

где $I_{кр} = \frac{1}{q} \left(\frac{3\alpha_1}{2a} \right)^2$, α_1 – минимальный положительный корень уравнений (2) и (3).

Если воспользоваться асимптотическими представлениями функций Бесселя и Ломмеля [6], то из уравнений (2) и (3) соответственно получаем уравнения:

$$\operatorname{tg}(\alpha - \frac{5}{12}\pi) = \alpha \ln \alpha; \min\{\alpha^2 \ln \alpha = \frac{2}{3}, \alpha = \frac{5}{12}\pi\}. \quad (4)$$

В литературе численными методами вычислялись для больших глубин бурения усилия $P_{кр} = k\sqrt[3]{EJq^2}$, где коэффициент k , в зависимости от вида граничных условий, принимает соответственно значения $k = \sqrt[3]{9\alpha^2/4} = 2,33; 1,02$ [2]. Аналогичные результаты, полученные Виллерсом: $k=3,09; 1,88$. Значения коэффициента, вычисленные по формулам (4), соответственно равны: $k=2,38; 1,57$.

Таким образом, применение функций Ломмеля позволило строго математически получить точное в смысле предельного перехода значение коэффициента k , необходимого для расчета на устойчивость длинных буровых колонн.

Библиографический список

1. **Расчет** буровых труб в геологическом бурении // Эпштейн Е.Ф., Мацейчик В.И., Ивахнин И.И., Асатурян А.Ш. –М.: Недра, 1979. – 160 с.
2. **Сароян А.Е.** Теория и практика работы буровой колонны. –М.: Недра, 1990. – 264 с.
3. **Калинин А.Г.** Искривление скважин. –М.: Недра, 1974. – 304 с.
4. **Кирсанов А.Н., Зинченко В.П., Кардаш В.Г.** Буровые машины и механизмы. –М.: Недра, 1981. – 448 с.
5. **Тихонов В.С., Агеева И.Ю.** Свободные колебания вращающейся глубоководной буровой колонны // Сопротивление материалов и теория сооружений. –К.: Киевский госуд. техн. университет строительства и архитектуры. – 1996. – Вып. 62. – С. 135–142.
6. **Ватсон Г.И.** Теория бесселевых функций. –М.: ИЛ, 1949. – 798 с.
7. **Улитин Г.М.** Продольно-поперечный изгиб и устойчивость буровых колонн // Изв. Донецкого горного института. – Донецк, 2000. – №2. – С. 26–28

© Улитин Г.М., 2001

УДК 622.243.14.

Канд. техн. наук ФИЛИМОНЕНКО Н.Т.

Донецкий государственный технический университет, г. Донецк, Украина

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ НЕНЬЮТОНОВСКОЙ ЖИДКОСТИ ПО ИНЕРЦИИ ПРИ РАБОТЕ ПУЛЬСАЦИОННОГО ПНЕВМАТИЧЕСКОГО ВЫТЕСНИТЕЛЯ

Опыт бурения в условиях поглощения промывочной жидкости показал эффективность технологии призабойной пульсирующей промывки скважин с помощью погружных пневматических вытеснителей [1]. Технология экономична, так как не требует доставки на объект работ промывочной жидкости, и экологична, поскольку промывка скважины осуществляется естественным очистным агентом.

Характер промывки обусловлен рабочим циклом пневматического вытеснителя, со-

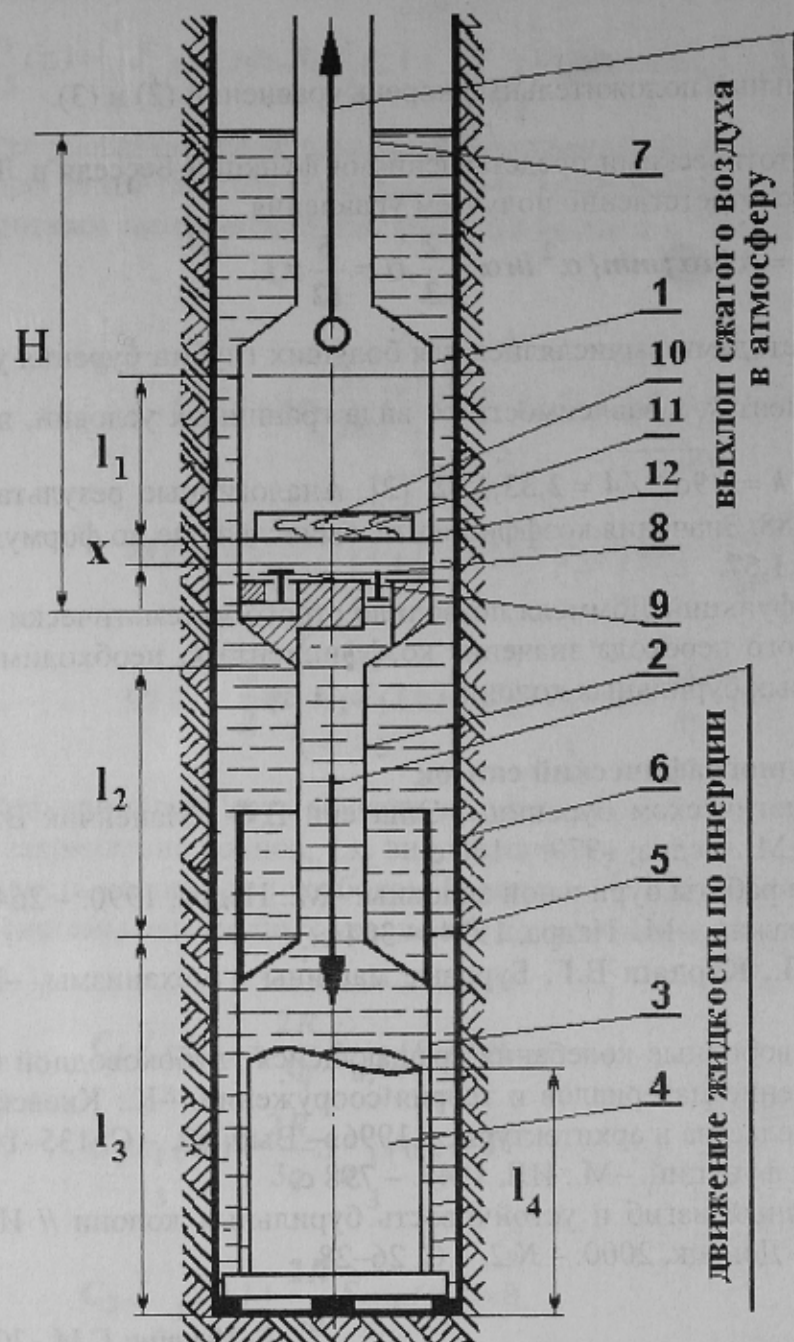


Рис.1 – Схема, характеризующая завершение этапа вытеснения рабочего цикла пульсационного насоса.

1 – вытеснительная камера; 2, 7 – бурильные трубы; 3 – колонковая труба; 4 – керн; 5 – наружная шламовая труба; 6 – скважина; 8 – нагнетательный клапан; 9 – всасывающий клапан; 10 – поплавковый клапан; 11 – канал; 12 – перегородка.

бочего цикла. Ранее проведенные работы в этом плане были выполнены применительно к воде (ньютоновской жидкости) [2]. Практика показывает, что вода при длительной внутрискважинной циркуляции, контактируя с различными породами, слагающими ее стенки, приобретает свойства, близкие к неньютоновской жидкости. Особенно это наблюдается при контакте с породами глинистого комплекса, повсеместно распространенными в геологических разрезах Донбасса. Образующийся при этом естественный глинистый раствор представляет собой классическую неньютоновскую жидкость. Для неньютоновской жидкости на численное значение параметра Рейнольдса Re^* , определяющего режим течения жидкости в трубах и кольцевом пространстве скважины, кроме скорости течения и ее

стоящим из трех этапов: вытеснение промывочной жидкости, движение ее по инерции и заполнение вытеснительной камеры. По сравнению с традиционной, этот вид промывки имеет отличительные особенности, а именно: непостоянство на этапе вытеснения и отсутствие на этапе заполнения рабочего цикла пневматического вытеснителя; зависимость от параметров рабочего и очистного агента и конкретных условий бурения.

Прогнозирование интенсивности процесса призабойной циркуляции должно быть максимально достоверным, поскольку визуально она не контролируется. Таким образом, исследование процесса призабойной циркуляции жидкости на всех этапах рабочего цикла пневматического вытеснителя представляется весьма важным.

В настоящей статье приводятся результаты исследования второго этапа ра-

плотности влияют величины структурной вязкости η и динамического напряжения сдвига τ_0 . Причем эти два параметра варьируют в значительных пределах, как применительно к конкретному очистному агенту, так и в течении рейса бурения. Поэтому, не учитывать неньютоновские характеристики жидкости при движении ее по инерции представляется некорректным.

Для изучения этапа движения жидкости по инерции применялся энергетический подход, т.е. закон изменения кинетической энергии материальной системы (1). Согласно этому закону изменение кинетической энергии системы (движущегося объема жидкости) при переходе ее из начального в текущее положение равно сумме работ на этом перемещении всех внутренних и внешних сил, приложенных к точкам системы. При ничтожно малом перемещении дифференциал кинетической энергии материальной системы dT равен сумме элементарных работ всех внешних δA^e и внутренних δA^i сил, приложенных к ее точкам, т.е.:

$$dT = \delta A^e + \delta A^i, \quad (1)$$

На рис 1. показана схема, характеризующая завершение этапа вытеснения рабочего цикла пульсационного насоса.

При этом поплавок 10 в процессе своего движения с вытесняемой жидкостью достигает перегородки 12 и перекрывает канал 11. Далее с помощью специального воздухораспределительного механизма (не показан) происходит выхлоп сжатого воздуха из вытеснительной камеры 1 (показана упрощенно) в атмосферу. Внутрискважинная циркуляция мгновенно не прекращается, так как масса жидкости, находящаяся в бурильных трубах 2 продолжает двигаться по инерции. Уровень жидкости в них понижаться не будет вследствие восполнения ее объема через клапан 9 под действием гидростатического давления.

После перекрытия канала 11 перегородки 12 на движущийся объем жидкости перестает действовать сила давления сжатого воздуха. Поэтому изменение кинетической энергии движущейся по инерции жидкости будет происходить только под действием работы силы гидростатического давления ее столба высотой H (внешняя сила) и силы, обусловленной суммарными гидравлическими сопротивлениями при движении жидкости (внутренние силы). Эти силы препятствуют циркуляции.

Дальше приводятся уравнения, характеризующие изменение кинетической энергии движущейся по инерции жидкости для случаев с неподвижным (2) и подвижным (3) уровнем в скважине.

$$\frac{dY}{dx} = \frac{B_1 - B_2 x - Y^2 \left\{ \frac{1}{2} A_4 + \frac{k_{14}}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{11}}{Y}}} - \frac{k_{15}}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{11}}{Y}}} + \frac{k_{16}}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{12}}{Y}}} + k_{31} + \frac{k_{32}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{24}}{Y}}} \right\}}{Y(A_3 - A_1 x)} + \quad (2)$$

$$+ \frac{Y^2 \left\{ \frac{k_{17}}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{13}}{Y}}} + \frac{k_{26}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{22}}{Y}}} + \frac{k_{27}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{23}}{Y}}} + \frac{k_{28} + k_{33}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{24}}{Y}}} + \frac{k_{29}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{25}}{Y}}} \right\}}{Y(A_3 - A_1 x)},$$

$$\frac{dY}{dx} = \frac{B_1 - B_3 x - Y^2 \left\{ \frac{1}{2} A_4 + \frac{k_{14}}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{11}}{Y}}} - \frac{k_{15} x}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{11}}{Y}}} + \frac{k_{16}}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{12}}{Y}}} + k_{31} + \frac{k_{32} x}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{24}}{Y}}} \right\}}{Y(A_4 x + A_3)} +$$

$$+ \frac{Y^2 \left\{ \frac{k_{17}}{\sqrt[4]{\eta + \frac{k_{13}}{Y}}} + \frac{k_{26}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{22}}{Y}}} + \frac{k_{27}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{23}}{Y}}} + \frac{k_{28} + k_{33}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{24}}{Y}}} + \frac{k_{29}}{\sqrt[7]{\eta + \frac{k_{25}}{Y}}} \right\}}{Y(A_4 x + A_3)} \quad (3)$$

Сокращающие выражения $A_1 - A_4$, $B_1 - B_3$, $k_1 - k_{33}$, входящие в формулы (2) и (3) позволяют уменьшить громоздкость этих формул.

$$A_1 = \rho S_1^6 \alpha, \quad A_2 = l_1(1 + k_6) + l_2(k_1 + k_5) + l_3(k_2 + k_4) + l_4(k_3 - k_2) + l_{uu} k_4 + H k_5,$$

$$A_3 = A_1 A_2, \quad A_4 = A_1(k_5 k_6 - 1).$$

$$B_1 = S_1^6 (P - \rho g H), \quad B_2 = \rho g S_1^6, \quad B_3 = B_2(1 + k_6).$$

$$k_1 = \frac{S_1^6}{S_2^6}, \quad k_2 = \frac{S_1^6}{S_3^6}, \quad k_3 = \frac{S_1^6}{S_3^6 - S_4}, \quad k_4 = \frac{S_1^6}{S_1 - S_3}, \quad k_5 = \frac{S_1^6}{S_1 - S_2^H},$$

$$k_6 = \frac{S_1^6}{S_1 - S_1^H}, \quad k_7 = \frac{S_1^6}{S_c}, \quad k_8 = d_1^6 \rho, \quad k_9 = d_2^6 \rho k_1, \quad k_{10} = d_3^6 \rho k_2, \quad k_{11} = \frac{\tau_0 d_1^6}{6},$$

$$k_{12} = \frac{\tau_0 d_2^6}{6}, \quad k_{13} = \frac{\tau_0 d_3^6}{6}, \quad k_{14} = \frac{0.158 S_1^6 \rho l_1}{d_1^6}, \quad k_{15} = \frac{0.158 S_1^6 \rho}{d_1^6}, \quad k_{16} = \frac{0.158 S_1^6 \rho k_1 l_2}{d_2^6},$$

$$k_{17} = \frac{0.158 S_1^6 \rho k_2^2 (l_3 - l_4)}{d_3^6}, \quad k_{18} = k_3 (d_3^6 - d_4) \rho, \quad k_{19} = k_4 (d_c - d_3^H) \rho,$$

$$k_{20} = k_5 (d_c - d_2^H) \rho, \quad k_{21} = k_6 (d_c - d_1^6) \rho, \quad k_{22} = \frac{\tau_0 (d_3^6 - d_4)}{6}, \quad k_{23} = \frac{\tau_0 (d_c - d_3^H)}{6 k_4},$$

$$k_{24} = \frac{\tau_0 (d_c - d_2^H)}{6 k_5}, \quad k_{25} = \frac{\tau_0 (d_c - d_1^H)}{6 k_6}, \quad k_{26} = \frac{0.06 \varphi S_1^6 \rho k_3^2 l_4}{d_3^6 - d_4},$$

$$k_{27} = \frac{0.06 \varphi S_1^6 \rho k_4^2 (l_3 + l_{uu})}{d_c - d_3^H}, \quad k_{28} = \frac{0.06 \varphi S_1^6 \rho k_5^2 l_2}{d_c - d_2^H}, \quad k_{29} = \frac{0.06 \varphi S_1^6 \rho k_6^2 l_1}{d_c - d_1^H},$$

$$k_{30} = a \left[\left(\frac{d_2^6}{d_0} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad k_{31} = \frac{1}{2} n \rho S_1^6 k_{30} (k_1 - k_7), \quad k_{32} = \frac{0.06 \varphi S_1^6 \rho k_5^2 k_6}{d_c - d_2^n},$$

$$k_{33} = \frac{0.06 \varphi S_1^6 \rho k_5^2 H}{d_c - d_2^n}.$$

Расшифровка обозначений параметров, входящих в сокращающие выражения:

$l_1, l_2, l_3, l_4, l_{ш}$ – длины соответственно вытеснительной камеры, колонны бурильных труб, колонковой трубы, столбика керна в колонковой трубе и наружной шламовой трубы, м; d_c, d_0, d_4 – диаметры соответственно скважины, наименьшего проходного сечения соединения бурильных труб и керна, м; S_c, S_1, S_4 – площади сечений соответственно проходного отверстия соединения бурильных труб, скважины и керна, м²; S_1^6, S_2^6, S_3^6 – площади сечений внутренних полостей соответственно вытеснительной камеры, бурильных трубы и колонковой трубы, м²; S_1^n, S_2^n, S_3^n – площади сечений, определяемых по наружному диаметру соответственно вытеснительной камеры, бурильных труб и колонковой трубы, м²; H – заглубление вытеснительной камеры под уровень жидкости в скважине, м; α – коэффициент Кориолиса; g – ускорение свободного падения, м/с²; n – число соединений колонны бурильных труб; φ – коэффициент, учитывающий повышение гидравлических потерь от наличия шлама в жидкости, $\varphi = 1,05-1,1$; ρ – плотность жидкости, кг/м³; η – структурная вязкость неньютоновской жидкости, Па с; τ_0 – динамическое напряжение сдвига неньютоновской жидкости, Па.

Решение уравнений (2) и (3) осуществлялось численным методом Эйлера. В результате получен закон движения поверхности жидкости, текущее положение которой соответствовало бы положению координаты x этой поверхности, движущейся в полости, находящейся ниже перегородки 12. При этом принято допущение об отсутствии поступления жидкости в пространство под перегородкой 12 через клапан 9.

Скорость и координаты свободной поверхности жидкости будут определена тем точнее, чем меньше значение шага вычислений m . В расчетах бралось значение $m = 0.001$ м. Расхождение в значении скорости и координаты свободной поверхности жидкости, полученной при $m = 0.001$ м и $m = 0.0001$ м не превышало 0.01%.

Начальные значения \dot{x}_1^n и \dot{x}_1^n в координатах x_1^n и x_1^n , скорости и координаты свободной поверхности жидкости при неподвижном и подвижном уровнях будут равны конечным значениям свободной поверхности жидкости по завершению этапа вытеснения, имеющего конкретную методику расчета, изложенную в [3].

Продолжительность этапов движения жидкости по инерции при подвижном и неподвижном уровне в скважине определяются площадями графиков функций, обратных соответственно (4) и (5) на интервале максимального условного смещения уровня (момент прекращения движения жидкости), и имеют аналитические выражения (6) и (7):

$$t_e^n = \left(\frac{1}{\dot{x}_1^n} + \frac{1}{\dot{x}_2^n} + \dots + \frac{1}{\dot{x}_{n-1}^n} \right) m \quad (6)$$

$$t_e^n = \left(\frac{1}{\dot{x}_1^n} + \frac{1}{\dot{x}_2^n} + \dots + \frac{1}{\dot{x}_{n-1}^n} \right) m. \quad (7)$$

Значения \dot{x}_{n-1}^n и \dot{x}_{n-1}^n – предпоследние значения параметров циркуляционного процесса. В табл. 1 и табл.2 приведены результаты расчета движения жидкости по инер-

ции в скважинах диаметром 0.093 м. и 0.112 м. при следующих ее параметрах: $\rho = 1010$ кг/м³, $\eta = 0.01$ Пас, $\tau_0 = 1$ Па.

Таблица 1 – Результаты расчета движения жидкости ($\rho = 1010$ кг/м³, $\eta = 0.01$ Пас, $\tau_0 = 1$ Па, давление жидкости в вытеснительной камере перед выхлопом $P = 450000$ Па) по инерции в скважине диаметром 0.093 м.

Длина буровых труб под вытеснителем, l_3 , м	Заглубление вытеснительной камеры H , м	Смещение условной координаты x поверхности жидкости к концу этапа движения ее по инерции, м		Продолжительность этапа движения жидкости по инерции, с	
		Подвижный уровень	Неподвижный уровень	Подвижный уровень	Неподвижный уровень
20	15	0.069600	0.125400	0.82	0.68
	20	0.000300	0.101600	0.04	0.62
	25	0.000300	0.071500	0.03	0.54
40	15	0.081600	0.145800	1.13	0.45
	20	0.040500	0.116400	0.95	0.39
	25	0.000400	0.080600	0.12	0.25
100	15	0.087000	0.053500	2.41	1.02
	20	0.042400	0.039200	0.54	0.45
	25	0.000900	0.019500	0.11	0.78

Анализ данных, приведенных в таблицах, позволяет сделать вывод, что продолжительность этапа движения жидкости по инерции незначительна. Однако, игнорировать этот этап при прогнозировании ожидаемого расхода промывочной жидкости при призабойной пульсирующей подаче было бы не целесообразно, поскольку при наличии в скважине большого столба жидкости последний будет обладать инерционными свойствами. Разработанная автором методика позволяет оценить инерционный циркуляционный процесс неньютоновской жидкости для любых условий.

Таблица 2 – Результаты расчета движения жидкости ($\rho = 1010$ кг/м³, $\eta = 0.01$ Пас, $\tau_0 = 1$ Па, давление жидкости в вытеснительной камере перед выхлопом $P = 450000$ Па) по инерции в скважине диаметром 0,112 м.

Длина буровых труб под вытеснителем, l_3 , м	Заглубление вытеснительной камеры H , м	Смещение условной координаты x поверхности жидкости к концу этапа движения ее по инерции, м		Продолжительность этапа движения жидкости по инерции	
		Подвижный уровень	Неподвижный уровень	Подвижный уровень	Неподвижный уровень
20	15	0.041000	0.096900	0.45	0.69
	20	0.009600	0.041000	0.26	0.63
	25	0.000200	0.054600	0.02	0.59
40	15	0.046300	0.109000	0.65	0.95
	20	0.011000	0.011000	0.33	0.88
	25	0.000200	0.059700	0.02	0.79
100	15	0.046600	0.111900	0.82	0.88
	20	0.010300	0.087800	0.49	0.79
	25	0.000600	0.059300	0.20	0.63

Бібліографічний список

1. **Филимоненко Н.Т., Пилипец В.И.** Некоторые результаты производственных испытаний технологии бурения скважин с применением погружного пневмонасоса. –Донецк, ДПИ, 1984. –10 с. –Деп. В УкрНИИТИ 12.10.1984 N1734 Ук.84.
2. **Филимоненко Н.Т., Неудачин Г.И.** К вопросу расчета цикла погружного пневматического пульсационного насоса // Сб. Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. –Вып.7. –Свердловск, 1984. – С.31 – 42.
3. **Филимоненко Н.Т., Комарь П.Л.** К вопросу прогнозирования интенсивности призабойной пульсирующей промывки применительно к неньютоновской жидкости. // Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. –1993.– Вып.16. – с. 40–49.

© Филимоненко Н.Т., 2001

УДК 681.5:622.24.051

Канд. техн. наук. ЧИГУР І.І.

Івано-франківський державний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна

ВИКОРИСТАННЯ ШТУЧНИХ НЕЙРОМЕРЕЖ ДЛЯ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПОРОДОРУЙНІВНОГО ІНСТРУМЕНТУ

Буріння свердловин – це складний технологічний процес, особливістю якого є нестационарність і взаємозв'язок більшості процесів, що виникають у стовбурі свердловини і навколишньому масиві гірських порід, а також винятковість різноманітності технологічних умов, що часто призводять до виникнення непрогнозованих ситуацій і необхідності прийняття кваліфікованого рішення в обмежений проміжок часу. Особливо це стосується питання контролю породоруйнівного інструменту, який безпосередньо визначає ефективність процесу буріння свердловин.

Аналіз стану цієї задачі виявив відсутність загальноприйнятого методу контролю, на основі якого можна було б отримати достовірну інформацію про технічний стан породоруйнівного інструменту. Це пов'язано з тим, що ознаки втрати ним роботоздатності співпадають з ознаками деяких аварійних ситуацій і ускладнень, що виникають при бурінні свердловин, створюючи інформаційну невизначеність процесу контролю. Крім того високий рівень адитивних шумів в каналах передачі інформації “вибій – гирло свердловини”, який по мірі поглиблення свердловини зростає, не дозволяє з високою вірогідністю визначити момент підйому породоруйнівного інструменту для заміни, в зв'язку з втратою ним роботоздатності.

Встановлено, що для опису стану породоруйнівного інструменту здебільшого застосовують детерміновані емпіричні критерії, що базуються на класичних підходах. Однак сфера їхнього використання обмежена ділянками стаціонарності процесу буріння. В реальних умовах промислу такий підхід є малоефективним, оскільки має місце значна кількість параметрів і показників процесу буріння (в тому числі і нелінійних), які вимагають врахування у математичній моделі; побудувати адекватну математичну модель в цьому випадку для поставленої задачі контролю є надзвичайно важко, а в деяких випадках і неможливо.