

Секция 10

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

РОЛЬ ВЫПУСКНИКОВ КАФЕДРЫ «БУРЕНИЕ СКВАЖИН» ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В РАЗВЕДКЕ И ОСВОЕНИИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

С.Я. Рябчиков, профессор

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Институт геологии и нефтегазового дела (ИГНД) значительное количество своих выпускников по всем специальностям направляет на работу в различные организации Томской области. Одним из лидеров в этом направлении является кафедра «Бурение скважин» (БС). Она готовит инженеров по двум специальностям: 130203 – «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых» (ТТРМПИ) и 130504 – «Бурение нефтяных и газовых скважин» (БНГС). По специальности 130203 за 54 года коллектив кафедры ТТРМПИ, а затем БС, подготовил 2096 инженеров, из которых 250 трудятся сейчас на предприятиях Томской области. В отдельные годы на предприятия нефтегазового комплекса Томской области направлялось до 24 выпускников по этой специальности.

По специальности БНГС (первый выпуск состоялся в 1987 г.) к настоящему времени выпущено 750 специалистов. Если кафедра ТТРМПИ готовила инженерные кадры для всей Сибири, Казахстана, Дальнего Востока и других регионов, то буровики-нефтяники выпускались, главным образом, для работы в нефтегазовом комплексе Томской области.

На кафедре бурения скважин на протяжении всех лет работал высококвалифицированный коллектив преподавателей: доктора технических наук С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, П.С. Чубик, С.Я. Рябчиков, В.Д. Евсеев, Н.Г. Квеско, кандидаты технических наук Ю.Л. Боярко, В.Г. Храменков, Б.И. Спиридонов, Л.Л. Игнатенко, В.И. Брылин, В.П. Рожков, Л.С. Редутинский, А.П. Проскурин, В.И. Рязанов, К.И. Борисов, И.А. К настоящему времени на кафедре бурения скважин подготовлено 6 докторов технических наук: (С.С. Сулакшин, В.В. Кривошеев, В.Д. Евсеев, П.С. Чубик, С.Я. Рябчиков, Н.Г. Квеско), 46 кандидатов технических наук, **21 из которых трудятся в учреждениях и на предприятиях Томской области**. Многие из них работали и работают в сфере образования и науки в Томской области, занимая руководящие должности и оказывая серьезное влияние на формирование стратегии высшего геологического образования в России: Ю.Л. Боярко – проректор ТПИ по вечернему и заочному обучению (1972–1982 гг.), основатель и первый заведующий кафедрой БНГС (1984–1994 гг.); П.С. Чубик – заведующий кафедрой БНГС (1994–1997 гг.), декан факультета геологоразведки и нефтегазодобычи ТПУ (1999–2001 гг.), проректор ТПУ (с 2001 г. по 2005 г.), заместитель Губернатора Томской области, ректор ТПУ с 2008 г.; С.Я. Рябчиков – заведующий кафедрой ТРМПИ (1986–1992 гг.); В.В. Кривошеев – заведующий кафедрой ТРМПИ (1992–2003 гг.), директор ИГНД ТПУ (2001–2003 гг.); Б.И. Спиридонов – декан геологоразведочного факультета ТПИ (18 лет), К.И. Борисов – декан нефтегазопромыслового факультета ТПИ (1987–1993 гг.); Е.Б. Годунов – декан нефтегазового факультета (2001–2003 гг.); В.П. Рожков – заведующий кафедрой ТТРМПИ Сибирского федерального университета; Г.В. Лене – директор учебно-курсового комбината ОАО «Томскнефть» ВНК.

Основными работодателями для выпускников многих кафедр ИГНД являются геологические и нефтегазопромысловые организации Томской области. Производственные практики многие студенты проходят в этих же предприятиях.

Выпускники кафедры БС в настоящее время занимают высокие должности в руководстве многих организаций. Например, А.В. Горбачев – управляющий ЗАО «НПБС», М.П. Пьявко – технический директор ЗАО «НПБС», А.Г. Максимов – заместитель директора по работе с персоналом СФ ЗАО «ССК», С.Е. Воронцов – технический директор КФ ЗАО «ССК», К.А. Александров – исполнительный директор ЗАО «Нижевартовскбурнефть», Ю.М. Блещавенко – управляющий Томского отделения треста «Востокбурвод», К.А. Костарев – начальник Томской ГРЭ, директор Томского филиала ООО «АВЕРС-1»; С.В. Забуга – начальник Колпашевской НГРЭ, А.С. Бубнов – директор ОАО «Востокгеология», А.Н. Кузев – технический директор компании «Continental Industrial Supply Ltd», Ю.В. Шендеров – зам. директора ООО «Томскнефтегазинжиниринг» и многие другие. Выпускники кафедры БС, занимая высокие посты, успешно трудятся не только в буровых организациях. Два выпускника кафедры работали в должности заместителей Губернатора Томской области: П.С. Чубик, И.Н. Шатурный.

Научные интересы сотрудников бывшей кафедры ТТРМПИ связаны, в основном, с решением проблем бурения скважин на твердые полезные ископаемые, поэтому научные разработки реализовывались в основном за пределами Томской области. Тем не менее, целый ряд заметных исследований был выполнен в интересах геологоразведочных предприятий Томской области: разработка технических средств для получения представительных образцов горных пород и полезных ископаемых (С.С. Сулакшин, В.И. Брылин, Л.С. Редутинский, В.Н. Филиппов), создание комплексов контрольно-измерительной аппаратуры (В.Г. Храменков), повышение ресурса породоразрушающего инструмента (С.Я. Рябчиков) и др.

Кафедра ГТРМПИ совместно с кафедрой БНГС проводила масштабные исследования по оптимизации свойств буровых суспензий (П.С. Чубик, Е.Б. Годунов, В.И. Брылин). При этом была разработана и запатентована оригинальная, не имеющая аналогов, методика оценки токсичности промывочных жидкостей. Создана методика получения высококачественных промывочных жидкостей из торфа – доступного, дешевого и экологически чистого продукта.

В последние годы кафедра бурения скважин принимала активное участие в проведении научных исследований по направлению «Развитие техники контроля процесса бурения скважин», по контракту «Новаторская и долговременная подземная разработка природных ресурсов» с фирмой Шлюмберже (научный руководитель В.Д. Евсеев).

Для качественного проведения учебного процесса кафедра имеет в настоящее время в своем распоряжении:

- видеофильмы, в которых рассматриваются различные аспекты бурения скважин как на твердые, так и на жидкие и газообразные полезные ископаемые;
- библиотеку, состоящую из современной учебной литературы;
- электронную библиотеку, в которой представлены книги издательства «Недра» последних лет;
- компьютерные обучающие программы и тренажеры, позволяющие глубже проникнуть в тайны бурения;
- компьютерные классы.

Все преподаватели кафедры читают лекции с применением компьютерной и мультимедийной техники. По всем учебным дисциплинам, которые обеспечивает кафедра, имеются электронные курсы лекций.

Коллектив кафедры БС постоянно стремится к повышению качества подготовки выпускников. Для достижения этой цели у нас есть высококвалифицированные преподаватели, благодаря которым наши студенты получают хорошие знания, что можно проиллюстрировать рядом примеров. На Всероссийских конкурсах выпускных квалификационных работ, которые проходят ежегодно в Санкт-Петербургском государственном горном институте и РГУ нефти и газа им. Губкина И.М. (г. Москва), работы наших выпускников в разные годы оценивались очень высоко: работа Морозова А. заняла 1-ое место, Жаркова М. – 3-е место, Суворкова П. – 1-е место, Баландина И. – 2-ое место, Бондарчука И. – 3-е место, Конкина П. – 2-ое место, Булахова С. – 1-ое место, Рузанова С. – 1-ое место, Новосёлова А. – 3-е место, Широкова А. – 1-ое место. Наши студенты постоянно занимают призовые места в личном и командном зачётах во Всероссийских и региональных олимпиадах по бурению скважин.

Важное значение в повышении уровня подготовки выпускников занимает участие студентов в проведении научных исследований. Во Всероссийском конкурсе «Лучший студент России» (г. Санкт-Петербург) в 2006 г. наш студент Булахов С. занял 1-ое место, в 2008 г. Котов А. – 2-ое место. В 2007 г. магистерская выпускная работа Шахматова К. «Исследование закономерностей генерирования электромагнитных сигналов, возникающих при бурении нефтяных скважин» удостоена медали Министерства образования и науки РФ.

Кафедра БС осуществляет переподготовку специалистов, желающих получить образование по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». Обучение ведется по учебной программе, объем которой превышает 500 ч. После переподготовки, завершающейся защитой выпускной работы, слушателям выдается диплом государственного образца, позволяющий заниматься профессиональной деятельностью в нефтегазовой отрасли. Такое обучение кафедра обеспечивает сотрудникам ЗАО СФ «ССК», ЗАО «НПБС», ООО «ТБНГ». Лицам, прошедшим краткосрочное обучение по программам объемом от 72 до 100 ч, вручаются удостоверения о повышении квалификации. 16 февраля 2004 г. на кафедре открылся учебный центр для проведения занятий с представителями производственных организаций по вопросу управления скважиной при газонефтеводопроявлениях.

Подготовка горных инженеров по технологии и технике сооружения скважин является весомым вкладом кафедры бурения скважин Томского политехнического университета в развитие геологоразведочных работ на все виды полезных ископаемых и разработку месторождений на территории Томской области.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ УДАРНЫЙ МЕХАНИЗМ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ СЛОЖНЫХ ПРИХВАТОВ В СКВАЖИНАХ

А.М. Антецкая

Научный руководитель доцент А.А. Каракозов

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

Один из самых распространенных, многообразных, сложных и трудоемких типов аварий в разведочном бурении – прихваты. На их долю приходится до 60–80 % аварийного времени. [1]

Весьма тяжелыми являются прихваты под действием перепада давления, которые обусловлены разницей гидростатического и пластового давления, в результате чего часть буровой колонны определенной длины прижимается к стенке скважины. Обычно такие прихваты происходят при наличии в разрезе скважины проницаемых отложений и использовании в качестве промывочной жидкости глинистого раствора.

Чаще всего такие прихваты возникают при длительном нахождении в скважине колонны труб в неподвижном состоянии. Поверхность труб, соприкасаясь с постоянно уплотняющейся фильтрационной коркой, принимает на себя действие перепада давления [2, 3].

Для ликвидации таких прихватов наиболее действенным может быть снижение гидростатического давления в зоне прихвата в сочетании с действием осевой нагрузки или крутящего момента. При работе существующих ударных механизмов создаются лишь мощные единичные удары или вибрация, поэтому они мало пригодны для ликвидации таких прихватов. Это означает, что разработка и внедрение эффективных методов и технических средств предупреждения и ликвидации прихватов является одной из актуальных проблем бурения геологоразведочных и технических скважин.

В работе предложена принципиально новая схема гидравлического ударного механизма для ликвидации сложных прихватов в скважине, обусловленных разницей гидростатического и пластового давления.

Устройство состоит из гидроударника двойного действия с насосным блоком и пакера с раздуваемой камерой, выполненного ограниченно подвижным относительно гидроударника. Схема устройства представлена на рис. 1, а.

Гидроударник состоит из верхнего переходника 1, корпуса 2, внутри которого установлена клапанная коробка 3 с цилиндром 4, в котором размещен поршень 5, соединённый с бойком 6. Боек 6 установлен между верхней 7 и нижней 8 наковальнями, соединёнными с корпусом 2. В состав насосного блока входит шток 9, соединённый с бойком 6, а также всасывающий и нагнетательный насосные клапаны 10 и 11. В нижней части наковальни 8 имеется переходник 12 для соединения с аварийным инструментом. Клапанная группа гидроударника состоит из впускного 13 и выпускного 14 клапанов, соединённых толкателем 15.

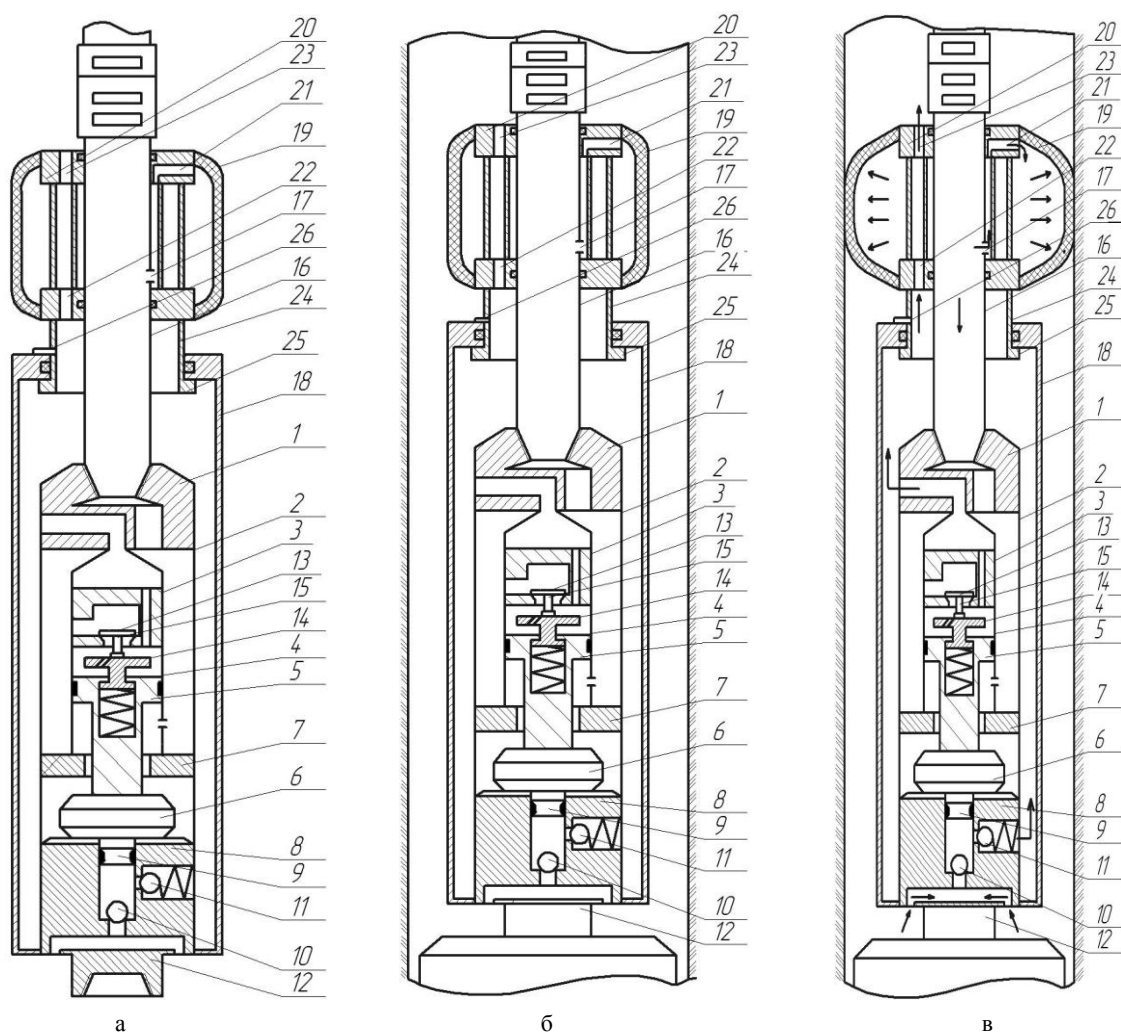


Рис. 1. Гидравлический ударный механизм для ликвидации сложных прихватов в скважинах. а – схема устройства, б – расположение механизма в скважине, в – схема работы механизма

В верхней части гидроударника для соединения с бурильными трубами установлен полый шток 16 с отверстием 17, а сам гидроударник снабжён кожухом 18.

Пакер состоит из раздуваемой камеры 19 и корпуса 20, установленного подвижно относительно штока 16. Полость раздуваемой камеры 19 связана с полостью штока отверстием 17 и каналом 21, а полость кожуха 18 гидроударника соединена со скважиной выше пакера каналами 22 и 23. Корпус 20 снабжён патрубком 24,

установленным в кожухе 18, в нижней части которого находится ограничитель 25. В исходном положении патрубок 24 зафиксирован относительно кожуха 18 срезным штифтом 26.

Расположение механизма в скважине и схема его работы показаны на рис. 1, б и 1, в. Направление движения жидкости в устройстве при его работе указано стрелками.

Устройство присоединяется к прихваченному снаряду. Рабочая жидкость подаётся к гидроударнику по колонне бурильных труб. Срабатывает пакер и отделяет зону прихвата от остальной скважины. В системе возрастает давление, гидроударник запускается в работу и наносит удары, передающиеся на прихваченный снаряд.

Работа гидроударника, который является генератором ударных импульсов, сводится к следующему. В исходном положении боёк 6 под действием собственного веса находится в крайнем нижнем положении. Впускной клапан 13 закрыт, а выпускной 14 открыт. Промывочная жидкость, подаваемая от бурового насоса по шлангу к переходнику 1, поступает под поршень 5, вызывая силой своего давления подъем поршня-бойка.

Жидкость, находящаяся над поршнем 5, вытесняется через осевые каналы клапанной коробки в полость кожуха гидроударника. В период хода бойка вверх клапанная группа остается в исходном положении за счет давления жидкости на впускной клапан 13. По мере подъема поршня-бойка пружина, упираясь в хвостовик выпускного клапана 14, сжимается.

Поршень встречается с выпускным клапаном 14 и наносит по нему удар. За счет энергии удара и силы сжатой пружины выпускной клапан 14 закрывает осевые каналы клапанной коробки 3, а впускной клапан 13, перемещаясь вверх, открывает центральный канал клапанной коробки, обеспечивая доступ жидкости и в верхнюю полость цилиндра 4.

Так как площадь поршня со стороны верхней полости цилиндра больше, чем его площадь со стороны нижней полости, боёк 6 устремится вниз. При этом клапанная группа сохранит свое верхнее положение за счет давления воды на выпускной клапан 14. В момент, когда поршень захватит хвостовик клапана 14, произойдет перестановка клапанов в исходное положение. Далее цикл работы гидроударника повторится.

В периоды перестановки клапанов боёк за счет накопленной энергии продолжает движение вверх или вниз до соударения с наковальнями 7 и 8.

При ходе бойка 6 вверх происходит всасывание жидкости из скважины через всасывающий клапан насосного блока 10 в пространство под штоком, а при ходе штока вниз жидкость будет выбрасываться через нагнетательный клапан 11 в зону над пакером.

Данная конструкция позволяет перемещать гидроударнику на бурильных трубах, относительно пакера, что обеспечивает возможность перемещения прихваченного снаряда в случае ликвидации прихвата.

Для данного механизма была разработана программа, позволяющая определить энергетические параметры гидроударника. Интерфейс программы расчёта параметров гидроударника представлен на рис. 2.

После проведения расчётов были приняты рациональные параметры гидроударника: ход бойка – 25 мм; рабочий ход – 22 мм; свободный ход – 3 мм.

Разработанный механизм, обеспечивающий в процессе работы снижение давления в зоне прихвата, имеет преимущества:

1. При работе обеспечивается нанесение ударов вниз и вверх.
2. Обеспечивается постоянное снижение давления в зоне прихвата.

Предполагается, что внедрение предложенного устройства позволит обеспечить более высокую результативность в ликвидации прихватов, а также сократит время на их ликвидацию.

В настоящее время по данной схеме подана заявка на предполагаемое изобретение.

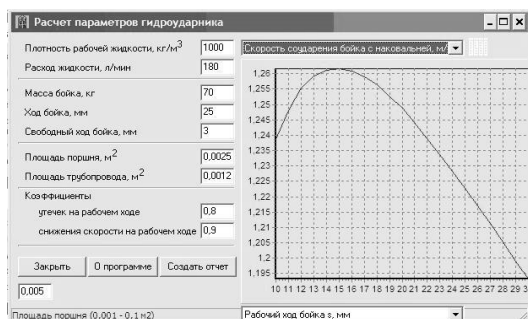


Рис. 2. Интерфейс программы расчёта параметров гидроударников для ликвидации прихватов в скважинах (пример расчёта зависимости скорости соударения бойка с наковальней от рабочего хода бойка)

Литература

1. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. – М.: Недра, 1985. – 220 с.
2. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. – М.: Недра, 1979. – 182 с.
3. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин. – М.: Недра, 1984. – 205 с.

СРАВНЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В УСЛОВИЯХ ООО «БЕЛОН-ГЕОЛОГИЯ»

Р.Е. Важанин

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В России в последние годы существенно сократились исследования и разработки в области создания нового геологоразведочного оборудования. Это привело к тому, что отечественное буровое оборудование

заметно отстало по своему техническому уровню от зарубежных аналогов. Наша промышленность до сих пор выпускает буровые установки, разработанные и запущенные в производство в 60–80-е годы прошлого века [1]. Многие Российские геологоразведочные предприятия, имеющие серьезные объемы работ, предпочитают приобретать технику зарубежного производства. По данному пути пошла и ООО «Белон-геология»). Основные объемы работ данного предприятия сосредоточены в районе г. Белово. В буровом парке ООО «Белон-геология» имеются шесть буровых установок: Voart Longyear LF-90; установка на базе станка ЗИФ-650М; УРБ-2А2 КГК – 2 шт.; 1БА-15В – 2 шт. В 2008 г. на объектах ООО «Белон-геология» было пробурено 31836 м. Для бурения использовались снаряды типа КССК.

Таблица 1

Расчет рентабельности при бурении скважин за 11 месяцев на участке Чертинский-глубокий, тыс. руб.

№ п.п.	Технико-экономические показатели	Тип буровой установки	
		Voart Longyear LF-90 с комплексом ССК канадского производства	ЗИФ-650М с комплексом КССК –76
1	Постоянные затраты	678	824
1.1	Амортизация (Кредит)	368	353
1.2	Постоянная заработная плата	310	471
2	Переменные затраты	13432	10517
2.1	Материалы	5234	4986
2.2	ГСМ	1830	1422
2.3	Услуги	382	200
2.4	Водовозный транспорт	1575	825
2.5	Прочие сторонние работы (каротаж, лабораторные исследования и т.д.)	2610	1305
2.6	Сдельная зарплата с учетом премии	1801	1779
3	Итого общие затраты	14110	11341
4	Доход	22652	11363
4.1	Количество пробуренных метров	6227	3124
4.2	Средняя стоимость 1 погонного метра	3638	3638
5	Прибыль	8542	22
6	Себестоимость 1 погонного метра, руб.	2266	3631

Установка Voart Longyear LF-90 относится к установкам нового поколения с подвижным вращателем и приводом от гидромотора. К достоинствам LF-90 можно отнести:

- высокая частота вращения бурового снаряда (до 1250 об/мин);
- возможность бурения под углом от 0 до 45°;
- большой ход подачи – до 3 м;
- возможность плавного регулирования частоты вращения бурового снаряда;
- высокая надежность.

К недостаткам относится:

- отсутствие трубоизворота, что существенно осложняет проведение спуско-подъемных операций;
- недостаточная информативность панели управления (например, прибор, показывающий давление

на забой, имеет шкалу с ценой деления 570 кг, что приводит к большим погрешностям при задании и регулировании осевой нагрузки);

- высокая стоимость запчастей и комплектующих, большие сроки их поставки.

К достоинствам установки на базе ЗИФ–650М относится:

- низкая стоимость по сравнению с зарубежными аналогами;
- практически нет проблем с обеспечением запчастями и комплектующими;
- простота в эксплуатации и ремонте.

Недостатки:

• отсутствие плавно регулируемого привода на вращатель и лебедку (трудность задания оптимальных режимов бурения);

- высокая себестоимость бурения;

- низкая механическая и коммерческая скорость бурения.

Рассмотренные установки используются при бурении скважин на участке Новобачатский (средняя глубина скважин 447 м) и участке Чертинский-глубокий (средняя глубина скважин 460 м). Бурение скважин осложнено здесь наличием четырех отработанных горных выработок по стволу скважины и, как следствие, необходимостью установки четырех обсадных колонн, что существенно снижает производительность работ. Основные технико-экономические показатели (ТЭП), полученные при бурении скважин на указанных участках, приведены в табл. 1, 2.

Таблица 2

Расчет рентабельности при бурении скважин за 5 месяцев на участке Новобачатский, тыс. руб.

№ п.п.	Технико-экономические показатели	Тип буровой установки	
		Boart Longyear LF-90 с комплексом ССК канадского производства	ЗИФ-650М с комплексом КССК –76
1	Постоянные затраты	4103	369
1.1	Амортизация (Кредит)	3978	221
1.2	Постоянная заработная плата	125	148
2	Переменные затраты	6647	5386
2.1	Материалы	1586	1399
2.2	ГСМ	998	905
2.3	Услуги	124	160
2.4	Водовозный транспорт	931	825
2.5	Прочие сторонние работы (каротаж, лабораторные исследования и т.д.)	1883	1013
2.6	Сдельная зарплата с учетом премии	1125	1084
3	Итого общие затраты	10750	5755
4	Доход	18895	8945
4.1	Количество пробуренных метров	4246	2010
4.2	Средняя стоимость 1 погонного метра	4450	4450
5	Прибыль	8145	3190
6	Себестоимость 1 погонного метра, руб.	2532	2863

Таблица 3

Баланс рабочего времени за 16 месяцев работы буровых установок LF-90 и ЗИФ-650М

№ п/п	Наименование	Баланс рабочего времени на установках:			
		Boart Longyear LF-90 с комплексом ССК канадского производства		ЗИФ-650М с комплексом КССК–76	
		В часах	В %	В часах	В %
1	Бурение	4262,4	37	4435,2	38,5
2	Вспомогательные операции	3916,8	34	3340,8	29
3	Простои	2995,2	26	3340,8	29
4	Перевозки	345,6	3	403,2	3,5
	Итого	11520	100	11520	100

Как видно из данных таблиц, затраты на бурение скважин установкой LF-90 больше, однако за счет более высокой производительности прибыль от применения данной буровой установки существенно выше. Как следствие этого, имеет место более низкая себестоимость бурения. В табл. 3 приведен баланс рабочего времени за 16 месяцев работы на анализируемых буровых установках.

Из табл. 3 видно, что баланс рабочего времени при работе на установках LF-90 и ЗИФ-650М существенно не отличается. Выявленная разница находится в пределах 1–3 %, что не превышает погрешность измерений в процессе хронометража. Однако разница по производительности по двум участкам получена весьма существенная (10473 м – для LF-90 и 5134 м – для ЗИФ-650М).

Полученные результаты объясняются более высоким техническим уровнем установки LF-90. Она имеет ход подачи бурового инструмента в 6 раз больше, чем у ЗИФ-650М (3 м и 0,5 м соответственно), в 1,6 раза шире диапазон частоты вращения инструмента (1250 и 800 об./мин.). Кроме того, у LF-90 имеется возможность плавного регулирования привода в отличие от ЗИФ-650М. Объединенные ТЭП при бурении скважин установками LF-90 и ЗИФ-650М, приведенные в табл. 4, свидетельствуют о том, что применение установок LF-90 позволяет существенно повысить основные ТЭП по сравнению с установкой на базе ЗИФ-650М (производительность повысилась в 2,04 раза, себестоимость проходки 1 м снизилась почти на 30 %).

Таблица 4

Сравнительная оценка технико-экономических показателей буровых установок LF-90 и ЗИФ-650М

№ п/п	Наименование показателей	Тип буровых установок		Превышение показателей
		Boart Longyear LF-90	ЗИФ-650М	
1	Объем бурения, м	10473	5134	2,04
2	Производительность в месяц, м	654,56	320,88	2,04
3	Средняя коммерческая скорость бурения, м/ч	0,91	0,45	2,02
4	Средняя себестоимость одного погонного метра, руб	2374	3330	0,71
5	Рентабельность, %	67,12	18,79	3,57

Полученные результаты позволяют высказать рекомендации отечественным производителям бурового оборудования о необходимости коренного пересмотра структуры отечественных буровых установок с целью существенного повышения их технического уровня.

Литература

1. Рябчиков С.Я. Проектирование буровых машин и механизмов. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 114 с.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ РАЗВЕДКЕ
УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУЗБАССА
Р.Е. Важанин**

Научный руководитель профессор С.Я. Рябчиков
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время конкурентоспособность предприятия во многом зависит от качества, стоимости и сроков выполнения работ. Немаловажную роль при бурении скважин играет выбор породоразрушающего инструмента (ПРИ) и правильное его использование. Наиболее эффективным в настоящее время является применение алмазного ПРИ. Вопросы повышения производительности и качества бурения путем совершенствования технологии бурения имеют постоянную актуальность. В настоящей работе приведены результаты исследований влияния различных типов промывочной жидкости (ПЖ) и алмазных коронок на механическую скорость бурения, полученные в период 2006–2008 г. на объектах ООО «Белон-геология» при разведке угольных месторождений Кузбасса.

В процессе исследований применялись пять различных типов ПЖ: техническая вода; глинистый раствор (40–50 кг бентонита на 1 м³); глинистый раствор с добавлением карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) (40–50 кг бентонита + 0,4–0,8 кг КМЦ на 1 м³); полимерный раствор (0,2–0,3 кг полиакриламида на 1 м³); полимер-эмульсионный раствор (0,2 кг полиакриламида + 3 кг ленола 10 на 1 м³).

При использовании данных типов промывочных жидкостей при бурении по наиболее часто встречающимся горным породам Кузбасса были получены следующие результаты (табл. 1).

Как видно из табл. 1, лучшие результаты получены при использовании полимер-эмульсионного раствора. Данный тип ПЖ обладает хорошей смазывающей способностью за счет наличия в ней эмульсола. Ленол-10, входящий в состав данного раствора, имеет хорошую дисперсность и стабильность, что позволяет применять его в воде любой жесткости. Наличие в растворе полиакриламида обеспечивает лучший вынос шлама, эффективную очистку забоя скважины от продуктов разрушения, и, как следствие, увеличение механической скорости бурения и проходки на коронку. Однако его применение ограничивается только монолитными и слаботрешиноватыми породами.

На себестоимость бурения большую роль оказывает также правильный выбор породоразрушающего инструмента [1]. В процессе исследований отработывались следующие типы алмазного ПРИ:

1. Коронки Boart Longyear серии AlphaBit.
2. Коронки СВ производства ТулНИГП.

3. Коронки Voart Longyear, содержащие термически стабильные алмазы типа TSD.
4. Коронки Voart Longyear с увеличенной высотой матрицы и площадью промывочных окон серии Alpha Stage.
5. Коронки других производителей (Atlas Copco; ТерекАлмаз).

Таблица 1

Средние механические скорости бурения коронками серии NQ-2 при бурении с различными типами промывочной жидкости, м/ч

Горная порода \ Тип ПЖ	Техническая вода	Глинистый раствор	Глинистый раствор с КМЦ	Полимерный раствор	Полимер-эмульсионный раствор
Растительный слой	15,5	19	17	12,1	27
Алеврит мелкозернистый	5,6	9,3	9	7,5	11,25
Алеврит крупнозернистый	7,4	6,4	7,5	6,4	10,6
Песчаник	9	8,2	6,2	8,8	13

Перечисленные коронки являются импрегнированными и имеют довольно высокую стоимость от 12000 до 60000 руб. Результаты сравнительной оценки средней механической скорости бурения при одинаковых режимных параметрах (1250 об./мин., 1300–1700 кгс) для различных типов ПРИ приведены в табл. 2. Весь испытываемый инструмент относился к типоразмеру «N» с диаметром 75,6 мм.

Таблица 2

Средние механические скорости бурения по наиболее часто встречающимся горным породам в Кузбассе при использовании алмазных коронок различных типов, м/ч

Горная порода \ Тип ПРИ	AlphaBit NQ-2 10 коронок	AlphaBit NQ-7 11 коронок	ТулНИГП Св-3 3 коронки	ТулНИГП Св-4 3 коронки	TSD 3 коронки	AlphaStage NQ-6 4 коронки	AlphaStage NQ-7 4 коронки
Алеврит мелкозернистый	9	8,4	8,7	7,3	9,3	8,6	10
Алеврит крупнозернистый	7,4	7,3	7	4,9	6,1	7,2	6,8
Песчаник	8,9	9,6	8,4	9,8	8,8	10,3	9,8

Таблица 3

Средняя проходка на алмазную коронку при бурении по наиболее часто встречающимся горным породам Кузбасса.

Тип ПРИ	AlphaBit NQ-2 10 коронок	AlphaBit NQ-7 11 коронок	ТулНИГП Св-3 3 коронки	ТулНИГП Св-4 3 коронки	TSD 3 коронки	AlphaStage NQ-6 4 коронки	AlphaStage NQ-7 4 коронки
Проходка на коронку	355,5	261,9	320	919,6	280	402	336

Как видно из табл. 2, исследуемый ПРИ показал приблизительно одинаковую механическую скорость бурения. Однако коронки серии AlphaStage имеют более высокий технический уровень. Имея более совершенную конструкцию, в частности, увеличенную площадь промывочных окон, они позволяют существенно снизить число аварий, связанных с прижегом ПРИ, особенно в трещиноватых породах.

Важным показателем для ПРИ является его ресурс (проходка на коронку), особенно при бурении глубоких скважин. В табл. 3 приведены результаты испытаний различных типов коронок, проведенные с целью получения сравнительной количественной оценки по показателю «проходка на коронку». Как видно из табл. 3, наибольшая проходка получена на коронку типа Св-4 производства ТулНИГП. Анализ результатов испытаний, приведенных в табл. 2 и 3, позволяет предположить, что данный тип коронки лучшим образом соответствует условиям бурения скважин в твердых породах. Коронки серии AlphaStage показали по средней проходке на коронку также достаточно высокие результаты, что позволяет рекомендовать их в качестве одного из основных типов ПРИ для Кузбасса. Необходимо отметить, что коронки отечественного производителя (ТулНИГП) могут на равных конкурировать с лучшими зарубежными образцами, а учитывая их меньшую стоимость, являются отличным решением проблемы при выборе ПРИ для конкретных геолого-технических условий.

Испытание коронок фирмы Atlas Copco и ТерекАлмаз показали достаточно низкие результаты по проходке на коронку (Atlas Copco – 56 м, ТерекАлмаз – 42 м), что не позволяет рекомендовать их к широкому использованию при бурении скважин в условиях Кузбасса.

Приведенные выше результаты исследований могут быть использованы в производственных условиях при разработке технологии бурения разведочных скважин и выборе ПРИ.

Литература

1. Волков А.С. Буровой геологоразведочный инструмент, – М.: Недра. 1998. – 286 с.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЭЖЕКТОРНЫХ СНАРЯДОВ ДЛЯ СКВАЖИННОЙ ГИДРОДОБЫЧИ

Н.Е. Горшенин

Научный руководитель ассистент И.Б. Бондарчук
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Производство работ по скважинной гидродобыче (СГД) твердых полезных ископаемых требует разработки и конструирования специальных снарядов. Для СГД твердых полезных ископаемых на данный момент существует большое количество конструкций добычных снарядов. В практике СГД широко используют снаряды, выполненные на базе эжекторных (гидроэлеваторных) насосов. Эффективность работы таких снарядов в большой степени зависит от точности расчета эжекторного насоса. Для расчета эжекторных устройств существует большое количество методик [2 – 4, 6, 7], имеющих различную точность и позволяющих рассчитывать насосы преимущественно для конкретных условий работы.

Широко известных и прошедших экспериментальную проверку методик комплексного расчета снарядов СГД на данный момент не существует. В данной статье будет предложена методика решения названной проблемы.

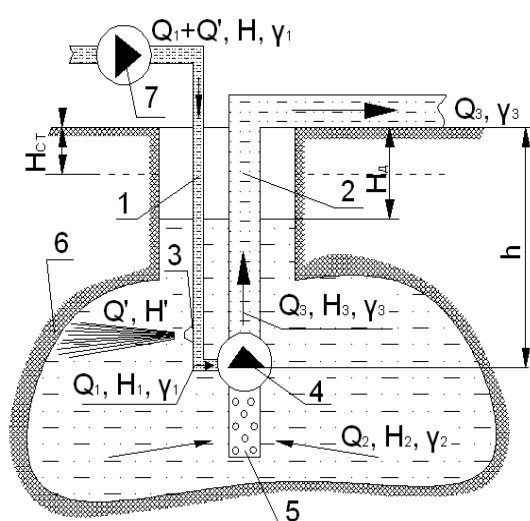


Рис. 1. Схема работы эжекторного снаряда для СГД: 1 – напорная магистраль; 2 – пульпоподъемная магистраль; 3 – гидромонитор; 4 – эжекторный насос; 5 – всасывающая магистраль; 6 – продуктивный пласт; 7 – насосная установка; Q_1 – расход рабочей жидкости для эжектирования пульпы; Q_2 – расход эжектируемой пульпы; Q_3 – суммарный расход, создаваемый гидроэлеватором; Q' – расход рабочей жидкости для работы гидромонитора; γ_1 – плотность рабочей жидкости; γ_2 – плотность пульпы во всасывающей магистрали; γ_3 – плотность пульпы на выходе из гидроэлеватора; H – рабочее давление, развиваемое насосной установкой; H_1 – давление рабочей жидкости на входе в насадку гидроэлеватора; H_2 – давление пульпы на входе в камеру смешения; H_3 – давление пульпы на выходе из узла гидроэлеватора; H' – давление рабочей жидкости на входе в гидромониторную насадку; $H_{ст}$, H_0 – соответственно статический и динамический уровень в скважине; h – высота подъема пульпы

Гидравлический расчет эжекторного снаряда для СГД требует расчета гидравлической системы, состоящей из водоподающего насоса, гидромониторного устройства, эжекторного насоса и является достаточно сложной инженерной задачей. Работа гидравлической системы описывается системой из ниже приведенных уравнений. Формулы в расчете приведены в упрощенном виде.

Работа эжекторного насоса может быть описана функциональной зависимостью:

$$Q_3 = f(Q_1, H_1, Q_2, H_2, H_3, \gamma_1, \gamma_2). \quad (1)$$

Данная зависимость подробно раскрыта в большом количестве работ, в частности для гидроэлеваторных насосов центрального типа предложены формулы в работах Арбита В.С. [2], Подвидза Л.Г. и Кирриловского Ю.Л. [3], Соколова Е.Я. и Зингера Н.М. [6], Шербиной Г.С. [7] и др., а для гидроэлеваторных насосов кольцевого типа – в работах Скрубка А.М. [4].

Значения напора эжектирующего потока H_1 зависит от давления столба жидкости в нагнетательной магистрали (h , γ_1) и гидродинамических потерь, которые зависят от конструкции нагнетательной магистрали и расхода рабочей жидкости $Q_1 + Q'$. Таким образом, значение H_1 можно выразить функционально:

$$H_1 = f(Q_1 + Q', \gamma_1, h, \{\text{конструктивные параметры снаряда}\}). \quad (2)$$

Значение напора эжектируемого потока H_2 будет зависеть от разности между объемами пульпы, извлекаемой из добычной камеры, и объема воды, подаваемого в добычную камеру через гидромониторные устройства $Q' - Q_2$. Кроме того, давление эжектируемого потока будет зависеть от характера гидродинамической

системы «водоносный пласт-скважина» (поглощение, водоприток) и его интенсивности (зависящей от перепада давления между скважиной и водами пласта, коэффициента фильтрации K_{ϕ} и размеров поверхности контакта). Также происходят гидродинамические потери давления во всасывающем патрубке. Как правило, они незначительны, поэтому ими можно пренебречь. Таким образом, значение H_2 можно выразить функционально:

$$H_2 = f(Q_2 - Q', H_{ст}, K_{\phi}). \quad (3)$$

Данную зависимость можно выразить, используя формулы, характеризующие взаимодействие системы «водоносный пласт – скважина» [5].

Необходимое значение напора нагнетания эжекторного насоса H_3 будет зависеть от высоты, на которую необходимо произвести подъем смеси h , и плотности смеси γ_3 , а также гидродинамических потерь, возникающих в пульпоподъемной магистрали, которые в свою очередь зависят от конструкции магистрали и объема поднимаемой смеси Q_3 . Таким образом, значение H_3 можно выразить функционально:

$$H_3 = f(Q_3, \gamma_3, h, \{\text{конструктивные параметры снаряда}\}). \quad (4)$$

Гидромонитор необходим для формирования струи жидкости, которая размывает породы продуктивного пласта, создает циркуляцию жидкости в добычной камере и разрыхляет пульпу. Для эффективной работы гидромонитора необходим определенный перепад давления между давлением рабочей жидкости, подаваемой в гидромонитор H_1 , и давления в добычной камере H_2 . Кроме того, процессы разрушения горной породы требуют затрат определенной мощности, значение которой будет определяться перепадом давления и количеством рабочей жидкости, истекающей через гидромонитор. Таким образом, работа гидромонитора может быть описана зависимостью:

$$Q' = f(H_2 - H_1). \quad (5)$$

Работа гидромониторных струй исследована в работах Абрамовича Г.Н. [1] и др.

Соотношения (1 – 5) представляют систему, которой описывается работа эжекторного снаряда СГД. Данная система уравнений является достаточно сложной. Производить поиск ее явных решений для каждой новой задачи нецелесообразно, поэтому записав ее в виде (6) можно графически найти ее решение (рис. 2).

$$f(Q_1, Q_2, Q_3, Q', H_1, H_2, H_3, H', \gamma_1, \gamma_2, h, K_{\phi}) = 0. \quad (6)$$

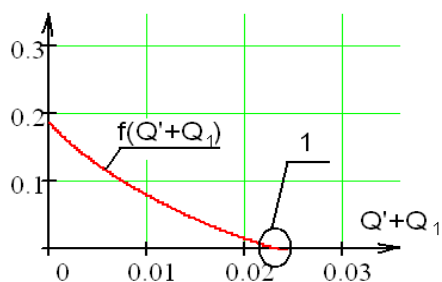


Рис. 2. График функции (6) в зависимости от суммарной подачи рабочего агента в напорную магистраль: 1 – решение уравнения (6)

При решении данного уравнения возможен поиск решений следующих задач:

1. При заранее определенных значениях объема транспортируемой пульпы Q_2 и высоты подъема h , определяется режим работы насосной установки.
2. При известных значениях высоты подъема пульпы h , подачи $Q_1 + Q'$ и давлении насоса определяется объем пульпы, который возможно транспортировать на поверхность.
3. При известной подаче насоса $Q_1 + Q'$ и давлении, а также заданном объеме поднимаемой пульпы, определяется возможная высота подъема пульпы.

Получив и выбрав необходимые решения, производят их проверку и окончательный конструкторский расчет.

В настоящее время используются математические редакторы (например, MathCAD), с помощью которых возможно оперативно производить и корректировать расчет снарядов.

Основную проблему на данный момент представляет отсутствие зависимостей, которые бы точно описывали работу гидроэлеваторов для ряда условий работы (в области больших величин затопления, для производства СГД), а также недостаточность исследований технико-экономических показателей работы снарядов СГД (определение фактической производительности снарядов расчетными методами).

Литература

1. Абрамович Г.Н. Теория турбулентных струй. – М.:Физматгиз, 1960.
2. Арбит В.С. Исследование и разработка методики расчета эжекторных буровых устройств с целью создания эффективных технических средств для бурения и освоения скважин: Дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 1974. – 204 с.
3. Подвидз Л.Г., Кирилловский Ю.Л. Расчет струйных насосов и установок//Тр. ВИГМ. – М., 1968. – Вып.38. – С. 44 – 97.
4. Скрубко А.М. Гидродинамические исследования кольцевых струйных насосов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М.:МВТУ, 1978. – 16 с.
5. Справочник по бурению скважин на воду / под ред. Д. Н. Башкатова. — М.: Недра, 1979. – 560 с.
6. Соколов Е.Я. Зингер Н.М. Струйные аппараты. – М.: Энергия, 1970. – 288 с.

7. Щербина Г.С. Исследование и совершенствование гидроэлеваторов для гидротранспорта сыпучих материалов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М.: Ин-т горного дела, 1979. – 24 с.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГИДРОУДАРНОГО БУРОВОГО СНАРЯДА ДЛЯ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ

В.А. Еремеевич

Научный руководитель доцент А.А. Каракозов

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

Установки УМБ-130 и УМБ-130М предназначены для многорейсовой проходки скважин глубиной 20–50 м с борта неспециализированных судов. Гидроударный буровой снаряд является основным исполнительным элементом установки УМБ-130М и состоит из гидроударника и колонкового набора. Гидроударный буровой снаряд оснащен двумя дополнительными водораспределительными (пусковыми) узлами, позволяющими производить смену режимов работы снаряда («бескернаое бурение», гидромониторный размыв породы – «бурение с отбором керна») [1, 2].

Недостатком существующего гидроударного бурового снаряда является то, что при размыве скважины в крепких глинистых грунтах скорость бурения значительно уменьшается в сравнении с более мягкими породами. Поэтому была поставлена задача совершенствования гидроударного бурового снаряда, в котором за счет обеспечения работы гидроударника при размыве скважины для дополнительного механического рыхления породы на забое достигается повышение скорости бурения скважины без отбора керна, особенно при бурении в крепких глинистых грунтах.

На основании анализа патентных и литературных источников была предложена усовершенствованная схема гидроударного снаряда, в котором полость камеры под поршнем верхнего распределительного узла соединена с входным каналом гидроударника, в канале между верхним и нижним распределительным узлом установлена дроссельная втулка, а нагнетательный канал между камерой и входным каналом гидроударника перекрыт обратным клапаном.

Схема работы снаряда по новой технологии приведена на рис. 1.

Гидроударный буровой снаряд работает таким образом. Он спускается с борта судна и устанавливается на дне в вертикальном положении. При этом пусковой клапан 26 отсутствует. Поршень 23 занимает свое крайнее верхнее положение в камере 22 распределительного переходника 21, в котором он зафиксирован штифтами 27. Нагнетательный канал 29 перекрыт боковой поверхностью поршня 23. Блокировочный клапан 16 и кольцевой золотник 17 занимают крайнее верхнее положение под действием пружин. Отбор пробы с глубины, которая превышает длину колонкового набора, осуществляется в такой последовательности. Сначала осуществляется предыдущее бурение без отбора пробы. От источника давления, который находится на борту судна, в гидроударный буровой снаряд подается жидкость, которая через канал 28, осевой канал 24 в поршне 23, камеру 22, дроссельную втулку 36, канал 30, кольцевой зазор между гидроударником 1 и кожухом 10, каналы 11 и 14, зазор между трубами 5 и 6 и отверстия 9 выходит в окружающую среду. Повышая подачу жидкости, добиваются того, что под действием скоростного напора жидкости и перепада давления на блокировочном клапане 16, последний движется вниз и перекрывает проход жидкости в канал 14. При этом жидкость поступает в пространство над кольцевым золотником 17. За счет повышения давления при закрытии блокировочного клапана 16 над кольцевым золотником 17 последний движется вниз. Это движение осуществляется потому, что полость под кольцевым золотником 17 постоянно связана каналом 14 с зазором между трубами 5 и 6,

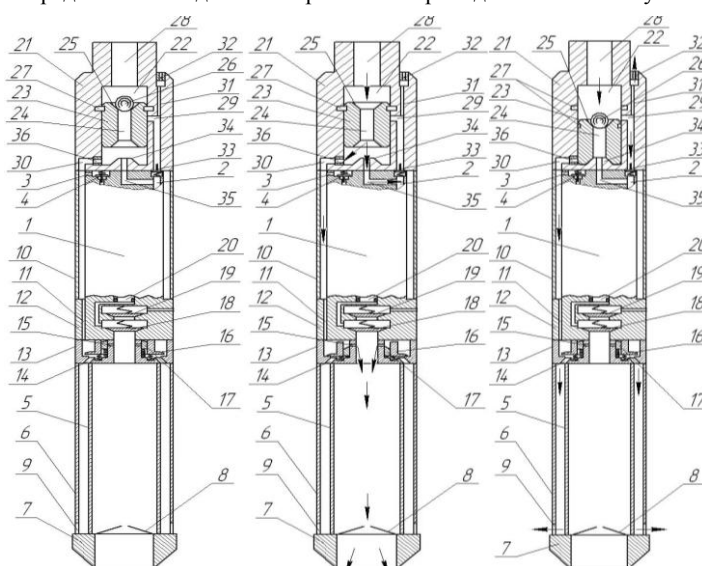


Рис. 1. Схема работы усовершенствованного гидроударного бурового снаряда

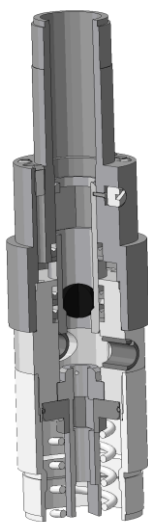


Рис. 2. Трёхмерная модель усовершенствованной конструкции верхнего распределительного узла гидроударного бурового снаряда установки УМБ-130М

соединенными с окружающей средой или скважиной, следовательно, давление жидкости под кольцевым золотником 17 будет значительно ниже, чем над ним. Когда кольцевой золотник 17 откроет каналы 15, то жидкость через них поступает в полость внутренней керноприемной трубы 5 и через кернорватель 8 – на забой скважины, размывая породы. Это обеспечивает возможность углубления гидроударного бурового снаряда в грунт без отбора пробы. Одновременно часть жидкости подается во входной канал 2 гидроударника 1 через канал 35, при этом связь входного канала 2 гидроударника 1 с окружающей средой через нагнетательный и дроссельный каналы 29 и 31 и дроссельную втулку 32 заблокирован обратным клапаном 33. Гидравлическое сопротивление дроссельной втулки 36 подбирается таким образом, чтобы обусловленное им давление жидкости в канале 35 отвечало рабочему давлению гидроударника 1. Гидроударник 1 начинает работать и генерирует удары, за счет которых (при периодических постановках на забой скважины) башмак 7 углубляется в грунт, дополнительно разрушая породы на забое скважины. Жидкость, которая выходит из гидроударника 1 через обратный клапан 4 и канал 3, также поступает на забой скважины и размывает его. Таким образом, бурение без отбора керна проводится за счет размыва пород забоя и их дополнительного механического рыхления при периодических постановках снаряда на забой скважины, что повышает механическую скорость бурения, особенно в крепких глинистых грунтах. После того, как гидроударный буровой снаряд достигнет нужной глубины отбора пробы, подачу жидкости от источника давления прекращают. Поскольку давление в системе падает, то кольцевой золотник 17 и блокировочный клапан 16 под действием пружин занимают свои крайние верхние положения, закрывая каналы 15 и перекрывая, таким образом, доступ жидкости в полость керноприемной трубы 5.

Дальше, по линии, соединяющей источник давления с гидроударным буровым снарядом (бурильные трубы, нагнетательный шланг), сбрасывается пусковой клапан 26 и снова включается подача жидкости с интенсивностью как и при бурении без отбора керна. После посадки пускового клапана 26 в седло 25 поршня 23 давление в системе растет настолько, что штифты 27 срезаются. Поршень 23 перемещается в крайнее нижнее положение в камере 22, при этом пробка 34 перекрывает осевой канал 24. Таким образом, нагнетательный канал 29, связанный с входным каналом 2 гидроударника, соединяется с источником давления, а канал 30, связанный с зазором между трубами 5 и 6 разъединяется с последним. Одновременно камера 22 через дроссельный канал 31 и дроссельную втулку 32 соединяется с окружающей средой. Гидравлическое сопротивление дроссельной втулки 32 также подбирается таким образом, чтоб обусловленное им давление жидкости в нагнетательном канале 29 отвечало рабочему давлению гидроударника 1. Гидроударник 1 начинает работать и генерирует удары, за счет которых гидроударный буровой снаряд углубляется в грунт башмаком 7, и проба поступает во внутреннюю колонковую трубу, отжимая в стороны лепестки кернорвателя 8. При работе жидкость из гидроударника 1 вытесняется по каналу 3 в зазор между кожухом 10 и гидроударником 1 и, дальше, по каналам 11 и 14 – в зазор между трубами 5 и 6, и через отверстия 9 она поступает в скважину выше башмака 7, размывая стенки скважины, что снижает силы трения по внешней поверхности гидроударного бурового снаряда. Потоки жидкости, которые выходят из отверстий 9 и дроссельной втулки 32, складываются над гидроударным буровым снарядом и, таким образом, обеспечивается постоянная скорость течения жидкости в скважине над гидроударным буровым снарядом при разных режимах его работы.

В процессе бурения в полости керноприемной трубы 2 осуществляется обратная промывка. При движении поршня 20 вверх вместе с бойком гидроударника (не показан) жидкость поступает из керноприемной трубы 5 через всасывающий насосный клапан 18 под поршень 20. При движении поршня 20 вниз жидкость через нагнетательный насосный клапан 19 выбрасывается в скважину.

По предложенной выше схеме проведена конструкторская разработка усовершенствованного гидроударного бурового снаряда установки УМБ-130М.

Анализ исходной конструкции гидроударного бурового снаряда установки УМБ-130М показал, что для его совершенствования достаточно изменить конструкцию верхнего распределительного узла.

Новая конструкция верхнего распределительного узла была смоделирована в системе Kompas-3D V8. Разработанная трёхмерная модель верхнего распределительного узла представлена на рис. 2. По этой модели были выполнены рабочие чертежи узла для двух типоразмеров гидроударных буровых снарядов.

По предварительным оценкам, использование усовершенствованного гидроударного бурового снаряда установки УМБ-130М с новым верхним распределительным узлом позволит увеличить скорость проходки скважины без отбора керна в крепких глинистых грунтах в 2–5 раз (за счет одновременной работы гидроударника и гидроразмыва пород на забое).

Предложенное усовершенствование бурового снаряда принято для внедрения ЗАО «Компания «Юговостокгаз», проводящим буровые работы на шельфе Чёрного и Азовского морей.

Литература

1. Калиниченко О.И., Зыбинский П.В., Каракозов А.А. Гидроударные буровые снаряды и установки для бурения скважин на шельфе. – Донецк: «Вебер» (Донецкое отделение), 2007. – 270 с.
2. Калиниченко О.И., Каракозов А.А., Зыбинский П.В. Погружная гидроударная установка УМБ-130 для многорейсового бурения подводных скважин.// Сб. научн. Трудов.- Киев.: ИСМ им. Бакуля, ИПЦ АЛКОН НАНЦ, 2003. – 63–68 с.

ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН С ПРОДУВКОЙ СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ**Д.Н. Ефимов**

Научный руководитель профессор Р.М. Скрябин

Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

В настоящее время, в связи с уменьшением разведанных запасов полезных ископаемых, все большее значение приобретают геологоразведочные работы в районах Крайнего Севера и Северо-Востока нашей страны, в частности Республики Саха (Якутия), относящихся к районам распространения криолитозоны. Геологоразведочные работы, особенно буровые работы, в таких районах сопровождаются различными видами осложнений.

Особые осложнения при бурении скважин в условиях криолитозоны связаны с применением промывочной жидкости. Во-первых, под влиянием тепла, вносимого в скважину промывочной жидкостью, проходимые мерзлые рыхлые породы оттаивают и теряют связность, стенки скважин становятся неустойчивыми, возникают явления просадочности, суффозии, оползания и обвалы породы, прихваты инструмента и обсадных труб, снижение выхода и качества керна. Во-вторых, при температуре многолетнемерзлых пород от -15 до 0°C промывочная жидкость в скважине замерзает, образуется шуга, случаются затяжки прихваты инструмента при извлечении, прихваты обсадных колонн при спуске, полное промерзание скважины при вынужденных простоях, смятие труб под влиянием мерзлого пучения.

Альтернативой промывочной жидкости в качестве очистного агента при бурении скважин является сжатый воздух. Применение сжатого воздуха вместо промывочной жидкости является существенным шагом в совершенствовании разведочного бурения в многолетнемерзлых породах. Сжатый воздух, в отличие от воды и глинистых растворов, не замерзает, поэтому полностью устраняются осложнения, связанные с замерзанием и потерей промывочной среды в скважине.

Массовые расходы воздуха обычно в 15–25 раз меньше расхода любой промывочной жидкости, а его теплоемкость меньше в 4 раза. При одной и той же начальной температуре воздух несет в 60–100 раз меньше тепла, чем промывочная жидкость. Это существенно снижает опасность осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород. Воздух значительно эффективнее солевого раствора, который, хотя и не замерзает в скважине, но легко может нарушить естественное состояние мерзлых пород. [2]

Сжатый воздух, снижая опасность и остроту осложнений, связанных с протаиванием пород, не устраняет эти осложнения полностью. На выходе из компрессора он имеет повышенную температуру (70 – 80°C) даже в зимний период.

Как показала практика, применение обычного сжатого воздуха, подаваемого в скважину непосредственно от компрессора, чревато рядом специфических осложнений, связанных с выпадением и замерзанием конденсата из воздуха в скважине. Это может быть слипание частиц шлама, образование сальников, намерзание конденсата в соединениях, уменьшение проходных сечений, прижоги породоразрушающего инструмента, прихваты.

В настоящее время для бурения с продувкой используются серийное буровое и вспомогательное оборудование, общепринятые схемы обвязки устья скважины.

Породоразрушающий инструмент при бурении с продувкой должен обеспечить свободный проход воздуха на забой. Поэтому предпочтительно использование твердосплавных и алмазных коронок с повышенным выпуском резцов и с увеличенной площадью промывочных каналов.

Как известно, во всех случаях бурения с продувкой температура воздуха резко возрастает у забоя скважины под действием тепла, отбираемого от породоразрушающего инструмента. Этот фактор играет наибольшую роль при бурении скважин алмазным буровым инструментом.

Действие температурного фактора при алмазном бурении проявляется в виде температурных деформаций буровых алмазов: зашлифованной режущих граней и растрескиваний от температурных напряжений с возможным высыпанием осколков зерен из матрицы [1].

Анализ влияния физических и теплофизических свойств промывочной среды, ее расхода и режима движения на интенсивность нагрева алмазного инструмента, а также неоднократно проведенные эксперименты показывают, что условия охлаждения породоразрушающего инструмента при бурении с продувкой воздухом существенно хуже, чем при жидкостной промывке.

Поэтому необходимость охлаждения подаваемого в скважину сжатого воздуха стала первоочередной задачей при бурении в зонах многолетнемерзлых пород [1].

В настоящее время из существующих способов охлаждения сжатого воздуха наиболее простой и дешевый – теплообмен с естественным хладоносителем. Но этот способ дает высокий эффект только в зимний период, когда температура атмосферного воздуха отрицательная.

Охлаждение сжатого воздуха до необходимых при бурении отрицательных температур при практически полном сохранении развиваемого компрессором рабочего давления воздуха возможно с помощью современных фреоновых парокомпрессионных холодильных машин. На данный момент, этот способ охлаждения является наиболее приемлемым, эффективным и экономически оправданным.

Двухступенчатая система охлаждения сжатого воздуха с первой ступенью охлаждения за счет теплообмена с атмосферным воздухом, принудительно циркулирующим через ребристо-трубчатый теплообменник высокого давления, и второй ступенью в виде фреоновой парокомпрессионной холодильной машины оптимальна для условий бурения скважин с продувкой воздухом в многолетнемерзлых породах.

Практика показала, что целесообразно применять компрессорно-конденсаторные агрегаты с воздушным охлаждением, работающие на доступном и дешевом фреоне-12.

С точки зрения рационального размещения производства холода, в целях повышения выхода керна в мерзлых породах или нормализации температурного режима коронки, перспективно использование погружного вихревого холодильника, встраиваемого в состав бурового снаряжения над колонковой трубой.

Принцип действия вихревого холодильника основан на эффекте вихревого температурного разделения газа. Воздух нормальной температуры под давлением истекает через сопло со сверхзвуковой скоростью тангенциально внутрь полого цилиндра, где образует мощный вихрь со сложным полем температур. В центре вихря устанавливается низкая, а по периферии высокая температура. При перепаде давления 0,5 МПа и начальной температуре 0°C можно получить примерно одинаковые по расходу потоки воздуха с температурами –50 и +50 °C. Наиболее эффективно вихревой холодильник может быть использован в сочетании с предварительным охлаждением сжатого воздуха на поверхности [2].

Погружным холодильником можно считать также пневмоударные машины или обычный пневмоударник. Пневмоударное бурение в мерзлых породах показало очень хорошие результаты в зимних условиях. В пневмоударнике сжатый воздух отдает свою внутреннюю потенциальную энергию в виде внешней механической работы и поэтому на выходе резко охлаждается. Правда, механическая работа пневмоударника по разрушению горной породы рассеивается в форме тепла, которое частично вновь воспринимается воздухом, а частично – горным массивом. При этом в отличие от обычного случая вращательного бурения с продувкой не только отсутствует местный прирост температуры воздуха у забоя, но и отмечается некоторое ее снижение. Последнее способствует сохранению естественной устойчивости мерзлых пород и увеличению выхода керна.

При бурении в мерзлых породах наиболее ответственной в тепловом отношении является призабойная зона. Единственное средство рациональной доставки холода с поверхности к забоям – теплоизоляция буровой колонны. С точки зрения эффективности теплоизоляции покрытие труб изнутри при равной толщине существенно выгоднее, чем снаружи. Внутреннее покрытие буровой колонны неизмеримо долговечнее наружного. Расход теплоизолирующего материала при покрытии изнутри значительно меньше. В качестве покрывающих материалов применяются стекломаль, органосиликаты, эпоксидные смолы, полиэтилен, винипласт, фторопласты, плотные пенополистирол, пенополиуретан и другие синтетические материалы.

Оценка практической целесообразности, решение принципиальных вопросов технологии, способа бурения мерзлых пород с продувкой охлажденным сжатым воздухом осуществлялись путем физического моделирования в процессе совместных исследований ЛГИ и ЦНИГРИ. Анализ результатов почти 100 м опытного бурения по искусственным мерзлым породам различного гранулометрического состава, близкого к реальным породам, подтверждает справедливость теоретических предположений и показывает, что охлаждение сжатого воздуха максимум до –10 °C – эффективное средство устранения осложнений, обеспечения высокого выхода керна мерзлых пород в их естественном, ненарушенном состоянии [2].

Таким образом, применение охлажденного сжатого воздуха в качестве очистного агента при бурении скважин является одним из основных направлений технического прогресса в области геологоразведочных работ в условиях криолитозоны.

Основными организационными трудностями, ограничивающими масштабы эффективного применения сжатого воздуха при бурении скважин, являются необходимость в относительно дорогостоящем компрессорном и холодильном оборудовании. Поэтому необходимо дальнейшее совершенствование технологии охлаждения воздуха путем разработки и использования компрессоров небольших габаритов со встроенными холодильными установками. Также необходимо внедрить в производство автоматику, позволяющую в течение многих тысяч часов поддерживать заданную температуру сжатого воздуха и температурного режима скважины в целом.

Как показывает практика, проходка на коронку и расход алмазов на 1 м бурения с продувкой серийными типами алмазных коронок, предназначенных для бурения с промывкой, уступают соответствующим показателям бурения этими коронками при промывке, поэтому алмазное бурение серийными коронками с продувкой сжатым воздухом в породах высоких категорий пока не эффективно и требует создания специализированного алмазного бурового инструмента для бурения с продувкой сжатым воздухом.

Исходя из вышеизложенного, можно сказать, что внимание исследователей и конструкторов должно быть направлено на разработку и совершенствование компрессорного оборудования, систем охлаждения и осушения сжатого воздуха, герметизаторов, шламоуловителей, специального породоразрушающего инструмента, контрольно-измерительной аппаратуры, а также внедрение компьютерных технологий, а усилия практиков – на рациональное использование и широкое внедрение отечественных и зарубежных достижений технологии и техники бурения скважин с применением сжатого воздуха.

Литература

1. Воздвиженский Б. И., Воробьев Г. А., Горшков Л. К. и др. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения. – М.: Недра, 1990. – 68–76 с.
2. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 124–147 с.

СОВРЕМЕННЫЕ СНАРЯДЫ ДЛЯ ОТБОРА КЕРНА ПРИ РАЗВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**Д.А. Ковригин**Научный руководитель доцент В.И. Брылин
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бурение с отбором керна требует совмещения в оптимальных соотношениях максимального темпа углубления скважины и сохранности образуемого керна. Последнее может быть достигнуто при рационально выбранных высокоэффективном породоразрушающем инструменте и технологии бурения [1].

Все снаряды колонкового бурения вне зависимости от конструкций состоят из следующих основных частей:

- инструмент для разрушения горной породы вокруг обуриваемого керна (бурильная головка или кольцевая коронка);
- внутренняя колонковая труба (керноприёмник) для сохранения и выноса керна;
- внешний корпус или внешняя колонковая труба для передачи нагрузок на породоразрушающий инструмент;
- керноприемное устройство;
- кернорватель;
- устройство для транспортирования керноприемного снаряда (переводник на бурильные трубы или ловитель для подъёма керноприемника на канате).

Ниже рассмотрены основные части керноотборного снаряда.

Бурголовки

Бурильная головка должна обеспечить максимальную механическую скорость углубления кольцевой части забоя, оставляя нетронутой центральную часть – керн.

Керноприемное устройство, компоновка низа бурильной колонны (КНБК) и выбранный режим бурения должны обеспечить снижение до минимума факторов, отрицательно влияющих на процесс образования и сохранность керна. К таким факторам относятся продольный изгиб, вибрации инструмента и размыв керна при неоправданно высоких скоростях истечения промывочной жидкости из каналов бурильной головки.

К настоящему времени ВНИИБТ разработаны, а промышленностью освоены бурильные головки для скважин диаметром 120,6–295,3 мм с диаметром керна от 40 до 100 мм.

Бурильные головки характеризуются коэффициентом керноотбора (K_o), представляющим собой отношение диаметра керноприема к диаметру бурильной головки.

Выпускаемые промышленностью бурильные головки по величине диаметра керна подразделяют на:

- бурильные головки с малым диаметром керна ($K_o = 0,2–0,3$);
- бурильные головки со средним диаметром керна ($K_o = 0,3–0,45$);
- бурильные головки с большим диаметром керна ($K_o = 0,45–0,55$).

По исполнению породоразрушающего органа бурильные головки могут быть лопастными или секторными и шарошечными.

Вооружение лопастных или секторных бурильных головок выполняется твердосплавным (зубки или пластины из твердого сплава) или алмазным (натуральные алмазы, синтетические алмазы, алмазотвердосплавные резы, алмазосодержащие вставки).

Зубья шарошечных бурильных головок могут выполняться вставными (зубки из твердого сплава различной формы рабочей кромки) или фрезерованными за одно целое с шарошкой, на которые наплавляется порошкообразный твердый сплав для повышения износостойкости.

Керноприемные устройства

Горные породы, слагающие месторождения полезных ископаемых, рассматриваются не только по буримости, но и с точки зрения трудности выбуривания и сохранения керна. Разработана классификация горных пород по буримости и трудности отбора керна.

Под выражением «трудность отбора керна» понимается способность породы сохранять ненарушенной структуру образца породы (керна) под действием породоразрушающего инструмента и промывочной жидкости в процессе его обуривания и транспортировки в керноприемном устройстве на поверхность. По трудности отбора керна все горные породы подразделяются на 4 категории, каждая из которых, в свою очередь, разделена на группы. Каждая группа охарактеризована определенным комплексом структурно-текстурных, физико-механических и абразивных свойств (твердость по штампу, абразивность, сплошность), которые являются критериями для выбора бурильной головки и керноприемного устройства.

Коэффициент керноприема K_n , характеризующий отношений диаметра керна к расстоянию от керноприемника до забоя скважины, который должен быть $K_n > 0,7$, у современных керноотборных устройств равен:

- керноотборные устройства «Недра», «Силур» $K_n = 0,5$;
- керноотборное устройство «Кембрий» $K_n = 7,0–10,0$.

Классификация пород по категориям трудности отбора керна следующая:

- Категория I. Монолитные, слаботрещиноватые, не размываемые промывочной жидкостью и ненабухающие, не разрушаемые вибрациями керноотборного инструмента.
- Категория II. Средне- и низкопористые, перемежающиеся, слабо размываемые промывочной жидкостью, мало разрушаемые вибрациями керноотборного инструмента.
- Категория III. Весьма трещиноватые, перемежающиеся, размываемые промывочной жидкостью, разрушаемые вибрациями керноотборного инструмента.
- Категория IV. Рыхлые, перемятые и пlyingшие, высокопористые, растворяющиеся промывочной жидкостью.

Таблица

Область применения снарядов и диаметры формируемого ими керна

Серия	Область применения	Диаметр керна, мм
«Недра»	Неосложненные условия бурения	52, 67, 80, 100
«Силур»	Осыпи, обвалы, желебообразования, прихваты	52, 80
«Кембрий»	Рыхлые, слабосцементированные, трещиноватые породы, III категория пород по трудности отбора керна	67, 100
«Тенгиз»	Газонефтеводопроявления, поглощения	100
«Риф»	Рыхлые, сыпучие, сильно трещиноватые, рифогенные породы	120
«МАГ»	Твердые, консолидированные, абразивные породы	60
«КИМ»	Слабосцементированные породы	52, 80, 100
«Лайнер»	Слабосцементированные, сыпучие породы	80, 100
«Структура»	Нелитифицированные донные отложения при бурении морских исследовательских скважин	57, 80



Рис. 1. Кернорватели

Рациональные области применения различных керноприемных устройств приведены в табл.

Кернорватели

Для отрыва и удержания керна различных по составу и свойствам горных пород, предлагаются следующие кернорватели (рис. 1):

- Компоновка кернорвателей (рис. 1, А) включает в себя цанговый и рычажковый кернорватели, что обеспечивает надежность выноса керна в различных по твердости и трудности отбора керна.
- Рычажковый кернорватель (рис. 1, Б) служит для отрыва и удержания керна, представленного средними и мягкими породами. Он состоит из обоймы и размещенных в ней подпружиненных рычажков. Внутренняя поверхность цангового кернорвателя, а также режущая часть рычажков, наплавлена твердым сплавом «РЭЛИТ».

Литература

1. Сулакшин С.С. Бурение геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1991. – 334 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СТАНКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА ИЗ ПОДЗЕМНЫХ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

А.П. Колодин, А.В. Шадрин

Научный руководитель профессор Л.А. Саруев
Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Многими отечественными и зарубежными проектными, а так же научно-исследовательскими организациями разрабатываются новые агрегаты для бурения веера скважин из подземных горных выработок малого диаметра. Выбор конструкции этих установок производится ещё не достаточно обоснованно в связи с не совершенством методики оценки их производительности и зависимости этого показателя от конструктивных элементов оборудования. Поэтому появилась необходимость в проведении анализа факторов, определяющих производительность буровых станков и наметить пути сокращения непроизводительных затрат времени при бурении [2].

На основании изучения процесса бурения, вспомогательных и подготовительных операций в работе предложена формула сменной производительности бурового станка, отражающая в основном связь между производительностью машины и определяющими ее факторами, которая позволяет заранее определить эффективность тех или иных технических мероприятий или научно-исследовательских работ, направленных на повышение производительности установки:

$$A_{см} = \frac{H}{\frac{H}{L} \left(\frac{L+l_0}{V_{\sigma}} + \frac{2l_0+1,5l_c}{V_M} + \frac{2H+L}{V_{cp.с}} + \frac{L+\frac{l_c}{2}+l_0}{V_{xx}} + t_0 \right) + \frac{H^2}{l_{p0} \cdot L} \left(\frac{2l_0+1,5l_c}{V_M} + \frac{L}{V_{cp.с}} + \frac{2L+\frac{l_c}{2}+2l_0}{V_{xx}} + t_0 \right) + n \cdot t_k + t_e + t_3 + \frac{t_y + t_n + t_{np}}{k}} \cdot 360 \frac{м}{см}, \quad (1)$$

где H – глубина скважины, м;
 L – полезная длина штанги, м;
 l_c – длина соединительных элементов, м;
 l_0 – зазор между колонной бурильных труб и очередной штангой, м;
 l_2 – величина перебуривания, м;
 l_{p0} – оптимальная величина рейса до износа коронки, м;
 V_{σ} – механическая скорость бурения, м/мин.;
 V_M – маневровая скорость подачи шпинделя, м/мин.;
 V_{xx} – скорость холостого хода шпинделя, м/мин.;
 t_k – время замены одной коронки, мин.;
 n – количество коронок, затрачиваемых на бурение скважин до первой заточки, шт.;
 t_e – время поворота рамы на угол между скважинами, мин.;
 t_3 – время забуривания, мин.;
 t_y – время раскрепления установки на новом веере скважин, мин.;
 t_n – время перемещения станка на новый веер скважин, мин.;
 k – количество скважин в одном веере, шт.;
 t_0 – суммарные затраты времени при наращивании или разборке колонны бурильных труб на длину штанги, мин.;
 t_{np} – прочие затраты времени, не совмещенные с работой установки, мин.;
 $V_{cp.с}$ – скорость движения промывочной жидкости в скважине и колонне бурильных труб, м/мин.

Пусть какая-то машина, например современный буровой станок БУ80–НБ или другая, осуществляющая бурение с механической скоростью V_{σ}' , имеющая фактическую производительность $A_{см}'$, в результате применения инструмента улучшенной конструкции, стала развивать более высокую скорость бурения V_{σ}'' . В результате увеличения скорости бурения в $x = V_{\sigma}'' / V_{\sigma}'$ раз производительность машины повысилась в $y = A_{см}'' / A_{см}'$ раз. Задавая различными значениями x можно получить и соответствующие им значения y . Точно так же можно подсчитать относительный рост производительности машины при изменении других факторов [1].

Проведенные исследования позволили выявить закономерность влияния отдельных факторов на производительность бурового станка. На рис. 1 и 2 представлены зависимости $y = f(x)$, построенные для ряда факторов при бурении веера скважин станком БУ80–НБ.

К примеру кривая V_{σ} выражающая зависимость $A_{см}'' / A_{см}' = f(V_{\sigma}'' / V_{\sigma}')$, показывает, что производительность машины повышается не пропорционально увеличению скорости бурения, она сначала растёт сравнительно быстро, затем рост её постепенно замедляется и, наконец, практически прекращается.

Так, увеличение скорости бурения в два раза ($x = 2$) ведёт к увеличению производительности не более чем на 30 % ($y = 1,3$), при $x = 4$ соответственно имеем $y = 1$, а при $x = \infty - y = 1,95$. Следовательно, как бы велики ни были достижения в области повышения скорости бурения, при данной конструкции машины и технологии буровых работ не удастся увеличить производительность станка более чем в 2 раза.

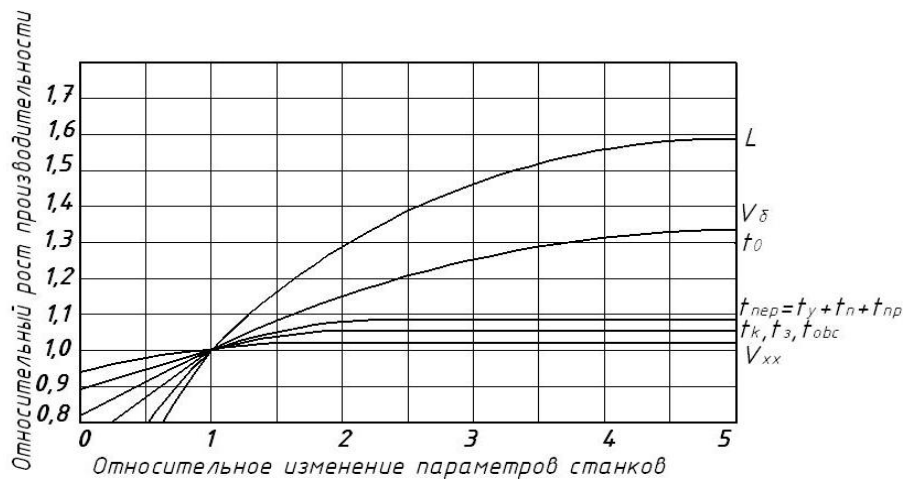


Рис. 1. Зависимость $y = f(x)$ от ряда факторов при бурении веера скважин ($f = 10 - 12$)

Увеличение в несколько раз скорости холостого хода шпинделя V_{xx} весьма незначительно повысит производительность (рис. 1 и 2).

Кривая l_{p_0} (рис. 2) показывает возможность значительного повышения производительности буровых станков за счет увеличения стойкости коронок при бурении крепких и абразивных пород.

Кривая L (рис. 1 и 2) свидетельствует о возможности роста производительности машины за счет увеличения длины штанги. Однако такой рост производительности будет обеспечен лишь при том условии, если потери времени, связанные с заменой штанги, перемещением машины, установкой ее по направлению и забуриванием, останутся без изменения. В действительности же удлинение штанги на какую-то величину ΔL приведет к необходимости увеличения габарита машины по оси шпинделя, что в свою очередь, может вызвать затруднения в перемещении машины по выработке, ее установки на рабочем месте, а также усложнить управление машиной. Указанные обстоятельства некоторым образом отразятся на увеличении t_3 , t_0 , t_n и t_y , что частично или полностью может погасить тот рост производительности, который изображен кривой L . Приведенные кривые t_3 , t_k , $t_{обс}$ и $t_{неп} = t_n + t_y + t_{нр}$, характеризующие влияние соответствующих затрат времени на производительность бурильных установок, свидетельствуют о целесообразности их сокращения и, хотя сами по себе они не дают ощутимого увеличения производительности, сокращение их тесно связано со снижением тяжести труда бурильщика, повышением культуры производства, а, следовательно, и повышением производительности бурильщика [2].

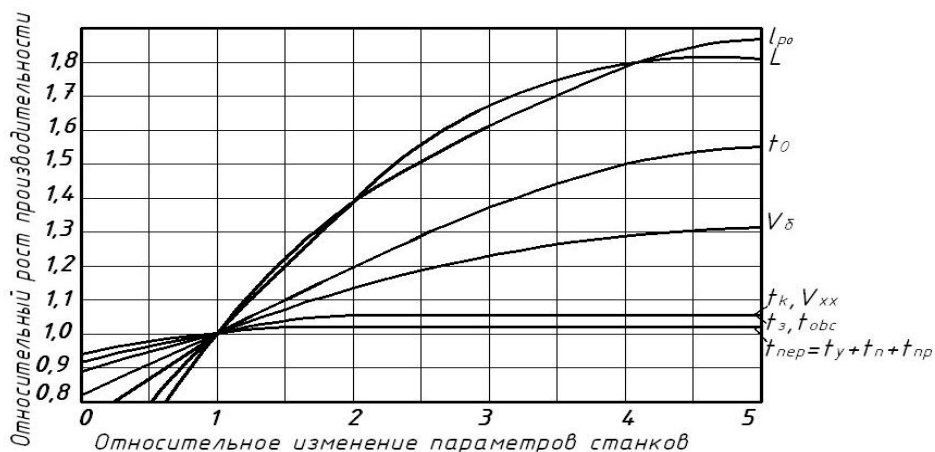


Рис. 2. Зависимость $y = f(x)$ от ряда факторов при бурении веера скважин ($f = 14 - 16$)

Как показал анализ, увеличение или уменьшение в несколько раз какого-либо одного параметра не приводит к значительному увеличению производительности. Кардинального увеличения производительности буровых агрегатов можно добиться только путем одновременного изменения ряда наиболее существенных факторов.

Литература

1. Алимов О.Д., Горбунов В.Ф., Саруев Л.А. Результаты производственных испытаний бурильной установки БУ–1В на руднике Хайдаркан // Горный журнал., 1968. – № 7. – С. 38 – 39.
2. Саруев Л.А. Исследование некоторых факторов, определяющих конструкцию и производительность установок для вращательно-ударного бурения веера скважин: Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. Наук.– Томск, 1968. – 20 с.

ВСКРЫТИЕ И ОСВОЕНИЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА В ГЕОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИНАХ**Г.Э. Лазарев**

Научный руководитель доцент В.И. Брылин

Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Процесс вскрытия продуктивного пласта и его освоения при сооружении технологических скважин подземного выщелачивания металлов является решающим для получения высокопроизводительной и долговечной технологической скважины. Применение оптимальной технологии в процессе проведения этих работ значительно повышает эффективность бурения таких скважин.

Основным условием повышения эффективности буровых работ является применение таких методов вскрытия и освоения продуктивного пласта, которые обеспечивают сохранение естественной его пористости и проницаемости или способствуют их увеличению в призабойной части скважины. Многолетний опыт применения глинистых растворов для вскрытия водоносных пластов показывает, что проникновение раствора и шлама в пласт снижает водоотдачу пласта в 10–20 раз и требует дорогостоящих и длительных мероприятий по разглинзации в период освоения скважины [1].

Под **вскрытием** продуктивных пластов следует понимать технологический процесс, при котором в пласте образуется выработка для оборудования раствороприемной части скважины. Под **освоением** пласта следует понимать технологические операции, обеспечивающие оборудование приемной части скважины и восстановление естественной водоотдачи пласта или искусственное увеличение ее для достижения максимального дебита скважины.

Современный уровень развития буровой техники и технологии бурения позволяет совмещать технологические операции по вскрытию и освоению продуктивных пластов, при этом часто достигается положительный эффект.

Основным фактором, снижающим проницаемость пласта, является кольматация, которая проявляется в проникновении в поры и трещины пласта шлама, выбуренной породы, дисперсной фазы (глинистых частиц) и фильтрата промывочной жидкости, в образовании слабопроницаемой глинистой корки на стенках скважины, вскрывшей продуктивный пласт, и слабопроницаемого экрана из глинистого раствора, шлама и обрушенной породы между стенками скважины и рабочей частью фильтра, в закупоривании рабочей поверхности фильтра глинистыми продуктами, зернами песка и шлама. Глубина проникновения глинистого раствора в пласт зависит от его фильтрационных свойств, перепада давления на пласт, а также от свойств раствора и времени его воздействия на пласт [2].

Причинами снижения проницаемости водоносного пласта могут быть также образования в порах нерастворимых осадков при взаимодействии промывочных жидкостей с пластовыми водами или проникновение фильтрата раствора в пласт. Особенно это характерно при бурении скважин с применением различных химических реагентов и добавок в промывочные жидкости.

При вскрытии продуктивных горизонтов для подземного выщелачивания металлов может применяться вращательное бурение с прямой и обратной промывкой, а также с продувкой воздухом. Вращательное бурение с прямой промывкой является наиболее распространенным способом при вскрытии продуктивных горизонтов. Для вскрытия применяются следующие очистные агенты.

Техническая вода. Является самым дешевым очистным агентом, ее применение предотвращает загрязнение пород продуктивных горизонтов, способствует резкому уменьшению их кольматации.

Глинистые растворы обеспечивают высокую устойчивость стенок скважин, сложенных неустойчивыми породами. Однако содержащиеся в глинистом растворе твердые частицы, а зачастую и химические реагенты способствуют кольматации пород продуктивных горизонтов и резкому снижению их проницаемости. Глинистые растворы целесообразно применять для вскрытия напорных водоносных пластов.

Водогипановые промывочные жидкости (ВГПЖ) обладают повышенной вязкостью, что способствует улучшению условий выноса шлама при бурении скважин большого диаметра с использованием буровых насосов с небольшой подачей, т. е. при малых скоростях восходящего потока промывочной жидкости. Кроме того, их применение позволяет предотвратить аварии и осложнения при бурении в поглощающих и неустойчивых, склонных к обрушениям пластах.

Аэрированные промывочные жидкости. К ним относятся все типы глинистых, безглинистых и других буровых промывочных жидкостей, аэрированных воздухом или другим газообразным агентом. Аэрация – это процесс насыщения бурового раствора пузырьками воздуха или газом с помощью компрессорной установки или от газопроводов высокого давления, что вызывает псевдооживление твердой фазы раствора.

Сжатый воздух. Применение воздуха рекомендуется для вскрытия водоносных пластов, представленных трещиноватыми или пористыми породами, устойчивыми при условии, когда глубина залегания

водоносных пластов не более 70–100 м, что обусловлено мощностями компрессорного оборудования. Диаметры скважин не должны превышать 243 мм.

Вскрытие продуктивных горизонтов с помощью обратной промывки.

Применение обратной промывки при сооружении технологических скважин для подземного выщелачивания металлов является важным фактором повышения эффективности вскрытия пластов и производительности скважин. При этом способе бурения в качестве промывочной жидкости может быть использована вода, которая поступает на забой по зазору между стенками скважины и бурильными трубами, а образовавшаяся в процессе бурения пульпа поднимается на поверхность по бурильным трубам с помощью вакуумных насосов, эрлифтов и гидроэлеваторов. Наличие столба жидкости в скважине обеспечивает необходимую устойчивость стенок скважины.

В процессе вскрытия продуктивных пластов вследствие всасывания пульпы с забоя скважины сохраняются их естественные условия пористости и проницаемости.

Для применения обратной промывки при вскрытии пласта должны соблюдаться следующие основные условия: пластовое давление при бурении неустойчивых и слабоустойчивых пластов должно быть на 0,2–0,3 кгс/см² меньше, чем полное гидростатическое давление столба жидкости в скважине; запас воды должен быть достаточным, чтобы компенсировать ее поглощение при избыточном давлении на пласт не менее 0,3 кгс/см²; глубина залегающая водоносного пласта должна быть в пределах 200 м (в отдельных случаях и более).

При вскрытии водоносных пластов с обратной промывкой следует применять воду без примесей глинистых или других частиц.

Однако при сооружении технологических скважин ПВ способ вскрытия продуктивных пластов с обратной промывкой пока не нашел широкого применения по следующим причинам: отсутствуют серийно выпускаемый специальный инструмент и приспособления для бурения с обратной промывкой; небольшие диаметры технологических скважин; значительная глубина и наличие зон поглощения промывочной жидкости по длине ствола скважины.

Освоение технологических скважин подземного выщелачивания металлов

Освоение включает заключительные операции по сооружению технологических скважин, связанные с восстановлением проницаемости продуктивного горизонта и определением работоспособности скважин перед вводом их в эксплуатацию. Основной объем работ по освоению скважин связан с разглинизацией пород продуктивных горизонтов, разрушением зон коагуляции продуктивных пластов и фильтров. Существующие способы декоагуляции условно разделяются на 4 группы: гидродинамические (промывка гидроершами, свабирование, гидравлический разрыв пласта и т. д.), гидродинамические (взрыв твердых взрывчатых веществ (ТДШ), использование кумулятивных торпед), химические (кислотные обработки).

Шнуровые торпеды применяются когда продуктивные горизонты скважин представлены устойчивыми породами или оборудованы фильтрами с высокими прочностными характеристиками.

Грузом торпеды являются детали каркаса. Торпеда (рис.) опускается в скважину на кабеле, по которому к электродетонатору подается ток, необходимый для его подрыва. Для подрыва торпеды можно пользоваться любым источником тока, удовлетворяющим правилам безопасности.

Расширение фильтровой зоны скважин

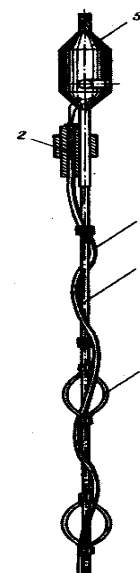
При бурении скважин диаметрами 250 – 400 мм увеличивают контур гравийной обсыпки на участке установки фильтров при помощи механических и гидравлических расширителей, а также путем интенсивной прокачки скважины эрлифтом при одновременном нагнетании воды за контур фильтра с подачей гравия на забой. Расширение призабойной зоны является одним из наиболее эффективных способов вскрытия и освоения геотехнологических скважин ПВ, повышения их производительности и снижения стоимости бурения и добычи полезных ископаемых.

При определении величины расширения призабойной зоны технологических скважин ПВ необходимо учитывать: размеры добычного оборудования, опускаемого в скважину (фильтры, эрлифты, гидроэлеваторы, гидромониторы и др.); эффективное разрушение зон интенсивной коагуляции продуктивных горизонтов; создание гравийных обсыпок необходимой толщины; устойчивость кровли над зоной расширения.

Практика эксплуатации гидрогеологических и технологических скважин ПВ в различных горно-геологических условиях показала, что наиболее надежны в работе фильтры с гравийной обсыпкой толщиной 150 – 200 мм [3].

Рис. Шнуровая торпеда ТДШ-В:

1 – детонирующий шнур; 2 – электродетонатор ЭД № 8; 3 – штанга для крепления детонирующего шнура; 4 – центратор; 5 – кабельная головка



Литература

1. Геотехнология урана на месторождениях Казахстана /В.Г. Язиков, В.Л. Забазнов, Н.Н. Петров, Е.И. Рогов, А.Е. Рогов. – Алматы: Изд. ТОО "Эверо", 2001. – 444 с.
2. Мамилов В.А., Петров Р.П. Добыча урана методом подземного выщелачивания. – М.: Атомиздат, 1980. – 248 с.
3. Пути интенсификации подземного выщелачивания. /Под ред. Н.И. Чеснокова. – М.: Энергоиздат, 1988.

РАЗРАБОТКА НАРУЖНОЙ ОСВОБОЖДАЮЩЕЙСЯ ТРУБОЛОВКИ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ В СКВАЖИНЕ

К.А. Рудковская

Научный руководитель доцент А.Н. Рязанов

Донецкий национальный технический университет, г. Донецк, Украина

При бурении разведочных скважин наиболее распространенным видом аварий является обрыв бурового снаряда, который происходит, как правило, в результате износа инструмента и нарушения режимных параметров. В связи с необходимостью уменьшения непроизводительных затрат времени актуальным является разработка ловильного устройства, которое обеспечивало бы надежный захват и удержание при извлечении на поверхность оборванной части снаряда.

Предложенная автором наружная освобождающаяся труболовка предназначена для подъема бурильных труб СБТМ-50 в скважинах диаметром 93 и 112 мм.

Конструктивно труболовка (рис.) состоит из корпуса 11, верхнего переводника 1 на бурильные трубы, спецворонки 13, которая облегчает попадание оборванной части колонны внутрь корпуса. Внутри корпуса 11 на лепестках располагаются четыре плашки 12, соединенные с механизмом подъема 10. Механизм подъема представляет собой промежуточный переводник 9 с проходным каналом, присоединенный к рабочему цилиндру 5 с крышкой 3. В нижней части цилиндра 5 просверлены контрольные отверстия. Плашки 12 снаружи имеют коническую форму, вследствие чего могут перемещаться по конусу 15, а с внутренней стороны - гребенчатую поверхность, для лучшего захвата аварийной трубы. Конус 15 резиновой манжетой 16 прижат к стопорному кольцу 14 корпуса 11. Внутри рабочего цилиндра 5 располагается полый шток 4, в котором размещены пружина 7 и трубка 6. Шток 4 присоединяется к верхнему переводнику 1, а заканчивается поршнем 8. Между переводником 1 и крышкой 3 размещена силовая пружина 2.

Принцип действия устройства состоит в следующем. Труболовку на колонне бурильных труб опускают в скважину и включают подачу промывочной жидкости, которая проходит через устройство, попадает в скважину и производит ее промывку от шлама. Одновременно труболовка, дойдя до верхнего конца аварийной колонны бурильных труб, накрывает ее. Труба, войдя в труболовку, начинает давить на плашки 12. Те в свою очередь через рабочий цилиндр 5 давят на пружину 2, поднимаются и пропускают трубу в труболовку. При подъеме труболовки плашки 12 под действием пружины 2 опускаются и захватывают аварийную колонну. Конус 15 скользит в корпусе 11 вниз и сжимает манжету 16, при расширении которой герметизируется кольцевой зазор, что позволяет промывать скважину через аварийную колонну. Чем больше натяжение колонны бурильных труб, тем сильнее плашки заклинивают трубу в конусе.

В случае невозможности подъема аварийной колонны, труболовку освобождают от нее. Для этого через буровой сальник в бурильные трубы сбрасывают шарик 18, который перекрывает проходной канал штока 4. Давление жидкости на шарик заставляет сжаться пружину 7, и трубка 6 движется вниз, открывая отверстия в штоке. Через них жидкость попадает в надпоршневую полость рабочего цилиндра 5, перемещая его вверх относительно неподвижного поршня 8 до выхода контрольных отверстий. Перемещаясь вверх, цилиндр 5 увлекает за собой плашки 12, которые освобождаются от прихваченной трубы. Конус 15 скользит вверх до упора в стопорное кольцо 14 за счет возврата манжеты в исходное положение. После освобождения труболовку поднимают на поверхность.

В ходе расчетов были подобраны пружины [1], используемые в конструкции труболовки: пружина 2 – № 467 класса I разряда 1, пружина 7 – № 343 класса I разряда 1. Для закрепления манжеты 16 рекомендуется использовать акрилатный клей циакрин ЭО [1]. Угол конусности плашек, обеспечивающий надёжный захват аварийной колонны, составляет 5°.

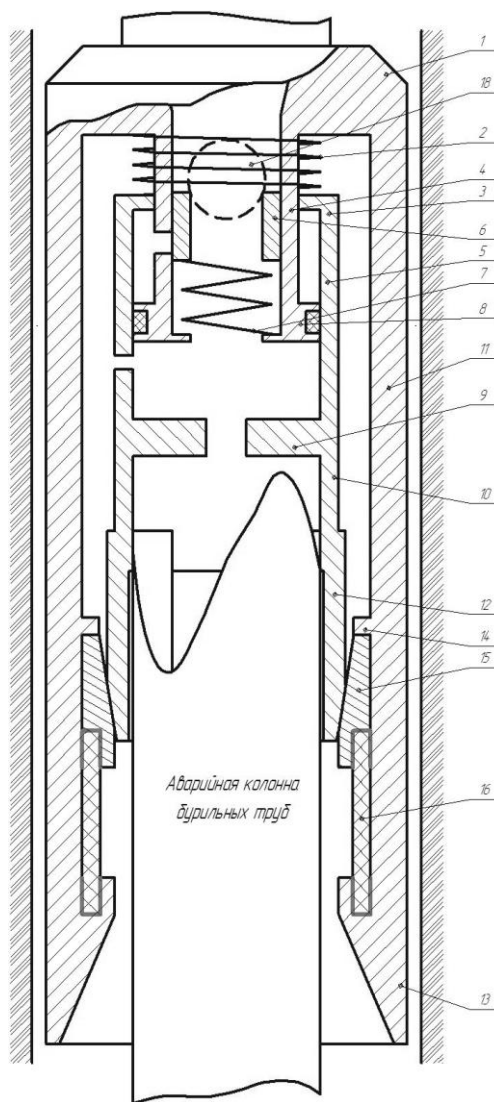


Рис. Принципиальная схема наружной освобождающейся труболовки

Предложенная конструкция труболовки имеет следующие преимущества по сравнению с известными аналогичными устройствами [2]:

- простота исполнения;
- надежный механизм направления жидкости в полость рабочего цилиндра;
- использование шарикового клапана является удобным способом введения устройства в работу;
- наличие герметизирующей манжеты, позволяет промыть забой через аварийную колонну.

Ее применение позволит сократить время на ликвидацию аварий, тем самым снизить материальные затраты на бурение скважины.

Литература

1. Ануриев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя / В.И. Ануриев. – М.: Машиностроение, 1979. – т.1 – 901 с.
2. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. – М.: Недра, 1985. – 220 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГОРНОРАЗВЕДОЧНЫХ ШУРФОВ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

Н.Г. Тимофеев

Научный руководитель профессор М.М. Иудин

Якутский государственный университет им. М.К. Аммосова, г. Якутск, Россия

Проходка шурфов – широко распространенный вид геологоразведочных работ. Их проходят на всех стадиях геологических исследований: при съемках, поисках, детальной и эксплуатационной разведке месторождений полезных ископаемых, а так же при инженерно – геологических изысканиях.

Шурфы проходятся в разнообразных горно-геологических и географических условиях: около 45 % объемов шурфов приходится на породы свыше IV категории по буримости, что вызывает необходимость во взрывной отбойке. Почти 90 % шурфов имеют глубину до 10 м.

По глубине шурфы подразделяются на мелкие (до 5 м), средней глубины (5–10 м) и глубокие (более 10 м). В отдельных случаях глубина шурфов может достигать 35–40 м. Из глубоких шурфов, как правило, проходят дополнительные горизонтальные выработки протяженностью от 10 до 100 м в одну или в обе стороны от шурфа. Уборку горной массы при проходке горизонтальных выработок осуществляют обычно скреперными установками.

Шурфы проходят на всех стадиях геологоразведочных работ, но основной объем проходки выполняют во время предварительной и детальной разведки. В зависимости от типа месторождения и условий залегания полезного ископаемого, шурфы можно использовать для разведки только верхних частей месторождения или всего месторождения. Последнее относится к месторождениям коры выветривания, песчано-гравийным и россыпным. Шурфы проходят в качестве контрольных выработок при разведке месторождений буровыми скважинами.

Способы проходки шурфов весьма разнообразны и зависят от свойств пород, глубины шурфов, общего объема шурфопроходческих работ, транспортных условий и др. [1].

Основными процессами проходки шурфов являются:

- отделение породы от массива;
- уборка породы;
- укрепление стенок шурфа.

Проходку шурфов начинают с подготовительных работ, заключающихся в расчистке площади, на которой должны разместиться устье шурфа, отвалы породы и технологическое оборудование. Затем над размеченным устьем устанавливают проходческую раму, размеры которой в свету равны поперечным размерам шурфа в проходке.

Цикл проходки шурфа в общем случае складывается из следующих операций:

- разрушение породы;
- вентиляция;
- погрузка и подъем породы на поверхность;
- водоотлив;
- крепление;
- вспомогательные работы.

Основной объем шурфопроходческих работ выполняется при предварительной и детальной разведке месторождений золота, меди, олова, алмазов, исландского шпата, оптического флюорита, титана, графита, самородных элементов, марганца, песков, гравия и других полезных ископаемых.

Разведочные шурфы чаще всего проходят в теплое время года и по своему характеру они являются временными выработками. Продолжительность их существования определяется обычно временем их проходки, которое длится от нескольких дней до двух–трех месяцев.

Характерной особенностью проходки неглубоких шурфов является сокращенный проходческий цикл. Например, при проходке шурфа на глубину до 2,5 в мягких породах производят только одну операцию – выемку

породы, так как ее выбрасывают непосредственно на земную поверхность. В случае отсутствия взрывных работ исключается операция вентиляции шурфа.

Простейшим средством механизации отбойки мягких горных пород являются отбойные молотки. Разрушение забоя отбойным молотком начинают с устройства в середине его или около одной из боковых стенок шурфа вруба щелеобразной формы, что повышает эффективность дальнейшей отбойки породы в сторону боковой обнаженной поверхности забоя. С помощью отбойных молотков породу на забое шурфа разрушают на глубину 15–20 см, а затем грузят лопатами в бады для подъема на поверхность. Обычно при проходке шурфов применяют пневматические отбойные молотки типа МО–10у. В сухих сильно пылящих породах возможно использование отбойных молотков с орошением (МОО–10). Значительно улучшаются условия труда проходчиков при работе отбойными молотками с виброгасящим устройством (МО–10П).

Институтом горного дела Севера им. Н.В. Черского совместно с Институтом горного дела СО РАН (г. Новосибирск) в течение ряда лет проводились исследования ударного разрушения многолетнемерзлых горных пород. Исследования велись с целью определения возможности разрушения мерзлых крупнообломочных пород механизмами ударного действия с последующей разработкой и созданием добычных механизмов для условий россыпных шахт Севера. В результате проведенных НИР и ОКР, был сконструирован пневмомолот крупного скола. Натурные испытания были проведены на одной из шахт ГОКа «Куларзолото» ПО «Якутзолото». В процессе испытаний было выявлено, что энергоемкость разрушения мерзлых грунтов возрастает с понижением температуры грунта и зависит от гранулометрического состава грунта (табл. 1).

Таблица 1

Энергоемкость разрушения мерзлых грунтов, кДж/м³

Тип грунта	Температура, °С					
	–2	–4	–6	–8	–10	–12
Глина	1240	1779	2196	2550	2864	3179
Суглинок	870	1239	1524	1765	1977	2170
Супесь	659	639	1155	1337	1498	1644
Песок	491	694	850	981	1097	1202

На основании проведенных экспериментов по разрушению уступа мерзлых дисперсных горных пород пневмомолотом ПН-1300, навешенного на стреле экскаватора ЭО-2621, были сделаны следующие выводы.

1. Доказана принципиальная возможность ударного разрушения мерзлых дисперсных горных пород. Процесс разрушения сопровождался отделением крупных кусков и образованием борозды с большим развалом, что свидетельствует о склонности данных пород к хрупкому разрушению.

2. Конструкция пневмомолота ПН-1300 отличается простотой и надежностью в работе и рекомендуется в качестве исполнительного органа для разрушения мерзлых горных пород.

С точки зрения комфортности и безопасности работ преимущество способа проходки шурфов с помощью отбойных молотков перед «пожогом» не вызывает сомнений. Как уже выше отмечено, сам по себе процесс проходки на «пожог» носит пассивный характер труда и является трудоемким технологическим процессом. Но самое главное – условия труда шурфопроходчиков не безопасны и не отвечают гигиеническим требованиям в связи с происходящими в шурфе термодинамическими процессами (высокая температура в забое, значительный перепад температур в выработке и на поверхности, оттайка и промерзание пород), а также запыленность и задымленность шахтного воздуха.

Наличие в забое оттаявшей горячей породы с температурой 50–70 °С требует наличия резиновых калош, которые должны одеваться на валяную обувь во избежание ее прогорания.

Для проходки шурфов на «пожог» необходимо заготавливать большой объем дров. Вырубается при этом лес на территории, прилегающей к горно-разведочному участку. При транспортировке трактором леса до разведочной линии нарушается почвенный слой, чем наносится определенный ущерб земельным ресурсам.

Поэтому при оценке экономической эффективности того или иного способа проведения шурфов, кроме производственных ресурсов, необходимо учесть и влияние проводимых геологоразведочных работ на природную среду.

Внедрение новой техники и технологии проведения горно-разведочных работ требует времени для достижения отлаженной технологической цепочки проходки шурфов и приобретения навыков, опыта, квалификации, согласованных действий всех членов бригады проходчиков.

Литература

1. Лукьянов В.Г. Проведение горноразведочных выработок. – М.: Недра, 1991. – 406 с.