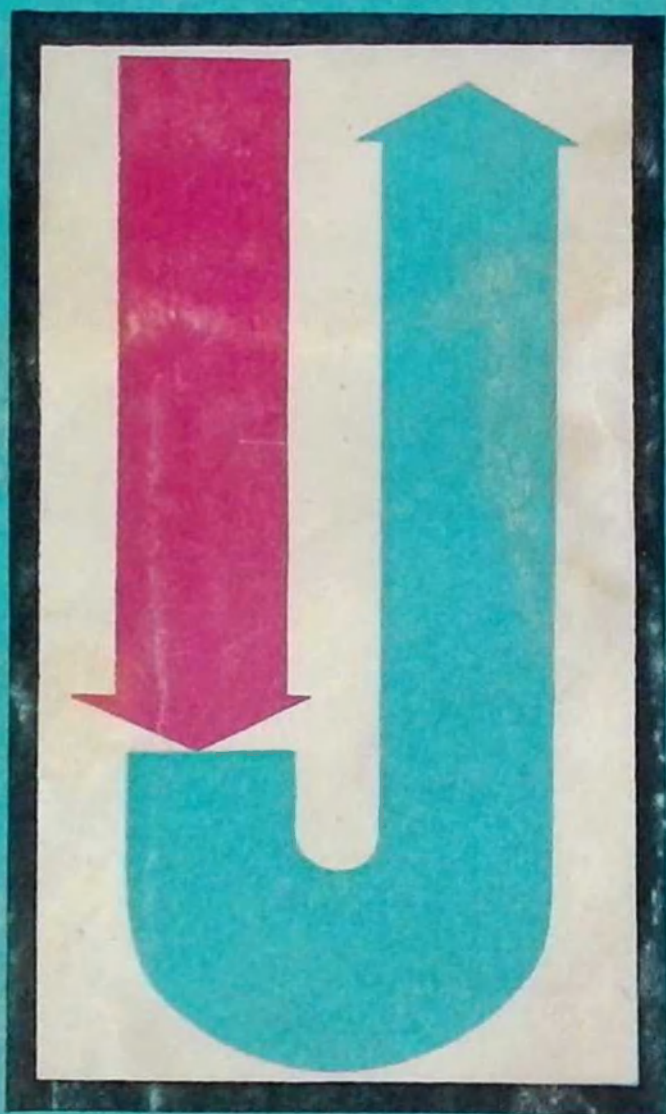


522.24

В 67

А. С. ВОЛКОВ, А. А. ВОЛОКИТЕНКОВ

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН
С ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ
ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ**



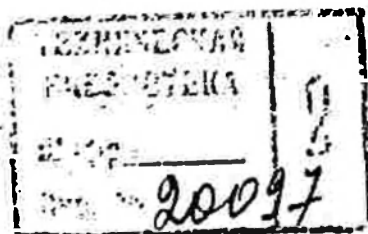
20052

62221

А. С. ВОЛКОВ, А. А. ВОЛОКИТЕНКОВ

B67

БУРЕНИЕ СКВАЖИН
С ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ
ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА, 1970

ВВЕДЕНИЕ

Скважины бурятся в различных геологических условиях. Довольно часто проходка скважин сопровождается различными осложнениями, связанными с поглощением промывочной жидкости, размывом и обрушением стенок скважин, низким процентом выхода керна и др.

Требованиям безаварийного бурения и качественного опробования скважин в таких условиях в наибольшей степени удовлетворяет бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости, которая может осуществляться как по всему стволу скважин, так и на ограниченном участке скважины — в призабойной зоне.

В последнее время этому методу бурения у нас и за рубежом уделяется повышенное внимание. Разработаны новые технические средства и технология бурения с обратной промывкой, ознакомление с которыми широкого круга работников бурения будет способствовать повышению производительности и качества буровых работ.

В книге дана оценка перспективности и рациональные области использования бурения скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости, создаваемой различными способами.

Описаны также некоторые результаты экспериментальных работ, выполненных при разработке специальных колонковых снарядов для создания обратной призабойной циркуляции.

Книга написана в основном А. С. Волковым и А. А. Волокитенковым, а § 5 главы IV написан В. И. Ермаковой.

Авторы книги выражают большую благодарность В. И. Максиму и И. В. Кузьмину за представленную возможность использовать их материалы при написании настоящей книги.

Глава I

СИСТЕМЫ ПРОМЫВКИ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ

В зависимости от направления движения промывочной жидкости по отношению к буровому инструменту, и в частности, к породоразрушающему инструменту; можно выделить два основных способа промывки скважин при бурении — прямую и обратную.

В настоящее время наибольшее распространение имеет бурение с прямой циркуляцией промывочной жидкости, когда промывочный агент насосом нагнетается по колонне бурильных труб, оmyвает забой, захватывая при этом разрушенную породу (шлам), охлаждая породоразрушающий инструмент, и по кольцевому пространству между колонной бурильных труб и стенками скважины выходит на поверхность.

Основными недостатками прямой циркуляции промывочной жидкости при бурении скважин являются.

1. Сниженный процент выхода керна при колонковом бурении в породах мягких и средней твердости в результате динамического воздействия потока жидкости непосредственно на керн. Кроме того, под напором промывочной жидкости куски керна прижимаются к внутренней стенке керноприемной трубы, что способствует его истиранию, заклинке и разрушению. Особенно это характерно при бурении в трещиноватых, разрушенных, перемежающихся по твердости и слабо цементированных горных породах.

2. Затрудняется опробование скважин по шламу. Это связано с тем, что осложняется получение представительных шламовых проб, вследствие его загрязнения кусочками породы, захватываемыми жидкостью со сте-

нок скважины, а также частичной его потерей, вследствие оседания в трещинах и кавернах горных пород, пересекаемых стволом скважины, и перемешиванием в процессе шламобора.

Кроме того, при бурении глубоких скважин собранную на поверхности шламовую пробу трудно точно привязать к интервалу бурения, а при поглощениях промывочной жидкости шлам вообще не выходит на поверхность.

3. Существует опасность прихвата бурового снаряда шламом в случае внезапного прекращения циркуляции промывочной жидкости, особенно если последняя сильно зашламована и не имеет соответствующих качественных показателей.

При бурении же с полным поглощением промывочной жидкости шлам оседает в трещинах и кавернах. При большом накоплении шлама последний может осыпаться со стенок скважины, что также может привести к прихвату бурового снаряда.

4. При бурении скважин с прямой циркуляцией требуется повышенный расход промывочной жидкости для создания необходимой скорости восходящего потока в затрубном пространстве, так как площадь кольцевого сечения затрубного пространства особенно при твердосплавном, дробовом и шарошечном бурении обычно в несколько раз превышает площадь проходного канала колонны бурильных труб.

Это вызывает необходимость применения более мощных насосов и повышает расход воды, глины и реагентов.

В меньшей степени применяется в настоящее время проходка скважин с обратной циркуляцией жидкости.

При этом способе промывки промывочная жидкость движется к забою по кольцевому затрубному пространству, начиная от устья скважины, либо только в призабойной зоне, затем поднимается вверх по колонне бурильных труб.

Бурение скважин с обратной промывкой имеет целый ряд преимуществ перед бурением с прямой циркуляцией промывочной жидкости.

1. Обратная циркуляция обеспечивает с одной стороны повышение выхода керна, а с другой — возможность получения представительных шламовых проб. Об-

ратный поток промывочной жидкости стремится удерживать керн во взвешенном состоянии, как бы центрирует его и предохраняет от истирания, самозаклинивания и разрушения в керноприемной трубе.

2. При обратной промывке происходит интенсивное удаление выбуренной породы из затрубного пространства в зоне бурового снаряда, что предотвращает прихват его шламом. В то же время в конце рейса она ускоряет и облегчает заклинивание керна в керноприемной трубе, что достигается отключением бурового насоса и оседанием шлама в кольцевом пространстве между керном и внутренней поверхностью керноприемника.

3. Обратная промывка в ряде случаев обеспечивает возможность бурения скважин с непрерывным выносом керна и кернового материала на поверхность, что дает возможность бурения скважин без ограничения рейса до полного износа породоразрушающего наконечника. Это повышает время чистого бурения за счет сокращения спуско-подъемных операций.

4. Количество подаваемой в скважину промывочной жидкости сокращается по сравнению с бурением с прямой промывкой в аналогичных условиях, что снижает мощность насосного оборудования, особенно при бурении скважин большого диаметра.

5. Малые скорости движения жидкости в затрубном пространстве при обратной промывке предотвращают размыв и способствуют сохранению устойчивости стенок скважин.

6. Применение обратной призабойной циркуляции при безнасосном бурении позволяет резко сократить расход промывочной жидкости при проходке скважин в безводных районах и в условиях полного поглощения промывочной жидкости.

Отсутствие насосов значительно облегчает разведку месторождений в труднодоступных районах.

Кроме этого, бурение скважин с обратной промывкой имеет еще целый ряд других преимуществ, которые изложены при рассмотрении систем обратных промывок и способов их получения.

В настоящее время известно несколько систем обратной промывки скважин, которые в зависимости от схемы гидравлического контура можно подразделить на две большие группы.

I. Системы промывок с выходом обратного потока промывочной жидкости на поверхность.

II. Системы промывок с внутрискважинной обратной циркуляцией промывочной жидкости без выхода ее на дневную поверхность.

Системы обратных промывок первой группы в зависимости от способа их создания и видоизменений гидравлического контура могут быть подразделены.

1. Системы обратных промывок, создаваемых нагнетанием промывочной жидкости буровым насосом с поверхности:

а) в затрубное пространство (между колонной бурильных труб и стенками скважин) с выходом на поверхность по колонне бурильных труб;

б) в кольцевой зазор концентрической двойной колонны бурильных труб с выходом на поверхность по внутренней колонне;

в) по колонне бурильных труб с преобразованием прямого потока промывочной жидкости в обратный в призабойной зоне.

2. Отсосом промывочной жидкости с забоя через колонну бурильных труб с помощью вакуумнасосов и центробежных насосов.

3. Подъемом промывочной жидкости на поверхность через бурильную колонну труб водоструйными насосами (гидроэлеваторами).

4. Откачиванием жидкости из скважины по колонне бурильных труб с помощью эрлифта.

Системы промывок второй группы имеют только внутрискважинный замкнутый гидравлический контур обратного потока промывочной жидкости и в отличие от систем первой группы не обеспечивают возможность выноса шлама и керна на дневную поверхность.

Выносимый с забоя потоком промывочной жидкости шлам собирается в специальных шламособорниках, обязательно включаемых в этом случае в компоновку бурового снаряда. В большинстве случаев они представляют собой шламовые трубы закрытого или открытого типов.

Создание обратной циркуляции промывочной жидкости только в призабойной зоне скважин может осуществляться путем применения:

а) безнасосного способа бурения;

б) погружных водоструйных (эжекторных) насосов;

в) погружных центробежных насосов с электроприводом;

г) погружных насосов с механическим приводом;

д) погружных поршневых и пульсационных насосов с гидро- и пневмоприводом;

е) двух жидкостей с разными удельными весами (плавающий столб промывочной жидкости).

Приведенные в классификации системы обратной циркуляции промывочной жидкости и способы их создания имеют свои преимущества и недостатки. Каждая из них может быть эффективной только в определенных геолого-технических условиях бурения.

Глава II

БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ОБРАТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ, ВЫХОДЯЩЕЙ НА ПОВЕРХНОСТЬ

Бурение скважин с обратной системой промывок этой группы является в настоящее время наиболее распространенным. Она применяется при вращательном способе бурения разведочных скважин, и особенно инженерно-геологических и гидрогеологических большого диаметра глубиной до 500 м.

В качестве промывочной жидкости в большинстве случаев используется вода. Диаметр буримых скважин может достигать 4500 мм при глубине бурения до 100 м, а при бурении на глубину до 500 м — возможный диаметр бурения 500 мм. При этом производительность бурения по мягким породам достигает 180 м в смену [26].

В то же время системы промывок этой группы успешно применяются и при бурении геологоразведочных скважин небольшого диаметра [46].

Эти системы промывок улучшают качество опробования полезного ископаемого и водоносных горизонтов, так как последние соприкасаются только с чистой водой.

Кроме того, в результате непрерывного поступления шлама на поверхность в строгой последовательности непосредственно в процессе бурения имеется возможность определения проходимых пород и их опробование.

Опасность прихвата снаряда в скважине в этом случае сведена до минимума, так как имеется возможность наблюдения за поведением восходящего потока и регулирования процесса промывки скважины.

§ 1. Системы обратных промывок с нагнетанием промывочной жидкости в скважину буровым насосом

А. Обратная промывка, создаваемая путем закачивания промывочной жидкости в затрубное пространство

Имеется несколько конструктивных схем гидравлического контура, обеспечивающих создание обратной промывки при нагнетании промывочной жидкости буровым насосом с поверхности. Наиболее простой и распространенной является схема (рис. 1), при которой промывоч-

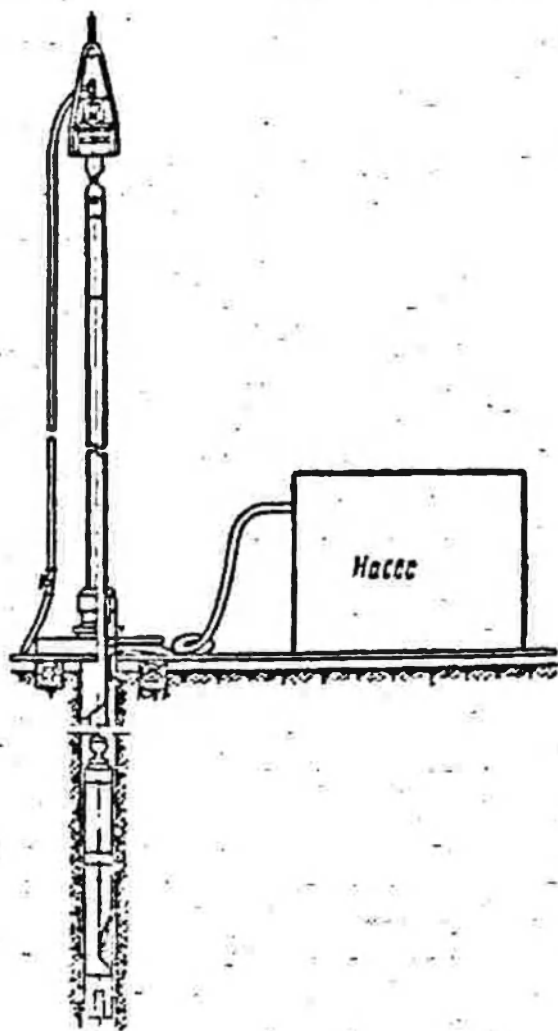


Рис. 1. Простейшая схема обратной промывки скважин.

ная жидкость нагнетается в затрубное пространство между колонной бурильных труб и стенками скважины. Жидкость доходит до забоя, омывает его и породоразрушающий накопечник и по колонне бурильных труб

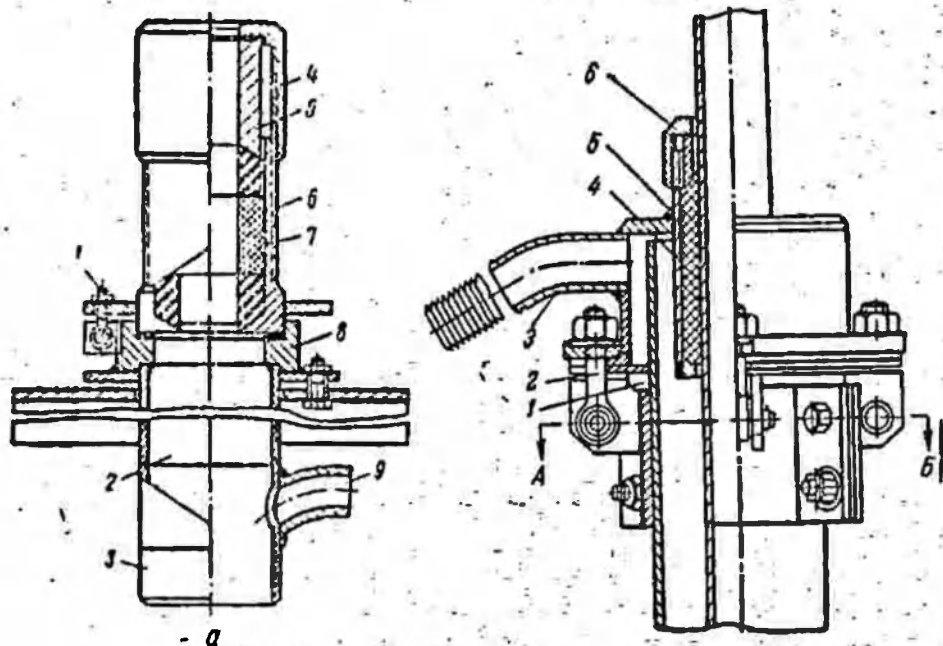
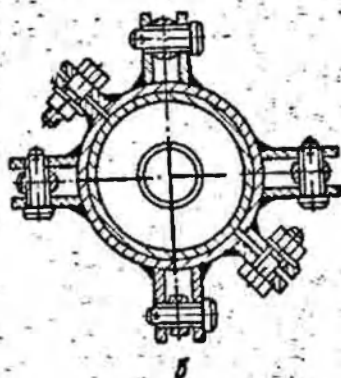


Рис. 2. Конструкции герметизирующих головок, применяемых для создания обратной промывки в тресте Кривбассгеология:

а — герметизирующая головка упрощенной конструкции; б — герметизирующая головка усовершенствованной конструкции.



выходит на поверхность. Для создания обратной циркуляции по этой схеме устье скважины оборудуется герметизирующей головкой.

Конструкция головки, применяемой для создания обратной промывки в тресте Кривбассгеология, показана на рис. 2, а.

Головка, изображенная на рис. 2, а, состоит из корпуса б, в котором между резиновыми втулками разме-

шается сальниковая набивка 7. В корпус на резиновую втулку вставляется нажимная шайба 5, которая зажимается гайкой 4. Корпус головки с помощью откидных болтов 1 крепится к воронке 8, которая в свою очередь посредством фланца соединяется с шиппелем 2 и далее с тройником 3. С помощью тройника головка соединяется с верхней обсадной трубой. Тройник имеет отводной патрубок 9, служащий для подсоединения магистральной линии бурового насоса.

При проведении спуско-подъемных операций корпус головки находится на ведущей штанге и только при бурении с помощью болтов 1 она присоединяется к воронке 8. Для обеспечения герметизации между корпусом и воронкой устанавливается резиновая прокладка.

На рис. 2.6 показана герметизирующая головка несколько иной и более совершенной конструкции. Она разработана экспериментально-технической группой треста Кривбассгеология и предназначена для создания обратной промывки при бурении глубоких разведочных скважин [48].

Головка крепится к обсадной трубе в устье скважины хомутом. Последний служит для присоединения верхней съемной части затвора посредством откидного болта 2. Уплотнение зазоров достигается за счет резиновой прокладки 1. Подача промывочной жидкости производится через патрубок 3.

Утечка промывочной жидкости между корпусом бурового затвора и колонной бурильных труб предотвращается с помощью специального сальника, состоящего из корпуса 4, уплотнения 5 и нажимной гайки 6. Герметизирующую головку можно применять для обсадных труб различных диаметров. При этом меняется только хомут и промежуточная шайба. Данная головка универсальна и достаточно надежна в работе.

Описанные герметизирующие головки использовались для бурения стальной дробью-сечкой с обратной промывкой в тресте Кривбассгеология по сильно трещиноватым железистым роговикам (X—XI категории по буримости). Бурение велось коронками диаметром 110 мм при удельном давлении 25—30 кг/см², окружная скорость вращения коронки 0,94—1,26 м/сек, расход подаваемой промывочной жидкости 50—70 л/мин. При этом применялся рейсовый способ питания [46] скважи-

ны дробью с засыпкой 3 кг в породах X категории и 4 кг — XI категории. В табл. 1 приведены сравнительные данные по бурению с прямой и обратной промывкой. Скважины были расположены на одном профиле на расстоянии 40 м друг от друга.

Из табл. 1 видно, что применение обратной промывки позволило повысить выход керна с 19 до 86%, т. е. почти в 4,5 раза.

За счет лучшей очистки и меньшей разбуриваемости забоя несколько увеличилась и механическая скорость бурения: Снижение проходки на 1 станко-смену связано с дополнительными затратами времени на цементирование скважины для ликвидации поглощения промывочной жидкости, а также на оборудование устья скважины герметизирующей головкой.

Киргизской тематической партией по технике разведки проводилось бурение скважин с обратной промывкой по сильно трещиноватым порфиroidным и гнейсовидным гранитам, пересеченным серией даек различного состава и возраста [6].

При бурении с прямой промывкой выход керна в этих породах не превышал 40%, а в зонах гидротермального изменения и милонитизации, где возможно применение твердосплавного бурения двойными колонковыми снарядами, достигал 50—60%.

Переход на бурение с обратной промывкой позволил увеличить выход керна на этом месторождении до 81%.

В Каражальской ГРЭ на месторождении Бестюбе значительный объем бурения ведется по породам часто перемежающейся твердости от VI до XII категории буримости. Выход керна в этих породах обычно составляет как при твердосплавном, так и дробовом бурении не более 20—35% [23].

Проведение таких мероприятий, как использование двойных колонковых снарядов местной конструкции; ограничение длины рейса в отдельных интервалах до 0,5 м; использование пауков (зубчаток); применение безнасосного бурения обеспечило увеличение выхода керна до 59,7%. Наилучшие результаты были получены при безнасосном бурении. Для получения необходимого процента выхода керна бурили чугуниной дробью с обратной промывкой. При этом устье скважины оборудовали герметизирующей головкой Криворожского типа.

Таблица 1

Промывка скважины	Категория пород по бурности	Диаметр бурения, мм	Интервал бурения, м	Всего прогуде- но, м	Время чистого бурения, ч	Средняя механическая скорость, м/ч	Общее время бурения, станко-смены	Средняя проходка на 1 станко-смену, м	Выход керна	
									м	%
Прямая	X-XI	110	19,90—42,31	22,41	82,00	0,27	22	1,02	4,35	19
Обратная	X-XI	110	19,65—42,37	22,72	75,00	0,30	21	0,95	19,54	86

Таблица 2

№ скважины	Вид промывки	Категория пород	Диаметр бурения, мм	Интервал бурения, м		Всего прогуде- но, м	Средняя проходка на 1 станко-смену, м	Выход керна	
				г	д			м	%
71	Прямая	X-XI	130	241,80	249,00	6,10	0,80—1,20	1,60	26,21
48	Обратная	X-XI	130	129,00	136,50	7,50	1,60—2,0	7,30	97,3
40	Прямая	X-XI	130	118,40	146,15	27,35	0,60—1,70	3,30	12,1
			130/110	200,00	319,40	119,40	0,60—1,70	46,05	38,5
74	Обратная	X-XI	130	133,40	138,40	5,00	1,40—2,5	125,10	91,6
			130	183,70	315,20	131,50			

Бурение велось ребрестыми коронками диаметром 130 мм (рис. 3) в породах VIII, IX и X—XI категорий по буримости. Режим бурения соответственно был принят следующим: осевая нагрузка 750—800, 800—850, 850—900 кг; скорость вращения 128 об/мин, количество промывочной жидкости 60—30, 55—30, 45—30 л/мин. Применялась рейсовая засыпка дроби по 14—16, 16—18 и 18—20 кг.

Сравнительные результаты бурения с прямой и обратной промывкой показаны в табл. 2 и 3.

Таблица 3

№ скважины	Вид промывки	Интервал бурения, м		Всего пробурено, м	Зенитное искривление, в градусах и минутах		Азимутальное искривление, в градусах и минутах	
		от	до		в начале интервала	в конце интервала	в начале интервала	в конце интервала
40	Прямая	120	140	20	6—30	7—30	122	120
		180	200	20	8—30	9—15	116	122
		220	240	20	9—45	11	114	110
		260	280	20	11—45	13—15	115	135
		300	320	20	14—15	17	135	138
74	Обратная	133,40	138,40	5,00	2	3—30	104	106
		183,70	200	16,30	5	5	102	108
		220	240	20	5	4	108	120
		260	280	20	4—15	4	130	146

Из табл. 2 видно, что применение обратной промывки в 2—3 раза увеличивает выход керна, а также в 2 с лишним раза увеличивается проходка за рейс. Последнее объясняется сокращением времени на вспомогательные операции, заклинивание керна и спуск зубчаток в случае оставления керна на забое. Из табл. 3 следует, что бурение дробью с обратной промывкой снижает интенсивность зенитного и азимутального искривления вследствие меньшей разработки скважины дробью.

Применение на месторождении Бестюбе одинарных колонковых труб с твердосплавными коронками, имеющими выше резьбы 2—3 продольные прорези, совместно с обратной промывкой позволило увеличить выход керна на 20—30% [23].

Ленинградским горным институтом проводилось сравнительное бурение скважин алмазными коронками с прямой и обратной циркуляцией промывочной жидкости на Беркульском руднике треста Запсибзолото [59].

Бурили из подземной горной выработки станком ГП-1, скорость вращения снаряда 448 об/мин, количество подаваемой промывочной жидкости 18—20 л/мин и нагрузка на коронку в пределах 150—500 кг. При этом использовались мелкоалмазные коронки типа АК₁₂-46 и МВ₁₂-46 по породам X—XI категорий по буримости.

В результате было установлено, что применение обратной промывки при бурении скважин мелкоалмазными коронками увеличивает механическую скорость проходки в среднем на 25—30% по сравнению с бурением с прямой промывкой. Это объясняется лучшей очисткой забоя скважины от буровой мелочи при обратной промывке.

Обратный поток промывочной жидкости движется внутри снаряда и колонны бурильных труб с большей скоростью и выносит на поверхность буровой шлам в

несколько раз крупнее, чем при прямой промывке. При обратной промывке не наблюдается чрезмерного измельчения шлама [59].

Поэтому при алмазном бурении разведочных скважин целесообразно применять обратную промывку.

Описываемая схема обратной промывки может применяться и для бурения с гидравлической транспортировкой керна на поверхность, как это схематично показано на рис. 4.

В этом случае диаметр бурильных труб 2 увеличивается с таким расчетом, чтобы по внутреннему каналу труб мог свободно проходить образующийся керна 3.

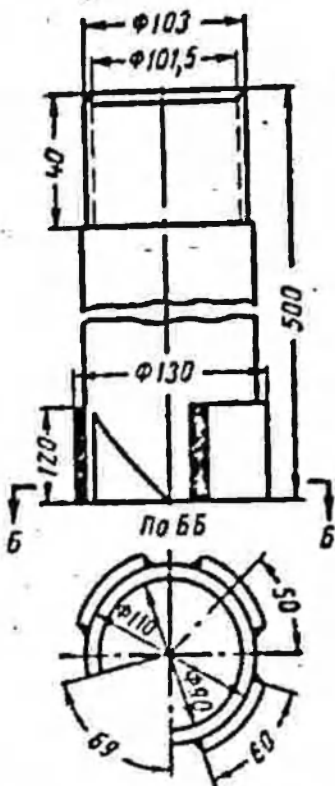
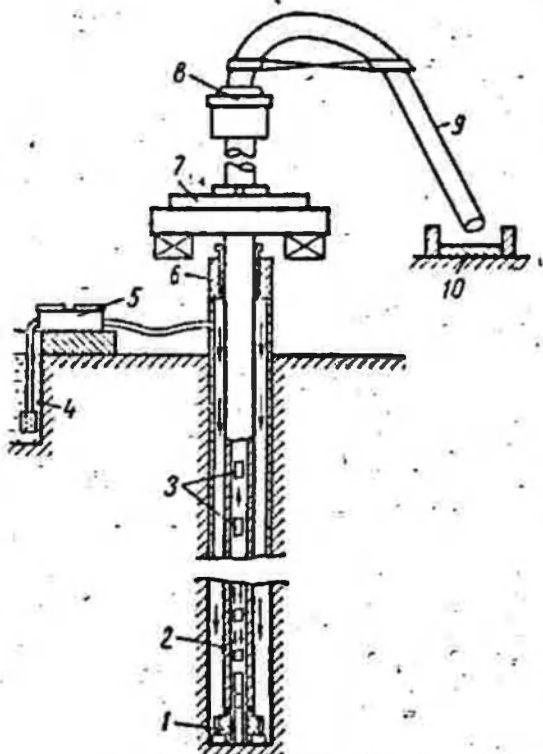


Рис. 2. Конструкция ребристой коронки для бурения дробью с обратной промывкой

Изменяется конструкция и сальника-вертлюга 8, увеличивается диаметр и отводного шланга 9. Из последнего промывочная жидкость вместе с керном изливается на желоба 10, откуда керн отбирается и складывается последовательно в ящики.

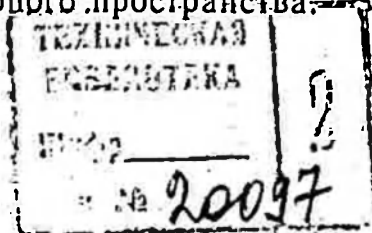
Рис. 4. Схема обратной промывки с гидравлической транспортировкой керна на поверхность:

1—коронка; 2—бурильные трубы; 3—кери; 4—отстойник; 5—насос; 6—герметизирующая головка; 7—ротор; 8—сальник-вертлюг; 9—отводной шланг; 10—желоб



Бурение скважин с обратной промывкой, выполненной по описываемой схеме, улучшает качество опробования и уменьшает искривление скважин. Кроме того, при дробовом бурении снижается износ колонковых труб и затраты времени на заклинивание керна, а также исключается возможность прихвата бурового снаряда шламом.

В то же время, для создания необходимой скорости восходящего потока промывочной жидкости для выноса шлама требуется меньший ее расход, а следовательно, и меньшие затраты мощности на привод насоса, так как площадь сечения проходного канала бурильных труб обычно в несколько раз меньше площади кольцевого сечения затрубного пространства.



Однако эта схема промывки имеет один существенный недостаток, тормозящий и ограничивающий ее применение. Обратная промывка с закачиванием жидкости в затрубное пространство не может быть осуществлена в условиях полного поглощения промывочной жидкости.

При встрече горизонтов, поглощающих пород, последние для продолжения бурения с обратной промывкой должны быть изолированы или путем тампонажа с применением быстросхватывающихся смесей (БСС), или перекрытием обсадными трубами с обязательной цементировкой затрубного пространства.

Данная система обратной промывки в зарубежной практике применяется в основном при бурении скважин с выносом керна на поверхность обратным потоком промывочной жидкости.

Б. Бурение с обратной промывкой с использованием двойной колонны бурильных труб

Сущность бурения скважин с обратной промывкой, создаваемой при применении двойной колонны, заключается в следующем. В зависимости от конструкции двойной колонны бурильных труб последние одновременно (внутренняя и наружная) или последовательно спускаются в скважину до забоя. Устье скважины герметизируется. Промывочная жидкость нагнетается в межтрубное пространство (кольцевой зазор). На забой она попадает через отверстия в переходнике наружной трубы и затем, омыв забой, по внутренней керноприемной трубе выходит на поверхность. Схема промывки показана на рис. 5.

Основное и очень большое преимущество системы обратной промывки, использующей двойную колонну бурильных труб, перед ранее описанной заключается в том, что она может быть применена в условиях поглощения промывочной жидкости. Для этих целей в затрубное пространство заливается утяжеленный глинистый раствор иногда с инертными наполнителями, что препятствует поднятию промывочной жидкости по затрубному кольцевому пространству и уходу в поры и трещины во-

донасыщенных пластов. При осуществлении промывки скважины по такой схеме буровая оборудуется двумя насосами и двумя емкостями для обычной и утяжеленной промывочной жидкости, как показано на схеме рис. 5 [62].

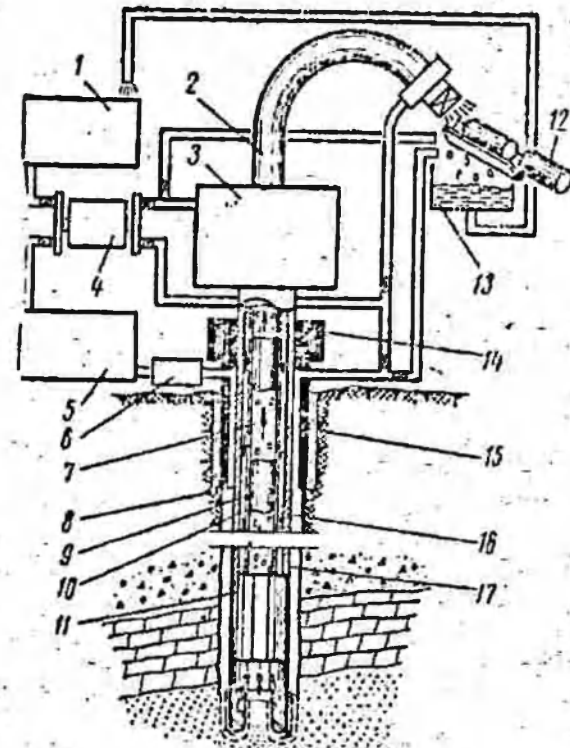


Рис. 5. Схема обратной промывки и обвязки насосов на поверхности при бурении с двойной колонной:

1—емкость для легкого раствора; 2—отводной шланг; 3—силовой вертлюг; 4—главный насос; 5—емкость с тяжелым раствором; 6—вспомогательный насос; 7—частицы разрушенной породы; 8—затрубное (кольцевое) пространство; 9, 12—кern; 10—кольцевое пространство двойных труб; 11—наддолотный переходник с керноломом; 13—вибросито; 14—буровая головка; 15—обсадные трубы; 16—бурильные трубы; 17—керноприемная труба

Отличительной особенностью описанных двух конструктивных схем гидравлического контура от всех других является возможность технологии бурения скважин с выносом керна на поверхность обратным потоком промывочной жидкости.

Проходка скважин с использованием двойной колонны бурильных труб осуществляется в следующем порядке.

Скважину забуривают по обычной технологической схеме, применяя прямую циркуляцию промывочной жидкости. После установления кондуктора, устье скважины оборудуется герметизирующей головкой, после чего переходят на бурение с обратной промывкой. Для этой цели в затрубное пространство (между стенками скважины и бурильной колонной) через герметизирующую

головку заливают утяжеленный глинистый раствор, а через специальный сальник-вертлюг по кольцевому зазору двойной бурильной колонны к забою нагнетается облегченный раствор или вода.

По промывочным каналам в переходнике (рис. 6), устанавливаемом над породоразрушающим наконечником,

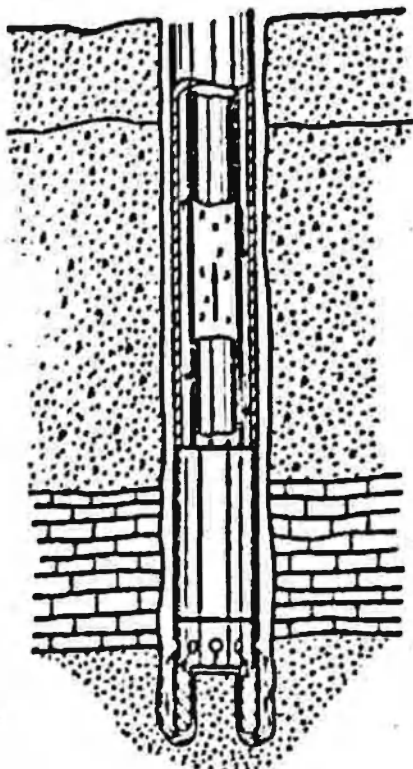


Рис. 6. Схема промывки забоя скважины при бурении с использованием двойной колонны

или промывочным каналам в коронке, выходящим на несколько миллиметров выше режущей части, раствор поступает в кольцевой зазор между стенками скважины и буровым наконечником.

Омывая последний, раствор обогащается шламом, захватывает куски керна и по внутренней трубе вытекает на поверхность. Для ломки выбуренного керна служит специальный кернолом, устанавливаемый в переходнике выше коронки.

Выбуренный керн выносится в виде отдельных кусков длиной 12—15 см, поднимается по трубам до сальника вертлюга, откуда по специальному гибкому шлангу, имеющему радиус изгиба в

несколько метров, подается на вибросито и желоба и укладывается в определенной последовательности.

Специальный короткий переходник, устанавливаемый над породоразрушающим наконечником, выполняет следующие функции.

1. Играет роль центратора — расширителя, так как наружный его диаметр соответствует диаметру долота и оснащен режущими элементами.

2. Обеспечивает слом керна. Встроенный в переходник кернолом имеет форму в виде клина, который на

несколько миллиметров выступает по отношению к внутренней поверхности керноприемных труб, создает противодавление на входящий керн и ломает его при достижении последним определенной длины (15 см). Перестановкой клина длина столбика керна может быть легко изменена в сторону уменьшения или увеличения.

3. Обеспечивает крепление и центрацию низа колонн бурильных труб и пропуск промывочной жидкости, которая выходит через промывочные отверстия в долоте, расположенные на 25—50 мм выше ее режущей кромки. Иногда промывочная жидкость выходит в затрубное пространство через отверстия, сделанные непосредственно в самом переходнике.

4. Переходник, имеющий наружный диаметр, равный диаметру долота по режущей кромке, играет роль пакера и наряду с утяжеленным раствором, закачиваемым в затрубное пространство, и герметизирующей головкой, устанавливаемой на устье скважины, создает дополнительные сопротивления течению жидкости вверх по затрубному пространству.

Этому также способствует небольшой кольцевой зазор между колонной бурильных труб и стенками ствола скважины.

Для закачивания утяжеленного и легкого растворов буровая оснащается двумя насосами [62]. Обвязка насосов и устья скважины, показанная на рис. 5, осуществляет одновременную работу насосов при забуривании скважины, закачивание в затрубное пространство утяжеленного и легкого растворов, а также переключение на подачу обоими насосами того или иного раствора.

Применяемый для промывки легкий глинистый раствор обычно имеет небольшой удельный вес и вязкость, низкие тиксотропные свойства, большую водоотдачу и не обладает способностью образовывать глинистую корку, что является немаловажным фактором при циркуляции раствора по кольцевому зазору бурильной колонны.

В качестве облегченной промывочной жидкости может быть использована вода, которая удовлетворяет в основном требованиям, предъявляемым к растворам такого целевого назначения.

Тяжелый глинистый раствор, закачиваемый обычно в затрубное пространство, кроме большого удельного

веса, достигающего 1,5—1,6 Г/см³, обладает тиксотропными свойствами, имеет небольшую водоотдачу и образует тонкую глинистую корку. Кроме того, в него добавляют химические вещества для повышения смазывающей способности, что снижает трение колонны бурильных труб о стенки скважины, а следовательно, ее вибрацию и износ [62].

Для доставки керна к устью по колонне бурильных труб минимальная скорость восходящего потока промывочной жидкости должна быть не менее 0,6 м/сек.

Для удержания керна во взвешенном состоянии и выноса его на поверхность при всех прочих равных условиях скорость восходящего потока промывочной жидкости должна быть тем больше, чем больше удельный вес горной породы, меньше диаметр керна, а также ниже удельный вес и вязкость раствора.

Одинаковая скорость восходящего и нисходящего потоков достигается за счет равных площадей сечений гидравлических контуров. Это условие обеспечивает получение наименьших гидравлических сопротивлений при прокачивании промывочной жидкости.

Применение двойной колонны бурильных труб для создания обратной промывки снижает расход промывочной жидкости особенно при бурении в интервалах горных пород, способных к поглощениям, так как наружная колонна бурильных труб при бурении играет роль обсадной трубы.

Циркулирующая в скважине легкая промывочная жидкость не контактирует со стенками скважины и не размывает их. Закачиваемый в затрубное пространство высококачественный раствор не циркулирует и создает на стенках скважины тонкую плотную глинистую корку, которая также препятствует уходу промывочной жидкости в сильно проницаемые пористые горные породы. Кроме того, в скважине резко снижается пульсация давления, связанного со спуском и подъемом бурового инструмента, что нередко является причиной возникновения поглощений. При бурении двойной колонной труб с выносом керна обратным потоком значительно снижается число спуско-подъемов. Подъем инструмента осуществляется только при полном износе породоразрушающего наконечника. При наращивании бурильной ко-

лонны буровой инструмент не приподнимают над забоем.

При поглощении промывочной жидкости в затрубное пространство целесообразно закачивать специальный глинистый раствор с наполнителем, что снижает расход жидкости, а в большинстве случаев поглощение полностью прекращается, так как тампонирующая способность раствора с добавлением наполнителя увеличивается в несколько раз.

Если эти меры не дают возможности восстановить циркуляцию промывочной жидкости, скважину цементируют. В крайнем случае прибегают к цементированию скважины с оставлением колонны труб.

При бурении в районах, где наблюдается интенсивное естественное искривление и обрушение ствола скважин, колонну бурильных труб стабилизируют. Устанавливаемые через определенные интервалы в колонне бурильных труб стабилизаторы армируются твердосплавными вставками. Это дает возможность выбуривать колонну труб в случае обвала стенок скважин. Циркуляция промывочной жидкости при этом не прекращается.

При бурении с обратной промывкой с использованием двойной колонны бурильных труб вероятность прихвата бурового инструмента в скважине значительно уменьшается.

Это связано с тем, что циркуляция жидкости в затрубном пространстве отсутствует, а закачиваемый специальный раствор обладает свойствами, предупреждающими размыв стенок скважин.

Кроме того, скважины имеют небольшой диаметр бурения, а диаметр бурильной колонны близок к диаметру скважины. Вследствие этого уменьшается вибрация колонны (уменьшается число и сила ударов колонны о стенки скважины), а также снижается тенденция к искривлению скважины и возможность образования желобов.

Снижению прихватов способствует также сокращение спуско-подъемных операций и отсутствие шлама в затрубном пространстве. Этому же способствуют высокие скорости бурения, увеличение времени чистого бурения и снижения времени, связанного с вспомогательными операциями и простоями.

При бурении с выносом керна обратным потоком жидкости снижается количество проводимых геофизических исследований в скважинах, так как по всему стволу скважины при бурении по подавляющему большинству горных пород достигается 100%-ный выход керна и шлама.

Бурение скважин с выносом керна обратным потоком промывочной жидкости еще не нашло достаточно широкого распространения, так как этот метод бурения еще слабо исследован.

У нас и за рубежом ведутся работы по созданию бурового инструмента и установок для бурения скважин этим методом.

В США к 1960 г. была изготовлена и испытана опытная установка «Коредрилл» для бурения скважин в рыхлых и плотных осадочных породах на глубину до 750 м, диаметр бурения — 121 мм, диаметр бурильных труб 114 мм и диаметр получаемого керна 50,8 мм [62]. Внутренний диаметр керноприемной (внутренней) трубы 63,5 мм.

В комплект установки входит 11,5-м четырехногая вышка из труб диаметром 89 мм, грузоподъемностью 45 т. Силовой вертлюг имеет мощность 20 л. с. с возбуждателем и контролем крутящего момента $M_{кр}$.

Вращение бурильным трубам передается через редуктор. Крутящий момент и число оборотов, которое изменяется в пределах от 30 до 500 об/мин, регулируются в процессе бурения в зависимости от проходимых горных пород. Кронблок имеет 4 ролика с 4-мя несущими струнами. Мощность привода лебедки — 165 л. с.

Для создания циркуляции промывочной жидкости используется поршневой насос с поршнем диаметром 102 мм и длиной хода 152 мм. Насос работает удовлетворительно до глубины 1500 м. Скорость циркуляции промывочной жидкости в бурильных трубах около 1 м/сек. Бурение осуществляется алмазными или твердосплавными коронками с нагрузкой 900—4500 кг на породоразрушающий наконечник. Нарращивание колонны производится обычным способом по мере углубления скважины.

Испытания установки показали, что получаемый при этом методе бурения керн дает полную геологическую информацию о буримых породах, а выход керна даже

при бурении слабых и легко разламывающихся и разминающихся руками пород составляет 98—100% [62].

При этом достигается очень высокая скорость бурения. Это объясняется хорошей очисткой забоя от шлама, непрерывным наблюдением (получением информации) за буримыми породами, регулированием режимов бурения, давлением и числом оборотов. Повышенная жесткость двойной колонны и небольшой кольцевой зазор между стенками скважины и колонной бурильных труб дает возможность бурить на оптимальных режимах без искривления ствола. Аварийность и прихваты снаряда в скважине уменьшаются по сравнению с бурением с прямой промывкой в тех же условиях.

Экспериментальным путем также установлено, что для получения одинаковых скоростей восходящего потока промывочной жидкости при бурении с прямой промывкой необходима мощность на преодоление гидравлических сопротивлений в 40 раз больше, чем при бурении с обратной промывкой с использованием двойной колонны бурильных труб [62]. Общие же гидравлические сопротивления при бурении на глубину до 300 м больше в 5,4 раза, а расход жидкости — в 7,3 раза.

Фирмой «Коре Рековери Инк» в 1966 г. разработана новая установка для бурения скважин глубиной до 900 м двойной колонной бурильных труб с непрерывным отбором керна, транспортируемого обратным потоком промывочной жидкости [39]. Установка смонтирована из двух блоков. На главном блоке установлены мачта, лебедка, двигатель внутреннего сгорания и гидравлические насосы.

В передней части главного блока находится пульт управления. Мачта оснащена обычным кронблоком и небольшим талевым блоком, который выполнен (спарен) совместно с вертлюгом. Последний имеет гидравлический привод от масляного гидронасоса. Мачта также поднимается и опускается с помощью гидравлики и имеет систему подъема, использующую цепную передачу к приводу вертлюга. При небольшой глубине бурения эта система подъема используется для создания уплотнительной нагрузки на породоразгружающий накопчик.

В комплект инструментов входят трубы (наружные) диаметром 114 мм и внутренние трубы (кернаприемные)

с внутренним диаметром 57 мм. Вся нагрузка (растяжение и кручение) воспринимается наружными трубами. Соединяются посредством резьбы только наружные трубы.

Скважины бурятся алмазными коронками наружного диаметра 120,5 мм и внутреннего 50,8 мм. Так как вращение колонны передается от привода вертлюга, то при наращивании колонны породоразрушающий наконечник не отрывается от забоя. По мнению специалистов, это увеличивает срок эксплуатации долота. Последние, будучи небольшого диаметра, имеют небольшую стоимость.

Выше коронки устанавливается переходник, играющий роль пакера, с клиновым керноломом внутри.

При бурении до глубины 600—650 м в скважину подается около 420 л/мин промывочной жидкости под давлением 10,5 кг/см², что обеспечивает вполне удовлетворительный процесс бурения и вынос керна со скоростью 90 м/мин. Выходящий вместе с промывочной жидкостью керн попадает на выбросит, которое расположено так, что бурильщик с пульта управления может свободно достать его. Это позволяет вести непрерывный контроль за разбуриваемыми породами.

При бурении по сланцам создают нагрузку на долото от 2,3 до 2,7 Т, при этом достигается скорость бурения, равная 12 м/ч. Искривление скважины почти не наблюдается и оно никогда не превышает допустимое. Скорость вращения снаряда регулируется подачей различного количества масла в гидромотор. Установку обслуживает бригада из двух человек.

В Техасе (США) испытана буровая установка Конкор-2000, которая позволяет бурить с непрерывным выносом керна на поверхность [10]. Буровая установка включает в себя силовой гидравлический вертлюг, лебедку с дизельным приводом через турботрансформаторы, гидравлические манипуляторы для автоматического подъема, спуска и укладки труб. Для осуществления обратной промывки применяется колонна концентрически расположенных двойных труб (рис. 7): наружной 2 и внутренней 3. Соединяются они между собой посредством переходника 1, в котором имеются центрирующие ребра 5. Наружную и внутреннюю трубы разделяет пружинный центратор 4.

Наружные трубы соединяются между собой с помощью резьбы, а внутренние имеют безрезьбовое соединение с уплотнениями.

Такую двойную трубу легко собрать из обычных колонковых труб длиной около 6 м, что является несо-

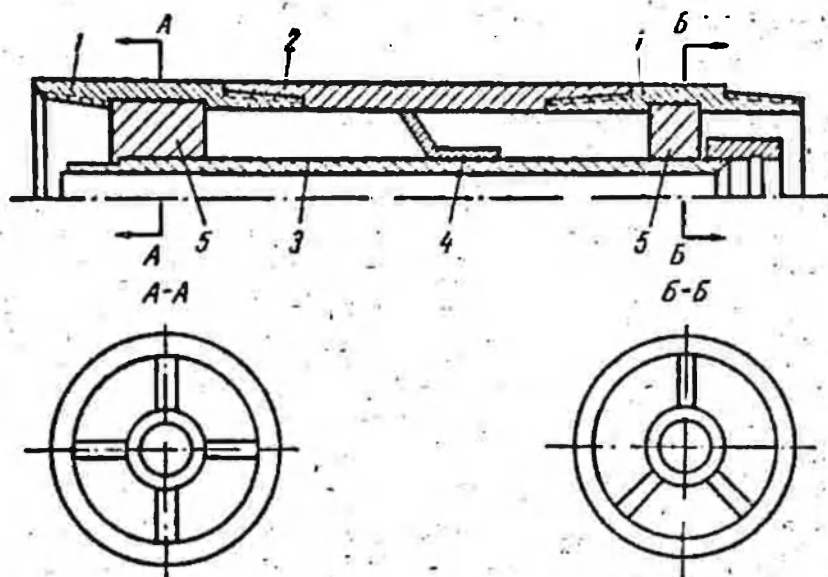


Рис. 7. Конструкция двойной колонны бурильных труб, применяемых на буровой установке Конкорс—2000

менно большим удобством. Обычно для бурения используются наружные трубы диаметром 114,3 мм с толщиной стенки 5,2 мм и внутренние диаметром 63,5 мм с толщиной стенки 3,8 мм.

Трубы могут быть как стальными, так и алюминиевыми. В случае применения стальных труб (весом 26,8 кг/м) максимальная глубина бурения составляет 900 м. При применении алюминиевых труб (весом 17,8 кг/м) возможная глубина бурения может быть увеличена до 1350 м.

При бурении двойные трубы собираются в колонну, которая подсоединяется к силовому вертлюгу, перемещающемуся по направляющим, закрепленным внутри мачты. К вертлюгу подведено два шланга, по одному из которых подается буровой раствор в кольцевое пространство двойных труб, а по другому отводится шлам и керн совместно с вытекающим из скважины раство-

ром. Нижняя часть колонны снабжается специальным переходником с керноломом, установленным на расстоянии 150 мм от долота. Керн диаметром 50,8 мм, подходя к кернолому, подвергается действию бокового усилия, которое приводит к срыву керна.

При применении буровой установки Коинкоре-2000 наиболее распространен диаметр 120,65 мм. В этом случае зазор на сторону между стенками скважины и колонной двойных труб составляет 3,2 мм. Однако при разбуривании более 6000 м было отмечено только несколько прихватов.

Особенностью данной установки является то, что она позволяет перейти от бурения с выносом керна к бурению сплошным забоем. Для этого на тресе спускают долото, которое обуривает центральную часть забоя, и проходка скважины продолжается с выносом шлама обратным потоком жидкости.

По данным зарубежной практики, применением этой буровой установки удалось значительно повысить выход керна. Выход последнего при бурении по сланцам, пескам, соли, ангидриту, гипсу, известняку и доломиту составляет 98%. При этом стоимость бурения 1 м проходки уменьшается на 10% по сравнению с обычным бурением. Обслуживают буровую установку бурильщик, его помощник и рабочий. Последний собирает керн, подающийся на сетку вибросита, и укладывает его в ящик. Бурение обычно ведут только в дневную смену. На ночь колонну двойных труб оставляют в скважине.

Эффективность бурения с выносом керна на поверхность обратным потоком промывочной жидкости во многом зависит от конструкции двойной концентрической колонны бурильных труб. Последняя должна удовлетворять целому ряду требований, технического и технологического порядка, от которых зависит целесообразность ее применения.

1. Колонна должна состоять из отдельных секций двойных концентричных труб, соединение и разъединение которых при проведении спуско-подъемных операций должно осуществляться по уже отработанным технологическим схемам для обычного способа бурения и также применяемым при этом инструментом и механизмами.

2. Время соединения и разъединения отдельных сек-

цпи должно быть не больше, чем при проведении этих операций с одинарной колонной.

3. Конструкция соединения секций двойной колонны должна обеспечивать герметичность как внутренней, так и наружной колонны.

4. Колонна должна обладать достаточной механической прочностью.

5. Для снижения гидравлических сопротивлений в колонне до минимума целесообразно, чтобы площадь поперечного сечения кольцевого межтрубного пространства была равна площади сечения проходного канала внутренних труб.

6. Для создания идеальных условий выноса керна внутренняя поверхность керноподъемной трубы должна быть гладкой и не иметь выступов и зазоров.

7. Колонна должна быть снабжена керноломным устройством, а устье скважины герметизирующей головкой.

8. В колонне предусмотрены центраторы и амортизаторы.

Из патентной и технической литературы известно много конструкций соединений двойной колонны труб.

На рис. 8 (патент США № 3065807 класс 175—321) показана конструкция двойной колонны с пружинными центраторами для внутренних труб.

Соединение состоит из nipples 3 и замка 6 наружных труб. Верхний конец внутренней трубы 8 снабжен поддерживающими ребрами 7, которые опираются на проточку в муфте 6 наружной трубы. На внутреннюю трубу 8 наварен патрубок 5, в кольцевых выточках которого расположены кольцевые уплотнения 4, обеспечивающие герметичность соединения. В эту муфту входит нижний конец 1 внутренней трубы. Нижний торец внутренней трубы и

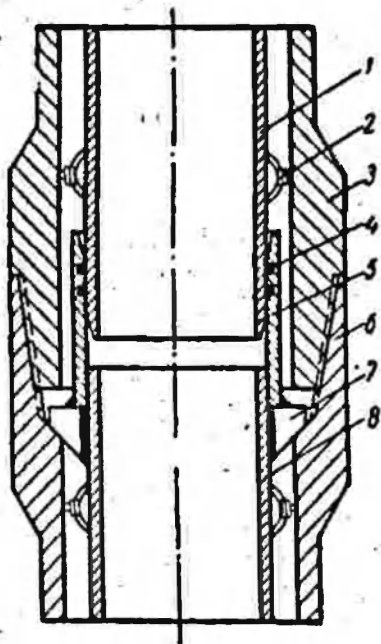


Рис. 8. Конструкция двойной колонны бурильных труб с пружинными центраторами

Верхний торец патрубка 5 снабжены фасками. Для обеспечения соосности труб в верхней и нижней частях секций к внутренней трубе прикреплены центраторы, изготовленные из винтовых пружин 2.

Д. Б. Грабл и другие из фирмы «Газ Дрилинг Сейвэйс Ко» в патенте № 3075589 класс 175—215 от 29/1 1963 г. предлагают двойные трубы с системой клапанов. Подобные трубы позволяют, по мнению авторов, осуществлять промывку различными способами — прямую через центральное отверстие и кольцевой зазор, обратную через кольцевой зазор и центральное отверстие.

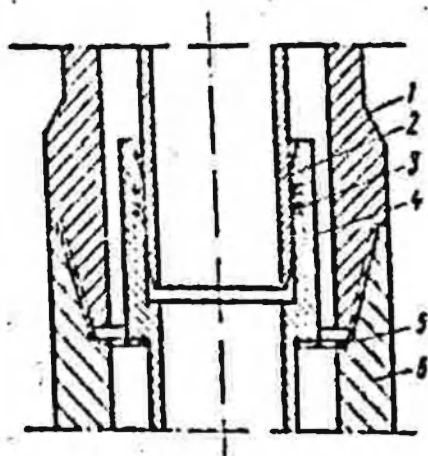


Рис. 9. Конструкция соединения двойной колонны с системой клапанов.

При последнем способе возможен вынос керна потоком промывочной жидкости. Такое многообразие функций неоправданно усложняет конструкцию труб и имеет смысл только при бурении по пластам с высоким пластическим давлением. В этом патенте просто решен вопрос соединения секций (рис. 9). Между замком 1 и муфтой 6 наружных труб при соединении образуется зазор, в который вставляется опорная шайба 5 с отверстиями для прохода промывочной жидкости. На эту пластину 5 опирается уступ раструбной верхней части 4 внутренней трубы. В этот раструб 4 входит нижний конец трубы 2. Уплотнения 3 предотвращают самопроизвольный переток промывочной жидкости между трубами.

Более простым является соединение, предложенное Г. Дж. Хендерсон из фирмы «Уокер Нипр Мануфакчуринг Ко» (патент США № 3208539 класс 175—215 от 28/IX 1965 г.). Он предлагает соединять (рис. 10) внутреннюю 1 и наружную 3 трубы приваренными ребрами 2 различных модификаций. Интересным является решение проблемы герметизации. На нижнем конце внутренней трубы приварена муфта 4 с уплотнением 5.

Важным конструктивным элементом двойной колонны является керноломное устройство, устанавливаемое

на расстоянии 15—20 см от забоя (торца породоразрушающего наконечника). Наиболее простым в конструктивном отношении является клиновой кернолом. Известно применение для этих целей изогнутой в нижней части внутренней трубы, а также керноломы фигурного сечения.

В патенте № 3086602 класс 175—404 предлагают усовершенствованную конструкцию кернолома

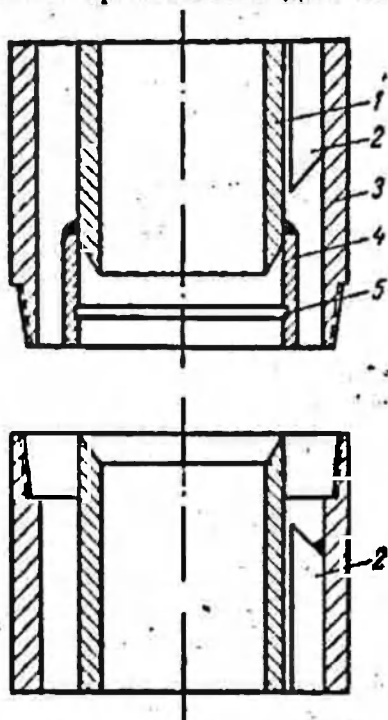


Рис. 10. Конструкция соединения двойной колонны с металлическими центрирующими ребрами

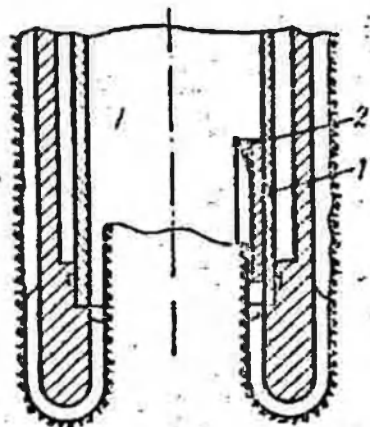


Рис. 11. Пластинчатый кернолом

(рис. 11). Кернолом состоит из секторной пластины 1, соединенной с нижней частью внутренней трубы.

В верхней части пластины наварен твердосплавный клин 2. Такая конструкция, по мнению автора, снизит возможность заклинивания кусков керна, так как пластина будет ориентировать короткие куски керна. Выше кернолома внутренняя труба постепенно сужается.

Г. Дж. Хендерсон в патенте № 2854727 (класс 255—72) от 14/VII 1959 г. предлагает придавать кернолому (рис. 12) полукруглую форму, чтобы снизить потери на трение скольжения и гидравлическое.

В патенте № 3155179 класс 175—215 от 3/XI 1964 г. предлагают некоторое видоизменение метода бурения с непрерывным отбором керна с помощью обратной про-

мывки. Керн, поступающий по внутренней трубе 4 (рис. 13) подходит к окну А для выхода обратного потока. Большие куски керна не могут пройти в окно и, поднимаясь вверх, попадают в верхнюю трубу 1. Буровая мелочь выносится через окно А и трубу 3 в шламоборник.

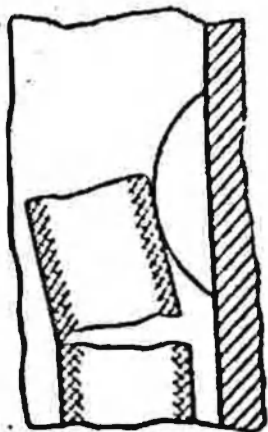


Рис. 12. Кругообразный кернолом

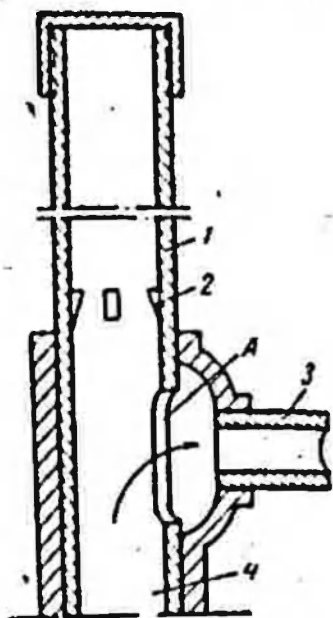


Рис. 13. Колонна бурильных труб с верхней керноприемником

Таким образом, основное количество керна собирается в верхней трубе 1, которую можно рассматривать как керноприемную.

Специальные кернозахватные устройства 2 удерживают керна от выпадения при прекращении промывки.

Эффективность бурения с выносом керна обратным потоком промывочной жидкости по многом зависит от конструктивных особенностей бурового инструмента.

§ 2. Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости из скважины

При этом методе бурения движение обратного потока промывочной жидкости обеспечивается посредством отсоса ее из колонны бурильных труб вакуумными, центробежными и водоструйными насосами, а также эрлифтными установками.

Отсасываемая промывочная жидкость, содержащая шлам, поднимается по колонне бурильных труб и через

отверстия переходника поступает в корпус невращающегося сальника и далее через отводящий шланг в отстойник или специальные емкости.

Объем последних должен быть в 3 раза больше объема буримой скважины и они должны устанавливаться на некотором возвышении по отношению к устью скважины.

При этом в качестве промывочной жидкости используется пластовая скважинная вода (если ее достаточно для этого) или вода, поступающая самотеком из отстойника в затрубное пространство. Омыв забой, вода по каналу бурильных труб возвращается на поверхность. Эта система промывок эффективна и применяется в основном при бурении скважин большого диаметра на воду, гидрогеологических, инженерно-геологических и вентиляционных в рыхлых осадочных породах глубиной до 100 м диаметром 4500 мм и до 500 м диаметром 500 мм. При этом осуществляется медленно вращательное бурение сплошным или кольцевым забоем.

При проходке галечниковых отложений применяют грейферы.

В безводных разрезах и при забуривании скважины в верхних поглощающих породах осуществляется медленно вращательное бурение без промывки, с последующим закреплением стенок цементированием или спуском колонны обсадных труб.

Эффективность бурения скважин этим методом во многом зависит от обеспечения водой, которая необходима для непрерывного заполнения ствола скважины. При бурении скважин в пористых трещиноватых породах наблюдаются поглощения. Как правило, потери промывочной жидкости не превышают 200 л/мин [26]. При больших поглощениях производится тампонаж скважин глиной или цементной смесью.

При бурении скважин большого диаметра производительность при благоприятных условиях достигает 100 м в смену. Преимущества бурения скважин этой системы с обратной промывкой заключаются в следующем.

1. Возможность бурения скважин большого диаметра.

2. Бурение без использования дорогостоящего глинистого раствора с промывкой скважины водой, что

улучшает качество опробования скважин, снижает время их освоения и проведения исследований.

3. Водоносные горизонты не загрязняются шламом разбуриваемых пород, так как по затрубному пространству к забою поступает чистая вода.

4. Высокие скорости вращательного способа бурения и значительные проходки на долото обеспечивают быструю проходку скважины и снижают до минимума спуско-подъемные операции, что способствует сохранению устойчивости скважины во время бурения.

5. Снижается расход обсадных труб, так как эта технология бурения позволяет обходиться практически без них.

Недостатком этого метода является сложность бурения в условиях безводных разрезов, связанных с полным поглощением промывочной жидкости, а также при проходке неустойчивых горных пород, залегающих на небольшой глубине, где не удастся создать необходимое противодавление на стенки скважины из-за небольшой высоты столба промывочной жидкости.

Данный метод бурения с обратной промывкой, создаваемой отсасыванием жидкости из бурильной колонны, является наиболее эффективным, особенно при проходке скважин на воду. В последнее время этому методу бурения гидрогеологических скважин у нас и за рубежом уделяется большое внимание.

В настоящее время известен целый ряд установок для бурения скважин большого диаметра этим методом, который в совокупности с другими (медленно вращательное беспромывочное бурение с одновременной обсадкой, использование грейфера) дает высокие скорости проходки.

А. Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости из скважины с помощью вакуумных и центробежных насосов

В зарубежной практике бурения скважин диаметром 0,5—1,5 м и глубиной 100—300 м наиболее широко применяется бурение с обратной промывкой, создаваемой способом отсоса жидкости с помощью центробежных и

осевых насосов производительностью от 4000 до 9500 л/мин [26].

Принципиальная схема циркуляции показана на рис. 14. Промывочная жидкость из долота 1 и колонны бурильных труб 2 с помощью насоса 3 отсасывается в отстойник, откуда она самотеком поступает в скважину.

Данный способ отсоса обеспечивает высоту подъема промывочной жидкости в пределах 4,5—5,0 м, поэтому он может быть использован только при бурении скважин, в которых не наблюдается поглощений промывочной жидкости и падения ее уровня ниже указанной величины.

Для запуска в работу центробежного насоса 3 создается предварительное разрежение на участке всасывающей магистрали от уровня жидкости до задвижки. Для этого используются вакуумнасосы 4, отсасывающую магистраль которых соединяют с сальником вертлюгом и рабочей полостью центробежного насоса.

Для предупреждения от загрязнения вакуумнасоса шламом между ним и центробежным насосом обычно устанавливают емкость с поплавковым клапаном.

При включении в работу вакуумнасоса создается предварительное разрежение, равное 450—500 мм вод. ст.

С включением центробежного насоса разрежение увеличивается до 600—650 мм вод. ст.

Наиболее благоприятные условия для работы центробежного насоса создаются, когда площадь сечения проходного канала колонны бурильных труб равняется гидравлическому сечению всасывающей линии насоса.

Для создания вакуума и удовлетворительной работы насоса необходимо, чтобы колонна бурильных труб на линии отсоса была герметичной.

Бурение с обратной промывкой возможно и с использованием только одного центробежного насоса. В этом случае необходимо предусматривать возможность в обвязке насоса, переключение всасывающей и нагнета-

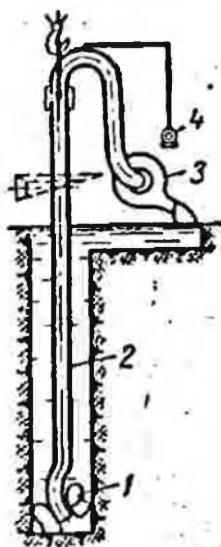


Рис. 14. Принципиальная схема установки для бурения с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости центробежным насосом

тельной линии, предварительного заполнения водой ведущей штанги и всей отсасывающей линии. Это можно сделать путем оснащения низа ведущей штанги обратным клапаном или перенесением салыника, через который происходит отсос пульпы, в крайнее нижнее положение на ведущей штанге. Производительность центробежных или осевых всасывающих насосов составляет 4000—4500 л/мин [26]. Бурильные трубы при этом способе промывки имеют внутренний диаметр в большинстве случаев от 152 до 210 мм. Увеличение диаметра бурильных труб снижает гидравлические сопротивления в колонне, а следовательно, увеличивается и возможная глубина и диаметр бурения скважины. Кроме того, это приводит к увеличению производительности бурения. Наиболее выгодно бурить с обратной промывкой, трубами диаметром 152,4—304,8 мм. Трубами диаметром 100 мм можно бурить скважины диаметром 200—800 мм на глубину до 150 м, а с применением колонны труб диаметром 300 м — скважины на глубину до 500 м диаметром 900—4000 мм.

Так как при всасывающем бурении с использованием центробежного насоса вся приводная мощность расходуется непосредственно на подъем промывочной жидкости, общий коэффициент полезного действия способа обратной циркуляции сравнительно велик и составляет около 60% [61].

Б. Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости из скважины с помощью водоструйных насосов (гидроэлеваторов)

С помощью струйных аппаратов возможно создавать две системы обратной промывки скважины при бурении: обратную промывку по всему стволу скважины и обратную промывку только в призабойной зоне, преобразованную из прямой.

Принципиальная схема первой системы обратной промывки, создаваемой струйным насосом, показана на рис. 15.

Водоструйный аппарат 3 встраивается в колонну бурильных труб 2 с таким расчетом, чтобы он располагался ниже уровня жидкости в скважине на 5—6 м. Для

подвода рабочей жидкости к эжектору используются или специальные трубки, прикрепленные снаружи бурильных труб, или кольцевой зазор при применении двойной колонны бурильных труб.

Подача воды к пасадам может производиться с помощью буровых или центробежных насосов 4. Насосы наиболее часто используются в специальных установках, осуществляющих бурение скважин с этой системой промывки. Развиваемое ими давление составляет 6—7 кг/см².

Рабочий поток жидкости, выходящий из пасада с большой скоростью, засасывает часть промывочной жидкости, находящейся в колонне, и создает в ней разрежение (понижение давления). В смесительной камере рабочая и эжектируемая жидкости перемешиваются и по внутренней колонне бурильных труб смешанный поток поступает на поверхность и через сливной шланг изливается в отстойник. Из отстойника жидкость самотеком поступает в затрубное пространство, омывает породоразрушающий наконечник и поднимается по колонне бурильных труб. Обратная циркуляция (переток) жидкости происходит по причине разности давлений столба промывочной жидкости в затрубном пространстве и в колонне бурильных труб. Перепад давлений зависит от глубины погружения водоструйного насоса. Однако глубина погружения насоса ограничена напором, создаваемым эжектором в нагревательной линии. Обычно он не превышает 3—4 кг/см², что обеспечивает подъем чистой воды на высоту 30—40 м. Нормальная работа водоструйного насоса может осуществляться в том случае, если он создает напор, превышающий вес поднимаемой промывочной жидкости и возникающие при этом гидравлические сопротивления. Обогащение жидкости шламом уменьшает возможную высоту подъема ее с помощью водоструйного насоса.

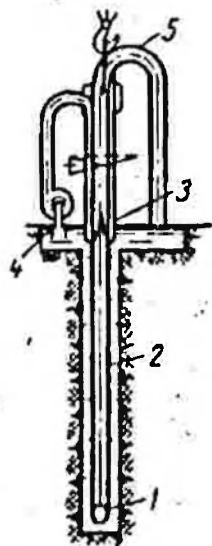


Рис. 15. Принципиальная схема установки для бурения с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости водоструйными насосами
 1—долото; 2—колонна бурильных труб; 3—водоструйный насос; 4—центробежный насос; 5—сливная магистраль

При чрезмерном обогащении шламом промывочной жидкости движение жидкости вверх по колонне бурильных труб может резко замедлиться или совсем прекратиться.

При начальном диаметре бурения скважин 1500 мм и конечном 500 мм с использованием бурильных труб диаметром 88,9—114,3 мм для создания необходимого обратного потока жидкости в скважине требуется подавать к эжектору до 5000 л/мин воды. При меньшем диаметре бурения (500—200 мм) оказывается достаточным 2000—2400 л/мин. Для бурения скважин в нормальных условиях напор, создаваемый водоструйным насосом, должен быть равен 30—40 м вод. ст. Необходимая для этих условий приводная мощность составляет 20—25 л. с.

При понижении уровня жидкости в скважине до 20 м необходимый напор возрастает до 75—90 м вод. ст., а приводная мощность насоса до 50 л. с. [26].

Скорость подъема обогащенной шламом промывочной жидкости в колонне бурильных труб с глубины до 200 м достигает 1,5 м/сек.

Для улучшения условий подъема промывочной жидкости на водоподъемной магистрали может устанавливаться вакуумный насос.

Преимуществом этой системы обратной промывки является возможность быстрого перехода на бурение с прямой промывкой, что иногда требуется осуществлять в случае зашламования и прихвата бурового инструмента в скважине или полного поглощения промывочной жидкости, связанным со значительным понижением статического уровня жидкости в скважине.

Кроме того, водоструйные насосы отличаются надежностью в работе, а для их привода могут использоваться центробежные насосы, обладающие большой производительностью, износ которых минимален, особенно при работе на чистой воде.

В то же время они обладают и рядом существенных недостатков.

Во-первых, возможность транспортировки обратным потоком крупного шлама ограничена габаритными размерами смесительной камеры насоса. Во-вторых, водоструйные насосы имеют весьма низкий к. п. д. (около 30%). Если учесть, что между двигателем и водоструйным насосом включается в работу центробежный насос,

имеющий к. п. д. 60—70%, то общий к. п. д. составит всего 18—21%. Эта система обратной промывки получила распространение в зарубежной практике бурения скважин большого диаметра (0,2—1,5 м) глубиной до 200 м.

В. Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой эрлифтом

Создание обратной циркуляции с выходом промывочной жидкости на поверхность по колонне бурильных труб можно осуществлять также с помощью воздушных водоподъемников — эрлифтов, работающих со сжатым воздухом. Принципиальная схема показана на рис. 16.

Сущность создания обратной циркуляции с помощью эрлифта заключается в следующем.

В колонну бурильных труб по воздухоподводящим каналам 4 компрессором нагнетается сжатый воздух, который с помощью смесителя 3 перемешивается с водой, находящейся в трубах 2. Образующаяся при этом смесь воздуха и воды (аэрированная жидкость) поднимается по водоподъемной колонне на поверхность, изливается в отстойник и оттуда самотеком по желобу в затрубное пространство скважины.

Движение жидкости вверх происходит вследствие подъемного действия пузырьков сжатого воздуха, которые стремятся подняться вверх и увлекают при этом поток воды.

При насыщении жидкости воздухом ее удельный вес снижается. В результате разлива (откачки) части аэрированной жидкости из бурильной колонны в отстойник в скважине нарушается гидравлическое равновесие. Давление жидкости внутри труб становится меньше, чем в затрубном пространстве. Вследствие возникновения перепада давлений в сообщающихся каналах промывочная жид-

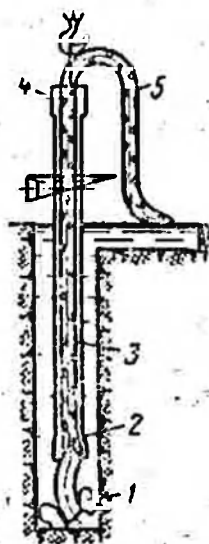


Рис. 16. Принципиальная схема установки для бурения с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости эрлифтом

1—долото; 2—колонна бурильных труб; 3—смеситель; 4—нагнетательная магистраль для сжатого воздуха; 5—сливная магистраль

кость из скважины начинает перетекать внутрь колонны бурильных труб, омывая забой и породоразрушающий накопечник. Так осуществляется обратная циркуляция промывочной жидкости с помощью эрлифта.

Одним из существенных факторов, обуславливающих эффективность промывки скважины и использования эрлифта, является глубина погружения смесителя. Смесители располагают обычно в скважине ниже статического уровня на глубине, соответствующей $1/2$ расстояния от статического уровня жидкости до забоя скважины (при бурении неглубоких скважин). Увеличить возможную глубину погружения смесителя и создать больший перепад давления при всех прочих равных условиях возможно путем установления в воздухопроводные трубы выше смесителя дополнительных аэраторов. Аэраторы обеспечивают насыщение промывочной жидкости воздухом в трубах в изначальный момент работы эрлифта. Такая система эрлифта дает возможность производить откачку с глубины, превышающих технические возможности компрессора при использовании одного смесителя.

Воздух подается по воздухопроводной трубе, располагаемой параллельно или концентрически по отношению к колонне бурильных труб. Параллельно устанавливаемые воздухоподъемные трубы обычно приваривают к бурильным.

Бурение скважин с применением эрлифта удобнее осуществлять с помощью двойной колонны с концентрическим расположением труб. При этом воздух может подаваться как по внутренней колонне, так и по кольцевому межтрубному пространству. Для нормальной работы эрлифта необходимо, чтобы колонна труб была герметична.

При прекращении подачи воздуха зашламованная вода может поступать через отверстия смесителя в воздухоподводящие трубы, что приводит к их засорению. Во избежание этого в смесителях устанавливают обратные клапаны.

Основным преимуществом эрлифтного способа создания обратной промывки является возможность его применения при бурении скважин с поглощением промывочной жидкости. Кроме того, наличие центрального канала большого сечения обеспечивает подъем потоком

промывочной жидкости на поверхность крупного шлама и керна.

К недостаткам этого способа следует отнести сложность конструкции двойной колонны бурильных труб, ограниченные глубины применения этого способа промывки и невозможность перехода с обратной на прямую промывку без подъема снаряда в случае возникновения осложнений в скважине.

Существенным недостатком самого эрлифта является низкий коэффициент полезного действия, что отрицательно сказывается на энергозатратах при создании обратной циркуляции промывочной жидкости с помощью водоподъемника.

При работе в благоприятных условиях к. п. д. компрессора — 45% и к. п. д. эрлифта в среднем 50%. Отсюда общий к. п. д. эрлифтного способа создания обратной промывки составит всего около 22%.

Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости с помощью эрлифта, нашло довольно широкое распространение в зарубежной практике бурения скважин большого диаметра глубиной от 100 до 400 м. Специально создаваемые для этих целей буровые установки комплектуются компрессорами. Производительность последних выбирается в зависимости от внутреннего диаметра бурильных труб. При диаметре труб 120, 150 и 210 мм производительность компрессоров составляет соответственно 4,5; 6,0 и 10 м³/мин.

В отечественной практике бурения в последнее время эрлифт нашел достаточно широкое применение. При этом наиболее часто с помощью эрлифта создается внутрискважинная (без выхода на поверхность) обратная циркуляция промывочной жидкости. Принципиальная схема системы обратной внутрискважинной промывки с помощью эрлифта показана на рис. 17.

Через воздухоподводящие трубы 5 сжатый воздух от компрессора подается к смесителю 7, размещенному ниже статического уровня жидкости в скважине. Смешанная с воздухом жидкость, вследствие снижения удельного веса, поднимается вверх по кольцевому зазору между воздухоподводящими 5 и водоподъемными трубами 4 до отверстий в сливном переходнике и изливается в затрубное пространство скважины.

Для обеспечения циркуляции промывочной жидкости необходимо, чтобы перепад давления, создаваемый эрлифтом, был больше гидравлических сопротивлений в буровом снаряде и скважине. Перепад же давления зависит от глубины погружения смесителя, обусловленной давлением и производительностью компрессора.

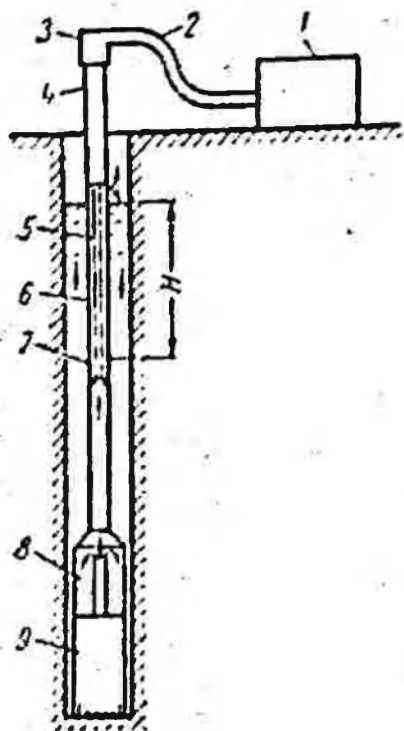


Рис. 17. Принципиальная схема системы обратной внутрискважинной промывки, создаваемой эрлифтом.

1—компрессор; 2—выбегательный шланг; 3—сальник; 4—буровые трубы; 5—воздушные трубы; 6—водоподъемные трубы; 7—смеситель; 8—шламовая труба; 9—колонковая труба

По данным Г. И. Неудачина и А. И. Бажуткина [41], теоретически возможная глубина бурения разведочных скважин бурильными трубами диаметром 50 мм с промывкой водой с помощью эрлифта при производительности 100 л/мин, при условии потери напора в колонковом снаряде в 1 кг/см² показана в табл. 4.

В настоящее время в практике геологоразведочного бурения применяются несколько типов эрлифтных погружных насосов, которые отличаются друг от друга конструктивным исполнением двойных колонн бурильных труб, смесительных наконечников и шламоулавливающих приспособлений.

Таблица 4

Глубина, м	Давление воздуха, кг/см ²		
	6	11	16
Глубина погружения смесителя . . .	50	100	150
Возможная глубина бурения ниже уровня промывочной жидкости . . .	420	750	1200

В тресте Кривбассгеология при бурении в условиях поглощения промывочной жидкости применяется бурение с внутрискважинной обратной циркуляцией промывочной жидкости, создаваемой эрлифтом. В качестве промывочной жидкости используются подземные воды, статистический уровень которых в скважине находится на глубине 60—70 м от устья. При бурении с обратной



Рис. 18. Схема эрлифтной установки, применяемой для дробового бурения

1—компрессор; 2—магистраль; 3—задвижка; 4—расходомер воздуха; 5—манометр; 6—задвижка; 7—магистраль; 8—сальник; 9—бурильные трубы; 10—водоподъемные трубы; 11—воздухопроводные трубы; 12—бурильные трубы; 13—муфтозамковые соединения; 14—бурильные трубы; 15—шламовая труба; 16—переходник; 17—утяжеленная труба; 18—переходник; 19—сетка; 20—закрытая шламовая труба; 21—центральная труба; 22—переходник; 23—колонковая труба; 24—дробовая коронка

циркулирующей промывочной жидкости, создаваемого с помощью эрлифта, могут применяться различные типы породоразрушающих наконечников.

На рис. 18 показана схема эрлифтной установки, применяемой для дробового бурения [47].

Установка состоит из компрессора 1, воздухоподводящей наземной магистрали (обвязки) с расходомером воздуха 4 и манометром 5, эрлифта и колонкового снаряда.

Эрлифт представляет собой двойную колонну бурильных труб. Наружные трубы 10 диаметром 63,5 мм играют роль водоподъемных, и внутренние 11 диаметром 23,5 мм воздухопроводных. В верху водоподъемных труб сделаны 6 отверстий диаметром 15—18 мм для излива водовоздушной эмульсии в затрубное пространство. Смеситель располагается в нижней части двойной колонны. При общей длине эрлифта в 60—70 м смеситель погружается ниже статического уровня воды в скважине на глубину до 50 м. При таком расположении эрлифта в скважине были достигнуты наилучшие результаты по механической скорости бурения и выходу керна.

Колонковый снаряд для бурения состоит из толстостенной (18—20 мм) дробовой коронки 24, колонковой трубы 23, переходников 22, 18 и 16, закрытой шламовой трубы 20 с центральной шламопроводящей трубкой 21, утяжеленных труб 17 и открытой шламовой трубы 15.

Для лучшей очистки жидкости от шлама в закрытой шламовой трубе установлена сетка 19.

При дробовом бурении с эрлифтом рекомендуется производить рейсовый способ питания скважины стальной дробью-сечкой. Керн заклинивается осаждающимся шламом при прекращении работы эрлифта.

На рис. 19 показан колонковый снаряд для шарошечного бурения скважины с обратной промывкой, создаваемой эрлифтом. Снаряд состоит из долота 14, шламовой трубы закрытого типа длиной до 10 м с центральной трубой 13 диаметром 63,5 мм, утяжеленных труб 11 диаметром 127 мм, открытой шламовой трубы 10, бурильных труб 9 диаметром 50 мм. В двойной эрлифтной колонне бурильных труб ниже статического уровня воды на 50 м располагается смеситель 8, который представляет собой перфорированную трубку, через которую

подается воздух. Соотношение глубины погружения смесителя ко всей длине эрлифта составляет 50:63. Такая его величина обеспечивала нормальную работу эрлифта.

В тресте Кривбассгеология этот снаряд применялся в сочетании с шарошечными колонковыми долотами типа 2КД-10 — 6ВК диаметром 145 мм, дающими возможность получить крупные куски шлама, при бурении монолитных и слабо трещиноватых пород XIII—X категорий по буримости на глубину до 500 м. При этом применялся следующий режим бурения: нагрузка на долото 1000—1500 кг, скорость вращения 128, 153 и 277 об/мин, расход воздуха 2—3 м³/мин, давление на манометре компрессора 5—6 кг/см² (использовались компрессоры ДК-9 и Д-К-600).

При этом средняя проходка за рейс составляет 4,4 м при средней механической скорости бурения 0,83 м/ч и средней продолжительности рейса 5,3 ч. Ограничение рейса вызывается небольшой ограниченной емкостью шламоулавливающей трубы [48].

На рис. 20 показаны замковые соединения свеч двойных эрлифтных труб конструкции треста Кривбассгеология [47].

На рис. 20, а воздухопроводные трубы 2, 9 соединяются встык и удерживаются внутри водоподъемных 1, 10 с помощью хвостовиков 3, обеспечивающих проход промывочной жидкости.

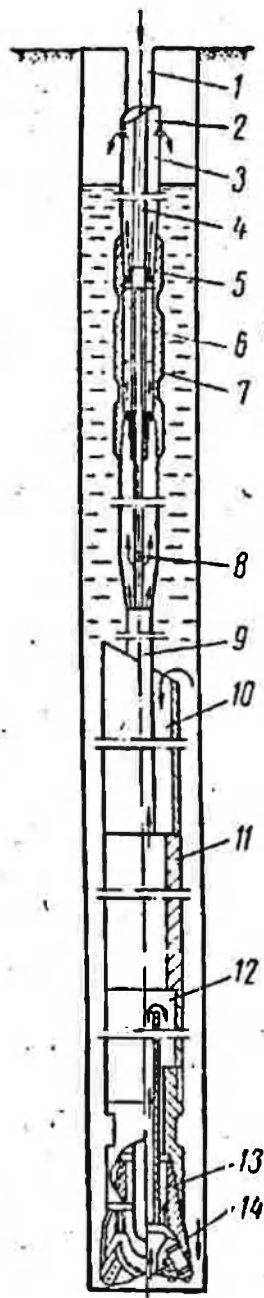


Рис. 19. Колонковый снаряд для шарошечного бурения с эрлифтом

1—бурильные трубы; 2—воздухопроводная труба; 3—сливное отверстие; 4—водоподъемная труба; 5—упорная гайка; 6—промежуточная труба; 7—муфта замкового соединения; 8—смеситель; 9—бурильная труба; 10—шламовая труба; 11—тяжелый низ; 12—закрытая шламовая труба; 13—центральная трубка; 14—колонковое долото.

На рис. 20, б соединение состоит из муфты 5 и конуса 6, которые соединены резьбой с воздухопроводными трубами 2, 9 и водоподъемными (бурильными) 1, 10. К муфте 5 присоединен кожух 7, который при свинчива-

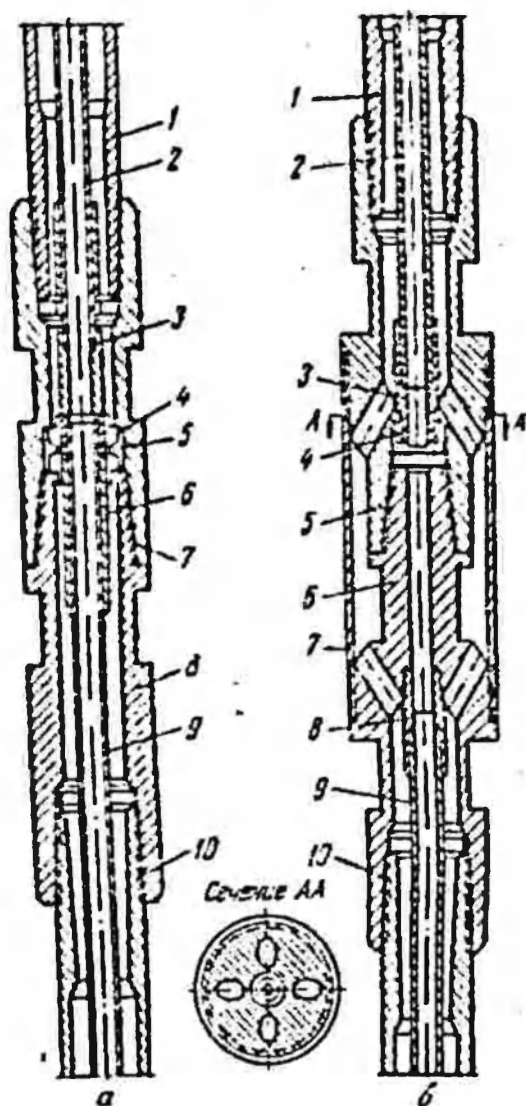


Рис. 20. Соединение свеч зрлифта конструкции треста Кривбассгеологип
 а—соединение стандартными муфтово-замковыми соединениями. 1, 10—бурильные трубы диаметром 63,5 мм; 2, 9—воздухопроводные трубы диаметром 21,5 мм; 3—хвостовик; 4—центрирующие оттяжки гайки; 5—прокладка; 6—промежуточная труба; 7—конус замкового соединения; 8—муфта замкового соединения. б—соединение с использованием не стандартных муфтово-замковых соединений

нии труб накрывает конус б и таким образом соединяет радиально-осевые каналы конуса и муфты, по которым поднимается аэрированная жидкость.

Воздухопроводные трубы 2, 9 крепятся хвостовиками 3, 8. Хвостовик 3 имеет гайку 4, удерживающую воздухопроводную трубу от осевого смещения. Такая схема соединения снижает гидравлические сопротивления в трубах.

При применении соединений варианта а необходимо регулярно проверять состояние прокладок, так как при неоднократном сдавливании они разрушаются, что приводит к нарушению герметичности соединения.

Свердловским горным институтом разработана конструкция замкового соединения труб эрлифта, показанная на рис. 21.

Каждая свеча воздухоподводящих трубок подвешивается в бурильных трубах на опоре 6. Нижний торец 2 трубок висит свободно и центрируется с помощью ребер 3. Соединение центральных воздушных трубок происходит путем телескопического соединения концов трубок при свинчивании резьбы замка. Герметизация соединения достигается самоуплотнением резиновой манжеты 5 под давлением сжатого воздуха.

Такой способ крепления эрлифтных труб позволяет ускорить спуско-подъемные операции, а также дает возможность при необходимости легко вынимать центральные трубки.

Однако устройство надежного уплотнения стыка воздухоподводящих труб вызывает значительное сужение проходного сечения в замке (до $6,5 \text{ см}^2$), что неизбежно приводит к росту гидравлических сопротивлений и уменьшению производительности эрлифтного насоса.

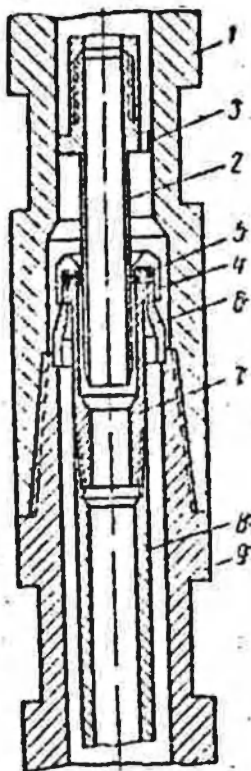


Рис. 21. Замковое соединение эрлифтных труб конструкции СГИ
1—муфта замкового соединения; 2—нижний конец свечи воздушных трубок; 3—центрирующие ребра; 4—корпус самоуплотняющейся манжеты; 5—резиновая самоуплотняющаяся манжета; 6—опора; 7—верхний конец свечи воздушных трубок; 8—воздушная трубка; 9—конус замкового соединения

Существенным недостатком такой конструкции является невозможность применения обычных стандартных и полуавтоматических элеваторов для спуско-подъемных операций из-за того, что детали 4—7 уплотняющего устройства образуют пад конусом замка выста около 20 мм. Поэтому для этой цели необходимо применение специальных наголовников.

Также снижается надежность герметизации посредством самоуплотняющихся манжет при работе в условиях низких температур (до -15°C), так как резина в таких условиях перестает быть эластичной и упругой.

В Свердловском горном институте была разработана и испытана конструкция эрлифта, состоящего из колонны бурильных труб диаметром 63,5 мм и воздухопроводных труб диаметром 22 мм, которые спускают в скважину не параллельно, а последовательно [43]. Вначале спускаются водоподъемные бурильные трубы, и затем воздухопроводные. Подъем осуществляется в обратной последовательности.

При бурении с эрлифтом СГИ в Баженовской ГРП Уральского геологического управления на глубину до 400 м использовался компрессор КС-9 производительностью 9 м³ и давлением 6—8 кг/см². При общей длине эрлифта в 65 м смеситель спускался под статический уровень воды в скважине на глубину 50—55 м. Создаваемый эрлифтом перепад давления составляет 4—4,5 кг/см². При бурении твердосплавными коронками по породам V—VI категорий механическая скорость бурения изменялась в пределах 1,21—2,31 м/ч. Следует отметить, что последовательный спуск труб вызывает дополнительные затраты времени до 30—40 мин на каждый рейс. Всесоюзным научно-исследовательским институтом методики и техники разведки (ВИТР) Министерства геологии СССР разработаны две конструкции эрлифтных снарядов, принципиально отличающихся выполнением внутренней воздухоподводящей трубы.

ВИТР разработал эрлифтные насосы с металлическими и с гибкими полиэтиленовыми воздухоподводящими трубками.

Снаряд эрлифтный СЭ-63,5 представляет собой колонну бурильных труб диаметром 63,5/51,5 мм, внутри которой размещены металлические трубки (рис. 22). Эрлифтные трубы собраны в секции (свечи).

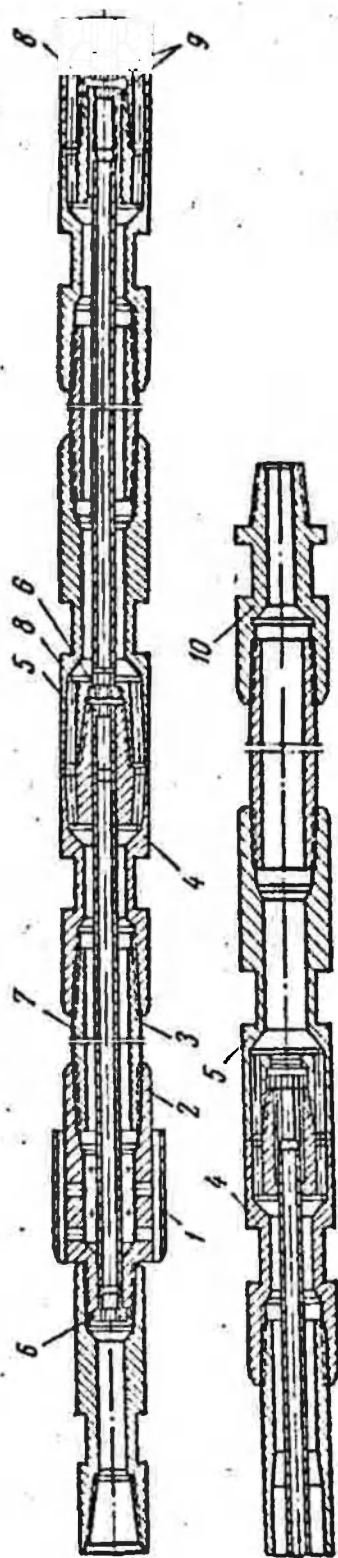


Рис. 22. Снаряд эрлифтный СЭ-63.5 (ВИТР):

1—отражатель; 2—переходник с отверстиями для изъема воздушно-песчаной смеси; 3—труба бурильные 63,5 мм; 4—конус замкового соединения; 5—муфта замкового соединения; 6—штука опорная; 7—грубка внутренняя; 8—винт нагажной; 9—прокладки медные; 10—переходник с бурильных труб 63,5 мм на бурильные трубы 50 мм.

Верхняя (первая) свеча эрлифта состоит из следующих деталей: отражателя 1, переходника для излияния воздушной смеси 2, бурильной трубы 3, конуса замкового соединения 4, трубки внутренней 7, втулки опорной 6, винта натяжного 8, прокладок медных 9, переходника 10.

Отражатель предназначается для предохранения стенок скважины от размыва в случае отсутствия обсадных труб в скважине и представляет собой отрезок колоктовой трубы диаметром 108/99 мм, приваренной к кольцу, который крепится к переходнику 2 тремя винтами М8×10.

Трубка внутренняя 7 предназначается для прохождения сжатого воздуха и представляет собой собственную трубку (длина подгоняется при сборке свечи), с одной стороны которой вварена втулка опорная 6, а с другой — нарезана внутренняя резьба.

С помощью втулки 6, имеющей наружную резьбу, трубка внутренняя закрепляется в переходнике 2. Внизу (в nipple 4) трубка закрепляется с помощью натяжного винта 8. Опорная втулка 6, трубка внутренняя 7 и натяжной винт образуют единый канал для прохождения потока воздуха через свечу. Герметизация внутренних трубок достигается за счет сжатия медных прокладок 9 при сборке свечи.

Для предотвращения отжатия винта 8 в процессе бурения и для создания более надежной герметизации нижнего конца трубки 7, винт натяжной 8 можно поджать круглой гайкой с наружной резьбой.

Промежуточные свечи отличаются от верхней свечи тем, что вместо переходника 2 на их верхних концах накручены двухпрорезные муфты 5 специального замкового соединения.

В корпусе и в муфте равномерно по окружности расположены цилиндрические каналы, предназначенные для прохода водовоздушной смеси через замковое соединение.

Суммарная площадь проходных каналов составляет 9,5 см².

Последняя (нижняя) свеча является переходной от эрлифтного насоса к колонне бурильных труб.

Для надежной работы эрлифтного насоса и обеспечения достаточной промывки забоя скважины необхо-

дима не только надежная герметизация внутренних воздухоподводящих трубок во избежание утечек воздуха. Необходима также герметизация полости водоподъемных труб во избежание подсоса жидкости из скважины.

В приведенной конструкции замков при свинчивании конических резьбовых соединений происходит стыковое соединение полостей водоподъемных труб и центральных воздухоподводящих трубок. При этом утечки воздуха предотвращаются натягом замковой резьбы, а герметизация полости водоподъемных труб достигается посредством клинового стыка муфты 5 и конуса 4. Для этого на торце конуса 4 со стороны замковой резьбы имеется специальный зуб, который входит в паз на торце муфты при свертывании замка.

Такая конструкция замков обеспечивает достаточную герметичность соединений, позволяет использовать для спуско-подъемных операций элеваторы любого типа и обеспечить наибольшую величину проходных сечений в замках [25].

В табл. 5 приведена техническая характеристика эрлифтных насосов с металлическими воздухоподводящими трубками. Разработанные ВИТР эрлифтные насосы по своей технической технологической характеристике являются наиболее совершенными. Увеличенные размеры сечений проходных каналов в конструкции ВИТРа увеличивают производительность эрлифта и возможную глубину бурения с его применением.

В то же время всем конструкциям эрлифтных насосов с металлическими воздухоподводящими трубами присущи некоторые недостатки, которые тормозят их широкое внедрение в практике буровых работ.

К их недостаткам следует отнести:

а) сложность в изготовлении и в сборке, которую предварительно необходимо осуществлять на поверхности;

б) невозможность применения в качестве наружных труб диаметром менее 63,5 мм;

в) невысокую надежность в эксплуатации, ввиду частой поломки внутренних труб и нарушения герметичности соединений;

г) уменьшенные сечения проходных каналов в замковых соединениях, которые снижают производительность эрлифта, вследствие значительных гидравлических

Таблица 5

Наименование показателей	Эрлифтный насос НЭ-63,5 конст- рукции ВПТР	Эрлифтный насос конструкции треста Кривбасс- геология	Эрлифтный насос конструкции СПУ
Диаметр водоподъемных труб, мм . . .	63,5/57,5	63,5/57,5	63,5/57,5
Диаметр воздухоподводящих труб, мм	22/16	21,5/16	21,5/16
Тип замкового соединения труб . . .	Специаль- ный быстро- разъем- ный	Быстро- разъем- ный	Быстро- разъем- ный
Наружный диаметр замковых соеди- нений, мм	86	83	83
Длина эрлифта, м	60—70	60—70	60—70
Площадь проходного кольцевого се- чения водоподъемных труб, см . . .	17,0	17,2	17,2
Площадь проходного сечения в зам- ках водоподъемных труб (миним- альная), см ²	9,1	7,5	6,5
Производительность эрлифта, л/мин	100—55	80—50	70—50
Пределы возможных глубин бурения под статический уровень при ука- занной производительности, м . . .	100—660	100—550	100—475
Потребный расход воздуха (по усло- виям всасывания), м ³ /мин	0,8—1,2	0,75—1,2	0,7—1,0

сопротивлений в этих местах. Эти недостатки отсутствуют в эрлифтных насосах с гибкими полиэтиленовыми воздухоподводящими трубками конструкции ВПТР.

Эрлифтные погружные насосы с полиэтиленовыми воздухоподводящими трубками (рис. 23), разработанные ВПТР [25], отличаются друг от друга геометрическими размерами труб и создаваемой производительностью.

В табл. 6 приведена техническая характеристика четырех типоразмеров эрлифтных насосов с полиэтиленовыми трубками [25].

Эрлифтные насосы НЭ-50П, НЭ-60, 3П и НЭ-63,5П представляют собой колонну бурильных труб соответствующих диаметров (50; 60,3 и 63,5 мм), в которой свободно подвешена легкая и гибкая полиэтиленовая

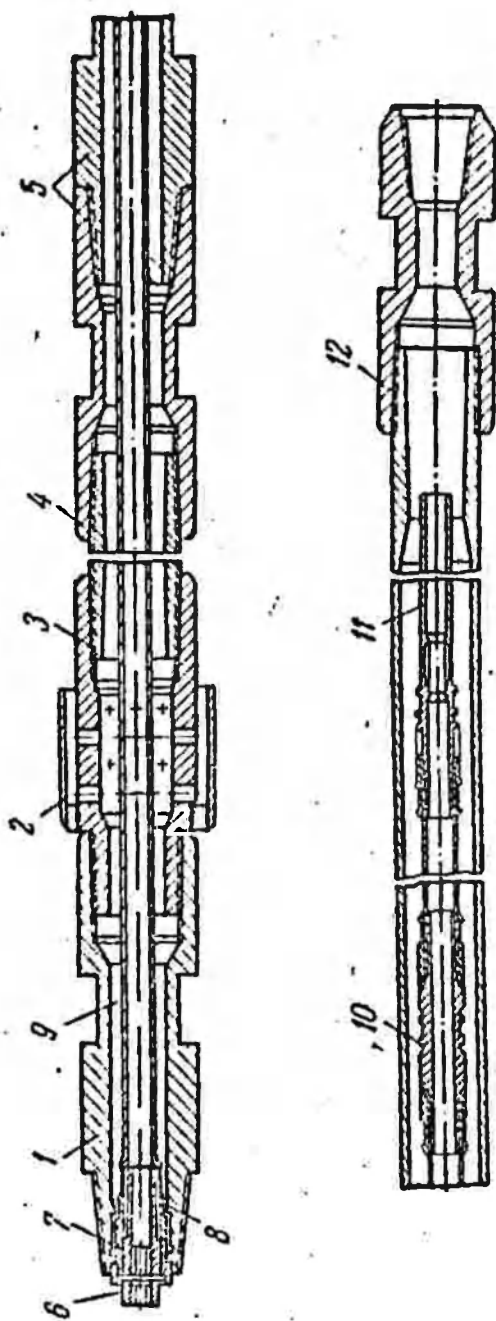


Рис. 23. Эрлифтный погружной насос СЭ-63,5П.

1—верхний переходник; 2—юбка-отржиматель; 3—сливной переходник;
 4—водоподъемная (бурильная) труба; 5—стандартный замок; 6—на-
 жимная гайка; 7—конусный переходник на полиэтиленовую трубку;
 8—медное кольцо; 9—воздухоподводящая (полиэтиленовая) трубка;
 10—штуцер для сращивания полиэтиленовой трубки; 11—смеситель;
 12—переходник на бурительные трубы 50 мм

Таблица 4

Наименование показателей	ПЭ-50П	НЭ-80, 3П	НЭ-63, 5П	
			I	II
Диаметр водоподъемных труб, мм	50/33	60,3/50	65,5/51,5	63/51,3
Диаметр воздухоподводящих труб, мм	16/12	16/12	16/12	20/15
Тип замкового соединения труб	Стандартные замки			
Диаметр проходного сечения замков, мм	30	28	42	42
Длина эрлифта, м	70	70	70	70
Площадь проходного кольцевого сечения водоподъемных труб, см ²	10,35	17,6	18,8	17,6
Площадь проходного кольцевого сечения в эрлифтах, см ²	5,05	4,15	11,8	10,5
Производительность эрлифта, л/мин	50—40	70—45	120—60	110—60
Пределы глубины бурения под статический уровень при указанной производительности, м	150—500	100—600	100—650	100—57
Потребный расход воздуха (по условиям всасывания), м ³ /мин	0,5—0,7	0,6—0,8	0,8—1,5	0,75—1,2

трубка диаметром 16/12 или 20/15 мм (только в бурильных трубах диаметра 63,5 мм).

Подвеска и крепление полиэтиленовой трубки в бурильных трубах осуществляется с помощью специального ниппеля и ряда простых деталей.

Роль смесителя эрлифта выполняет отрезок металлической трубки 11, который является также дополнительным грузом, облегчающим спуск полиэтиленовой трубки под действием собственного веса.

Порядок операций при спуске эрлифтного насоса в скважину следующий. Вначале спускают бурильные трубы 4 (водоподъемные), ставят переходник 1 на подкладную вилку и в колонну водоподъемных труб спускают полиэтиленовую трубку 9 требуемой длины. Спуск полиэтиленовой трубки производится вручную. Верхний конец полиэтиленовой трубки свободно размещается в

переходнике 1. Крепление трубки в переходнике 1 осуществляется с помощью нажимной гайки 6, имеющей наружную резьбу и внутренние прорези под торцевой ключ. При этом требуется тщательная герметизация соединения, чтобы предотвратить проникновение сжатого воздуха в полость водоподъемных труб. Герметизация достигается сжатием медной прокладки 8 с помощью нажимной гайки 6.

Использование полиэтиленовых трубок в качестве воздухоподводящих труб эрлифта не требует больших затрат времени на сборку и демонтаж эрлифтного насоса. Благодаря тому, что полиэтиленовые трубки легче (удельный вес полиэтилена 0,92), спуск и подъем их можно производить вручную без каких-либо специальных устройств (вес полиэтиленовой трубки длиной 70 м составляет 7—8 кг).

Результаты бурения геологоразведочных скважин в Соликамской ГРП Уральского геологического управления с использованием эрлифтных насосов НЭ-63,5 П конструкции ВИТР приведены в табл. 7 [26].

Из табл. 7 видно, что эффективность бурения с эрлифтом снижается в мягких породах. Так максимальная проходка за рейс при бурении по глинисто-мергелистой толще составляет 4 м, в то время как в известняках и песчаниках, а также калийных солях она доходит до 7 м.

Бурение с обратной промывкой, создаваемой эрлифтом, обеспечивает при проходке пород IV—VII категорий выход керна не менее 90%.

Максимальные скорости бурения твердосплавными коронками типа СМ-1 в породах V—VII категории составляют 3 м/ч и в породах IV категории с использованием коронок типа БТ-4 достигают 5—8, а по калийным солям и 12 м/ч.

В Красноярском геологическом управлении был испытан эрлифтный насос с полиэтиленовой трубкой, предложенный ВИТР и конструктивно разработанный партией техники разведки КГУ [5]. Эрлифт был опробован в комплекте с водоподъемными колоннами из труб диаметром 50 и 63,5 мм. При этом использовалась полиэтиленовая воздухоподводящая трубка диаметром 12/16 мм и длиной 70 м, которая подвешивалась в трубах с помощью специального наконечника.

Таблица 7

№ скважины	Интервал бурения, м	Пробурено, м	Диаметр бурения, мм	Тип коронки	Качество пород	Наименование породы и категории	Максимальная проходка за рейс, м/рейс	Средне-рейсовая проходка, м/рейс	Средняя осевая проходка, м/с	Средняя механическая скорость бурения, м/ч	Максимальная скорость бурения, м/ч	Выход зерна, %
419	87,8—213,9	41,0	132	СМ-1	13	V—VII. Мергели, известняки, песчаники	0,0	3,4	5,12	1,95	2,96	100
425	99,8—156,7	56,9	132	БТ-4	24	IV. Глинисто-мергелистая глина	4,0	2,0	4,08	1,6	3,0	90
	156,7—167,4	10,7	132	БТ-4	6	IV. Мергель	3,0	1,8	5,0	3,6	5,35	900—100
141/1	167,4—202,9	35,5	132	СТ-1	11	IV. Перекарбонатная глина и соли	5,0	3,2	6,0	3,45	5,0	100
	202,9—421,7	219,8	93	БТ-4	60	IV. Калийные соли	7,0	3,7	7,0	4,65	8,0	89
	385,7—496,6	100,3	93	БТ-4	23	IV. Калийные соли	7,0	4,31	7,35	5,1	12,1	92—00

Смеситель погружался ниже статического уровня жидкости на 55—65 м.

Разведочное колонковое бурение с использованием эрлифта проводилось по породам VII—X категорий твердосплавными коронками типа СМ и СТ в интервалах глубин 160—380 м.

При этом было установлено, что эрлифтный насос с водоподъемной колонной из труб диаметром 50 мм при расходе воздуха 0,5—1,0 м³/мин не создает необходимой скорости циркуляции обратного потока промывочной жидкости. Накапливающийся в колонковой трубе шлам и заклинивание керна нарушили нормальный процесс бурения. При использовании же эрлифтного насоса с колонной водоподъемных труб диаметром 63,5 мм расход воздуха составлял 0,6—2,0 м³/мин.

При этом создавалась более интенсивная и устойчивая циркуляция промывочной жидкости, что обеспечивало нормальную работу колонкового снаряда.

Сравнительные данные по бурению скважин безнасосным способом и с обратной промывкой, создаваемой эрлифтом, показаны в табл. 8 [5]. Из табл. 8 видно, что

Таблица 8

Показатели	Безнасосное бурение	Бурение с эрлифтной промывкой
Категория пород	8,5	8,5
Объем бурения, м	65,8	41,1
Механическая скорость, м/ч	0,70	1,20
Проходка за рейс, м	1,03	1,79
Производительность, м/смену	2,06	3,38
Выход керна, %	93	100

бурение с эрлифтным насосом диаметром 63,5 мм гораздо эффективнее безнасосного.

Выход керна также выше, чем при безнасосном бурении.

Это объясняется тем, что при бурении с эрлифтом производится систематическое расхаживание колонкового снаряда и разрушение керна.

Эрлифтные насосы с полиэтиленовой воздухоподводящей трубкой испытывались и при алмазном бурении скважин глубиной до 700 м. Результаты испытаний бы-

ли положительные. В то же время испытания эрлифтных насосов в Красноярском ГУ показали, что при бурении в рыхлых вязких породах циркуляция жидкости часто нарушается [5].

Учитывая результаты проведенных испытаний патентной новой техники Красноярского ГУ была разработана и испытана в производственных условиях конструкция эрлифтного насоса, позволяющая бурить как с обратной циркуляцией промывочной жидкости, так и с прямой.

На рис. 24 показана принципиальная схема этого эрлифтного насоса для бурения скважины с прямой циркуляцией промывочной жидкости.

Магнететельным компрессором воздух через смеситель 3 поступает в затрубное пространство и вместе с жидкостью поднимается вверх. Выделяющийся из азрированной смеси воздух выходит из скважины через устье, а жидкость через отверстия водосборника 4 и кольцевой зазор между трубами 1 и 2 поступает к колонковому снаряду, омывает забой и по затрубному пространству течет вверх. При создании обратной циркуляции промывочной жидкости смеситель заменяют (он не сообщается с затрубным пространством). Длина эрлифтной колонны при прямой промывке составляет около 150 м, и при обратной 75—80 м. Для прямой промывки смеситель погружают на 50—70 м ниже статического уровня, что обеспечивает получение перепада давлений 10—12 кг/см².

При обратной промывке смеситель погружают на 55—65 м под статический уровень воды в скважине, что обеспечивает перепад давлений около 5 кг/см².

Конструкция двойной колонны, применяемой при этом, показана на рис. 25. Наружная колонна 1 выполнена из бурильных труб диаметром 63,5 м и имеет стандартное замковое соединение 2, 3.

В качестве воздухопроводной трубы служит прорезиненный шланг 4 диаметром 28/18 мм. Стыкование отрезков шлангов осуществляется с помощью скользящих соединений, состоящих из хвостовика 10 с уплотнительным кольцом 11 и раструба 12.

В зарубежной практике бурения скважины с эрлифтом используются двойные колонны с концентрическим и параллельным расположением труб.

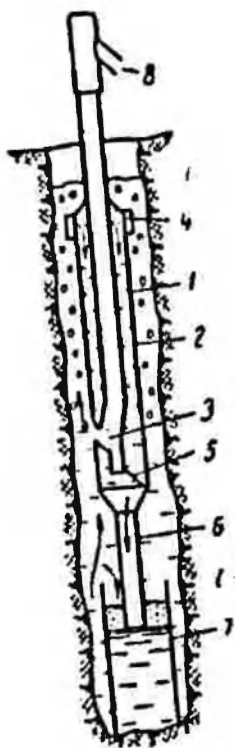
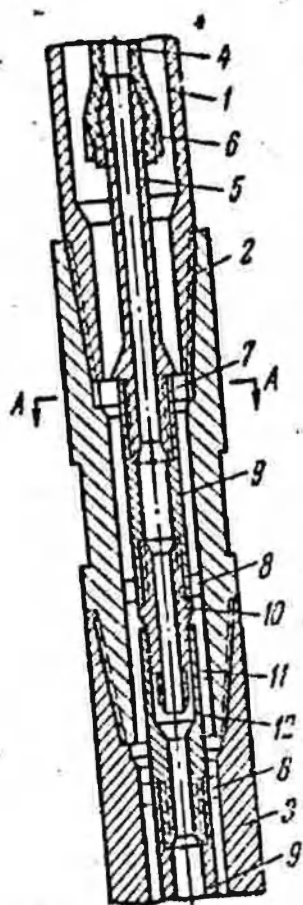


Рис. 24. Принципиальная схема эрлифтного насоса, разработанного в Красноярском ГУ

- 1—паружные трубы;
- 2—внутренняя труба;
- 3—смеситель;
- 4—воздухосборник;
- 5—клапан;
- 6—бурильная труба;
- 7—колодезная труба;
- 8—нагнетательная линия



По А-А

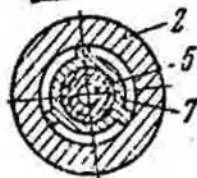


Рис. 25. Конструкция двойной колонны, разработанной в Красноярском ГУ

- 1—бурильная труба 63,5 мм;
- 2—ниппель замка;
- 3—муфта замка;
- 4—порезиненный шланг;
- 5—соединительная трубка;
- 6—конусное кольцо;
- 7—опорное кольцо;
- 8—центрирующее кольцо;
- 9—муфта;
- 10—хвостовик;
- 11—уплотнительное кольцо;
- 12—раструб

На рис. 26 показано фланцевое соединение двойной эрлифтной колонны с параллельным расположением труб, предложенное в ФРГ.

Отрезки труб 2, 3 и 7 снабжены фланцами 4 и 5, через которые проходит труба 1 значительно меньшего диаметра для подвода сжатого воздуха.

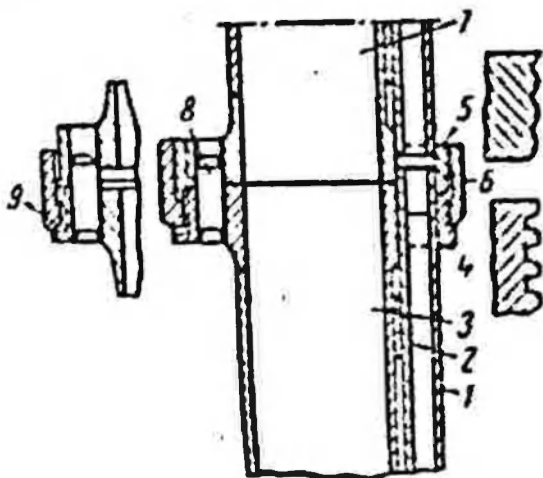


Рис. 26. Двойная эрлифтная колонна с параллельным расположением труб

Оба фланца имеют резьбу и соединяются друг с другом круглой гайкой 6.

Фланец 4 снабжен цилиндрической трапециевидной резьбой, в то время как фланец 5 имеет коническую треугольную резьбу. Гайка 6, располагающая соответствующими резьбами, в положении разъединения труб (на рис. слева), отвинчивается до упора 9 фланца 4. Для обеспечения соосного соединения труб 3 и 7 гайку 6 необходимо повернуть на 1,5—2 оборота. Передача крутящего момента в предлагаемом соединении осуществляется с помощью штифта 8.

В США предложена буровая установка, в которой обратная циркуляция создается нагнетаемым в скважину сжатым воздухом по кольцевому зазору двойной колонны труб (патент США № 3077358). Бурильная колонна состоит из соединенных специальными муфтами наружных и внутренних труб, образующих кольцевой зазор, по которому нагнетается воздух. Воздух подается компрессором к подвешенной на вертлюге специальной головке с воздушным кольцевым каналом.

Оттуда через продольные каналы квадратной штанги и кольцевой канал труб воздух поступает в соединен-

ный с долотом внутренний патрубок, выполняющий роль эмульгатора.

Кольцевой канал труб над эмульгатором перекрыт манжетой с перевернутым V-образным поперечным сечением. Манжета служит обратным клапаном для нагнетаемого воздуха и препятствует попаданию в кольцевой канал промывочной жидкости с забоя. Через боковые отверстия патрубка воздух попадает в осевой канал внутренних труб. Здесь он смешивается с буровым раствором. Аэрированная жидкость поднимается на поверхность и стекает в отстойники.

Из отстойников буровой раствор поступает самотеком обратно в межтрубное пространство и забой.

Б. В. Севелл предлагает в своем патенте № 2537605 от 9/1 1951 г. отработанную схему для бурения с непрерывным отбором керна. Характерным является то, что он использует принцип эрлифта для создания обратной циркуляции. Воздух поступает в скважину по кольцевому зазору, выходит в призабойной зоне через отверстия во внутреннюю трубу, аэрирует жидкость и заставляет ее подниматься вверх, унося куски керна. Промывочная жидкость доставляется на забой простым подливом ее с поверхности. Концентрические трубы соединяются замками с двумя резьбами и с периферическими сверлениями.

Такую же схему использует И. Коста (Италия в патенте № 3077358 от 12/11 1963 (класс 285—133), но только для выноса шлама при роторном бурении. Воздух поступает также по кольцевому зазору между внутренней и наружной трубой. По второму варианту изобретения воздух подается через трубки, соединяющие замки. Интересен способ соединения коаксиальных труб (рис. 27). Наружная труба 1 имеет в нижней части резьбу, на которую навинчивается соединительная муфта 2. Эта соединительная муфта в свою очередь свинчивается с верхней частью внутренней трубы 3, выполненной в виде обратного раструба, в который в свою очередь ввинчивается верхний конец наружной трубы 4. Нижний конец внутренней трубы 5 имеет специальную форму, которая обеспечивает закрепление уплотнения 6. Это уплотнение при свинчивании секций обеспечивает герметизацию внутренней трубы. Для прохода воздуха в нижней части наружной трубы 1 и верхней утолщенной

части внутренней трубы 3 сделаны косые сверления А, которые соединяют через камеру в соединительной муфте 2 кольцевые зазоры двух секций между собой. Таким образом, колонна при спуске и подъеме разъединяется на отдельные секции по резьбе В.

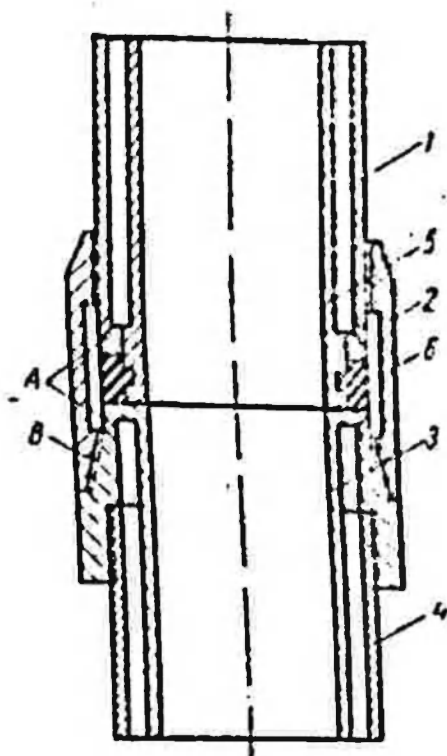


Рис. 27. Конструкция соединения коаксиальных труб, предложенных в Италии

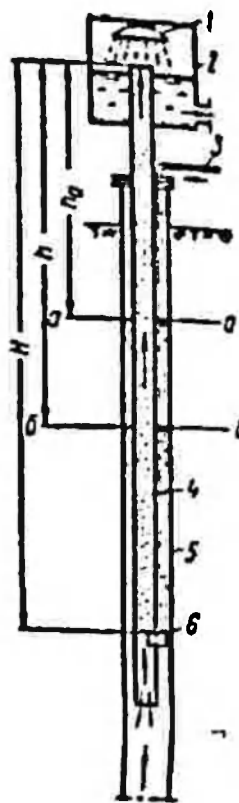


Рис. 28. Принципиальная схема работы эрлифта
1—отражатель; 2—емкость; 3—воздухопроводные трубы; 4—вспомогательные трубы; 5—обсаженные трубы; 6—смеситель

Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой эрлифтом, наиболее эффективно может быть использовано в комбинации с бурением с продувкой воздухом. Кроме того, этот метод создания обратной промывки целесообразно использовать при бурении в условиях поглощения промывочной жидкости.

Расчет эрлифта. Расчет эрлифта для создания обратной промывки должен производиться исходя из внутреннего диаметра бурильных труб и скорости восходя-

шего потока, необходимой для выноса частиц разрушенной на забое горной породы.

Количество поднимаемой эрлифтом воды в первую очередь зависит от глубины погружения смесителя (форсунки), а также производительности и давления компрессора.

Нормальная работа эрлифта определяется величиной отношения глубины погружения смесителя в скважине к высоте подъема воды, считая от динамического уровня до уровня излива (рис. 28). Это отношение называется коэффициентом погружения смесителя

$$K = \frac{H}{h}, \quad (1)$$

где H — глубина погружения смесителя от уровня излива в м;

h — глубина динамического уровня воды в скважине от уровня излива в м.

Эрлифт может работать при различных глубинах погружения смесителя ниже динамического уровня воды в скважине ($H-h$). Однако от этой величины зависит к. п. д. эрлифта. С увеличением глубины погружения смесителя ниже динамического уровня воды в скважине, т. е. с увеличением H и уменьшением h , к. п. д. эрлифта увеличивается.

В табл. 9 показаны изменения к. п. д. эрлифта η , в

Таблица 9

Высота подъема, м	До 15	15—30	30—60	60—90	90—120
k	3—2,5	2,5—2,2	2,2—2	2—1,75	1,75—1,65
η	0,59—0,57	0,57—0,54	0,54—0,5	0,5—0,41	0,41—0,4

зависимости от высоты подъема воды (расстояния от статического уровня воды в скважине до уровня излива) и рекомендуемого при этом коэффициента погружения смесителя k [60].

Из табл. 9 видно, что для наивыгоднейшей работы эрлифта значение k должно быть около 2—2,5 м.

Однако работа эрлифта может осуществляться и при k менее 1,65 и даже менее 1.

Кoeffициенты погружения меньше 1,4 и больше 3 применяются только при кратковременной работе эрлифта.

При определении необходимого количества воздуха для работы эрлифта исходят из закона Бойля — Мариотта, по которому произведение давления газа на его объем есть величина постоянная:

$$p_1 V_1 = pV = \text{const.}$$

Работа на сжатие воздуха при изотермическом процессе от атмосферного давления p до давления p_2 определяется по формуле

$$A = p_1 V_1 \ln \frac{p_2}{p_1},$$

где p_1 — атмосферное давление; p_2 — давление, под которым сжатый воздух подается к смесителю.

Сжатый воздух производит работу A , которая заключается в подъеме воды Q м³/сек на высоту h и равна

$$A_1 = Qh\gamma,$$

где γ — удельный вес жидкости (воды), Т/м³.

Учитывая, что удельный вес воды $\gamma = 1$ Т/м³, а коэффициент полезного действия эрлифта η , вся работа, которая может быть совершена сжатым воздухом, равна

$$A_1 = \frac{Qh\gamma}{\eta} = \frac{Qh}{\eta}.$$

Так как работа на сжатие воздуха равна работе, которую может совершить сжатый воздух, то

$$A = A_1 = \frac{Qh}{\eta} = p_1 V_1 \ln \frac{p_2}{p_1},$$

где V_1 — требуемый объем воздуха при атмосферном давлении p_1 для подъема воды с производительностью Q м³/сек.

Отсюда

$$V_1 = \frac{Qh}{\eta p_1 \ln \frac{p_2}{p_1}}. \quad (2)$$

Если выразить p_2 в м вод. ст., то оно будет равно

$$p_2 = H - h + 10,$$

где $H - h$ — глубина погружения смесителя под динамический уровень в м; 10 — величина атмосферного давления в м вод. ст.

Если разделить обе части уравнения 2 на Q , то получим удельный расход воздуха при атмосферном давлении, необходимый на 1 м³ поднятой воды при данном к. п. д.

$$V_0 = \frac{V_1}{Q} = \frac{h}{\eta_3 \rho_1 \ln \frac{H-h+10}{10}}$$

где ρ_1 — атмосферное давление в Т/м²;

$$\rho_1 = 10 \text{ Т/м}^2;$$

V_0 — удельный расход воздуха в м³ на 1 м³ воды.

Заменяв в формуле натуральный логарифм десятичным и подставив на основании формулы 1 вместо H произведение kh , получим

$$V_0 = \frac{h}{23 \eta_3 \lg \frac{h(k-1)+10}{10}} \quad (3)$$

Потребный объем воздуха для подъема Q м³ воды в 1 мин определяется по формуле

$$V = V_0 Q \text{ м}^3/\text{мин}. \quad (4)$$

Пусковое давление воздуха, необходимое для начала работы эрлифта, определяется по формуле

$$\rho_0 = 0,1 (kh - h_0 + 2), \quad (5)$$

где ρ_0 — пусковое давление воздуха в кг/см²; h_0 — глубина статического уровня воды от уровня разлива в м.

При достижении давления воздуха в нагнетательной линии максимальной величины происходит выброс жидкости из водоподъемной (бурильной) колонны и эрлифт начинает работать. При этом давлении воздуха в воздухоподводящей линии начинает снижаться против пускового и в дальнейшем становится постоянным. Рабочее давление воздуха при установившейся работе эрлифта определяется по формуле

$$p = 0,1 [h(k-1) + 5], \quad (6)$$

где p — рабочее давление воздуха в кг/см².

Расход водовоздушной смеси непосредственно выше смесителя составит

$$q_1 = Q_1 + \frac{V}{(\rho - 1) 60} \cdot \rho$$

где q_1 — расход смеси выше смесителя в м³/сек; Q_1 — расчетный расход воды в м³/сек; ρ — рабочее давление воздуха в кг/см².

Расход смеси при изливе равен

$$q_2 = Q_1 + \frac{V}{60} \cdot \rho \quad (8)$$

где q_2 — расход смеси при изливе в м³/сек.

Задавая скорость подъема смеси, можно определить необходимую площадь сечения водоподъемной трубы:

а) у смесителя

$$S_1 = \frac{q_1}{v_1} \text{ м}^2; \quad (9)$$

б) в месте излива

$$S_2 = \frac{q_2}{v_2} \text{ м}^2. \quad (10)$$

Производительность компрессора должна быть равна:

$$V_k = 1,1 - 1,2 V \text{ м}^3/\text{мин}. \quad (11)$$

Рабочее давление компрессора p_k

$$p_k = p + \Sigma p_p \text{ кг/см}^2, \quad (12)$$

где Σp_p — сумма потерь давления в воздухоподводящей линии.

Обычно она меньше 1 и в среднем составляет 0,4—0,7 кг/см². Расчетная мощность на валу компрессора

$$N_k = N_0 \bar{V}_k p_k \text{ кет}, \quad (13)$$

где N_0 — удельная мощность на валу компрессора в кет.

Зависимость удельной мощности компрессора N_0 от величины рабочего давления p_k показана в табл. 10. Фактическая мощность на валу компрессора:

$$N_e = 1,25 N_k \text{ кет}. \quad (14)$$

Полный к. п. д. эрлифтной установки η_e

$$\eta_e = 1000 \frac{Q_1 h}{N_e 75 \cdot 1,3} \quad (15)$$

Таблица 10

Рабочее давление, кг/см ²	1	2	3	4	5	6	7
Удельная мощность на валу компрессора, квт	1,472	1,4	1,25	1,18	1,10	1,03	0,933

В связи с тем, что коэффициент полезного действия эрлифта невысок и составляет в среднем около 0,5, то этот метод создания обратной промывки должен быть ограничен теми условиями, о которых указано выше.

Г. Оборудование для бурения скважин с обратной промывкой с отсосом

Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой способом отсоса, широко используется в зарубежной практике бурения скважин большого диаметра.

Известно несколько десятков установок для бурения с обратной промывкой, выпускаемые различными фирмами ГДР, США и ФРГ.

В подавляющем большинстве случаев это установки с роторными вращателями и свободной подачей инструмента с лебедки. В последнее время начали появляться установки с подвижным вращателем и гидравлической подачей. Подвижные вращатели имеют гидравлический привод. Чаще всего это одно- или двухступенчатый редуктор с приводом от одного или двух гидромоторов. В целом ряде установок ротор приводится также через двухступенчатый редуктор от гидромоторов. Гидромоторы приводятся в действие маслонасосами с регулируемой производительностью. Это дает возможность безступенчато регулировать скорость вращения ротора в двух диапазонах.

В отдельных установках, как например, «30—50 Хидро — Риг», гидрофицирована работа лебедок, цилиндров подъема мачты, центробежного насоса, ударного механизма, установочных домкратов и других рабочих механизмов.

При применении механических трансмиссий (карданных валов и тексропных передач) установка оснащает-

ся трех- или пятиступенчатой коробкой передач с односкоростным реверсом.

Установки оснащены двух- или трехбарабанными лебедками с индивидуальным включением в работу.

Установки монтируются на одноосном или двухосном прицепе. Некоторые выпускаются в двух модификациях — на прицепе и на автомашине, двигатель которой используется для привода рабочих механизмов установки (вращателя, лебедки и насоса).

Для того чтобы сделать установки более универсальными и расширить их технологические возможности, в установках закладывается возможность бурения скважин большого диаметра несколькими способами: вращательного с прямой и обратной промывкой и ударноканатного.

В табл. 11 дана характеристика установок для бурения скважин глубиной до 100 м.

Обратная промывка в установках этой группы создается с помощью центробежных и в водоструйных насосов производительностью 1000—2000 л/мин или эрлифтом с использованием компрессоров производительностью 2 м³/мин (установка ГН-1). Для бурения с отсосом жидкости в установке К2/С-100, кроме центробежного насоса имеется вакуумный насос типа Л60/2J производительностью 40 м³/ч, с емкостью вакуумной камеры 0,25 м³. Для ударно-канатного бурения установка оснащена вторым барабаном, имеющим 5 ступеней включения. Канатная тяга последнего 3200/1800/1000/600/375 кг при соответствующих скоростях наматывания: 0,4/0,75/1,3/2,15/3,4 м/сек. Диаметр каната 16 мм и длина 130 м. Высота подъема ударного инструмента — 450 и 650 мм, вес 1500 кг; число ударов в минуту — 42 (вторая скорость).

Характеристика установок для бурения скважин глубиной до 200 м дана в табл. 12 и свыше 200 м в табл. 13.

При сравнении характеристик буровых установок, предназначенных для бурения скважин большого диаметра с обратной промывкой, в зависимости от глубины бурения можно отметить следующее. Для установок глубиной бурения свыше 300 м характерно, по сравнению с установками до 100 и 200 м, увеличение возможного диаметра бурения и диаметра проходного сечения ротора примерно в 1,5—2 раза. Про-

Таблица 11

Параметры технической характеристики	Тип установки		
	K2/S-100 (ГДР)	St-1 «Альфред Вирт» (ФРГ)	GH-1 «Альфред Вирт» (ФРГ)
Глубина бурения, м	100	150	100
Диаметр бурения, мм	260/350/480/650	300	500
Диаметр бурильных труб, мм	—	73	102
Способ создания обратной промывки	Центробежный и вакуумнасос	Водоструйный	Эрлифт
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	680	—	520
Скорость вращения снаряда, об/мин	8,5; 16; 28; 46; 73 и 11,5 левого и правого вращения	35—300	20—115
Тип подъемника	Лебедка с гидрориводом	Двухбарабанная лебедка	—
Натяжение каната, T	2000; 1100; 0,60; 0,375; 0,235	0,8	—
Скорость наивки каната, м/сек	0,67; 1,25; 2,5; 3,6; 5,7	0,65	—
Высота мачты, м	10,5	7,0	9,0
Нагрузка на кронблок, T	12,6	2,5	7,5
Производительность насоса, л/мин	1660	2000	—
Мощность привода, л. с.	30 кв	22	40
Вес установки, т	11,0	3,5	5,0
Тип транспортной базы	Трейлер	Прицеп	Прицеп

порционально увеличивается также нагрузка на кронблок (с 7—12 T в установках до 100 м до 25—50 T — в установках свыше 300 м), мощность привода (с 20—40 л. с. до 100—200 л. с.), а также вес установок (с 3,5—11 т до 15—20 т).

В то же время такие показатели, как диаметр бурильных труб, скорость вращения бурового инструмента и высота мачты почти не изменяются, а если и изменяются, то значительно, как это видно из табл. 12.

При медленно-вращательном бурении скважин большого диаметра с обратной промывкой применяются шарошечные долота и лопастные долота режущего типа. Первые применяются при бурении по мягким породам, а вторые по породам средней и выше твердости. Из ло-

Параметры технической характеристики	«Старривал-Франкс» (США) RC-100	«Слид-Стар Кейстон» (США) RC-102	«Альфред Пирт» (ФРГ) G11-2	«Фейлинг» (США)	
				Jet-A	RD-600
Глубина бурения, м	180	180	200	180	180
Диаметр бурения, мм	1520	1520	1000	1270	1600
Диаметр бурильных труб, мм	460	460	—	—	470
Диаметр бурильных труб, мм	152	152	127	—	—
Способ очистки забоя	Центробежный насос		Эр-лифт	—	Центр.
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	787	787	770	450	800
Скорость вращения спаряда, об/мин	5 скоростей	5, 11, 20, 33, реверс 4	20, 60	22—98 (5 скоростей), реверс	—
Тип подъемника	Двухбарабанная лебедка				
Натяжение каната, Т	7	1,2; 5,4	4; 2,75; 1,35	—	6,7
Скорость навивки каната, м/сек	—	1,08; 0,55; 0,32; 0,11	3,1; 5; 1,0	—	—
Высота мачты, м	12	12	—	14,6	—
Нагрузка на кронблок, Т	27	27	26	27	18
Производительность насоса, л/мин	4000	4000	—	—	4100
Производительность компрессора, м ³	—	—	—	—	—
Мощность привода, л. с.	80	80	2,7 60	—	—
Вес установки, т	15	12	11,8	—	—
Тип транспортной базы	Трейлер	Трейлер	Прицеп	9	Полуприцеп

Таблица 12

«Зальцгиттер» (ФРГ)			«Калверт Дрилл Со» (США) 150А, 200А	«Портадрилл» (США) RV6	«Ганнелъ Луер» (ФРГ)		«Хидро-Риг» «Стар- дрилл Кейст-Фрай- ко» (США) 30—50	ГДР КБ/S150
SF-20	PS-150	SW-200			«Дуплекс» DI	«Мультифор» MI, MI/M3		
—	180	200	180	225	200	200	180	150
—	1200	4100	4800—	1524	1448—	1448—	2000—	489—900
—	152	—	300	—	457	457	460	—
—	—	—	142—	152—	152	152	152	—
—	—	—	208	203	—	—	—	—
робежный насос			Центробеж- ный насос и эрлифт		Центробежный насос		Центробеж- ный и ваку- умный на- сосы	
800	300	—	1200	762	Подвижный вращатель с гидроприводом		762	680
0—38	0—120	0—42	—	8—55	0—166	0—106	8, 16, 32	48; 8,5; 15; 24,5; 39 и 6 левого и правого вращения
Трехбарабанная лебедка			Двухбара- банная ле- бедка		—	Трехба- рабанная лебедка	Двухбарабанная лебедка с гидро- приводом	
—	5,3; 1	5	7; 4,5	—	4,7; 1,3	4,7; 3,3; 1,3	3,8	2,0; 1,1; 6,63; 0,375; 0,235; 0,67; 1,25; 2,15; 3,6; 57
—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,5	11,9	11,9	—	8,2	13	13	9	10,5
—	22	24	—	15	20—25	20—25	12	20
4000	—	4000	—	3800	—	—	2400	4100
—	—	—	—	—	—	—	—	—
56	66—84	56	120	40	62	82	40	40 кв
—	13,5	13,5	—	—	12	13	7	13,5
Пслу- прицеп	При- цеп	При- цеп	Авто- маши- на	Трей- лер	При- цеп	—	Трейлер	

Параметры технической характеристики	«Альфред Вирт» (ФРГ)					«Спид-Стар-Кей-стон» (США)		ГДР
	GH ₁	GH _{1-L}	GH ₂	GH _{2-L}	St-3	SORC	SS-SORC	KB/S250
Глубина бурения, м . . .	300	300	400	400	500	450	450	250
Диаметр бурения, мм . . .	1000	1000	1500	1500	1000—250	1300	1500	750—1500
Диаметр бурильных труб, мм	152	152	203	203	114	114—203	114—203	—
Способ очистки забоя . . .		Эрлифтный			Воло-струйный насос	Эрлифтный и прямая промывка		Центробежный и вакуумный способы
Диаметр проходного отверстия, мм	1020	1020	1520	1520	—	400	—	680
Скорость вращения снаряда, об/мин	20, 30, 60	Реперс — 35			60—80	(10 скоростей) 67,7—183 реперс—18		4,5; 8,5; 15; 24,5; 30 и 6 левого и правого вращения
Тип подъемника	Трехбарабанная лебедка	Двухбарабанная лебедка	Трехбарабанная лебедка	—	—	Двухбарабанная лебедка		—
Натяжение каната, Т . . .	4,5; 3; 1,5	—	5; 3,3; 1,7	—	4	6,8; 3,6	6,8; 3,6	2; 1,1; 0,63; 0,375; 6,235
Скорость навивки, м/сек	1; 1,5; 3	—	1; 1,5; 3	—	—	—	—	0,67; 1,25; 2,15; 3,6; 10,4
Высота мачты, м	12	12	15	12	18,5	13,8	13,8	—

Продолжение табл. 13

Параметры технической характеристики	«Альфред Вирт» (ФРГ)					«Спид-Стар-Кей-стон» (США)		ГДР
	GH ₁	GH _{1-L}	GH ₂	GH _{2-L}	St-3	SORC	SS-SORC	KB/S250
Нагрузка на кронблок, Т	30	—	50	—	40	25	25	20
Производительность насоса, л/мин	—	—	—	—	5000	—	—	8000
Производительность компрессора, м ³ /мин . . .	5,6	6	11	10	—	17	23	—
Мощность привода, л. с.	100	900	150	150	120	172—220	172—220	50
Вес установки, т	14,8	14,8	22,8	22,8	18	15—17	10—12	15
Тип транспортной базы	Двухосный прицеп					Автомашина или прицеп		

пастных долот наибольшее распространение получали четырех- и трехперые долота. Некоторые из них по наружному диаметру имеют укрепленное на лопастях калибрующее кольцо, которое улучшает центрацию долота и снижает разработку ствола скважины. Некоторые долота выполняются со смещенными лопастями. С колонной бурильных труб эти долота имеют фланцевое соединение.

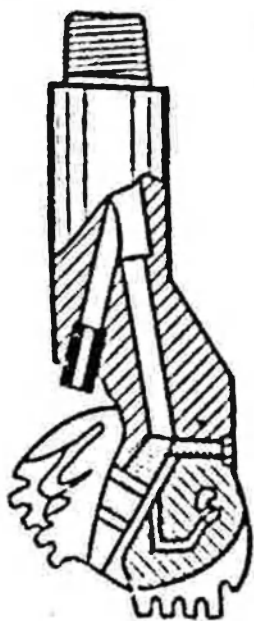


Рис. 29. Одношарошечное долото

При бурении скважин диаметром более 0,5 м по перемежающимся породам наибольшее распространение получили эксцентричные одношарошечные долота (рис. 29), которые позволяют создавать повышенное удельное давление на забой. Кроме того, такие долота дают возможность производить бурение скважин с одновременной обсадкой.

Стандартные многошарошечные долота с расчлененным многоступенчатым забоем и вырезанной диафрагмой для отсоса шлама применяются значительно реже.

При бурении по мягким породам долотами диаметром 1200 мм нагрузка на забой не превышает 9 Т, что составляет примерно 80 кг на 1 см долота. В крепких породах удельное давление на 1 см долота повышают до 300—400 кг.

По зарубежным данным механические скорости при медленно-вращательном бурении без промывки составляет 1,2—2,5 м/ч, а с обратной промывкой в целом по скважине находятся в пределах 7—12 м/ч. По сообщениям западногерманских фирм, скважины глубиной 500 м и диаметром 450—250 мм проходились за 3—4 дня. Бурение скважин диаметром 1,0—1,5 м на глубину 100—150 м осуществлялось за одни сутки [27].

В отечественной практике бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости из скважины, в последнее время начало находить все большее распространение. Целым рядом организаций разрабатывается техника и технология бурения с методом обратной промывки.

Глава III

БУРЕНИЕ СКВАЖИН С ОБРАТНОЙ ПРОМЫВКОЙ, СОЗДАВАЕМОЙ ПУТЕМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ПРЯМОГО ПОТОКА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ

Сущность бурения при этой системе промывки заключается в следующем.

Промывочная жидкость при бурении подается с поверхности к забою насосом по колонне бурильных труб. В призабойной зоне промывочная жидкость выходит в затрубное пространство, оmyвает забой и породоразрушающий наконечник, поступает внутрь колонковой трубы, а оттуда вновь попадает в затрубное пространство, по которому поднимается вверх до устья скважины.

Эта система промывки дает возможность бурить скважины с обратной промывкой в условиях поглощения промывочной жидкости.

Кроме того, для ее осуществления не требуется какого-либо специального наземного оборудования.

Для бурения скважин с промывкой по такой схеме применяются колонковые снаряды, снабженные специальными переходниками, или пакерами механического (нажимного) и гидравлического принципа действия.

Как утолщенные переходники с системой промывочных каналов, так и пакеры служат для создания дополнительного сопротивления или полного перекрытия ствола скважины выше канала, предназначенного для выхода в затрубное пространство струи промывочной жидкости. Это заставляет жидкость поступать к забою и создавать обратный поток жидкости в колонковом снаряде.

На рис. 30 показана простейшая схема колонкового снаряда со специальным переходником, предназначен-

ним для преобразования прямого потока жидкости обратный к призабойной зоне. Снаряд состоит из породоразрушающего наконечника 1, колонковой трубы 2, кернорвателя 3 и специального переходника 4, оснащенного

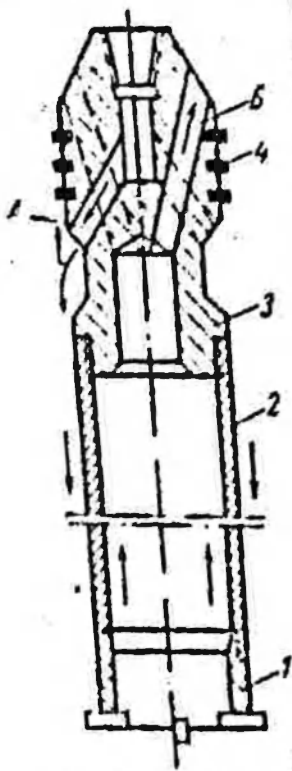


Рис. 30. Колонковый снаряд со специальным переходником — центратором

твердосплавными резцами и имеющими две системы промывочных каналов А и Б. Наружный диаметр переходника равен диаметру породоразрушающего инструмента, в связи с чем он играет, кроме всего прочего, роль центратора-расширителя. Такой переходник стабилизирует работу колонкового снаряда, улучшая центрацию последнего, и тем самым улучшает условия образования и сохранения керна. Улучшаются также условия работы породоразрушающего инструмента и всего колонкового снаряда.

Иногда на поверхности переходников-центраторов нарезают винтовые канавки, направленные в противоположную сторону вращения снаряда. Наличие канавок при вращении снаряда как бы создает подпор (дополнительные гидравлические сопротивления) выходящей ниже переходника промывочной жидкости.

Промывочная жидкость, подаваемая с поверхности насосом по колонне буровых труб, доходит до переходника и по каналам А выходит в затрубное пространство, омывает породоразрушающий наконечник, затекает внутрь колонковой трубы, откуда по промывочным каналам Б вновь выходит в затрубное пространство и поднимается на поверхность.

Колонковые снаряды подобной конструкции применялись и применяются в ряде геологоразведочных организаций. Основным недостатком снарядов этого типа является возможность прижога коронки при утечки значительного количества или всей промывочной жидкости и возникновения значительных гидравлических сопротивлений в снаряде при заполнении его керном.

Разновидностью конструкции снарядов этого типа

являются двойные колонковые снаряды, у которых промывочная жидкость к забою подается через переходник по кольцевому зазору между наружной и внутренней колонковыми трубами и промывочные каналы в породоразрушающем наконечнике. Далее поток промывочной жидкости идет по внутренней керноприемной трубе и через соответствующие каналы в верхнем переходнике выходит в затрубное пространство и поднимается на поверхность.

К этой же группе можно отнести и двойные колонковые снаряды с комбинированной, или частичной обратной промывкой, когда поток промывочной жидкости при выходе из породоразрушающего наконечника на забой раздвигается. Одна часть жидкости течет через внутреннюю керноприемную трубу, а вторая по затрубному пространству между наружной колонковой трубой и стенками скважины.

Типичным представителем колонковых снарядов с комбинированной промывкой является колонковый снаряд ЗКС-112, разработанный СКБ Министерства геологии СССР.

Снаряд предназначен для бурения геологоразведочных скважин диаметром 112 мм колонковыми штыревыми четырехшарошечными долотами типа БДК-112К в породах VIII—XI категорий по буримости. Диаметр полученного керна 44 мм. Колонковый снаряд состоит из следующих основных узлов: корпуса, подвески, внутренней керноприемной трубы и кернорвательного устройства (рис. 31).

Корпус может состоять из одной трубы 2 или двух труб 2 и 4, соединенных nippleм-центратором 3. Для придания большей жесткости снаряду эти трубы изготовлены из толстостенной nippleльной заготовки. На концах труб корпуса нарезаны одинаковые внутренние резьбы, нижняя из которых служит для соединения с долотом 1, верхняя — для сочленения с узлом подвески, состоящим из переходника 6 и шпинделя 7, смонтированного на радиальном замковом подшипнике 9 с уплотнителями 8 и 10. Подшипник собирается через отверстие в переходнике, в которое затем завинчивается палец 5. В шпиндель 7, имеющий осевое сквозное отверстие, на резьбе ввинчивается гнездо обратного клапана 12. Снаряд комплектуется тремя гнездами с различ-

ными диаметрами отверстий. Отверстие гнезда закры-
 вается шариком клапана 11.
 В переходнике 6 имеются две группы отверстий.
 Одна из групп соединяет внутреннюю полость буриль-

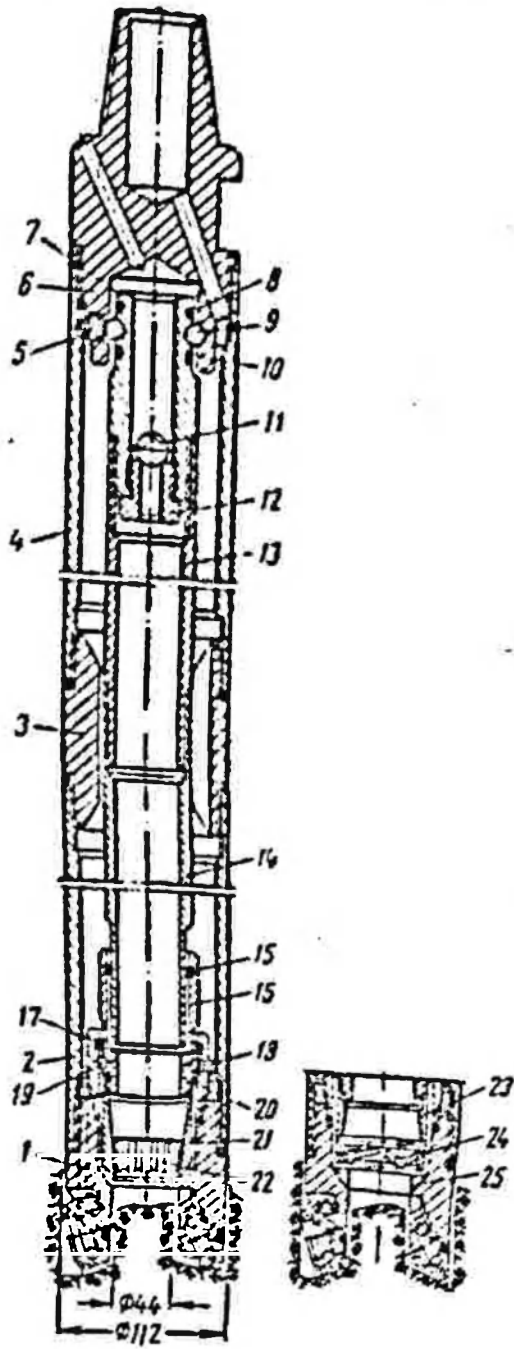


Рис. 31. Колошковый снаряд ЗКС-112

ных труб с межтрубным пространством, другая связывает внутреннюю полость керноприемной трубы через осевое отверстие в шпинделе 7 с затрубным пространством.

К нижнему концу шпинделя присоединена керноприемная труба. Она, как и корпус, может состоять из одной или двух колонковых труб 13 и 14. Ниппель-центриратор 3 предохраняет 12-м керноприемную трубу от прогиба. Трубы 2 и 4, 13 и 14 попарно взаимозаменяемы. Поэтому снаряд можно собирать длиной 6 или 12 м, что зависит от установленной проходки на рейс.

Нижний конец керноприемной трубы входит во внутреннюю обойму 16 кернорвательного устройства. Внутренняя обойма смонтирована на радиальном замковом подшипнике 19 в наружной обойме 20, в отверстии которой ввинчен палец 18. Резиновые кольца 15 и 17 предназначены для уплотнения соединений.

На нижний конец внутренней обоймы 16 навинчивается конусный наконечник 21 или распорная втулка 23. Наконечник 21 устанавливается при кернорвателе пружинного типа 22, а втулка 23 — при собачковом кернорвателе 24 с конусным кольцом 25.

Количество промывочной жидкости, проходящей внутри керноприемной трубы, регулируется установкой гнезд 12 обратного клапана с различными диаметрами отверстия.

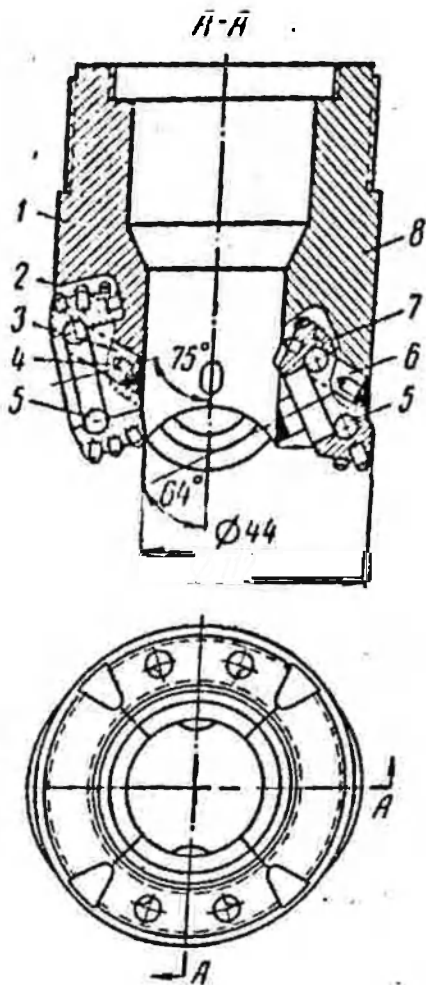


Рис. 32. Колонковое долото БДК-112К

1, 8—лапы; 2, 7—шарошки; 3, 6—пальцы; 4—штифт; 5—подшипник

Конструкция колонкового снаряда позволяет осуществлять частичную обратную промывку, способствующую при постановке снаряда на забой надлежащей очистке от шлама внутренней полости керноприемной трубы. Обратная промывка увеличивает выход керна, так как в этом случае уменьшается возможность его самозаклинивания.

На рис. 32 показано долото БДК-112К, применяемое со снарядом ЗКС.

Техническая характеристика снаряда

Тип снаряда	Двойной, с неперевращающейся керноприемной трубой
Наружный диаметр корпуса, мм	108
Толщина стенки корпуса, мм	6,75
Наружный диаметр керноприемной трубы, мм	57
Толщина стенки трубы, мм	3,75
Длина, м	6 или 12
Присоединительная резьба переходника	3Н2 7/8", ГОСТ 5286—59
Вес, кг:	
при длине 6 м	140
при длине 12 м	250
Наибольший эффект колонковое долото и снаряд обеспечивают при следующих режимах бурения:	
скорость вращения, об/мин	150—250
количество промывочной жидкости, л/мин	200
нагрузка на долото, кг	2500—3500

В Томском политехническом институте разработан двойной колонковый снаряд типа ДКС-1-ТПИ, который принят к серийному производству в тресте Кузбассуглегеология [53].

Колонковый снаряд обеспечивает бурение скважин с комбинированной прямой и обратной циркуляцией промывочной жидкости. Раздвоение потока промывочной жидкости, закачиваемого с поверхности насосом по колонне бурильных труб, происходит в призабойной зоне непосредственно в колонковом снаряде (рис. 33). Последний состоит из двух основных узлов: подвижного и неподвижного.

Подвижной узел имеет возможность осевого смещения по отношению к неподвижному, связанному посредством переходника 20 с колонной бурильных труб.

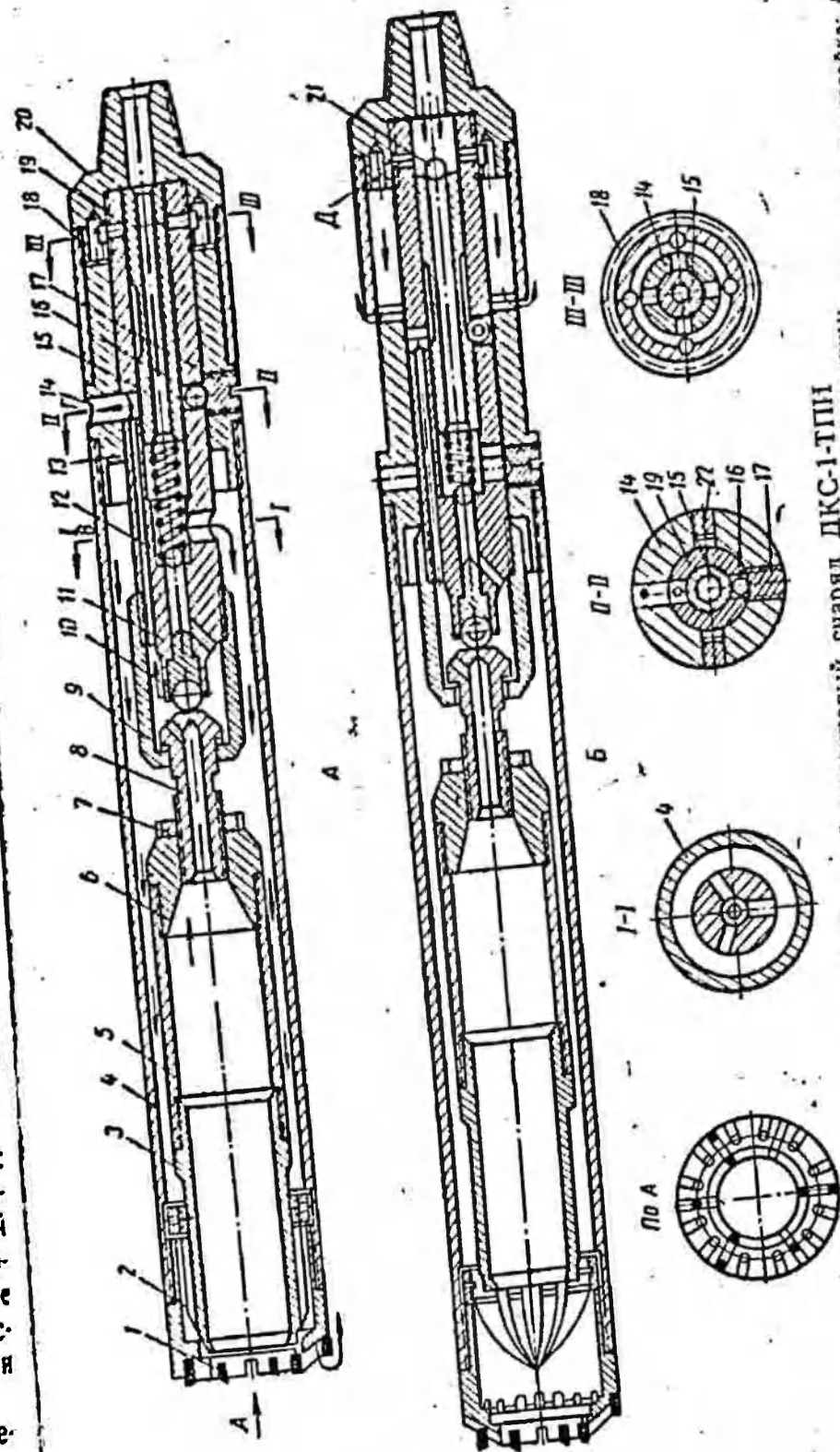


Рис. 33. Двойной колонковый снаряд ДКС-1-ТПИ

А—снаряд во время бурения; Б—снаряд перед подъемом из скважины; 1—коронка; 2—кернодержатель; 3—приемный стакан; 4—труба 89X90 мм; 5—труба 73X56 мм; 6—переходник; 7—контргайка; 8—регулируемый винт; 9—корпус; 10—шарик диаметром 14 мм; 11—шарик диаметром 20 мм; 12—шарик диаметром 13 мм; 13—пружина; 14—корпус; 15—шарик диаметром 15 мм; 16—шарик диаметром 14 мм; 17—пружина; 18—шарик диаметром 13 мм; 19—шарик диаметром 13 мм; 20—переходник; 21—шарик диаметром 13 мм; 22—заглушка.

Подвижной узел состоит из коронки 1, кернодержателя 2, наружной трубы 4 и корпуса 14. Все остальные детали снаряда относятся к неподвижному узлу. Подвижной узел удерживается (фиксируется) по отношению к снаряду с помощью шарика 16, который удерживается в гнезде 21 при спуске снаряда и бурении. Вращение коронки 1 передается через выступы на шпинделе 19 и продольные пазы на корпусе 14. При подъеме снаряда шарик 16 находится во впадине золотника 15 и удерживает его в нижнем положении, что обеспечивает слив промывочной жидкости из бурильных труб в скважину через каналы Д.

Внутренняя труба 5 с керноприемным стаканом 3 подвешена с помощью переходника 6 и регулировочного винта 8 и в процессе бурения не вращается, что достигается введением шаровой пяты.

Колонокковый снаряд спускается в скважину без шариковых клапанов 12 и 21. Не доходя до забоя снаряд промывают и затем забрасывают шарик 12 диаметром 13 мм и приступают к бурению. Промывочная жидкость через осевой канал золотника 15 и радиальный канал шпинделя 19 по кольцевому межтрубному зазору поступает на забой, оmyвает коронку и выходит в затрубное пространство. Частично промывочная жидкость заходит в керноприемную трубу и по отводным каналам в болте 8, корпуса подпятника 9 и канал в шпинделе 19 изливается в скважину через канал Г.

По окончании бурения бросается шарик 21 диаметром 16 мм и снова включают в работу насос. При повышении давления в трубах золотник смещается вниз, сжимая пружину 13 до открытия каналов Д. Давлением жидкости корпус 14 выталкивается из направляющего цилиндра 18. Шарик 16 западает во впадину золотника 15 и размыкает корпус колонковой трубы со шпинделем 19. При спаде давления снаряд отрывается от забоя на 5—7 см и давление падает до нормального. Это служит сигналом тому, что керноприемная труба поднялась вверх относительно наружной трубы 4 и керноудерживающее устройство перекрыло выходное торцевое отверстие керноприемника (положение Б).

После этого снаряд поднимают из скважины.

Колонковый снаряд предназначен для бурения по углю. Результаты испытаний снаряда см. в табл. 14.

Таблица 14

Название партии	Глубина забоя, м	Проходка на рейс, м	Режим бурения			Число рейсов	Выход мерзла, %		
			осевое усилие, кг	скорость вращения бурового скрепата, об/мин	количество промывочной жидкости, л/мин		минимальная	средняя	процент к норме
Левобережная	18,9—285,6	0,13—1,70	300—1200	182—237	120—180	19	60,0	93,4	170
Глушинская	41,5—802,2	0,15—1,65	500—800	102—237	150—180	22	66,7	97,6	139
Тугаянская	142,45—287,65	0,12—1,18	600—1200	102—237	100—200	6	30,0	74,3	135
Беловская	54,6—274,7	0,24—2,00	600—1300	153—237	100—180	17	71,4	97,0	176
Уральская	57,3—200,6	0,20—2,00	700—1000	102—1000	100—180	13	51,3	70,0	127

Из приведенной табл. 14 видно, что применение данного снаряда обеспечивает выход керна на 127—170% по отношению к норме.

Повышение производительности этим снарядом достигается в результате бурения на форсированных жимах и увеличенной проходке за рейс.

Недостатком колонковых снарядов подобной конструкции является невозможность контроля и регулировки обратного потока промывочной жидкости проходящего по внутренней керноприемной трубе.

Однако зашламование или прижог породоразрушающего наконечника в этих снарядах исключены.

Оригинальный снаряд для осуществления комбинированной призабойной циркуляции показан на рис. 3.

Снаряд состоит из трех частей: верхняя — обычная двойная колонковая труба; средняя — конический переходник для обратной промывки; нижняя часть — короткая колонковая труба. Диаметр нижней колонковой трубы равен диаметру внешней двойной колонковой трубы. Ее длина обычно 0,5—0,7 м, максимальная длина не более 1,5 м.

При бурении промывочная жидкость по кольцевому зазору между стенками наружной 2 и внутренней 3 трубой проходит снаружи конического переходника. Вследствие того, что коронка 5 внешней колонковой трубы препятствует прохождению промывочной жидкости, то большая ее часть поступает к нижней коронке 9, меньшая часть возвращается к устью. Промывочная жидкость поступающая на забой, проходит внутрь колонковой трубы 8, открывает шарик 6 и поступает во внутреннюю трубу 3 снаряда, а затем вытекает через выходные отверстия переходника 1 и захватывается восходящим потоком. Таким образом происходит призабойная обратная промывка.

Шлам осаждается непосредственно во внутренней трубе 3 снаряда. Вследствие этого скважина в процессе бурения остается чистой.

Недостатком этого снаряда является трудность регулировки обратного потока промывочной жидкости вследствие чего возможны прихваты колонкового снаряда шламом.

Зашламовывание снаряда отмечается по повышению крутящего момента. Предотвратить зашламовывание

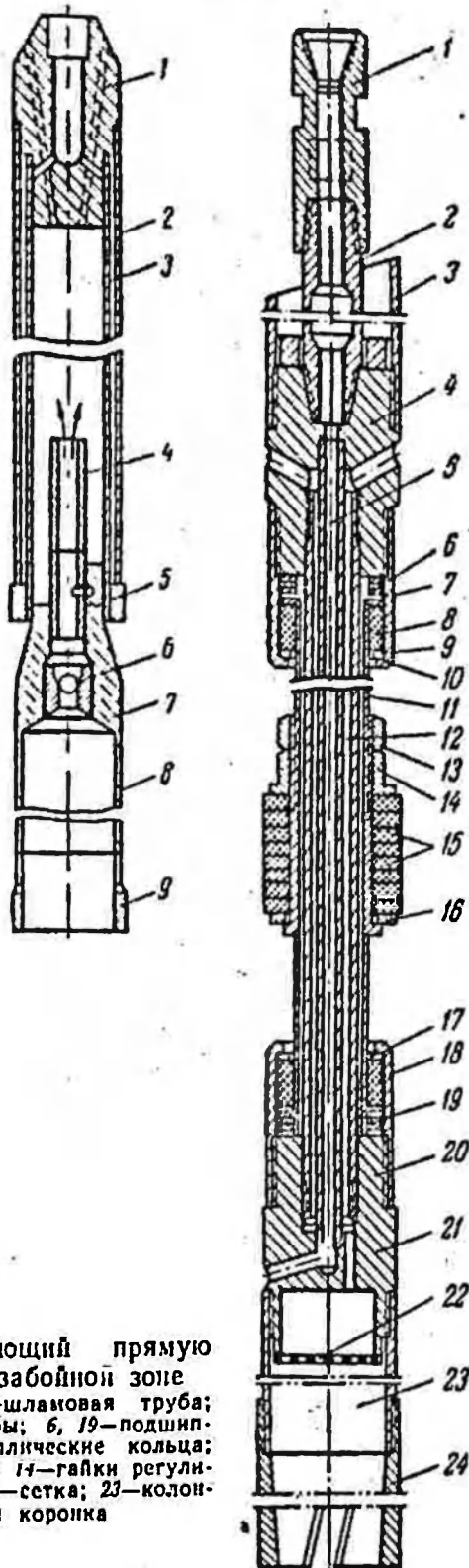


Рис. 34. Снаряд для комбинированной призабойной промывки

1—переходник; 2—погружная колонковая труба; 3—внутренняя колонковая труба; 4—шламовая труба; 5, 9—коронки; 6—шарик; 7—переходник; 8—кернаприемная труба

Рис. 35. Снаряд, преобразующий прямую промывку в обратную в призабойной зоне

1—муфта; 2—бурильная труба; 3—шламовая труба; 4, 21—переходники; 6, 11, 12—трубы; 6, 19—подшипники; 7, 9, 16, 17—упорные металлические кольца; 8, 18—сальники; 10, 20—крышки; 13, 14—гайки регулировочные; 15—резиновые кольца; 22—сетка; 23—колонковая труба; 24—дробовая коронка

возможно расходом снаряда и повышением количества подаваемой жидкости. Наиболее совершенными колонковыми снарядами этой группы являются те, которые для преобразования прямой циркуляции жидкости в обратную оснащены пакерами.

Пакеры полностью перекрывают затрубное пространство и таким образом создают надежный регулируемый с поверхности обратный поток промывочной жидкости.

Подобные колонковые снаряды разработаны в тресте Кривбассгеология и применяются при бурении в трещиноватых породах в условиях поглощений промывочной жидкости.

Колонковый снаряд с пакером механического принципа действия показан на рис. 35. Пакер составлен из резиновых колец 15 с наружным диаметром, равным диаметру скважины [46].

Резиновые кольца насажены на трубу 11, опирающуюся на подшипники 6 и 19. Внутри снаряда проходит труба 5, по которой промывочная жидкость подается под пакер, который при создании давления на забой перекрывает затрубное пространство. Вследствие этого поток жидкости направляется в колонковую трубу 23 и по кольцевому каналу между трубами 5 и 12 выходит через боковые каналы переходника 4 выше пакера в затрубное пространство и далее на дневную поверхность. Для предотвращения прохождения жидкости между трубами концы последних уплотняются сальниками 8, 15, размещенными в крышках 10 и 20. Сальники и пакер имеют упорные металлические кольца 7, 9, 16, 17. Регулирование пакера по диаметру достигается с помощью гаек 13 и 14. Для улавливания мелкого шлама снаряд снабжен шламовой трубой 3. Крупный шлам задерживается внутри колонкового снаряда сеткой 22.

Основным недостатком снаряда является быстрый износ резиновых колец пакера, вследствие трения их о стенки скважины как в процессе бурения, так и при спуске и подъеме снаряда из скважины. Этот основной недостаток устранен в колонковом снаряде с гидравлическим пакером, показанным на рис. 36.

В нижней части колонны бурильных труб проходит центральная трубка 2, которая подсоединена к колонковому снаряду 15. Выше на трубе 9 располагается гидравлический пакер 8 и шламовая труба 3. Истирание



Рис. 36. Снаряд с гидравлическим пакером
 1—бурильная труба; 2—центральная трубка; 3—шламовая труба; 4—сальник; 5—прокладка; 6—муфта; 7—клапан; 8—пакер; 9—труба; 10—муфта; 11—конус; 12—переходник; 13—клапан; 14—пружина; 15—колонковый снаряд

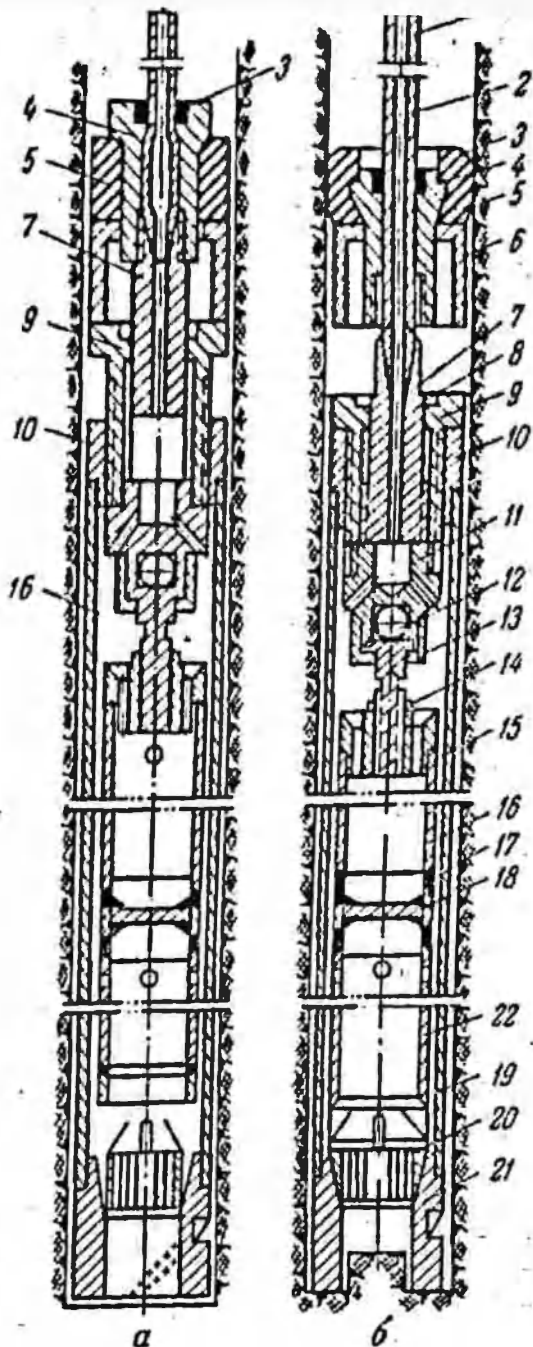


Рис. 37. Колонковый снаряд с пакером, разработанный КазИМС:
 а—перед началом бурения; б—в процессе бурения.

1—штанга; 2—волопроводная труба; 3—конус; 4—штулка резиновая; 6—пакер; 6—стакан опорный; 7—шпindelь; 8—сальник; 9—муфта винтовая; 10—переходник; 11—пробка; 12—шарик; 13—гайка; 14—винт опорный; 15—переходник; 16—шламосборник; 17—ниппель; 18—перегородка; 19—колонковая труба; 20—керноразтель; 21—дробовая коронка; 22—керноприемник

пакера при спуске его в скважину предотвращается с помощью металлических прокладок 5. Для исключения перемещения пакера в процессе спуска его в скважину служат муфта 10 и конус 11, посаженные жестко соответственно на трубе пакера и бурильной трубе.

Промывочная жидкость по бурильным трубам 1 и центральной трубке 2 частично поступает через канал а и обратный клапан в полость пакера и распирает последний. Перепад давления для срабатывания пакера создается клапаном 13. При его открытии промывочная жидкость выходит ниже пакера через отверстие б в переходнике 12, поступает в затрубное пространство и далее внутрь колонкового снаряда. Затем через канал в и кольцевому пространству между бурильными трубами и трубкой 2 и через канал г промывочная жидкость возвращается на устье по затрубному пространству (выше пакера). Таким образом, посредством применения снаряда с пакером прямая промывка в скважине преобразуется в призабойную обратную промывку.

При извлечении снаряда клапан 7 открывается муфтой б, насаженной на бурильной трубе, и пакер принимает транспортное положение.

Снаряд с гидравлическим пакером применялся в партиях треста Кривбассгеология для бурения скважин глубиной до 1100—1600 м. Это дало возможность при бурении дробью по трещиноватым крепким джеспиллитам X—XI категорий по буримости увеличить выход керна в 3 раза по сравнению с бурением с прямой промывкой [48]. При этом отмечено улучшение условий работы бурового снаряда в скважине.

Более совершенная конструкция колонкового снаряда с пакером механического принципа действия разработана Казахским научно-исследовательским институтом минерального сырья. Снаряд (рис. 37, а) состоит из двух основных узлов: пакера (детали 3, 4, 5 и 6) и двойного колонкового снаряда (детали 7—21), соединенных посредством двойной ходовой штанги.

Перед спуском снаряда в скважину конус 3 вставляют в пакер 5 и до отказа ввинчивают в шпindel 7. Затем в конус вставляют ходовую штангу 1 и ввинчивают ее в шпindel.

Поставив уплотнение 4, ввинчивают винтовую муфту 9 из переходника 10 до упора муфты в стакан 6.

Снаряд на колонне бурильных труб спускают в скважину. При создании осевого усилия шпindel 7 (рис. 37, б) входит в полость винтовой муфты 9 и конус 3 входит в пакер 5 и распирает его в стволе скважины. При доходе шпинделя до пробки 11 включают вращение снаряда. В результате винтовая муфта 9 ввинчивается в переходник 10, а шпindel 7 вывинчивается из конуса 3, разъединяя тем самым колонковый снаряд и пакерирующее устройство.

При бурении промывочная жидкость по кольцевому зазору между трубами 1 и 2 и радиальные каналы в нижней части штанги 1 поступает под пакер и далее по затрубному пространству направляется к забою, омывает его и поступает внутрь колонкового снаряда. При входе в последний поток жидкости раздвигается. Большая часть идет по кольцевому пространству между керноприемной 22 и наружной колонковой 19 трубами, а меньшая — поступает в керноприемную трубу. Выше шламоборника 16 потоки соединяются и по водопроводной трубе 2 изливаются в затрубное пространство выше пакера. Последний в процессе бурения не смещается (остается на месте раскрепления) и дает возможность расхаживать буровой снаряд. Это является отличительным положительным фактором данного снаряда, так как резиновый элемент пакера в меньшей степени подвергается износу и более надежно раскрепляется и перекрывает затрубное пространство.

Раскрепление пакера производится при остановленном вращении снаряда. Колонну бурильных труб поднимают вверх, при этом шпindel 7 упирается в конус 3 и вытягивает его из резинового элемента, который при этом сжимается и освобождает снаряд.

Основным недостатком колонковых снарядов, оснащенных пакером, является усложнение конструкций снаряда и трудность контролирования обратного потока промывочной жидкости, что особенно важно при бурении в сильно разработанных и кавернозных стволах скважины.

Рациональными условиями применения колонковых снарядов, преобразующих прямую циркулирующую промывочной жидкости в обратную, является отсутствие в геологических разрезах горизонтов горных пород, поглощающих промывочную жидкость.

Глава IV

БУРЕНИЕ С ОБРАТНОЙ ВНУТРЕННЕЙ (ПРИЗАБОЙНОЙ) ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Обратная внутренняя (призабойная) циркуляция заключается в движении промывочной жидкости в замкнутой системе в зоне бурового снаряда без выхода на поверхность. При этом струя жидкости попадает в породоразрушающему наконечнику не из колонны буровых труб, а из скважины при последующем ее движении по трубам. При этом условия очистки забоя скважины улучшаются благодаря скоростному перепаду (увеличению скорости) при входе промывочной жидкости, содержащей частицы выбуренной породы, в буровой снаряд.

Обратная призабойная циркуляция промывочной жидкости применяется в следующих случаях.

1. При бурении в безводных и труднодоступных районах, где доставка промывочной жидкости к скважине сопряжена с большими затратами времени и средств.
2. Для повышения выхода керна при проходке легко разрушающихся и размывающихся пород.
3. При бурении по трещиноватым и разрушаемым породам, где наблюдаются частые самозаклиники керна.
4. Для получения керна с ненарушенной структурой при проведении инженерно-геологических изысканий.
5. Для проходки скважин, в которых наблюдается полное поглощение промывочной жидкости.
6. Для очистки в процессе бурения сильно зашламованных скважин.

7. При забуривании скважины в сильно размывающихся породах с глубины 5—6 м для предотвращения обвала пород со стенок скважины, ее размыва и, как следствие, искривления ствола.

8. При разведке в труднодоступных районах (где возможно применение безнасосного бурения) для сокращения транспортируемого оборудования за счет насосов.

§ 1. Безнасосное бурение

Наиболее распространенным способом проходки скважины с обратной призабойной циркуляцией промывочной жидкости является безнасосное бурение, которое впервые было применено в Советском Союзе.

Сущность безнасосного бурения заключается в том, что будучи спущенным на бурильных трубах в скважину специальный снаряд приводится во вращение, в процессе которого периодически расхаживается (подъем над забоем и опускание на забой).

Схема промывки скважины при безнасосном бурении показана на рис. 38.

Во время вращательного движения и перемещения снаряда вниз и вверх осуществляется циркуляция жидкости в зазорах между стенками скважины и снарядом и керном.

При подъеме снаряда над забоем происходит засасывание жидкости во внутреннюю полость колонковой трубы, вместе с которой поднимается с забоя выбуриваемый шлам. При опускании снаряда на забой жидкость, несущая шлам, открывает специальный клапан в снаряде, протекает по шламопроводящей трубке и шламоулавливающей трубе, затем через отверстия в переходнике изливается в скважину.

В шламоулавливающей трубе происходит выпадение шлама вследствие резкого снижения скорости движения жидкости.

Таким образом, в процессе бурения происходит периодическая обратная циркуляция жидкости в призабойной зоне, что обеспечивает вынос шлама с забоя скважины в шламоулавливающую трубу, в большинстве случаев закрытого типа.

При безнасосном бурении обязательным условием является наличие в скважине столба жидкости. Как пра-

вило, это подземные воды. Если же скважина «сухая», то в нее через устье периодически подливают воду или глинистый раствор.

Наибольшее распространение безнасосное бурение получило при проведении инженерно-геологических изысканий.

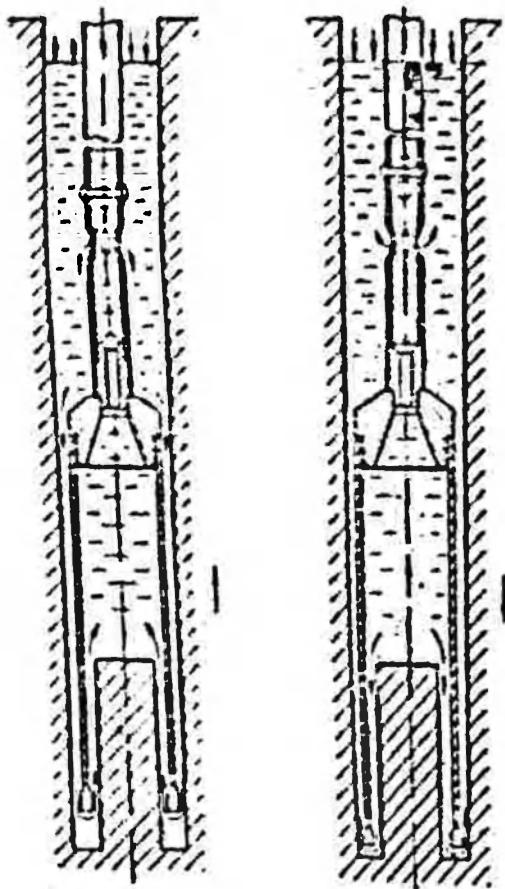


Рис. 38. Схема промывки скважины при безнасосном бурении

Этот способ позволяет получать высокий процент выхода керна даже по мягким, легко размываемым при обычном бурении породам. При этом отмечается достаточно высокая сохранность керна.

Безнасосное бурение, как правило, применяется в мелких скважинах, что объясняется, в первую очередь, трудоемкостью расхаживания бурового инструмента. В ходе развития безнасосного бурения проводилась ме-

ханизация этого процесса по двум основным направлениям.

1. Создание специальных буровых станков, позволяющих в процессе бурения полностью механизировать расхаживание колонны бурильных труб (станок ИГИ-100 конструкции МГРП им. С. Орджоникидзе).

2. Разработка специальных снарядов, расхаживание которых осуществляется вследствие вращения колонны бурильных труб (снаряды конструкции СКБ МГ СССР).

Основным недостатком безопасного бурения является частое возникновение знакопеременных нагрузок в бурильных трубах в процессе расхаживания снаряда, что приводит к преждевременному износу труб и их соединений. Расхаживание инструмента при помощи лебедки станка отрицательно сказывается на работе узлов и повышает их износ.

Технологический режим при безопасном бурении характеризуется следующими факторами: а) частотой расхаживания снаряда; б) высотой подъема снаряда над забоем; в) величиной осевого давления на забой; г) числом оборотов снаряда.

Следует указать, что для обеспечения рационального технологического режима безопасного бурения необходимо прежде всего применять соответствующую данным геологическим условиям конструкцию бурового снаряда.

Частота расхаживания снаряда*

Частота расхаживания снаряда имеет весьма важное значение при безопасном бурении и зависит от физико-механических свойств пород, от их удельного веса, буримости и устойчивости в стенках скважины.

Чем больше удельный вес породы и скорость углубления скважины, тем больше должна быть частота расхаживания снаряда в единицу времени.

Следует иметь в виду, что чем чаще производится расхаживание снаряда, тем интенсивнее циркулирует жидкость, а следовательно, лучше оmyвается забой и не происходит заклинивания керна и снаряда шламом. При повышении частоты расхаживания снаряда в мяг-

* Данные по технологии безопасного бурения приведены из работ проф. С. А. Волкова.

ких породах также повышается и скорость углубления скважины. Однако при излишнем увеличении частоты расхаживания снаряда обычно происходит размывание керна.

Расхаживание снаряда должно производиться ритмично, т. е. время каждого цикла, а также время отдельных операций в цикле (подъем снаряда над забоем, сбрасывание его на забой и бурение) должно быть одинаково. При неритмичном расхаживании снаряда происходит оседание шлама в зазоре между керном и стенками колонковой трубы, накопление шлама на забое и оседание мелкого шлама в наружном зазоре, вследствие нарушения циркуляции, а следовательно, нормального выноса шлама.

В табл. 15 приведены данные по бурению в песках с различной частотой расхаживания снаряда.

Таблица 15

Частота расхаживания снаряда в 1 мин	Высота подъема снаряда над забоем, см	Продукт за 5 мин чистого бурения	
		м	л
До 30	До 7	0,26	100,0
До 50	До 9	0,81	312,0
До 65	До 4	1,12	430,0

Из табл. 15 следует, что с увеличением частоты расхаживания снаряда до 65 в 1 мин скорость углубления скважины в песках возрастает. Бурение в песках должно производиться с применением глинистого раствора, которым обязательно заполняется весь ствол скважины. Это позволяет в процессе расхаживания глинизировать стенки скважины и поддерживать их устойчивость, чему способствует также гидростатическое давление столба глинистого раствора.

Таким образом, при применении глинистого раствора в процессе безнасосного бурения скважин по пескам можно считать вполне приемлемой частоту расхаживания снаряда в пределах 55—65 в 1 мин.

В табл. 16 приведены данные по бурению в песчано-алевритовых породах с различной частотой расхаживания снаряда.

Таблица 16

Частота расхаживания снаряда в 1 мин	Высота подъема снаряда над забоем, см	Проходка за 5 мин чистого бурения	
		м	%
До 10	До 7	0,37	100,0
До 20	До 6	0,42	114,0
До 25	До 7	0,44	119,0

Как видно из табл. 16, при бурении в песчано-алевритовых породах безопасным способом частота расхаживания снаряда должна быть значительно ниже, чем при бурении в песках, и лежать в пределах 20—25 в 1 мин.

В табл. 17 приведены данные по бурению в алевролитах с различной частотой расхаживания снаряда.

Таблица 17

Частота расхаживания снаряда в 1 мин	Высота подъема снаряда над забоем, см	Проходка за 5 мин чистого бурения	
		м	%
До 15	10	0,32	100,0
До 20	10	0,52	162,0
До 25	6	0,36	112,0
До 35	8	0,32	100,0

Из табл. 17 следует, что при частоте расхаживания 20 в 1 мин наблюдается максимальная скорость проходки в единицу времени чистого бурения. С уменьшением и увеличением частоты расхаживания против оптимального, скорость проходки падает.

В табл. 18 представлены результаты бурения песчаников с различной частотой расхаживания снаряда.

Таблица 18

Частота расхаживания снаряда в 1 мин	Высота подъема снаряда, см	Проходка за 5 мин чистого бурения	
		м	%
До 12	6	0,22	100,0
До 18	5	0,29	132,0
До 35	5	0,19	86,6

При бурении по песчанникам частота расхаживания должна лежать в пределах 10—15 в 1 мин в зависимости от крепости песчанника.

Таким образом, приведенные в табл. 17 данные казывают, что:

а) углубление скважины в песках при применении качественного глинистого раствора происходит тем интенсивнее, чем больше частота расхаживания снаряда. Повышенная частота расхаживания в песках необходима для эффективного и своевременного удаления шлама забоя;

б) бурение в устойчивых связных породах, таких как песчано-алевролитовые и алевролиты, должно производиться при значительно меньшей частоте расхаживания снаряда, чем в песках, вследствие меньшей скорости углубления, за счет большей крепости пород.

В этих породах процесс шламообразования происходит в основном за счет разрушения забоя, тогда как в песках происходит разрушение не только забоя, но и частичное разрушение стенок скважины и керна.

Внутренний циркуляционный зазор при проходке скважин может сохраниться и поддерживаться лишь при достаточно эффективной глинизации поверхности керна. При этом весьма важно, чтобы происходила глинизация и стенок скважины.

В противном случае будет происходить разрушение стенок скважины, засасывание внутрь колонкового снаряда разрушенного материала, а следовательно, резкое снижение скорости углубления или полное прекращение;

в) бурение в песчанниках характеризуется более низкой скоростью углубления и меньшим шламообразованием, поэтому для песчанников характерна более низкая частота расхаживания снаряда.

Высота подъема снаряда над забоем

Высота подъема снаряда над забоем и частота его расхаживания определяют эффективность внутренней прерывистой циркуляции жидкости (необходимой для выноса шлама с забоя) и проходки скважины.

Экспериментальные исследования безнасосного бурения, проведенные проф. С. А. Волковым, показывают, что высота подъема снаряда над забоем колеблется в

пределах 5—8 см в мягких породах и до 10 см в породах средней твердости и тесно связана с частотой расхаживания. Чем больше частота расхаживания, тем меньше высота подъема снаряда над забоем.

Подъем снаряда при расхаживании следует производить более плавно, чем его опускание. При резком отрыве снаряда от забоя обычно наблюдается разрыв столбика керна и перемещение последнего под переходник при обратном ходе снаряда.

Опускание снаряда на забой следует производить путем свободного сбрасывания его, т. е. со скоростью большей скорости подъема.

При резком опускании (сбрасывании) снаряда на забой происходит более эффективный вынос шлама из колонковой трубы в шламоулавливающую трубу и обеспечивается повышение скорости углубления скважины за счет ударного воздействия на забой.

Величина ударного воздействия на забой зависит от высоты подъема снаряда над забоем, веса инструмента, сопротивлений движению инструмента в скважине (ясно, что при сбрасывании на забой снаряда не происходит свободного падения последнего в скважине, так как этому препятствуют сопротивления жидкости и силы трения о стенки скважины и керна) и величины усилия подачи.

Регулирование величины ударного воздействия на забой при сбрасывании снаряда может производиться за счет изменения веса инструмента при данной высоте подъема, или за счет изменения высоты подъема при данном весе инструмента.

Изменение величины динамической нагрузки на забой за счет увеличения высоты подъема снаряда над забоем будет сопровождаться излишним повышением интенсивности промывки, а следовательно, размывом и разрывом керна и размывом стенок скважины в мягких породах. Кроме того, при большой высоте подъема снаряда над забоем сокращается время полезной работы снаряда на забое.

Таким образом, в зависимости от характера проходных пород величину ударного воздействия на забой следует подбирать не за счет увеличения высоты подъема, а за счет изменения передаваемого осевого усилия на забой.

Осевое давление на забой

Осевое давление на забой при безнасосном бурении скважин должно подбираться в зависимости от крепости проходимых пород и диаметра скважины. Чем крепче проходимые породы и больше диаметр скважины, тем необходимо большее осевое давление на забой, и наоборот. В зависимости от крепости пород и диаметра скважины осевое давление колеблется в пределах 150—300 кг.

Число оборотов колонкового снаряда

При безнасосном бурении скважин число оборотов колонкового снаряда целесообразно иметь из расчета средней окружной скорости коронки в пределах 0,6—0,8 м/сек.

При увеличении числа оборотов снаряда наблюдается повышение скорости углубления скважины. Увеличению скорости углубления скважины должно соответствовать увеличение частоты расхаживания снаряда для своевременного удаления шлама с забоя скважины. Однако, при бурении в мягких породах излишнее повышение частоты расхаживания приводит к размыву керна. Если же бурение вести с большим числом оборотов при малой частоте расхаживания снаряда, то несвоевременная транспортировка шлама с забоя скважины обычно приводит к заклиниванию, срыву и последующему разрушению керна.

Поэтому при бурении инженерно-геологических скважин безнасосным способом на данном этапе рекомендуется применять указанное выше число оборотов для сохранения естественной структуры пород керна.

Заклинивание, подъем и извлечение керна

При бурении инженерно-геологических скважин очень важно сохранить структуру пород керна не только в процессе бурения, но и при подъеме его из скважины и извлечении из колонковой трубы.

Для надежного удержания керна в колонковой трубе при подъеме его из скважины, прежде всего необходимо произвести правильное заклинивание керна, а за-

тем вести подъем снаряда таким образом, чтобы керн не выпал из колонковой трубы в скважину.

Заклинивание. При безнасосном бурении применяются колонковые снаряды, у которых внутренняя полость перекрывается клапаном.

Наличие в колонковом снаряде клапана препятствует проведению заклинивания керна обычным способом, т. е. твердыми частицами, опускаемыми в зазор между керном и колонковой трубой через колонну бурильных труб. Необходимость расхаживания снаряда в процессе безнасосного бурения совершенно исключает возможность применения кернорвателей.

Поэтому при современных снарядах и способе безнасосного бурения применяются лишь два способа заклинивания керна: а) затирка керна всухую (в мягких породах); б) заклинивание керна крупными частицами шлама, накапливающегося над керном (в крепких породах).

Затирка керна всухую производится для заклинивания его в колонковом снаряде при бурении мягких пород. Перед затиркой керна прекращается расхаживание снаряда, что в свою очередь приводит к прекращению внутренней циркуляции жидкости. Затем производится продвижение снаряда на глубину 10—20 см с повышенным давлением на забой. Выбуренный на этом интервале керн сильно уплотняется в коронке и закупоривает нижнюю часть внутренней полости колонкового снаряда.

После затирки керна снаряд приподнимают над забоем для предохранения его от прихвата оседающим шламом. Заклинивание керна в крепких породах можно производить также крупными частицами шлама, накапливающегося в колонковой трубе над керном. Для этого необходимо остановить вращение и расхаживание снаряда на 1—10 мин в зависимости от диаметра бурения и удельного веса породы.

Чем больше диаметр бурения, тем длительнее время самозаклинивания керна. При бурении по породам, имеющим большой удельный вес, самозаклинивание керна происходит очень быстро.

При применении способа самозаклинивания керна необходимо помнить, что возможно и самозаклинивание колонкового снаряда, если скважина зашламована.

Основным недостатком заклинивания керн^а пут^{ем} затирки всухую является полное нарушение структуры пород в интервале затирки, а следовательно, и изменение качественных характеристик пород.

Поэтому производя затирку керн^а всухую, надо стремиться осуществлять ее на возможно более коротком интервале. Для этого не следует применять расхаживания снаряда при затирке керн^а, так как в этом случае интервал затирки удлиняется.

Учитывая влияние данного способа заклинивания керн^а на качественные характеристики пород, необходимо всегда иметь в виду при бурении инженерно-геологических скважин, что верхняя и нижняя части керн^а деформированы, поэтому из этих участков керн^а нельзя отбирать образцы для исследований. В связи с этим также необходимо определять в каждом конкретном случае минимальную величину проходки за рейс с тем, чтобы получить для исследования достаточное количество материала пород с ненарушенной структурой.

Например, при длине отбираемого для исследования монолита порядка 0,5 м проходка за рейс должна быть не менее 1 м.

Подъем керн^а. При подъеме колонкового снаряда для безопасного бурения из скважины керн^а в колонковой трубе удерживается не только за счет заклинивания, но и за счет наличия клапана, благодаря которому исключается давление столба жидкости в колонне буровых труб на керн^а.

Подъем снаряда с керн^{ом} следует вести плавно, без рывков и ударов при постановке на тормоз и подкладную вилку. Особую осторожность следует соблюдать в конце подъема, когда гидростатическое давление на керн^а снизу столба жидкости, заполняющей скважину, приближается к нулю.

При неосторожном ведении подъема возможно выпадение керн^а из колонковой трубы в скважину. В этом случае повторный подъем утерянного керн^а приводит к частичному или полному разрушению керн^а и к непроизводительной затрате времени.

Извлечение керн^а. Одной из ответственных операций при безопасном бурении является извлечение керн^а из бурового снаряда. Это обусловлено необходимостью сох-

ранения монолитности керна при его невысокой механической прочности.

Вытряхивание и выбивание керна из колонковой трубы, как правило, приводит к нарушению структуры образца породы и повреждению бурового снаряда. Хронометражные наблюдения показывают, что затраты времени на извлечение керна таким способом составляют от 3 до 10% времени от продолжительности рейса.

Учитывая важность получения керна с ненарушенной структурой пород, кафедрой разведочного бурения МГРП впервые был применен гидравлический способ извлечения керна из колонковой трубы. Этот способ почти полностью устраняет все недостатки, которые наблюдаются при механическом способе извлечения керна.

Гидравлический способ извлечения керна из колонковой трубы заключается в следующем: поднятый из скважины колонковый снаряд укладывается на землю; от колонковой трубы отвинчивается коронка, затем в переходник ввинчивается промывочный сальник, прикрепленный на конце нагнетательного шланга насоса. При этом к нижнему концу снаряда подводится деревянный или железный желоб, длина которого равна длине рабочей части колонкового снаряда. Затем включается насос и жидкость, попавшая внутрь колонковой трубы, выдавливает керн.

Выдавливаемый керн должен легко скользить по желобу, или желоб должен перемещаться вместе с керном.

Давление насоса при этом методе извлечения керна колеблется в пределах до 10—15 кг/см².

Расход воды для осуществления одной операции не превышает 100 л.

В Уральском территориальном геологическом управлении был применен способ для извлечения керна из колонковой трубы при безнасосном бурении с помощью специального гидравлического пресса.

Пресс (рис. 39) приводится в действие от шпинделя бурового станка с помощью троса 9 и состоит из цилиндра *а* и поршня *б*. Цилиндр представляет собой отрезок колонковой трубы 1 с крышкой 2 и упорным фланцем 6. Поршень состоит из корпуса 7, манжеты 5, шайбы 4, гайки 3. В поршне закреплен шланг 8 с соединительным сальником 10. Поршень со шпинделем соединен ниппелем замка 11.

По окончании рейса шланг 8 присоединяют к снаряду с подпятным керном. Цилиндр а заполняют водой, опускают в направляющую трубу скважины до упора на фланец б, а поршень через ниппель 11 соединяют с бурильной трубой шпинделя. При подаче поршня вниз в трубе 1 создается давление жидкости, которое выдавливает керн из колонковой трубы.

Этот способ также позволяет извлекать керн без нарушения его структуры.

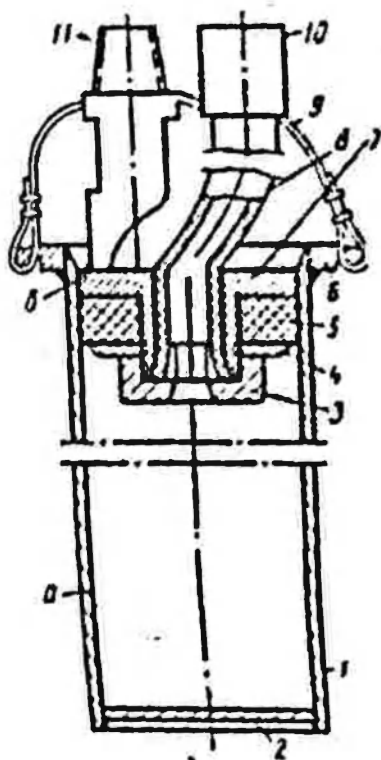


Рис. 39. Гидравлический пресс для извлечения керна из колонковой трубы



Рис. 40. Колонковый снаряд конструкции С. А. Волкова

Снаряд для безнасосного бурения

Специальные снаряды, применяющиеся при безнасосном бурении, имеют простую конструкцию и отличаются друг от друга наличием шламовой трубы либо ее типом (закрытая, открытая).

Наиболее совершенным является буровой снаряд конструкции С. А. Волкова с закрытой шламовой трубой и клапаном, расположенным в колонне бурильных труб (рис. 40). Он обеспечивает лучшее улавливание шлама и значительно упрощает извлечение керна из колонковой трубы.

Однорыный колонковый снаряд с шаровым клапаном работает в скважине подобно поршню в цилиндре поршневого насоса. При этом скважина является цилиндром относительно расхаживаемого с поверхности колонкового снаряда, играющего роль поршня. В то же время сама колонковая труба является цилиндром относительно поршня — керна. При подъеме снаряда вверх шаровой клапан перекрывает центральный канал, и промывочная жидкость засасывается (поступает) из затрубного пространства внутрь колонковой трубы выше керна. При опускании снаряда жидкость, собравшаяся выше керна, устремляется по центральному каналу в шламовую трубу, откуда снова вытекает в затрубное пространство. Шаровой клапан при этом открывается. Таким образом осуществляется циркуляция промывочной жидкости.

Шламовая труба должна обеспечивать улавливание всего шлама, образующегося за один-два рейса бурения. Обычно открытые шламовые трубы имеют длину 1,5—2,0 м, и закрытые — 2—3 м.

Исследования МГРИ показали, что выбор длины колонковой трубы зависит от твердости и удельного веса пород. При бурении твердых пород и пород с большим удельным весом длина трубы может быть 2,0—2,5 м, для мягких пород — 3,0—4,5 м.

Породоразрушающий пакочечник выбирается в зависимости от характера проходимых пород.

§ 2. Колонковые снаряды с расхаживанием поршня погружного насоса, создающего обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости

Колонковые поршневые снаряды создают циркуляцию промывочной жидкости (прямую или обратную) за счет расхаживания с поверхности бурильным валом поршня внутри колонкового снаряда, который остается все время на забое.

Давление на забой создается специальными утяжеленными трубами или пружиной, устанавливаемой под поршнем, которая передает на коронку часть веса бурильной колонны.

Эти снаряды бывают одинарные или двойные. Применяются они в некоторых партиях Кузбассуглегеологии.

Колонковый снаряд КСБ-5 конструкции А. А. Гребенюка (рис. 41) представляет собой двойной колонковый снаряд (с внутренним керноприемником), верхняя часть которого является цилиндром поршневого насоса, где и располагается поршень с кожаной манжетой.

Крутящий момент в снаряде передается коронке 1 выступами полого штока 16, скользящими в пазах переходника 15, через цилиндр 14, переходник 9 и колонковую трубу 3. Керноприемник 4 в процессе бурения не вращается, это обеспечивается шаровой опорой 6 и подпятником 7.

Неподвижность керноприемника обеспечивает защиту керна от разрушающего действия сил трений и центробежных сил, а также от загрязнения керна полезного ископаемого (например, угля) пустыми породами.

Необходимое движение жидкости для выноса частиц разбуренной породы из-под резцов коронки 1 обеспечивается периодическим расхождением поршня насоса бурового снаряда с помощью рычага станка или лебедки.

Частицы разбуренной породы транспортируются промывочной жидкостью по внутреннему кольцевому зазору между керноприемником 4 и колонковой трубой 3, каналом 8, шламопроводящей трубе 11, через клапан 12 в цилиндр 11. Здесь шлам выпадает из жидкости и оседает в шламособорнике 10, а жидкость перемещается выше по каналу штока 16, через клапан 19 и сливается в полость утяжелителя 20 через каналы 18, а затем через продольное отверстие 17 в скважину.

Необходимо отметить, что верхнее расположение клапанов 12 и 18 исключает возможность скопления шлама над ними, так как шлам после подъема клапана сразу же удаляется потоком жидкости через сливные каналы 13 и 18.

Нижнее расположение шламособорника обеспечивает повышение шламоулавливающей способности снаряда и значительно облегчает работу насоса.

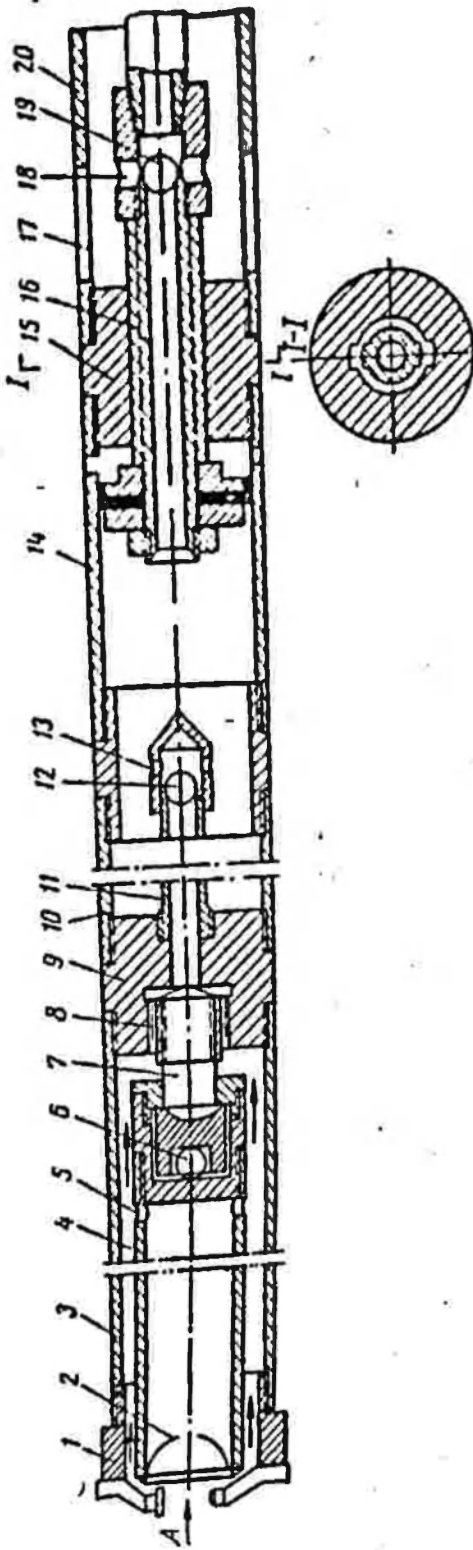


Рис. 41. Колопковый снаряд КСБ-5

Для свободного прохода разбуренных частиц полезного ископаемого, увлекаемых с забоя промывочной жидкостью, по кольцевому зазору между наружной и внутренней трубами, этот зазор увеличен до 5 мм путем протачивания наружной поверхности керноприемника.

По мере поступления керна в керноприемник жидкость из пространства над керном отсасывается насосом бурового снаряда через отверстие 5. Отсасывание жидкости в значительной мере облегчает продвижение керна в керноприемник.

Породы, обрушивающиеся со стенок скважины в процессе бурения, транспортируются по межтрубному зазору в цилиндр насоса, где они выпадают из жидкости в шламоборник.

Это исключает возможность засорения керна пустыми породами. При подъеме колонкового снаряда на поверхность керн удерживается в керноприемнике пружинами 2.

Осевая нагрузка на забой при бурении снарядами КСБ-5 поддерживается постоянно весом утяжелителя 20.

Снарядом КСБ-5 проходились угольные пласты на глубинах 170—570 м. Осевая нагрузка на забой составляла 200—220 кг, скорость вращения снаряда 75 об/мин. Расхаживание поршня производилось с помощью лебедки станка на первой скорости с числом качаний 20—30 в 1 мин при ходе поршня 30—35 см. Керн слабоустойчивых пластов углей получался полный с ненарушенной структурой.

Однорыльный колонковый снаряд КСБ-3 отличается от КСБ-5 отсутствием специального неподвижного керноприемника 4. Естественно керн в этом снаряде загрязняется и разрушается в большей степени.

Л. Г. Шолоховым и А. Н. Бажутиним предложен специальный глубинный насос (рис. 42), встроенный в колонковый снаряд для создания обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости [64]. Последняя достигается путем расхаживания с помощью колонны бурильных труб цилиндра насоса относительно поршня, жестко связанного с колонковым снарядом. Насос состоит из переходника 1, цилиндра 2, головки 3 цилиндра, патрубка 4, крышки 5 и поршня 6 с полым штоком 7. Цилиндр 2 насоса соединяется посредством переходника 1 с колонной бурильных труб. Поршень 6, помещен-

ный в цилиндре 2, посредством полого штока 7 соединяется с колонковым снарядом. Для передачи крутящего момента буровому снаряду часть штока 7, сопрягающаяся при работе насоса с головкой 3 цилиндра, имеет

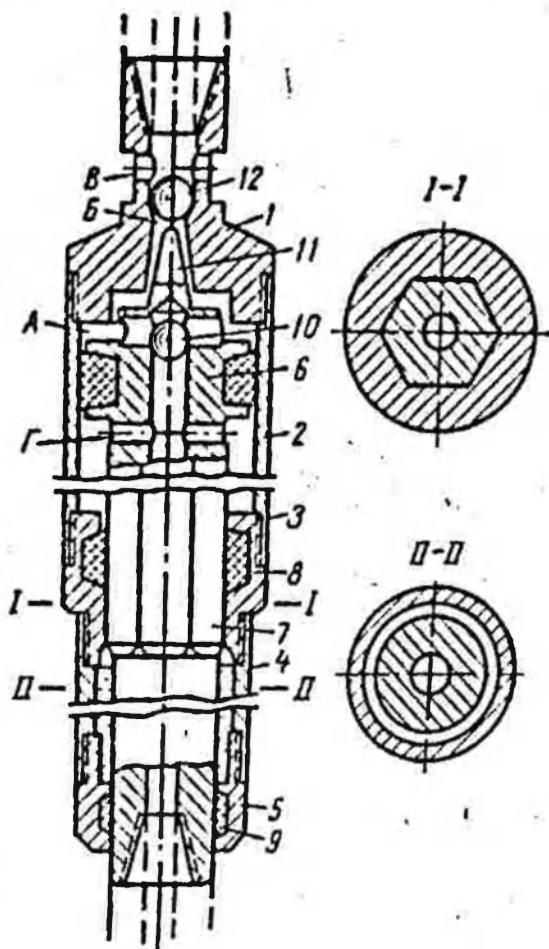


Рис. 42. Глубинный насос Л. Г. Шолохова и А. П. Бажутина

шестигранное сечение и уплотняется сальником 8, помещенным в головке 3 цилиндра. Часть штока круглого сечения уплотняется сальником 9, помещенным в крышке 5. Сальники 8 и 9 герметизируют смазочную камеру, образуемую головкой 3 цилиндра, патрубком 4, крышкой 5 и штоком 7, которая заполняется графитовой смазкой.

При расхождении колонны труб возвратно-поступательное движение цилиндра 2 относительно поршня 6

вызывает обратную циркуляцию промывочной жидкости. При движении цилиндра 2 вверх промывочная жидкость засасывается в пространство над поршнем че- рез буровой снаряд, шток 7, шаровой клапан 10 и кава- поршня 6.

При движении цилиндра 2 вниз жидкость над порш- нем 6 вытесняется в затрубное пространство через канал Б, шаровой клапан 12 и отверстия В в переходни- ке 1. Одновременно с этим происходит всасывание жид- кости в пространство под поршнем через буровой сна- ряд, шток 7 и каналы Г.

При входе конусного прилива 11 в горловину канала за счет уменьшения проходного сечения осуществляется плавное, безударное торможение цилиндра 2. Предла- гаемый снаряд может быть использован как при твер- досплавном, так и при дробовом бурении.

А. С. Покальчук предложен глубинный насос, поз- воляющий использовать для создания местной приза- бойной циркуляции промывочной жидкости продоль- ные колебания бурильной колонны, возникающие в процес- се бурения или расхаживания поршня насоса с поверх- ности [50]. Насос (рис. 43) включает в себя следующие основные узлы и детали: головку-корпус 1, сальник 2 и шток 3. Нижняя часть штока имеет квадратное сечение и, взаимодействуя с квадратной частью головки-корпу- са, передает крутящий момент от верхней части буриль- ных труб к нижней. Сальник 2 уплотняет круглую часть штока. Нижний конец штока снабжен поршнем 4 и под- пружиненным клапаном 5, который выполняет роль вса- сывающего клапана. Жидкость из скважины поступает через отверстия в бурильной трубе в полный шток, отку- да через всасывающий клапан — в цилиндр 6.

На нижнем конце цилиндра помещен нагнетатель- ный клапан 7 насоса, в который жидкость поступает по каналам, показанным на чертеже стрелками. Пружи- на 8 и поддерживающий ее стержень 9 предназначены для смягчения ударов поршня о нижнюю часть цилинд- ра. На верхней части штока поршня и на нижней части нижней частью бурильных труб. Этим насосом можно создавать прямую и обратную призабойную циркуляцию жидкости.

Однако использование таких погружных насосов практически невозможно, так как амплитуда продоль- ных собственных колебаний колонны бурильных труб значительна и насос может обеспечить производитель-

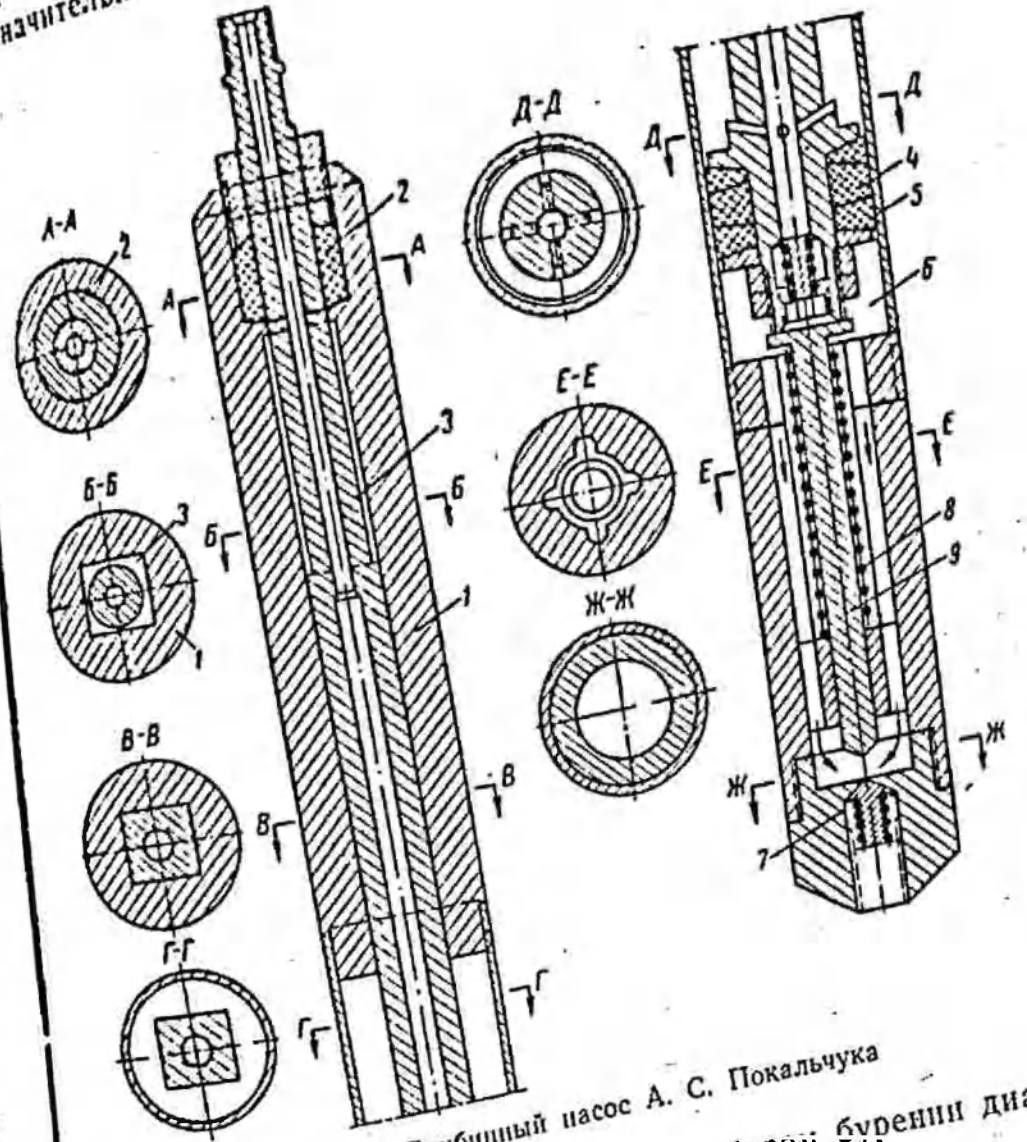


Рис. 43. Глубинный насос А. С. Покальчука

ность не более 5—10 л/мин при дробовом бурении диа- метром 110 мм. Колонковые снаряды этой группы имеют простое устройство, работоспособны, повышают процент выхода керна и снижают затраты, связанные с промывкой сква- жины насосом.

В то же время они обладают рядом недостатков, которые ограничивают их применение в бурении. К основным недостаткам следует отнести, во-первых, создание переменной нагрузки на буровой наконечник, что снижает производительность; во-вторых, большую трудоемкость, связанную с расхаживанием всего снаряда или поршня, что ведет к повышенному износу бурового оборудования. Кроме того, увеличивается возможность возникновения аварий, связанных с обрывом бурового инструмента и зашламованием снаряда вследствие перитического его расхаживания.

Механизация процесса расхаживания бурильного вала усложняет буровое оборудование или потребует создания новых станков (ИГИ-100), однако, не ликвидирует основных недостатков, присущих колонковым снарядам безнасосного бурения.

Устранить ряд отмеченных недостатков возможно при создании призабойной циркуляции по способу, используемому для расхаживания встроеного в колонковый снаряд поршня натяжением троса или кабеля на поверхности.

На рис. 44 изображена схема создания призабойной циркуляции по способу, предложенному В. И. Максимовым, А. А. Волокитенковым и С. В. Пенквичем.

В колонковый снаряд, состоящий из коронки 1, колонковой трубы 2, шламовой трубы 3 с клапаном 4, встроены поршневой насос. Поршень 5 с клапаном 6 совершает рабочий ход при наматывании троса 11 на барабан лебедки 13, установленной на поверхности. При этом создается призабойная циркуляция промывочной жидкости (она может быть как прямой, так и обратной в зависимости от конструкции встроеного насоса).

Холостой ход поршня обеспечивается пружиной 8, сжимаемой при рабочем ходе поршня.

Колонковый снаряд со встроеным в него насосом спускается на забой обычным способом. По достижении забоя через колонну бурильных труб сбрасывается ловитель 9 на тросе 11. Ловитель захватывает головку штока 7.

Расхаживание поршня осуществляется лебедкой 13, служащей для наматывания кабеля при подъеме ловителя (вариант I) или специальным устройством 14 (вариант II) или лебедкой бурового станка 16 (вариант III).

Блок 15 периодически расхаживается лебедкой бурового станка.
 Перед подъемом снаряда в скважину сбрасывается освобождающая труба 12. Ловитель отсоединяется от головки штока 7 и извлекается из колонны буровых труб 13.

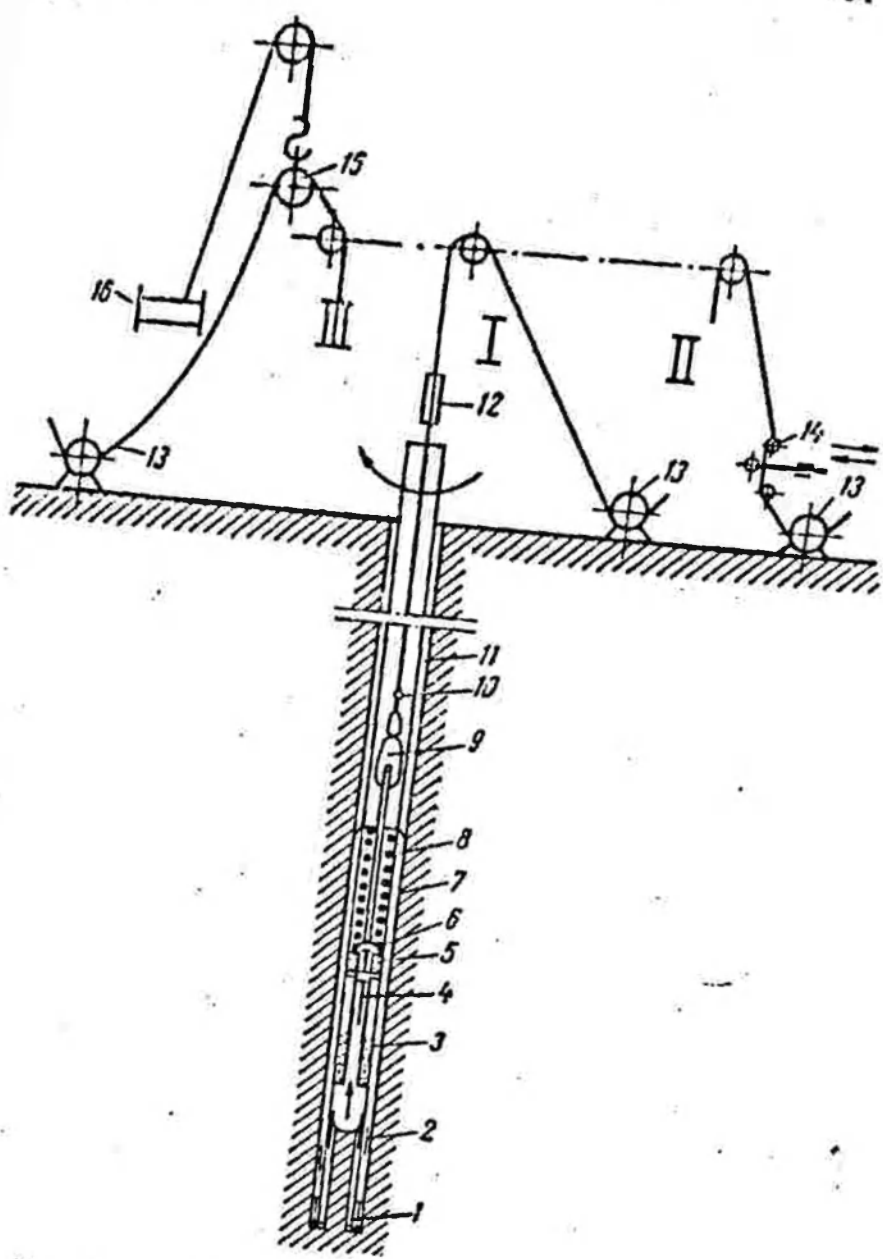


Рис. 44. Схема способа создания призабойной циркуляции промывочной жидкости, предложенного В. И. Максимовым, А. А. Волокитенковым и С. В. Пенкевичем

Подшипник 10 предохраняет канат от скручивания при вращении бурильной колонны.

Применение данного способа обеспечено имеющимися техническими решениями.

1. Последние годы разработаны конструкции буровых снарядов со съёмными керноприёмниками для колонкового бурения, которые обеспечивают прохождение ловителя через бурильную колонну. Установки для бурения этими снарядами оснащаются лебедками, которые могут быть использованы и при бурении с призабойной циркуляцией.

2. Созданы новые конструкции бурильных труб со стыко-сварными соединительными концами 63,5 и 73 мм, также обеспечивающие прохождение ловителя через бурильную колонну.

3. Созданные и проектируемые вновь установки для бурения гидрогеологических скважин оснащаются желоночными лебедками, колонна бурильных труб, применяемая при бурении этими установками, имеет большое проходное отверстие. Эти конструктивные решения обеспечивают прохождение через колонну ловителя и провод с помощью желоночной лебедки насосного устройства в снаряде.

Колонковые снаряды этой группы могут быть в определенных условиях полезно применены для получения необходимого керна при перебуривании пласта полезного ископаемого в условиях поглощения промывочной жидкости и неустойчивых стенок ствола скважины.

§ 3. Колонковые снаряды с гидроприводом погружных насосов, создающих обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости

Для создания обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости в осложненных условиях бурения в последнее время в геологоразведке начали создаваться и применяться специальные колонковые снаряды, оснащенные пульсационными и поршневыми насосными установками.

Поршневые насосные установки создают призабойную циркуляцию при нагнетании буровым насосом с поверхности по колонне бурильных труб воды.

Наиболее известными колопковыми снарядами с погружными пульсационными и поршневыми насосами являются снаряды конструкции В. В. Большакова [7, 8] и снаряды, разработанные Свердловским горным институтом [43, 44].

Снаряд конструкции В. В. Большакова для бурения с обратной призабойной пульсирующей промывкой показан на рис. 45.

Он состоит из цилиндров 9, в котором располагается поршень 13 с внутренней конусной фаской в верхней части. Внутри поршень имеет отверстие, перекрываемое клапаном 20. Снизу в поршень упирается возвратная пружина 11, опирающаяся на средний переходник 7. В последнем расположены выпускной клапан 8, а также штырь 10. К переходнику 7 подсоединяется посредством резьбового соединения закрытая шламовая труба 5, в которой имеется шламопроводящая труба 4 с расположенным в ней выпускным клапаном 6. Через нижний переходник 3 подсоединяется колонковая труба 2 с дробовой коронкой 1. Цилиндр 9 оканчивается переходником 14, в котором имеется предохранительный клапан 16. Снаряд спускается на бурильных трубах. К нему подается промывочная жидкость от бурового насоса 31 через специальную клапанную коробку 19. Последняя состоит из подвижной и неподвижной частей. Подвижная часть получает перемещение вниз от кулачка 21, приводимого в действие от специального электромотора через редуктор с переменным передаточным числом. Возвратный ход подвижной части распределительной клапанной коробки осуществляется под действием пружины 28. На неподвижной части располагается упорная перегородка 29 со штоками 27, в которую упирается возвратная пружина 28.

Промывочная жидкость от бурового насоса подается к отверстию 22. В этот момент клапаны 23 и 24 находятся в закрытом положении. Даже промывочная жидкость поступает в цилиндр 9, производя перемещение поршня 13. При этом жидкость, которая попадает внутрь закрытой шламовой трубы 5, вытесняется в затрубное пространство. В момент, когда происходит перемещение подвижной части клапанной коробки вниз, клапаны 23 и 24 поднимаются и тем самым, верхняя часть над поршнем 13 сообщается с зумпфом, куда про-

Таблица 19

Название породы	Категория породы по бурности	Диаметр бурения, мм	Удельное давление, кг/см ²	Общее давление на забой, кг/см ²	Скорость вращения снаружи, об/мин	Скорость вращения буллжма, об/мин	Количество воды, подаваемой в камеру, л/мин	Средняя продолжительность погружения соса, л/мин
Среднезернистые диориты	VIII	130	20—26	600—750	100—120	26	100—120	20
		110	20—26	500—625	120—150	26	100—120	20
Мелкозернистые диориты, средне- и крупнозернистые граниты	IX	130	25—30	750—900	120—150	26	100—120	20
		110	25—30	625—750	150—200	26	100—120	20
Мелкозернистые граниты	X	130	30—35	900—1050	120—150	26	100—120	20
		110	30—35	750—875	150—200	26	100—120	20

При применении данного снаряда в Восточном Забайкалье на одном из молибденовых месторождений для предотвращения закупорок коронок, случающихся при бурении пород перемежающейся крепости, были вынуждены удельное давление на коронку ограничивать в пределах 25—35 кг/см². Число же оборотов снаряда принималось таким же, как и в случае применения бурения с прямой промывкой по всему стволу, т. е. равным 100—200 об/мин, в зависимости от крепости и абразивности пород. Применение оборотов свыше указанных приводило к уменьшению выхода керна. В табл. 19 приведен рекомендуемый оптимальный режим дробового бурения дробью-сечкой размером 3,5 мм при применении описываемого снаряда [8].

Нормальный процесс бурения в случае применения снаряда В. В. Большакова обеспечивается в том случае, если скважина заполнена жидкостью на высоту 3—5 м от забоя. При бурении пород перемежающейся крепости необходим более высокий столб жидкости. Это объясняется тем, что буровая коронка, выходя из крепкой породы в мягкую, сразу же внедряется на значительную величину. При этом резко увеличивается сопротивление движению жидкости в буровом накопчике. Применение данных снарядов способствует увеличению выхода керна при бурении трещиноватых разрушенных пород перемежающейся крепости. В целом ряде случаев удавалось увеличить выход керна при применении призабойной обратной циркуляции.

Наряду с преимуществами у снаряда В. В. Большакова есть и недостатки, заключающиеся в невозможности осуществления мелкопорционного способа питания забоя дробью, как одного из наиболее рациональных. При бурении по сильно трещиноватым породам происходит потеря дроби, что является причиной ограничения длины рейсов.

В. В. Большаковым предложено также для создания обратной пульсирующей призабойной циркуляции промывочной жидкости погружное насосное устройство (рис. 46), для привода которого использован принцип гидравлической штанги, применяющийся при работе поршневых насосов для откачки жидкости из скважин.

Для создания пульсации промывочной жидкости на

поверхности предусмотрено насосное устройство в виде цилиндра 3 и плунжера 5.

Вода из бачка 1 по шлангу 2 поступает в цилиндр, откуда плунжером 5 через нагнетательный шланг 6 в колонку бурильных труб 8 поступает в подпоршневое пространство. Под давлением жидкости шток-поршень 10

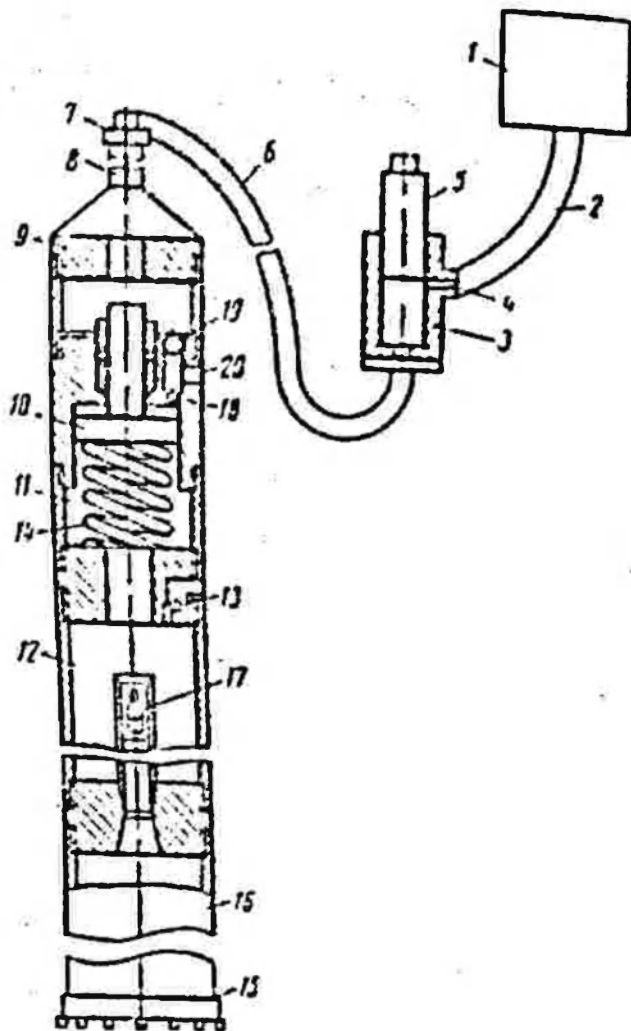


Рис. 16. Схема снаряда В. В. Большакова с погружным поршневым насосом для создания обратной призабойной пульсирующей струйки

1—емкость; 2—шланг; 3—цилиндр; 4—соединительный патрубок; 5—плунжер; 6—шланг; 7—стальная вертушка; 8—бурильные трубы; 9—переходник; 10—поршень; 11—цилиндр; 12—шламосборник; 13, 17, 18, 19—шаровые клапаны; 14—пружина; 15—коронка; 16—колонковая труба; 17—отводной канал

перемещается вниз, сжимая при этом пружину 14. Через шариковый клапан 13 промывочная жидкость выдавливается из шламоприемной трубы 12 в затрубное пространство.

При движении поршня 10 вверх под действием пружины 14 промывочная жидкость засасывается в шламоприемную трубу 12 через шариковый клапан 17.

Таким образом осуществляется обратная циркуляция.

К этой же группе насосов относятся и пульсационные погружные насосы ПН-1 и ПН-2 конструкции СГИ [43]. Отличие их от описанного заключается в различном конструктивном исполнении.

В Свердловском горном институте Г. И. Неудачным и Л. Г. Шолоховым разработан также колонковый снаряд с погружным гидравлическим поршневым насосом двойного действия для создания непрерывной обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости [43].

Положительным качеством снаряда является также возможность снижения расхода жидкости при бурении в условиях водопоглощения. Буровой снаряд состоит из кожуха 10, колонны бурильных труб 1, (рис. 47), погружного гидравлического поршневого двигателя II, погружного насоса двойного действия III, закрытой шламовой трубы IV и колонковой трубы V. Особенность гидравлического поршневого двигателя со-

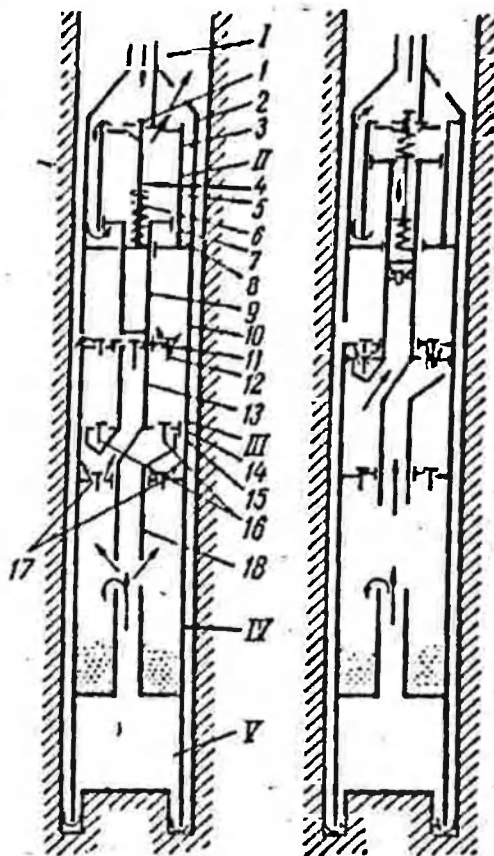


Рис. 47. Схема снаряда с гидроприводом погружного насоса Г. И. Неудачина и Л. Г. Шолохова

стоит в том, что он имеет клапанное распределение рабочей жидкости, которое обеспечивает надежность работы даже при загрязнении промывочной жидкости пламом. Он состоит из выпускного клапана 1, выхлопного тарельчатого клапана 2, рубашки 3, хвостовика клапанов 4, цилиндра двигателя 5, пружины 6 и 8, поршня двигателя 7, штока 9. Погружной насос III состоит из цилиндра 14, проходного поршня 15 с клапанами 16, верхней и нижней крышек цилиндра с клапанами 12 и 17, верхнего штока 13 с клапаном 11 и нижнего штока 18. Верхний шток насоса 13 соединен со штоком двигателя 9.

Двигатель II приводится в движение промывочной жидкостью (водой или глинистым раствором), подаваемой с поверхности по бурильным трубам 1.

При нагнетании промывочной жидкости в двигатель II, она вызывает подъем поршня 7 и штока 9 вверх, поскольку в это время выпускной клапан 1 закрыт, а выпускной 2 открыт (рис. 47). поэтому верхняя полость цилиндра 5 соединена со скважиной, где давление жидкости всегда меньше, чем под поршнем 7. Когда поршень 7 поднимается вверх, то пружина 6 упирается в клапан 2. При дальнейшем подъеме поршня пружина начнет сжиматься и, как только сила сжатия пружины превзойдет давление жидкости на клапан 1, произойдет перекидка клапанов 1—2 в верхнее положение за счет расжатия пружины.

При этом выпускной клапан 2 закроется, а впускной клапан откроется. При измененном положении клапанов промывочная жидкость получит свободный доступ из бурильных труб 1 в верхнюю полость цилиндра 5 и вызовет перемещение поршня 7 и плунжера 9 вниз.

Не доходя до нижнего положения, поршень произведет сжатие пружины 8, которая через хвостовик 4 обеспечит перекидку клапанов 1—2 в исходное положение, т. е. клапан 1 закроется, а клапан 2 откроется. Снова начнется подъем поршня 7 и штока 9 и т. д.

Возвратно-поступательное движение поршня гидравлического двигателя будет передаваться поршню насоса 15.

Насос будет всасывать жидкость из колонковой трубы и нагнетать ее в скважину.

Таким образом возникает местная обратная циркуляция промывочной жидкости.

При прохождении жидкости через шламовую трубу *IV* она будет очищаться от бурого шлама.

Погружной насос может быть приспособлен также для создания прямой циркуляции промывочной жидкости.

Производительность погружного насоса находится в прямой зависимости от расхода жидкости для привода гидродвигателя.

В СГИ разработана также конструкция снаряда с погружным гидравлическим поршневым насосом ПГИ для бурения скважин в условиях интенсивного поглощения промывочной жидкости. Отличительной особенностью этого снаряда от ранее описанного является то, что он оснащен сальник-свабом, принципиальная схема которого показана на рис. 48.

Сальник-сваб устанавливается в колонне обсадных труб выше горизонта поглощающих пород.

Он выполнен на подшипниках качения и предназначен для уменьшения длины двойной колонны труб. Рабочая жидкость поступает от бурового насоса в гидродвигатель насоса по бурильным трубам *1* и внутренней трубе двойной колонны *б*, а возвращается на поверхность по кольцевому сечению двойной колонны и кольцевому пространству между бурильными и обсадными трубами.

Основным преимуществом колонковых снарядов этой группы является то, что они дают возможность создавать как прямую, так и обратную циркуляцию промывочной жидкости, повышающую качество опробования скважины по керну и шламу. Снаряды снижают или сов-

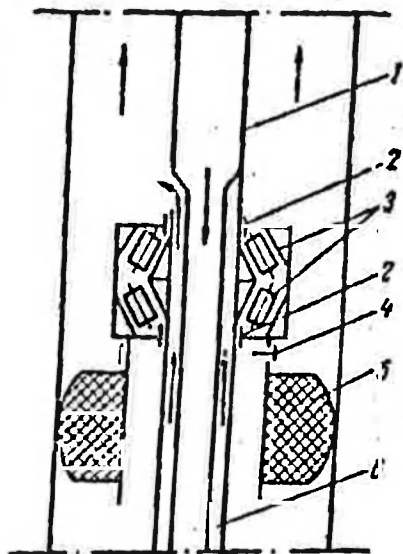


Рис. 48. Погружной сальник-сваб

1—бурильные трубы; 2—уплотнения; 3—подшипники качения; 4—клапан; 5—пакер; б—двойная колонна труб

сем предупреждают потерю промывочной жидкости при бурении поглощающих скважин.

В то же время они обладают рядом существенных недостатков, из-за которых они не находят широкого применения в практике бурения.

К ним относятся: 1) сложность конструкции снарядов, а следовательно, и ненадежность работы; 2) трудность проведения спуско-подъемных операций при установке сальников-свабов и применении двойных колонн; 3) ненадежность работы пульсационных масс рабочей жидкости; 4) невозможность контролировать работу погружных насосов, а следовательно, следить за циркуляцией промывочной жидкости в призабойной зоне и регулировать ее.

§ 4. Колонковые снаряды с пневмоприводом погружных насосов, создающих обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости

В отечественной практике разведочного бурения известно несколько способов и конструкций снарядов, использующих энергию сжатого воздуха для создания обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости.

В этих снарядах сжатый воздух, выполняющий роль поршня, периодически выталкивает или всасывает промывочную жидкость из колонковой трубы, создавая, в зависимости от конструкции клапанной коробки, прямую или обратную циркуляцию промывочной жидкости.

На рис. 49 приведена схема снаряда с пульсационным пневматическим насосом конструкции Г. И. Неудачина и А. И. Бажутина [3]. Колонковый снаряд 13, соединенный колонной бурильных труб 11 с погружным насосом, состоящий из воздушного колпака 10 и клапанной коробки 7, спускают в скважину с таким расчетом, чтобы погружной насос при бурении находился ниже уровня жидкости и заполнялся ею.

Сжатый воздух проходит от компрессора 1 через бурильную колонку 4 и воздухораспределитель 5 в клапанную коробку 7 и через клапан 8 поступает в воздушный колпак 10, выталкивая из него промывочную жидкость. При соединении воздушного колпака с атмосферой давление воздуха в нем понижается и он снова заполняется промывочной жидкостью через клапан 9. Переключе-

вие воздуха производится воздухораспределителем 5, который устанавливается в скважине выше уровня промывочной жидкости или на поверхности.

Снаряд может обеспечивать как прямую, так и обратную циркуляцию, что достигается перестройкой работы клапанной коробки 7.

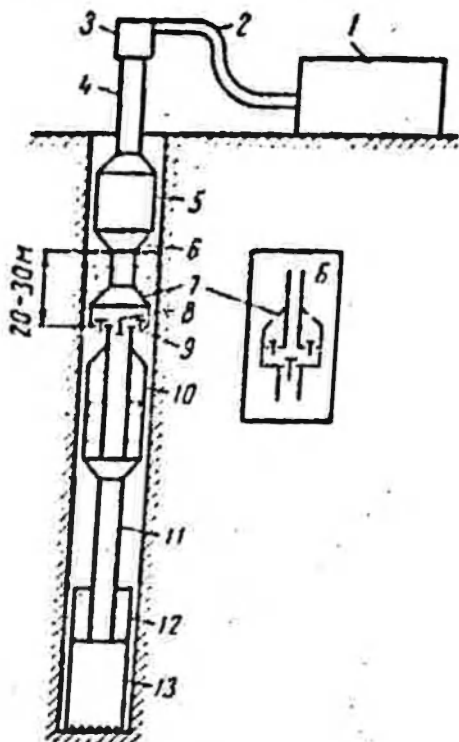


Рис. 49. Схема снаряда с погружным пневматическим пульсационным насосом Г. И. Неудачина и А. И. Бажутина

1—компрессор; 2—шланг; 3—сальник; 4, 11—буровая труба; 5—воздухораспределитель; 6—цилиндр; 7—клапанная коробка; 8, 9—клапаны; 10—воздушный колпак; 12—шламовая труба; 13—колонковая труба

Снаряд конструкции В. В. Большакова [8] с пульсирующей промывкой с приводом от компрессора показан на рис. 50. Роль поршня здесь выполняет воздух или газ, закачиваемый компрессором 13 внутрь снаряда через клапанное распределительное устройство 12, расположенное на поверхности, а не в скважине, как это выполнено в снаряде СГИ. Распределительное устройство осуществляет периодическое соединение буровой колонны то с атмосферой, то с компрессором. Под давлением воздуха жидкость, находящаяся в шламовой трубе 4, вытесняется в затрубное пространство через выпускной клапан 7.

При этом клапан 6 находится в закрытом положении, что исключает попадание воздуха внутрь колонкового снаряда. В случае же попадания происходит приток жидкости в снаряд через выпускной клапан 7.

Таким образом происходит попеременно то вытеснение жидкости, то ее приток из скважины, т. е. образуется пульсирующая обратная промывка. Снаряды, приводимые в действие компрессорами, более просты в устройстве и более надежны в работе, чем

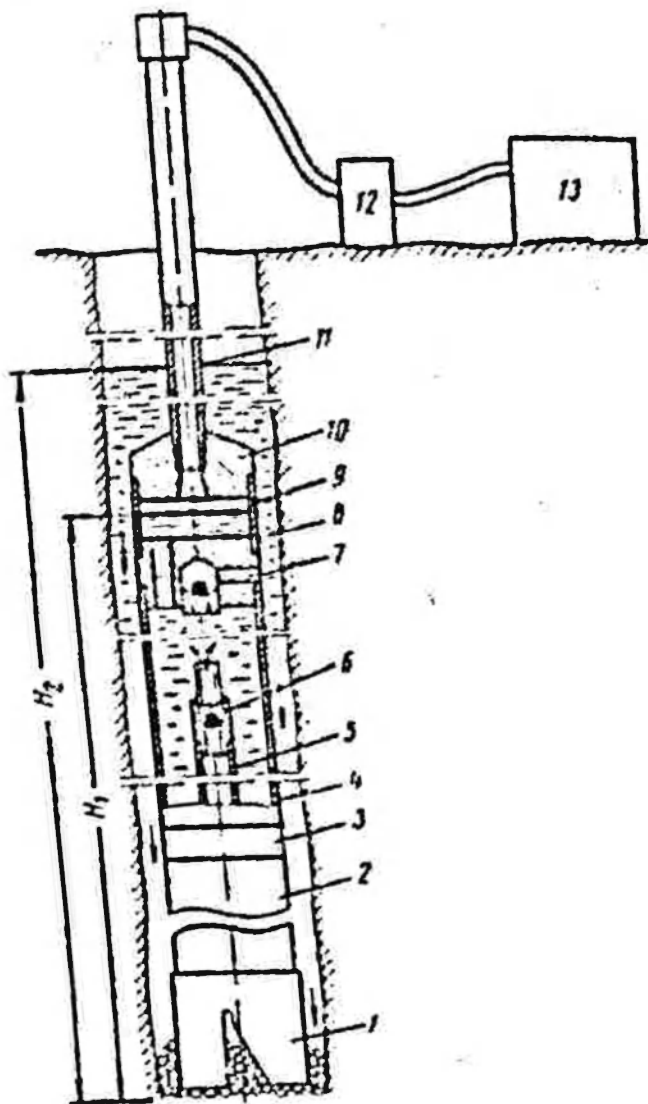


Рис. 50. Схема снаряда В. В. Большакова с обратной пульсирующей промывкой с закрытой шламовой трубой

1—коронка; 2—тонкая труба; 3—нижний переходник; 4—шламовая труба; 5—шламовый обводняющая труба; 6—нижний клапан; 7—выпускной клапан; 8—средний переходник; 9—соединительная труба; 10—верхний переходник; 11—струйная труба; 12—распределительное устройство; 13—компрессор

поршневые снаряды. Однако для создания обратной циркуляции такими снарядами требуется иметь в скважине несколько большее количество жидкости (более высокий статический уровень жидкости в скважине). Объясняется это тем, что в случае применения поршневого насоса при обратном ходе поршня происходит подсос жидкости, вследствие разрежения, образуемого под поршнем. В случае применения беспоршневых снарядов обратная циркуляция осуществляется только по принципу перемещения жидкости в сообщающихся сосудах.

Колонковый снаряд В. В. Большакова с приводом от компрессора пульсирующей промывкой и с открытой шламовой трубой показан на рис. 51. В его состав вхо-

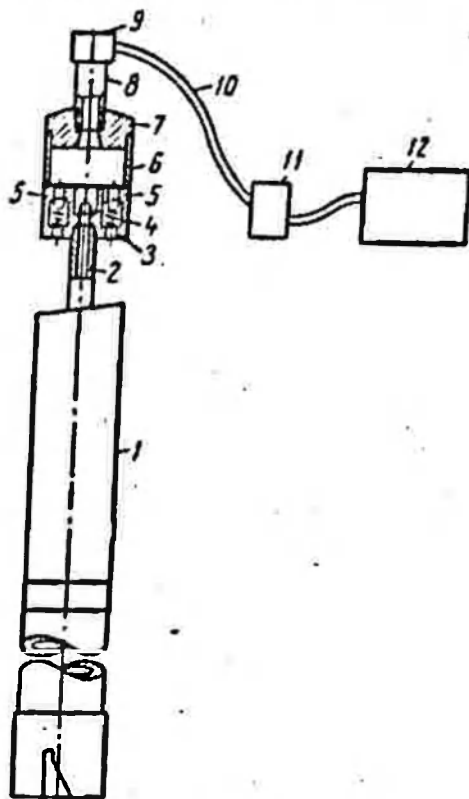


Рис. 51. Схема снаряда В. В. Большакова с открытой шламовой трубой.

1—колонковый снаряд с открытой шламовой трубой; 2—штанга; 3—специальный переходник; 4—впускной клапан; 5—выпускной клапан; 6—трубы; 7—стандартный переходник; 8—бурильные трубы; 9—сальник; 10—магнетальный рукав; 11—распределительное устройство; 12—компрессор

дит специальный переходник 3 с впускным 4 и выпускным 5 клапанами. Посредством бурильной трубы к нему подсоединяется обычный колонковый снаряд дробового бурения с открытой шламовой трубой 1. Спускается снаряд на колонне бурильных труб. От компрессора 12 воздух через клапанную распределительную коробку подается внутрь колонны бурильных труб и в

переходник 3. При этом клапан 5 открывается, и жидкость, находящаяся в переходнике 3, вытесняется в затрубное пространство. В момент падения давления внутри колонны бурильных труб (когда колонна сообщается с атмосферой) клапан 4 открывается, и жидкость вместе с буровым шламом входит в переходник 3. При последующем соединении бурильных труб с компрессором происходит вытеснение жидкости и совместно с буровым шламом в затрубное пространство. При этом последний улавливается наружной шламовой трубой.

Наиболее оптимальный режим бурения с обратной пульсирующей промывкой снарядами, показанными на рис. 50 и 51, достигается при скорости вращения кулачка распределительной клапанной коробки, равной 7 об/мин. При этом время вытеснения жидкости в затрубное пространство составляет 2,5—3 сек, омывание забоя происходит в течение 5,5—6 сек, производительность же пульсирующих насосов изменяется от 0 до 120 л/мин. Потребное количество воздуха составило $1 \div 1,5$ м³/мин при давлении воздуха в бурильных трубах 3 кг/см². При применении снарядов с обратной пульсирующей промывкой с приводом от компрессора способствовало уменьшению расхода воздуха и давления, чем при использовании поршневых насосов с приводом от компрессора [8].

Производительность бурения с обратной промывкой в ряде случаев равнялась производительности с применением прямой промывки. Однако иногда она оказывалась несколько ниже производительности обычного бурения. Объясняется это дополнительными трудностями, связанными с извлечением шлама из шламовых труб. Особенно трудоемкими являются операции по очистке снарядов с закрытыми шламовыми трубами. Более удобными являются снаряды с открытыми шламовыми трубами, но они хуже улавливают шлам из циркулирующего раствора.

В процессе эксплуатации отмечается иногда увеличение механической скорости бурения на 10—20% по сравнению с обычным бурением, что объясняется уменьшением количества самозаклинивания керна [8].

Работа описанных снарядов во многом зависит от надежности и точности работы распределительных устройств, которые могут быть поверхностными (кулачко-

вого или золотинкового типа) или погружными (поплавкового типа), устанавливаемыми в буровой колонне выше статического уровня промывочной жидкости.

Пульсирующая подача жидкости происходит порциями. Частота циклов работы пульсационного насоса, а следовательно, и его производительность зависят от объема вредного пространства, заполняемого воздухом. Погружной распределитель воздуха позволяет уменьшить расход сжатого воздуха на заполнение вредного объема и увеличить частоту циклов работы насоса [25].

К недостаткам пульсационных пневматических насосов следует отнести трудность регулирования их производительности и сравнительно низкий к. п. д.

Б. Б. Кудряшов* предлагает создавать обратную или прямую циркуляцию промывочной жидкости с помощью поршневого погружного насоса с приводом от поршневого пневмодвигателя [24]. Погружной насос, спускаемый в скважину ниже статического уровня жидкости, выполнен в виде двух цилиндров—пневматического и гидравлического. Оба цилиндра оснащены поршнями, жестко связанными одним общим штоком. Это обеспечивает их одновременное перемещение в цилиндрах. Пневматический цилиндр имеет систему распределительных клапанов, благодаря которым нагнетаемый с поверхности по трубам сжатый воздух поступает попеременно в надпоршневое и подпоршневое пространство. Это обеспечивает непрерывное движение поршня в цилиндре вниз и вверх. Одновременно расхоживается и жестко связанный с ним поршень гидроцилиндра.

Поршень имеет систему клапанов, от порядка расположения которых зависит направление движения промывочной жидкости в скважине.

Пневматический цилиндр, вместо клапанов, может быть оборудован золотниковым распределителем любой конструкции.

Необходимо отметить, что насосы подобного типа имеют сложную конструкцию, что вызывает сомнение в надежности их работы в скважинных условиях.

В практике разведочного бурения известен способ промывки скважин, создаваемый путем периодического

* Б. Б. Кудряшов «Способ очистки забоя скважины с применением циркуляции». Авторское свидетельство № 126827, 1960 г.

вытеснения жидкости из колонны бурильных труб нагнетаемым в них сжатым воздухом [22].

Сущность способа заключается в следующем. В колонну бурильных труб компрессором нагнетается сжатый воздух, который давит на поверхность воды и частично вытесняет ее через колонковый снаряд, понижая уровень воды в колонне бурильных труб и повышая его в затрубном пространстве. Омывая забой, жидкость выносит шлам из-под породоразрушающего наконечника, который оседает в шламовой трубе открытого типа.

При снижении давления воздуха в трубах уровень жидкости в них восстанавливается — происходит обратная циркуляция. Захватываемый при этом промывочной жидкостью шлам частично оседает в колонковой трубе над керном.

Затраты времени на один цикл промывки этим способом составляют около 6—8 мин.

Этот способ создания промывки скважины имеет ограниченное применение, так как обладает рядом недостатков. К ним можно отнести неэффективную работу компрессора, необходимость иметь герметичную колонну бурильных труб и совершенную систему шламоулавливающих устройств, ограниченную глубину бурения и другие.

Наиболее рационально применять сжатый воздух для создания обратной циркуляции промывочной жидкости тогда, когда бурение с продувкой невозможно осуществлять из-за значительных притоков воды в скважину.

§ 5. Бурение скважин с обратной призабойной промывкой, создаваемой водоструйными насосами (гидроэлеваторами)

А. Конструктивные особенности водоструйных аппаратов и их приближенный расчет

Струйный аппарат (рис. 52) представляет собой устройство, которое позволяет подсосывать и поднимать на определенную высоту жидкость за счет кинетической энергии подводимого к нему потока жидкости. Поток рабочей жидкости под действием напора поступает из

сопла 1 в камеру смешения 3 и далее в диффузор 4 и нагнетательную линию.

Силой поверхностного трения рабочий поток увлекает за собой частицы среды, в которой протекает.

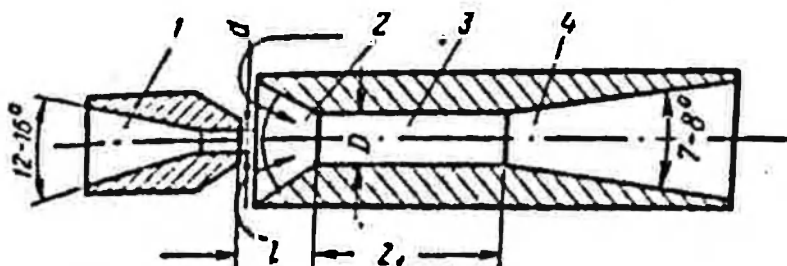


Рис. 52. Схема струйного аппарата

В рабочей (приемной) камере 2 создается разрежение, куда поступает подсосываемая (эжектируемая) жидкость.

Принцип действия водоструйных аппаратов основан на непосредственной передаче кинетической энергии рабочего потока жидкости, обладающего большим запасом энергии, другому потоку, обладающему меньшим запасом энергии. На основании уравнения Д. Бернулли для идеальной жидкости сумма удельной потенциальной энергии (статического напора) и удельной кинетической энергии (скоростного напора) постоянна и равна полному напору:

$$H = \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g} = \text{const.}$$

Выходящая из сопла жидкость обладает большей скоростью ($v_2 > v_1$), т. е. большим скоростным напором, вследствие чего пьезометрический напор потока жидкости в камере смешения уменьшается ($p_2 < p_1$), что приводит к подосу жидкости в камеру смешения. В камере происходит перемешивание рабочей и эжектируемой жидкости. В диффузоре скорость смешанного потока уменьшается и увеличивается статический напор, благодаря которому жидкость перемещается по нагнетательному трубопроводу.

Отношение расхода эжектируемой жидкости (Q_2) к расходу рабочей жидкости (Q_p) называется коэффициентом подмешивания или эжекции — α

$$\alpha = \frac{Q_2}{Q_p}$$

Он может изменяться в довольно широких пределах от 0,5 до 2. Наиболее устойчивая работа водоструйного насоса наблюдается при $\alpha = 1$.

Отношение полной геометрической высоты подъема эжектируемого потока жидкости в м (H) к напору рабочего потока в м (h) называется коэффициентом напора β :

$$\beta = \frac{H}{h}$$

При подъеме воды из скважины величина коэффициента β может изменяться в пределах 0,15—0,35 [60].

Коэффициент полезного действия насоса равен отношению полезно затраченной мощности ($HQ_2 \gamma$ кгм/сек) к затраченной мощности ($hQ_p \gamma$ кгм/сек), т. е.

$$\eta = \frac{HQ_2 \gamma}{hQ_p \gamma} = \frac{H}{h} \frac{Q_2}{Q_p} = \beta \alpha$$

Следовательно, эффективность работы водоструйного насоса зависит в основном от коэффициентов напора и эжекции.

Водоструйные насосы имеют сравнительно низкий к. п. д. (25—30%). Так как к. п. д. насоса ограничен, то очевидно, изменяя (увеличивая) коэффициент эжекции, мы сможем создать меньший напор (давление) смешанного потока и наборот.

Коэффициент эжекции зависит в основном от основного геометрического параметра эжекторного аппарата (m), который определяется отношением площади сечения камеры смешения (F_2) к площади сечения выхода насадки (F_1):

$$m = \frac{F_2}{F_1}$$

Геометрический параметр является исходной величиной, определяющей все основные рабочие параметры гидроэлеватора. С увеличением коэффициента m возрастает и коэффициент эжекции α , но создаваемый аппаратом напор будет уменьшаться.

Лабораторными исследованиями и производственными испытаниями водоструйных насосов, применяемых для промывки скважин в бурении, установлено, что наиболее эффективно они работают, когда геометрический параметр находится в пределах $m = 2,5 \div 4$.

Установлено также, что для условий разведочного бурения, где применяются в большинстве случаев буровые насосы производительностью 100—250 л/мин, от которых работают погружные эжекторные снаряды, диаметр выходного отверстия насадки d для создания необходимого перепада давления должен быть равен 7—9 мм. Если для привода погружного насоса применяются насосы большей производительности, то диаметр отверстия насадки должен быть больше.

Теория и подробная методика расчета струйных аппаратов дана в целом ряде работ Б. Э. Фридмана, П. Н. Камнева и др.

Установив диаметр отверстия насадки d и задавшись величиной геометрического параметра m , можно определить диаметр камеры смещения D по формуле

$$D = d \sqrt{m}.$$

Так, при $d = 9$ мм и $m = 4$ диаметр камеры смещения будет равен 18 мм.

На работу гидроэлеваторов сильно влияет конструктивное выполнение и расположение отдельных его элементов.

Насадку рекомендуется выполнять в виде конуса с цилиндрическим выходным каналом. Угол внутреннего конуса предлагается делать равным 50—70°. Длина всей насадки берется равной в пределах 6÷10 диаметров ее выходного отверстия, длина цилиндрического канала 0,25÷0,5 d . Внутренняя поверхность насадки должна быть тщательно обработана.

Камера смещения имеет входной конусообразный участок, длину которого рекомендуется брать равной диаметру отверстия камеры смещения, а конусность — 60°. Длина камеры смещения берется в пределах 4—6 D .

Диффузор считается идеальным, если он выполнен с постепенным увеличением угла конусности от 2 до 13°. Однако такой диффузор труден в изготовлении, поэтому практически угол конусности диффузора делают равным 6—8°. Длина диффузора устанавливается конструктивно.

Для обеспечения нормальной работы струйного насоса расстояние от торца насадки до начала цилиндрической части отверстия камеры смещения должно находиться в пределах $1 \div 2 D$.

От величины этого расстояния в определенной степени зависит производительность и напор, развиваемые водоструйным насосом.

Следует отметить, что предложенные различными исследователями теоретические формы для расчета геометрических параметров струйных аппаратов включают величины, которые в скважинных условиях не являются постоянными.

Это затрудняет их применение для расчета особенно водоструйных насосов, встроенных в колонковые снаряды.

Б. Бурение скважин с обратной промывкой в призабойной зоне, создаваемой с помощью погружных водоструйных насосов

В отечественной практике бурения водоструйные насосы применяются наиболее широко в геологоразведке для создания обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости с целью повышения качества опробования (выхода керна) при проходке скважин в осложненных условиях.

На рис. 53 показан наиболее простой в конструктивном отношении колонковый снаряд Ф. II. Твердохлебова со встроенным водоструйным насосом и схема циркуляции промывочной жидкости в призабойной зоне. Колонковый снаряд спускается в скважину на колонне бурильных труб 1. Он состоит из колонковой трубы 10 с коронкой 11, переходника распределителя 9 с обратными шаровыми клапанами 8; приемной камеры 6, ограниченной трубой 5, насадки 4, диффузора 7, переходника 3 и шламовой трубой 2.

Рабочая камера 6 водоструйного аппарата соединена каналами, оснащенными обратными шаровыми клапанами 8, с внутренней полостью керноприемной трубы, откуда и поступает эжектируемая жидкость.

Смесь эжектируемой и «рабочей» жидкости, нагнетаемой по колонне бурильных труб, поступает в затруб-

ное пространство через радиальные каналы переходника 9, откуда одна часть по затрубному пространству поступает к устью на поверхность, а другая повторно засасывается в керноприемную трубу. Таким образом создается обратная призабойная циркуляция промывочной жидкости.

Впервые колонковый снаряд со встроенным водоструйным насосом для создания обратной призабойной промывки был предложен И. С. Левченко и С. А. Турко [32].

Однорыльный колонковый снаряд этих авторов показан на рис. 54.

Он предназначен для твердосплавного и дробового бурения с отбором керна в разрушенных и слабо сцементированных породах.

Снаряд состоит из переходника 1, к которому с одной стороны подсоединяется патрубок 7 и колонковая труба 11, труба 6, а с другой стороны наружная шламовая труба. Внутри трубы 6 находится внутренняя шламовая труба 8 с вваренным в нее патрубком 9 и дном 10.

В корпусе переходника 1 сделана расточка, в которую входит подпружиненная насадка 3. Через насадку проходит промывочная жидкость с большой скоростью. Далее она проходит через отводной патрубок (диффузор) 5 в скважину. Поток жидкости, проходя через патрубок 5 создает разрежение. Вследствие этого происходит подсосывание жидкости с забоя скважины. Тем самым создается обратный поток жидкости, способствующий увеличению выхода керна.

Отличительной особенностью этого снаряда является возможность перехода с обратной промывки на прямую, что бывает необходимым при бурении в сложных геологических условиях в случае обвалов, зашламовывания скважин и т. д. При повышении давления промывочной жидкости в колонне бурильных труб насадка 3, смещается вниз и ее нижняя часть входит в отводной

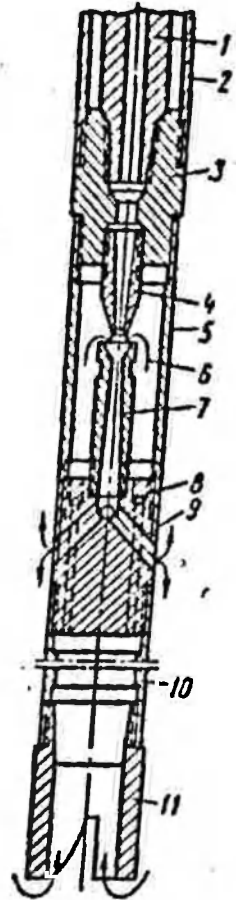


Рис. 53. Колонковый снаряд Ф. II. Твердохлебова

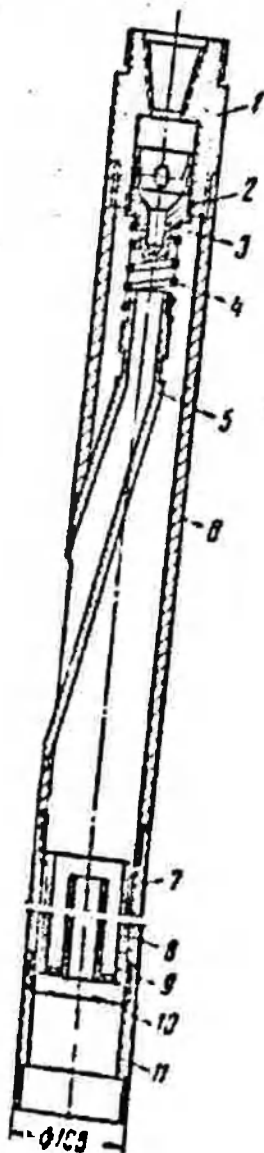


Рис. 54. Колон-
ковый спаряд
конструкции
И. С. Левченко
и С. А. Турко.

1—переходник; 2—
стопор; 3—насад-
ка; 4—пружина;
5—патрубок от-
водной; 6—корпус;
7, 8—патрубки; 9—
труба шламовая;
10—дно; 11—ко-
лонковая труба

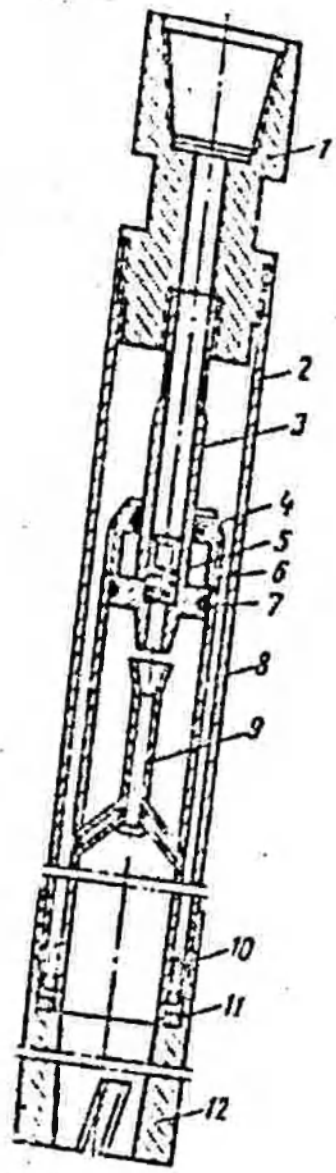


Рис. 55. Двойная
колонковая труба

1—переходник; 2—
труба; 3—труба; 4—
уплотнение; 5—затот-
ля; 6—намера; 7—
уплотнение; 8—керна-
присная труба; 9—
диффузор; 10—собач-
ки кернприватели;
11—кольцо; 12—дро-
вильная дрессина

патрубок 5 и преграждает доступ в него промывочной жидкости. В это время открываются боковые каналы в теле насадки и начинается прямая циркуляция промывочной жидкости. Шариковый клапан используется также при выдавливании керна на поверхности, что предупреждает необходимость разборки снаряда.

Керн заклинивается выбуренным шламом, который оседает в кольцевой зазор между керном и керноприемной трубой при прекращении подачи жидкости по бурильным трубам. Но благодаря наличию смещающейся насадки 3 возможно забрасывание заклиночного материала обычным способом через колонну бурильных труб.

Данный снаряд может быть оснащен одновременно внутренней и наружной шламоулавливающими трубами, что обеспечивает необходимую очистку промывочной жидкости от выбуренной породы.

На рис. 55 показан эжекторный снаряд для дробового бурения, применяемый в Кривбассе [47]. Принцип работы этого снаряда следующий. Промывочная жидкость по бурильным трубам подается в центральный канал, а затем через сопло в диффузор 9. При прохождении промывочной жидкости через последний происходит подсывание жидкости из полости керноприемной трубы.

Отличительной особенностью этого снаряда является наличие кернорвателя с шарнирными защелками, освобождающимися после подъема внутренней керноприемной трубы.

При выбрасывании в трубы стального шарика последний садится в седло подпружиненного золотника, который при повышении давления в трубах снижается вниз. В результате открываются отверстия в трубе 3 и промывочная жидкость поступает в полость 6.

Вследствие того, что труба 3 является неподвижной, то силой давления труба 8 перемещается вверх, при этом освобождая шарнирные защелки кернорвателя. Применение колонкового снаряда такой конструкции позволило получить при бурении в Кривбассе выход керна до 70%. Аналогична по конструкции двойная колонковая труба Н. С. Моисеенко (рис. 56). Однако она по сравнению с ранее описанным снарядом является более сложной в конструктивном отношении. Двойная колонковая труба имеет две освобождающиеся шарнирные

зашелки, за счет которых осуществляется подъем внутренней керноприемной трубы с помощью гидравлики.

Колонковая труба состоит из следующих основных элементов: переходника 1, штока 2 с золотником 3, поршнем 4 и соплом 5 водоструйного насоса, трубы 6 с

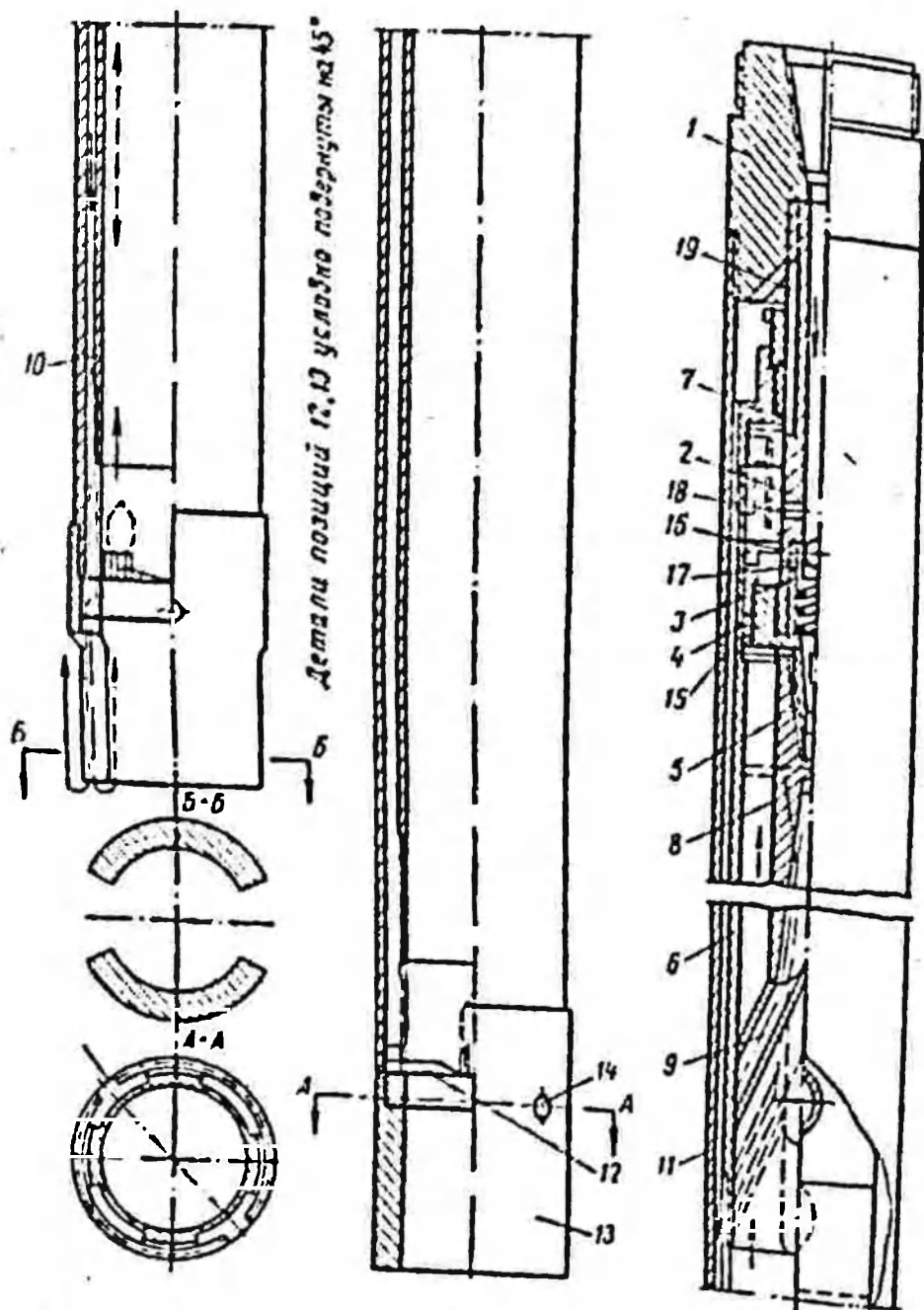


Рис. 56. Двойная колонковая труба конструкции И. С. Моисеевко.

камерой 7, диффузора 8 и водораспределительных труб 9, внутренней 10 и наружной 11 колонковых труб, кернорвателя 12 и дробовой коронки 13.

Промывочная жидкость проходит по центральному каналу через сопло и диффузор, поступает в межтрубное пространство и разделяется на два потока. Один из которых через отверстие 14 поступает к дробовой коронке, а другой через отверстие 15 в восходящий поток.

При заклинивании керна в бурильные трубы забрасывают стальной шарик 16. При посадке последнего происходит перемещение золотника и открытие отверстий 17 и 18, через которые промывочная жидкость из труб поступает в камеру 7.

При повышении давления в последней внутренней колонковая труба перемещается вверх. При этом происходит освобождение лепестков кернорвателя и заклинка керна. Перемещение внутренней керноприемной трубы происходит до тех пор, пока камера 7 не сообщается посредством канала 19 с межтрубным пространством.

Преимущество колонкового снаряда Н. С. Монсеенко заключается в том, что в нем осуществляется нормальная промывка даже после производства заклинивания керна, чего нельзя осуществить с помощью ранее описанного снаряда.

Свердловским горным институтом разработан двойной колонковый эжекторный снаряд для бурения твердосплавными коронками слабо сцементированных и трещиноватых горных пород (рис. 57). Он состоит из бурильной трубы 1, переходника 2, сопла 3, расширяющего диффузора 4, соединительного патрубка 5, разделительной головки 6, парового клапана 7, наружной колонковой 8 и внутренней керноприемной 9 труб, обе трубы оснащены твердосплавными коронками.

Промывочная жидкость, проходя через сопло 3 со скоростью 30—40 м/сек, создает разрежение в смесительной камере 10 и через каналы 12 и 13 из внутренней полости керноприемной трубы засасывается промывочная жидкость. Смешанный поток жидкости из диффузора поступает по каналу 11 к кольцевому зазору между трубами 8 и 9 на забой скважины. Водоструйный насос имеет следующие параметры: диаметр проходного канала сопла 8 мм, горловины диффузора 12 мм, конусность

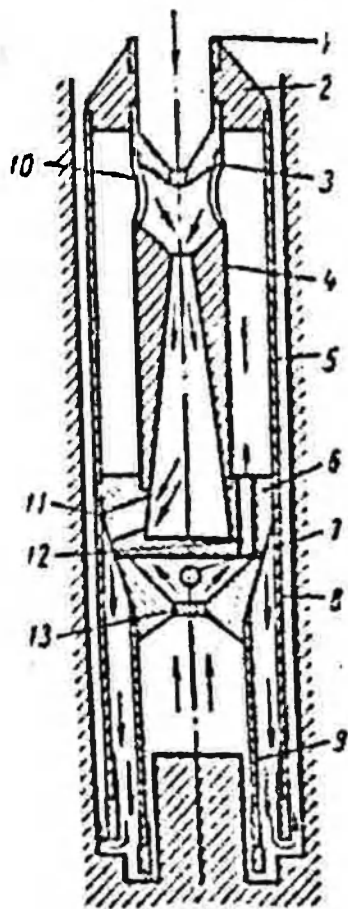


Рис. 57. Схема устройства двойного колонкового снаряда конструкции СГП

1—буровая труба; 2—переходник; 3—исада; 4—диффузор; 5—соединительный патрубок; 6—разделительная головка; 7—шаровый клапан; 8—наружная колонковая труба; 9—крупнопроточная труба; 10—смесительная камера; 11—радиальный канал; 12, 13—каналы

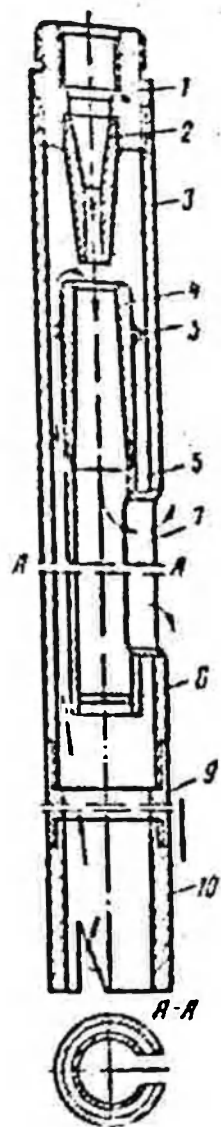


Рис. 58. Одинарный электронный колонковый снаряд конструкции Южно-Казахстанского геологического управления

1—переходник; 2—солдо; 3—труба; 4—приемный патрубок; 5—направляющие; 6—внутренняя труба; 7—цель; 8—заглушка; 9—переходник; 10—дробовая или победитовая коронка

1:5, расход промывочной жидкости не менее 100 л/мин, перепад давления в смесительной камере 20 кг/см² [45].

Испытания снаряда проводились на Соколовском и Сарбайском железорудных месторождениях при проходке порошковатых и трещиноватых руд, где при применении обычных колонковых снарядов наблюдался довольно низкий выход керна.

При бурении скважин диаметром 112 мм с промывкой глинистым раствором данный снаряд обеспечил выход керна более 80%, а среднюю проходку за рейс до 2 м.

До применения эжекторного снаряда проходка за рейс ограничивалась выходом керна и составляла 0,5—1,0 м при 50—70% выхода керна.

В Южно-Казахстанском геологическом управлении разработан эжекторный колонковый снаряд для дробового и твердосплавного бурения с обратной призабойной промывкой. Он предназначен для бурения разрушенных, подверженных истиранию и размыву пород.

Снаряд (рис. 58) состоит из переходника 1, сопла 2, трубки 3, расширяющегося патрубка (диффузора) 4 с приваренными направляющими 5. Диффузор 4 соединен с внутренней трубой 6, нижняя часть которой заглушена. Труба 3, изготовленная из ниппельной заготовки, соединяется посредством переходника 9 с дробовой или твердосплавной коронкой 10. Промывка осуществляется следующим образом. Поток промывочной жидкости, проходя через сопло 2 и диффузор 4, засасывает жидкость из полости керноприемной трубы. Смешанный поток жидкости через окно выходит в затрубное пространство, где он раздваивается. Одна часть идет вверх, а другая вниз, омывая коронку, поступает внутрь керноприемной трубы.

Наиболее эффективная работа водоструйного насоса данной конструкции обеспечивается при следующих основных размерах: диаметр проходного отверстия сопла 8—10 мм, зазор между торцами сопла и диффузора — 15 мм, внутренний диаметр диффузора 4 на верхнем конце 40 мм, на нижнем — 50 мм (конусность — 2°06').

При дробовом бурении рекомендуется в скважину подавать 50—70 л/мин промывочной жидкости; при

твердосплавном — количество подаваемой промывочной жидкости ограничивается только в случае бурения по легко размываемым породам. Заклинка керна осуществляется прекращением подачи промывочной жидкости по колонне бурильных труб в течение 3—5 мин, после чего производится обычный срыв керна.

Снаряд имеет простую конструкцию, что отличает его от всех ранее описанных эжекторных колонковых снарядов.

Киргизской тематической партией техники разведки создан двойной колонковый снаряд с водоструйным насосом для бурения с призабойной обратной промывкой в крепких трещиноватых и разрушенных породах [51].

Данный снаряд обеспечивает возможность бурения с периодическим питанием забоя скважины дробью.

Конструкция этого комбинированного снаряда показана на рис. 59.

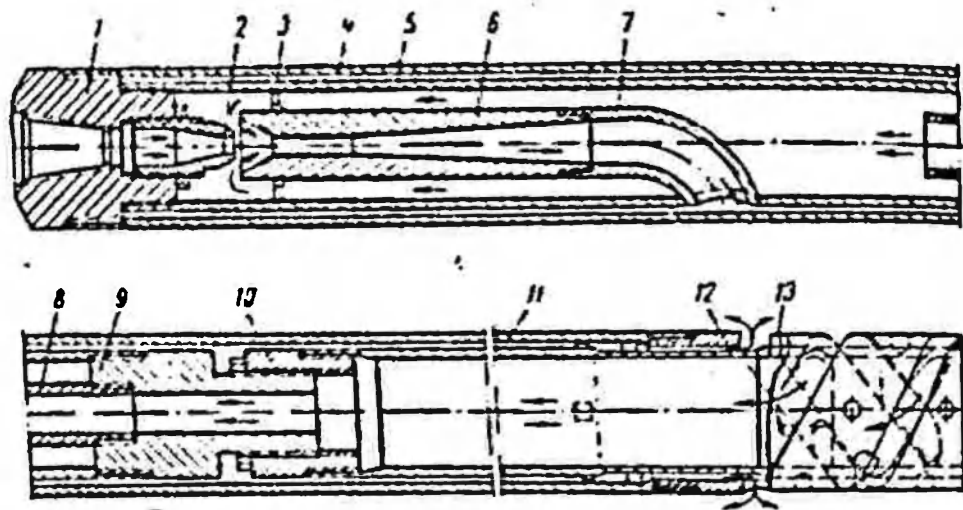


Рис. 59. Комбинированный снаряд дробового бурения, разработанный в Киргизской ССР

Он состоит из наружной колонковой трубы 4, которая сверху соединяется с переходником и внизу со специальной дробовой короной 12, к которой на сварке и заклепках крепится втулка 13. Внутренняя керноприемная труба 11 соединяется с переходником 1 через переходник 9, 10 и внутреннюю трубу 5.

Внутри соединительной шламоулавливающей трубы размещен водоструйный насос и шламопроводящая тру-

ба 8. Сопло 2 ввертывается в переходник 1 и закрепляется контргайкой, а диффузор 6 с центратором 3 и отводной патрубком 7 сваркой закреплены в трубе 5.

Дробовая коронка заимствована у КазИМСа, она имеет увеличенную толщину до 16—17 мм за счет втулки. При этом в коронке удлинены втулка и прорези, изменена форма расточки и утолщена втулка для расточки заклинивания керна. Кроме этого, отверстия на втулке заменены окнами, улучшающими поступление дробин на забой под торец коронки.

Циркуляция промывочной жидкости осуществляется по следующей схеме.

Смешанный поток промывочной жидкости через патрубок 7 попадает в межтрубное пространство и через отверстие в коронке 12 поступает в скважину. В затрубном пространстве поток разделяется, восходящий поток омывает снаряд и охлаждает коронку, предупреждает прихват снаряда шламом; нисходящий — омывает коронку, очищает забой от шлама и поступает вновь в рабочую камеру водоструйного насоса.

Питание забоя скважины дробью может быть как рейсовым, так и порционным. При использовании в качестве промывочной жидкости воды в скважину по трубам нагнетается до 40 л/мин, при применении глинистого раствора 30—35 л/мин при диаметре сопла в 9 мм и диаметре камеры смешения — 18 мм.

В зависимости от характера буримых пород и качества дробин давления на забой изменяется в пределах 25—35 кг/см²; а число оборотов снаряда 153—277 об/мин.

Заклинивание и срыв керна осуществляется путем прекращения подачи промывочной жидкости в течение 2 мин с последующим вращением снаряда (5—6 оборотов).

Применение данного снаряда в сочетании с дробовой и армированной коронками обеспечивает выход керна до 76% против 26% при применении обычных колонковых снарядов (порфировидные граниты, сильно дробленые) — VII—IX категории по буримости.

При бурении описанным снарядом по раздробленным и брекчированным амфиболовым сланцам и фельзатам VII—XI категории по буримости удалось довести выход керна до 75—85%. При бурении же одинарным колонко-

вым снарядом редко удавалось получить выход керна более 40%.

САИГИМСом также разработан и испытан колонковый эжекторный снаряд ТДВЭ-110, предназначенный для дробового бурения. Он относится также к типу двойных колонковых снарядов и имеет конструкцию и принцип действия, аналогичные снаряду, созданному Киргизской тематической партией.

Однако в нем водоструйный насос расположен так, что рабочий поток, выходящий из сопла и эжектируемая жидкость имеют направление не по направлению к забою, как у ранее описанных снарядов, а вверх. Такое расположение эжектора позволяет уменьшить гидравлические сопротивления на линии всасывания, что способствует увеличению эжектируемого потока на внутренней керноприемной трубе и повышению выхода керна.

Недостатком является относительная сложность конструкции и трудность сборки. После спуска снаряда необходимо забрасывать в него шарик.

Эжекторные снаряды конструкции САИГИМСа показали хорошие результаты при бурении крепких разрушенных пород на тех месторождениях, где обычные способы дают низкий процент выхода керна.

Как отмечает Е. С. Ахмеджанов [2], керновые плашки в колонковой трубе эжекторного снаряда обволакиваются шламом из кольцевого забоя, который улучшает их сохранность и препятствует истиранию друг о друга. В колонковой трубе образуется керношламовая проба из интервала, определенного рейсовой проходкой. Средний выход материала пробы при бурении снарядом САИГИМСа составляет около 90%. В табл. 20 приве-

Таблица 20

Условия бурения	Способ промывки	Объем бурения, м	Выход керна-вого материала в пробу, %
Флюоритовое место-рождение	Прямая промывка	8000	10—20
	Обратная промывка	300	80—100
Золоторудное место-рождение	Прямая промывка	4500	43
	Обратная »	270	86
Инженерно-геологиче-ские изыскания	Прямая »	4000	25—35
	Обратная »	350	80—90

дены характеристики проб, полученных при применении данного колонкового снаряда.

Казахским научно-исследовательским институтом минерального сырья разработан двойной эжекторный колонковый снаряд ЭКС-108, показанный на рис. 60.

Снаряд предназначен для дробового и твердосплавного бурения в трещиноватых разрушенных перемещающихся по твердости пород II—III категории по буримости.

Отличительной особенностью снаряда является наличие кернорвательного устройства и невращающейся внутренней керноприемной трубы.

Кернорвательное устройство состоит из корпуса 16, пружины 17 и опорного кольца 18. Пружинны изготовлены из стальной проволоки диаметром 1—1,3 мм, имеют П-образную форму и закреплены в отверстиях корпуса упорным кольцом.

Между торцом корпуса 16 и внутренней частью дробовой коронки оставляется зазор в 2—3 мм, что предотвращает вращение кернорвателя в процессе бурения. Этот зазор регулируется с помощью деталей 8 и 7.

Внутренняя керноприемная труба 15 подвешена на герметичном подшипниковом узле. Последний состоит из разъемного переходника 10, 12, воротниковых манжет 13, кольца 9 и винтов 14.

В нижней части керноприемная труба имеет, кроме расточки под кернодержатель, центрирующие выступы. Керноприемная труба подвешена к распределительной головке 6, которая посредством промежуточной трубы 5 соединена с верхним переходником 1. К последнему, кроме того, сверху присоединяются шламовая и бурильные трубы, а внизу сопло 2 водоструйного насоса и наружная

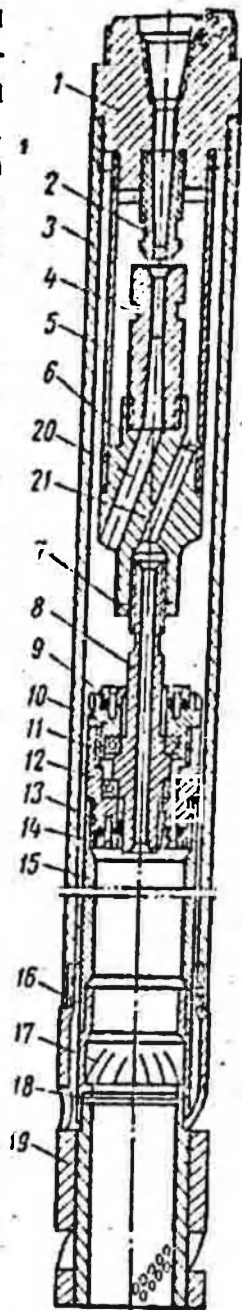


Рис. 60. Двойной водоструйный колонковый снаряд конструкции КазНИМС

колонковая труба 3, к которой присоединена специальная дробовая коронка 19.

Коронка имеет два выреза шириной 26 мм, расположенных по винтовой линии под углом 35°.

Промывочная жидкость, нагнетаемая с поверхности насосом, вытекает из сопла 2 с большой скоростью и засасывает жидкость, находящуюся в трубе 5. Диффузор закреплен в трубе 5.

Смешанный поток через канал 20 попадает в межтрубное пространство и оттуда через окна в коронке в затрубное пространство. Одна часть жидкости течет вверх к устью, а другая через отверстия в коронке в керноприемную трубу, и оттуда через канал 21 внутрь трубы 5. Таким образом создается обратная циркуляция промывочной жидкости в призабойной зоне. Наиболее рациональное питание забоя дробью — порционное.

При крупнопорционном питании дробь в количестве 1,2—1,5 кг засыпается через каждые 30—40 мин, а мелкие порции (по 100—150 г) — через каждые 5 мин с помощью дробопитателя. При засыпке дроби снаряд над забоем не поднимается.

Наилучшие результаты как по механической скорости, так и по выходу керна получены при мелкопорционной засыпке дроби диаметром 3 мм.

Рациональным режимом при бурении снарядом ЭКС-108 является:

Осевая нагрузка, кг	600—700
Скорость вращения, об/мин	150—230
Количество промывочной жидкости при промывке скважины водой:	
а) при длине дробовой коронки более 200 мм, л/мин	80—100
б) при длине дробовой коронки менее 200 мм, л/мин	70—80
При промывке скважины глинистым раствором:	
а) при длине коронки более 200 мм, л/мин	70—80
б) при длине коронки менее 200 мм, л/мин	60—70

Увеличение количества промывочной жидкости приводит к выносу дроби из-под торца коронки.

В конце рейса расход промывочной жидкости снижается до 10—15 л/мин.

В результате этого мелкие кусочки керна, находившиеся во взвешенном состоянии, оседают, не заклинивая керн. Это обеспечивает надежное удержание его при подъеме снаряда на поверхность. В процессе буре-

ния не рекомендуется отрывать снаряд от забоя. Данный снаряд может применяться и при бурении твердосплавными коронками.

При бурении твердосплавными коронками КазИМС рекомендуются следующие режимы:

Среднее давление, кг	600—1200
Скорость вращения, об/мин	150—350
Выход промывочной жидкости:	
воды, л/мин	90—140
глинистого раствора, л/мин	70—120

Проходка за рейс как при дробовом, так и при твердосплавном бурении не должна превышать 1,8 м.

Эжекторные колонковые снаряды КазИМСа прошли широкие промышленные испытания в различных геологических условиях бурения.

Снаряд повышает механическую скорость бурения по сравнению с обычными колонковыми снарядами и обеспечивает необходимый процент выхода керна при бурении в трещиноватых и перемеживающихся породах.

В табл. 21 приведены сравнительные данные по вы-

Таблица 21

Тип бурового снаряда	Диаметр бурового наконечника, мм	Пробурено, м	Выход керна	
			м.	%
Однорядный колонковый снаряд для дробового бурения	110	65,1	2,65	3
Однорядный колонковый снаряд для алмазного бурения	76	32,8	15,35	47
Снаряд ЭКС-108 для дробового бурения	110	45,35	33,10	73

ходу керна в трещиноватых кремнистых породах в зависимости от вида применяемого бурового снаряда и истирающих материалов.

С помощью снарядов КазИМС на месторождениях Казахстана пробурено свыше 3500 м. Сравнительные испытания с колонковыми снарядами аналогичного принципа действия показали, что снаряд конструкции КазИМС является более совершенным и он принят МГ СССР к серийному производству, которое осуществляется Алма-Атинским ремонтным заводом.

ЦНИГРИ МГ СССР разработаны одинарные и двойные колонковые снаряды со встроенным струйным насосом, предназначенные для алмазного бурения скважин.

На рис. 61, а показан одинарный колонковый снаряд типа ОЭС. Он состоит из верхнего переходника 1, струйного насоса (детали 2, 3 и 4), нижнего переходника 5 с отражателем 6, шламовой трубы 7 и центральной трубы с обратным шаровым клапаном 8, переходника 9, колонковой трубы 10 и алмазной коронки 11. Засасываемая эжектором промывочная жидкость омывает забой и обогащенная шламом и мелкими частицами породы по центральной трубке 8 попадает в шламоулавливатель, откуда по промывочному каналу в переходнике 5 поступает в приспущенную камеру 3. На базе одинарного колонкового снаряда собирается двойной, с опережающей, вращающейся внутренней керноприемной трубой (рис. 61, б); промывочная жидкость из диффузора эжектора на забой попадает по межтрубному кольцевому пространству.

Одинарный колонковый снаряд предназначен для бурения в разрушенных, перемятых породах IX—XII категории по буримости. Двойной колонковый снаряд рекомендуется для бурения по часто перемеживающимся породам VII—IX категории.

Расход промывочной жидкости рекомендуется поддерживать в пределах 80—110 л/мин, а при заклинке керна в течение 5 мин расход постепенно снижается до 50—60 л/мин. Скорость вращения бурового инструмента 150—300 об/мин.

В результате проведенных испытаний этих снарядов установлено, что применение эжекционных колонковых снарядов почти в два и более раза повышают выход керна по сравнению с обычным алмазным бурением одинарными колонковыми снарядами. Процент выхода керна не зависит от длины рейса.

В то же время при применении двойных колонковых снарядов наблюдается повышенный расход алмазов (с 2,7 до 3,5—5 карат на 1 м) и снижается механическая скорость бурения на 15—20% (месторождение Мурунта).

Учитывая то обстоятельство, что эжекторные снаряды могут быть использованы с серийными коронками,

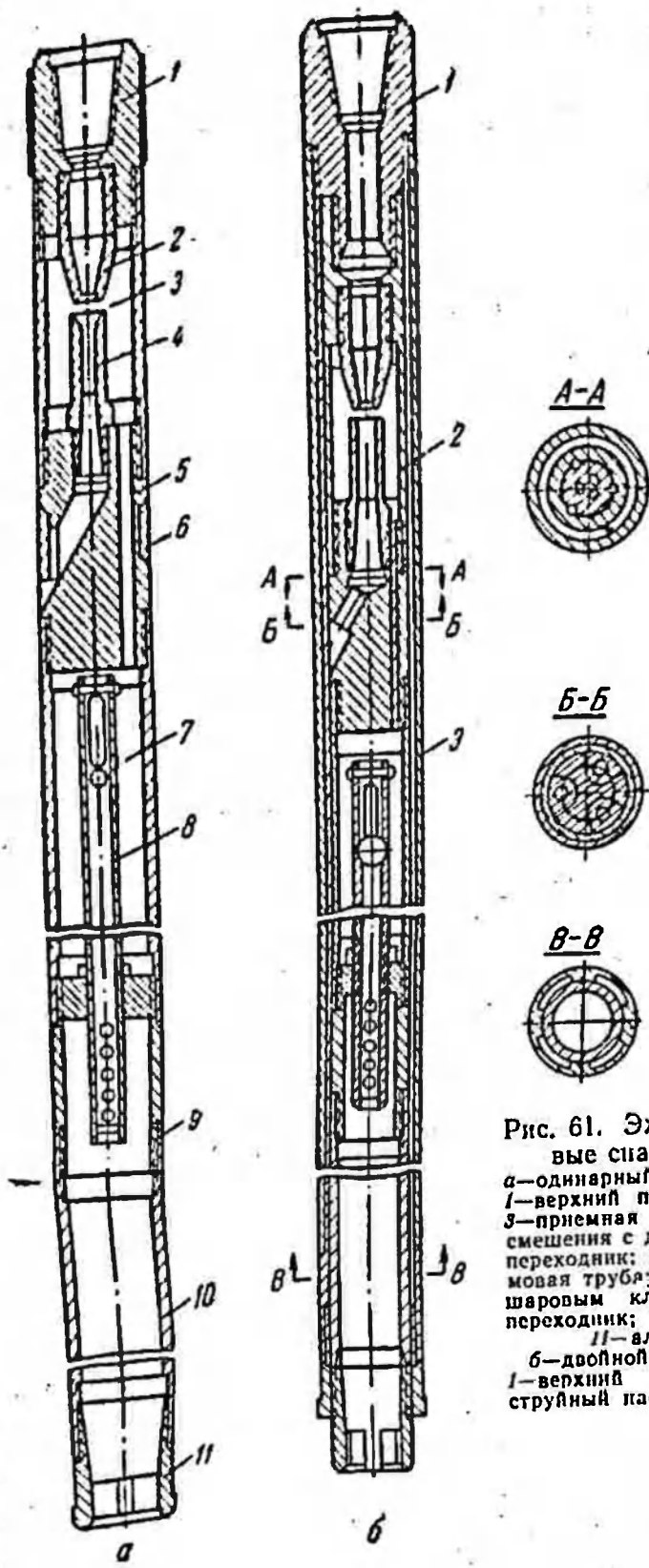


Рис. 61. Эжекторные колонковые снаряды ЦНИГРИ

а—одинарный колонковый снаряд:
 1—верхний переходник; 2—насадка;
 3—приемная камера; 4—камера
 смещения с диффузором; 5—нижний
 переходник; 6—отражатель; 7—шла-
 мовая труба; 8—внутренняя труба с
 шаровым клапаном; 9—шламовый
 переходник; 10—колонковая труба;
 11—алмазная коронка
 б—двойной колонковый снаряд:
 1—верхний переходник; 2—водо-
 струйный насос; 3—наружная труба

возможно их применение в отдельных случаях при бурении по сильно разрушенным породам как средство улучшающее качество отбора керновых проб.

Анализ работы и опыт эксплуатации колонковых снарядов со встроенными подструйными насосами, создающими обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости, показывают, что они обладают целым рядом преимуществ.

1. Применение эжекторных колонковых снарядов с обратной промывкой обеспечивает повышение выхода керна, рейсовой проходки, а отдельные снаряды и механической скорости бурения (снаряд конструкции КазИМС).

2. Снаряды обеспечивают возможность бурения при наличии горизонтов поглощающих пород.

3. Снаряды имеют сравнительно простую конструкцию и технологию бурения.

4. Конструкция снарядов дает возможность бурения скважины как дробью, так и твердосплавными и алмазными коронками.

В то же время эжекторные колонковые снаряды обладают и рядом существенных недостатков.

1. Применение этих снарядов в условиях поглощения промывочной жидкости связано с большим расходом промывочной жидкости в условиях неустойчивых горных пород с размывом и обрушением стенок скважины.

2. Отсутствует какой-либо контроль за призабойной циркуляцией промывочной жидкости, что является отрицательным моментом.

При малой скорости восходящего потока наблюдается недостаточная очистка скважины от шлама, при большой скорости — вымывание дроби из-под торца коронки и размыв керна при бурении в легкоразмывающихся породах.

При заклинивании керна в колонковой трубе и создании в ней значительных гидравлических сопротивлений обратная промывка вообще может отсутствовать, что приведет к зашламованию скважины (шламовому прихвату) или прижогу коронки. Особенно это характерно для одиночных колонковых снарядов, в которых снаряд омывается только эжектируемым потоком. Двойные снаряды в этом отношении имеют преимущества, так как

суммарный поток эжектируемой и рабочей жидкости поступает непосредственно к породоразрушающему инструменту (на забое), где он и разделяется.

На рис. 62 показан двойной снаряд с эжектором, который обеспечивает возможность создания обратной промывки по всему стволу скважины.

Снаряд состоит из колонны бурильных труб 1, 7, двойной эксцентричной колонны бурильных труб 2, 3 и эжекторного устройства 4, 5, 6, расположенного в самом низу двойной колонны. В верхней части снаряда внутренняя труба сообщается с затрубным пространством. Снаряд спускают в скважину на колонне бурильных труб и устанавливают с таким расчетом, чтобы выходное отверстие внутренней колонны труб находилось на 10—20 м выше статического уровня жидкости в скважине. Общая длина двойной колонны может составлять несколько десятков метров в зависимости от вида и мощности привода (насоса или компрессора) снаряда. При нагнетании с поверхности насосом воды, последняя проходит по кольцевому пространству между трубами 2 и 3 и выходит через насадку 6 в камеру смешения 5 и диффузор 4, куда засасывается и жидкость из колонны бурильных труб, расположенных ниже снаряда. Образующаяся смесь поднимается по внутренней трубе и изливается в затрубное пространство. То же самое происходит и при нагнетании с поверхности компрессором сжатого воздуха. Только из внутренней трубы в затрубное пространство изливается аэрированная жидкость. Отделившийся воздух по затрубному пространству поднимается вверх к устью.

Струйный аппарат такой конструкции наиболее рационально использовать, когда ствол сложен легко размывающимися породами и статический уровень воды

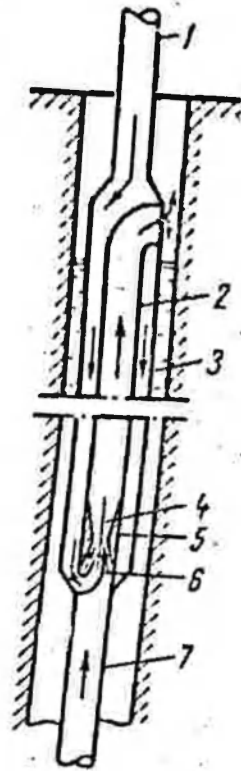


Рис. 62. Погружной эжекторный снаряд для создания обратной промывки по всему стволу скважины

в скважине находится в нескольких десятках метров от устья.

Следует отметить, что глубина бурения с использованием такого типа струйного аппарата ограничена.

§ 6. Колонковые снаряды с приводом встроенного погружного насоса от вращения бурильной колонны

Колонковые снаряды этой группы создают обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости с помощью встроенных погружных насосов, привод которых осуществляется от вращения колонны бурильных труб.

В последнее время был предложен и разработан ряд конструктивных схем снарядов, в которых в качестве погружных насосов используются: а) колонковая труба (как в снаряде для безнасосного бурения), б) поршень, в) винт.

Все схемы предусматривают затормаживание корпуса насоса, встроенного в колонковый снаряд, о забой или о стенки скважины и привод поршня от вращения колонны бурильных труб.

Величина создаваемого тормозного момента определяет максимально возможную гидравлическую мощность встроенного насоса, а отношение величины тормозного момента к величине крутящего момента, потребного для работы встроенного насоса, свидетельствует о степени работоспособности конструкции в заданных условиях.

Величины гидравлической мощности встроенного насоса при бурении с призабойной циркуляцией намного ниже таковой для насоса, установленного на поверхности, так как расход промывочной жидкости и напор, потребные для очистки забоя, в первом случае меньше.

Известно, что применение двойных колонковых труб с невращающейся керноприемной трубой, работающей по принципу «штампа», обеспечивает более высокий выход керна и улучшает качество опробования.

Естественно предположить, что в сочетании с призабойной циркуляцией такой колонковый снаряд обеспечит кроме сказанного возможность бурения в осложненных условиях: при наличии зон поглощения, неустойчивых интервалов пород, разрушающихся под воздействием промывочных жидкостей и др. Внедрение штампа в забой скважины требует для проворачивания его вокруг

оси приложения определенного крутящегося момента, который должен продолжить силу трения пары штамп — забой и сопротивление породы скалыванию при внедрении зубчатой кромки штампа.

Момент, необходимый для страгивания керноприемной трубы обеспечивает возможность торможения корпуса встроенного в колонковый снаряд насоса.

На рис. 63 представлена схема снаряда конструкции А. А. Волокитенкова, А. Г. Калининна, А. К. Аत्याкина и Н. Н. Литвинова, в котором тормозной момент, создаваемый штампом 2 на внутренней керноприемной трубе, обеспечивает возвратно-поступательное перемещение наружной колонковой трубы 4 с твердосплавной короной 1. Труба 4, перемещалась вверх и вниз, вместе с шаровым клапаном 19 и шламовой трубой 17 создает циркуляцию промывочной жидкости в зазорах между стенками скважины и колонковым снарядом и между наружной 4 и внутренней 3 трубой. Через каналы в nipple 18 промывочная жидкость, обогащенная шламом, попадает в шламоприемную трубу 17.

В этом случае наружная труба 4 работает как в снаряде для безнасосного бурения.

Механизм возвратно-поступательного движения наружной трубы состоит из двухкулачковых полумуфт 11, 12 и пружины 13.

При вращении колонны бурильных труб вместе с переходником 14 вращается наружная труба 4 и закрепленная на нем полумуфта 12, которая перемещается по полумуфте 11, закрепленной на керноприемной трубе 3, поскольку кулачки полумуфт имеют профиль в форме синусоиды. Наружная колонковая труба за один оборот колонны бурильных труб перемещается вверх и вниз по отношению штампа. Величина хода зависит от амплитуды синусоиды профиля кулачка.

Пружина 13 служит для равномерной передачи давления от полумуфты 11 к полумуфте 12 и снижает износ трущихся поверхностей.

Макет снаряда, выполненный по описанной схеме, проходил испытания в скважине.

Скважина наклонная глубиной 50 м. Геологический разрез представлен часто перемежающейся толщей пород, состоящей из набухающих глин, размокающих мергелей с прослойками трещиноватого известняка. При бу-

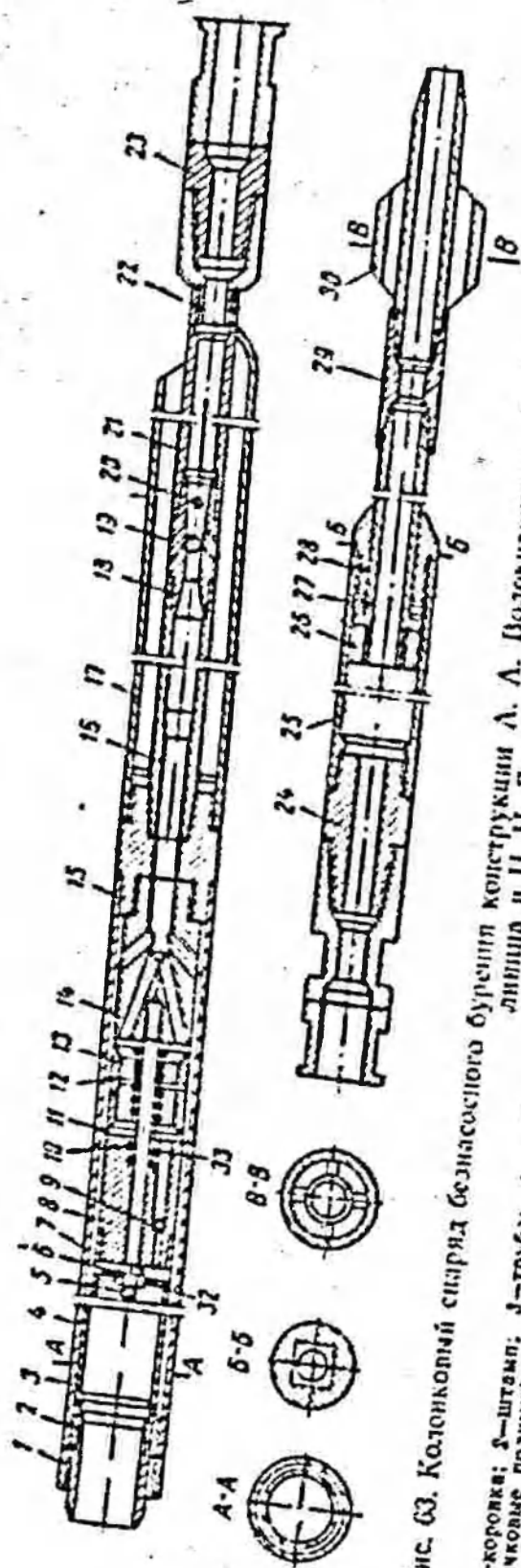


Рис. 63. Колонковый снаряд безнасосного бурения конструкции А. А. Волокитенкова, А. К. Аткина, А. Г. Ка-
 лачковых полуфута; 13—пружина; 14—шарик; 15—переходник; 16—патрубок; 17—пламьшная труба; 18—шарик; 19—шарик; 20—шарик;
 21—бурильная труба; 22—переходник; 23—У.Б.Г.; 24—переходник; 25—труба; 26—гайка; 27—шток; 28, 29—переходники; 30—цев-
 трактор

рении наблюдалось полное поглощение промывочной жидкости (воды).

В процессе бурения твердосплавными коронками 112 мм применялись следующие режимы: давление на забой в пределах 500—1500 кг/см², скорость вращения 71 и 153 об/мин.

Снаряд обеспечивал необходимую циркуляцию промывочной жидкости, о чем свидетельствует тот факт, что в процессе бурения снаряд ни разу не прихватывало, межтрубное пространство не забивалось разбуренной породой, а в шламовой трубе имело место нормальное скапливание (осаждение) шлама. Керн поднимался полностью, заметного износа трущихся поверхностей полумуфт 11 и 12 за несколько спусков снаряда в скважину не было. Испытывались полумуфты с высотой подъема в 15, 20 и 25 мм. Было установлено, что при числе оборотов бурового снаряда 153 в 1 мин целесообразно применять полумуфты с высотой подъема 15 и 20 мм; при меньшем числе оборотов высоту подъема можно увеличить до 25—30 мм.

Выход «штампа» 2 по отношению к наружной колонковой трубе регулировался сменой самого штампа. При бурении по породам до III категории по буримости выход штампа должен доходить до 30 мм. При бурении по более твердым породам (IV—V категории) выход штампа следует соответственно уменьшить до 10 мм и менее.

Описанная схема снаряда может быть применима в ограниченных условиях только при бурении мягких пород твердосплавными наконечниками.

В СКБ МГ СССР была разработана схема с использованием для создания призабойной циркуляции промывочной жидкости встроенного винтового насоса (рис. 64).

В этой схеме при вращении бурильной колонны обойма винта 1 вращается совместно с наружной колонковой трубой 9, а винт 2 тормозится за счет внедрения штампа 11 керноприемной трубы 10 в забой.

При вращении обоймы между винтовыми поверхностями винта и обоймы образуются полости, в которых засасываемая жидкость замыкается и перемещается в колонковый снаряд.

В схеме предусмотрено вращение обоймы относительно винта, а не наоборот, как это бывает у винтовых насосов, поскольку здесь уменьшаются утечки в насосе,

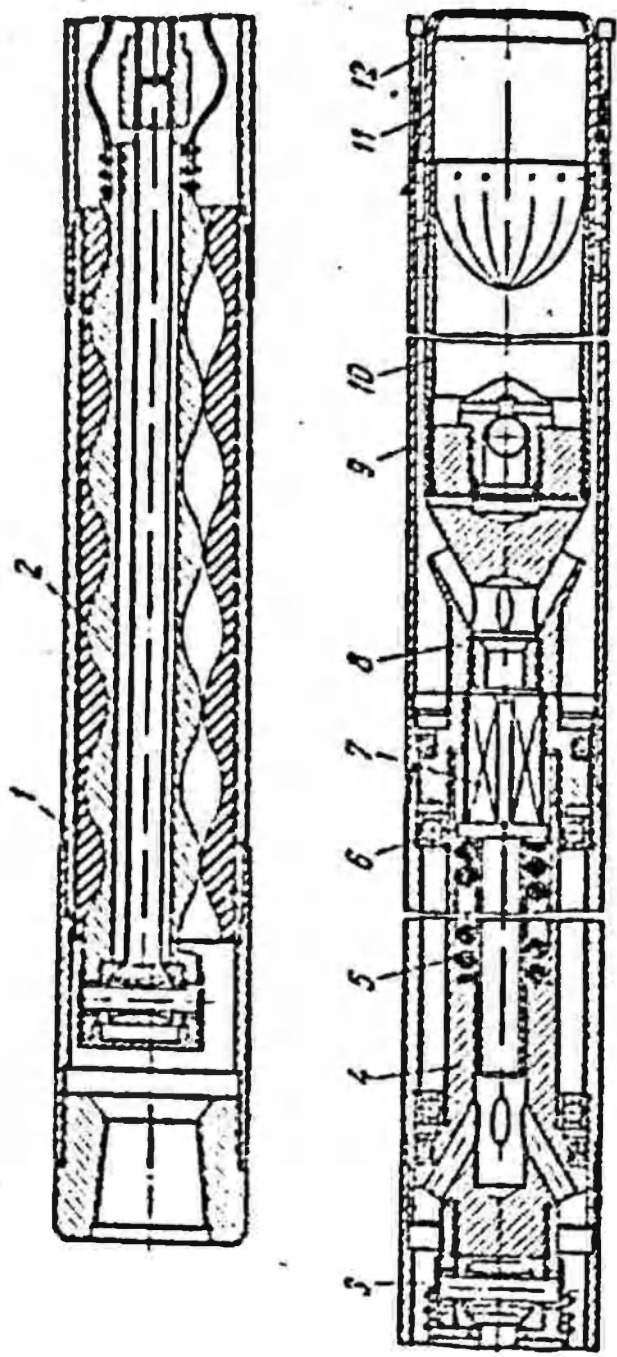


Рис. 64. Колошковый аппарат циркуляции с насосом конструкции СКБ и МГ СССР

1—обойма винта; 2—винт; 3—опора; 4—цилиндр; 5—пружина; 6—подцилиндр; 7—шток; 8—переходник; 9—колонковая труба; 10—крупноорбитальная труба; 11—штанга; 12—коронка

т. е. обеспечивается возможность получения большей производительности насоса.

Тормозной момент от штанги 11 и керноприемной трубы 10 передается ввиту 2 через переходник 8 со встроенным шариковым клапаном. Жестко соединенный с переходником 8 шток квадратного сечения входит в цилиндр 4 и под действием пружины 5 имеет возможность осевого перемещения, чем достигается автоматическое регулирование величины выхода штампа в зависимости от твердости буримых пород.

Цилиндр 4 размещен внутри наружной колонковой трубы на подшипниках 6 и жестко связан с опорой 3 вала ввита насоса.

Экспериментальными исследованиями [34] была проверена работоспособность винтового насоса на малых числах оборотов (72/450 об/мин). Исследования показали, что производительность насоса изменяется почти пропорционально изменению чисел оборотов ввита насоса, на малых числах оборотов (72—112 об/мин.). Насос лучше работает на более вязкой жидкости — глинистом растворе, при числах оборотов 180—450 об/мин производительность и давление не зависят от рода прокачиваемой жидкости, а производительность насоса обратно пропорциональна давлению в линии нагнетания.

По описанной схеме был изготовлен и опробован в скважине макет снаряда диаметром 108 мм. При изготовлении макета использовались винтовая пара и карданный вал насоса ВН18-3М.

При бурении было установлено, что снаряд при вращении бурильной колонны со скоростью 153 об/мин имеет производительность насоса около 12 л/мин. Этого оказалось недостаточным для нормальной работы по схеме прямой промывки.

Поэтому целесообразно применять эту схему снаряда с винтовым насосом с обратной промывкой. Кроме того, следует предусмотреть забойный редуктор, повышающий скорость вращения ввита насоса.

На рис. 65 представлен одинарный колонковый снаряд со встроенными винтовыми насосами для бурения по твердым породам. Вращение ввита насоса осуществляется от колонны бурильных труб, а торможение корпуса обоймы насоса с помощью специального устройства, распираемого о стенки скважины.

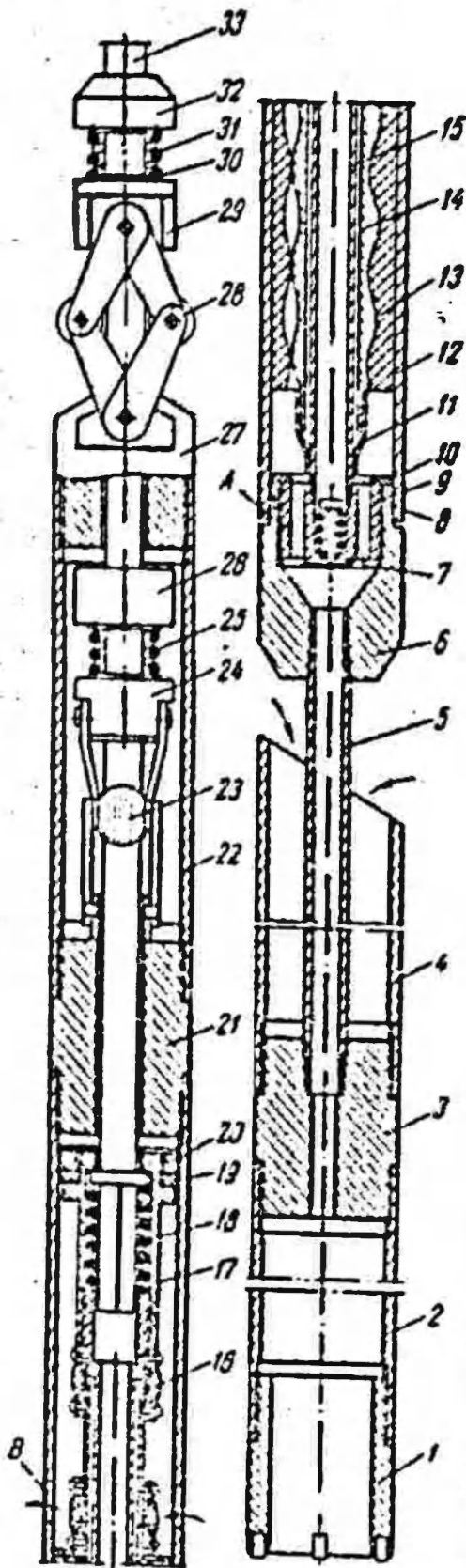


Рис. 65. Колонковый снаряд со встроенным винтовым насосом конструкции А. А. Волохитенкова, В. П. Максимова, М. М. Розина и В. М. Швецова

1—корочка; 2—колонковая труба; 3, 6, 21, 27—переходники; 4—шлангоприемная труба; 5—буровая труба; 7—обратный клапан; 8—уплотнения; 9—обойма; 10—уплотнительное кольцо; 11—резиновый чулок; 12, 13, 14—детали винтового насоса; 15—труба; 16—гибкая муфта; 17—квадратное соединение; 18, 25—пружины; 19—резиновая обойма; 20—упорное кольцо; 22—23—детали насосного устройства; 24—буровая труба

Принцип работы снаряда следующий. При установке снаряда на забой бурильная труба 33, имеющая на конце квадратное сечение, смещается вниз, сжимая пружины 18, 25 и 31, в это время тормозные колодки 23 и 28, имеющие поперечные насечки, прижимаются к стенкам скважины и через переходник 21 и трубу 12 удерживают от вращения обойму насоса 13. Винт 14 насоса при вращении колонны бурильных труб вращается. Вращение передается через квадрат бурильной трубы 33 и эластичную муфту 16. Промывочная жидкость засасывается из затрубного пространства через окна В и через отверстие А, трубу 5 и центральный канал переходника 3 нагнетается внутрь колонковой трубы и дальше на забой. Таким образом осуществляется прямая призабойная циркуляция промывочной жидкости. Перевернув насос, эта схема снаряда дает возможность осуществлять бурение с обратной промывкой.

Для лучшей очистки промывочной жидкости от шлама нами предлагаемый снаряд можно оснащать несколькими наружными шлагоулавливающими трубами, расположенными на некотором расстоянии друг от друга выше колонковой трубы.

Основным преимуществом данного снаряда перед описанным выше является то, что он может использоваться для бурения по твердым породам.

Для увеличения производительности встроеного в снаряд насоса была разработана схема с использованием поршневого насоса (рис. 66).

Колонковый снаряд состоит из наружной колонковой трубы 12 с коронкой 15, внутренней керноприемной трубы 13 со штампом 14, переходника 11 со встроеным клапаном и штоком 10.

Насосная часть состоит из цилиндра 6, в котором перемещается шток 5 с поршнем 7, оснащенный клапаном 8. Шток и поршень имеют только возвратно-поступательное движение, от вращения они удерживаются стопорным пальцем 4, который входит в паз штока. На верхнем конце штока крепится кулачок 3 с пазом, имеющим в развертке вид синусоиды. В пазу перемещается палец 2, закрепленный на корпусе 1. Второй клапан встроены в цилиндр 6, который связан с переходником 11 штоком 10.

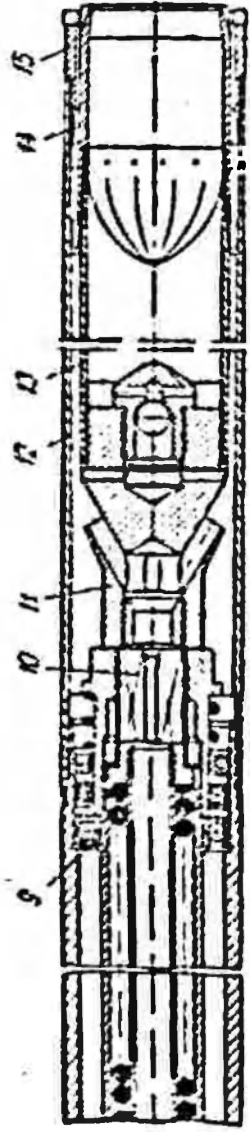
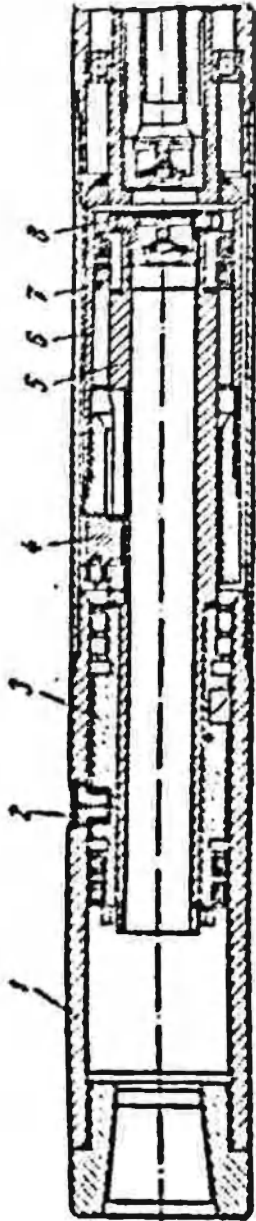


Рис. 66. Колонковый стержень призматической циркуляции с поршневым насосом

Шток 10 в цилиндре б под воздействием пружины 9 имеет возможность осевого перемещения, чем достигается регулирование выхода штампа из-под торца коронки.

При вращении колонны корпус 1 с помощью пальца 2 перемещается кулачок со штоком и поршнем относительно цилиндра б. Благодаря синусоидному профилю выреза в кулачке, он осуществляет возвратно-поступательное движение, совершая за один оборот колонны движение вверх и вниз.

При движении поршня вверх происходит наполнение цилиндра жидкостью, при движении вниз — нагнетание последней на забой.

Перестановкой клапанов обеспечивается прямая или обратная циркуляция.

Изготовленный по описанной схеме макет снаряда проходил длительные исследования на специальном стенде и в скважине.

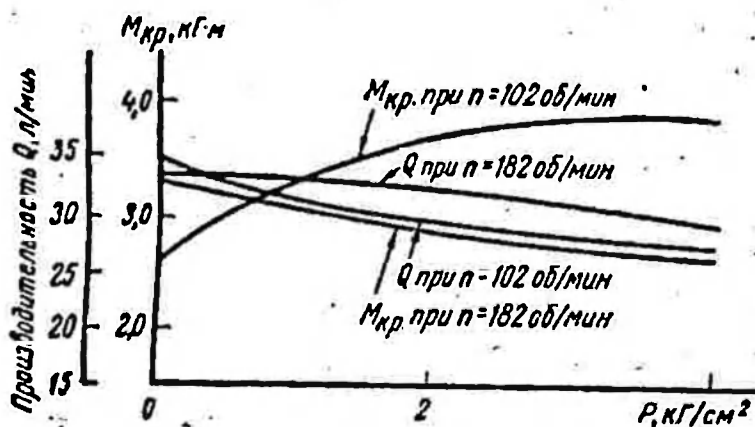


Рис. 67. График зависимости давления и числа оборотов от крутящего момента и производительности насоса

На рис. 67 показан график установленной зависимости. График построен по шести наблюдениям в каждой точке, разброс наблюдений в одной точке не превышал $\pm 9\%$.

Как видно из графика, с ростом давление с 0 до 4 кг/см² производительность насоса падает с 34 до 27,5 л/мин., а крутящий момент, необходимый для работы насоса, возрастает с 2,65 кг·м до 3,85 кг·м.

Следует отметить, что полученная производительность насоса значительно отличается от теоретической

(43,5 л/мин при нулевом давлении). Коэффициент наполнения α в этом случае равен 0,7, против $\alpha = 0,85-0,9$, характерного для малых поршневых насосов.

При увеличении скорости вращения до 182 об/мин коэффициент наполнения снижается до 0,45.

Стендовыми испытаниями был также установлен рациональный профиль кулачка. Наиболее приемлемым оказался двухходовой кулачок с ходом 30 мм, профиль которого очерчен дугами окружности.

Разворотка профиля кулачка изображена на рис. 68.

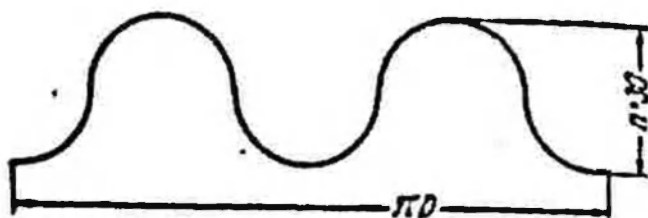


Рис. 68. Разворотка профиля кулачка

В стендовых условиях определялась также величина тормозного момента развиваемого штампом. Испытания проводились на блоке известняка (IV категория по буримости) и цементном блоке (III категория).

В блоке породы выбуривалась скважина глубиной 10—12 см и заполнялась водой, в нее устанавливался штамп, на который гидравлической станкой создавали давление. Между штампом и ведущей трубой был установлен датчик крутящего момента, с помощью которого регистрировался крутящий момент, необходимый для проворачивания штампа относительно керна.

На рис. 69 показана зависимость тормозного момента от осевого усилия P , прилагаемого к штампу.

В процессе испытаний штамп внедрялся на полную высоту рабочей части в цементном блоке при нагрузке выше 600 кг, а в известняке более 800 кг.

Таким образом, оптимальный тормозной момент, развиваемый штампом, составляет для цементного камня 11 кгм и для известняка 30 кгм.

Сопоставление величины крутящего момента, необходимого для работы кулачкового механизма и тормозного момента, развиваемого штампом, показывает, что при наиболее тяжелых условиях работы (сопротивление в

колонковом снаряде достигает 4 кг/м^2) запас прочности при бурении по цементу составляет:

$$\frac{11}{4} = 2,75, \text{ а при бурении по известняку } \frac{30}{4} = 7,5.$$

Эти данные свидетельствуют о возможности использования описанной схемы для бурения некоторых пород.

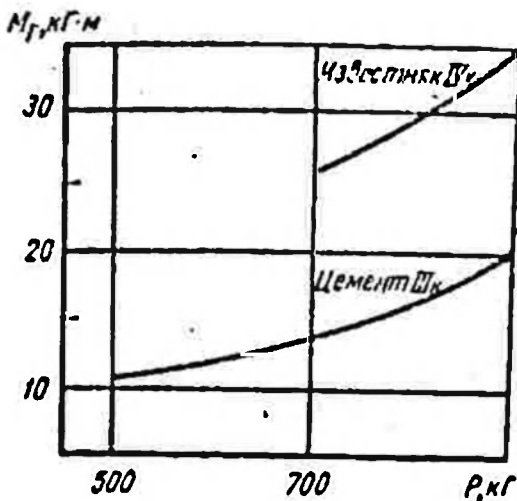


Рис. 69. График зависимости величины тормозного момента M_t от осевой нагрузки на штамп P , кг

Проведенные исследования [34] привели к выводу о необходимости увеличения тормозного момента снаряда. Поскольку в твердых породах внедрение штампа затруднено, возникло предложение о торможении насоса о стенки скважины.

Были разработаны две схемы: одна — с использованием винтового насоса и другая — с использованием поршневого насоса.

Предпочтение было отдано последней, так как она позволяет вписать в допустимые наружные размеры снаряда насос большей производительности. Макет снаряда был разработан и изготовлялся с учетом проведенных исследований работы кулачкового механизма. На рис. 70 приведена тормозная и насосная части снаряда. Буровая часть не имеет отличительных особенностей и не приводится. С этим снарядом может быть использована как одинарная, так и двойная колонковая труба.

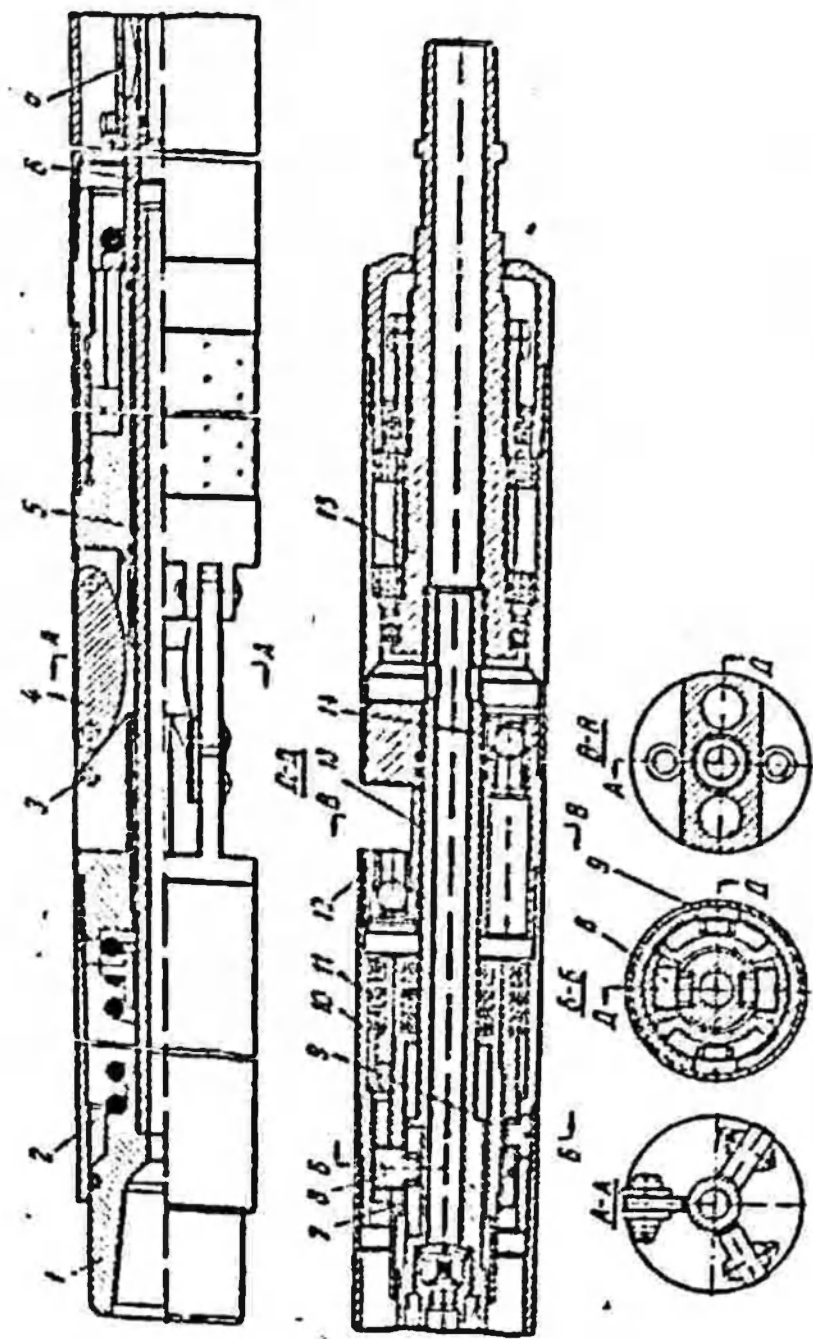


Рис. 70 Колошковый насос с распорным устройством

Распорное устройство снаряда состоит из трех секторов 4. По мере углубления бурового наконечника соответственно перемещаются и секторы распора, скользя по стенкам скважины и удерживая корпус снаряда от вращения.

При постановке снаряда на забой и передаче на него осевого усилия толкатель 3 под воздействием пружины 2 выдвигает секторы из гнезд и раскрепляет их о стенки скважины. (Величина развода секторов по диаметру равна 1,35 диаметра бурового наконечника.)

Вращение буровому наконечнику передается от колонны труб через переходник 1, трубу 5, штоки 6, 3 и вал 15, соединенный с колонковым механизмом снаряда.

Насосная часть снаряда состоит из корпуса 10, удерживаемого распорным устройством от вращения, кулачка 7 с поршнем 11 и клапанов 12, 14. Кулачок с поршнем посажен на вращающийся шток 13 и на 2-х стопорных пальцах 8, которые входят в продольные пазы штока и обеспечивают кулачку возможность осевого перемещения относительно штока. Кулачок имеет профильный паз, в который входят пальцы 9, жестко связанные с невращающимся корпусом снаряда. При вращении кулачка пальцы 9 заставляют его совершать по штоку возвратно-поступательное движение, обеспечивая тем самым перемещение поршня и работу насоса.

Изготовленный макет снаряда был испытан в скважине на глубинах 25 и 140 м при бурении известняков IV и VI категорий.

Для наблюдения за работой кулачкового механизма непосредственно в скважине в снаряд был встроен датчик, который периодически замыкал контакты при вращении переходника 1 и передавал по кабелю на осциллограф сигнал. Пульсация сигналов на осциллографе должна была соответствовать числу оборотов бурового вала, относительно заторможенного корпуса снаряда.

Как показали наблюдения за работой снарядов, все узлы в начале рейса работали нормально. Затем корпус начинал периодически проворачиваться вместе с колонной буровых труб, а через некоторое время насос переставал работать и происходила затирка керна всухую. Длина рейса при работе макета снаряда в известняке VI категории составила 35—55 см, в известняке IV категории колебалась от 5 до 15 см.

Следует отметить, недостаточно высокое качество изготовленных макетов, в результате чего наблюдалось заедание пальцев в беговой канавке кулачка, что естественно способствовало проворачиванию тормозного устройства снаряда в скважине.

Проведенные экспериментальные работы подтвердили возможность создания колонковых снарядов для бурения с призабойной циркуляцией и использованием распорной системы для работы встроеного в снаряд насоса. Они показали необходимость совершенствования распорной системы. Контактная поверхность распоров должна быть такой, чтобы давление, передаваемое на стенки скважины, не вызывало их разрушения [34].

Для этой цели целесообразно также иметь распорную систему, которая в процессе углубления скважины остается неподвижной, а ее перекрепление происходило периодически (шагающее распорное устройство).

Создание снарядов для бурения с призабойной циркуляцией и использованием вращения бурильной колонны особенно большое значение имеет для опробования водяных и нефтеносных горизонтов.

Эти снаряды обеспечивают возможность проходки скважин с использованием флюидов, содержащихся в опробуемом пласте.

При некоторых конструктивных решениях возможно получение образцов керна с сохранением естественных пластовых условий, что позволит обеспечить высокое качество опробования водоносных и нефтеносных горизонтов горных пород.

§ 7. Обратная промывка скважин погружными насосами с электроприводом и гидроприводом турбины вращения долота

При бурении беструбным электробуром обратная призабойная циркуляция жидкости создается погружными насосами с электроприводом [38]. При этом используются двухступенчатые центробежные насосы реверсивного действия, устанавливаемые между электродвигателем и редуктором. Насосы могут работать на одном валу с погружным электродвигателем. Обязательным составным элементом снаряда является шламосборник.

Длина (емкость) шламоборника определяет возможность проходку скважин за один рейс. При бурении сплошным забоем длина рейса не может быть больше половины длины шламоборной трубы. Длина желонки может достигать нескольких десятков метров (20—30 м).

При бурении скважин с отбором керна длину желонки значительно уменьшают.

Погружные насосы с электроприводом для создания обратной призабойной циркуляции промывочной жидкости могут быть использованы и при вращательном бурении с помощью колонны бурильных труб [36].

А. А. Мининим, А. А. Погарским и К. А. Чефрановым предложен снаряд, в колонковой трубе которого расположен насос с электродвигателем [37].

Колонковый снаряд состоит из шламовой трубы, оснащенной шарошечным долотом и соединенной в верхней части с колонной бурильных труб.

Местная циркуляция жидкости осуществляется при помощи центробежного насоса и погружного безмасляного однофазного электродвигателя. Питание электродвигателя происходит по каротажному кабелю, отрезки которого закладываются в бурильные трубы.

Циркуляция осуществляется по обратной схеме таким образом, что шламодержащий восходящий поток направляется в магистральную трубу небольшого сечения, вмонтированную в шламовую трубу и смещенную от оси колонкового снаряда. При достижении потоком верхней изогнутой примерно на 180° части магистральной трубы, в результате резкой потери скорости, происходит выпадание кусочков разбуренной породы в шламовую трубу, где она накапливается до конца бурения. На поверхность шлам удаляется после снятия долота.

Этими же авторами предложен вариант колонкового снаряда применительно к бурению с отбором керна, который принципиально не отличается от описанного. Снаряд оснащается кольцевой коронкой и керноприемной трубой.

М. Т. Гусманом [21] предложено устройство (рис. 71) для осуществления обратной промывки и привода турбины для вращения долота. При этом колонна бурильных труб используется для транспортировки обратного потока промывочной жидкости на устье скважины.

Устройство состоит из долота 10, цилиндра 5 с перегородкой 7, к которой подсоединен цилиндр 6. Внутри последнего расположены турбина 8, насаженная на вал 9, а также поршень 2 с клапаном 12. Поршень 2 соединен с поршнем 1 посредством полого штока 3, 4.

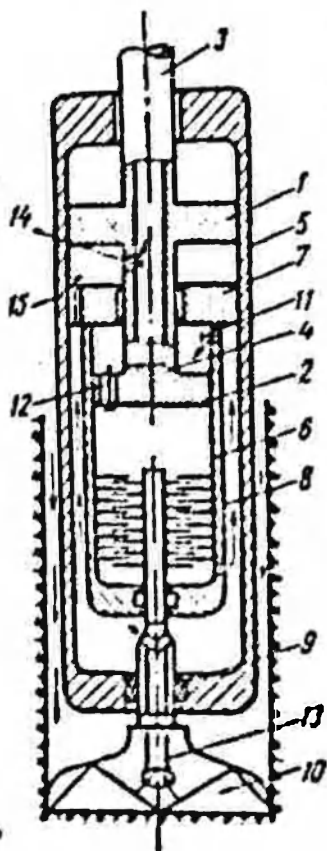


Рис. 71. Устройство М. Т. Гусмана для обратной промывки скважин

Для осуществления привода турбины необходимо, чтобы колонна буровых труб имела возвратно-поступательное движение.

При движении поршня 2 вниз находящаяся под ним жидкость продавливается через турбину, приводя ее во вращение. Отработанная в турбине жидкость возвращается через клапан 14 в полость цилиндра 6 над поршнем 2. При движении поршня 2 вверх клапан 11 закрывается и открывается клапан 12. Таким образом, жидкость перемещается по замкнутому циклу и изолирована от находящегося в скважине глинистого раствора соляниками.

Промывка забоя осуществляется поршнем 1. При движении последнего вверх полость цилиндра 5 под поршнем заполняется жидкостью, поднимающейся вместе со шламом с забоя скважины через сопло 13 долота и через отверстия внутри вала 9. При этом клапан 15 открыт, а 14 — закрыт. При обратном ходе вниз находящаяся под поршнем жидкость выдавливается через клапан 14 внутрь колонны буровых труб. По ним промывочная жидкость, обогащенная шламом, поднимается на поверхность, где проходит через очистные системы. Очищенная промывочная жидкость подается в затрубное пространство свободным наливом. Обратная промывка скважин погружными насосами с электроприводом и гидроприводом турбины для вращения долота может быть применена при бурении скважин диаметром свыше 150 мм.

Глава V

ШЛАМОУЛАВЛИВАНИЕ ПРИ БУРЕНИИ С ОБРАТНОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

При бурении скважин с местной призабойной циркуляцией промывочной жидкости существенную роль играет улавливание шлама.

Эффективная очистка промывочной жидкости от шлама, путем улавливания шлама шламовыми трубами, повышает механическую скорость бурения, качество опробования и снижает возможность прихватов бурового инструмента. Поэтому к шламовым трубам, применяемым при бурении с призабойной циркуляцией, предъявляются следующие требования.

1. Эффективно очищать промывочную жидкость от шлама.
2. Обеспечивать возможность сбора шлама при максимально возможной рейсовой проходке скважины.
3. Предупреждать взбалтывание и перемешивание шлама как в процессе бурения, так и при подъеме снаряда на поверхность.
4. Обеспечивать возможность быстро и легко извлекать шламовую трубу из шламоборника.

Количество улавливаемого шлама зависит как от конструкции шламоборников, так и от технологии бурения и физико-механических свойств буримых пород.

Эффективность оседания шлама в шламоборнике тем больше, чем крупнее размер шлама и больше удельный вес буримой горной породы. Осуществлять улавливание мелких фракций размером до 0,1 мм в забойных

шламосборника очень трудно, так как осаждение таких частиц пород даже в стоячей воде требует длительного времени. В случае применения глинистых растворов в забойных шламосборниках удовлетворительно улавливаются частицы шлама диаметром более 2,5 мк. В связи с этим, при бурении с призабойной циркуляцией следует использовать в качестве промывочной жидкости скважинные воды.

В средней твердости и твердых породах наиболее крупный шлам получается при бурении шарошечными колонковыми долотами с обратной промывкой. Причем с увеличением удельного давления на забой, наряду с увеличением механической скорости бурения, наблюдается и увеличение размера шламовых частиц.

При бурении по раздробленным породам с обратной промывкой выход керна достигает 100%. Это объясняется тем, что в колонковую трубу наряду со шламом засасываются и мелкие кусочки породы, что предупреждает их от вторичного дробления. Так, при бурении мелкозернистых, раздробленных гранитов с обратной промывкой процент выхода керна возрастает на 25—30% по сравнению с бурением с прямой промывкой и составляет около 70—80%. При этом в кернапримемной трубе оседает крупный шлам, а в шлагоуловителе — менее крупный.

Скорость восходящего потока промывочной жидкости в шламосборнике играет существенную роль на интенсивность оседания частиц шлама. Для обеспечения наилучших условий улавливания шлама, площадь поперечного сечения внутренней полости шламосборника должна быть возможно максимальной, а расход промывочной жидкости, минимально необходимый для полной очистки забоя от шлама и транспортировки его до шламосборника.

При бурении скважин с призабойной циркуляцией применяют шламовые трубы различных конструкций и принцип действия.

В зависимости от конструкции шламовых труб последние подразделяются на два типа — открытые и закрытые. В зависимости от принципа действия — на соловые и гидроциклонные.

При бурении скважин с пульсирующим обратным потоком промывочной жидкости хорошие результаты дают закрытые шлагоприемники солового типа. Эф-

эффективность работы сопловых шламовых труб во многом зависит от расположения сопла внутри трубы.

Изменение направления потока промывочной жидкости вниз повышает интенсивность оседания частиц шлама в трубах. Это вызвано тем, что на частицы шлама в одном направлении действуют как гравитационные, так и инерционные силы. Однако следует иметь в виду, что шламособорники подобного типа должны иметь такую длину, чтобы направленный вниз поток промывочной жидкости не размывал и не захватывал частиц осевшего шлама.

Кроме того, изменение направления потока жидкости увеличивает гидравлические сопротивления, что является нежелательным при применении погружных насосов.

Шламоуловители соплового принципа действия обеспечивают удовлетворительный сбор шлама с размером частиц до 0,25 мм.

Шламоуловители гидроциклонного принципа действия являются наиболее эффективными, так как шлам оседает под воздействием двух сил — гравитационных и центробежных, возникающих за счет вращения труб или подачи промывочной жидкости, обогащенной частицами шлама, через сопло по касательной к внутренней поверхности шламоуловителя.

В этом случае происходит завихрение потока промывочной жидкости, частицы шлама отжимаются к стенкам шламовой трубы и под действием силы тяжести оседают. В подобных шламоулавливающих трубах возможно улавливание шлама с размером частиц менее 0,25 мм [34].

Открытые шламовые трубы в основном применяются при безопасном бурении, когда обратная циркуляция промывочной жидкости создается путем расхаживания с поверхности колонкового снаряда с шаровым клапаном, а также в снарядах для бурения дробью с пульсирующей обратной призабойной циркуляцией.

При всех других методах создания обратной циркуляции они применяются в сочетании со шламоуловителями закрытого типа или вообще не применяются.

Шламовые трубы открытого типа для геологоразведочного бурения выпускаются серийно согласно ГОСТ 8238—56. В табл. 22 даны размеры выпускаемых согласно этого ГОСТа шламовых труб.

Таблица 22

Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Диаметр расточки, мм	Радиус закругления, мм	Высота закругления, мм	Длина трубы, мм	Теоретический вес трубы, кг
67	3,75	52,5	28	4	1,5	7,3
73	3,75	68,5	36	6	2	12,6
89	4	81,5	45	12	2	16,5
108	4,25	103,5	51	16	2	21,3
127	4,5	122,5	63	20	2	26,6
146	4,6	141,5	73	30	2	30,8
168	7	160,5	81	35	2	51,5
219	8	209,5	110	45	2	81,2

Примечание. По требованию потребителя трубы должны изготавливаться длиной 0,5 и 1 м.

Следует отметить, что открытые шламовые трубы при бурении по глинистым породам не обеспечивают эффективного сбора шлама.

Производственные испытания ППН с различными типами шламовых труб, проводимые Свердловским горным институтом в Качканарской ГРП УГУ и в Южно-Якутской комплексной экспедиции, показали, что при бурении в породах VII—VIII и частично в IX категории шлам открывали шламовыми трубами улавливается также неудовлетворительно. Это объясняется малым размером частиц шлама образуемого при бурении.

После проходки 15—20 м в скважине скапливается шлам, что приводит к снижению скорости бурения.

В этих условиях наиболее полный сбор шлама происходит при использовании комбинированных шлагоулавливателей открытого и закрытого типов.

В процессе бурения частицы горной породы, осаждающиеся в шламоборниках, сливаются и под действием вибрации настолько уплотняются, что извлечение шлама из шламовых труб представляет определенные трудности и требует значительных затрат времени. Кроме того, процесс выбивания шлама из шламовых труб иногда приводит к травмированию членов буровой бригады. Особую трудность представляет извлечение шлама из открытых шламовых труб.

Для облегчения и ускорения этой операции И. И. Курец, А. М. Стрекаловских и В. И. Шанаев предложили три варианта разъемной открытой шламовой трубы [30].

Конструкция шламовых труб позволяет быстро разъединять трубу на две составные половины. Эта операция не представляет никакой опасности для буровиков, так как отвечает всем требованиям техники безопасности. Все три варианта отличаются друг от друга способом крепления трубы к тройному переходнику.

Шламодовая труба, показанная на рис. 72, а, представляет собой разрезанную по оси на две половины шламовую трубу 5, которая при стыке имеет эллипсность с разницей в диаметрах 2 мм.

В нее с торцов вставлены втулки с проточенными после приварки к трубе концами. Втулки вставлены внизу в кольцевую выточку на торце тройного переходника 2, а вверху в выточку крышки 6. Последняя приварена к колпаку 7, который в свою очередь через втулку 8 при помощи сварки жестко соединен с гайкой 9.

Сборка шламовой трубы осуществляется следующим образом. К переходнику 2 привинчивают бурильную трубу 3, а в кольцевую выточку на переходнике вставляют втулки двух половин шламовых труб. После этого на бурильную трубу 3 навинчивают муфту 10, на которую до упора навинчена гайка 9.

Свертывают гайку 9 с муфтой 10 до тех пор, пока втулка 4 не войдет до отказа в крышку, закрепляют окончательно шламовую трубу.

Разборка последней осуществляется в обратном порядке. Разъемная шламовая труба (рис. 72, б) крепится снизу к тройному переходнику на шарнирах, а сверху с помощью запорного замка, вставленного в расточку кольца, приваренного к внутренней стенке трубы.

При разборке трубы в щели, сделанные в верхней части трубы, вставляют металлический клин и, забивая последний, вынимают замок 10, имеющий для этой цели сквозную прорезь из кольцевой расточки кольца 9.

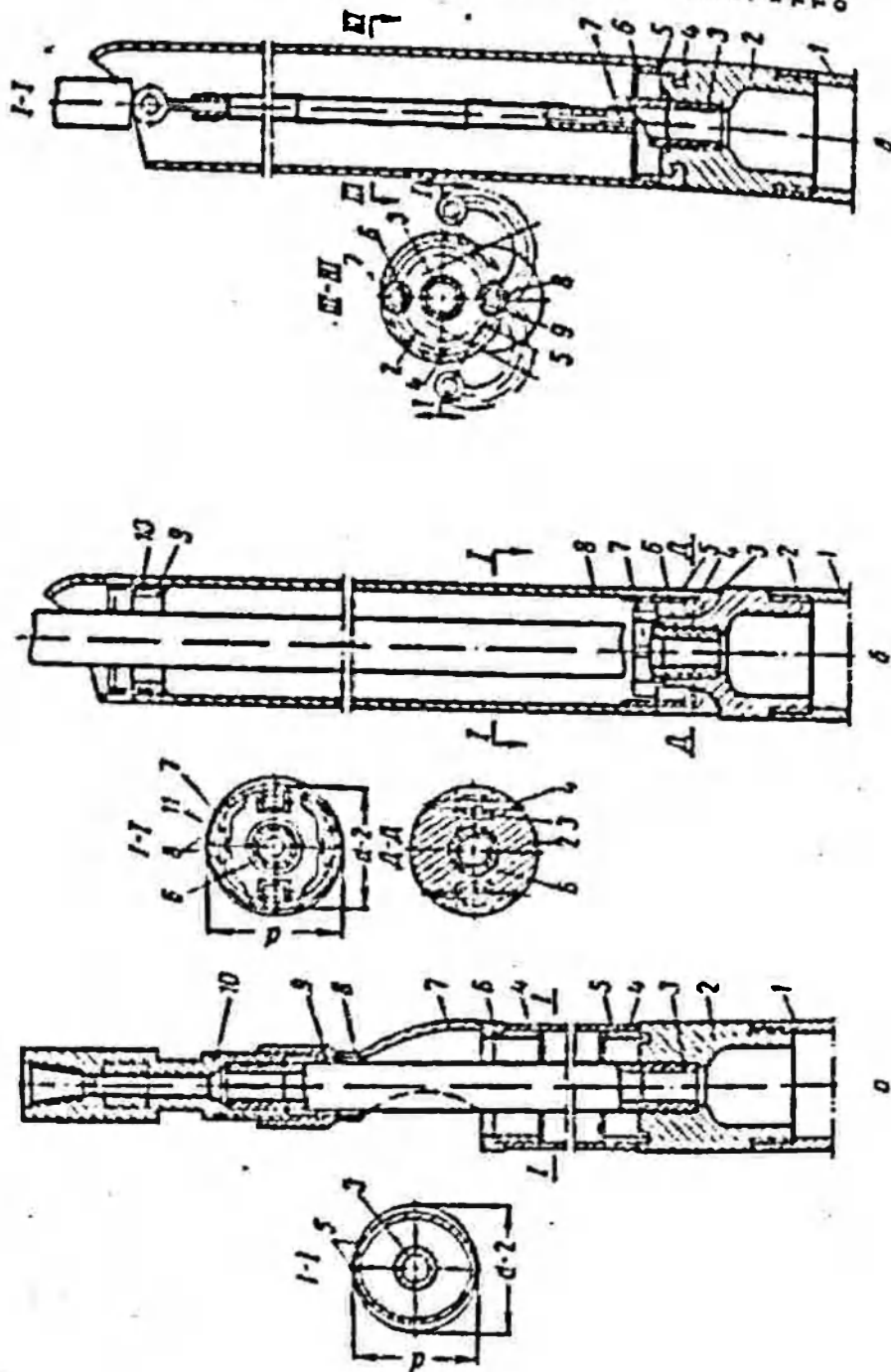
Конструкция шламовой трубы, показанной на рис. 72, в, отличается от двух предыдущих не только креплением, но и формой двух составных ее частей.

Две половинки трубы 5 соединяют между собой на шарнирах 8, 9, расположенных параллельно оси трубы.

К нижнему торцу труб приварены замки 4, выполненные в виде полуколец с выступами в нижней части. Выступы полуколец заводят в кольцевые проточки переходника 2, вставляют затвор 7 во втулки 6, для соединения

Рис. 72. Разъемные
шлямовые трубы

- а—вариант первый
1—колонковая труба;
2—тройной переход-
ник; 3—бурьевая
труба; 4—замок; 5—
шлямовая труба; 6—
крышка; 7—кольцо;
8—штулка; 9—табак;
10—муфта замкового
соединения
б—вариант второй:
1—колонковая труба;
2—тройной переход-
ник; 3—штулка; 4—
ось; 5—плавник; 6—бу-
рильная труба; 7—за-
щелка; 8—шлямовая
труба; 9—кольцо; 10—
замок; 11—стойка
в—вариант третий
1—колонковая труба;
2—тройной переход-
ник; 3—бурьевая
труба; 4—кольцо-за-
мок; 5—шлямовая
труба; 6—штулка за-
твор; 7—затвор; 8—
ось шарнира; 9—штул-
ка шарнира



половинок труб. На этом сборка шламовой трубы заканчивается. Разборка осуществляется в обратном порядке.

Конструкция последней разъемной шламовой трубы сложнее двух предыдущих в изготовлении, но зато надежнее в работе и легче в сборке и разборке.

Наиболее полно всем требованиям отвечают шламосборники закрытого типа. Они обеспечивают более полное улавливание шлама, получение незагрязненной шламовой пробы, в то время как в открытую шламовую трубу попадет каменный материал из вышележащих горизонтов в случае вывала отдельных кусков породы или обрушения стенок ствола скважины.

На рис. 73 представлен сопловой шламоприемник закрытого типа, разработанный ВИТРОм. Он состоит из центральной трубы 3, патрубка 2 и наружной трубы 4, верхнего 1 и нижнего 5 переходников, соединительной гайки 6, шлицевого ниппеля 7, стопорного винта 8 и прокладки 9.

Отличительной особенностью этого шламоприемника является наличие патрубка 2 и шлицевого переходника (детали 5, 6 и 7).

Патрубок 2 изменяет направление движения потока промывочной жидкости, вытекающей через окна центральной трубы 3.

Поток промывочной жидкости направляется вниз, обгибает патрубок 2 и по кольцевому зазору между трубами 2 и 4 и далее через каналы переходника 1 поступает внутрь колонны бурильных труб.

Изменение направления движения жидкости повышает улавливающую способность шламоприемника.

Шлицевой переходник облегчает и ускоряет извлечение шлама из устройства. Для этих целей колонковый снаряд устанавливают на подкладную вилку, вставленную в прорези ниппеля 7, и отворачивают соединительную гайку 6. Затем с помощью лебедки переходник 1 вместе с трубами 2 и 4 поднимают и отделяют от нижнего переходника ишламоотводной трубы 3.

Оставшийся вокруг центральной трубы 3 шлам удаляют.

Данная шламоприемная труба хорошо зарекомендовала себя при бурении скважин с пульсирующей обратной промывкой, которая возникает при использовании эрлифта.

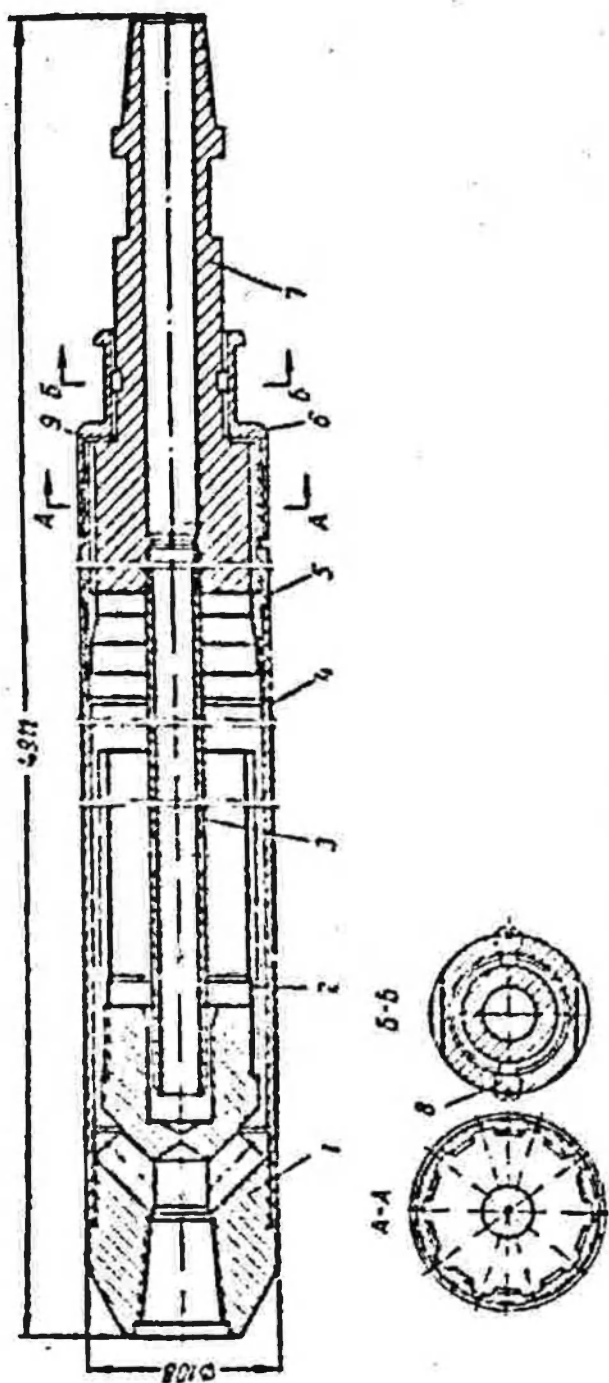


Рис. 73. Шламопроемник конструкции ВПТР

В Кривбассе при бурении скважин в твердых породах дробью с обратной промывкой хорошо результаты показала шламовая труба закрытого типа (рис. 74).

Труба состоит из верхнего 1 и нижнего 5 переходников, соединенных с колонковой трубой 2, шламопровода-

шей трубы 4. К переходнику 5 внутри колонковой трубы на резьбе присоединена бурильная труба диаметром 42 мм, к верхней части которой приварена воронка 3.

При бурении с обратной промывкой с применением данной шламовой трубы получены следующие результаты по сравнению с прямой циркуляцией промывочной жидкости.

Выход керна повысился в 1,5—1,7 раза, механическая скорость бурения возросла на 14%, снизился расход дробовых коронок и колонковых труб, снизилась опасность прихвата снаряда шламом и устранилось самозаклинивание керна в процессе бурения [22].

Заклинивший материал для заклинивания керна по окончании рейсовой проходки не бросается, так как для этого достаточно остановить работу насоса на несколько минут, как происходит надежное заклинивание керна шламом. Это обеспечивает экономию времени на заклинивание керна в зависимости от глубины скважины от 10 до 30 мин.

Для бурения скважины с обратной призабойной пульсирующей промывкой с приводом от насоса или компрессора В. В. Большаковым разработаны колонковые снаряды с закрытыми шламовыми трубами, в которых внутренняя шламопроводная труба оснащена обратным шаровым клапаном [8].

Бурение скважины дробью по породам VII—X категорий показало хорошую шламоулавливающую способность применяемых в этих снарядах шламоборников. При бурении скважины с использованием погружных водоструйных аппаратов для создания обратной промывки получили распространение закрытые шламоулавливающие трубы без шарового клапана в шламопроводящей внутренней трубе.

Как показала практика использования таких снаря-

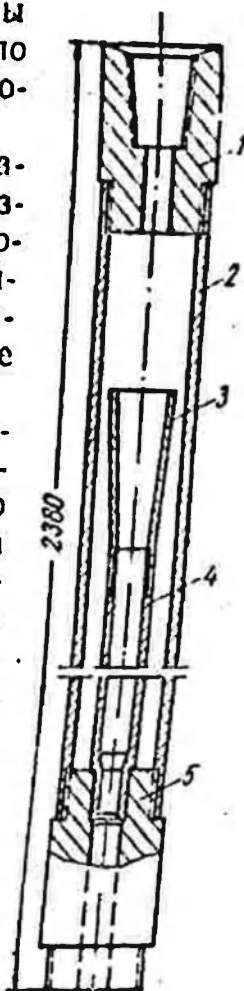


Рис. 74. Закрытая шламовая труба, применяемая в Кривбассе

1—переходник; 2—колонковая труба; 3—воронка; 4—шламопроводящая труба; 5—переходник

дов, основная масса шлама оседает в керноприемной трубе и лишь незначительная часть в шламовой. В связи с этим, шламовые трубы при бурении с водоструйными колонковыми снарядами иногда не применяют.

Свердловским горным институтом совместно с Уральским геологическим управлением для бурения скважин с обратной промывкой с применением погружных поршневых пневматических насосов был разработан ряд шламовых труб закрытого типа, названных циклонными.

В трубах этого типа выделение шлама из жидкости усиливается из-за действия центробежных сил [3].

Наилучшие результаты в производственных условиях были получены при применении шламовых труб ЗШТ-3 (рис. 75) и ЗШТ-4 (рис. 76).

Шламовая труба ЗШТ-3 (рис. 75) обеспечивает улавливание шлама как при прямой, так и при обратной циркуляции промывочной жидкости. Она состоит из двух, концентрично расположенных труб 5 и 6, соединенных между собой переходниками 1 и 8.

В верхней части внутренней трубы 5 имеются окна 2 и 4, между которыми установлена втулка 3. В последней имеется отверстие диаметром 7—9 мм для прохождения заклиненного материала. Так как отверстие во втулке 3 слишком мало, то промывочная жидкость при бурении циркулирует через окна 4 и 2, затекая в кольцевое межтрубное пространство, где резко снижается скорость течения жидкости и под действием силы тяжести и центробежных сил интенсивно оседает шлам. Шламовая проба извлекается из трубы легко и быстро.

Подкладная вилка устанавливается в прорези переходника 8 и с помощью механизма свинчивания и развинчивания труб от него отвинчивается труба 6 вместе с трубой 5.

Соединив ниппель 7 с муфтой, закрепленной на раме бурового станка, с помощью лебедки труба 6 вместе со шламом отделяется от внутренней трубы 5. После этого шлам свободно извлекают из наружной колонковой трубы 6.

Шламовая труба ЗШТ-4 (рис. 76) состоит из внутренней трубы и наружной 7, скрепляемых переходниками 1 и 8. Отличительной особенностью этой трубы от

ранее описанной является наличие в верхнем переходнике винтовой насадки с закручивающимися ребрами и системы промывочных каналов — 2, 3 и 4. Это обеспечивает выход промывочной жидкости в периферийную часть шламовой трубы, что повышает процент улавливаемого трубой шлама. Через окна 5 и трубу 6 очищенная от шлама промывочная жидкость поступает на забой.

Эта труба предназначена в основном для бурения скважин с прямой призабойной циркулирующей промывочной жидкостью.

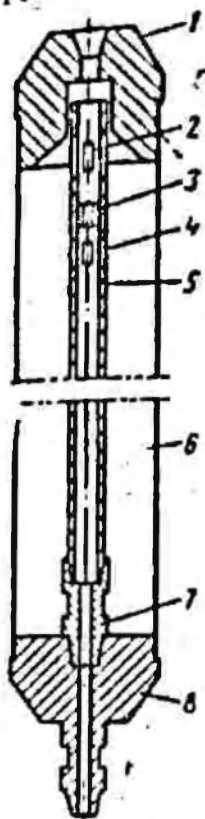


Рис. 75. Шламодовая труба ЗШТ-3

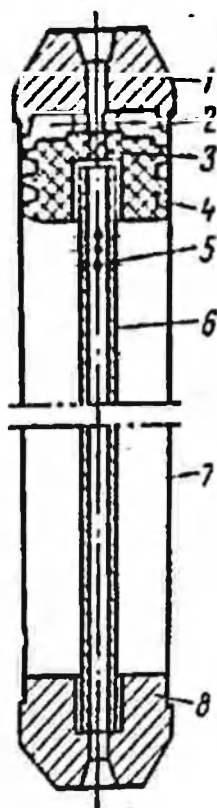


Рис. 76. Шламодовая труба ЗШТ-4. Конструкция Ф. И. Твердохлобова

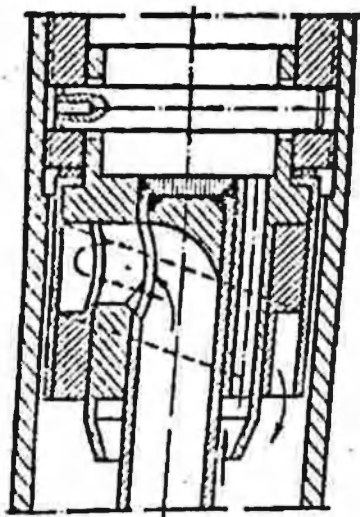


Рис. 77. Шламоуловитель конструкции А. А. Минина и К. А. Чефранова

Шламовые трубы ЗШТ-3 и ЗШТ-4 эффективно улавливают шлам в естественном глинистом растворе с вязкостью до 18 сек независимо от места их установки в буровом снаряде. Это дает возможность использования шламовых труб с большим диаметром, чем диаметр бурения, что повышает эффективность шламоулавливания.

Шламоулавливатель гидроциклонного принципа действия конструкции Минина А. А. и Чефранова К. А. показан на рис. 77.

В данном устройстве поток промывочной жидкости при выходе из сопла движется вниз по спирали, что обеспечивает смешение частиц шлама к стенке шламовой трубы и оседание их в шламосборнике под действием силы тяжести и составляющей центробежной силы. Входящий поток жидкости проходит по специальному каналу, расположенному в переходнике параллельно шламопроводящей трубе и в непосредственной близости от нее.

В Свердловском горном институте под руководством Г. И. Исудачина были проведены исследования для выявления действия коагуляторов на процессе шламоулавливания. В качестве коагуляторов применялись NaCl и CaCl_2 . Исследования показали, что оба реагента действуют одинаково эффективно при добавлении их к промывочной жидкости в количестве 0,5—0,3% по весу жидкости. После обработки таким количеством коагулятора из промывочной жидкости выпадает 90—95% шламовых частиц через 10—15 мин. В необработанной же коагулятором промывочной жидкости то же количество шлама выпадает за 18—24 ч.

Данные лабораторных исследований были подтверждены производственными испытаниями. Так, в скв. 337 Качканарской ГРП при бурении с местной обработкой циркулирующей жидкости, которая не была обработана коагулятором, за 30 мин шламовая труба заполнялась на $\frac{2}{3}$ ее длины. Длина закрытой шламовой трубы была равна 3 м. В то же время после добавления в скважину раствора поваренной соли в указанных выше количествах за то же время бурения шламовая труба почти полностью заполнялась шламом (на 2,5—2,8 м при длине шламовой 3,0 м). Таким образом, применение коагуляторов улучшает очистку скважины от шлама и обеспечивает более полный его сбор в шламоулавливающих трубах. Следует отметить, что все описанные шламоуловители не отвечают всем требованиям, предъявляемым к ним. Большинство из них не обеспечивает достаточно полный сбор шлама и ни один не дает привязки шлама к интервалам бурения.

Так как опробованию по шламу в последнее время начинает уделяться все большее внимание, то понятна необходимость в совершенствовании шламоулавливающих устройств.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости является наиболее эффективным особенно при проходке скважин в осложненных условиях.

Кроме повышения производительности буровых работ, этот метод промывки дает возможность повысить качество опробования скважин и снизить затраты времени и труда на устранение осложнений.

Однако метод бурения скважин с обратной промывкой в настоящее время еще не нашел должного применения. Это относится как к бурению гидрогеологических и инженерно-геологических скважин большого диаметра, так и к бурению геологоразведочных скважин.

В связи с этим в ближайшее время целесообразно уделить большее внимание разработке и технологии бурения скважин с обратной промывкой, особенно наиболее эффективным способам бурения с обратной циркуляцией промывочной жидкости.

К ним относится бурение скважин большого диаметра с отсосом; бурение скважин с непрерывным выносом керна обратным потоком жидкости на поверхность, а также бурение скважин с обратной призабойной циркуляцией промывочной жидкости, создаваемой погружными насосами.

Интересна также разработка специальных погружных шламособорников, обеспечивающих привязку отборной шламовой пробы к интервалам бурения, а также шламособорников, обеспечивающих герметизацию отобранного шлама непосредственно на забое скважины. Последние могут быть с успехом использованы при бурении разведочных и поисковых скважин на уголь, нефть и газ.

Быстрейшая разработка и внедрение техники и технологии бурения скважин с обратной промывкой позволит резко повысить производительность и качество буровых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Атякин А. К., Волокитенков А. А., Литвинов И. И. Опробование и бурение разведочных скважин в осложненных условиях. Гостоптехиздат, 1963.
2. Ахмеджанов Е. С. Способы повышения достоверности опробования рудных тел в скважинах. Достоверность и возможность повышения результатов разведки месторождений полезных ископаемых. Материалы совещаний и семинаров. Сессия экспертно-геологического Совета ВНИМС, 1965.
3. Бажутин А. И. Результаты испытаний погружного пневматического поршневого насоса со специальными шламовыми трубами. Разведка и охрана недр, № 10, 1962.
4. Барабашкин И. И. Колонковое долото БДК-112К и снаряд ЭКС-112 к нему. Проект. Геологоразведочное оборудование и приборы. МГ СССР. Изд-во «Недра», 1966.
5. Батурин Ю. А., Давыдов А. С. Бурение скважин с применением эрвифтных снарядов. Разведка и охрана недр, № 3, 1967.
6. Бобрин А. Д. К вопросу об обратной промывке на колонковом бурении. Разведка и охрана недр, № 7, 1961.
7. Большаков В. В. Способ безнасосного бурения без расхаживания снаряда для его осуществления. Авторское свидетельство № 126926, 1970, № 6.
8. Большаков В. В., Филько А. С. Колонковое бурение с обратной промывкой, как средство повышения выхода керна и получения представительных проб. Изв. ВУЗов, Геология и разведка, № 2, 1962.
9. Бурение с обратной промывкой. «Машинные Журналы» V. 261, № 6676, 1963. Перевод СКБ МГ СССР № 1229.
10. Бурение с непрерывным выносом керна. «World Oil» V. 161, № 5, 1965.
11. Воздвиженский Б. П., Волков С. А. Разведочное колонковое бурение. Гостептехиздат, 1957.
12. Волков С. А. Мероприятия по повышению выхода керна. Разведка и охрана недр, № 12, 1959.
13. Волков С. А., Боголюбский К. А. Безнасосное бурение. Труды Московского геологоразведочного института им. С. Орджоникидзе, том XXX, Гостептехиздат, 1956.
14. Волков А. С., Калинин А. Г., Бронзов А. С. Бурильные трубы и их соединения. Гостоптехиздат, 1962.

15. Волков С. А., Волков А. С. Справочник по разведочному бурению. Изд-во «Недра», 1965.
16. Волокитенков А. А., Литвинов Н. Н., Максимов В. И., Швецов В. М. Двойной колонковый снаряд с обратной призабойной циркуляцией промывочной жидкости. Авторское свидетельство № 154511. Бюллетень изобретений, № 10, 1963.
17. Волокитенков А. А., Литвинов Н. Н., Швецов В. М. Колонковые снаряды для бурения скважин с местной призабойной циркуляцией промывочной жидкости. Бюллетень научно-технической информации. Госгеолиздат № 1 (45), 1963.
18. Голубев С. Х., Ярошенко В. А. Применение эрлифта при бурении скважин в условиях Кривбасса. Разведка и охрана недр, № 8, 1962.
19. Гребенюк А. А., Моисеев Г. Г., Кандышев Л. А., Святлов В. С. Устройство и работа двойного эжекторного колонкового снаряда конструкции КазИМС, ОНТИ—ВНЭМС, № 9, 1966.
20. Гребенюк А. А., Моисеев Г. Г. Результаты испытания двойного водоструйного колонкового снаряда для дробового бурения ВКС-1М. Разведка и охрана недр, № 2, 1966.
21. Гусман М. Т. Устройство для промывки забоя скважин. Авторское свидетельство № 135843. Бюллетень изобретений № 16, 1961.
22. Дерусов В. П., Сидоренко П. П., Борькин А. И. Из новинок разведочного бурения в Кривбассе. Бюллетень производственно-технической информации Криворожского геологоразведочного треста Главгеологии УССР, 1958.
23. Дерусов В. П., Жолнач В. И., Барсуков В. М. Пути улучшения выхода керна на полиметаллическом месторождении Бестюбе. Разведка и охрана недр, № 7, 1964.
24. Илларионова Т. М., Кирсанов А. И. О методах создания местной циркуляции скважинных вод с помощью сжатого воздуха. Разведка и охрана недр, № 4, 1964.
25. Илларионова Т. М., Кирсанов А. И. Применение сжатого воздуха при бурении для создания призабойной циркуляции промывочной жидкости. ОНТИ—ВНЭМС, 1967.
26. Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В. Современное и зарубежное буровое оборудование для проходки гидрогеологических скважин. ОНТИ ВНЭМСа, 1962.
27. Кардыш В. Г., Мурзаков Б. В., Кузьмин И. В. Зарубежное буровое оборудование для водоснабжения и дренажа. ОНТИ—ВНЭМС, № 5, 1966.
28. Коваленко В. И. Опыт безнасосного бурения. Опыт работы геологоразведчиков Украины МГ УССР, Киев, 1956.
29. Костюков Н. И., Прянишников В. Е. Новый способ промывки забоя скважины при безнасосном бурении. Бюллетень научно-технической информации, МГИОН СССР, № 2, 1958.
30. Куруц И. И., Стрекаловских А. М., Шанаев В. И. Разъемная шламовая труба. Сборник лучших рационализаторских предложений. Часть I, Госгеолтехиздат, 1963.
31. Курбатский О. М. Водоструйные аппараты в пожарном деле. Изд. Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1963.
32. Левченко Н. С., Турко С. А. Колонковый снаряд обратной циркуляции. Сборник лучших рационализаторских предложений, часть I. Госгеолтехиздат, 1963.

33. Максимов В. И., Волокитенков А. А., Розин М. М., Швецов В. М. Колонковый снаряд для бурения скважин. Авторское свидетельство № 178323. Бюллетень изобретений № 3, 1966.
34. Максимов В. И., Волокитенков А. А. Бурение скважин с призабойной циркулирующей промывочной жидкостью. ОНТИ-ВИЭМС, 1967.
35. Межлумов А. О. Бурение скважин электробурями. Изд-во «Недра», 1964.
36. Минин А. А. Колонковый снаряд вращательного бурения с обратной промывкой. Авторское свидетельство № 106868, 1957. № 6.
37. Минин А. А. и др. Устройство для бурения скважин без выхода промывочной жидкости из поверхность. Авторское свидетельство № 108960, 1957. № 10.
38. Мипин А. А., Чефранов К. А. — Вскрытие продуктивных горизонтов с местной промывкой забоя. Гостехиздат, 1961.
39. Модернизация буровой установки для бурения с непрерывным отбором керна. «Oil and Gas I», V. 1964, № 7, 1966.
40. Моисеев Г. Г., Гребенюк А. А., Хаустов В. Л. Пути повышения выхода керна при дробовом бурении. Изв. ВУЗов, Геология и разведка, № 9, 1966.
41. Неудачин Г. И., Бажутин А. И. Применение погружных пневматических насосов для промывки скважин при колонковом бурении. Бюллетень научно-технической информации ОНТИ МГ и ОИ, № 6 (23), 1959.
42. Неудачин Г. И. Эрафт для обратной промывки забоя скважин. Авторское свидетельство 121733, 1959, № 16.
43. Неудачин Г. И. и др. Опыт применения пневматических и гидравлических погружных насосов для промывки скважин в процессе бурения. Труды межвузовской конференции по механизации и автоматизации геологоразведочного бурения. Госгеолтехиздат, 1962.
44. Неудачин Г. И., Шолохов Л. Г. Новые способы промывки скважин в условиях полного поглощения промывочной жидкости. Бюллетень научно-технической информации ОНТИ ВИЭМС МГ и ОИ, № 9, 1962.
45. Неудачин Г. И., Курков Г. А., Султанов Б. З., Коломеец А. В. Опыт применения вакуумной двойной колонковой трубы. Разведка и охрана недр, № 9, 1963.
46. Пятаде А. А., Борькин А. И. Применение обратной промывки при бурении разведочных скважин в Кривбассе. Разведка и охрана недр, № 9, 1961.
47. Пятаде А. А., Ярошенко В. А., Борькин А. И. Пособие рабочему и мастеру дробового бурения. Госгеолтехиздат, 1963.
48. Пятаде А. А., Ярошенко В. А., Борькин А. И. Новая техника и технология разведочного бурения. Изд-во «Недра», 1965.
49. Подшивалов В. И. Безопасное бурение скважин твердосплавными коронками. Госгеолтехиздат, 1956.
50. Покальчук А. С. Глубинный насос. Авторское свидетельство № 132583. Бюллетень изобретений, № 20, 1960.
51. Рогальский В. П., Гутин Г. М., Бобров А. Д. Опыт применения обратной промывки при колонковом бурении. ОНТИ ВИЭМС ГК СССР. Серия: Методика и техника геологоразведочных работ, выпуск 59 (4), 1965.

52. Россиус П. Л., Степанов Г. И. Безнасосное бурение. Памятка сменному мастеру. Госгеолтехиздат, 1951.
53. Снаряд обратной промывки. Бюллетень научно-технической информации. Госгеолтехиздат, № 5-6 (39-40), 1962.
54. Снаряд обратной промывки. Сборник лучших рационализаторских изобретений, часть I, Госгеолтехиздат, 1963.
55. Справочник гидрогеолога. Госгеолтехиздат, 1962.
56. Сулашкин С. С., Гребенюк А. А., Бабуров В. И., Побежимов И. Ф., Рожков В. П., Храменков В. Г. Разработка и внедрение двойного колонкового снаряда ДКС-1-ТПИ. Разведка и охрана недр, № 1, 1963.
57. Суманеев Н. И., Плеханов М. И. Эжекторные снаряды для алмазного бурения. Разведка и охрана недр, № 6, 1967.
58. Твердохлебов Ф. И. Колонковая труба для бурения с обратной промывкой. ОНТИ ВИЭМС МГ и ОИ № 23, 1959.
59. Толкачев Г. М. О влиянии вида промывки на механическую скорость при алмазном бурении. Разведка и охрана недр, № 8, 1964.
60. Турк В. И. Насосы и насосные станции. Госстройиздат, 1961.
61. Усовершенствование буровой установки, работающей с отсасыванием. «Bohren Sprengen Kaumen», № 1, 1963. Перевод СКБ МГ СССР № 1529.
62. Hengerson Homer, Jack Earl. Новая буровая техника позволяет получать 100% выхода керна. «World oils», V. 150, № 1, 1960.
63. Шолохов Л. Г., Неудачин Г. И. Механизация извлечения керна из колонковой трубы при безнасосном бурении. Разведка и охрана недр, № 12, 1965.
64. Шолохов Л. Г., Бажутин А. И. Глубинный насос. Авторское свидетельство № 185794. Бюллетень изобретений № 18, 1966.
65. «Bohrtechnik Brunnenbau Rohrleitungsbau», № 11, 1960. Перевод СКБ МГ СССР № 1419.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Введение	3
Глава I. Системы промывки скважин при бурении	4
Глава II. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости, выходящей на поверхность	9
§ 1. Системы обратных промывок с нагнетанием промывочной жидкости в скважину буровым насосом	10
§ 2. Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой отсосом жидкости из скважины	32
Глава III. Бурение скважин с обратной промывкой, создаваемой путем преобразования прямого потока в призабойной зоне	75
Глава IV. Бурение с обратной внутренней (призабойной) циркуляцией промывочной жидкости	90
§ 1. Безнасосное бурение	91
§ 2. Колодковые снаряды с расхаживаемым поршнем погружного насоса, создающего обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости	103
§ 3. Колодковые снаряды с гидроприводом погружных насосов, создающих обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости	112
§ 4. Колодковые снаряды с пневмоприводом погружных насосов, создающих обратную призабойную циркуляцию промывочной жидкости	122
§ 5. Бурение скважин с обратной призабойной промывкой, создаваемой водоструйными насосами (гидроэлеваторами)	128
§ 6. Колодковые снаряды с приводом встроенного погружного насоса от вращения буровой колонны	150
§ 7. Обратная промывка скважин погружными насосами с электроприводом и гидроприводом турбины вращения долота	164
Глава V. Шламоулавливание при бурении с обратной призабойной циркуляцией промывочной жидкости	167
Заключение	179
Литература	180

47 коп.

НЕДРА · 1970