

УДК 622.243

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СООРУЖЕНИЯ ГЛУБОКИХ  
ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН КОМПЛЕКСАМИ СО СЪЕМНЫМИ  
КЕРНОПРИЕМНИКАМИ ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО  
ДАВЛЕНИЯ**

**А.Л. Неверов<sup>1</sup>, А.В. Минаков<sup>1,2</sup>, В.А. Жигарев<sup>1</sup>, Д.Д. Каратаев<sup>3</sup>.**

<sup>1</sup> ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 79. E-mail: neveroff\_man@mail.ru

<sup>2</sup> Институт теплофизики СО РАН, Россия, 630090, г. Новосибирск, проспект Академика Лаврентьева, д. 1.

<sup>3</sup> ООО «Норильскгеология», Россия, 663330, Красноярский край, г. Норильск, а/я 889. E-mail: dd.karataev@norilskgeology.ru

Представлена методика расчета гидравлических потерь давления при бурении скважин снарядами со съемными керноприемниками (КССК) и неньютоновскими промывочными жидкостями. Расчетные исследования гидравлических потерь давления показали, 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.

Производственные испытания показали:

- 1) расчетные значения потерь давления хорошо коррелируются с фактическими, зафиксированными по манометру бурового насоса;
- 2) применение нестандартного алмазного инструмента позволило снизить гидравлическое давление и за счет этого повысить эффективность бурения глубоких геологоразведочных скважин комплексами КССК.

Данное исследование является первым этапом в разработке комплексной технологии бурения глубоких геологоразведочных скважин с применением КССК в сложных горно–геологических условиях.

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

## **ВВЕДЕНИЕ.**

Отечественный и зарубежный опыт [1, 2] показывает, что наиболее эффективными техническими средствами для бурения геологоразведочных и параметрических скважин предельно малого диаметра (не более 96мм) являются комплексы со съёмными керноприемными трубами, 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 величина кольцевого зазора составляет 3 мм. При таких соотношениях диаметров труб и коронок реализовали высокоскоростные технологии бурения скважин. В качестве промывочных жидкостей для бурения ССК применяют 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 бурения геологоразведочных скважин глубиной более 1500 м в сложных горно–геологических условиях. Важнейшее условие повышения технико–экономических показателей бурения – совершенствование буровых растворов. В современных условиях задача управления качеством буровых растворов состоит 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]. Развитие науки о буровых растворах, имеющей более чем 70–летнюю историю

последовательно отражает постановку и решение наиболее значимых проблем, выдвигаемых практикой бурения. Однако, проблемы нарушения устойчивости стенок скважины, в результате наступления предельного состояния в породах пристволенной зоны, не преодолены. Особенно остро проблема устойчивости ощущается в тех районах, где бурение ведется в сложных геологических условиях, например, Талнахский рудный узел (ТРУ). Большая часть публикаций относится к бурению глубоких скважин на нефть и газ, поэтому нельзя переносить рецептуры растворов на геологоразведочные скважины диаметром менее 96мм.

В работе [10] представлен, подробный анализ горно–геологических условий ТРУ, который позволил сформулировать основные требования к буровым растворам для бурения скважин комплексами КССК–76. В лаборатории промысловых жидкостей Сибирского федерального университета разработаны рецептуры буровых растворов для бурения скважин комплексами КССК–76, в сложных горно–геологических условиях ТРУ [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.

Производственные исследования показали, что кроме физико–химических наблюдений необходимо заниматься разработкой алмазного породоразрушающего инструмента (ПРИ) нестандартного диаметра, что позволит увеличить кольцевой зазор и соответственно прокачивать более вязкие растворы. В настоящее время в России такой инструмент не производится, а зарубежные компании (ALAS 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 комплексов КССК в России и за рубежом алмазный инструмент нестандартных типоразмеров не изготавливается. Несмотря на значительное количество теоретических, расчетных и экспериментальных исследований по течениям бурового раствора в скважинах, имеющийся материал не может в полной мере дать необходимую информацию обо всех параметрах течения в требуемом широком диапазоне параметров буровой колонны и реологических свойств жидкости в силу сложности рассматриваемых процессов течения. Для эффективного и надежного управления процессом бурения критически важно иметь информацию о гидравлическом сопротивлении и структуре течения в скважине непосредственно в процессе бурения. В связи с этим необходимо иметь инструмент, способный с хорошей точностью в

очень широком диапазоне параметров предсказывать эти характеристики. Это определяет необходимость создания методики гидравлического расчета скважин, сооружаемых комплексами ССК с использованием неньютоновских промывочных жидкостей, а также необходимость проведения аналитических исследований гидравлических потерь давления и определения оптимальных геометрических размеров ПРИ.

Цель данной работы аналитические исследования гидравлических потерь давления, определение оптимальных геометрических размеров и производственные испытания нестандартного алмазного породоразрушающего инструмента при бурении глубоких скважин комплексами КССК на ТРУ.

Для разработки методики расчета гидравлических потерь при бурении скважин с ССК с неньютоновскими жидкостями использовали теоретические модели и современные численные методики математического моделирования. Теоретический подход основан на применении методов вычислительной гидродинамики, а также аналитических способов для качественного изучения рассматриваемых явлений.

## 1. 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,  $\rho$  – плотность жидкости.

Составляющие тензора вязких напряжений  $\tau_{ij}$  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  $\mu$  – динамическая (молекулярная) вязкость,  $u_i$  – компоненты вектора скорости,  $\delta_{ij}$  – символ Кронекера.

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

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

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 компонент тензора Рейнольдсовых напряжений используют гипотезу Буссинеска об изотропной турбулентной вязкости:

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

где  $\mu_t$  – турбулентная вязкость,  $k$  – кинетическая энергия турбулентных пульсаций.

Использование концепции Буссинеска позволяет построить целый 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:*

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

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

где  $P$  – скорость генерации турбулентности:

$$P = \tau_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x_j},$$

турбулентная вязкость:

$$\mu_t = C_\mu \rho \frac{k^2}{\varepsilon}.$$

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 моделирования неньютоновских течений используется широко известный подход [21–23], в котором среда рассматривается как нелинейная вязкая жидкость с введением эффективной вязкости жидкости  $\mu(\dot{\gamma})$ , в общем случае зависящей от скорости сдвига. При этом тензор вязких напряжений  $\tau$  определяется следующим образом:

$$\tau = \mu \mathbf{D}$$

Составляющие тензора скоростей деформации  $\mathbf{D}$  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 может описываться 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 степенной модели *PowerLaw*,  $\mu(\dot{\gamma}) = \frac{k\dot{\gamma} + \tau_0}{\dot{\gamma}}$  для модели *Bingham Plastic*,  $\mu(\dot{\gamma}) = \frac{k\dot{\gamma}^n + \tau_0}{\dot{\gamma}}$  для модели *Herschel-Bulkley*, где  $n$  и  $k$  – коэффициенты реологических моделей,  $\tau_0$  – предел текучести вязкопластической жидкости (ниже определенного предельного значения

напряжений среда ведет себя как жесткое тело, выше этого предела – как несжимаемая вязкая жидкость).

Для решения описанной выше 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 противопоточной 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 SIMPLEC процедуры на совмещенных сетках. Для устранения осцилляций поля давления используется подход Рхи–Чоу, заключающийся во введении монотонизатора в уравнения для поправки давления. Полученные в результате дискретизации исходной системы дифференциальных уравнений разностные уравнения решаются итерационным способом с применением алгебраического многосеточного решателя.

## **2. РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН КОМПЛЕКСАМИ ССК**

Для проведения расчетных исследований была создана полная гидравлическая модель скважины, учитывающая реальную компоновку бурильной и колонковой труб комплекса ССК – NQ. В качестве модельной промывочной жидкости использовался раствор акрилового полимера со следующими реологическими параметрами:  $n=0,35$ ;  $k=1,82$ ; плотность принимали  $1050 \text{ кг/м}^3$ ; диаметр скважины  $0,0757 \text{ м}$ ; наружный диаметр бурильной трубы  $0,069 \text{ м}$ ; расход жидкости варьировался в диапазоне от  $40$  до  $70 \text{ л/мин.}$ ; частота вращения бурильной колонны  $500 \text{ об/мин}$  (табл.1). В результате моделирования для каждого элемента конструкции скважины

были рассчитаны поля скоростей и определены потери давления. Для примера на рис. 1, 2 показаны данные расчета течения в керноприемной трубе и коронке.

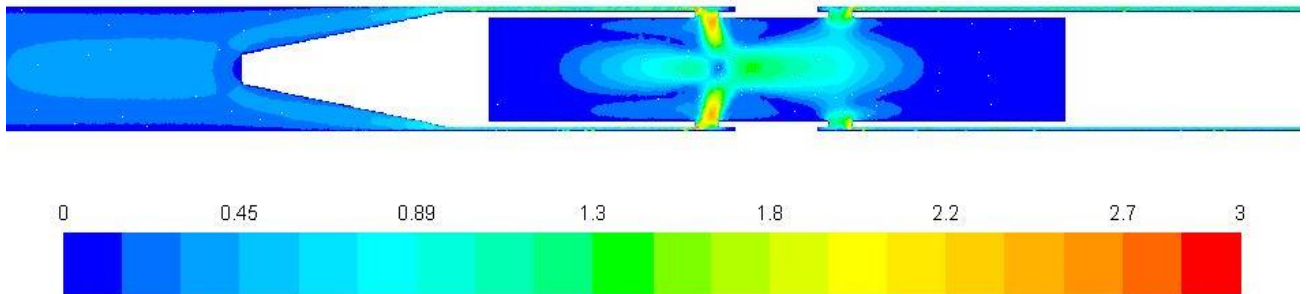


Рис.1. Изображение поля скорости в керноприёмной трубе при расходе  $Q=40$  л/мин, шкала значения скорости приведена в м/с.

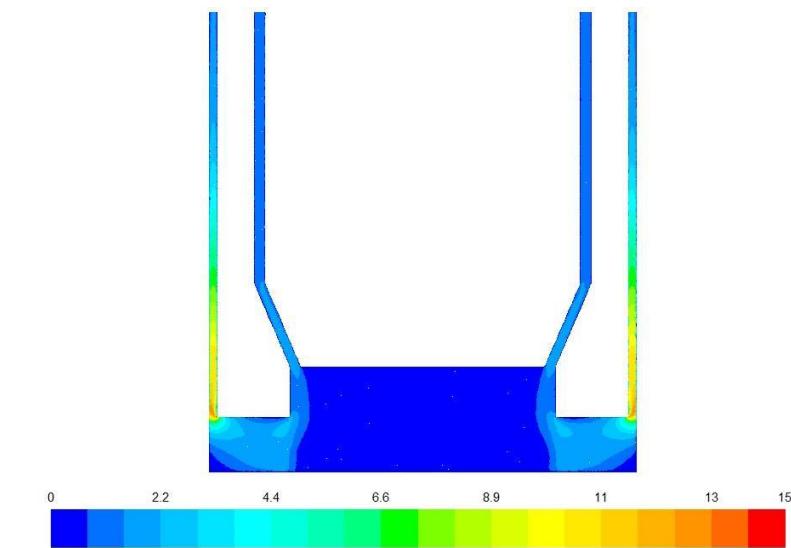


Рис.2. Изображение поля скорости в коронке при расходе  $Q=40$  л/мин, шкала значения скорости приведена в м/с.

В табл.1 представлены результаты расчетов перепада давления при различных значениях расхода, полученные для комплекса ССК – NQ в результате численного моделирования.



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

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

Анализ данных табл. 1 показывает, что основные потери давления возникают при движении бурового раствора в кольцевом пространстве.

Таким образом, становится очевидным, что при стандартном диаметре алмазных коронок идея использования высоковязких буровых растворов для повышения устойчивости скважины будет нереализуемая на практике для глубоких скважин в силу чрезвычайно больших потерь давления на прокачивание бурового раствора. Для уменьшения потерь давления необходимо увеличить размер кольцевого зазора между трубой и скважиной. Поэтому с помощью численного моделирования проведена серия расчетов, в которых варьировался диаметр коронки. Диаметр коронки был проварьирован со стандартного размера 76 до 80 мм. При этом в качестве параметров для численного моделирования 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/см<sup>3</sup>; 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 варьировалась от 50 до 1022 с<sup>-1</sup>. Для проведения расчетов использовали реологические параметры растворов (табл.2-5), расход жидкости 30 л/мин, частота вращения бурильной колонны 500 об/мин, плотность растворов 1-1,1 г/см<sup>3</sup>.

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

Химические реагенты, масс. %		Жидкое стекло, мл/1000мл р-ра (ρ=1,33 г/см <sup>3</sup> )	Реологические параметры				Потери давления, Па/м		
Гаммаксан	FLOTROL		n	K	G <sub>1</sub>	G <sub>10</sub>	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<sup>n</sup>; G<sub>1</sub> и G<sub>10</sub> – статическое напряжение сдвига через 10 секунд и 10 минут покоя раствора соответственно.

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

Химические реагенты, масс. %		Соль, масс. %	Реологические параметры				Потери давления, Па/м		
Гамма-ксан	ПАЦ–LV*		n	K	G <sub>1</sub>	G <sub>10</sub>	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 <sub>4</sub> 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 ( $n = 0,37–0,50$ ;  $K = 0,34–1,52$  МПа·с<sup>n</sup>) 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 раза по отношению к стандартному кольцевому зазору в 3 мм.

Необходимо отметить, что рецептуры буровых растворов (табл.2-5) 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–0,2масс. %) и расчетный перепад давления

Состав раствора, масс. %		Реологические параметры степенной модели ( $\tau = K \cdot \gamma^n$ )				Перепад давления, Па/м		
		n	K	G <sub>1</sub>	G <sub>10</sub>	Диаметр скважины, мм		
THRUTROL	NaCl							
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

**ТАБЛИЦА 5.** Реологические параметры биополимерных растворов и расчетный перепад давления

Химические реагенты, масс. %					Реологические параметры растворов				Расчетные потери давления (Па/м) при различных кольцевых зазорах, мм	
Гаммаксан	Жидкое стекло*	FLOTROL	THRUROL	PLATINUM РАС	n	K	G <sub>1</sub>	G <sub>10</sub>	3	4
									0,2	50
0,2	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

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

Таким образом, численные исследования потерь давления при бурении комплексами КССК и ССК показали, что для применения разработанных рецептов 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 конечном итоге позволит 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. 3 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.3. Фото импрегнированной алмазной коронки типа 17ИЗГ–78 АО «Терекалмаз»

### **3. Производственные испытания нестандартного алмазного инструмента**

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

Техническая оснащённость бурового агрегата: буровая вышка МБ–1200 Г П, 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 м<sup>3</sup>, энергоснабжение от линии электропередачи. В соответствии с

геолого–техническим заданием специалистами ООО «Норильскгеология» была разработана конструкция и технология бурения скважины с учетом применения нестандартного алмазного инструмента.

Бурение по четвертичным отложениям проводилось с использованием твердосплавных буровых коронок, изготовленных в мастерских ООО «Норильскгеология». В табл.6 представлена конструкция верхней части скважины РТ–109.

**ТАБЛИЦА 6.** Конструкция 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 в соответствии с техническим заданием осуществлялось бурение скважины РТ–109 с использованием нестандартного алмазного инструмента (АО «Терекалмаз», алмазные коронки 17ИЗГ–12–78 и алмазные расширители РЦК–78,4), бурильных труб КССК, наружный диаметр 70 мм и колонкового набора НК–76.

При бурении скважины на глубине 122 м вскрыли трещиноватые горные породы, и дальнейшее углубление скважины до глубины 436 м проводилось с полным поглощением бурового раствора (статический уровень находился на отметке 0,5 м). В качестве промывочной жидкости использовали 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 варьировалась от 2,5 до 4,5 м/ч.

На глубине 436 м интенсивность поглощения бурового раствора снизилась, что позволило использовать для приготовления раствора полианионную высоковязкую целлюлозу (ПАЦ «Химпак В») с концентрацией 0,15 масс.%, условная вязкость составляла 25–30 секунд по СПВ–5. Повышение вязкости раствора позволило снизить 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 зафиксировано в количестве 4000 л за 12 часов, при этом средняя проходка составляла 17–20 м за рабочую смену. При бурении скважины в интервале 660–856 м расход жидкости 40 л/мин, гидравлическое давление 2–2,5 МПа, частота вращения буровой колонны 595–730 об/мин.

В табл.7 приведены параметры буровых растворов с тонкодисперсным шламом, замеренные в лаборатории промывочных жидкостей ООО «Норильскгеология», 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 <sup>3</sup>	Условная вязкость по СПВ–5, сек.	Фильтрация, мл за 30 мин.	Реологические параметры степенной модели ( $\tau = K \cdot \gamma^n$ )		Потери давления, МПа	
				n	K	Среднее расчетное значение при 595- 730 об/мин.	Фактические по манометру насоса НБ 120/63
856	1,06	22	22	0,46	0,22	2,23	2-2,5
1440	1,02	25	8,5	0,63	0,11	6,21	4,5-5
1626	1,02	21	13	0,51	0,15	4,21	3,5-4
1650	1,02	21	13	0,49	0,17	4,63	3,5-4

Примечание: параметры растворов измеряли на приборах полевой лаборатории ЛГР–3 на рабочей площадке бурового агрегата, реологические параметры в лаборатории ООО

«Норильскгеология» на ротационном вискозиметре ВСН-3 при 600 и 300 об/мин гильзы.

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 (масс. %) и параметры:

гаммаксан – 0,15; ПАЦ «Химпак В» – 0,1; хлорид натрия – 3; плотность 1,06 г/см<sup>3</sup>; условная вязкость (по СПВ-5) – 24-26 секунд. Расход промывочной жидкости 40 л/мин, гидравлическое давление 4,5–5,0 МПа. Гидравлическое давление снижалось до 3,5-4 МПа при перебурировании долерита. 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 с использованием глинисто-цементного раствора 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 4МПа. В интервале 1215–1265 м применяли водный раствор с концентрацией полифлока 0,1–0,2 масс. %. При достижении глубины скважины 1300 м циркуляция промывочной жидкости была восстановлена и до глубины 1500 м применяли 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 1500-1800кг, расход промывочной жидкости 30 л/мин, гидравлическое давление 3,5-4,0 МПа. Механическая скорость 2,5-3 м/ч.

При бурении горных пород разведочной свиты геологических осложнений отмечено не было. Гидравлическое давление при вышеуказанных параметрах составляло 3,5–4,0 МПа.

На этом участке параллельно (100м от РТ-109) бурили геологоразведочную скважину РТ-110 с применением аналогичной технологии и буровых растворов. В качестве породоразрушающего инструмента применяли серийную алмазную коронку 17ИЗГ (АО «Терекалмаз») с наружным диаметром 76 мм. С глубины 1000 м, увеличивалось гидродинамическое давление до 5-6МПа 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 увеличивалось до 7 МПа. По данным специалистов ООО «Норильскгеология» при бурении аналогичных геологоразведочных скважин на ТРУ с применением стандартного алмазного



инструмента с наружным диаметром 76 мм гидравлическое давление на глубинах 1500–1700 м составляет не менее 5 МПа, а расход промывочной жидкости снижают до 25–30 л/мин.

Кроме этого неизменным условием является снижение реологических параметров буровых растворов.

В табл. 8 показаны данные по проходке на коронку и расширитель и причина снятия инструмента с дальнейших испытаний.

**ТАБЛИЦА 8.** Результаты испытаний алмазного инструмента нестандартного диаметра

Наименование инструмента	Проходка на одну единицу, м	Причина снятия с испытания
17ИЗГ–12–78–1	353	Износ по внутреннему диаметру(41мм), наружному (76,8мм)
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 78,2мм, диаметр корпуса 72,5мм
РЦК–78,4–2	537	Выработка под штапиком (ступень), наружный диаметр 78,2мм, диаметр корпуса 72,5мм.

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. 4. представлены отработанные алмазные коронки и фрагмент расширителя.

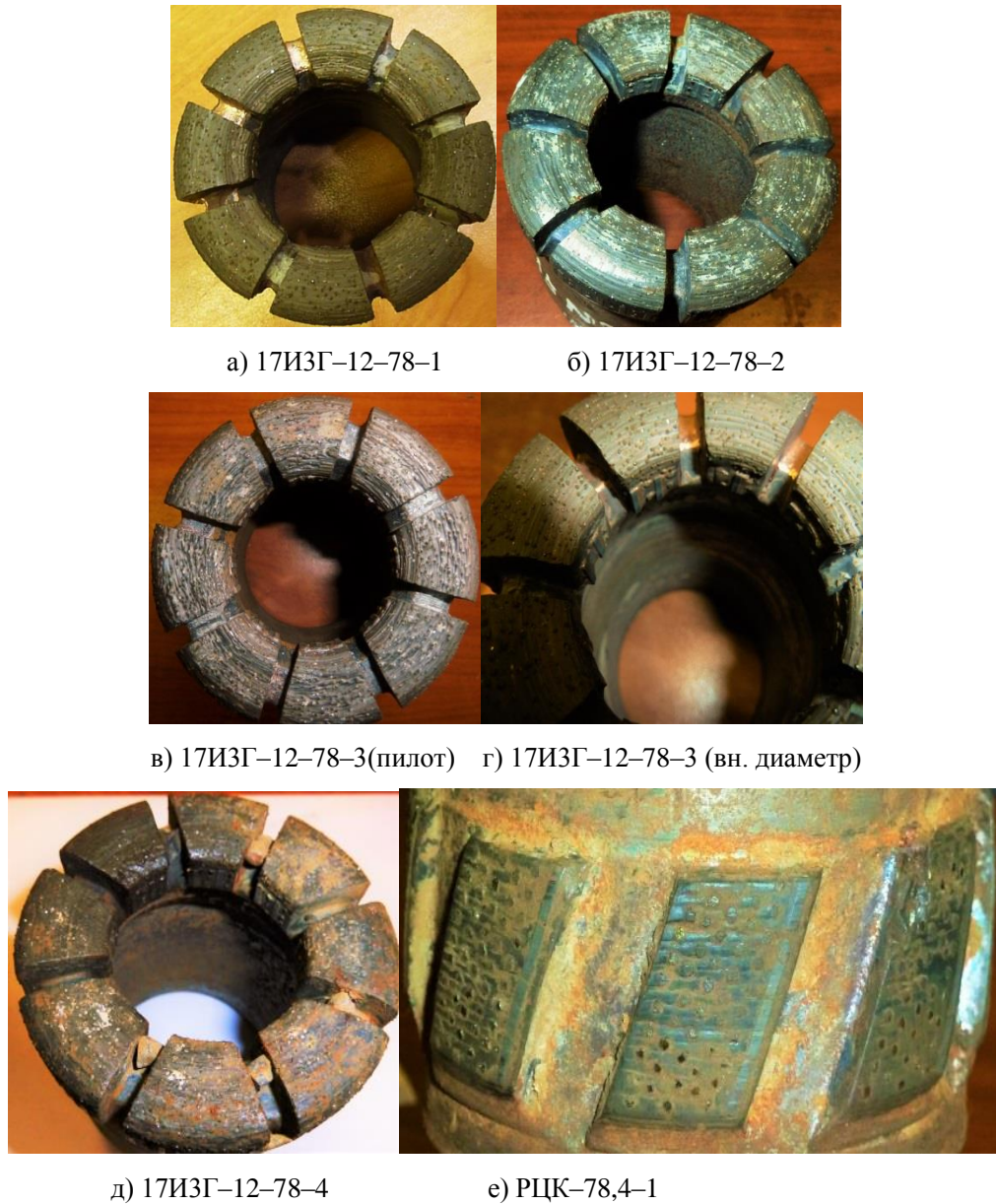


Рис.4. Фотографии отработанного алмазного инструмента нестандартного наружного диаметра

На представленных фотографиях хорошо виден конусообразный износ внутренней части матрицы, но у коронок 17ИЗГ-12-78-2 и 17ИЗГ-12-78-4 конус небольшой и по классификации фирм AtlasCopco и VoartLongyear такой вид износа можно отнести к нормальному. Алмазный инструмент обрабатывался по принятой технологии бурения в ООО «Норильскгеология».

## **ВЫВОДЫ**

1. Производственные испытания подтвердили, что применение нестандартного алмазного породоразрушающего инструмента позволяет повысить эффективность бурения глубоких геологоразведочных скважин комплексами КССК. Увеличения кольцевого пространства на 1мм 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 4МПа.

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

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

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

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

6. Дальнейшие исследования необходимо направить на разработку оптимальных гидравлических профилей и геометрических размеров матриц для бурения скважин в изверженных и осадочных горных породах ТРУ, что повысит производительность труда в целом.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Производственные испытания нестандартного алмазного инструмента при бурении геологоразведочной скважины РТ–109 на ТРУ подтвердили правильность выбранного направления разработки комплексной технологии бурения комплексами со съёмными керноприемниками в сложных горногеологических условиях. Практика бурения скважины алмазными коронками с наружным диаметром 78 мм показала, что для увеличения производительности необходимо снижать гидродинамическое давление. Необходимо разработать два типа нестандартного алмазного инструмента для бурения по изверженным и

осадочным горным породам. Для бурения до горных пород тунгусской серии необходимо применять алмазные коронки с профилем матрицы «ТУРБО», с увеличенным наружным диаметром. Оставшуюся часть скважины до глубин 1700–2000 м целесообразно бурить алмазными коронками серии 17ИЗГ–12–78 АО «Терекалмаз». Аналогичную технологию можно применить для бурения глубоких геологоразведочных скважин комплексами ССК и КССК в других регионах нашей страны. Данное исследование является начальной стадией разработки комплексной технологии бурения глубоких геологоразведочных и опорных скважин для поисков углеводородного сырья предельно малыми диаметрами с применением комплексов со съёмными керноприемниками.

Работа выполнена при финансовой поддержке «Фонда содействия развитию малых форм предприятия в научно–технической сфере» (проект № 6668ГУ/2015).

#### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. **Будюков Ю.Е., Власюк В.И., Спиринов 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 съёмными керноприемниками. – М.: Недра, 1986. – 195 с.
4. **Исаев М.Л., Онищенко В.П.** Бурение скважин со съёмными керноприёмниками. – 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 твёрдые полезные ископаемые. – М: ВПО «Союзгеотехника», 1984. – 116 с.
7. **Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М.** Бурение скважин в осложнённых 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 // Известия Томского политехнического университета. – 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 // Известия Томского политехнического университета. – 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 съёмными кернопремниками на Талнахском рудном узле // Известия Томского политехнического университета. – 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 // Известия сибирского отделения секции наук о земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. Ир–кутск: 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 // Известия Томского политехнического университета. – 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// Записки Горного института. –2012. – Т.197. – С.40–46.
17. **Белов, И.А.** Моделирование турбулентных течений. // Учебное пособие БГТУ. 2001. Выпуск 10. С.–107.
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. С.–758.
20. **Launder, В.Е.** 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. // Вычислительные 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. Т. 5. № 4. С. 559–568.