

УДК 622.243

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН
КОМПЛЕКСАМИ СО СЪЕМНЫМИ КЕРНОПРИЕМНИКАМИ**

А. Л. Неверов¹, А. В. Минаков^{1,2}, В. А. Жигарев¹, Д. Д. Каратаев³

¹*Сибирский федеральный университет, E-mail: neveroff_man@mail.ru,
просп. Свободный, 79, 660041, г. Красноярск, Россия*

²*Институт теплофизики СО РАН, E-mail: dd.karataev@norilskgeology.ru,
просп. Академика Лаврентьева, 1, 630090, г. Новосибирск, Россия*

³*ООО "Норильскгеология", 663330, г. Норильск, а/я 889, Россия*

Представлена методика расчета гидравлических потерь давления при бурении скважин снарядами со съемными керноприемниками (КССК) и неньютоновскими промывочными жидкостями. Выявлено, что основные потери давления возникают при движении бурового раствора в кольцевом пространстве между бурильной колонной и стенкой скважины. С помощью численного моделирования проведена серия расчетов, которые показали снижение гидравлических потерь давления на 76.5–89.0% при увеличении диаметра буровой коронки на 2 мм. На основании аналитических исследований изготовлены алмазные коронки и расширители с наружными диаметрами 78.0 и 78.4 мм соответственно для бурения скважины комплексами КССК на Талнахском рудном узле.

Математическая модель, неньютоновская жидкость, гидравлические потери давления, нестандартный алмазный породоразрушающий инструмент

Отечественный и зарубежный опыт [1, 2] показывает, что наиболее эффективными техническими средствами для бурения геологоразведочных и параметрических скважин предельно малого диаметра (не более 96 мм) являются комплексы со съемными керноприемными трубами (СКК), применение которых позволяет получать керн и снижать металлоемкость скважин.

В нашей стране и за рубежом комплексы ССК разрабатывались для реализации технологии бурения алмазным породоразрушающим инструментом [3–6], поэтому большое внимание уделялось качеству бурильных труб и алмазных коронок. Наружный диаметр бурильных труб у КССК-76 равен 70 мм, а наружный диаметр коронки 76 мм, соответственно кольцевой зазор составляет 3 мм. При таких соотношениях диаметров труб и коронок реализованы высокоскоростные технологии бурения скважин. В качестве промывочных жидкостей для бурения ССК используют низковязкие жидкости или техническую воду со смазывающими добавками. Бурение скважин в сложных горно-геологических условиях комплексами ССК и КССК невозможно без применения высоковязких структурированных промывочных жидкостей, особенно это актуально для скважин глубиной более 1500 м. Важнейшее условие повышения технико-экономи-

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 16-41-243034).

ческих показателей бурения — совершенствование буровых растворов. Задача управления качеством буровых растворов заключается в том, чтобы в сочетании с горно-геологическими условиями и гидравлической программой бурения поддерживать их требуемые структурно-реологические и фильтрационные свойства при минимальном содержании твердой фазы и заданном уровне ингибирования, термосолестойкости и осмотической активности.

К настоящему времени опубликовано значительное количество работ, посвященных повышению качества буровых растворов [7–9]. Однако проблемы нарушения устойчивости стенок скважины в результате наступления предельного состояния в породах пристволенной зоны не преодолены. Особенно остро проблема устойчивости ощущается на Талнахском рудном узле (ТРУ). В [10] представлен анализ сложных горно-геологических условий ТРУ, который позволил сформулировать требования к растворам для бурения скважин комплексами КССК-76. На основании этого в лаборатории промывочных жидкостей Сибирского федерального университета разработаны рецептуры буровых растворов [11–14]. В течение 2012–2015 гг. осуществлялось научно-методическое сопровождение строительства скважин от 700 до 1700 м комплексами КССК-76 и ССК-NQ на ТРУ.

Кроме того, производственные исследования подтвердили необходимость разработки алмазного породоразрушающего инструмента нестандартного диаметра, позволяющего увеличивать кольцевой зазор и прокачивать более вязкие растворы. В настоящее время в России такой инструмент не производится, а зарубежные компании (Atlas Copco, Boart Longyer) изготавливают по заказу алмазные коронки диаметром 77 мм при стандарте 75.6 мм для комплексов ССК. В работах [15, 16] показано, что для снижения гидродинамического давления при бурении скважин комплексами ССК-59 наиболее приемлемо соотношение диаметров “скважина – бурильная колонна” в пределах 0.873–0.890 при диаметре скважины 62–63 мм. Для эффективного управления процессом бурения важно иметь информацию о гидравлическом сопротивлении и структуре течения в скважине в процессе бурения, а также разработать комплексный расчетный инструмент, способный с хорошей точностью в широком диапазоне параметров описывать эти характеристики.

Это вызвало необходимость создания методики гидравлического расчета скважин, оснащаемых комплексами ССК с неньютоновскими промывочными жидкостями, а также проведения аналитических исследований гидравлических потерь давления и определения оптимальных геометрических размеров породоразрушающего инструмента. Для качественного изучения рассматриваемых явлений использовались теоретические модели и численный аппарат математического моделирования, основанный на применении методов вычислительной гидродинамики.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Согласно современным представлениям, трехмерные нестационарные течения вязкой жидкости описываются системой уравнений Навье–Стокса, состоящей из уравнения сохранения массы, или уравнения неразрывности

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla(\rho \mathbf{v}) = 0 \quad (1)$$

и уравнений движения, или закона сохранения импульса

$$\frac{\partial(\rho \mathbf{v})}{\partial t} + \nabla(\rho \mathbf{v} \cdot \mathbf{v}) = -\nabla p + \nabla(\boldsymbol{\tau}) + \mathbf{F}, \quad (2)$$

где \mathbf{v} — вектор скорости жидкости; $\boldsymbol{\tau}$ — тензор вязких напряжений; \mathbf{F} — вектор объемных сил; p — статическое давление; ρ — плотность жидкости.

Составляющие тензора вязких напряжений τ_{ij} определяются как

$$\tau_{ij} = \mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right),$$

здесь μ — динамическая (молекулярная) вязкость; u_i — компоненты вектора скорости; δ_{ij} — символ Кронекера.

Считается, что при помощи уравнения Навье–Стокса можно описать как ламинарное, так и турбулентное течение [17, 18], однако возможности существующей вычислительной техники таковы, что практически все реальные достижения в расчетах турбулентных течений связаны с использованием полуэмпирических моделей турбулентности на основе подхода Рейнольдса [17–20]. Суть этого подхода заключается в решении осредненных уравнений Навье–Стокса:

$$\frac{\partial(\rho \mathbf{v})}{\partial t} + \nabla(\rho \mathbf{v} \cdot \mathbf{v}) = -\nabla p + \nabla(\boldsymbol{\tau} - \overline{\rho \mathbf{v}' \cdot \mathbf{v}'}) + \mathbf{F},$$

где \mathbf{v} — усредненное по времени поле скоростей; $-\overline{\rho \mathbf{v}' \cdot \mathbf{v}'}$ — тензор рейнольдсовых напряжений.

При построении двухпараметрических моделей турбулентности для определения компонентов тензора рейнольдсовых напряжений взята гипотеза Буссинеска об изотропной турбулентной вязкости:

$$-\overline{\rho \mathbf{v}' \cdot \mathbf{v}'} = \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(\rho k + \mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right) \delta_{ij},$$

μ_t — турбулентная вязкость; k — кинетическая энергия турбулентных пульсаций.

С помощью концепции Буссинеска можно построить ряд двухпараметрических полуэмпирических моделей. В данной работе для моделирования турбулентных течений в качестве основной модели использовалась стандартная двухпараметрическая модель $k - \varepsilon$.

Уравнения стандартной $k - \varepsilon$ модели:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \nabla(\rho \mathbf{v} \cdot k) = \nabla \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \nabla k \right) + P - \rho \varepsilon,$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \nabla(\rho \mathbf{v} \cdot \varepsilon) = \nabla \left(\left(\mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon \right) + C_1 \frac{\varepsilon}{k} P - C_2 \rho \frac{\varepsilon^2}{k},$$

где $P = \tau_{ij}^t \frac{\partial u_i}{\partial x_j}$ — скорость генерации турбулентности; $\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon}$ — турбулентная вязкость.

Тензор рейнольдсовых напряжений принимает форму

$$\tau_{ij}^t = \mu_t \left[\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \delta_{ij} \rho k \right].$$

Константы замыкания стандартной модели: $C_\mu = 0.09$, $\sigma_k = 1.0$, $\sigma_\varepsilon = 1.3$, $C_1 = 1.44$, $C_2 = 1.92$.

Поскольку в большинстве случаев буровой раствор является неньютоновской жидкостью, то для его моделирования используется широко известный подход [21–22], в котором среда рассматривается как нелинейная вязкая жидкость с введением эффективной вязкости жидкости $\mu(\dot{\gamma})$, зависящей от скорости сдвига. При этом тензор вязких напряжений $\boldsymbol{\tau}$ находится следующим образом: $\boldsymbol{\tau} = \mu D$.

Составляющие тензора скоростей деформации имеют вид

$$D_{ij} = \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i},$$

скорость сдвига $\dot{\gamma}$ является вторым инвариантом тензора скоростей деформации:

$$\dot{\gamma} = \sqrt{\frac{1}{2} \mathbf{D} \cdot \mathbf{D}}.$$

Буровой раствор может быть как вязкой ньютоновской жидкостью, так и неньютоновской вязкопластической жидкостью, поведение которой описывается одной из четырех наиболее распространенных реологических моделей: *PowerLaw* (степенная жидкость), *Bingham-plastic* (бингамовская жидкость) и *Herschel-Bulkley* (степенная бингамовская жидкость). В зависимости от реологии бурового раствора эффективная вязкость имеет вид: $\mu(\dot{\gamma}) = k$ — для ньютоновской среды (k — молекулярная вязкость жидкости); $\mu(\dot{\gamma}) = k\dot{\gamma}^{n-1}$ — для модели *PowerLaw*; $\mu(\dot{\gamma}) = (k\dot{\gamma} + \tau_0)/\dot{\gamma}$ — для модели *Bingham-Plastic*; $\mu(\dot{\gamma}) = (k\dot{\gamma}^n + \tau_0)/\dot{\gamma}$ — для модели *Herschel-Bulkley*, где n и k — коэффициенты реологических моделей; τ_0 — предел текучести вязкопластической жидкости (ниже определенного предельного значения напряжений среда ведет себя как жесткое тело, выше — как несжимаемая вязкая жидкость).

Для решения описанной системы уравнений использовался программный комплекс для задач вычислительной гидродинамики *Ansys*. Отметим основные моменты численной методики. Разностный аналог конвективно-диффузионных уравнений (1), (2) находится с помощью метода конечного объема для неструктурированных сеток. В этом случае полученная схема автоматически оказывается консервативной. Суть метода заключается в разбиении расчетной области на контрольные объемы и интегрировании исходных уравнений сохранения по каждому контрольному объему для получения конечно-разностных соотношений. Аппроксимация конвективных членов уравнений переноса осуществляется соответственно с помощью противоточной схемы второго порядка *Quick*. Диффузионные потоки и источниковые члены аппроксимируются конечно-объемными аналогами центрально-разностных соотношений со вторым порядком точности. Связь между полями скорости и давления, обеспечивающая выполнение уравнения неразрывности, реализуется при помощи *Simplex*-процедуры на совмещенных сетках. Для устранения осцилляций поля давления используется подход *Pxi-Чоу* с введением монотонизатора в уравнения для поправки давления. Полученные в результате дискретизации исходной системы дифференциальных уравнений разностные уравнения решаются итерационным способом с применением алгебраического многосеточного решателя.

РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН КОМПЛЕКСАМИ ССК

Для проведения расчетных исследований создана полная гидравлическая модель скважины, учитывающая реальную компоновку бурильной и колонковой труб комплекса ССК-NQ. В качестве модельной промывочной жидкости взят раствор акрилового полимера со следующими реологическими параметрами: $n = 0.35$, $k = 1.82$, плотность 1050 кг/м^3 , диаметр скважины 0.0757 м , наружный диаметр бурильной трубы 0.069 м , расход жидкости варьировали в диапазоне от 40 до 70 л/мин , частота вращения бурильной колонны 500 об/мин . В табл. 1 представлены результаты расчетов перепада давления при различных значениях расхода, полученные для комплекса ССК-NQ в ходе численного моделирования. Видно, что основные потери давления возникают при движении бурового раствора в кольцевом пространстве.

ТАБЛИЦА 1. Перепад давления в различных элементах компоновки ССК и кольцевом пространстве при различном расходе жидкости, Па

Гидравлический элемент	Расход промывочной жидкости, л/мин			
	40	50	60	70
Керноприемная труба	25172.4	31980.1	40397.6	50085.5
Коронка	37825.3	51710.6	69766.9	89986.1
Релитовый переходник	5105.9	5788.3	6511.4	7348.1
Бурильная труба	6829.4	6859.8	7115.2	7618.2
Кольцевой канал	678915.9	834483	1002072	1170245

В результате моделирования для каждого элемента конструкции скважины рассчитаны поля скоростей и определены потери давления. Для примера на рис. 1 показаны данные расчета течения в керноприемной трубе и коронке.

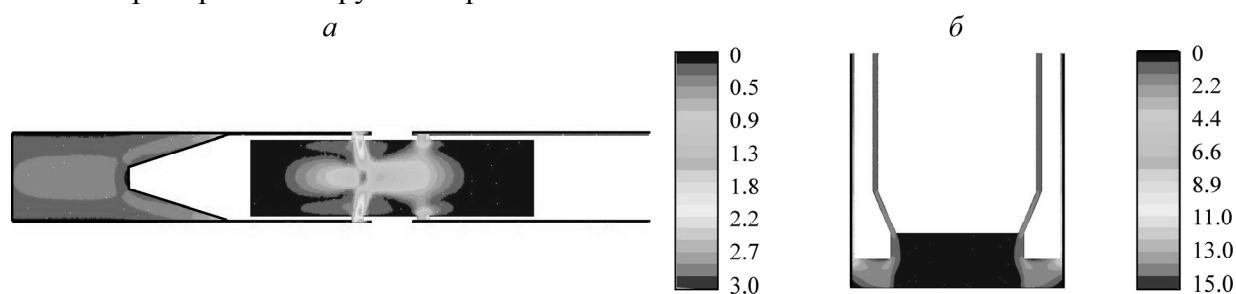


Рис. 1. Изображение поля скорости в керноприемной трубе (а) и в коронке (б) при расходе $Q = 40$ л/мин, шкала значения скорости приведена в м/с

Таким образом, становится очевидным, что при стандартном диаметре алмазных коронок идея использования высоковязких буровых растворов для повышения устойчивости скважины будет нереализуемой на практике для глубоких скважин в силу чрезвычайно больших потерь давления на прокачивание бурового раствора. Для уменьшения этих потерь необходимо увеличить размер кольцевого зазора между трубой и скважиной. С помощью численного моделирования проведена серия расчетов, в которых диаметр коронки варьировали со стандартного размера 76 до 80 мм. При этом в качестве параметров задавались параметры реальных буровых растворов. В табл. 2–5 представлены расчетные значения потерь давления при бурении скважин комплексами КССК-76 с полимерными растворами с добавками простых солей и жидкого стекла. Для приготовления растворов использовали следующие ингредиенты: “Гаммаксан” — ксантановый биополимер (ТУ 2458-002-50635131-2003, производства компании “Миррико”), низковязкая полианионная целлюлоза (ПАЦ-LV “Оснопак-Н” ТУ 2231-001-70896713-2004, производства компании “Миррико”), жидкое стекло, плотность 1.33–1.45 г/см³, хлористый натрий (ГОСТ 4233-77), хлористый калий (ГОСТ 4234-77), хлористый аммоний (ГОСТ 3773-72); Poly-Sal — крахмал высокого качества (MI SWACO, Schlumberger Company); Platinum Pac — полианионная целлюлоза (MI SWACO, Schlumberger Company); Flotrol — крахмал (MI Swaco, Schlumberger Company); Thrutrol — специально модифицированные производные крахмала (MI Swaco, Schlumberger Company). Основой для буровых растворов в лабораторных условиях служила дистиллированная вода. Реологические параметры буровых растворов измеряли на ротационном вискозиметре фирмы Ofite Model 900 Viscometer, скорость сдвига варьировала от 50 до 1022 с⁻¹. Для проведения расчетов использовали реологические параметры растворов (табл. 2–5), расход жидкости 30 л/мин, частота вращения бурильной колонны 500 об/мин, плотность растворов 1.0–1.1 г/см³.

ТАБЛИЦА 2. Гидравлические потери давления при бурении комплексами КССК-76 с полимерными растворами с добавками жидкого стекла

Химические реагенты, мас. %		Жидкое стекло, мл/1000 мл раствора ($\rho = 1.33 \text{ г/см}^3$)	Реологические параметры				Потери давления, Па/м		
Гаммаксан	Flotrol		n	K	G_1	G_{10}	Кольцевой зазор, мм		
							3	4	5
0.2	2.0	—	0.44	0.72	2	2	2045	6557	4030
0.3	0.6	—	0.36	1.01	2	3	9346	5293	3347
0.3	1.2	50	0.41	0.94	2	3	12600	6963	4327
0.3	2.0	—	0.37	1.52	4	4	15153	8535	5382

Примечание. n — показатель нелинейности; K — мера консистенции, МПа·с ^{n} ; G_1 и G_{10} — статическое напряжение сдвига через 10 с и 10 мин покоя раствора соответственно

ТАБЛИЦА 3. Гидравлические потери давления при бурении комплексами КССК-76 с полимерными растворами с добавками простых солей

Химические реагенты, мас. %		Соль, мас. %	Реологические параметры				Потери давления, Па/м		
Гаммаксан	ПАЦ-LV		n	K	G_1	G_{10}	Кольцевой зазор, мм		
							3	4	5
0.25	0.5	KCL-6.34	0.50	0.35	1	2	9087	4806	2889
0.25	0.3	NaCl-5	0.48	0.38	1	2	8524	4552	2757
0.25	0.2	NH ₄ CL-4.57	0.46	0.34	1	2	6585	3550	2166

Результаты расчетов показали, что увеличение диаметра коронки на 2 мм приводит к снижению гидравлических потерь при прокачивании полимерных растворов ($n = 0.37 - 0.50$, $K = 0.34 - 1.52 \text{ МПа} \cdot \text{с}^n$) с расходом 30 л/мин и частоте вращения бурильной колонны 500 об/мин на 76.5 – 89.0%. При увеличении кольцевого зазора до 5 мм гидравлическое давление снижается в 2.8 – 3.0 раза по отношению к стандартному кольцевому зазору в 3 мм.

Необходимо отметить, что рецептуры буровых растворов разрабатывались с учетом физико-химического воздействия на глинистые горные породы. В лабораторных условиях полимерные растворы тестировали на монтмориллонитовой глине Таганского месторождения (содержание монтмориллонита 90 – 95 %).

ТАБЛИЦА 4. Реологические параметры биополимерных растворов (гаммаксан – 0.2 мас. %) и расчетный перепад давления

Состав раствора, мас. %		Реологические параметры степенной модели ($\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$)				Перепад давления, Па/м		
Thrutrol	NaCl	n	K	G_1	G_{10}	Диаметр скважины, мм		
						76	78	80
0.2 (Polysal)	13	0.4824	0.2879	1	1	6570	3504	2120
0.25	—	0.4137	0.4979	1	2	6587	3780	2345
0.25	9	0.4871	0.2240	1	1	5290	2815	1700
0.5	—	0.4317	0.5289	2	2	8320	4547	2803
0.5	11	0.4728	0.3244	1	1	6901	3967	2245
0.5	13	0.5160	0.2437	1	1	7109	3730	2230

При увеличении расхода промывочной жидкости до 40 л/мин потери давления увеличиваются на 15 – 19%, а при снижении расхода до 20 л/мин они снижаются на 28 – 32%.

ТАБЛИЦА 5. Реологические параметры биополимерных растворов и расчетный перепад давления

Химические реагенты, мас. %					Реологические параметры растворов				Расчетные потери давления (Па/м) при различных кольцевых зазорах, мм	
Гаммаксан	Жидкое стекло	Flotrol	Thrurol	Platinum Pac	n	K	G_1	G_{10}	3	4
0.2	50	—	2	—	0.43	1.11	3	3	17208	8860
5	50	2	—	—	0.47	0.66	2	2	13930	—
0.2	—	2	—	—	0.43	0.89	2	3	13864	6391
0.2	50	—	—	0.2	0.53	0.34	1	1	12860	6390
0.2	—	—	2	—	0.33	2.68	4	5	19827	10614
0.3	50	—	—	(LV) 1	0.57	0.57	2	3	24635	12050

Таким образом, численные исследования потерь давления при бурении комплексами КССК и ССК показали, что для применения разработанных рецептур буровых растворов, обеспечивающих устойчивость стенок скважин, необходим нестандартный алмазный породоразрушающий инструмент с наружным диаметром 78 – 80 мм. Увеличение кольцевого зазора между стенкой скважины и бурильной колонной позволит снизить гидродинамические потери давления при прокачивании вязких полимерных растворов с расчетными реологическими параметрами, что в итоге сможет повысить эффективность сооружения глубоких геологоразведочных скважин комплексами КССК.

Для решения поставленной задачи на основании расчетных данных изготовлены алмазные коронки и расширители с наружными диаметрами 78 и 78.4 мм соответственно на АО “Терекалмаз”. На рис. 2 представлена алмазная коронка 17ИЗГ-12-78. Для выполнения производственных исследований изготовлены пять алмазных коронок и два алмазных расширителя РЦК-78.4 для бурения скважины комплексом КССК-76.

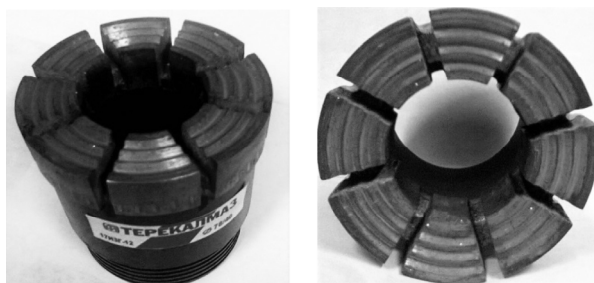


Рис. 2. Фото импрегнированной алмазной коронки типа 17ИЗГ-78 АО “Терекалмаз”

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НЕСТАНДАРТНОГО АЛМАЗНОГО ИНСТРУМЕНТА

Производственные исследования проводили при бурении геологоразведочной скважины РТ-109 глубиной 1700 м (РТ-109 забурена 25 июня 2015 г., закончена 6 сентября 2015 г.).

Техническая оснащённость бурового агрегата: буровая вышка МБ-1200ГП, станок буровой ЗИФ-1200 МРКБ, насос буровой НБ-160/63, бурильная колонна КССК-76М (АО “Серовский механический завод”), резьбовое замковое соединение, растворомешалка лопастная, объем 0.9 м³, энергоснабжение от линии электропередачи. В соответствии с геолого-техническим заданием специалистами ООО “Норильскгеология” разработана конструкция и технология бурения скважины с учетом применения нестандартного алмазного инструмента.

Бурение по четвертичным отложениям выполнялось с помощью твердосплавных буровых коронок, изготовленных в мастерских ООО “Норильскгеология”. В табл. 6 представлены технологические характеристики верхней части скважины РТ-109.

ТАБЛИЦА 6. Технологические характеристики скважины РТ-109 в интервале 0–53 м

Глубина бурения, м диаметр коронки, мм	Глубина спуска, м диаметр обсадных труб, мм	Примечание
0–6 151	0–6 146	Принудительное погружение обсадных труб
6–22 132	0–22 127	Принудительное погружение обсадных труб
22–53 112	0–53 108	Принудительное погружение обсадных труб с промывочной жидкостью

Затрубное пространство в интервале 0–53 м (обсадная колонна диаметром 108 мм) зацементировано. Далее осуществлялось бурение скважины РТ-109 с помощью нестандартного алмазного инструмента (АО “Терекалмаз”, алмазные коронки 17ИЗГ-12-78 и алмазные расширители РЦК-78.4), бурильных труб КССК, наружный диаметр которых 70 мм, и колонкового набора НК-76.

При бурении скважины на глубине 122 м вскрыты трещиноватые горные породы. Дальнейшая проходка скважины до глубины 436 м проводилась с полным поглощением бурового раствора (статический уровень находился на отметке 0.5 м). В качестве промывочной жидкости взят 0.05 % водный раствор полифлока, при этом один раз в смену прокачивали полимер — глинистый раствор с древесными опилками. Это позволило восстановить циркуляцию бурового раствора. Режимные параметры при бурении интервала 122–436 м: частота вращения бурильной колонны 595–730 об/мин, осевая нагрузка 1500 кг, расход промывочной жидкости 40 л/мин. Механическая скорость бурения варьировала от 2.5 до 4.5 м/ч.

На глубине 436 м интенсивность поглощения бурового раствора снизилась, что дало возможность использовать для приготовления раствора полианионную высоковязкую целлюлозу (ПАЦ “Химпак В”) с концентрацией 0.15 мас.%, условная вязкость составляла 25–30 с по СПВ-5. Повышение вязкости раствора снизило крутящий момент.

Начиная с глубины скважины 535 м фиксировали показания расходомера промывочной жидкости и манометра на буровом насосе. При расходе промывочной жидкости 40 л/мин гидравлическое давление составляло 2 МПа. Интенсивность поглощения при этом зафиксирована в количестве 4000 л за 12 ч, средняя проходка — 17–20 м за рабочую смену. При бурении скважины в интервале 660–856 м расход жидкости 40 л/мин, гидравлическое давление 2.0–2.5 МПа, частота вращения бурильной колонны 595–730 об/мин.

В табл. 7 приведены параметры буровых растворов с тонкодисперсным шламом, измеренные на приборах полевой лаборатории ЛГР-3 на рабочей площадке бурового агрегата, реологические параметры — в лаборатории промывочных жидкостей ООО “Норильскгеология” на ротационном вискозиметре ВСН-3 при 600 и 300 об/мин гильзы, а также расчетные и фактические потери давления при бурении скважины РТ-109 на различных глубинах.

ТАБЛИЦА 7. Параметры буровых растворов, расчетные и фактические потери давления при бурении скважины РТ-109 на разных глубинах

Глубина скважины, м	Плотность бурового раствора, г/см ³	Условная вязкость по СПВ-5, с	Фильтрация, мл за 30 мин	Реологические параметры степенной модели		Потери давления, МПа	
				<i>n</i>	<i>K</i>	Расчетные при 595–730 об/мин	Фактические по манометру насоса НБ 120/63
856	1.06	22	22	0.46	0.22	2.23	2.0–2.5
1440	1.02	25	8.5	0.63	0.11	6.21	4.5–5.0
1626	1.02	21	13	0.51	0.15	4.21	3.5–4.0
1650	1.02	21	13	0.49	0.17	4.63	3.5–4.0

На глубине 880 м вскрыли горные породы тунгусской серии и перешли на применение биополимерного раствора с добавками хлорида натрия. В процессе бурения в раствор попадал тонкодисперсный шлам. Состав раствора (мас. %) и параметры: гаммаксан — 0.15, ПАЦ “Химпак В” — 0.1, хлорид натрия — 3, плотность — 1.06 г/см³, условная вязкость (по СПВ-5) — 24–26 с. Расход промывочной жидкости 40 л/мин, гидравлическое давление 4.5–5.0 МПа. При перебурировании долерита гидравлическое давление снижалось до 3.5–4.0 МПа. При бурении по горным породам тунгусской серии механическая скорость практически не изменилась и проходка за смену составила 17–20 м.

На глубине 1215 м началось полное поглощение бурового раствора. Тампонирующее скважины глинисто-цементным раствором с древесными опилками позволило повысить статический уровень с 270 до 90 м, при этом гидравлическое давление при поглощении равнялось 0 МПа, а за счет тампонажа увеличилось до 4 МПа. В интервале 1215–1265 м применяли водный раствор с концентрацией полифлока 0.1–0.2 мас. %. При достижении глубины скважины 1300 м циркуляция промывочной жидкости была восстановлена и до глубины 1500 м использовали биополимерный раствор, соль при этом не добавляли. Начиная с глубины 1500 м применяли водный раствор ПАЦ “Химпак Н” с концентрацией 0.2–0.3 масс. %. Режимные параметры: частота вращения бурильной колонны 445–595 об/мин, осевая нагрузка 1500–1800 кг, расход промывочной жидкости 30 л/мин, гидравлическое давление 3.5–4.0 МПа. Механическая скорость 2.5–3.0 м/ч.

При бурении горных пород разведочной свиты геологических осложнений отмечено не было. Гидравлическое давление при указанных параметрах составляло 3.5–4.0 МПа.

На этом участке параллельно (100 м от РТ-109) бурили геологоразведочную скважину РТ-110 с применением аналогичной технологии и буровых растворов. В качестве породоразрушающего инструмента взята серийная алмазная коронка 17ИЗГ (АО “Терекалмаз”) с наружным диаметром 76 мм. С глубины 1000 м увеличивалось гидродинамическое давление до 5–6 МПа при расходе промывочной жидкости 22–30 л/мин, реологические и режимные параметры бурения аналогичны РТ-109. При бурении горных пород тунгусской серии снизилась проходка до 8–10 м за смену, гидравлическое давление увеличилось до 7 МПа. По данным специалистов ООО “Норильскгеология”, при бурении аналогичных геологоразведочных скважин на ГРУ с помощью стандартного алмазного инструмента с наружным диаметром 76 мм гидравлическое давление на глубинах 1500–1700 м составило не менее 5 МПа, а расход промывочной жидкости снизился до 25–30 л/мин. Кроме того, неизменным условием стало снижение реологических параметров буровых растворов.

В табл. 8 приведены данные по проходке на коронку и расширитель и указана причина снятия инструмента с дальнейших испытаний. По заключению технических специалистов ООО “Норильскгеология”, коронки 17ИЗГ-12-78-1 и 17ИЗГ-12-78-3 отработаны, коронки 17ИЗГ-12-78-2 и 17ИЗГ-12-78-4 можно использовать для бурения. Высота матриц у всех коронок уменьшилась на 50%. На рис. 3. представлены отработанные алмазные коронки и фрагмент расширителя. На фотографиях хорошо виден конусообразный износ внутренней части матрицы, но у коронок 17ИЗГ-12-78-2 и 17ИЗГ-12-8-4 конус небольшой и по классификации фирм Atlas Copco и Voart Longyear такой вид износа можно отнести к нормальному. Алмазный инструмент отработывался по принятой технологии бурения в ООО “Норильскгеология”.

ТАБЛИЦА 8. Результаты испытаний алмазного инструмента нестандартного диаметра

Инструмент	Проходка на 1 ед., м	Причина снятия с испытания
17ИЗГ-12-78-1	353	Износ по внутреннему диаметру 41 мм, наружному 76.8 мм
17ИЗГ-12-78-2	379	Наружный диаметр 77.9 мм (заполировка)
17ИЗГ-12-78-3	431	Деформация пилота, уменьшение внутреннего диаметра до 39 мм
17ИЗГ-12-78-4	484	Наружный диаметр 77.9 мм (пригодна для бурения)
РЦК-78.4-1	1163	Выработка под штапиком (ступень), наружный диаметр 78.2 мм, диаметр корпуса 72.5 мм
РЦК-78.4-2	537	Выработка под штапиком (ступень), наружный диаметр 78.2 мм, диаметр корпуса 72.5 мм

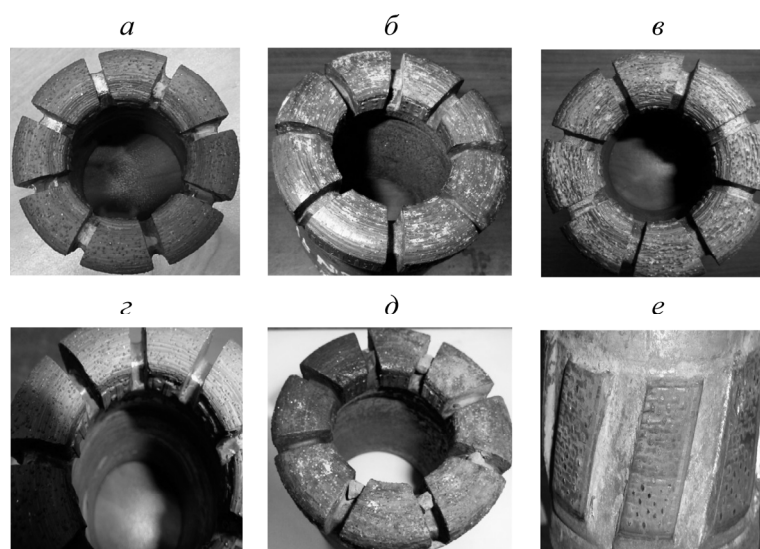


Рис. 3. Фотографии отработанного алмазного инструмента нестандартного наружного диаметра: *a* — 17ИЗГ-12-78-1; *б* — 17ИЗГ-12-78-2; *в* — 17ИЗГ-12-78-3(пилот); *г* — 17ИЗГ-12-78-3 (внутренний диаметр); *д* — 17ИЗГ-12-78-4; *е* — РЦК-78.4-1

ВЫВОДЫ

Производственные испытания подтвердили, что применение нестандартного алмазного породоразрушающего инструмента позволяет повысить эффективность бурения глубоких геологоразведочных скважин комплексами КССК. Расширение кольцевого пространства на 1 мм увеличило проходку при бурении горных пород тунгусской серии с 10 до 20 м за смену по сравнению со стандартным инструментом. При этом гидродинамические потери давления в скважине снизились с 7 до 4 МПа.

Технология бурения скважины РТ-109 с нестандартным алмазным инструментом по сравнению с обычным серийным не менялась. Это психологически важно для оператора буровой установки.

Применение алмазного инструмента увеличенного диаметра не повлияло на интенсивность искривления скважины, что подтвердилось геофизическими исследованиями.

Использование алмазного инструмента с увеличенным наружным диаметром дает возможность снизить нагрузку на буровой насос и не требует применения дополнительного оборудования.

Расчетные данные потерь давления хорошо коррелируют с фактическими, зафиксированными при бурении скважины РТ-109 по буровому манометру на насосе НБ 120/63.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Будюков Ю. Е., Власюк В. И., Спирин В. И. Алмазный породоразрушающий инструмент. — Тула: ИПП “Гриф и К”, 2005. — 288 с.
2. Будюков Ю. Е. Создание и производство специального алмазного бурового инструмента: обзор. — М.: МГП “Геоинформмарк”, 1993. — 40 с.
3. Григорьев В. В. Бурение со съемными керноприемниками. — М.: Недра, 1986. — 195 с.
4. Исаев М. Л., Онищенко В. П. Бурение скважин со съемными керноприемниками. — Л.: Недра, 1975. — 128 с.
5. Афанасьев И. С., Горбушин А. П., Лебедев В. И. Опыт скоростного геологоразведочного бурения. — Л.: Недра, 1986. — 96 с.
6. Кравцов Б. Ф. Исследование, разработка и внедрение технологии алмазного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. — М.: ВПО “Союзгеотехника”, 1984. — 116 с.
7. Кудряшов Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях. — М.: Недра, 1987. — 269 с.
8. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. — М.: Недра, 2000. — 270 с.
9. Соловьев Н. В. Промывка скважин с поверхностно-активными и полимерными добавками. — М.: МГРИ, 1983. — 100 с.
10. Нескоромных В. В., Неверов А. Л., Рожков В. П., Каратаев Д. Д., Неверов А. А. Анализ горно-геологических условий бурения скважин на Талнахском рудном узле // Изв. ТПУ. — 2015. — Т. 326. — № 1. — С. 100–111.
11. Неверов А. Л., Рожков В. П., Каратаев Д. Д., Неверов А. А. Исследование влияния растворов солей на гидратацию глинистых минералов при бурении скважин на примере Талнахского рудного узла // Изв. ТПУ. — 2015. — Т. 326. — № 2. — С. 103–117.
12. Неверов А. Л., Рожков В. П., Каратаев Д. Д., Матвеев А. В., Юрьев П. О. Исследование влияния тонкодисперсного шлама на свойства буровых промывочных жидкостей при бурении скважин комплексами со съемными керноприемниками на Талнахском рудном узле // Изв. ТПУ. — 2015. — Т. 326. — № 8. — С. 110–119.
13. Неверов А. Л., Рожков В. П., Самородский П. Н., Каратаев Д. Д., Неверов А. А. Исследование и разработка промывочных жидкостей для бурения комплексами КССК на Талнахском рудном узле // Изв. СО РАЕН. Секция науки о Земле. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. — Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2014 — № 3(46). — С. 61–73.
14. Неверов А. Л., Рожков В. П., Баталина Л. С., Минеев А. В. Влияние простых солей на реологические свойства полимерных растворов для бурения комплексами ССК в глинистых отложениях // Изв. ТПУ. — 2013. — Т. 323. — № 1. — С. 196–200.
15. Горшков Л. К., Мендебаев Т. Н. Разведочное бурение с гидроизвлечением керноприемника. — СПб.: Недра, 1994. — 158 с.
16. Горшков Л. К., Осецкий А. И. Развитие принципов конструирования и эксплуатации нового алмазного породоразрушающего инструмента // Зап. Горного института. — 2012. — Т. 197. — С. 40–46.
17. Белов И. А., Исаев С. А. Моделирование турбулентных течений: учеб. пособие. — СПб.: БГТУ. — 2001. — 108 с.
18. Ferziger J. H. Computational methods for fluid dynamics, Berlin: Springer Verlag, 2002. — P. 431.
19. Бэтчелор Дж. Введение в динамику жидкости. — М.: Мир, 1973. — 758 с.
20. Launder В. E. Lectures in mathematical models of turbulence, Academic press, London, England, 1972.
21. Гаврилов А. А., Минаков А. В., Дектерев А. А., Рудяк В. Я. Численный алгоритм для моделирования установившихся ламинарных течений неньютоновских жидкостей в кольцевом зазоре с эксцентриситетом // Вычисл. технологии. — 2012. — Т. 17. — № 1. — С. 44–56.
22. Gavrilov A. A., Dekterev A. A., Minakov A. V., Rudyak V. Y. A numerical algorithm for modeling laminar flows in an annular channel with eccentricity, Journal of Applied and Industrial Mathematics, 2011, Vol. 5, No. 4. — P. 559–568.

Поступила в редакцию 11/1 2016