
Без фильтра	—	< 5	С заполнением гравием	< 150
Без фильтра	—	< 5	Нет	< 150

мендуется разработка механическими или гидравлическими расширителями каверны для

водопоглощение составляет от 0,15 до 0,4 м<sup>3</sup>/ч на 1 м вскрываемого водоносного пласта, представленного песками. Удельное водопоглощение рекомендуется определять по формуле

$$q = \frac{Q_n - Q_b}{H}, \quad (\text{XI.13})$$

где  $Q_n$  — количество воды, поданное буровым насосом в скважину, м<sup>3</sup>;  $Q_b$  — количество истекающей из скважины воды, м<sup>3</sup>;  $H$  — мощность пласта, вскрытого скважиной, м.

После цементирования обсадной колонны глинистый раствор в колонне и отстойниках заменяют технической водой, затем разбуривают цементную пробку и вскрывают пласт.

Проходку по пласту, как правило, рекомендуется проводить с промывкой водой и последующим удалением использованной воды. Бурение с замкнутым циклом промывки допускается при условии, если водоносный пласт сложен чи-

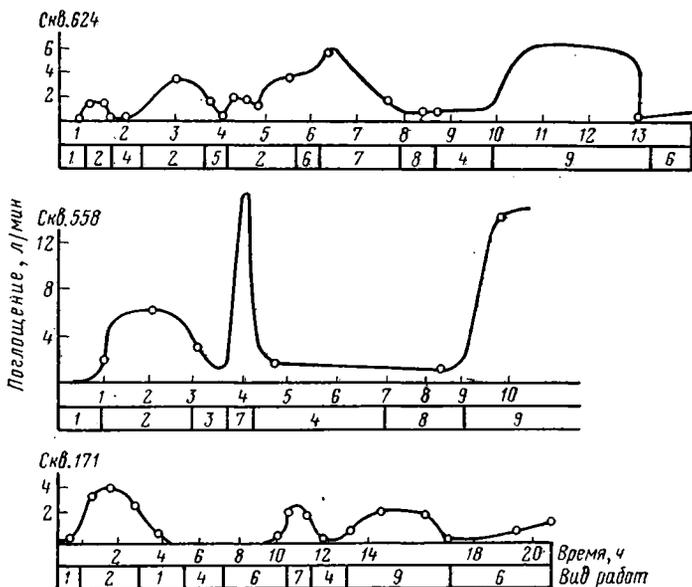


РИС. XI.8.

ГРАФИК ЗАВИСИМОСТИ ПОГЛОЩЕНИЯ ОТ ВИДОВ РАБОТ В СКВАЖИНЕ ПРИ ВСКРЫТИИ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА С ПРЯМОЙ ПРОМЫВКОЙ ВОДОЙ.

Углубка:

1 — в глинах;

2 — в песках;

3 — в глинистых песках;

виды работ:

4 — прекращение углубки и промывки;

5 — наращивание инструмента;

6 — промывка;

7 — подъем инструмента;

8 — геофизические исследования;

9 — крепление

стыми песками без глинистых и иловатых пропластков, исключающих создание естественного глинистого раствора. Обычно рекомендуется бурение трехшарошечным долотом с уменьшенной осевой нагрузкой или лопастными долотами; при частоте вращения снаряда не более 90—120 об/мин. Перед каждым наращиванием буровой трубы пройденный интервал необходимо 1—2 раза проработать с максимальной промывкой для лучшей очистки забоя. Обычно в процессе вскрытия водоносного пласта наращивание буровых труб проходит нормально, но иногда при наличии пропластков гравелистых песков, шлам которых не выносятся, приходится наращивать укороченную буровую трубу.

Основным условием безаварийной работы при вскрытии водоносных песков с промывкой водой, является тщательное наблюдение за уровнем воды в скважине, уровень воды у устья скважины должен быть постоянным. Чем выше статический уровень воды в скважине, тем строже следует следить за уровнем и доливом воды при проведении различных работ.

Проведение спуско-подъемных операций должно осуществляться плавно, без рывков и ударов во избежание гидродинамических нагрузок на пласт.

Е. В. Сукуренов и др. при спуске колонны буровых труб рекомендуют определять избыточное давление в скважине  $\Delta p_c$  по формуле

$$\Delta p_c = \frac{u_{\max} L \eta'}{D^2 - d^2}, \quad (\text{XI.14})$$

где  $u_{\max}$  — максимальная скорость спуска труб, м/с;  $L$  — длина спуска труб, м;  $\eta'$  — коэффициент вязкости промывочной жидкости, сП;  $d$  — диаметр колонны буровых труб, м;  $D$  — диаметр скважины, м.

При подъеме бурильных труб в скважину обязательно доливают воду. Уравнение предельного гидродинамического равновесия, при котором сложенный песками и вскрытый скважиной водоносный пласт будет находиться в устойчивом состоянии, можно представить в виде

$$p_{\text{бок}} - p_{\text{пл}} < \Delta p_{\text{изб}} \quad (\text{XI.15})$$

где  $p_{\text{бок}}$  — сила бокового распора, кгс;  $p_{\text{пл}}$  — пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>;  $\Delta p_{\text{изб}}$  — избыточное гидростатическое давление промывочной жидкости в стволе скважины, кгс/см<sup>2</sup>.

Сила бокового распора для песков определяется выражением

$$p_{\text{бок}} = \frac{\sqrt{3} - \text{tg } \varphi}{\sqrt{3} + 2 \text{tg } \varphi} p_{\text{гор}}, \quad (\text{XI.16})$$

Где  $\varphi$  — угол внутреннего трения обводненных песков, градус. Значения  $\text{tg } \varphi$  приведены в табл. XI.5.

Величина горного давления определяется известным выражением

$$p_{\text{гор}} = \sum_{i=0}^n \gamma_i h_i k_i, \quad (\text{XI.17})$$

где  $\gamma_i$  — удельный вес пород каждого слоя ( $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \dots, \gamma_n$ ), гс/см<sup>3</sup>;  $h_i$  — мощность каждого слоя ( $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n$ ), м;  $k_i$  — коэффициент полного горного давления ( $0,5\% < k_i < 0,95$ ), зависящий от многих факторов, характеризующих физические свойства горных пород.

Пластовое давление находят по формуле

$$p_{\text{пл}} = H_{\text{ст}} \gamma_{\text{пл}}, \quad (\text{XI.18})$$

где  $H_{\text{ст}}$  — пьезометрический уровень воды в скважине, равный пластовому давлению, м;  $\gamma_{\text{пл}}$  — удельный вес жидкости, заполняющий пласт, гс/см<sup>3</sup>.

Избыточное давление на пласт определяется выражением

$$\Delta p_{\text{изб}} = p_{\text{г}} - p_{\text{пл}}. \quad (\text{XI.19})$$

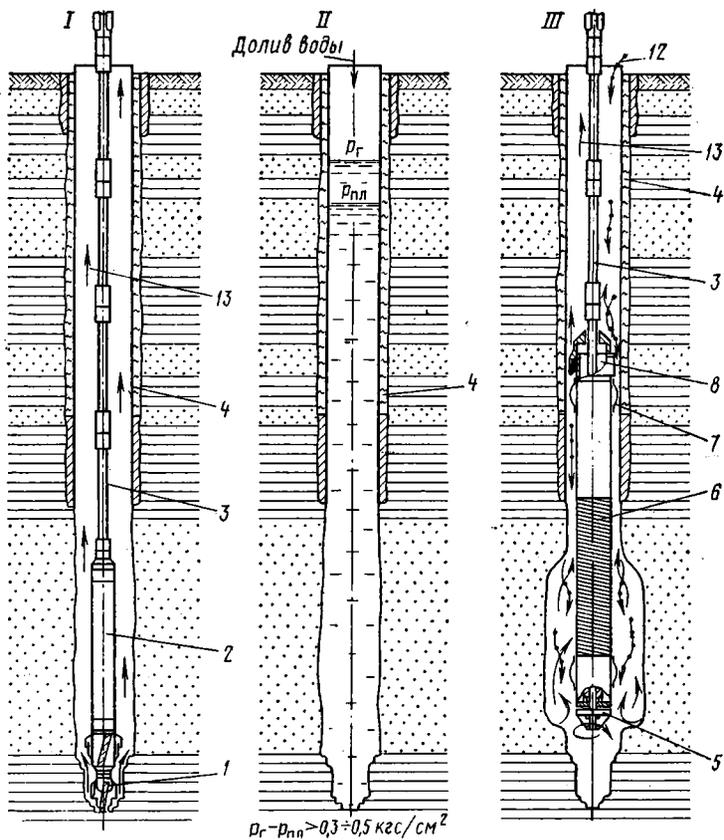
Величина фильтрационных сил  $p_{\text{ф}}$ , возникающих под действием избыточного гидростатического давления воды на пласт, рассчитывается по формуле

$$p_{\text{ф}} = \Delta p_{\text{изб}} q, \quad (\text{XI.20})$$

где  $q$  — удельное водопоглощение.

ТАБЛИЦА XI.5  
ЗНАЧЕНИЕ УГЛА  $\varphi$  ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ПЕСКОВ

Порода	Угол внутреннего трения $\varphi$ , градус	Значение	
		$\text{tg } \varphi$	$c = \frac{\sqrt{3} - \text{tg } \varphi}{\sqrt{3} + 2 \text{tg } \varphi}$
Песок:			
крупный	27	0,51	0,44
средний	25	0,47	0,47
мелкий	20	0,36	0,56
глинистый	30	0,58	0,41
Гравий	30	0,58	0,41
Галечник с песком	25	0,47	0,47
Плывуны	12	0,21	0,7
Разрушенные выветриванием рыхлые граниты	35	0,70	0,33



Фильтрационные силы способствуют поддержанию стенок скважины в устойчивом состоянии. Практикой бурения в Западной Сибири установлено, что при  $\Delta\rho_{н.б} > 0,3 \div 0,5 \text{ кгс/см}^2$  водоносные пласты, сложенные песками, будут находиться в устойчивом состоянии.

Технология проведения работ по вскрытию водоносных пластов, сложенных неустойчивыми песками с прямой промывкой водой, показана на рис. XI.9.

При спуске фильтровую колонну не рекомендуется вращать во избежание деформации водоносного пласта. После спуска колонны сразу начинают промывать скважину водой при максимальной подаче насоса до интенсивного выноса песка, а затем интенсивность промывки снижают до прекращения выноса песка.

Обычно интенсивность выноса песка вначале промывки меняется из-за обвалов стенок скважины при гидродинамических воздействиях на пласт. Промывку прекращают при выносе из скважины минимального количества песка во избежание образования песчаных пробок.

Отсортированный и чистый гравий начинают засыпать при минимальной промывке, обеспечивающей вынос только мелкозернистого песка. Обычно конец засыпки гравия отмечается резким скачком давления на манометре насоса, что соответствует моменту заполнения гравием межтрубного пространства выше башмака эксплуатационной колонны.

В процессе обсыпки фильтровую колонну несколько раз поднимают на 5—10 см, чтобы гравий не зависал и более равномерно облегал фильтр. После окончания гравийной обсыпки бурильные трубы в левом переводнике отвинчивают,

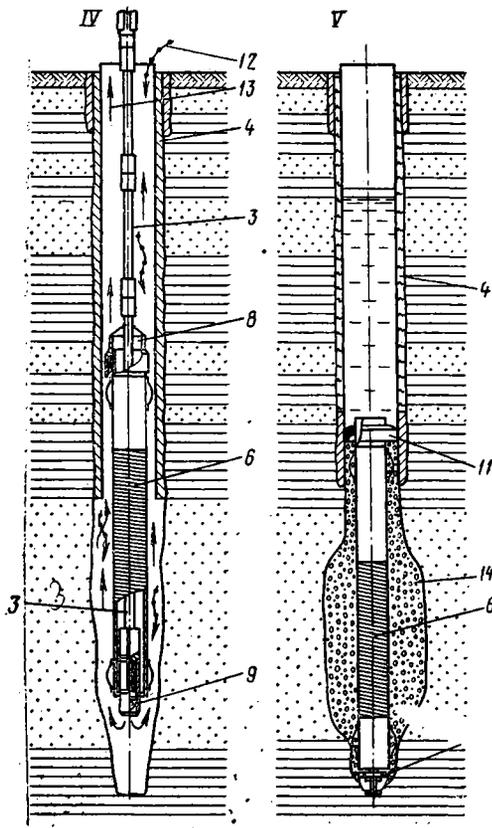


РИС. XI.9.  
СХЕМА ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ВСКРЫТИИ ВОДОНОСНЫХ ПЕСКОВ С ПРОМЫВКОЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДОЙ:

*I* — вскрытие пласта с прямой промывкой технической водой;  
*II* — поддержание избыточного давления на вскрытый пласт доливом воды при подготовке скважины к установке фильтра;

*III* — спуск фильтра с гидравлическим расширителем;  
*IV* — спуск фильтровой колонны в скважину без размыва каверны;

*V* — готовая к эксплуатации скважина с оборудованной водоприемной частью:

*1* — долото ступенчатое в комплекте с расширителем;  
*2* — УБТ;

*3* — бурильные трубы;

*4* — обсадные трубы;

*5* — гидротурбореактивный расширитель на переходнике с левой резьбой;

*6* — рабочая часть фильтра скважины;

*7* — центрирующие фонари;

*8* — крышки сальника в сжатом виде;

*9* — переходники с обратным клапаном;

*10* — обратный клапан;

*11* — сальник разжимной в рабочем состоянии;

*12* — направление движения гравия при обсыпке фильтра с обратной промывкой за фильтрового пространства;

*13* — направление движения промывочной жидкости;

*14* — гравийная обсыпка

поднимают на 1–2 м от забоя, фильтровую колонну промывают водой. Низ отстойника засыпают крупным гравием на высоту 0,5–1 м (при условии отсутствия обратного клапана).

При пробной откачке вода осветляется через 2–3 ч и удельные дебиты скважин, выполненных по описанной технологии, обычно на 20–30% выше, чем при вскрытии пласта ударно-канатным бурением. Практика показала, что обеспечивается удовлетворительная гравийная обсыпка, если зазор между фильтровой и эксплуатационной колоннами более 50 мм.

Вскрытие водоносных пластов, представленных слабоустойчивыми и устойчивыми породами, с прямой промывкой водой является простой операцией и обычно трудностей не вызывает, однако при бурении водоносных пластов, представленных устойчивыми породами, следует тщательно следить за шламовым режимом, не допуская скопления шлама. При вскрытии водоносных пластов, сложенных слабоустойчивыми породами, часто встречаются пропластки вязких пластичных пород, что требует дополнительной проработки и опускания фильтровой колонны также на левом переводнике с промывкой во избежание ее прихвата.

Для облегчения механизации работ по вскрытию неустойчивых водоносных пластов с прямой промывкой водой в тресте Востокбурвод разработана, испытана и серийно выпускается специальная оснастка, комплект которой включает: гидротурбинный расширитель; переводник с левой резьбой и обратным клапаном; центрирующие фонари для фильтра и крышку фильтра.

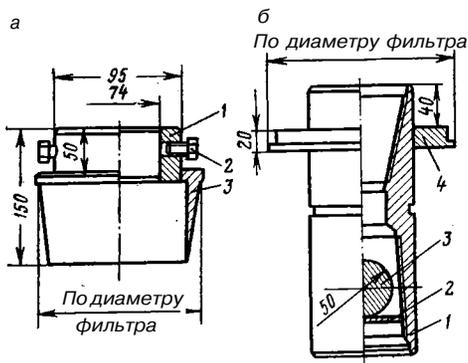


РИС. XI.10.  
КОМПЛЕКТ ОСНАСТКИ ДЛЯ  
ПОСАДКИ ФИЛЬТРОВЫХ КО-  
ЛОНН;

- a — предохранительная крышка;
- 1 — опорное стопорное кольцо;
- 2 — винт стопорный;
- 3 — отрезок ниппеля обсадной трубы;
- б — нижний левый переводник;
- 1 — муфта замка;
- 2 — фиксатор;
- 3 — шаровой обратный клапан;
- 4 — опорный фланец

Оснастка предназначена для посадки фильтровых колонн диаметрами 168, 219 и 273 мм после вскрытия пласта с прямой промывкой водой.

Комплект оснастки показан на рис. XI.10.

Способ вскрытия водоносных пластов вращательным бурением с прямой промывкой глинистым раствором, несмотря на его чрезвычайно отрицательное влияние на проницаемость водоносного пласта, до сих пор широко распространен в практике бурения скважин на воду. Его применяют как для вскрытия напорных водоносных пластов, в том числе и с самоизливом, так и для безнапорных водоносных пластов, залегающих на больших глубинах и характеризующихся полным или катастрофическим поглощением.

К глинистым растворам, применяемым для вскрытия водоносных пластов, предъявляются следующие требования:

1) легкость их извлечения из пор и трещин пласта после вскрытия и оборудования водоприемной части скважин;

2) минимальное проникновение раствора в пласт во время его вскрытия бурением;

3) отсутствие реакции с породами водоносного пласта и насыщающей его водой, ухудшающей качество добываемой воды из скважины;

4) недопустимость образования осадков, закупоривающих поры пласта и рабочей части фильтра;

5) стабильность при высоких температурах и давлении, а также при низкой температуре в контакте с пластовой водой.

Обычно широко применяют глинистые растворы, из бентонитовых глин и естественные глинистые растворы, образовавшиеся в процессе проходки скважины по глинистым породам. Тонкодисперсные бентонитовые глины обладают высокой гидрофильностью (способностью значительно набухать и самораспускаться в воде до коллоидных частиц), что определяет весьма ограниченное их применение в практике буровых работ на воду.

Использование естественных глинистых растворов или растворов, приготовленных из местных глин низкого качества, показывает, что они, как правило, имеют завышенную водоотдачу и низкое значение статического напряжения сдвига. Поэтому в такие растворы можно добавлять 5—10% сухого бентонита с последующей стабилизацией раствора ПАВ и соответствующими реагентами. Это позволяет улучшить реологические и структурные свойства раствора.

Для вскрытия водоносных пластов с пористым коллектором следует применять глинистые растворы с максимальным значением вязкости и статического напряжения сдвига. Удельный вес глинистого раствора должен обеспечивать минимальное избыточное гидростатическое давление на пласт. Удельный вес рекомендуется рассчитывать по формуле

$$\gamma_p = \frac{10k_p \rho_{пл}}{H}, \quad (XI.21)$$

где  $k$  — коэффициент превышения гидростатического давления над пластовым (принимается  $k = 1,05 \pm 1,1$ );  $p_{пл}$  — пластовое давление;  $H$  — расстояние от устья скважины до подошвы пласта.

Если позволяют гидродинамические параметры водоносного пласта, то перед опусканием фильтровой колонны в скважину глинистый раствор следует заменить водой, если это невозможно, то фильтровую колонку следует опустить на нижнем левом переводнике.

Спуско-подъемные операции необходимо проводить плавно, без рывков, так как при увеличенной вязкости глинистого раствора избыточные давления на пласт при спуске бурильной колонны и депрессии при ее подъеме могут достигать значительных величин.

Аэрированные промывочные растворы обычно применяют для вскрытия водоносных пластов, представленных устойчивыми породами, характеризующимися полным или катастрофическим поглощением.

При этом статическое напряжение сдвига и вязкость аэрированных растворов почти в 2 раза выше, чем у глинистых, а пузырьки воздуха коагулируют поры пласта и трещины, а затем легко удаляются при освоении скважины откачкой. Кроме того, снижение удельного веса аэрированных растворов до  $0,7—0,85$  гс/см<sup>3</sup> создает условия для снижения гидростатического давления на стенки скважины и уменьшает глубину проникновения раствора в пласт.

В последние годы все более широко при вскрытии водоносных пластов используют гипановые, и малоглинистые растворы. В Краснодарском крае, Белоруссии и Брянской области, а также при бурении водозаборных скважин за рубежом для вскрытия водоносного пласта применяют специальные известковые и крахмальные растворы [28].

Кроме того, при вскрытии водоносных пластов широко используются естественные промывочные жидкости, представляющие собой водные суспензии выбуренных неглинистых пород, стабилизированных химическими реагентами. Они могут быть получены специально или непосредственно в скважине в процессе бурения на основе сульфатных, сульфатно-галоидных пород алевролитов, аргиллитов, а также изверженных и метаморфических пород.

Многочисленными исследованиями установлено, что управлять свойствами промывочных жидкостей из неглинистых пород можно лишь при достаточном содержании в них высокодисперсных частиц твердой фазы, которые получают в промывочной жидкости вследствие механического диспергирования пород буровым наконечником или специальными фрезерно-струйными мельницами (например, МРМ-1, конструкции Свердловского горного института).

Таким образом, на современном уровне развития технологий вскрытия и освоения водоносных пластов применение глинистых растворов, особенно из бентонитовых глин, должно быть ограничено и рекомендуется только для исключительно сложных гидрогеологических условий.

Вскрытие водоносных пластов с обратной промывкой водой дает наибольший эффект по сравнению с другими методами; при этом сохраняются естественные условия пористости и проницаемости пласта. Из всех современных способов вскрытия водоносных пластов этот способ позволяет вскрывать пласт скважинами с диаметрами от 500 до 1000 мм и более. Дебиты скважин при вскрытии пласта с обратной промывкой в песках в 1,5—2 раза превышают дебиты аналогичных скважин, где пласты вскрыты ударно-канатным бурением.

Для применения обратной промывки при вскрытии пласта должны соблюдаться следующие основные условия:

1) пластовое давление при бурении неустойчивых и слабоустойчивых водоносных пластов должно быть на  $0,2—0,3$  кгс/см<sup>2</sup> меньше, чем полное гидростатическое давление столба жидкости в скважине;

2) запас воды должен быть достаточным, чтобы компенсировать ее поглощение при избыточном давлении на пласт не менее  $0,3$  кгс/см<sup>2</sup>;

3) глубина залегания водоносного пласта должна быть в пределах 200 м (в отдельных случаях и более).

При вскрытии водоносных пластов с обратной промывкой следует применять воду без примесей глинистых или других частиц.

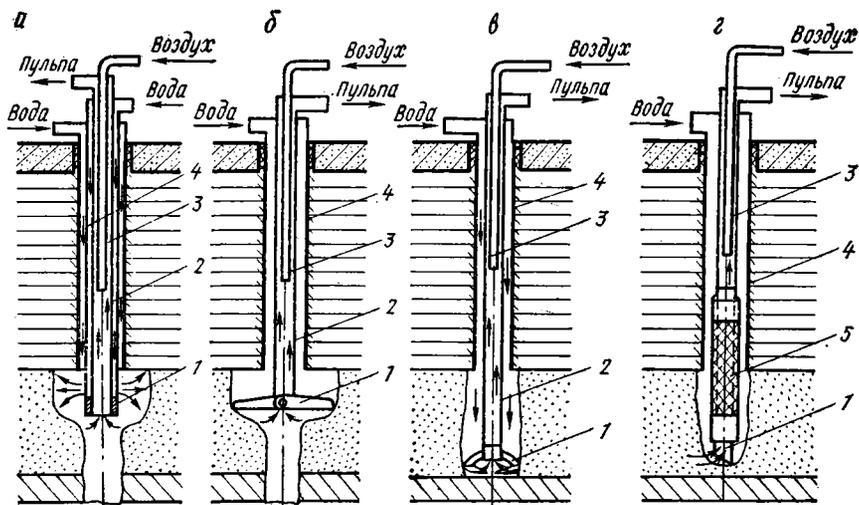


РИС. XI. 11.

СХЕМЫ ВСКРЫТИЯ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ:  
*а* — образование каверны гидрорасширителем; *б* — образование каверны механическим расширителем; *в* — вскрытие шарошечным долотом; *г* — посадка фильтра эрлифтом; *1* — расширители и долота; *2* — бурильная и водоподъемная колонны; *3* — колонна воздухоподводящих труб; *4* — эксплуатационная колонна обсадных труб; *5* — фильтр

Опыт показывает, что возможно применение обратной промывки для вскрытия устойчивых водоносных пластов, характеризующихся полным или катастрофическим поглощением при условии нормальной работы эрлифта. До начала вскрытия водоносного пласта на буровой должно быть все готово для спуска фильтровой колонны и проведения гравийной обсыпки фильтра.

В особо сложных гидрогеологических условиях, характеризующихся сильным водопроявлением (самоизливом), неустойчивые пласты можно вскрыть с обратной промывкой глинистым или другим раствором.

Схемы вскрытия водоносных пластов с обратной промывкой приведены на рис. XI.11.

Продувка воздухом при вскрытии водоносных пластов вращательным бурением находит все большее применение.

Применение воздуха рекомендуется для вскрытия водоносных пластов, представленных трещиноватыми или пористыми породами, устойчивыми при условии, когда глубина залегания водоносных пластов не более 70—100 м, что обусловлено мощностями компрессорного оборудования. Диаметры скважин не должны превышать 243 мм.

При вскрытии водоносных пластов, представленных породами до VII категории по буримости, рекомендуется обычная схема бурения трехшарошечными долотами с продувкой воздухом, при бурении водоносных пород VIII—XII категории по буримости рекомендуется применять пневмоударники, в этом случае диаметр скважины, вскрывающей пласт, не должен превышать 155 мм.

При вскрытии водоносных пластов с продувкой воздухом одновременно происходит и их освоение. При этом дебиты скважин, водоносный пласт которых вскрывается с продувкой воздухом, значительно выше, чем дебиты скважин, вскрытых ударно-канатным способом или с промывкой водой.

Вскрывать водоносные пласты с продувкой воздухом в слабоустойчивых породах не рекомендуется, так как в результате осыпания и обвалования пород

ствол скважины расширяется и образуются каверны значительных размеров. В сильно кавернозной части ствола скважины, вскрывающей водоносный пласт, скорость восходящего потока воздуха резко падает и выносная способность его становится недостаточной для эффективного выноса шлама с забоя скважины.

Не рекомендуется применять продувку воздуха при вскрытии водоносных пластов, сложенных сланцами или подобными породами, шлам которых при смачивании может слипаться. Это приводит к образованию на забое вязкой пульпы, не поддающейся выдуванию и, как следствие, к образованию сальников, затыжке инструмента и т. д.

Очень важно до вскрытия водоносного пласта с продувкой воздухом предварительно рассчитывать избыточное статическое давление на забой

$$p'_{ст} = \frac{q_B H / \omega_{из}}{f}, \quad (XI.22)$$

где  $p'_{ст}$  — увеличение давления на забой за счет водопритока, кгс/см<sup>2</sup>;  $q_B$  — ожидаемый приток воды в скважину, кг/с;  $H$  — глубина бурения, м;  $\omega_{из}$  — избыточная скорость воздуха в затрубном пространстве или скорость движения шлама и воды от забоя к устью, м/с;  $f$  — площадь сечения затрубного пространства, м<sup>2</sup>.

Исходя из этого, полное статическое давление на забой будет иметь вид

$$p_{ст} = \gamma_2 H (1 - \theta) + \frac{q_B H}{\omega_{из} f}, \quad (XI.23)$$

где  $p_{ст}$  — полное статическое давление на забой, кгс/см<sup>2</sup>;  $\gamma_2$  — удельный вес буримых пород, кгс/м<sup>3</sup>;  $\theta$  — коэффициент разрыхления (отношение объема выбуренной породы в затрубном пространстве к общему объему затрубного пространства).

С учетом всех аэродинамических потерь давление на компрессоре, необходимое для вскрытия водоносного пласта, определяется уравнением

$$p_k = \Sigma \Delta p' + \Sigma \Delta p'' + p_{ст}, \quad (XI.24)$$

где  $\Sigma \Delta p'$  — сопротивление части циркуляционной системы от выкида до забоя (потери в затрубном пространстве герметизирующего устройства);  $\Sigma \Delta p''$  — сопротивление нагнетательной системы от компрессора до забоя (в долоте, бурильных трубах, вертлуге, нагнетательном шланге).

Все остальные расчеты приведены в главе VII.

Способ вскрытия водоносного пласта гидровывом фильтра практикуется для условий, когда пласт представлен неустойчивыми песками без примеси галечника. Диаметры отмываемых фильтров не превышают 200 мм и зависят от мощности насосного оборудования, применяемого для отмыва фильтра; глубины отмыва фильтра обычно не превышают 10–20 м. Вскрывать водоносный пласт гидровывом фильтра не рекомендуется при условии, когда он имеет пропластки, состоящие из глинистых пород, в процессе размыва которых образуются естественные глинистые растворы, коагулирующие водоносный пласт.

В практике известны два способа вскрытия водоносных пластов методом гидровыва фильтра: с применением извлекаемых и не извлекаемых из скважины насадок.

Схема гидровыва фильтра показана на рис. XI.12.

Скорость выхода струи из сопла насадки должна быть не менее 40 м/с, при этом достигается необходимый эффект для отмыва фильтра. Скорость струи жидкости, выходящей из насадки, с достаточной точностью находят по формуле

$$v_0 = 4,2 \sqrt{H}, \quad (XI.25)$$

где  $H$  — напор, под которым струя вылетает из насадки, м.

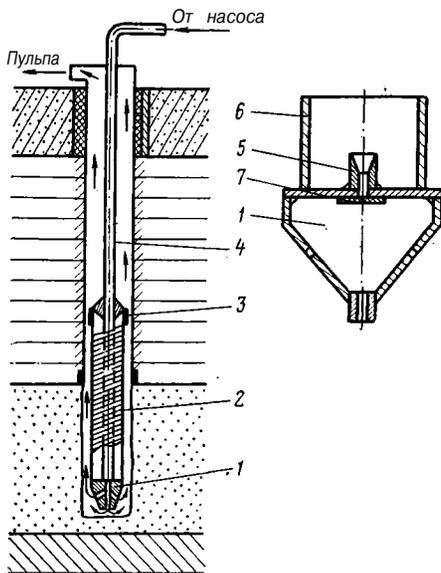


РИС. XI. 12.  
СХЕМА ПОСАДКИ ФИЛЬТРА ГИДРО-  
ВМЫВОМ:

- 1 — коническая насадка;
- 2 — фильтровая колонна;
- 3 — сальник фильтровой колонны;
- 4 — бурильные трубы;
- 5 — переходник с левой резьбой;
- 6 — муфта конической насадки с правой резьбой;
- 7 — обратный клапан

каверн эквивалентна десяткам и сотням метров трубчатых фильтров.

Каверна бесфильтровой скважины образуется при следующих способах вскрытия водоносного пласта:

- 1) при ударно-канатном бурении вследствие тартания породы пласта желонкой;
- 2) при вращательном бурении за счет вымыва каверны гидравлическими расширителями;
- 3) с помощью откачки пульпы эрлифтным снарядом или эжекторным насосом, а также размыва каверны нагнетанием воды в пласт.

При сооружении бесфильтровых скважин в неустойчивых породах необходимо рассчитывать кровлю на устойчивость.

Устойчивость кровли водоносного пласта укрепляют путем загрузки гравия одновременно с образованием каверны и образования на башмаке эксплуатационной колонны подвесной кровли.

### § 3. Освоение водоносных пластов

Технологические операции по освоению водоносных пластов включают: работы по опусканию в скважину фильтра и креплению водоприемной части скважины другими способами; по восстановлению естественной водопроницаемости пласта или искусственному ее увеличению; устройство гравийной обсыпки

Параметры насадки определяются выражением

$$l = 7,1 (D - d), \quad (XI.26)$$

где  $l$  — длина насадки, мм;  $D$  и  $d$  — начальный и конечный диаметры насадки, мм.

Диаметр насадки рекомендуется рассчитывать по формуле

$$d \approx 9 \sqrt{Q/\sqrt{H_1}}, \quad (XI.27)$$

где  $Q$  — подача насоса при оптимальном режиме работы, м<sup>3</sup>/ч;  $H_1$  — напор насоса при данной насадке (практически максимальный напор насоса при максимальной его подаче), м.

Скважины без фильтров широко применяются при эксплуатации водоносных пластов, представленных скальными и устойчивыми породами. Однако в практике имеется опыт сооружения бесфильтровых скважин, водоносные пласты в которых представлены неустойчивыми (рыхлыми) породами. Возможность сооружения таких скважин обычно обуславливается наличием устойчивой кровли, под сводом которой можно выработать каверну бесфильтровой скважины.

Бесфильтровые скважины весьма эффективны, так как величина фильтрационной поверхности их

фильтров; откачку воды из скважины с целью формирования водоприемной части скважины и осветления воды.

В зависимости от способа вскрытия водонапорного пласта последовательность операций по освоению скважины может изменяться или совмещаться с процессом вскрытия пласта.

В практике буровых работ на воду известно много способов разглинизации водоносных пластов и фильтров буровых скважин, применение которых без научного анализа и оценки их технико-экономической эффективности не всегда дает желаемый результат. Весьма эффективные способы восстановления водопроницаемости пластов в одних гидрогеологических и технических условиях не дают какого-либо ощутимого эффекта при применении их в других условиях, и, более того это часто, приводит к отрицательному результату и осложнениям в скважинах.

На основании исследований физико-химической сущности процессов глинизации и кольматажа пор и трещин пород водоносного пласта, а также практики и опыта освоения скважин все способы освоения и восстановления проницаемости коллектора пласта целесообразно классифицировать (табл. XI.6).

Применение различных способов восстановления проницаемости водоприемной части скважин позволяет:

1) удалять глинистую корку со стенок скважины и с непроницаемого или слабопроницаемого заземленного экрана, находящегося между стенкой скважины и наружной поверхностью фильтра (в практике этот процесс называется наружной разглинизацией);

2) удалять глинистые частицы и шлам, проникшие в поры пласта (процесс внутренней разглинизации);

3) очищать фильтрационные отверстия в рабочей части фильтра от глинистых частиц и шлама.

Исходя из практики применения и испытания различных способов разглинизации, рассмотрим их эффективность и технологию производства.

### **Способ промывки**

После установки фильтровой колонны в скважину глинистый раствор удаляют обычно методом промывки водой по зафильтровому пространству (рис. XI.13). Для этих целей над башмаком фильтровой колонны устанавливают стоп-кольцо 4 с конической проточкой под конусную резьбу ниппеля замка буровых труб 2, стоп-кольцо 4 устанавливается на 1—2 м выше башмака отстойника. Под стоп-кольцо в отстойнике вырезаются специальные окна для нагнетания промывочной жидкости (воды). Часто вместо стоп-кольца на специальном фланце устанавливают переводник с обратным клапаном и левой резьбой под ниппель нижней буровой трубы, что позволяет спускать фильтровую колонну с одновременной промывкой по зафильтровому пространству.

Если фильтровую колонну спускают впотай, то надфильтровую часть перекрывают специальным сальником или коническим фланцем 5. Вода подается через буровые трубы 2, стоп-кольцо 4 или левый переводник 3 и промывочные окна 7, смывает рабочую часть фильтра 1, заглинизированные стенки водоносного пласта 6 и выходит на поверхность.

Конструкция нижнего переводника приведена на рис. XI.14.

Промывка таким способом ведется до осветления воды. Признаком «оживления» водоносного пласта является вынос песка и поглощение воды. Промывку и удаление глинистого раствора из зафильтрового пространства можно осуществлять по схеме, приведенной на рис. XI.15. В этом случае фильтр 2 спускают на буровых трубах 4 с левым переводником 3, находящимся в надфильтровой части. Промывочная жидкость проходит через буровые трубы 4 и по линии наименьшего сопротивления выходит в верхней рабочей части фильтра 2, омывая только кровлю водоносного пласта 1. Применение промывки скважины по такой технологии не обеспечивает полного удаления глинистого раствора из скважины и затягивает сроки освоения, так как раствор со временем уплотняется в зафильтровом, пространстве, образуя непроницаемый экран.

ТАБЛИЦА XI.6

## КЛАССИФИКАЦИЯ СПОСОБОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОНИЦА

Способ восстановления проницаемости водоносного пласта	Характер воздей- ствия на водопри- емную часть скважины	Удаление продуктов кольматажа из скважины		Технологические методы осуществления декольматажа (разглинизации) водоприемной части скважины	Рекомен		
		технология	направление движения продуктов кольматажа		тип и группа водоносного пласта		
Физический	Гидро- статиче- ский	Одновре- менно с удалением глинистого (или друго- го) раство- ра из сква- жины	По зафил- тровому простран- ству Через фильтр и открытый башмак фильтра	Прямая промывка водой по зафилтрово- вому пространству	А, Б, В-1, II-a, б		
			По зафил- тровому простран- ству Через про- мывочные окна в фильтре	Обратная промыв- ка по зафилтрово- мому пространству с прокачкой эрлифтом			
	Гидро- импульс- ный	После уда- ления гли- нистого раствора из сква- жины Одновре- менно с удалением глинистого (или другое) раствора из сква- жины	Через ра- бочую по- верхность фильтра	Поинтервальная промывка с приме- нением гидроершей и пакеров Комбинированная обратно-всасываю- щая промывка через промывочные окна (метод ВСЕГИНГЕО) с об- рушением зоны гли- низации	А-1, II-a, б	А-1-II-a, б	
			По зафил- тровому простран- ству	Метод поинтер- вального обрушения пород водоносного пласта с выносом их при откачке через пакерное устройство с одновременным за- мещением гравием (метод Востокбур- вода)	А-1, II-a, б Б-1-a, б		
		Через ра- бочую по- верхность и открытый башмак фильтра	Продукция возду- хом Виброразглини- зация с откачкой Электроимпульсная разглинизация Гидроимпульсная откачка Свабирование и же- лонирование	А, Б, В	А, Б, В-1, II, III-a, б, в		

ЕМОСТИ ПЛАСТА В ВОДОПРИЕМНОЙ ЧАСТИ БУРОВЫХ СКВАЖИН НА ВОДУ

дваемая область применения		Эффективность способа		
тип фильтра	основное назначение	удаление глинистой корки и непроницаемого экрана между стенкой скважины и фильтром	очистка фильтрационных отверстий фильтра	очистка пор и трещин пород водоносного пласта
Все типы фильтров	Удаление глинистого раствора из скважины до начала работ по восстановлению проницаемости пласта	Частичное »	Частичная »	Нет »
Сетчатые, проволочные		»	Полная	Частичная
Сетчатые, проволочные	Удаление глинистой корки и очистка пор водоносного пласта	Полное	Частичная	Полная
Проволочный		»	Полная	
Сетчатые, проволочные	Интенсификация водопритока с образованием дренажных каналов в пласте	»	Полная	Частичная
То же	Очистка фильтра	Частичное	»	»
Все типы фильтров	Восстановление проницаемости призабойной зоны и фильтра	Полное » »	Полная	» »
		Частичное	Полная	Частичная

Продолжение табл. XI.6

Способ восстановления проницаемости водоносного пласта	Характер воздействия на водоприемную часть скважины	Удаление продуктов из скважины		Технологические методы осуществления декольматажа (разглинизации) водоприемной части скважины	Рекомен	
		технология	направление движения продуктов кольматажа		тип и группа водоносного пласта	
Физический	Гидроимпульсный.	После удаления бурового (глинистого) раствора из скважины	Через рабочую поверхность фильтра и открытый башмак фильтра	Взрыв  Имплозия  Ультразвуковые воздействия	А-1, II-a, б	
	Механический	После удаления бурового раствора из скважины Одновременное удаление бурового (глинистого) раствора из скважины	Через рабочую поверхность фильтра  По зафильтровому пространству	Механический ерш  Разрушение зоны глинизации пласта механическим расширителем, установленным под башмаком фильтра	А, Б, В-1, II, III  А-1, II-a, б, в, г  А-1, II-a, б, в, г	
	Кислотный	После удаления бурового (глинистого) раствора из скважины	Через рабочую поверхность и башмак фильтра	Солянокислотная обработка  Глинокислотная обработка	Б, В-1, II-a, б, в	
Химический	С применением ПАВ	То же	По зафильтровому пространству	Разглинизация с применением ПАВ Предохранение фильтров от глинизации с помощью растворимых паст, пленок и обмазок ПАВ поверхности фильтра	А, Б-1, II-a, б, в	
Физико-химический	Гидроимпульсный и химический	»	То же	Взрыв с инъекцией в пласт химических реагентов (кислот, ПАВ и т. д.)	Б, В-1, а, б	
	Электрохимический	»	Через рабочую поверхность фильтра	Электрохимическая обработка фильтра	А, Б-1, а, б	

дуемая область применения		Эффективность способа		
тип фильтра	основное назначение	удаление глинистой корки и непроницаемого экрана между стенкой скважины и фильтром	очистка фильтрационных отверстий фильтра	очистка пор и трещин пород водоносного пласта
Сетчатые, проволочные	Восстановление, интенсификация проницаемости пласта То же	Полное	Полная	»
		Частичное	Частичная	
Все типы фильтров	Восстановление проницаемости призабойной зоны водоприемной части скважины	»	Слабое	Частичная
Сетчатый, проволочный	Очистка фильтра	Нет	Частичная	Нет
Сетчатый, проволочный	Разглинизация с образованием каверны под засыпку гравия уширенного контура	Полное	Нет	Полная
Проволочный, каркасный	Для карбонатных пород или при применении для вскрытия меловых растворов (разглинизация и интенсификация)	Полное	Полная	
Сетчатый, проволочный	Предохранение фильтра и ускорение разглинизации	Полное	Полная	
		Частичное	Полная	Частичная
Проволочный, каркасный без фильтра	Интенсификация водопритока с образованием дренажных каналов	Полное	Частичная	Полная
Сетчатый, проволочный	Очистка фильтра	Частичное	Полная	Нет

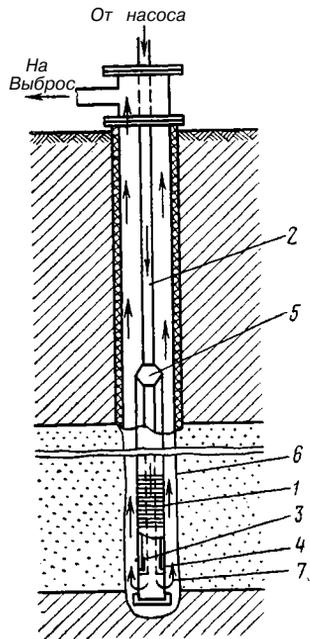


РИС. XI. 13.  
СХЕМА РАЗГЛИНИЗАЦИИ  
ПРОМЫВКОЙ  
ЧЕРЕЗ БАШМАК ФИЛЬТРОВЫЙ КОЛОННЫ

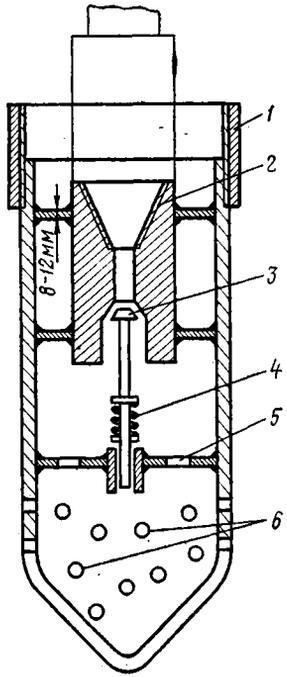


РИС. XI. 14.  
НИЖНИЙ ПЕРЕВОДНИК ДЛЯ  
СПУСКА ФИЛЬТРА С КЛАПАНОМ:  
1 — муфта с резьбой под отстойник  
фильтра;  
2 — левая резьба под бурильные трубы;  
3 — клапан;  
4 — пружина;  
5 — диск с отверстием;  
6 — промывочные окна

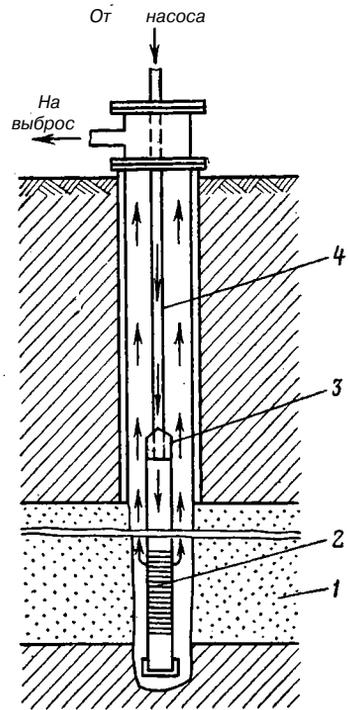


РИС. XI. 15.  
СХЕМА РАЗГЛИНИЗАЦИИ.  
ПРОМЫВКОЙ ЧЕРЕЗ РАБОЧУЮ  
ПОВЕРХНОСТЬ  
ФИЛЬТРА

### Способ поинтервальной промывки фильтра

Этот метод был разработан в системе треста Востокбурвод и нашел широкое применение при разглинизации глубоких скважин, в которых водоносные пласты залегают в интервале 1000—1200 м; рабочую часть фильтра устанавливают в несколько этажей. В этом случае надфильтровую часть колонны выводят до устья скважины. В фильтровой колонне монтируют три и более стопорных кольца с конусной выточкой для бурильных труб.

Спуск бурильных труб и установка их на верхнее стоп-кольцо позволяют провести зафильтровую промывку. После ее окончания бурильные трубы поднимают и ударом разбивают верхнее стоп-кольцо. После этого бурильные трубы устанавливают на следующее стоп-кольцо и процесс повторяется.

После установки фильтра и промывки скважины бурильные трубы извлекают, на верхнее стоп-кольцо ставят пробку и проводят манжетное цементирование фильтровой колонны.

Если фильтровую колонну спускают впотай, то между эксплуатационной и фильтровой колоннами устанавливают разжимной сальник.

### Способ разглинизации водоносных пластов через промывочное окно (РПО)

Из существующих способов разглинизации водоносных горизонтов в неустойчивых породах особого внимания заслуживает так называемый способ обратновсасывающей промывки через промывочные окна, разработанный в институте ВСЕГИНГЕО [7].

Преимуществами этого способа являются: простота исполнения; высокая эффективность и совмещение разглинизации непосредственно с откачкой скважины.

Сущность способа заключается в удалении породы, обрушенной в зафильтровом кольцевом пространстве, через специальные окна в период откачки. Конструкция скважины и расположение отдельных деталей устройства в момент проведения разглинизации показаны на рис. XI.16.

Указанное устройство устанавливают между фильтром и его отстойником. Оно состоит из специального nipples 9 с упорным кольцом 8, промывочных окон 7, скользящей втулки 5, которая фиксируется срезными штифтами 6 в верхнем положении на весь период разглинизации.

Разглинизация ведется как обычный процесс откачки эрлифтом. При этом в результате понижения уровня воды в скважине стенки обрушаются вместе с глинистой коркой. Обрушенная порода падает в кольцевое пространство и заполняет его. Поскольку из скважины идет постоянный отбор воды, то обрушенная

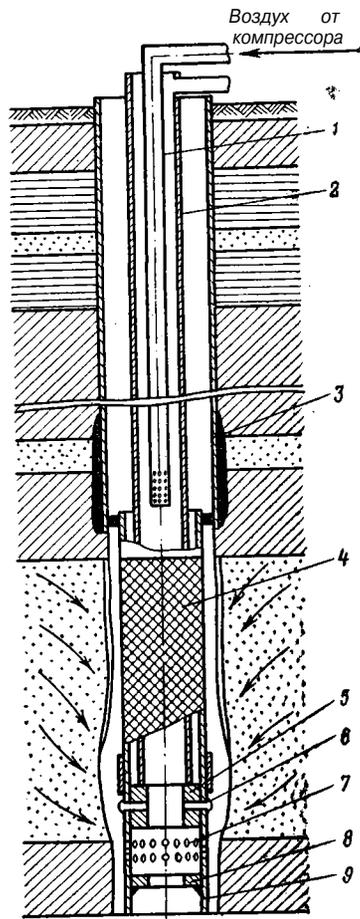


РИС. XI.16.  
СХЕМА РАЗГЛИНИЗАЦИИ МЕТОДОМ ОБРАТНОВСАСЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫВКИ ЧЕРЕЗ ПРОМЫВОЧНЫЕ ОКНА (МЕТОД ВСЕГИНГЕО);

- 1 — воздушные трубы эрлифта;
- 2 — водоподъемные трубы;
- 3 — кондуктор;
- 4 — рабочая часть фильтра;
- 5 — втулка;
- 6 — срезной штифт;
- 7 — промывочные окна;
- 8 — упорное кольцо;
- 9 — nipples

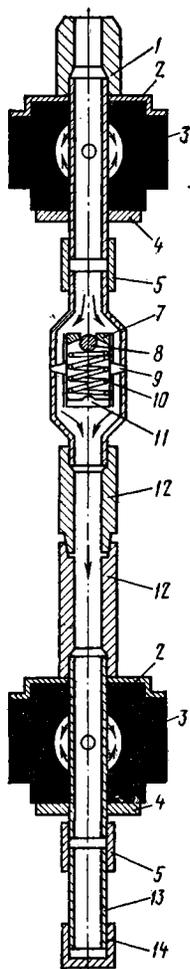


РИС. XI.17.  
СХЕМА ПРИСПОСОБЛЕНИЯ (ПАКЕРА) ДЛЯ РАЗГЛИНИЗАЦИИ ФИЛЬТРОВ И СКВАЖИН

Приспособление (рис. XI.17), предложенное трестом Промбурвод, представляет собой пакер двойного действия. Оно состоит из резиновых раздувающихся манжет 3, вмонтированных в опорные металлические кольца 2, зажимных гаек 4, навинченных на металлические каркасы из труб диаметром 73 мм, соединительных муфт 5 и 12 регулирующей гайки 7 клапана, шарикового клапана 8 диаметром 32 мм, пружины 10 клапана, упора 11 для пружины клапана, отстойника 13 и заглушки 14 отстойника. Пакер навинчивают при помощи специальной муфты 1 на нижний конец колонны буровых труб, спускают вместе с ней на требуемую глубину и устанавливают таким образом, чтобы в пространстве между манже-

пора через промывочные окна и водоподъемную колонну выносился на поверхность. Вследствие постоянного удаления породы процесс разглинизации стенок скважины будет в основном происходить в свободной части кольца и зависеть от того, какая часть кольцевого пространства заполнена песком. Идеальным является случай, когда объем обрушаемой породы равен объему породы, выносимой через промывочные окна, т. е. при полностью свободном кольцевом пространстве.

Поэтому при определении требуемого понижения в скважине необходимо учитывать устойчивость стенок скважины и возникающие при этом скорости восходящего потока. Содержание песка в откачиваемой жидкости не должно превышать 10—15%. Поскольку учитывать интенсивность самого обрушения за фильтром практически невозможно, то этот фактор можно регулировать только интенсивностью откачки.

Продолжительность прокачки скважины определяется временем очистки воды и количеством вынесенного песка. В зависимости от конструкции фильтра и района работ количество вынесенного песка предварительно может быть принято в пределах 0,3—0,5 м<sup>3</sup> на 1 м длины фильтра. Время, требуемое для прокачки скважины этим способом, составляет одну бригадо-смену.

По окончании разглинизации перекрывают промывочные окна. Для этого водоподъемной колонной (или другим инструментом) слегка ударяют по скользящей втулке 5 до среза штифтов 6; скользящая втулка перемещается до упорного кольцами перекрывает промывочные окна. После перекрытия промывочных окон водоподъемную колонну приподнимают на длину фильтра и продолжают откачку до полного осветления воды.

При выборе длины фильтра и места его установки необходимо помнить, что верх фильтрующей части должен отстоять от кровли водоносного пласта на высоту конечного конуса обрушения.

После разглинизации этим способом может предусматриваться заполнение конуса обрушения гравием; величина удаления фильтра от кровли будет определяться в зависимости от высоты гравийной обсыпки, так как при наличии гравийной обсыпки конус обрушения в последующем не оказывает отрицательного влияния на дебит скважины.

### Способ промывки с помощью пакеров и гидроершей

Пакеры и гидроерши применяют для промывки скважин с целью удаления глинистого раствора из пространства между рабочей частью фильтра и водоносным пластом, а также для разглинизации рабочей части фильтра.

Приспособление (рис. XI.17), предложенное трестом Промбурвод, представляет собой пакер двойного действия. Оно состоит из резиновых раздувающихся манжет 3, вмонтированных в опорные металлические кольца 2, зажимных гаек 4, навинченных на металлические каркасы из труб диаметром 73 мм, соединительных муфт 5 и 12 регулирующей гайки 7 клапана, шарикового клапана 8 диаметром 32 мм, пружины 10 клапана, упора 11 для пружины клапана, отстойника 13 и заглушки 14 отстойника. Пакер навинчивают при помощи специальной муфты 1 на нижний конец колонны буровых труб, спускают вместе с ней на требуемую глубину и устанавливают таким образом, чтобы в пространстве между манже-

тами находился водоносный пласт или фильтр. На верхний конец колонны труб навинчивают головку, через которую нагнетают воду при давлении 50 кгс/см<sup>2</sup>, вода проникает сначала в нижнюю манжету, затем в верхнюю и раздувает их, изолируя перфорированный участок фильтровой колонны. При достижении давления, на которое отрегулирован клапан, последний срабатывает и открывает доступ воды (через отверстия 9) в изолированный участок — в зону разглинизации фильтра и стенок скважины.

По окончании процесса разглинизации, который продолжается на каждом изолированном участке примерно 10—15 мин, нагнетание воды прекращают и пакер извлекают из скважины, после чего откачивают воду с помощью компрессора до полного ее осветления. Если дебит скважины окажется недостаточным по сравнению с проектным, можно проводить повторное пакерование.

Описанное приспособление — компактное, простое и эффективное. Клапан 8, который легко регулируется на различные давления, позволяет распределять воду в зависимости от создаваемого давления в пакер и фильтры. В случае выхода из строя клапан можно легко заменить другим.

Примерно на таком же принципе устроены гидроерши, применяемые для разглинизации скважин. Конструкция гидроерша, предложенная Ф. И. Письменским и И. Р. Мельниковым, применяется не только для разглинизации скважин при освоении, но и при восстановлении водопрпускной способности фильтра после колматации фильтрующей поверхности в процессе эксплуатации. Конструкция гидроерша позволяет использовать его так же, как сваб, что очень важно при разглинизации водоносных пластов. Устройство состоит из следующих основных узлов (рис. XI.18):

1) поршней с грузом для создания гидравлического удара в рабочей части фильтра. Поршни выполняют функции сваба;

2) приемного клапана для тартания воды из скважины со взвешенными частицами и глинистым раствором;

3) механического ерша для очистки внутренних стенок рабочей части фильтра;

4) гидроерша, гидравлические насадки которого (форсунки) позволяют под большим давлением нагнетать воду или химический раствор в участок фильтра, изолированный между двумя поршнями.

Разглинизацию скважины проводят в следующем порядке (рис. XI.19). Устройство на тресе с нагнетательным шлангом или на бурильных трубах опускают в скважину. Без установки верхнего поршня и гидронасадок проводят свабирование скважины. С установленным поршнем и гидронасадками устройство работает как гидроерш, промывая рабочую поверхность фильтра и заглинизированные стенки скважины в изолированном участке между двумя поршнями. Давление струи жидкости, выходящей из гидронасадок, может колебаться в пределах от 3 до 30—40 кгс/см<sup>2</sup>.

Фильтр рекомендуется промывать сверху вниз.

Гидравлический ерш применяют при спуске фильтровой колонны. В этом случае гидроерш устанавливают перед башмаком фильтровой колонны, которую спускают с одновременной промывкой водой.

### Способ нагнетания воды в пласт

Этот способ применяется, если проведена разглинизация методами промывки, свабирования, ТДШ и др.

Следует учитывать, что явление гидроразрыва для водоносных песков связано с фильтрационной деформацией пласта.

Давление на устье скважины во время нагнетания воды в пласт предварительно определяется по формуле

$$p_s = (1,6 \div 2,0)(p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}}) + \Delta p, \quad (\text{XI.28})$$

где  $p_{\text{пл}}$  — пластовое давление;  $p_{\text{гор}}$  — полное горное давление;  $\Delta p$  — гидравлические потери в бурильных трубах.

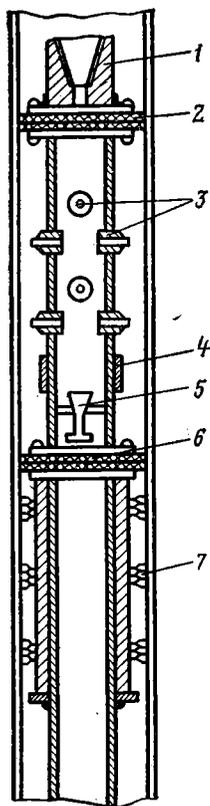
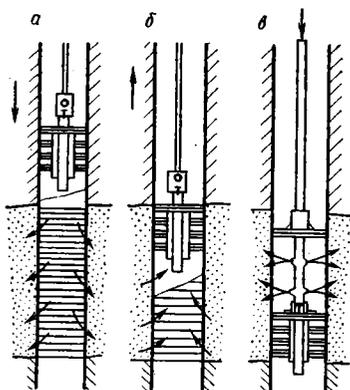


РИС. XI.18.  
 КОНСТРУКЦИЯ ГИДРОЕРША:  
 1 — муфта бурильных труб;  
 2, 6 — поршни;  
 3 — промывочные насадки;  
 4 — муфта;  
 5 — обратный клапан;  
 7 — механический ерш с грузом

РИС. XI.19.  
 СХЕМЫ РАБОТЫ ГИДРО-  
 ЕРШОМ:

*a* — движение поршня вниз;  
*б* — движение поршня вверх;  
*в* — работа с двумя поршнями  
 (гидроерш)



Расход жидкости, необходимой для нагнетания в пласт, должен быть в 2—4 раза больше, чем ожидаемый дебит скважины. Зная давление на устье и необходимый расход жидкости, определяют требуемую гидравлическую мощность из выражения

$$N = 0,133Qp_y, \quad (\text{XI.29})$$

где  $Q$  — расход жидкости, нагнетаемой в пласт.

Затраты времени на разглинизацию и освоение скважин методом нагнетания воды в пласт составляют в среднем одну-две станко-смены на каждую скважину.

Практикой установлено, что давление нагнетания воды в заглинизированный пласт для мелкозернистых песков составляет обычно  $0,5 \div 0,7 p_{гор}$  и для крупнозернистых не более  $0,5 p_{гор}$  ( $p_{гор}$  — горное давление).

Для проведения процесса нагнетания воды в пласт можно рекомендовать пакерные устройства, разработанные трестом Востокбурвод и институтом СНИИГГИМС. На рис. XI.20 приведена принципиальная схема пакерного промывочного устройства, основными узлами которого являются: верхний пакер *A*, гидроузел *B* со съемными штуцерами и нижний пакер *B*. При достижении требуемой глубины в колонну труб закачивают воду. Вследствие возникающего перепада давления вода через отверстия 2 и 5 попадает под герметизирующие обочечки, раздувает их и прижимает к стенкам фильтра, изолируя некоторый участок. При дальнейшем закачивании поток воды через отверстия в штуцерах

устремляется к рабочей поверхности фильтра, разрушая и вымывая глинистую корку со стенок скважины.

По окончании промывки фильтра закачивание жидкости прекращают, в результате чего во внутренней полости устройства падает давление, и резиновые оболочки под действием упругих сил принимают транспортное положение. Затем пакер приподнимают (опускают) на новый участок и промывку фильтра повторяют.

При нагнетании воды в пласт во внутренней полости оболочки пакера устанавливается избыточное давление  $p_{изб}$ , величина которого равна

$$p_{изб} = p_y - \Delta p. \quad (XI.30)$$

Под действием этого избыточного давления возникает разрывающее усилие  $F$ , величина которого может быть определена по формуле

$$F = \frac{\pi}{4} p_{изб} (D^2 - d^2), \quad (XI.31)$$

где  $D$  — внутренний диаметр оболочки пакера после прижатия его к стенкам скважины;  $d$  — наружный диаметр штока пакера, на котором закреплена герметизирующая оболочка.

Сопrotивление оболочки  $S$  в упрощенном виде можно записать

$$S = \frac{\pi}{4} [\sigma] (D_{скв}^2 - D^2), \quad (XI.32)$$

где  $[\sigma]$  — допустимое напряжение резины на разрыв;  $D_{скв}$  — диаметр скважины (наружный диаметр оболочки, прижатой к стенкам скважины).

Решаем уравнения (XI.30) и (XI.32)

$$p_{изб} \leq \frac{[\sigma] (D_{скв}^2 - D^2)}{D^2 - d^2}. \quad (XI.33)$$

На основании формулы (XI.33), зная размеры резиновой герметизирующей оболочки и физико-механические свойства ее материала, можно определить приближенное значение величины внутреннего избыточного давления, при котором обеспечивается целостность оболочки.

С помощью формулы (XI.33) можно решить и обратную задачу, т. е. определить геометрические размеры оболочки

$$d = \sqrt{\frac{D^2 ([\sigma] + p) - D_{скв}^2 [\sigma]}{p_{изб}}}, \quad (XI.34)$$

где  $d$  — внутренний диаметр герметизирующей оболочки.

Здесь неизвестной величиной является  $D$ . Учитывая, что при деформации оболочки объем остается постоянным и допуская отсутствие осевого растяжения резины, записываем

$$\frac{\pi}{4} (D_{пак}^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (D_{скв}^2 - D^2), \quad (XI.35)$$

где  $D_{пак}$  — диаметр пакера (герметизирующей оболочки) в свободном состоянии.

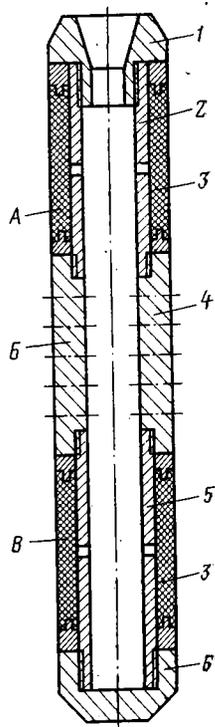


РИС. XI.20. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПАКЕРНОГО ПРОМЫВНОГО УСТРОЙСТВА КОНСТРУКЦИИ СНИИГГИМС И ВОСТОКБУРВОД:

1 — верхний переводник;  
2 — корпус с радиальными отверстиями;  
3 — резиновая герметизирующая оболочка;  
4 — корпус гидроузла с штуцерами;  
5 — корпус нижнего пакера;  
6 — заглушка

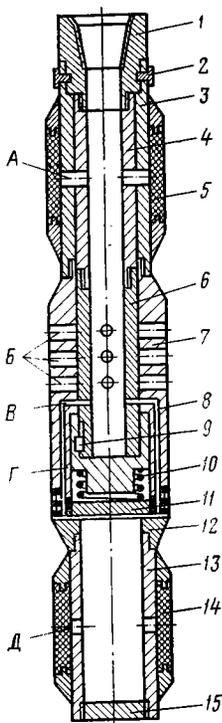


РИС. XI.21.  
СХЕМА РЕЗИНОВОГО НАДУВНОГО ПАКЕРА КОНСТРУКЦИИ СНИИГГИМС И ВОСТОКБУРВОД:  
1, 12 — переходники;  
2 — болт;  
3 — корпус;  
4 — шток;  
5, 14 — уплотнительные оболочки;  
6, 7 — внутренний, и наружный корпус гидроузла;  
8 — обойма;  
9 — шпонка;  
10 — пружина;  
11 — герметизирующая крышка;  
13 — корпус нижнего пакера;  
15 — заглушка

Отсюда

$$D^2 = D_{\text{скв}}^2 + d^2 - D^2 \quad (\text{XI.36})$$

Диаметр скважины и наружный диаметр пакера  $D_{\text{пак}}$  связаны между собой коэффициентом пакеровки, величина которого для надувных резиновых пакеров может быть принята равной

$$D_{\text{пак}} = 0,835 D_{\text{скв}} \quad (\text{XI.37})$$

$$D^2 = 0,3 D_{\text{скв}}^2 + d^2 \quad (\text{XI.38})$$

Отсюда

$$d = D_{\text{скв}} \sqrt{\frac{0,7 [\sigma] - 0,3 p_{\text{изб}}}{[\sigma]}} \quad (\text{XI.39})$$

С учетом уравнения (XI.39)

$$d = D_{\text{скв}} \sqrt{\frac{0,7 [\sigma] - 0,3 (p_y + \Delta p)}{[\sigma]}} \quad (\text{XI.40})$$

На рис. XI.21 показана принципиальная схема надувного пакера.

В транспортном положении радиальные отверстия  $A$  корпуса  $3$  и штока  $4$  верхнего пакера и радиальные отверстия  $B$  осевого канала  $\Gamma$  совмещены, а радиальные отверстия наружного и внутреннего корпусов гидроузла  $B$  смещены на  $90^\circ$ .

Собранный пакер с помощью переходника  $1$  подсоединяют к колонне труб и опускают в скважину. После достижения требуемой глубины спуска в колонну труб с поверхности закачивают жидкость под некоторым давлением. Поток жидкости через радиальные отверстия  $A$ ,  $B$ ,  $D$  и осевой канал  $\Gamma$  попадает под уплотнительные оболочки  $5$  и  $14$ , растягивает их и прижимает к стенкам скважины.

Под давлением закачиваемой жидкости обойма  $8$  опускается вниз, а шпонка  $9$  устанавливается против нижнего горизонтального паз на внутреннем корпусе  $6$  гидроузла. После этого, не снимая давления на насосе, поворачивают колонну труб на  $90^\circ$ , величина этого поворота ограничивается длиной горизонтального паз. Затем закачивание жидкости прекращают. Под действием пружины  $10$  обойма  $8$  по вертикальному пазу поднимается в верхнее положение, а ее шпонка устанавливается против верхнего горизонтального паз на внутреннем корпусе  $6$ .

При повороте колонны труб радиальные отверстия  $A$  и  $B$  смещаются относительно друг друга и запирают жидкость в полости уплотнительных оболочек  $5$  и  $14$ , при этом радиальные отверстия  $B$  гидроузла смещаются и затрубное пространство между пакерами сообщается с полостью колонны труб.

После этого по известной технологии проводят один из видов работ (вызов притока жидкости из пласта путем откачки, промывку фильтра и т. п.).

Пакер снимают поворотом колонны на  $90^\circ$ . Величина этого поворота ограничена длиной верхнего горизонтального паз. После поворота радиальные отверстия  $B$  смещаются, а радиальные отверстия  $A$  и  $B$  совмещаются, открывая

выход жидкости в полость пакера. Резина под действием упругих сил сокращается, и герметизирующие оболочки принимают транспортное положение.

После этого пакер либо устанавливают на новом участке скважины, либо поднимают на поверхность.

Метод нагнетания воды в пласт является эффективным и может осуществляться двумя способами:

1) нагнетанием воды через устье скважины, оборудованное герметизирующим устройством;

2) нагнетанием воды через бурильные трубы и специальное пакерное устройство при наличии герметизирующего устройства на устье скважины.

Обязательным условием при применении метода нагнетания воды в пласт является надежное и высококачественное цементирование эксплуатационной колонны обсадных труб.

*Продувку фильтра воздухом* используют при очистке фильтра от глинистых частиц или шлама. Применение возможно при глубинах скважин до 100 м и более при условии безнапорных водоносных пластов или пластов с низким пластовым давлением (для компрессоров типа ДК-9М и др.).

### Гидроимпульсные способы

К гидроимпульсным способам освоения скважин следует отнести все гидромеханические способы возбуждения ударных волн в интервале водоносного пласта.

Схемой генераторов импульсных токов (ГИТ) для условий водозаборных скважин в практике предусмотрено следующее расположение источника энергии:

1) на дневной поверхности; электрическая энергия подается в скважину по высоковольтному кабелю или фидеру;

2) в скважине непосредственно в зоне водоносного пласта.

При расположении на поверхности ГИТ может быть смонтирован в кузове, автомобиля. В этих условиях значительно упрощается его конструкция, снижаются требования к электрической изоляции, улучшаются управление и условия регулировки режима работы источника. Однако необходимость передачи высоковольтных импульсов тока к забюю на десятки и сотни метров практически сводит на нет все эти преимущества. Например, при передаче импульса напряжения с амплитудой 50 кВ по кабелю РК-50-13-15 длиной 100 м теряется до 30% электрической энергии (от накопленной в контуре генератора).

При монтаже ГИТ в скважинном снаряде можно избежать перечисленных выше трудностей.

Поскольку при гидроимпульсных воздействиях на пласт возрастание избыточного давления ( $p_d - p_{пл}$ ) происходит достаточно быстро и действует объемно, то при условии, когда  $(p_d - p_{пл}) > p_{разрыва}$ , силы импульса действуют на все трещины или поры пласта и отверстия фильтра. В этом случае создаются благоприятные условия для максимального раскрытия трещин и пор и достигается максимальный эффект увеличения водопритока. Процесс раскрытия трещин связан с накоплением пластических деформаций пород, слагающих водоносный пласт. Усталостная прочность определяется наибольшим и наименьшим напряжениями цикла, частотой вынужденных колебаний, усталостной характеристикой разрушаемой породы и практически не зависит от закона изменения внутри интервала.

Гидроимпульсный способ освоения скважин при знакопеременном воздействии ударных волн дает максимальный эффект и позволяет при определенных условиях не только восстановить проницаемость пласта, но и искусственно увеличить ее. Гидроимпульсный способ разработан в институте ВНИИГС и тресте Промбурвод В. В. Верстовым, М. Л. Либиним, М. Г. Цейтлиным.

Сущность способа состоит в том, что во время обычной промывки или откачки в скважине периодически возбуждается интенсивная вибрация находящегося в ней водяного столба с помощью рабочего органа, расположенного в зоне фильтра (рис. XI.22).

Рабочий орган представляет собой ряд дисков 7, укрепленных на трубе 6, которая соединена с расположенным над устьем скважины вибратором 1 про-

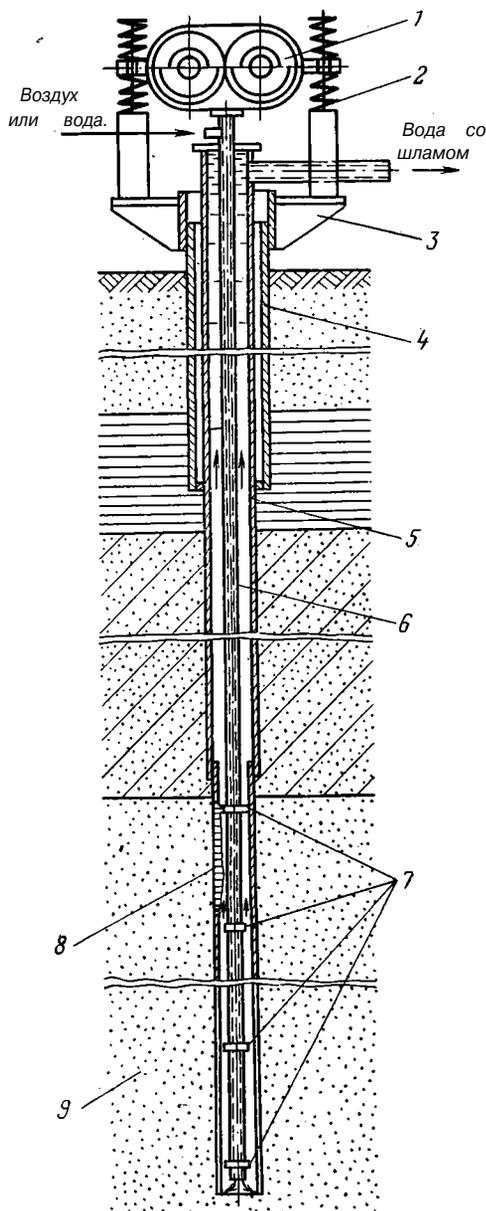


РИС. XI.22.

СХЕМА ВИБРАЦИОННОЙ РАЗГЛИНИЗАЦИИ СКВАЖИН:

- |                            |                           |                         |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|
| 1 — вибратор;              | 5 — эксплуатационная ко-  | 7 — вибрационные диски; |
| 2 — пружины вибратора;     | лонна;                    | 8 — фильтр;             |
| 3 — наголовник;            | 6 — насосно-компрессорные | 9 — водоносный пласт    |
| 4 — колонна обсадных труб; | трубы;                    |                         |

дольно-направленного действия. Наружный диаметр дисков 7 выбирают таким, чтобы между дисками и стенками каркаса фильтра 8 оставался радиальный зазор 3—5 мм. При включении вибратора 1 диски 7 начинают колебаться, вызывая импульсы переменного давления в водяном столбе, разрушающие глинистую корку на фильтре и стенках скважины и способствующие вымыванию глинистых частиц из пор пород водоносного пласта 9. Частицы разрушенной породы удаляют из скважины насосной промывкой или эрлифтной откачкой.

Для разглинизации скважин различной глубины в институте ВНИИГС, разработаны четыре типоразмера вибрационных установок (ВУР-1, ВУР-2, ВУР-3 и ВУР-4). Завод треста Промбурвод освоил выпуск агрегатов АВО и АВО-2. Виброустановки ВУР-1 и ВУР-2 выполнены на базе существующих электромеханических вибраторов ВПП-2А и ВПП-4А. Установка ВУР-3 имеет меньшие габариты и более экономична.

Вибрационный способ разглинизации следует применять на скважинах глубиной до 800 м.

Комбинированное действие знакопеременного гидродинамического давления и потока воды обеспечивает эффективное разрушение глинистой корки на стенках скважины и фильтра и удаление продуктов коагуляции из призабойной зоны водоносного пласта. Вибрационный способ разглинизации технологичен, позволяет регулировать продолжительность и интенсивность динамической обработки скважин, дает возможность совмещать динамическое и химическое воздействие на

кольтмантант, обеспечивает с помощью вибрирующего рабочего органа нагнетание реагента за контур фильтра и его циркуляцию в зоне обработки.

Технические характеристики необходимого для вибрационной разглинки-зации скважин на воду оборудования приведены в табл. XI.7 и XI.8.

Поверхностные виброустановки ВУР-2 и ВУР-3 состоят из вибратора дебалансного типа и опорной рамы, которые связаны между собой посредством направляющих стержней и амортизирующих пружин. Привод вибратора осуществляется цепной передачей от электродвигателя, установленного на опорной раме (ВУР-3) или на верхней крышке корпуса вибратора (ВУР-2). Опорная рама виброустановок снабжена отводом для воды и резиновой диафрагмой, позволяющей герметизировать устье скважины. Опорная рама соединяется с обсадной, эксплуатационной или фильтровой колоннами скважины сменными переходниками, которыми укомплектованы виброустановки. Каждая виброустановка имеет переходник для труб диаметрами 219, 273, 326, 377 и 426 мм.

Погружная виброустановка ВУР-4 (рис. XI.23) состоит из возбудителя колебаний, электродвигателя, рабочего органа, колонны бурильных труб и оголовка. Возбудитель колебаний кинематического типа смонтирован в герметичном корпусе и имеет привод от водозаполненного электродвигателя, выполненного на базе электродвигателя АПД 136/2 от погружного насоса ЭПН-6. Над электродвигателем установлен трубчатый резервуар, связанный клапаном с корпусом электродвигателя. Перед спуском виброустановки в скважину резервуар необходимо заполнять водой, служащей для охлаждения электродвигателя.

ТАБЛИЦА XI.7

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВИБРОУСТАНОВОК  
ДЛЯ ВИБРАЦИОННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН  
НА ВОДУ

Показатели	Марка виброустановки		
	ВУР-2	ВУР-3	ВУР-4
Тип виброустановки . . . . .	Поверхностная		Погружная
Предельная глубина обрабатываемой скважины, м . . . . .	120	250	800
Минимальный диаметр колонны скважины, мм:			
эксплуатационной . . . . .	168	168	219
фильтровой . . . . .	114	114	114
Максимальная масса рабочего органа, кг . . . . .	1000	2000	400
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
Габаритные размеры в плане, мм	780X510	1400X680	Диаметр 188
Высота (без рабочего органа), мм	1300	1200	
Тип агрегата, с которым может работать виброустановка . . . . .	АВО-2	АВО-1	АВО-1, АВО-2 или буровая установка

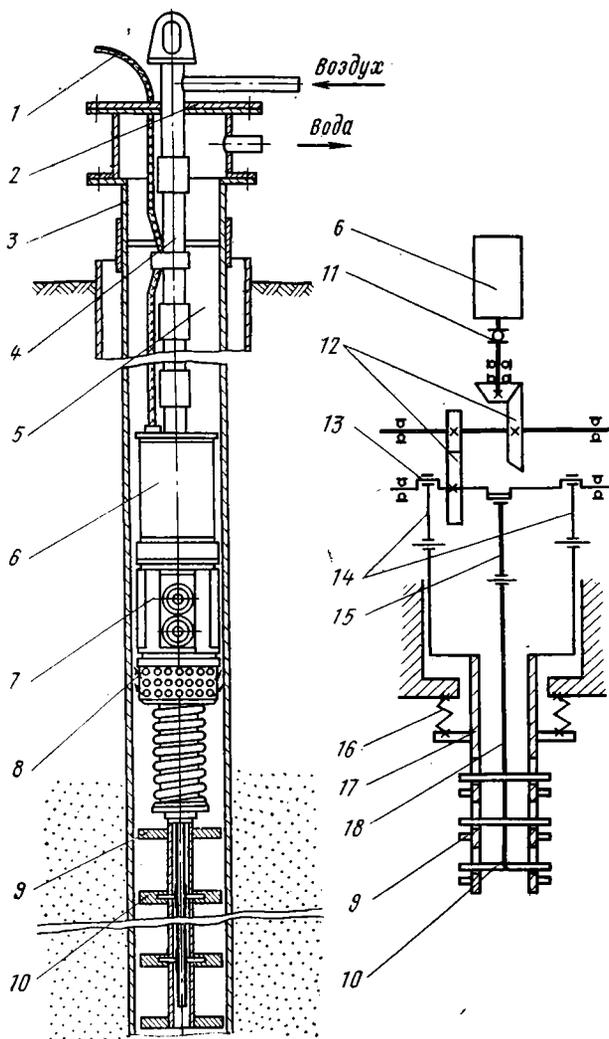


РИС. XI.23.  
СХЕМА УСТРОЙСТВА  
ПОГРУЖНОЙ ВИБРО-  
УСТАНОВКИ ВУР-4  
И ЕЕ РАЗМЕЩЕНИЯ  
В СКВАЖИНЕ:

- 1 — питающий кабель;
- 2 — оголовок;
- 3 — эксплуатационная колонна;
- 4 — колонна буровых труб;
- 5 — трубчатый резервуар для воды;
- 6 — электродвигатель;
- 7 — возбудитель колебаний виброустановки ВУР-4;
- 8 — смеситель эрлифта;
- 9 — диски рабочего органа, связанные с наружной трубой;
- 10 — диски рабочего органа, связанные с внутренней трубой;
- 11 — зубчатая муфта;
- 12 — блок коническо-цилиндрических зубчатых колес;
- 13 — эксцентриковый вал;
- 14, 15 — шатуны;
- 16 — пружина;
- 17 — наружная штанга;
- 18 — внутренняя штанга

Возбудитель колебаний включает присоединительную зубчатую муфту, блок коническо-цилиндрических зубчатых колес, эксцентриковый вал, соединенный шатунами с движущимися в противофазе коаксиально расположенными штангами, которые в свою очередь соединяются с наружной и внутренней трубами рабочего органа.

Корпуса возбудителя колебаний, электродвигателя и резервуара имеют продольные внутренние каналы, по которому воздух, необходимый для работы эрлифта, может подаваться к расположенному в нижней части корпуса виброустановки смесителю.

Погружная виброустановка в отличие от виброустановок поверхностного типа подвергается вибрированию не всю колонну труб, а лишь рабочий орган с дисками, что обуславливает ее преимущественное использование на скважи-

ТАБЛИЦА XI.8  
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА САМОХОДНЫХ АГРЕГАТОВ  
ДЛЯ ВИБРАЦИОННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ  
СКВАЖИН НА ВОДУ

Показатели	Тип агрегата	
	АВО-1	АВО-2
Предельная глубина обслуживаемых скважин, м . . . . .	250	120
Транспортная база . . . . .	Автомобиль ЗИЛ-131	Автомобиль ГАЗ-66
Мощность базового двигателя, л. с.	150	115
Высота мачты от поверхности земли до оси кронблока, мм . . . . .	11000	9000
Расстояние от оси мачты до отвеса рабочего органа, мм . . . . .	530	1500
Рабочая грузоподъемность мачты, кг	2500	2000
Мощность электрического генератора, кВт . . . . .	30	20
Подача компрессора, м <sup>3</sup> /мин . . . . .	5,3	5,3
Наибольшее рабочее давление, развиваемое компрессором, кг/см <sup>2</sup> . . . . .	9,0	9,0
Марка виброустановки . . . . .	ВУР-3, ВУР-4	ВУР-2, ВУР-4
Общая транспортная масса агрегата с прицепом и виброустановкой, кг	12500	7000

нах глубиной более 200—250 м, на которых виброустановки поверхностного типа не могут быть применены.

В комплект виброустановки ВУР-4 входят пульт электрического управления, оголовок для герметизации устья скважины с набором сменных переходных nipples, позволяющих закреплять машину на колоннах диаметрами 219, 273 и 377 мм, а также полый стальной каркас, предназначенный для размещения погружного электронасоса (в случае агрегирования виброустановки ВУР-4 с погружным электронасосом).

Наличие погружного электрооборудования (двигатель, кабель) исключает возможность применения виброустановки ВУР-4 при комбинированных виброкислотных обработках скважин.

Рабочий орган виброустановок представляет собой насосно-компрессорную трубу диаметром 60 или 73 мм, в нижней части которой на длине, равной высоте фильтра, с шагом 0,5 м прикрепляют диски толщиной 10 мм, наружный диаметр которых на 8 мм меньше внутреннего диаметра фильтра.

Диски выполняют из стальных колец, на которых закрепляют сменные (в зависимости от диаметра фильтровой колонны скважины) резиновые полукольца. Резинометаллическая конструкция дисков позволяет легко монтировать рабочий орган в скважине и дает возможность увеличивать эффект гидродинамического воздействия за счет малого (1—2 мм) радиального зазора между фильтром скважины и наружным диаметром дисков.

В верхней части рабочего органа (над фильтром) могут быть смонтированы специальные клапанные узлы. Один из них — вибронасос обеспечивает откачку воды из скважины в период ее обработки, а другой — вибронангетатель позволяет при ремонте скважин принудительно нагнетать реагент через фильтр в призабойную зону в период ее виброхимической обработки и достигать значительного эффекта восстановления проницаемости фильтра и призабойной зоны.

Вибрационный рабочий орган со стальными и резинометаллическими дисками предназначен для работы в фильтрах диаметрами 114, 127, 168, 219, 273 и 326 мм.

Вибронасос и вибромагнетатель можно применять в трубах диаметром не менее 168 мм.

В ряде случаев (разглинизация мелкозернистых водоносных песков, устранение химического кольматажа фильтров) можно применять рабочий орган, соседние диски которого совершают по отношению друг к другу встречные (для погружной виброустановки противофазные) колебательные движения, обеспечивающие возбуждение в столбе воды импульсов гидродинамического давления встречного направления, способствующих повышению эффекта очистки фильтра и призабойной зоны скважины.

При обработке скважин, в которых фильтровая колонна установлена впоптай, нижний торец рабочего органа должен иметь конусообразное направляющее устройство, облегчающее вход дисков в фильтр.

При разглинизации вновь пробуренных скважин на воду, а также ремонте эксплуатирующихся скважин агрегаты АВО-1 и АВО-2 (см. табл. XI.8) могут выполнять следующие работы:

1) вибрационную гидродинамическую обработку призабойной зоны и фильтра в сочетании с эрлифтной откачкой или другими методами водоподъема, в том числе при обработке скважины реагентами;

2) спуско-подъемные операции при монтаже (демонтаже) в стволе скважины рабочих органов, насосно-компрессорных труб и водоподъемного оборудования;

3) запуск в работу погружных электронасосов для их опробования после монтажа в скважине.

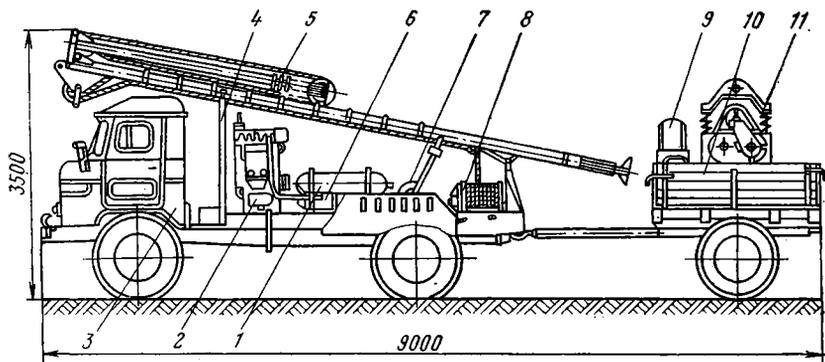
Для этого агрегаты (рис. XI.24) снабжены грузоподъемной лебедкой, монтажной мачтой, электрическим генератором с пультом управления и поршневым компрессором с воздухохоборником. Все механизмы смонтированы на шасси автомобиля и имеют привод от его двигателя. Вибрационные установки ВУР-2 или ВУР-3 транспортируются на одноосном прицепе и приводятся в работу от электрического генератора агрегата.

На агрегатах АВО-1 и АВО-2 установлены монтажные мачты разной конструкции. На АВО-1 имеется жесткая решетчатая мачта, обеспечивающая значительный вылет грузового каната, что позволяет вести работы на вновь пробуренных скважинах, но исключает эффективное использование этой машины при ремонте скважин, над которыми построено защитное сооружение и имеется водопроводная обвязка.

РИС. XI.24.

ОБЩИЙ ВИД САМОХОДНОГО АГРЕГАТА АВО-2:

- |   |  |                             |
|---|--|-----------------------------|
| 1 — воздухохоборник;                          | 5 — монтажная мачта;                   | 8 — грузоподъемная лебедка; |
| 2 — поршневой компрессор КТ-7;                | 6 — электрический генератор ЕСС-81-6М; | 9 — запасное колесо;        |
| 3 — автомобиль ГАЗ-66;                        | 7 — винтовой подъемник мачты;          | 10 — прицеп;                |
| 4 — опора для мачты в транспортном положении; |  | 11 — виброустановка ВУР-2   |



Комбинированную виброхимическую обработку скважин с вибронагнетателем осуществляют в следующем порядке.

В скважину спускают дисковый рабочий орган — вибронагнетательный узел. Рабочий орган через колонну насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм соединяют с вибратором, а пакер через резиновый шланг с компрессором. Через отвод для воды в скважину заливают реагент; при этом требуется некоторое время для прохода реагента к фильтру. Затем разжимают пакер и на 10 мин включают вибратор.

Проводят гидродинамическую обработку фильтра и призабойной зоны, совмещаемую с кислотной обработкой. При вибрировании рабочего органа вибронагнетатель в импульсном режиме перекачивает жидкость, находящуюся в скважине, в направлении сверху вниз и, таким образом, создает в обрабатываемых химическим реагентом фильтре и призабойной зоне избыточное давление 3—4 кгс/см<sup>2</sup>, что существенно интенсифицирует процесс растворения осадка и увеличивает радиус проникновения реагента в пласт.

После окончания первого цикла вибрирования сбрасывают давление в пакере и реагент выдавленный за контур фильтра, возвращается в скважину. Через 20 мин вновь герметизируют фильтровую зону и возобновляют вибрирование. Эти операции повторяют 3—5 раз. Затем заливают вторую порцию реагента и весь цикл повторяют вновь. После виброхимической обработки проводят эрлифтную откачку скважины до полного выхода твердых и газообразных продуктов реакции.

В зависимости от гидрогеологических условий и конструкции скважины возможны три технологические схемы работы погружной виброустановки ВУР-4 в скважинах (рис. XI.25). Схема (рис. XI.25, д), в которой для подачи в скважину воздуха используется смеситель, расположенный в корпусе виброустановки, является рациональной в случае низкого динамического уровня воды в скважине и малого зазора между корпусом виброустановки и эксплуатационной колонной. Схему (рис. XI.25, б) применяют в тех случаях, когда оптимальная глубина загрузки смесителя эрлифта находится выше виброустановки ВУР-4.

Виброобработку скважины в сочетании с ее откачкой погружным электронасосом (рис. XI.25, е) следует применять в тех случаях, когда невозможно доставить на скважину компрессор, а также при значительных диаметрах эксплуатационных колонн или низком статическом уровне воды в скважине.

Существуют и другие устройства и схемы для проведения откачки скважины в импульсном режиме, например с применением струйных аппаратов и гидропоршневых насосов. Схема насоса и его монтаж приведены на рис. XI.26.

Освоение скважины откачкой в импульсном режиме со знакопеременными нагрузками на водоносный пласт и фильтр весьма эффективно и позволяет не только восстановить водопроницаемость водоносного пласта, но и увеличить ее за счет разрыва трещин. Особенно эффективен этот способ при освоении слабонапорных водоносных пластов в устойчивых трещиноватых породах.

Положительный эффект освоения пласта с помощью импульсной откачки наступает при частоте циклов 5—10 в 1 мин.

За последние годы в трестах Промбурвод и Востокбурвод нашли широкое применение способы гидроимпульсного освоения скважин с применением высоконапорных струйных аппаратов [10]. В схеме этих аппаратов предусмотрено совмещение динамических воздействий на прифильтровую зону с параллельным проведением пробной откачки. Применяемый для этих целей бесклапанный струйный аппарат скомпонован вместе с автоматически разжимающимся и сжимающимся гидромеханическим пакером осевого сжатия.

Разработанная схема позволяет спускать струйный аппарат в скважину на бурильной колонне. Под действием давления нагнетаемой воды (для привода струйного аппарата) гидромеханический пакер, перекрывающий кольцевое пространство между струйным аппаратом и эксплуатационной колонной, разжимается. Струйные аппараты со сменными пакерами двух размеров предназначены для работы в обсадных трубах диаметрами 168—219 и 219—273 мм.

Поскольку буровые поршневые насосы, от которых осуществляется привод струйных аппаратов, подают рабочую жидкость в пульсирующем режиме, эти

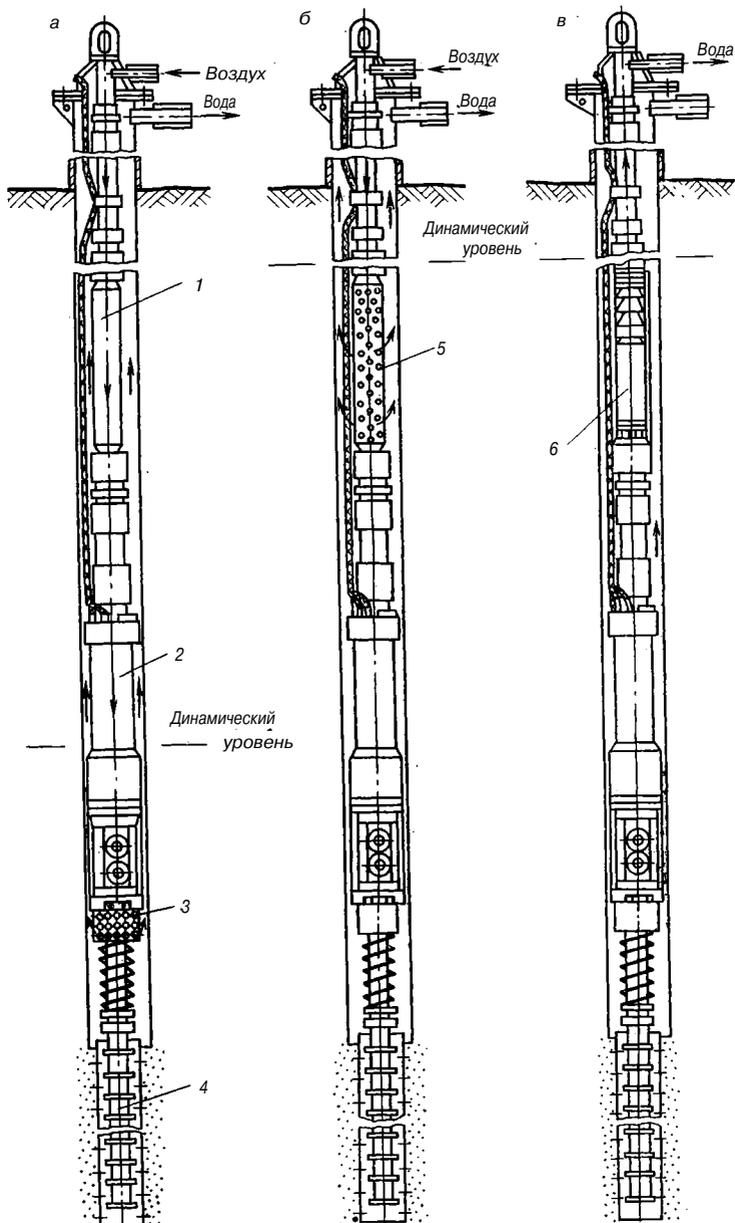


РИС. XI.25.  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ РАБОТЫ ПОГРУЖНОЙ ВИБРОУСТАНОВКИ ВУР-4 В СКВАЖИНАХ:

1 — колонна бурильных труб;  
2 — виброустановка;  
3 — смеситель эрлифта в корпусе виброустановки;

4 — вибрационный рабочий орган;  
5 — смеситель эрлифта, установленный в колонне бурильных труб;

6 — погружной электронасос, смонтированный в полость каресе

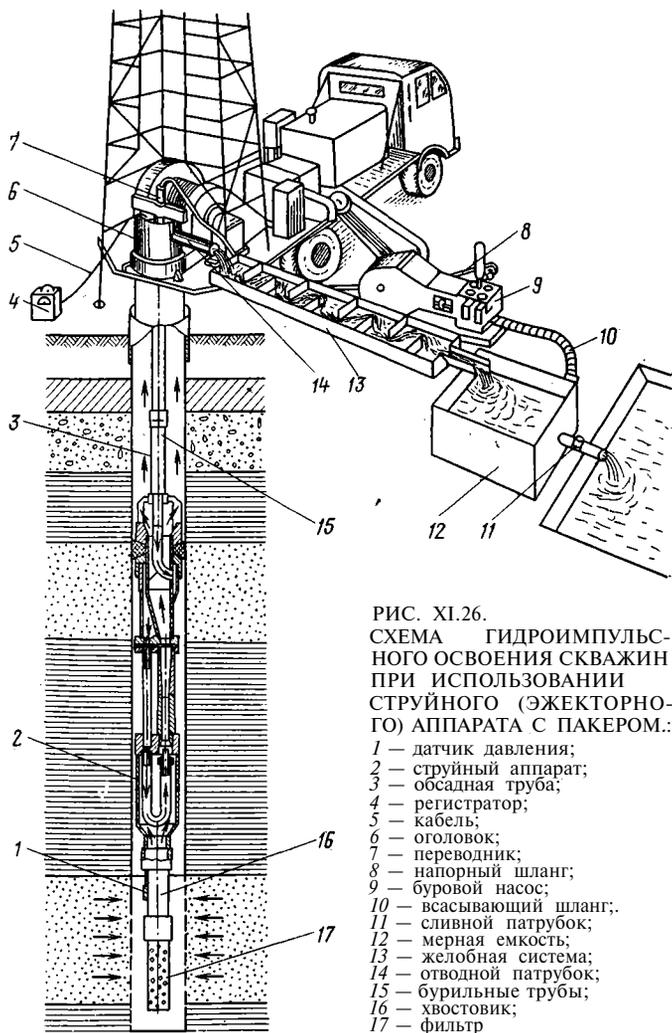


РИС. XI.26.  
СХЕМА ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СТРУЙНОГО (ЭЖЕКТОРНОГО) АППАРАТА С ПАКЕРОМ:

- 1 — датчик давления;
- 2 — струйный аппарат;
- 3 — обсадная труба;
- 4 — регистратор;
- 5 — кабель;
- 6 — оголовок;
- 7 — переводник;
- 8 — напорный шланг;
- 9 — буровой насос;
- 10 — всасывающий шланг;
- 11 — сливной патрубкок;
- 12 — мерная емкость;
- 13 — желобная система;
- 14 — отводной патрубкок;
- 15 — бурильные трубы;
- 16 — хвостовик;
- 17 — фильтр

гидроимпульсы передаются струйному аппарату, в результате чего возникают импульсы в водоприимной части скважины, действующие на фильтр и водоносный пласт. Амплитуда гидроимпульсов колеблется от 1,2 до 1,8 кгс/см<sup>2</sup>. Частота импульсов зависит от числа двойных ходов поршневого бурового насоса и меняется в оптимальных пределах 75—92 колебаний в 1 мин.

При кратковременной остановке бурового насоса на забой передается давление всего столба жидкости. До выключения бурового насоса давление жидкости на забой определяется величиной статического уровня и интенсивностью откачки. После выключения насоса и струйного аппарата увеличивается забойное давление вследствие передачи давления столба жидкости, заполняющего скважину от динамического уровня до устья. Отсюда следует, что скачок забойного давления тем выше, чем ниже статический и динамический уровни. Таким образом, при остановке струйного аппарата происходит гидравлический удар.

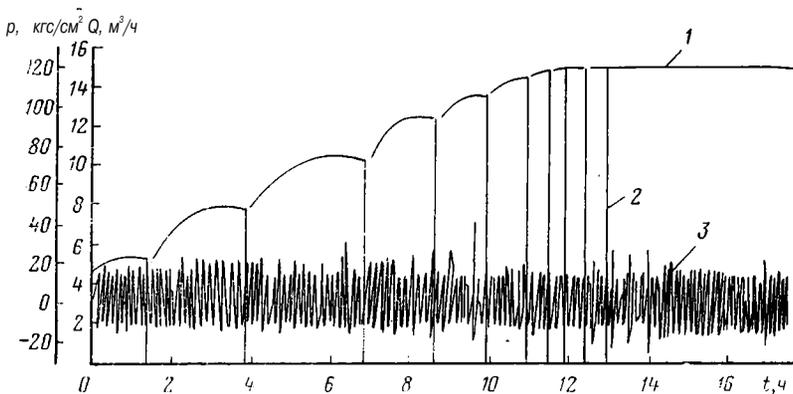


РИС. XI.27.

ГРАФИК ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ:

1 — производительность скважины;                      давление при гидравлическом ударе;                      давление при работе поршневого насоса  
 2 — гидродинамическое                      3 — гидродинамическое

Сочетание импульсной откачки с гидравлическими ударами создает благоприятные условия для разглинзации и освоения скважины с увеличением их дебита на 30—40% (рис. XI.27).

Техническая характеристика струйных аппаратов, применяемых в тресте Промбурвод, приведена в табл. XI.9.

Применяемые в тресте Востокбурвод аппараты типа НЭ разработаны в Томском политехническом институте и имеют следующую техническую характеристику:

*Техническая характеристика струйного аппарата типа НЭ*

Рабочий напор, кгс/см <sup>2</sup>	50	»	60 м	9
		»	80 м	7
Рабочий расход приводного насоса, дм <sup>3</sup> /с	5		при высоте подъема воды 100 м	5
Подача эжекторного насоса, дм <sup>3</sup> /с:		Габаритные размеры, мм:		
при высоте подъема воды 15 м	25	превентора	1170X395X395	
то же 25 м	18	насоса	2180X295X295	
» 40 м	14	Масса, кг:		
		превентора		60
		насоса		150

ТАБЛИЦА XI.9

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

Подача насоса, м <sup>3</sup> /с	Давление насоса, кгс/см <sup>2</sup>	Динамический уровень воды в скважине, м	Подача струйного аппарата, м <sup>3</sup> /с	Подача насоса, м <sup>3</sup> /с	Давление насоса, кгс/см <sup>2</sup>	Динамический уровень воды в скважине, м	Подача струйного аппарата, м <sup>3</sup> /с
0,0045	30	< 25	0,0095	0,005	50	< 25	0,0264
		26—50	0,0065			26—50	0,0133
		51—75	0,0045			51—75	0,0091
		75—100	0,0030			76—100	0,0070

В комплект насоса входят три сменных пакера для обсадных колонн диаметрами 219, 273 и 324 мм, а также пять сменных камер смещения для осушения различных режимов работы (в зависимости от необходимой высоты подъема).

### Способ пневмоимпульсной разглинзации

Во ВНИИГеофизике разработана и успешно применяется скважинная пневматическая установка (АСП-Т) для импульсной обработки водоносного пласта и фильтра с целью восстановления проницаемости в зоне водопритока (рис. XI.28).

Установку рекомендуется использовать при глубинах скважин до 150 м. Рабочее давление сжатого воздуха 100 кгс/см<sup>2</sup>, объем пневмокамеры до 500 см<sup>3</sup>, суммарный объем сжатого воздуха, запасаемого в промежуточных емкостях, 120 л. Максимальное давление сжатого воздуха на выходе из компрессора не превышает 150 кгс/см<sup>2</sup>. Запас воздуха обеспечивает импульсную обработку водоприемной части скважины в среднем в течение 30 мин. Общие затраты времени на импульсную обработку одной скважины составляют 3—4 ч.

Частота и интенсивность выхлопов сжатого воздуха для создания импульсов, в водоприемной части скважины может регулироваться. По данным производственных испытаний и внедрения этого способа освоения скважин в практику, затраты времени на осветление воды и откачку скважины сокращаются более чем в 20 раз, при увеличении удельного дебита скважин — в среднем в 2 раза.

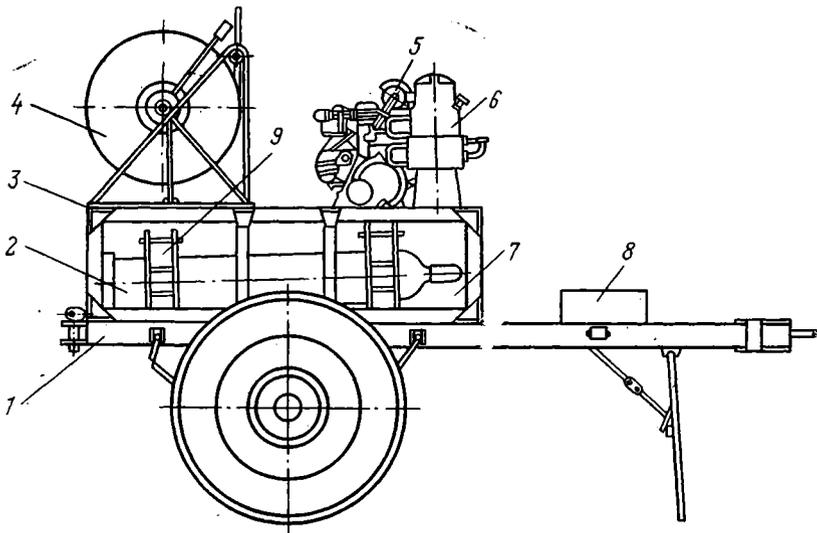
РИС. XI.28.

#### СКВАЖИННАЯ ПНЕВМАТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА АСП-Т ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН НА ВОДУ:

1 — одноосный прицеп;  
2 — баллон со сжатым воздухом;

3 — рама;  
4 — лебедка;  
5 — компрессор;  
6 — ресивер;

7 — камера для баллонов;  
8 — ящик;  
9 — крепление баллонов



## Способ электроимпульсной разглинизации

Учитывая, что длительность спада давления при электрическом разряде в 6—7 раз меньше, чем при взрыве ВВ, следует считать, что эффективность воздействия электрического импульсного разряда на водоносный пласт будет значительно превосходить воздействие торпед из детонирующего шнура при условии равенства энергии взрыва. Кроме того, в противоположность взрывному способ электрических импульсных разрядов, исходя из его физической сущности и технических возможностей, позволяет осуществлять: многократные воздействия ударной волны на водоносный пласт, плавное регулирование параметров электрических импульсных разрядов в широком диапазоне применения энергии и частот разрядов, более безопасное, чем при взрывном методе, проведение работ.

Имеющийся практический опыт проведения работ по разглинизации скважин основывается на генераторах импульсных токов, которые позволяют создавать установки для разглинизации с меньшими массой и габаритами, более надежные в работе, чем установки, основанные на генераторах импульсных напряжений.

## Способ освоения скважин свабированием и с помощью желонки

Сущность способа свабиования заключается в том, что при подъеме столба жидкости, находящейся над свабом, создается депрессия на водоносный пласт. Вследствие этого вызывается приток воды из пласта в скважину и происходит очистка поверхности фильтрации пласта и фильтра от глинистой корки, механических примесей, загустевшего глинистого раствора.

Дренаж призабойной зоны методом свабиования осуществляется свабами различных конструкций. Сваб загружают под статический уровень воды в скважине до рабочей части фильтра, если надфильтровая часть колонны выведена до устья, или до надфильтровой колонны, если последняя установлена впотай.

Эффективность применения метода достигается при освоении скважин с напорными водоносными пластами и глубинами более 100 м. При освоении безнапорных водоносных пластов применение метода свабиования, как правило, эффекта не дает.

Продолжительность свабиования определяется временем, в течение которого извлекается основная масса загрязняющих веществ из пласта и фильтра. Опыт показывает, что применять свабиование более двух-трех смен нецелесообразно, так как вынос механических примесей за это время обычно прекращается. Это подтверждается графиком изменения количества механических примесей в воде, извлекаемой из пласта при свабиовании нагнетательных скважин НПУ Туймазанефть (рис. XI.29).

Для быстрого удаления глинистого раствора, очистки фильтра и восстановления водоотдачи водоносного пласта необходимо создавать высокую депрессию, что затрудняется при незначительных глубинах скважин и низком уровне воды в скважине. Для этого применяют свабиование с одновременной откачкой эрлифтом; устье скважины при этом оборудуют специальным оголовком с сальниковым уплотнением (рис. XI.30).

Преимуществом данного метода свабиования является частые переменные гидравлические нагрузки на пласт и фильтр в результате движения сваба вверх и вниз.

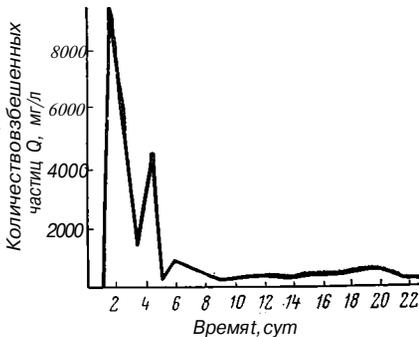


РИС. XI.29.  
ГРАФИК ИНТЕНСИВНОСТИ ВЫНОСА  
ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ ПРИ СВА-  
БИОВАНИИ

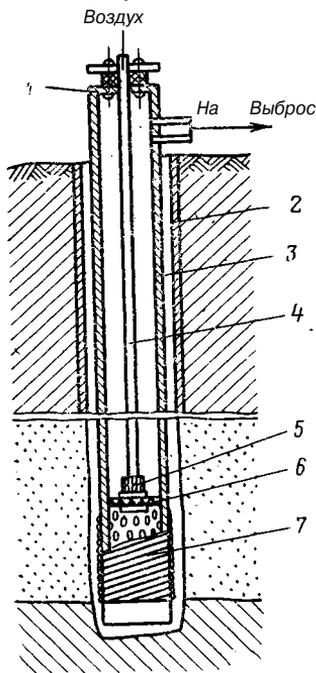


РИС. XI.30.  
СХЕМА СВАБИРОВАНИЯ С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОТКАЧКОЙ:  
1 — герметизатор;  
2 — обсадные трубы;  
3 — фильтровая колонна;  
4 — насосно-компрессорные (бурильные) трубы;  
5 — форсунка;  
6 — сваб;  
7 — рабочая часть фильтра

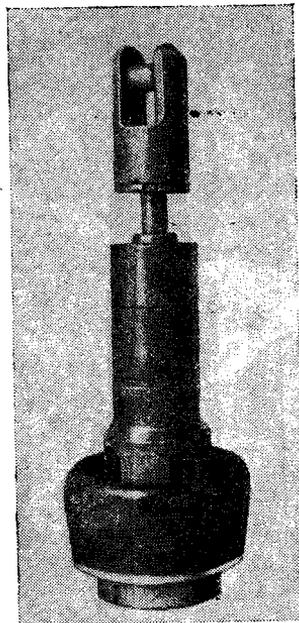


РИС. XI.31.  
СВАБ КОНСТРУКЦИИ ТРЕСТА ВОСТОКБУРВОД

Об эффективности различных методов свабирования можно судить по результатам наблюдений 1109 (трест Востокбурвод) (табл. XI.10).

Схему свабирования с одновременной откачкой эрлифтом можно заменить схемой свабирования с одновременной промывкой скважин, что также дает положительный эффект.

При конструкции сваба с клапаном можно опустить его в скважину на тросе, для этого обычно сверху для нагрузки на сваб устанавливают несколько бурильных труб.

В тресте Востокбурвод разработана конструкция сваба с применением в качестве манжеты самоуплотняющегося сальника, разработанная Г. А. Кохановым и др. (рис. XI.31).

Во избежание больших перегрузок двигателя буровой установки во время свабирования можно рекомендовать схему сваба с регулируемым клапаном, наиболее удачная конструкция такого сваба разработана Азинмашем. Сваб

ТАБЛИЦА XI.10

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ СВАБИРОВАНИЯ

Вид освоения	Затраты времени, сут	Дебит, м <sup>3</sup> /ч
Свабирование и промывка фильтра	4	10
Откачка эрлифтом	10	15
Свабирование с одновременной откачкой эрлифтом	1	40

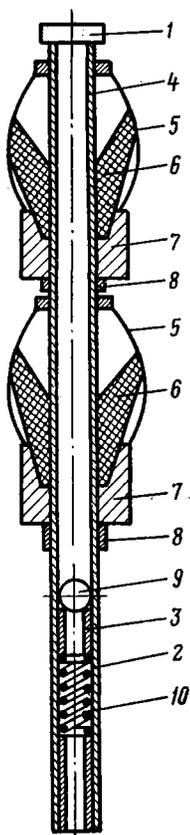


РИС. XI.32.  
УНИВЕРСАЛЬНЫЙ  
СВАБ

(рис. XI.32) состоит из труб 4 с резиновыми поршнями 6, укрепленными на трубах чашками 7 и муфтами 8. Резиновые манжеты расположены в проволочных корзинах 5. Приемный клапан 9 пропускает жидкость при движении свабы вниз. При подъеме свабы вверх клапан 9 закрывается, втулка 3 опускается и жидкость перепускается обратно через окно 2. Пружина 10 регулируется на определенное давление; вверху имеется специальная вертикальная пробка 1.

Свабирование является более эффективным способом наружной и частично внутренней разглинзации пласта по сравнению с методами промывки, что подтверждается многочисленными наблюдениями.

Применяются способы тартания воды из скважины желонкой. Желонку спускают до отстойника фильтра. В интервале рабочей части фильтра рекомендуется поднимать желонку равномерно без рывков.

Тартание прекращается, когда в скважине стабилизируется уровень воды и откачка желонкой не дает ощутимого понижения. Для тартания необходимо применять желонку с тарельчатым клапаном, который соединяется со специальной пикой, обеспечивающей разгрузку желонки на поверхности без опрокидывания.

Представляет интерес применение для наружной разглинзации так называемого сваба-желонки. Сваб-желонка конструкции К. А. Алиева представляет собой желонку с резиновыми манжетами по наружному диаметру. Внутри смонтирован шариковый клапан с пружиной, который регулирует столб жидкости для подъема. Резиновые манжеты и шайбы могут перемещаться по оси в пределах 100 мм. Испытание показало большую эффективность желонки-сваба. Эта конструкция может с успехом применяться для разглинзации водоносных пластов и фильтров.

После свабирования или тартания желонкой приступают к откачке воды из скважины эрлифтом. Откачку начинают с минимального понижения уровня воды с постепенным наращиванием подачи во избежание закупорки фильтрующей поверхности фильтра мелким песком.

#### Способ освоения скважин способом взрыва ВВ

Взрывные работы, применяемые при освоении скважин, водоносные пласты которых представлены слабоустойчивыми и неустойчивыми породами, осуществляют в основном с использованием в качестве ВВ детонирующего шнура.

В торпедах из детонирующего шнура (ТДШ) применяют шнур марок ДШ-В и ДШУ-60; шнур ДШ-В снаряжают мощным бризантным ВВ—ТЭНом, а ДШУ-60 — гексогеном. Ниже приведена основная характеристика шнуров.

#### Техническая характеристика детонирующих шнуров ДШ-В и ДШУ-60

Марка шнура	ДШ-В	ДШУ-60
Наружный диаметр, мм	5,5—6,1	8
Масса ВВ на 1 м шнура, г	$13 \pm 0,5$	33
Род ВВ	ТЭН	Гексоген
Наименьшая скорость детонации, м/с	6500	7000
Наивысшая температура применения, °С	80	100
Наибольшее давление в скважине, кгс/см <sup>2</sup>	300	500
Срок хранения, годы	5	5
Цвет и материал оболочки	Красный полихлорвинил	

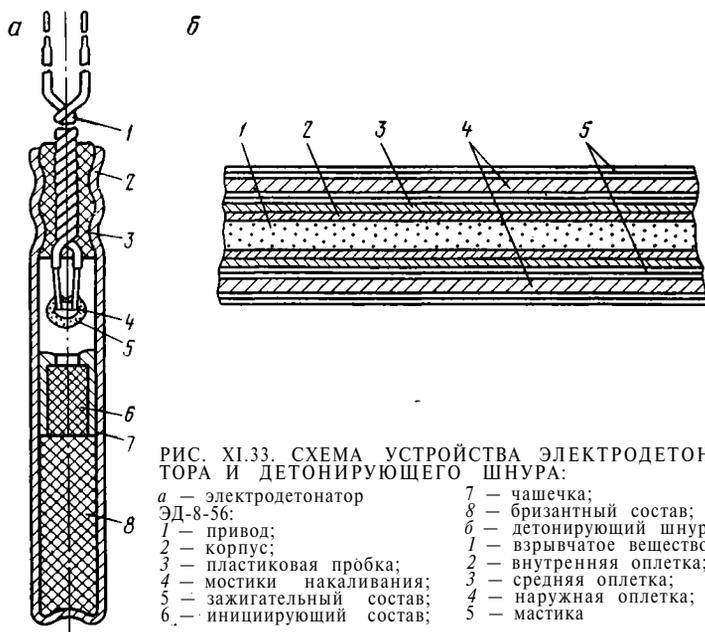


РИС. XI.33. СХЕМА УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОДЕТОНАТОРА И ДЕТОНИРУЮЩЕГО ШНУРА:

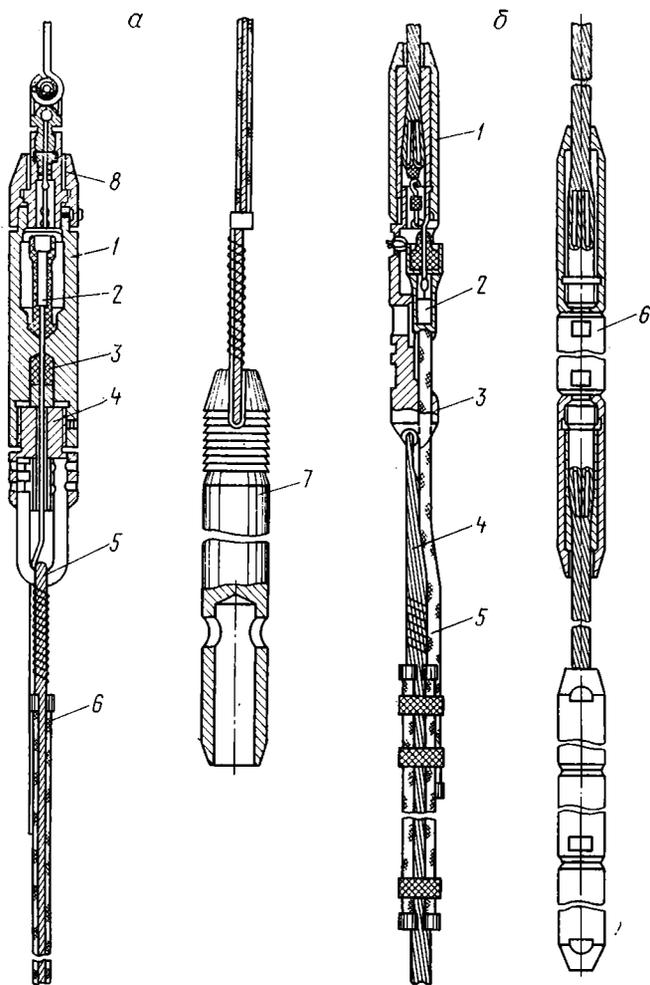
- а — электродетонатор  
 ЭД-8-56: 7 — чашечка;  
 1 — привод; 8 — бризантный состав;  
 2 — корпус; 6 — детонирующий шнур;  
 3 — пластиковая пробка; 1 — взрывчатое вещество;  
 4 — мостики накаливания; 2 — внутренняя оплетка;  
 5 — зажигательный состав; 3 — средняя оплетка;  
 6 — инициирующий состав; 4 — наружная оплетка;  
 5 — мастика

Шнур детонирует от капсуля-детонатора или от электродетонаторов ЭД-8-56, ЭДС, а также от других инициирующих устройств, характеристика которых приведена в табл. XI.11.

Схема электродетонатора и разрез детонирующего шнура приведены на рис. XI.33.

ТАБЛИЦА XI. 11  
ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОДЕТОНАТОРОВ

Электродетонатор	Шифр	Размер, мм		Сопротивление мостики накаливания, Ом	Сила тока, А		Наибольшее допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Примечание
		длина	диаметр		безопасная	воспламеняющая		
Водостойкий	ЭД-8-56	49—54	7	2,0—4,2	0,15	0,35	10	Применяется в торпедах ТШ и ТДШ
Сейсмический	ЭДС	56—60	7	1,5—3,0	0,05	0,7	10	То же
Термостойкий	ТЭД-2	18	9	1,5—4	0,05	0,5	165	Применяется в торпедах ТДШ-25
	ТЭД-200						200	
	ТЭД-230	18	9	1,5—4	0,05	0,5	230	То же



Разрывное усилие при натяжении для шнура составляет 50 кгс. В соответствии с разработками и исследованиями института ВНИИГеофизика конструкции торпед ТДШ, применяемые для взрывов в скважинах, показаны на рис. XI.34. Ниже приведена основная техническая характеристика торпед ТДШ.

*Техническая характеристика торпед ТДШ*

Тип торпеды	ТДШ-50	ТДШ-25	ТДШ-В
Максимальный наружный диаметр торпеды без центраторов, мм	50	24	60
Длина груза, мм	1000	2200	
Масса груза, кг	16	7	
Допустимая максимальная температура в скважине, °С	80	80	80

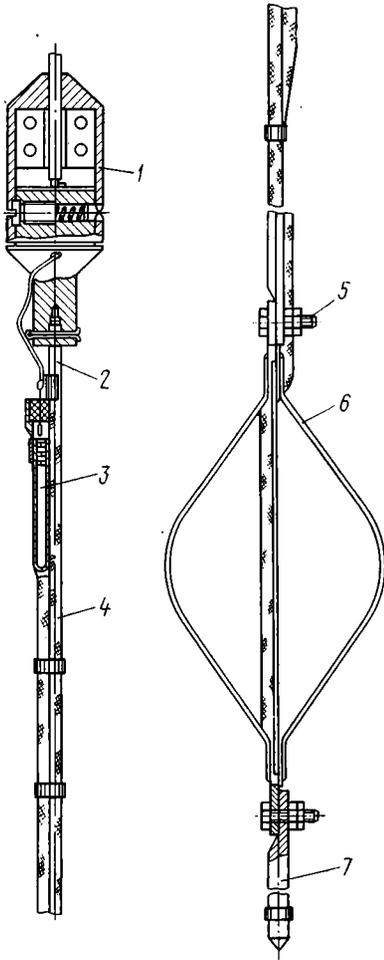


РИС. XI.34.  
СХЕМЫ КОНСТРУКЦИЙ ТОРПЕД  
ТДШ:

- а - ТДШ-50:  
1 - головка;  
2 - электродетонатор;  
3 - пробка;  
4 - гайка;  
б - трос (кабель);  
6 - детонирующий шнур;  
7 - груз;  
8 - втулка;  
б - ТДШ-25:  
1 - узел крепления к кабелю;  
2 - взрыв-патрон;  
3 - держатель;  
4 - трос (кабель);  
5 - детонирующий шнур;  
6 - груз;  
в - ТДШ-В:  
1 - головка;  
2 - штанга;  
3 - взрыв-патрон;  
4 - детонирующий шнур;  
5 - винт;  
6 - центратор;  
7 - штанга

Допустимое максимальное гидростатическое давление, кгс/см <sup>2</sup> . . . . .	500	500	500
Длина торпеды, м . . . . .	1-100	1-100	1-10
Число отрезков детонирующего шнура . . . . .	1-5	1-5	1-2
Тип центраторов . . . . .		Сменные	

Рекомендации по применению торпед ТДШ для различных условий и конструкций скважин приведены в табл. XI.12.

Взрывы торпед из детонирующего шнура при освоении скважин дают, как правило, положительный эффект и по существу относятся к гидроимпульсным способам воздействия на водоносный пласт и фильтр.

Образовавшиеся при взрыве газы, имеющие в первоначальный момент большое давление, начинают интенсивно расширяться до полного израсходования запаса энергии. Причем по результатам исследований ВНИИГеофизики [67] в момент достижения газовым пузырем максимального объема давление в нем

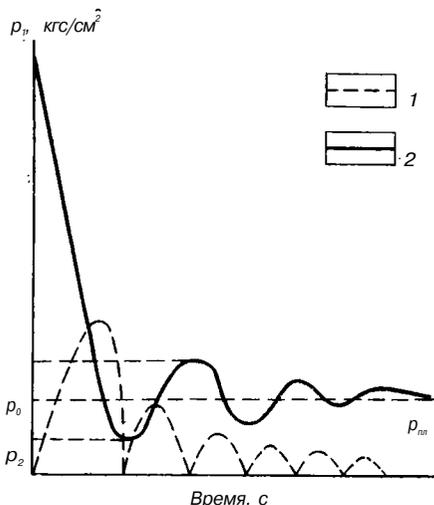


РИС. XI.35.  
ГРАФИК ПУЛЬСАЦИИ ГАЗОВОГО ПУЗЫРЯ:

- 1 — скорость движения газа, м/с;  
2 — давление в газовом пузыре, кгс/см\*

запас кинетической энергии. В этот момент давление в газовом пузыре снизится до величины  $p_2$ , которое будет значительно меньше, чем  $p_m$ , что приводит к интенсивному вызову притока пластовой воды с разрушением структуры пласта (пески частично разжижаются в призабойной зоне).

После этого вновь начинается фаза сжатия газового пузыря давление в котором достигает величин  $p_3$ . Пульсация газового пузыря с затухающими амплитудами давлений повторяется несколько раз за один взрыв, что способствует интенсивной разглинизации водоносного пласта, переукладке зерен песка, образованию дренажных каналов и т. д.

Перед взрывом торпеды из детонирующего шнура скважину обычно готовят: промывают от глинистого раствора, шлама и песка и шаблонируют. Детонатор устанавливают на торпеду только перед самым спуском ее в скважину концы детонирующего шнура и проводников тщательно изолируют. Установка торпеды должна обеспечить условия, при которых детонатор находится вне зоны рабочей части фильтра. Детонатор следует выводить на 0,5—1,0 м от мест сварки труб и салников, так как параметры взрыва в зоне детонатора гораздо выше, чем у самой торпеды. После установки торпеды нужно убедиться, что она стоит по центру скважины в центраторах и ни в коем случае не упирается грузом в забой скважины.

Взрывы можно также применять для восстановления проницаемости или увеличения ее в водоносных пластах, представленных трещиноватыми породами. Для создания в скважинах сильных воздействий с образованием трещин в породе используют торпеды различных конструкций. В табл. XI.13 приведены выпускаемые промышленностью для этих целей некоторые типы фугасных торпед.

В момент взрыва на рабочую часть фильтра или стенки скважины действует давление детонации, определяемое известной формулой

$$p = \frac{1}{4} \rho D^2, \quad (\text{XI.41})$$

где  $p$  — давление детонации;  $D$  — скорость детонации;  $\rho$  — плотность взрывчатого вещества.

становится в 1,54-2 раза меньше пластового давления. В этот момент в результате перепада пластового и гидростатического давлений в скважине происходит интенсивное нарушение зоны наружной и внутренней глинизации пласта и фильтра.

При пульсации газового пузыря (рис. XI.35) происходит ряд последовательных положительных и отрицательных гидродинамических ударов на зону глинизации пласта, что увеличивает его проницаемость. В начальные моменты, образовавшиеся при взрыве, газы находятся под чрезвычайно высоким давлением  $p_1$ , значительно превышающем критическое давление разрыва пласта  $p_{\text{разрыва}}$ . Газы начинают быстро расширяться, снижая давление. Когда давление в газовом пузыре окажется равным  $p_0$ , которое соответствует гидростатическому давлению столба жидкости в скважине ( $p_1 = p_m$ ), газы приобретают большую скорость и по инерции продолжают расширяться, пока не израсходуют весь

ТАБЛИЦА XI.12  
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ТОРПЕД ТДШ

Тип фильтра	Диаметр фильтра, мм	Водовмещающие породы	Предельное число отрезков ДШ-В на один взрыв	Число взрывов в одном интервале
Сетчатый без засыпки	146—168 и более	Песок мелкозернистый	1	1
Сетчатый с гравийной обсыпкой	146—168 и более	Песок мелко- и среднезернистый	1	1—2
Проволочный, каркасно-стержневой без гравийной обсыпки	146—168 и более	Пески разные и гравийно-галечниковые	1—2	1—2
То же, с гравийной обсыпкой	146—168 и более	То же	1—2	1—2
Проволочный на перфорированной трубе без гравийной обсыпки	146—168 и более	»	2	1—2
То же, с гравийной обсыпкой	146—168	»	2	1—2
Перфорированная труба, труба со щелями	146—168 и более	Гравийно-галечниковые и трещиноватые породы	2-3	1

Предельную длину заряда торпеды подсчитывают по формуле

$$l = \frac{1,27G}{\rho d_3^2}, \quad (\text{XI.42})$$

где  $G$  — предельно допустимая масса заряда, кг;  $d_3$  — диаметр заряда ВВ, см;  $\rho$  — плотность ВВ, г/см<sup>3</sup>.

ТАБЛИЦА XI.13  
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФУГАСНЫХ ТОРПЕД

Шифр торпеды	Диаметр заряда, мм	Длина заряда, мм	Масса заряда, мм	Наружный диаметр, мм	Примечание
ТШ-35	35	2020	2,9	40	Корпус из алюминиевого сплава
ТШ-43	43	1440	3,3	48	
ТШ-50	50	1470	4,5	55	То же
ТШ-65	65	990	5,2	70	
ТШ-84	84	600	4,9	90	»
ТШТ-20/22	20	510	0,25	22	»
ТШТ-25/28	25	700	0,55	28	»
ТШТ-35/50	35	700	1,08	50	»
ТШТ-43/50	43	700	1,62	50	»
ТШТ-65/70	65	800	2,65	70	»
Ф-2	48	1150	2,8	60	Корпус из стали

ТАБЛИЦА XI.14  
ИНТЕНСИВНОСТЬ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВЗРЫВА В СКВАЖИНЕ

$d_{зар}/d_{тр. вн}$	Действие на трубы при центральном расположении заряда	Действие на породу
0,2—0,25	Раздутие труб с небольшим числом вертикальных трещин	Трещины в породе и цементном кольце
0,26—0,32	Раздутие труб, сетка трещин в трубах	То же
0,32—0,4	Сетка трещин в трубах увеличивается, в отдельных случаях могут наблюдаться взрывы кусков труб	»
> 0,4	Разрушение колонны	»

Примечание. Затрубное пространство представлено породами средней крепости.

При выборе заряда нужно учитывать, что его максимальное радиальное действие достигается при длине, превышающей 10—15 его диаметров или приблизительно шесть диаметров колонны обсадных труб.

Результаты действия зарядов на трубы или стенки скважины в зависимости от диаметра заряда приведены в табл. XI. 14.

Плотность ВВ определяется по табл. XI. 15.

Зона разрушения в зависимости от величины заряда определяется выражением

$$R_{разр} = k_p \sqrt[3]{G}, \quad (XI.43)$$

где  $R_{разр}$  — радиус разрушения, м;  $G$  — масса заряда, кг;  $k_p$  — коэффициент податливости горных пород разрушению.

Дебит торпедированной скважины С. А. Ловля [44] рекомендует рассчитывать по формуле

$$Q = 2\pi k_{\phi} b \sqrt{\frac{p_{пл} - p_{дин}}{1/r - 1/R_{вл}}}, \quad (XI.44)$$

где  $k_{\phi}$  — коэффициент фильтрации трещиноватой породы;  $b$  — мощность пласта;  $p_{пл}$  — пластовое давление;  $p_{дин}$  — динамическое давление при откачке;  $r$  — радиус скважины;  $R_{вл}$  — радиус влияния скважины.

Таким образом, дебит скважины прямо пропорционален коэффициенту фильтрации, увеличивающемуся после взрыва.

ТАБЛИЦА XI.15  
ПЛОТНОСТЬ ВВ

Взрывчатое вещество	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент
Тротил прессованный . . . . .	1,57	1,26
» литой . . . . .	1,60	1,24
Сплав тротил-гексоген . . . . .	1,70	1,10
Гексоген прессованный . . . . .	1,66	1,02

Практика свидетельствует, что после взрывов торпед из детонирующего шнура дебиты скважин увеличиваются от 1,5 до 7 раз и более, что свидетельствует не только о восстановлении естественной водопроницаемости пород, но и об искусственном увеличении ее в призабойной зоне.

Эффективность воздействия взрыва ТДШ на очистку фильтра показана на рис. XI.36.

### **Освоение скважин способом ультразвуковых колебаний**

В основу способа положена способность ультразвукового излучения воздействовать на плотные вещества через упругую среду (жидкость), диспергировать (измельчать) это вещество, нарушать силы сцепления, существующие между его частицами, и отделять диспергированные частицы от более плотного материала (металла труб), на котором они расположены.

Источником ультразвуковых колебаний может быть ультразвуковой генератор, частота электромагнитных колебаний которого составляет 17—25 кГц.

Ультразвуковые колебания генератора преобразуются в механическую энергию магнитостриктором, спускаемым

в фильтр на кабеле. От генератора УЗГ-2,5 можно питать вибраторы ПМС-6, ПМС-7 и ПН-1,5.

Применение ультразвукового способа для освоения скважин целесообразно проводить с одновременной откачкой для удаления продуктов разглинизации из скважины. Ультразвуковой способ мало эффективен.

### **Освоение водоносных пластов способом имплозии и обработки сухим льдом**

Способ имплозии заключается в том, что в скважину в зону рабочей части фильтра (водоносного пласта) спускают легко разрушаемый (стеклянный) сосуд с воздухом, находящимся в нем под атмосферным давлением или ниже атмосферного. На требуемой глубине сосуд разбивают и вода с большой скоростью заполняет освободившийся объем. Происходит гидравлический удар и глинистая корка разрушается.

Освоение скважин с применением сухого льда (твердой углекислоты) заключается в том, что углекислота, взаимодействуя с водой, вызывает бурную реакцию с выделением углекислого газа; при этом глинистая корка разрушается.

Сухую углекислоту следует доставлять в интервал водоносного пласта в специальном контейнере. Ориентировочный расход углекислоты 10—12 кг на 10 м вод. ст. при диаметре скважины (фильтра) 168—219 мм.

Эти способы изучены недостаточно и широкого применения в практике буровых работ на воду не имеют.

### **Химические способы освоения скважин**

Химические реагенты для восстановления проницаемости пор и трещин водоносного пласта находят все более широкое применение в практике буровых работ на воду.

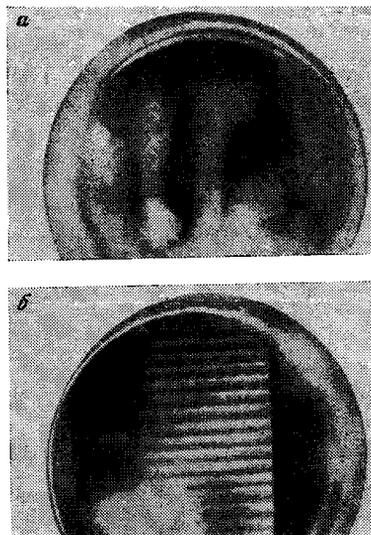


РИС. XI.36.  
ДЕЙСТВИЕ ВЗРЫВА ТДШ НА  
ФИЛЬТР;

*a* — фильтр до взрыва;  
*б* — очищенный фильтр после взрыва

К химическим реагентам, используемым при освоении скважин на воду, предъявляются следующие основные требования:

1) химический реагент, вступая в реакцию с глинистым раствором, шламом выбуренных пород или непосредственно с породами, слагающими водоносный пласт, должен максимально способствовать очищению пор или трещин пласта, улучшать коллекторские свойства пород пласта;

2) продукты реакции должны легко удаляться из скважины;

3) химические реагенты при реакции с пластовой водой не должны ухудшать качество воды при последующей эксплуатации скважины;

4) химические реагенты не должны оказывать вредного воздействия на работающих.

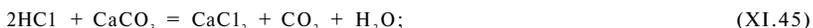
В настоящее время в практике известны следующие способы освоения скважин с применением химических реагентов: соляно- и глинокислотная обработка водоносного пласта с помощью ПАВ, а также обработка фильтровых колонн химическими веществами, предохраняющими фильтры от загрязнения при спуске в скважину.

#### Освоение скважин с применением солянокислотной обработки пласта

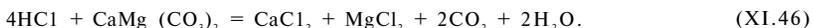
Солянокислотная обработка пласта осуществляется для скважин, пласты которых представлены карбонатными породами — известняками, доломитами и другими подобными породами или при использовании меловых (карбонатных) растворов в процессе вскрытия водоносного пласта.

Соляная кислота вступает в реакцию с карбонатными породами по следующим известным уравнениям:

соляная кислота — известняк



соляная кислота — доломит



Образующиеся при этом хлористый кальций и хлористый магний легко растворимы в воде и в результате реакции вместе с продавочной или пластовой жидкостью легко извлекаются из трещин и пор пласта.

При солянокислотных обработках водоносных пластов используют кислоты, имеющие следующую техническую характеристику (табл. XI.16).

Для устранения коррозионного действия соляной кислоты на металл в раствор рекомендуется вводить ингибитор — катапин К (1 : 250). Обычно для солянокислотной обработки водоносных пластов применяют ингибированную кислоту концентрации 10—15%.

Количество исходной соляной кислоты и воды для приготовления 1 м<sup>3</sup> раствора приведено в табл. XI.17.

ТАБЛИЦА XI.16  
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ

Соляная кислота	ГОСТ, ТУ	Концентрация, %	Цвет	Плотность при 15° С, г/см <sup>3</sup>
Синтетическая	ГОСТ 857—78	31	От бесцветной до желтой	1,16
Техническая I и II сорта Из газов органических производств	ГОСТ 1382—69	27,5	Желтоватый	1,14
	ТУ 33—53	27,5	То же	1,14

ТАБЛИЦА XI. 17

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИГОТОВЛЕНИЮ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ  
ДЛЯ ЗАКАЧКИ В СКВАЖИНУ

Концентрация кислоты, употребляемой для обработки раствора, %	Концентрация исходной кислоты, %					
	20		27,5		31	
	кислота	вода	кислота	вода	кислота	вода
10	490	510	345	655	300	700
11	535	465	375	625	325	675
12	585	415	410	590	355	645
13	635	365	445	555	385	615
14	690	310	480	520	415	585
15	740	260	510	490	445	555

Институт ВОДГЕО рекомендует определять количество соляной кислоты для обработки 1 м фильтра по данным табл. XI. 18.

Наибольший эффект от солянокислотной обработки достигается, когда карбонатность пород водоносного пласта составляет не менее 15%.

При закачке соляной кислоты в гомогенные карбонатные пласты с пористым коллектором, где кислота повсюду проникает одинаково и скорость реакции кислоты с породой уменьшается постепенно (в зависимости от ее ослабления и удаления от скважины), величину радиального проникновения кислоты в пласт до момента ее полного истощения можно рассчитать по следующей формуле:

$$R = \sqrt{\frac{gt}{\pi mh} + r^2}, \quad (\text{XI.47})$$

где  $g$  — скорость закачки кислоты в пласт, м<sup>3</sup>/мин;  $t$  — время полного истощения кислоты, мин ( $t$  определяют лабораторным путем);  $r$  — радиус скважины, м;  $m$  — относительная пористость породы водоносного пласта, %;  $h$  — мощность обрабатываемого пласта, м.

При закачке кислоты в трещины пласта радиус проникновения в пласт перед полным ее истощением определяется выражением

$$R = \sqrt{\frac{gt}{n\omega} + r^2}, \quad (\text{XI.48})$$

где  $n$  — число трещин в стенке скважины;  $\omega$  — ширина трещины.

Кислоту следует нагнетать в менее проницаемые участки водоносного пласта, закупоренные шламом и осадками промывочной жидкости. Эти участки обычно

ТАБЛИЦА XI. 18

## РАСХОД КИСЛОТЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ 1 М ФИЛЬТРА

Внутренний диаметр фильтра, мм	Расход кислоты (л) для скважин,		Внутренний диаметр фильтра, мм	Расход кислоты (л) для скважин,	
	подвергае- мых систе- матическим обработкам	находивших- ся длительное время в эксплуатации		подвергае- мых систе- матическим обработкам	находивших- ся длительное время в эксплуатации
100	30	100	250	80	175
150	45	125	300	100	200
200	60	150	350	150	250

устанавливают по данным расходомерии, проведенной по всей активной мощности пласта. В этом случае для закачки кислоты в пласт целесообразно пользоваться пакерами, изолирующими отдельный участок пласта или фильтра. Следует помнить, что кислотная обработка малоэффективна, если в породе водоносного пласта содержатся сульфатные соединения — ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ) или гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), что объясняется вторичным выпадением в осадок растворенных сульфатов, которые закупоривают образованные кислотой дренажные каналы в пористой среде.

Наиболее эффективным методом кислотной обработки следует считать гидрокислотный взрыв импульсом высокого давления, предложенный В. М. Касаткиным. Сущность его заключается в том, что при взрыве в скважине двух зарядов ВВ массой обычно от 5 до 10 кг, расположенных на расстоянии 2,5—6 м друг от друга, в месте встречи упругих волн результирующее давление повышается в 4 раза и более. Вследствие концентрации энергии повышается эффект разрушения горных пород, что приводит к гидроразрыву пласта и образованию трещин. При проведении взрывов в скважине, заполненной высококонцентрированной кислотой, в образованные при взрывах трещины проникает кислота, что увеличивает проницаемость пласта. При этом от одиночного взрыва радиус улучшенной проницаемости колеблется в пределах 6—24 м, а при гидрокислотном взрыве с двойным импульсом — в пределах 49—73 м. Технология обработки водоносного пласта методом гидрокислотного разрыва импульсом высокого давления состоит в следующем.

После проведения в скважине комплекса гидрогеологических и геофизических исследований и выбора интервала обработки в нее опускают заливочные трубы. Затем на устье устанавливают специальную головку, которую соединяют с заливочными трубами и обсадной колонной. Через головку опускают один или два заряда ВВ, после чего в скважину закачивают кислоту и продавочную жидкость. Когда в скважине достигнуто расчетное давление продавочной жидкости или воздуха (при глубине скважины 200—350 м оно равно 20—30 кгс/см<sup>2</sup>), взрывают один или два заряда, что создает трещины, по которым кислота проникает в пласт.

Освоение таким способом скважин, пробуренных ударно-канатным способом в карбонатных породах, увеличивает их дебит в 4—5 раз. Скорость реакции соляной кислоты замедляют добавками ПАВ.

Присутствие ПАВ в солянокислотных растворах способствует лучшему удалению из пласта глинистых частиц бурового раствора. Соляная кислота, кроме растворения карбонатов, вызывает усадку набухших бентонитовых частиц, переводя натриевый бентонит в менее подверженный набуханию кислый, а присутствующее ПАВ диспергирует глинистые частицы, что позволяет легче удалять их из трещин и пор пласта.

Соляную кислоту задавливают в пласт сжатым воздухом и чистой водой. На рис. XI.37 показаны схемы задавливания кислоты в пласт воздухом (а) и водой (б).

Если в составе материалов, кольматирующих поры или трещины пласта, имеется большое количество алюмосиликатов (глин), то к раствору соляной кислоты следует добавить 5—8% плавиковой кислоты (HF), что способствует растворимости силикатов



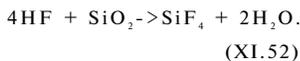
Добавка HF способствует также очистке отверстий фильтра, забитых кварцевым песком



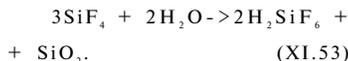
Следует учитывать, что плавиковая кислота помимо растворения силикатов и усадки частиц бентонитовых глин вступает в реакцию с карбонатом кальция, которая происходит намного быстрее, чем реакция с силикатами. Это приводит к нежелательному результату — осаждению в порах и трещинах водоносного пласта нерастворимого в воде фтористого кальция



и, кроме того, газообразного четырехфтористого кремния, образующегося при реакции HF с силикатами



Четырехфтористый кремний может со временем гидролизываться с образованием фторокремниевой кислоты, которая как и ее соли нерастворима в воде



При кислотных обработках скважин следует иметь надежные герметизирующие устройства на устье скважины и тщательно цементировать кондуктор и эксплуатационную колонну.

#### О освоение скважин с применением ПАВ

Положительный результат при освоении водоносных пластов и их разглинизации получается при применении ПАВ. Так, ПАВ типа дисолван даже при 1%-ной концентрации весьма эффективно воздействует на расшламование и разглинизацию трещин и пор пласта, диспергируя глинистые частицы. После выдержки скважины в течение 1—2 сут проводят откачку с удалением продуктов реакции.

Положительный эффект дает применение ПАВ типа ОП-10 для обмазки рабочей поверхности фильтра. При спуске в скважину вследствие смазывающего и гидрофобизирующего воздействия ПАВ он быстрее разглинизируется. ОП-10 взаимодействует с хлоркальциевыми водами, особенно при забойных температурах более 50° С, что характерно при сооружении скважин на воду глубиной более 1000 м. Это приводит к флокуляции глинистого раствора и глинистых частиц, выпаданию их в виде хлопьевидных осадков и к вспениванию, что способствует очистке пласта и фильтра, закупоренного глинистыми материалами.

Стабилизация глинистых растворов ПАВ является надежной профилактикой по предотвращению набухания глинистых частиц при вскрытии водоносных пластов.

Иногда применяют рецепты защитных паст и пленок, которыми покрывается рабочая поверхность фильтра перед спуском в скважину. Так, Северокавказским геологическим управлением изготавливается для покрытия фильтров защитная паста, в состав которой входят тальк, формальдегидная смола и другие материалы. После опускания фильтра в скважину паста растворяется, не образуя осадков, закупоривающих поры фильтра и пласта.

Трестом Укрбурвод применяются специальные синтетические пленки, которыми перед спуском в скважину обматывается фильтр. После установки пленки растворяются пластовой водой с добавлением химических реагентов.

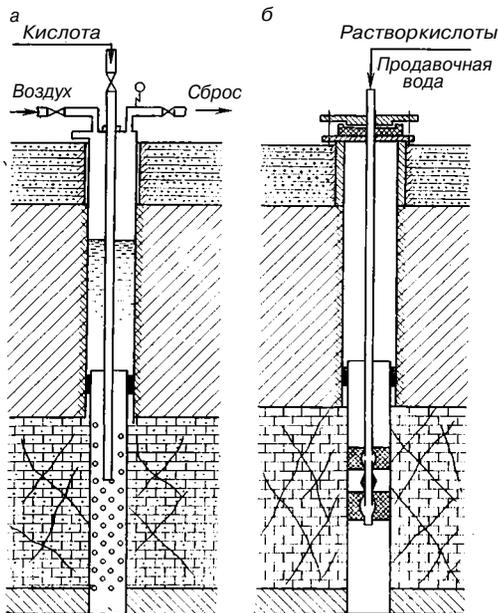


РИС. XI.37.  
СХЕМЫ ОБРАБОТКИ ПЛАСТА И ФИЛЬТРА КИСЛОТОЙ

## **Способы механического воздействия на водоносный пласт и фильтр**

Широко известны устройства для прочистки фильтрационных отверстий фильтра с помощью механических проволочных ершей; при протаскивании такого ерша рабочая поверхность фильтра очищается.

Известны также способы удаления глинистой корки со стенок скважины в интервале водоносного пласта путем проработки ствола скважины механическим лопастным расширителем перед опусканием фильтра в скважину или одновременно с процессом его установки.

## **§ 4. Особенности вскрытия и освоения пластов при оборудовании гравийно-обсыпных фильтров**

При освоении водоносных пластов, представленных неустойчивыми породами, мелко- и среднезернистыми песками, а также слабоустойчивыми породами (песчаниками и др.), во избежание пескования скважин устройство гравийной обсыпки фильтров является обязательным. Гравийная обсыпка фильтров осуществляется обычно одновременно с работами по освоению скважин.

Технология проведения гравийной обсыпки фильтров включает подбор оптимальных размера и толщины зерен гравийной обсыпки в зависимости от состава водовмещающих пород (см. гл. X).

Интенсивность процесса кавернообразования при вскрытии водоносных песков зависит от гидрогеологических и технических причин. В районах Западной Сибири средний расход гравия в 2,5—3 раза превышает расчетный. При этом установлена закономерность, что интенсивность кавернообразования больше в верхней части водоносного пласта, что объясняется, вероятно, различным временем циркуляции промывочной жидкости.

Процесс кавернообразования более интенсивен, когда гидростатическое давление в скважине меньше пластового. В этом случае вследствие фильтрационных деформаций и выноса осыпаемого со стенок скважины песка образуется каверна.

При ударно-канатном бурении гравийную обсыпку проводят: обнажением фильтровой колонны и одновременной обсыпкой ее гравием; с помощью конического башмака-расширителя и перфорированной фильтровой колонны, а также путем засыпки гравия через вспомогательные скважины.

## **Устройство гравийно-засыпных фильтров при одновременной откачке**

При этом способе скважину крепят до кровли водоносного пласта, после чего вскрывают продуктивный пласт с промывкой, опускают фильтровую колонну с выводом надфильтровой части до устья. В фильтровую колонну до забоя спускают водоподъемные трубы эрлифта. Гравий засыпают одновременно с откачкой. Рабочая часть фильтра должна обеспечивать вынос песка в процессе формирования гравийного фильтра. При значительных глубинах скважин гравий подается в затрубное пространство с водой, что позволяет избежать образования пробок.

В тресте Востокбурвод разработана технология засыпки гравия, при которой можно управлять толщиной слоя гравийной обсыпки фильтра с проволочной обмоткой, установленного в водоносные пески. Откачку проводят с помощью пакера эрлифтом или водоструйным насосом из ограниченного интервала (0,5÷1 м) рабочей части фильтра. Поинтервальная откачка позволяет получить каверну до 0,5 м и более, а в конечном результате — гравийно-засыпной фильтр уширенного контура.

При засыпке гравия предусматривается определенная последовательность выполнения технологических операций.

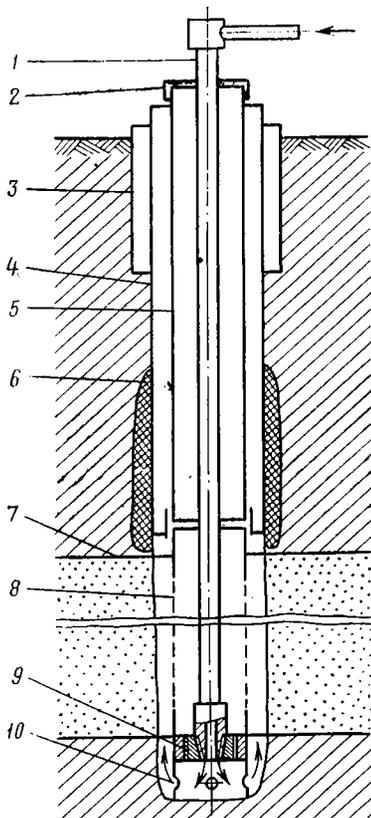


РИС. XI.38.  
УСТРОЙСТВО ГРАВИЙНОЙ ОБ-  
СЫПКИ ФИЛЬТРА УШИРЕННОГО  
КОНТУРА МЕТОДОМ ЗАМЕЩЕ-  
НИЯ:

1 — бурильные трубы для промывки скважины;  
2 — герметизирующий оголовок устья скважины;  
3 — кондуктор;  
4 — обсадная колонна;  
5 — надфильтовая труба с выводом до устья скважины;  
6 — цементное кольцо;  
7 — кровля водоносного пласта;  
8 — проволочный фильтр;  
9 — левый переводник;  
10 — отверстия для промывки скважины

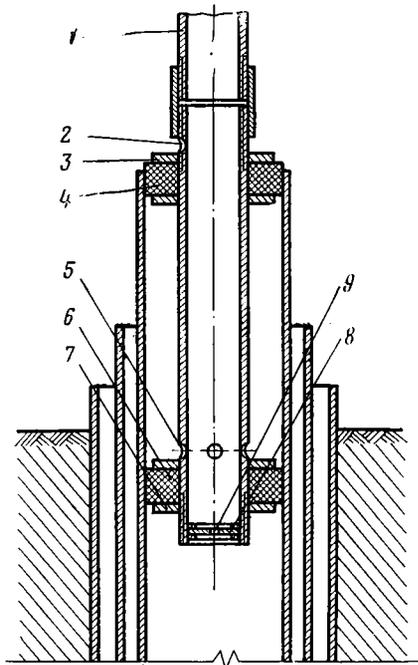


РИС. XI.39.  
ПАКЕРНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ВЫ-  
НОСА ПЕСКА:

1 — труба диаметром 168 мм;  
2 — отверстия для выноса песка из зоны над верхним пакером;  
3, 7 — прижимные гайки;  
4, 6 — резиновые элементы (сальник или пакер);  
5 — отверстия для отсасывания водопесчаной смеси из интервала водоносного пласта, ограниченного пакерами;  
8 — чугунный диск;  
9 — отверстия для размыва возможных песчаных пробок

1. Бурение скважины и крепление ее кондуктором и обсадной колонной проводят по общепринятой технологии.

2. Водоносный пласт вскрывают ниже его подошвы на 1 м.

3. Спускают фильтовую колонну 8. На конце фильтовой колонны устанавливают переводник 9, имеющий правую внутреннюю замковую резьбу для последующего соединения с инструментом 1 (рис. XI.38). На 0,5 м выше башмака отстойника в трубе прорезаны отверстия 10 общей площадью не менее 50 см<sup>2</sup>.

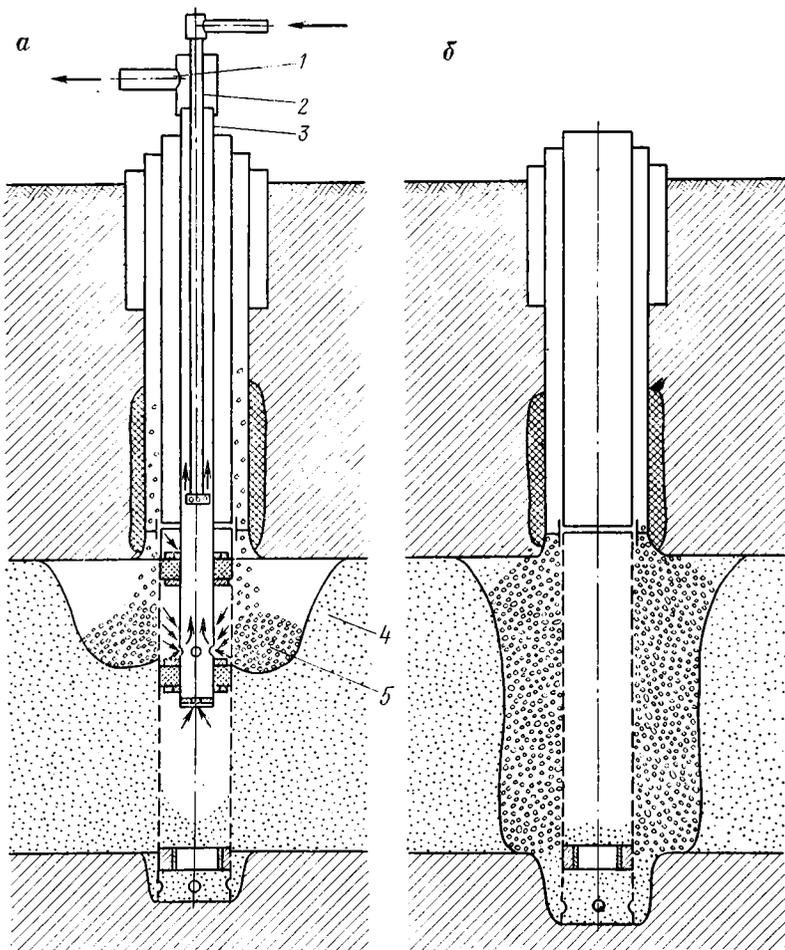


РИС. XI.40.

СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ГРАВИЙНО-ЗАСЫПНОГО ФИЛЬТРА УШИРЕННОГО КОНТУРА МЕТОДОМ ЗАМЕЩЕНИЯ:

*a* — засыпка гравия;

*б* — законченная скважина;

*1* — тройник для сброса водопесчаной смеси;

*2* — насосно-компрессорные трубы диаметром 32 мм (воздушные трубы);

*3* — насосно-компрессорные трубы диаметром

168 мм (водоподъемные трубы);

*4* — водоносный пласт (пески);

*5* — гравий

4. Спускают инструмент *1* до забоя и заворачивают в переводник *9*.
5. Промывают скважину до тех пор, пока не начнется вынос песка.
6. Вращением инструмента вправо срезают шпильки, отвинчивают левый переводник и извлекают инструмент на поверхность.
7. Собирают пакерный узел (рис. XI.39), соединяют его с водоподъемной трубой *1*, а прижимные гайки *3* и *7* сжимают салники *4* и *6*.
8. Замеряют длину водоподъемных труб, спускают пакерный узел в зону фильтра так, чтобы верхний пакер был установлен ниже начала рабочей части проволочного фильтра на 0,5—1 м (рис. XI.40).

9. Опускают в водоподъемные трубы воздушные трубы эрлифта. Подключают компрессор и в течение 30—60 мин проводят откачку.

10. После выноса песка (около 1 м<sup>3</sup>) откачиваемая вода через отстойник направляется в межтрубное пространство.

11. При циркуляции, когда вся откачиваемая вода уходит обратно в скважину, начинают засыпку гравия, объем гравия замеряют; при снижении интенсивности циркуляции количество засыпаемого гравия также уменьшают. Засыпать гравий до полного прекращения циркуляции нельзя, так как может образоваться гравийная пробка. С увеличением интенсивности циркуляции скорость засыпки гравия увеличивается.

12. Не прекращая откачки, пакерный узел опускают на 1 м ниже. Далее проводят операции, описанные в п. 11. После прекращения пескования из второго интервала водоносного пласта (желательно не прекращать откачку) спускают пакерный узел еще на 1 м. Описанные операции повторяют до тех пор, пока не будет пройден весь водоносный пласт.

13. Если при очередном опускании водоподъемных труб пакерное устройство встретит песчаную пробку, надо трубы приподнять и, не прекращая откачки, опустить их медленно, чтобы удалить песчаную пробку через отверстие 9 (рис. XI.40).

14. После окончания засыпки гравия по всей длине каркаса фильтра, не прекращая откачки, трубы медленно поднимают вверх. Откачку проводят до прекращения пескования, при необходимости подсыпают гравий.

15. Воздушными трубами разбивают диск  $\delta$  (см. рис. XI.39) и проводят откачку из всего фильтра, после чего замеряют дебит скважины и извлекают из скважины эрлифт с пакером.

16. Отстойник засыпают гравием, после этого скважина готова к эксплуатации (рис. XI.40, б).

### **Устройство гравийной обсыпки фильтра с одновременной промывкой**

При этом способе (рис. XI.41) после крепления ствола до кровли водоносного пласта и его вскрытия с промывкой водой или раствором в скважину спускают фильтровую колонну, в нижней части которой установлено стоп-кольцо с конусной проточкой под ниппель замка буровых труб. Стоп-кольцо устанавливают на 1—1,5 м выше башмака фильтровой колонны.

Под стоп-кольцом имеются два-три отверстия для выхода промывочной жидкости. В фильтровую колонну спускают буровые трубы, ниппель которых устанавливается в конусное отверстие стоп-кольца. Если фильтровая колонна опущена впопай, то надфильтровую часть закрывают конической заглушкой, надетой на буровые трубы.

Перед засыпкой гравия промывают зафильтрованное пространство водой. Признаком оживления водоносного пласта является вынос песка и поглощение воды, после чего засыпают гравий с одновременной промывкой зафильтрованного пространства.

Схема движения промывочной жидкости и осаждения гравия в зафильтрованном пространстве исследована М. Г. Оноприенко (рис. XI.42). Промывочная жидкость, выходящая из-под башмака колонны, создает в зоне фильтров радиальные потоки, способствующие созданию наиболее эффективной послойной структуры обсыпки фильтров.

Засыпка гравия в зафильтрованное пространство в восходящем потоке воды получила широкое распространение в практике. При этом поток воды удаляет наиболее мелкие фракции обсыпки. Применяемые в практике гравийные смеси неоднородны по гранулометрическому составу, а следовательно, и скорость движения зерен гравия в условиях стесненного движения различна, поэтому в зоне пласта расслаивается гравий, что часто приводит к пескованию скважин.

Исследованиями, проведенными В. И. Фоменко, В. П. Ткаченко, М. Г. Оноприенко и В. М. Гаврилко, рекомендуется интенсивность загрузки гравия 10—20 кг/с при гидравлической его подаче со скоростью более 0,1 м/с. При этом коэффициент расслаивания равен  $k = D_{50}/D'_{50}$  ( $D_{50}$  — средний размер гравия в исследуемом интервале,  $D'_{50}$  — средний размер гравия перед засыпкой).

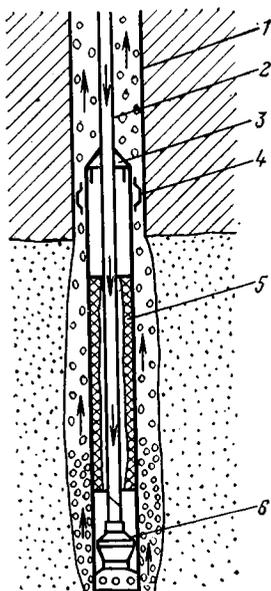


РИС. XI.41.  
СХЕМА УСТРОЙСТВА ГРАВИЙНОЙ ОБСЫПКИ ФИЛЬТРА С ОДНОВРЕМЕННОЙ ПРОМЫВКОЙ ВОДОНОСНОГО ПЛАСТА:

- 1 — эксплуатационная колонна;
- 2 — буровые трубы;
- 3 — сальник—крышка фильтра;
- 4 — центрирующие фонари;
- 5 — фильтр;
- 6 — переводник с левой резьбой

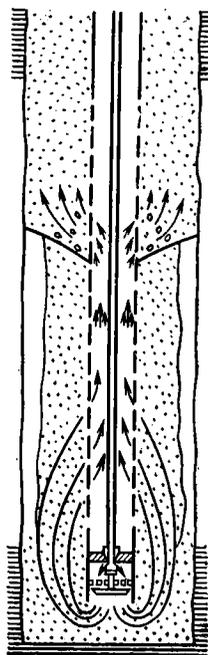


РИС. XI.42.  
СХЕМА ДВИЖЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ОСАЖДЕНИЯ ГРАВИЯ В ЗАФИЛЬТРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ (ПО М. Г. ОНОПРИЕНКО)

В. М. Гаврилко [23] отмечает следующее.

1. Расслоение тем больше, чем больше неоднородность гравия.

Для гравия с коэффициентом неоднородности 2,06—3,54 наибольшее значение коэффициента расслоения равно 1,4, а для смеси песка и гранитной крошки с коэффициентом неоднородности 6—6,45 оно достигает 2,47.

2. Наименьшее расслоение наблюдается при непрерывной и равномерной подаче гравия в скважину; нижние участки фильтра имеют наибольшие значения коэффициента расслоения.

3. При засыпке в восходящем токе воды гравий сортируется вследствие удаления мелких фракций, при этом коэффициент фильтрации однородного гравия увеличивается в 2,7 раза, а смеси крупнозернистого песка и гранитной крошки — в 2,8—3,7 раза.

Для скважин, пробуренных станками с обратной промывкой, В. М. Гаврилко рекомендует засыпать гравий с одновременной откачкой эрлифтом.

На рис. XI.43 приведена номограмма М. Г. Оноприенко для определения скоростей восходящего потока в кольцевом пространстве, ограниченном цилиндрическими поверхностями, при расходе жидкости до 22 м<sup>3</sup>/ч.

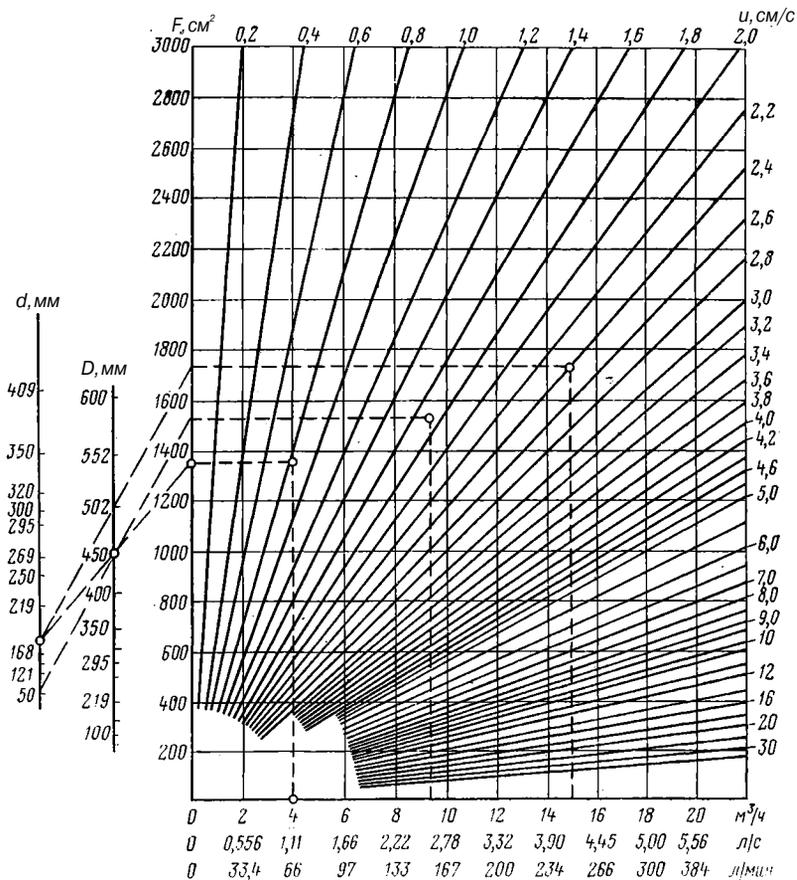


РИС. XI.43.  
НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ВОСХОДЯЩЕГО ПОТОКА В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ, ОГРАНИЧЕННОМ ЦИЛИНДРИЧЕСКИМИ ПОВЕРХНОСТЯМИ, ПРИ РАСХОДЕ ЖИДКОСТИ  $Q < 22$  м³/ч

Исследованиями М. Г. Оноприенко установлено, что при скорости восходящего потока 0,4—0,8 см/с из материала обсыпки удаляются частицы крупностью до 0,2—0,3 мм, а однородность увеличивается в 1,5—2 раза. С увеличением глубины скважины до 400—800 м степень расслоения увеличивается в 2—4 раза. Поэтому целесообразно в восходящем потоке промывочной жидкости проводить гравийную обсыпку при глубинах скважин 300—350 м и скорости восходящего потока 0,4—0,8 см/с с интенсивностью непрерывной загрузки гравия 0,6—0,8 г/с на 1 см² площади кольцевого зазора.

В скважины глубиной более 350—400 м целесообразно загружать гравий в нисходящем потоке воды, при этом следует подбирать более однородный по гранулометрическому составу гравий, скорость нисходящего потока рекомендуется в пределах 10—15 см/с, а интенсивность загрузки гравия на 0,8—2 г/с на 1 см² площади кольцевого зазора.

График расслоения гравия при засыпке (по М. Г. Оноприенко) приведен на рис. XI.44.

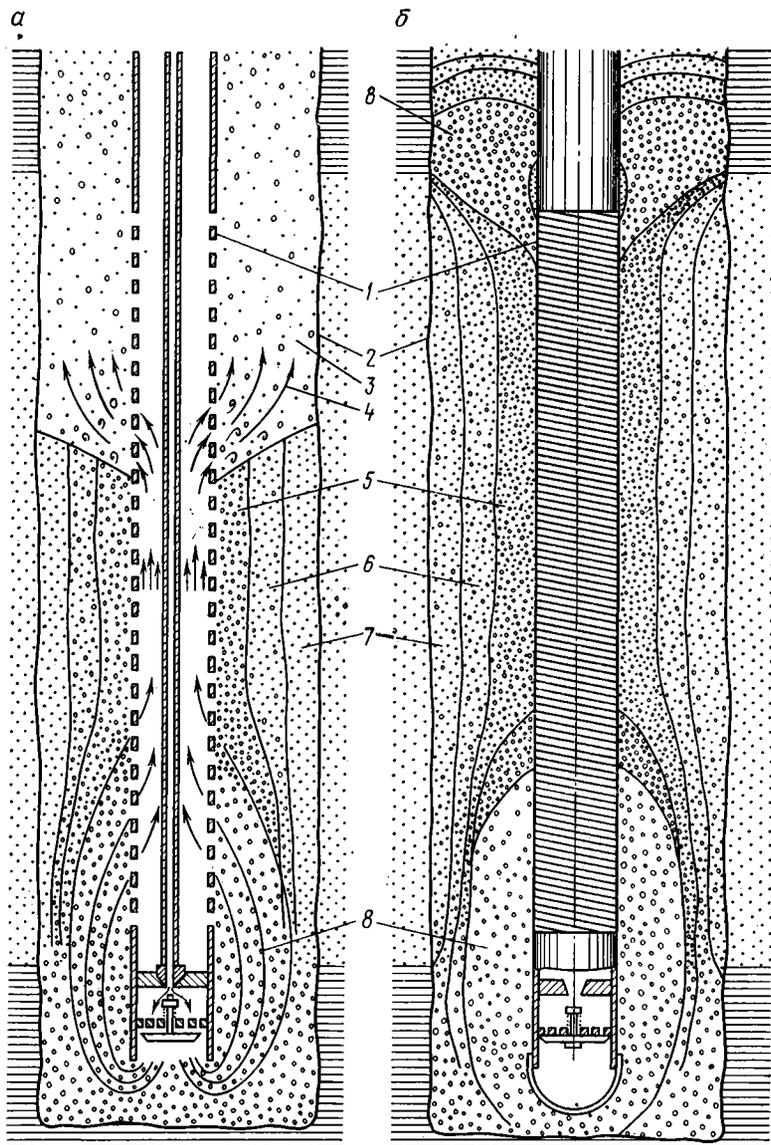


РИС. XI.44.

СХЕМА РАССЛОЕНИЯ ГРАВИА ПРИ ОБСЫПКЕ ФИЛЬТРОВ (ПО М. Г. ОНО-ПРИЕНКО):

а, б — начальная и конечная стадии;  
 1 — фильтровый каркас;  
 2 — стенки скважины;  
 3 — зафильтровое пространство;

1 — направление движения воды;  
 5 — внутренний контур обсыпки;  
 6 — средний контур обсыпки;

7 — наружный контур обсыпки;  
 8 — участок максимальной крупности гравия

## Устройство гравийной обсыпки при вскрытии водоносного пласта с одновременной установкой фильтра

Гравийную обсыпку фильтра при этом способе осуществляют с применением специального устройства конструкции Г. П. Квашнина, А. И. Деревянных и В. Н. Евдокимова.

В результате применения саморасширяющегося долота в интервале водоносного пласта образуется каверна, в 2,5 раза превышающая диаметр фильтра. Гравийную обсыпку проводят одновременно с промывкой водой после достижения проектной глубины. По окончании обсыпки бурильные трубы отсоединяют от фильтровой колонны и вместе с долотом извлекают на поверхность. Применение устройства позволяет значительно сократить время на освоение скважины.

Как показала практика, скважины, освоенные этим способом в районах Западной Сибири и Алтая, более высокодебитны, и осветление воды при откачке происходит в течение 2—4 ч, тогда как освоение скважин другими способами более трудоемко и их дебиты меньше.

После вскрытия водоносного пласта с применением гравийной обсыпки лопастной расширитель, бурильные трубы, гидравлический и механический отсоединители извлекают из скважины и фильтр с обсыпкой гравием оставляют в скважине; низ отстойника фильтра засыпают гравием.

## Устройство гравийной обсыпки фильтра уширенного контура

Схема образования каверн с применением механических гидравлических расширителей приведена на рис. XI.45.

При данном способе наибольший эффект достигается при образовании каверн под гравийную обсыпку для водоприемной части скважин, водоносный горизонт в которой представлен чередованием пропластков песка и слабопроницаемых пород. По данным гидрогеологических наблюдений и каротажа скважины выбирают наиболее перспективные участки, в которых с помощью расширителей создают каверны под гравийную обсыпку фильтра.

При этом гравийную обсыпку фильтра следует осуществлять с одновременной промывкой фильтровой колонны. Зависание гравия между эксплуатационной и фильтровой колоннами можно ликвидировать взрывом торпед ТДШ или вибрационными методами.

В тресте Промбурвод разработан и получил широкое применение метод сооружения скважин на воду, позволяющий механически разрушать зоны интенсивной кольтации при расширении скважины в интервале водоносного горизонта с последующим заполнением расширенного зафильтрового пространства гравием.

Последовательность проведения работ по этому методу приведена на рис. XI.46. Расширять скважины можно гидромеханическим лопастным расширителем или эксцентрическим лопастным долотом с гидроотклонителем конструкции И. Я. Пархоменко.

Скважины расширяют с прямой промывкой водой при вращении ротора на первой или второй

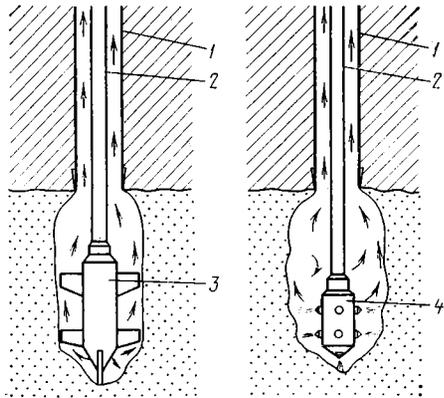


РИС. XI.45.  
СХЕМА УСТРОЙСТВА КАВЕРН ДЛЯ ГРАВИЙНО-ЗАСЫПНЫХ ФИЛЬТРОВ:

- 1 — обсадная труба;
- 2 — бурильные трубы;
- 3 — механический расширитель;
- 4 — гидравлический расширитель

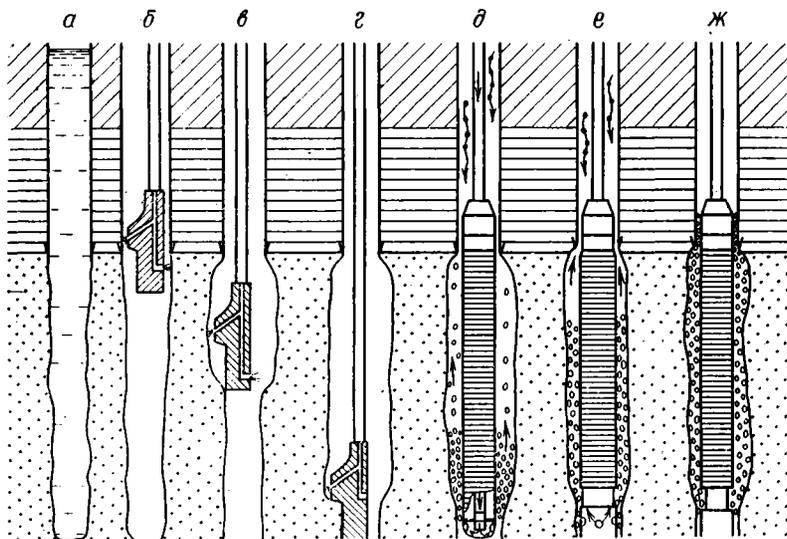


РИС. XI.46.

**ФАЗЫ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИН С РАСШИРЕНИЕМ ЭКСЦЕНТРИЧЕСКИМИ ЛОПАСТНЫМИ ДОЛОТАМИ С ГИДРОУТКЛОНИТЕЛЯМИ (ПО С. Л. ДРАХЛИСУ):**

*а* — бурение с промывкой глинистым раствором до проектной глубины и проведение геофизических исследований для уточнения интервалов водоносных горизонтов;  
*б* — спуск расширителя на буровой колонне до кровли водоносного горизонта и нагнетание

воды для замены в скважине глинистого раствора на воду;  
*в* — начало расширения скважины в зоне водоносного горизонта с промывкой водой;  
*г* — окончание расширения скважины;  
*д* — спуск фильтра в скважину на бурильной колонне;

*е* — нагнетание воды в зафильтровое пространство через специальный башмак с клапаном и одновременная засыпка гравия в кольцевое пространство;  
*ж* — заполнение зафильтрового пространства гравием и подъем бурильной колонны

скорости и подачи инструмента со скоростью 10—15 м/ч. При этом средняя величина поглощения воды при расширении в мелкозернистых песках на 1 м вскрываемого пласта составляет 0,077 м<sup>3</sup>/ч, а максимальная — 1,54 м<sup>3</sup>/ч; удельные дебиты скважин, освоенных таким методом, в 2—3 раза выше удельных дебитов скважин без уширения ствола в зоне водоносного пласта.

**Устройство гравийной обсыпки в глубоких скважинах**

Наиболее сложным является устройство гравийной обсыпки фильтров при освоении водоносных пластов, залегающих на больших глубинах (300 м и более). Образование гравийных пробок и зависание гравия часто не позволяют провести высококачественную обсыпку фильтра. Для этих условий можно рекомендовать специальные устройства и приспособления, обеспечивающие принудительную подачу гравия в зафильтровое пространство и создание контура гравийной обсыпки (Б. П. Кожемяченко, Г. П. Квашнин и др.).

Этот способ обеспечивает подачу гравия через гравиепитатель и бурильные трубы (рис. XI.47). Гравиепитатель представляет собой эжекторное устройство, к которому крепится воронка для засыпки гравия.

В верхней части фильтровой колонны устанавливают специальный патрубок с опорным кольцом, окнами и каналами. Опорное кольцо имеет выступ, который фиксирует корпус гравиераспределителя таким образом, что окна совмещаются с соответствующими каналами для подачи гравия в зафильтровое

пространство. К нижнему торцу гравieras-распределителя крепят трубу, которая через специальное отверстие соединяется с соответствующей резьбой гравieras-распределителя; на корпусе гравieras-распределителя устанавливают два сальника.

При спуске на бурильных трубах гравieras-распределитель устанавливается на опорное кольцо вращением бурильных труб вправо, при этом совмещаются каналы корпуса и окна патрубка; инструмент опускается, что свидетельствует об установке гравieras-распределителя на место.

Затем насосом промывают зафильтрованное пространство скважины. Промывочная жидкость через бурильные трубы и гравieras-распределитель поступает в зафильтрованное пространство, проходит через фильтр, по трубе поднимается в эксплуатационную колонну и выходит на поверхность.

После промывки приступают к засыпке гравия в скважину. Эжекторное устройство устанавливают на соответствующей подставке в удобном для работы месте и соединяют через шланг с буровым насосом и через вертлюг с бурильными трубами. Для засыпки используют сортированный гравий с зернами размером 2—5 мм. Отработанная вода, как и при промывке, возвращается на поверхность. В процессе откачки воды из скважин окна перекрываются клапанами и препятствуют попаданию механических частиц в скважину.

Разработанная конструкция позволяет производить гравийную засыпку независимо от глубины и конструкции скважины.

В случае установки фильтра вплотай в скважину спускают специальную заглушку с конусом для перекрытия отверстий фильтра; выше заглушки устанавливают пакер. В остальном схема аналогична описанной, за исключением того, что не требуется боковых клапанов и опорного кольца, роль которого выполняет торец надфильтровой трубы.

Значительный интерес представляет опыт нефтяных фирм США по устройству гравийно-набивных фильтров. Так, фирма «Бейкер» предлагает метод однопроходной гравийной набивки зафильтрованного пространства.

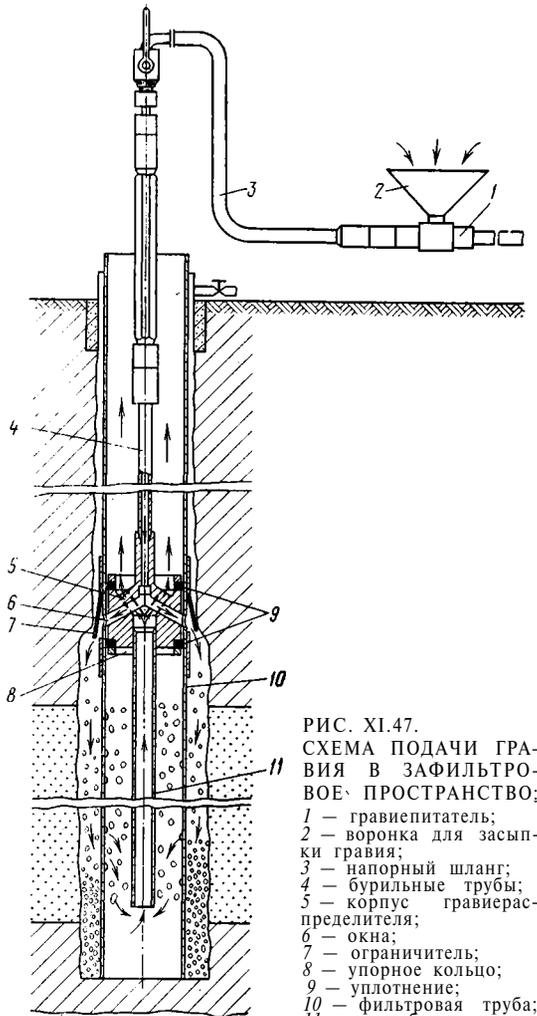


РИС. XI.47.  
СХЕМА ПОДАЧИ ГРАВИЯ В ЗАФИЛЬТРОВОЕ ПРОСТРАНСТВО;

- 1 — гравиепитатель;
- 2 — воронка для засыпки гравия;
- 3 — напорный шланг;
- 4 — бурильные трубы;
- 5 — корпус гравieras-распределителя;
- 6 — окна;
- 7 — ограничитель;
- 8 — упорное кольцо;
- 9 — уплотнение;
- 10 — фильтровая труба;
- 11 — патрубок

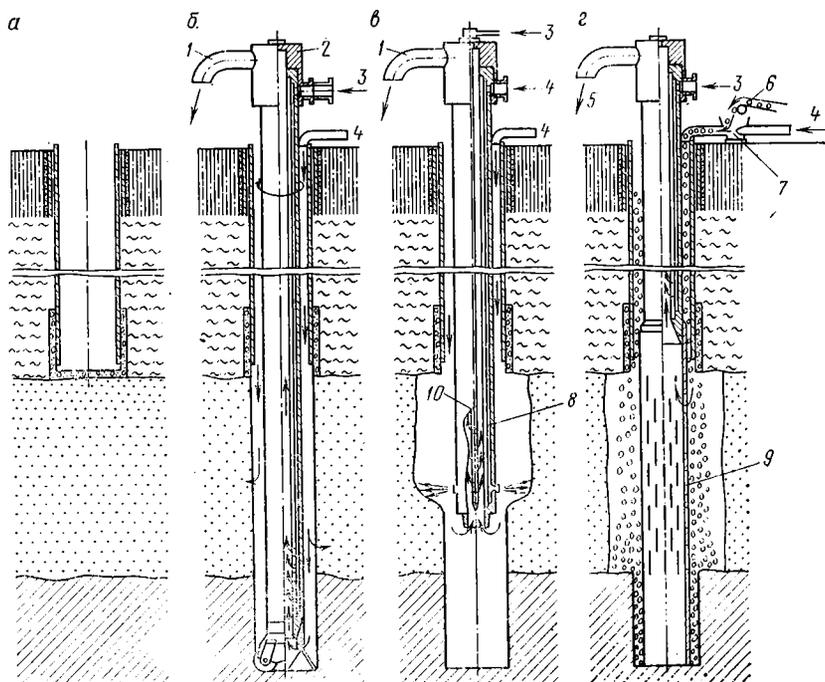


РИС. XI.48.

**УСТРОЙСТВО ГРАВИЙНО-ЗАСЫПНЫХ ФИЛЬТРОВ (СХЕМА ВЮИОГЕМА):**

*а* — бурение скважин до кровли водоносного пласта;  
*б* — вскрытие водоносного пласта;  
*в* — гидравлическое расширение призабойной зоны;

*2* — гидравлическая засыпка гравия;  
*1* — выброс шлама;  
*2* — вертлюг специальный;  
*3* — подача воздуха;  
*4* — подача воды;

*5* — сброс воды;  
*6* — подача гравия;  
*7* — гидросмесительный агрегат;  
*8* — двойные трубы;  
*9* — фильтры;  
*10* — эрлифтные трубы

Гравийная набивка фильтров для скважин, не закрепленных обсадными трубами, предложена фирмой «Лайенс». Технология гравийной набивки в этом случае осуществляется методом «обратной циркуляции и перекрестного потока», проводимым в пять стадий. Толщина гравийной обсыпки достигает 100 мм.

Фильтры устанавливают как через перфорированные каркасы фильтров, так и в незакрепленных скважинах.

**Устройство гравийной обсыпки фильтров при вскрытии водоносных пластов с обратной промывкой**

При вскрытии водоносного пласта с обратной промывкой гравийно-обсыпной фильтр создают двумя способами: с нормальной толщиной гравийной обсыпки и с уширенным контуром.

В первом случае гравийную смесь подают в скважину путем закачки смеси с водой в зафильтровое пространство с одновременной эрлифтной откачкой; во втором случае можно рекомендовать схему, представленную на рис. XI.48.

Гравийная обсыпка фильтров при освоении водоносных пластов, представленных песками, оказывает решающее влияние на дебит и долговечность скважины и ее необходимо широко применять в практике буровых работ на воду.

## § 5. Вскрытие и освоение водоносных пластов в сложных гидрогеологических условиях

### Вскрытие и освоение водоносных пластов пльвунного типа

Вскрытие и освоение таких водоносных пластов, как правило, сопровождается осложнениями. При ударно-канатном бурении образуются пробки, проседания кровли пласта, прихваты желонки и т. д. В процессе вращательного бурения такие пласты даже при незначительных гидродинамических воздействиях деформируются и плохо осваиваются. Кроме того, при освоении скважин происходит суффозионный вынос песка.

В тресте Востокбурвод предложена конструкция устройства для вскрытия водоносных пластов такого типа с одновременной посадкой фильтровой колонны и гравийной обсыпкой фильтра. При посадке фильтровая колонна не вращается, промывка обеспечивается непрерывно даже в процессе наращивания бурильных труб. Устройство позволяет осваивать водоносный пласт фильтровой колонной длиной 50—80 м. Опыт показывает, что после вскрытия и освоения скважин с применением такого устройства вода осветляется через 3—4 ч после начала откачки.

Перед посадкой фильтровой колонны в скважину необходимо:

1) пробурить скважину до кровли водоносного пласта и закрепить ее эксплуатационной колонной с цементированием;

2) определить мощность водоносного пласта и интервалы установки фильтровой колонны путем бурения скважины малого диаметра или по имеющимся гидрогеологическим материалам близлежащих скважин;

3) уточнить конструкцию рабочей части фильтра, удалить из скважины глинистый раствор; запас воды на буровой должен обеспечивать бесперебойную работу насоса в течение 2—3 ч;

4) проверить все узлы и детали устройства и скомплектовать буровой снаряд.

В скважину (рис. XI.49) на бурильных трубах опускают фильтровую колонну 1, скрепленную с бурильными трубами через отсоединитель 2 с опорными подшипниками 3, обеспечивающими возможность вращения бурильных труб при невращающейся фильтровой колонне. Внутри фильтровой колонны проходят бурильные трубы 4, к которым присоединен забойный инструмент — саморасширяющееся долото 5.

При установке инструмента с фильтровой колонной на забой на очередную бурильную трубу навинчивают специальный тройниковый замок (рис. XI.50) для перекрытия канала замка. На боковой поверхности тройникового замка вмонтирован обратный клапан 2; корпус клапана 3 имеет резьбу для быстрого присоединения нагне-

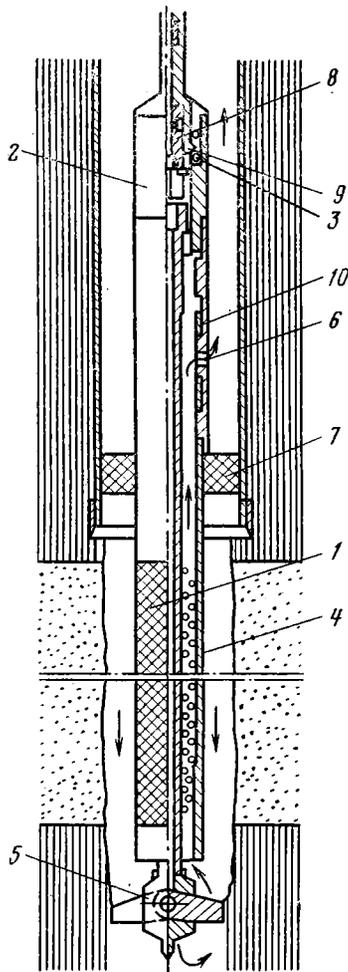


РИС. XI.50. ВСКРЫТИЕ ПЛЫВУННЫХ ПЕСКОВ С ПРОМЫВКОЙ ВОДОЙ И ОДНОВРЕМЕННОЙ ПОСАДКОЙ ФИЛЬТРА

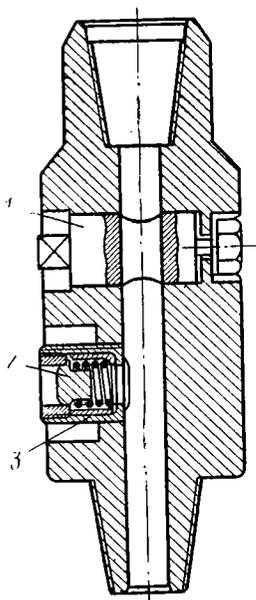


РИС. XI.50.  
СПЕЦИАЛЬНЫЙ ЗА-  
МОК С ДВУХХОДОВЫМ  
КРАНОМ

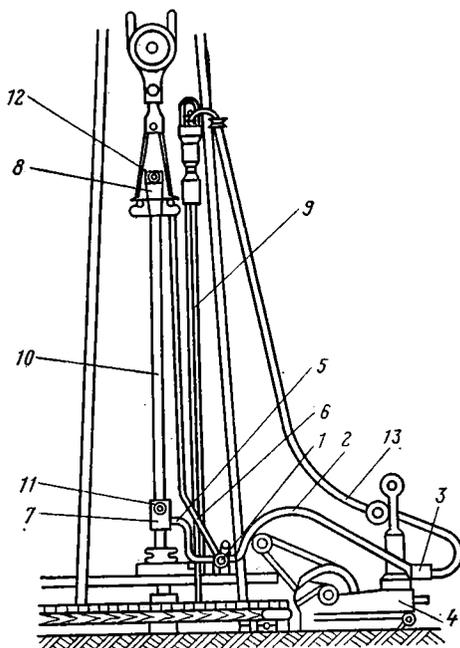


РИС. XI.51.  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ ПО ВСКРЫТИЮ ПЛАСТА С ПРОМЫВКОЙ ВОДЫ И ОДНОВРЕМЕННОЙ ПОСАДКОЙ ФИЛЬТРА

тательного шланга при наращивании бурильных труб в процессе посадки фильтра.

На рабочей площадке бурового агрегата (рис. XI.51) монтируют трехходовой кран 1, соединенный шлангом 2 с трехходовым краном 3 бурового насоса 4. К крану 1 крепят два нагнетательных шланга 5 и 6, на концах которых имеется самоуплотняющееся сальниковое устройство с гайкой для быстрейшего соединения с тройниковыми замками 7 и 8.

Бурение с промывкой водой и одновременной посадкой фильтра начинается при наличии тройникового замка на очередной бурильной трубе, соединенного с одним из шлангов от трехходового крана 1. Одновременно с этим подготавливают другую бурильную трубу, соединенную со вторым нагнетательным шлангом от крана 1.

После установки фильтра на забой (лопасти долота при этом под действием осевой нагрузки и вращения расширяются) ведут бурение с одновременной посадкой фильтровой колонны. Вынос выбуренной породы осуществляется через фильтровую колонну в специальные окна 6 (см. рис. XI.49). Кроме того, выбуренная порода может выноситься по зафильтровому пространству. В этом случае специальные окна не нужны и сальник 7 между фильтровой и эксплуатационной колоннами устанавливают позднее.

После спуска фильтровой колонны на длину ведущей трубы 9 (рис. XI.51) инструмент приподнимают с забоя, промывку переключают через нагнетательный шланг 5 и тройниковый замок 7, ведущую бурильную трубу 9 отвинчивают, наращивают очередную бурильную трубу 10 с тройниковым замком 8 наверху, к которому подсоединен нагнетательный шланг 6. Двухходовым краном 11 трой-

никового замка 7 открывают отверстие и через трехходовой кран 1 переключают промывку и ведут ее через нагнетательный шланг 6. Нагнетательный шланг 5 отключают, и инструмент опускают (с одновременной промывкой) в скважину на длину бурильной трубы 10. Далее наращивают ведущую бурильную трубу 9, переключают двухходовой кран 12 тройникового замка 8 и через трехходовой кран 3 бурового насоса 4 промывочная вода подается по нагнетательному шлангу 13 для дальнейшей посадки фильтровой колонны.

Такая схема работ обеспечивает бесперебойную подачу воды на забой в процессе наращивания бурильных труб.

После посадки фильтровой колонны на проектную глубину и гравийной обсыпки фильтра отсоединитель и долото извлекают из скважины. Устройство отсоединяют от фильтровой колонны следующим образом (см. рис. XI.49). В бурильные трубы бросают шарик, который перекрывает отверстие в поршне 8, после чего включают насос. Под давлением промывочной жидкости поршень срезает шпильки и опускается вниз. Кольцевая выточка поршня 8 останавливается против отверстий опорного подшипника 3. При подъеме бурильных труб стопор 9 подшипника 3 выжимается, попадает в кольцевую выточку поршня и вместе с отсоединителем поднимается вверх.

Лопастей долота 5 при подъеме бурильного инструмента, встречая на своем пути башмак отстойника фильтровой колонны, сжимаются, и долото свободно проходит вверх до механического отсоединителя 10. После этого лопасти долота заклинивают стопорное кольцо в механическом отсоединителе, и при правом вращении бурильных труб и натяжении вверх устройство отсоединяется от фильтровой колонны.

Описанный способ установки фильтровой колонны позволяет проводить гравийную обсыпку фильтра, так как диаметр расширяющегося долота значительно больше диаметра фильтровой колонны. Гравийную обсыпку производят с одновременной промывкой водой.

## **Вскрытие и освоение водоносных пластов, залегающих в условиях многолетнемерзлых пород**

С точки зрения бурения особенно труднопроходимыми являются песчано-глинистые породы, сцементированные льдом. Трудность проходки их обусловлена следующими факторами:

1) повышенной чувствительностью мерзлых пород к внешним воздействиям (изменению температуры промывочной жидкости, величины осевой нагрузки и частоты вращения инструмента);

2) взаимодействие многолетнемерзлой породы, насыщенной катионами  $Ca^{2+}$ , с раствором  $NaCl$  сопровождается выделением тепла и разрушением льда;

3) в массивах мерзлых пород под действием их собственного веса могут возникнуть пластические течения, которые обуславливают длительные деформации всего массива мерзлой породы.

Недооценка даже одного из этих факторов обязательно приводит к авариям и осложнениям: примерзанию бурового снаряда к забоям и стенкам скважины, затяжке инструмента сальником с последующим примерзанием, обвалом и оползанием стенок скважин, а также к прихвату инструмента шугой.

Особые сложности возникают при освоении скважин, пробуренных на подмерзлотные и межмерзлотные воды. Когда башмак эксплуатационной колонны недостаточно углублен в верхнюю часть водоносного пласта, в процессе откачки скважины происходит оттаивание льда цемента и оползание песчаных пород, окружающих эксплуатационную колонну, что приводит к образованию пор и полостей; породы под действием горного давления начинают оползать, вызывая пескование скважин.

Иногда при спуске насоса в скважину образовавшаяся шуга начинает выталкивать насос или насос не проходит в скважину в связи с образованием в ней

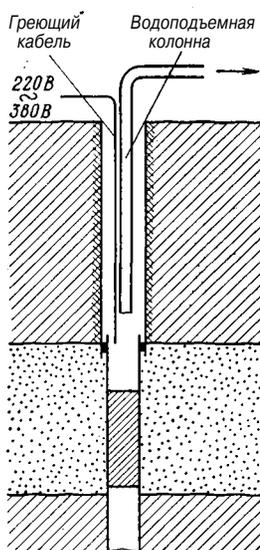


РИС. XI.52.  
СХЕМА УСТАНОВКИ  
ГРЕЮЩЕГО КАБЕЛЯ В  
СКВАЖИНЕ

ледяных пробок. Восстановление замерзших скважин происходит путем оттаивания специальными снарядами, продувкой теплым воздухом, промывкой горячей водой, спуском в скважину греющего кабеля.

Во избежание осложнений башмак эксплуатационной обсадной колонны следует заглублять в водоносный пласт под кровлю многолетнемерзлых пород на 2—3 м и более, если позволяют условия. В противном случае в результате неравномерности оттаивания кровли мерзлых пород образуются нависающие пороги, которые под собственным весом могут обрушаться или оползать, нарушая фильтр.

При вскрытии водоносных пластов, залегающих между многолетнемерзлыми породами или под ними очень важно постоянно регулировать температуру промывочной жидкости, соответствующую отрицательной температуре многолетнемерзлых пород.

Следует учитывать, что добавление соли NaCl в промывочную жидкость приводит к взаимодействию ее с песчано-глинистой породой, что всегда сопровождается выделением тепла вследствие обмена катионов  $Ca^{2+}$ , находящихся в мерзлых породах, катионами  $Na^+$ .

Опыт показывает, что осложнения, возникающие при освоении водоносных пластов, залегающих в условиях многолетнемерзлых пород, являются результатом нарушения теплового режима промывки скважин или разрушения их стенок солью.

Основными условиями при вскрытии водоносных пластов, залегающих в многолетнемерзлых породах, являются:

- 1) минимальный разрыв времени между вскрытием пласта, установкой фильтра и освоением скважины;
- 2) соответствие температур промывочной жидкости и многолетнемерзлых пород кровли водоносного пласта;
- 3) нельзя допускать замерзания промывочной жидкости в обсадных или бурильных трубах во избежание их раздавливания и разрыва.

В промывочные жидкости необходимо добавлять соль по рекомендациям, изложенным в главе VI.

В последние годы для вскрытия водоносных пластов и бурения многолетнемерзлых пород широкое применение находят гипановые растворы с добавлением NaCl.

В процессе освоения и откачки скважины можно рекомендовать обогрев скважины греющим кабелем. Для подбора мощности греющего кабеля следует подсчитать величину теплоточка, достаточного для восстановления тепла, затрачиваемого для поддержания положительной температуры воды.

Для обогрева скважин применяются кабели низкого сопротивления, используемые в практике геофизических исследований: КТШ-0,3, КТШ-0,6 и КТО-1. Схема откачки скважины с установкой греющего кабеля приведена на рис. XI.52.

При установке греющего кабеля рекомендуется: опускать греющий кабель в скважину целиком; не допускать изгибов кабеля с радиусом, меньшим чем 10 диаметров кабеля; не допускать соприкосновения отдельных участков кабеля между собой; при опускании кабель крепить к водоподъемным трубам проволочными хомутами; при самоизливающейся скважине греющий кабель на устье герметизируют.

## **Способ вскрытия и освоения водоносных пластов с напорными термальными водами**

Вскрытие и освоение водоносных пластов, залегающих на глубинах 1000—1700 м и насыщенных термальными водами, имеют некоторые характерные особенности:

- 1) водоносный комплекс обычно представлен переслаиванием песчано-глинистых или скальных пород, что вызывает необходимость установки фильтров в нескольких интервалах;
- 2) значительные расходы воды (2000—15 000 м<sup>3</sup>/сут) и глубина требуют расчета диаметров труб, входящих в конструкцию скважины;
- 3) высокие температуры пластовых вод вызывают необходимость специальной обработки промывочных жидкостей;
- 4) специфика ведения работ вызывает необходимость модернизации существующего бурового оборудования.

Конструкцию глубоких скважин выбирают на основе расчета потерь давления по комбинированной эксплуатационной колонне при различных расходах воды, получаемой из скважины.

Учитывая высокие пластовые давления и возможные газопроявления, при вскрытии таких водоносных пластов необходимо тщательно наблюдать за параметрами глинистого раствора. Для поддержания и регулирования реологических свойств глинистых растворов рекомендуется применять карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ). КМЦ — широко распространенный органический коллоид, он не распадается до температуры +120° С и хорошо сопротивляется действию солей. Освоение скважины заключается в замене глинистого раствора водой.

Возможные газопроявления (наличие метана) создают условия работы скважины (пласта) в режиме газлифта.

После возбуждения пласта в скважине следует замерить расход с целью определения качества освоения пластов и фильтров, установленных в нескольких интервалах [24], и провести расходомерию.

По данным расходограмм можно определить плохо освоенные интервалы пласта и фильтра и принять необходимые меры по восстановлению водопритока и полному освоению пластов.

По окончании работ, связанных с освоением скважины, на устье монтируют специальный оголовок, ограничивающий самоизлив и отводящий в сторону выделяемые газы.

Для бурения глубоких скважин на термальные воды используют установки УБВ-600 с усилением роторного и насосного блоков, а также увеличением емкости магазинов под бурильные трубы. Для бурения применяют легкосплавные бурильные трубы.

## **§ 6. Оценка качества работ по вскрытию и освоению водоносных пластов**

При бурении водозаборных скважин для групповых водозаборов в сравнительно одинаковых гидрогеологических условиях эффективность применения различных способов и методов вскрытия и освоения водоносных пластов с достаточной надежностью можно оценить по удельным дебитам при опробовании скважин.

Однако в практике наиболее часто бурят разведочно-эксплуатационные одиночные скважины на воду, и использование фактических удельных дебитов в сравнении с проектными для оценки качества работ по вскрытию и освоению водоносного пласта в этих условиях весьма затруднительно. Поэтому качество эффективности применяемых способов вскрытия и освоения водоносных пластов для одиночных водозаборных скважин можно оценить приблизительно, используя данные таблицы откачки и материалы расходомерии, получаемые при опробовании скважин.

При сооружении скважин на групповых водозаборах целесообразно проводить опытно-фильтрационные работы для определения качества работ по вскрытию и освоению пласта [10, 14, 23]. В этом случае следует пользоваться безразмерным показателем сопротивления  $\xi$ , характеризующим несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия пласта.

Понижение уровня  $s_0$  в центральной скважине при постоянном расходе  $Q$  для времени  $t$  может быть записано в виде

$$s_0 = s_c + \Delta s_{н.с} = \frac{Q}{4\pi km} \left( \ln \frac{2,25at}{r_c^2} + 2\xi \right), \quad (XI.54)$$

где  $s_c$  — понижение уровня, обусловленное откачкой из совершенной скважины;  $\Delta s_{н.с}$  — дополнительное понижение уровня, обусловленное несовершенством скважины;  $k$  — коэффициент фильтрации;  $m$  — мощность пласта;  $a$  — коэффициент пьезопроводности;  $r_c$  — радиус скважины.

В небольшой промежуток времени в прифильтровой зоне устанавливается квазистационарный режим, поэтому в практических расчетах пользуются формулой Дююи — Форхгеймера

$$s_0 = \frac{Q}{2\pi km} (N + \xi), \quad (XI.55)$$

где  $N$  — показатель гидравлического сопротивления для совершенной скважины;

$$\xi = \xi_1 + \xi_2. \quad (XI.56)$$

$\xi_1$  и  $\xi_2$  — показатели сопротивления, характеризующие соответственно полноту и характер вскрытия пласта.

Величина  $\xi_1$  зависит от соотношения длины фильтра и мощности пласта, а также от интервала установки фильтра по мощности пласта. Определяют ее на основании решений А. Л. Хейна, Н. Н. Веригина, В. Д. Бабушкина и других исследователей.

Величина  $\xi_2$ , характеризующая степень эффективности освоения пласта в результате проведенных работ, складывается из трех составляющих

$$\xi_2 = \xi_{2ф} + \xi_{2н} + \xi_{2н.л}, \quad (XI.57)$$

где  $\xi_{2ф}$ ,  $\xi_{2н}$  и  $\xi_{2н.л}$  — показатели сопротивления, обусловленные соответственно только фильтром, породой в прифильтровой зоне и отклонением от линейного закона фильтрации.

Раздельное определение величин  $\xi_{2ф}$ ,  $\xi_{2н}$  и  $\xi_{2н.л}$  в натуральных условиях невозможно, поэтому суммарную величину  $\xi_2$  находят по результатам опытных откачек из центральной скважины, когда рядом с ней имеются две (или более) наблюдательные скважины. В наблюдательных скважинах  $\xi_2 = 0$ , поэтому проводимость  $km$  и показатель  $\xi_2$  рассчитывают по формулам

$$km = \frac{Q}{2\pi (s' - s'')} (\xi'_1 - \xi''_1); \quad (XI.58)$$

$$\xi_2 = \frac{2\pi km (s_0 - s')}{Q} = (\xi'_0 - \xi'_1), \quad (XI.59)$$

где  $s'$ ,  $s''$  — понижения уровня в первой и второй наблюдательных скважинах;  $s_0$  — понижение уровня в центральной скважине;  $\xi'_1$ ,  $\xi''_1$  — показатели сопротивления, подсчитанные соответственно для первой и второй наблюдательных скважин;  $\xi'_0$  — показатель сопротивления совершенной водозаборной скважины.

При наличии пьезометрической скважины, расположенной на расстоянии 1—1,5 м от центральной, получают более надежные значения показателя обобщенного сопротивления  $\xi_2$ .

Показатель  $\xi_2$  рассчитывают и графоаналитическим способом. Если имеется только одна наблюдательная скважина, то  $\xi_2$  определяют при расчете  $kt$  по графику понижения или восстановления уровня при откачке в условиях неустановившегося движения.

Оценку сопротивления прифилтровых зон проводят с помощью индикаторных кривых  $Q = \varphi(s_0)$ , которые могут быть представлены параболической  $s_0 = AQ + BQ^2$  или линейной  $s_0 = Q/b$  зависимостью.

Коэффициенты  $A$  и  $b$  характеризуют суммарные сопротивления фильтра и прифилтровой зоны, а коэффициент  $B$  — дополнительные сопротивления, возникающие в связи с отклонением от линейного закона фильтрации.

Исследование прифилтровых зон с помощью скважинных расходомеров позволяет оценить степень освоения по длине фильтра или вскрытого скважиной пласта.

Показатель  $\xi_2$  характеризует общее дополнительное сопротивление в скважине вследствие ее несовершенства по характеру вскрытия пласта.

Данные расходомерии позволяют определить интервалы направленного воздействия на пласт и фильтр для увеличения дебита скважины.

Эффективность работ и окупаемость затрат на освоение скважины определяются выражением

$$k = \frac{(Q_0 - Q) CT}{A}, \quad (XI.60)$$

где  $Q$  и  $Q_0$  — дебиты скважины соответственно до и после ее освоения, м<sup>3</sup>/сут;  $C$  — стоимость 1 м<sup>3</sup> воды, руб.;  $T$  — срок окупаемости, сут;  $A$  — затраты на освоение скважины.

1. *Абдурахманов Г. С.* Контроль технологических процессов в бурении. М., Недра, 1974.
2. *Амиян В. А., Уголев В. С.* Физико-химические методы повышения производительности скважин. М., Недра, 1970.
3. *Амиян В. А., Васильева Н. П.* Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. М., Недра, 1972.
4. *Анатольевский П. А., Малоян А. В., Шнейров О. М.* Технология бурения скважин на воду. М., Гостоптехиздат, 1962.
5. *Балицкий А. С., Дубровский В. В.* Проектирование разведочно-эксплуатационных скважин для водоснабжения. М., Недра, 1974.
6. *Барон Л. И., Логунов Б. М., Позин Е. З.* Определение горных пород. М., Госгортехиздат, 1962.
7. *Башкатов Д. Н., Олоновский Е. Н., Дрягалин Е. Н.* Разглинизация буровых скважин на воду. М., Колос, 1969.
8. *Башкатов Д. Н., Тесля А. Г.* Гидрогеологические наблюдения при бурении и опробовании скважин на воду. М., Недра, 1970.
9. *Башкатов Д. Н., Оноприенко М. Г.* Вскрытие водоносных горизонтов в рыхлых отложениях. — Разведка и охрана недр, 1973, № 8, с. 18—25.
10. *Башкатов Д. Н., Роговой В. Л.* Бурение скважин на воду. М., Колос, 1976.
11. *Белоусов Д. И., Рошупкин В. И.* Буровые установки. М., Недра, 1973.
12. *Беляев В. М., Калинин А. Г., Солодкий К. М.* Расчет компоновок нижней части буровой колонны. М., Недра, 1977.
13. *Беляков В. М.* Бурение скважин на воду. М., Колос, 1976.
14. *Бочеввер Ф. М., Гармонов И. В., Лебедев А. В.* Основы гидрогеологических расчетов. М., Недра, 1969.
15. *Вальдман И. Я.* Буровой агрегат БА-15В. М., Колос, 1977.
16. *Воздвиженский Б. И., Мельничук И. П., Пешалов Ю. А.* Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. М., Недра, 1973.
17. *Волков С. А., Волков А. С.* Справочник по разведочному бурению. М., Недра, 1963.
18. *Волков С. А., Сулакишин С. С., Андреев М. М.* Буровое дело. М., Недра, 1965.
19. *Вортман З. М.* Практика ударно-канатного бурения на воду. М., Недра, 1971.
20. *Вскрытие, опробование и освоение водоносных горизонтов гидрогеологических скважин/Е. Н. Дрягалин, В. Г. Романов, В. И. Селиховкин и др. М., Недра, 1976.*
21. *Гаврилко В. М., Киселев О. К.* Фонтанирующие скважины в сельском хозяйстве. М., Колос, 1968.
22. *Гаврилко В. М., Алексеев В. С., Гуркин А. Я.* Сооружение высокодебитных водозаборных и дренажных скважин. М., Колос, 1974.
23. *Гаврилко В. М., Алексеев В. С.* Фильтры буровых скважин. М., Недра, 1976.
24. *Гринбаум И. И.* Расходомерия гидрогеологических и инженерно-геологических скважин. М., Недра, 1975.
25. *Дверий В. П.* Бурение скважин лопастными долотами. М., Недра, 1977.
26. *Дубровский В. В., Керченский М. М., Плохов В. И.* Справочник по бурению и оборудованию скважин на воду. М., Недра, 1972.
27. *Единые нормы и расценки на строительство, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник № 14. Бурение скважин на воду. М., Стройиздат, 1975.*
28. *Ивачев Л. М.* Промышленные жидкости в разведочном бурении. М., Недра, 1975.
29. *Измайлов Л. Б., Булатов А. И.* Крепление нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1976.

30. Ильин В. Г., Сафонов Н. А. Буровое дело. М., Колос, 1972.
31. Ильницкая Е. И., Тедер Р. И., Ватолин Е. С. Свойства горных пород. М., Недра, 1969.
32. Исследование гидрогеологических скважин/Е. Н. Дрягалин, В. Г. Романов и др. М., Недра, 1977.
33. Киселев О. К. Повышение срока эксплуатации водозаборных скважин. М., Колос, 1975.
34. Климентов П. П., Богданов Г. Я. Общая гидрогеология. М., Недра, 1977.
35. Козловский Е. А. Оптимизация процесса разведочного бурения. М., Недра, 1975.
36. Козловский Е. А., Гафиятуллин Р. Х. Автоматизация процесса геологоразведочного бурения. М., Недра, 1977.
37. Колесникова Т. И., Агеев Ю. Н. Буровые растворы и крепление скважин. М., Недра, 1975.
38. Коломиец А. М., Панков А. В., Щенников Е. В. Бурение гидрогеологических скважин с промывкой водогипановыми растворами.— Разведка и охрана недр, 1977, № 9, с. 28—31.
39. Крылов В. И., Сухенко Н. И. Борьба с поглощениями при бурении. М., Недра, 1968.
40. Куличихин Н. И., Воздвиженский Б. И. Разведочное бурение. М., Недра, 1973.
41. Лактионов А. Т. Бурение мелких скважин с продувкой воздухом. М., Недра, 1966.
42. Лачинян Л. А., Угаров С. А. Конструирование, расчет и эксплуатация бурильных геологоразведочных труб и их соединений. М., Недра, 1975.
43. Лерман С. Н., Володько И. Ф. Крепление скважин неметаллическими трубами. М., Недра, 1968.
44. Ловля С. А. Взрывные работы в водозаборных скважинах. М., Недра, 1971.
45. Любимов Н. И. Принципы классификации и эффективного разрушения горных пород при разведочном бурении. М., Недра, 1976.
46. Магурдумое А. М. Разведочное бурение с продувкой забоя воздухом. М., Недра, 1970.
47. Медведев Н. В., Глац А. А., Григоровский А. С. Справочник механика по геологоразведочному бурению. М., Недра, 1973.
48. Межлумов А. О. Использование аэрированных жидкостей при проводке скважин. М., Недра.
49. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. М., Недра, 1970.
50. Овчаренко В. М., Брацлавский И. А. Основы автоматизации производственных процессов. М., Недра, 1974.
51. Оноприенко М. Г. Бурение гидрогеологических скважин в Молдавии. М., Недра, 1978.
52. Палий П. А., Корнеев К. Е. Буровые долота. Справочник. М., Недра, 1971.
53. Паус К. Ф. Буровые промывочные жидкости. М., Недра, 1967.
54. Попков В. А., Беляков В. М., Дмитриев К. Б. Бурение и освоение высокодебитных скважин на воду. М., Колос, 1973.
55. Потанов Ю. Ф. О возможности установления корреляционных связей между прочностными характеристиками горных пород, определяемыми различными методами. Проектирование режимов турбинного бурения. М., Недра, 1974.
56. Ржевский В. В., Новик Г. Я. Основы физики горных пород. М., Недра, 1973.
57. Середа Н. Г., Соловьев Н. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., Недра, 1976.
- 58: Симоняц Л. Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения. М., Недра, 1966.
59. Сулакишин С. С. Технология бурения геологоразведочных скважин. М., Недра, 1973.
60. Сулакишин С. С. О классификации свойств горных пород. — Геология и разведка, 1976, № 1, с. 123—126.
61. Справочник по бурению. Под редакцией В. И. Мишевича, Н. А. Сидорова. М., Недра, 1973. Т. I, II.
62. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Под редакцией А. И. Булатова/А. И. Булатов, Л. Б. Измайлов, В. И. Крылов и др. М., Недра, 1977.
63. Строительные нормы и правила СНиП П-31—74. М., Стройиздат, 1975.

64. Федоров Ю. С., Петров А. А. Предупреждение кольматации фильтров.— Разведка и охрана недр, 1974, № 7, с. 66—58.
65. Филатов Б. С., Кошко И. И. Справочник по бурению структурно-картировочных скважин. М., Недра, 1975.
66. Шестаков В. М., Башкатов Д. Н. Опытнo-фильтрaционные работы. М., Недра, 1974.
67. Шляйферт М. М., Вольницкая Э. М. Увеличение дебита водяных скважин взрывом. М., Недра, 1970.
68. Шадрин Л. Н. Технология и организация крепления скважин. М., Недра, 1975.
69. Ясагин А. М., Яковлев А. И. Испытание скважин. М., Недра, 1973.

ИБ № 3674

ДМИТРИЙ НИКОЛАЕВИЧ  
БАШКАТОВ  
СТЕПАН СТЕПАНОВИЧ  
СУЛАКШИН  
САМУИЛ ЛЬВОВИЧ ДРАХЛИС  
~~ГРИГОРИЙ ПЕТРОВИЧ КВАШНИН~~

**СПРАВОЧНИК  
ПО БУРЕНИЮ  
СКВАЖИН НА ВОДУ**

Редакторы издательства:  
*Н. А. Круглова, Т. А. Чопорова*  
Переплет художника *Ю. Ф. Зыкова*  
Художественный редактор *В. В. Шутько*  
Технические редакторы: *А. Г. Иванова,*  
*Н. В. Жидкова*  
Корректор *Т. Ю. Шульц*

Сдано в набор 15.05.79.  
Подписано в печать 05.09.79, Т-14591  
Формат 60X90V<sub>16</sub>. Бумага № 2  
Гарнитура литер. Печать высокая  
Печ. л. 35,0 Уч.-изд. л. 44,34  
Тираж 17 700 экз. Заказ 1380/5227—6. Цена 2 р. 60 к.

Издательство «Недра», 103633,  
Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 6  
Ленинградского производственного  
объединения «Техническая книга»  
Союзполиграфпрома при Государственном  
комитете СССР по делам издательств,  
полиграфии и книжной торговли.  
193144, Ленинград, С-144,  
ул. Моисеенко, 10