

цептура полисолевого биополимерного бурового раствора показала высокую технологическую эффективность. Достигнутые результаты позволили по-новому оценить перспективы бурения скважин на месторождении.

Библиографический список

1. Ангелопуло О. К., Подгорнов В. М., Аваков В. Э. Буровые растворы для осложненных условий. – М.: Недра, 1988. – 135 с.
2. Подгорнов В. М., Ахмадеев Р. Г., Ангелопуло О. К. Влияние процессов фильтрации буровых растворов на изменение проницаемости коллектора // Итоги науки и техники. Серия: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1975. – Т. 6 – С. 60–97.
3. Ахметзянов Р. Р., Жернаков В. Н., Сергеев С. С. Применение бурового раствора с бишофитом и модифицированным крахмалом при первичном вскрытии // Результаты испытания образцов новых видов оборудования и технологий ОАО «Сургутнефтегаз». – 2017. – С. 4–6.

Сведения об авторах

Парфирьев Василий Анатольевич, начальник НГДУ «Талаканнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Палеев Сергей Александрович, начальник службы контроля за качеством бурения, освоения новых скважин, капитального ремонта (КР6) скважин НГДУ «Талаканнефть» ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Закиров Николай Николаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Ваганов Юрий Владимирович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

Information about the authors

Parfiryev V. A., Manager of Talakanneft Oil and Gas Production Division, JSC «Surgutneftegas», Surgut

Paleyev S. A., Manager of Drilling Quality Control, New Wells Starting and Wells Workover department of Talakanneft Oil and Gas Production Division, JSC «Surgutneftegas», Surgut

Zakirov N. N., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: zakirovnn@tyuiu.ru

Vaganov Yu. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, e-mail: vaganovjv@tyuiu.ru

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРЕМЕННОЙ ПРОВОДИМОСТИ ПОВРЕЖДЕННОЙ ТРЕЩИНЫ И ОПТИМИЗАЦИЯ

PERFORMANCE OF THE VARIABLE CONDUCTIVITY DAMAGED FRACTURE AND FRACTURE OPTIMIZATION

С. А. Фаик, А. В. Саранча

S. A. Faiq, A. V. Sarancha

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; продуктивность скважины; численное моделирование

Key words: hydraulic fracturing; well efficiency; numerical simulation

В последние годы на нефтяных месторождениях Западной Сибири сосредоточено значительное количество остаточных трудноизвлекаемых запасов в зонах неравномерной выработки неоднородных высокообводненных пластов, а также слоистых и линзовидных глинистых пластов ачимовских толщ. Технология гидроразрыва пласта (ГРП) приводит к экономическому обоснованию и разработке нетрадиционных ресурсов. Из-за сложной структуры трещин оценка эффективности потока флюидов в такой системе трещины ГРП действительно представляет собой проблему. Обычно для этого требуется численное моделирование. С другой стороны, были проведены исследования по стационарному состоянию, продуктивности и нестационарному состоянию поведения давления, анализ с аналитическими и/или численными методами, хотя некоторые, лежащие в основе механизмы не были хорошо поняты, поскольку поток жидкости в такой системе может полностью зависеть от трещины, в то время как пласт играет только роль источника.

Поэтому фундаментальное и практическое значение имеет оценка эффективности скважины с массивированной трещиной ГРП.

Решение безразмерного давления псевдо-стационарного состояния в замкнутой системе может быть записано в виде [1]

$$\rho_D = 2\pi t_{DA} + 1/J_D, \quad (1)$$

$$1/J_D = 1/2 \ln \left(\frac{4A}{e^\gamma C_A r_w'^2} \right), \quad (2)$$

где p_D — безразмерное давление, $t_{DA} = \frac{kt}{c_t \phi \mu A}$ — безразмерное время на основе площади; J_D — безразмерный коэффициент продуктивности; A — площадь дренирования, м²; γ — постоянная Эйлера, $\gamma = 0,5772156649$; C_A — коэффициент формы, r_w' — эффективный радиус ствола скважины, м.

Этот общий вид коэффициента продуктивности применим для скважин с ГРП или без ГРП.

Рассмотрим трещину с однородной проводимостью с n-зонами.

Средняя безразмерная проводимость трещин определяется как среднее арифметическое по длине трещины и рассчитывается по формуле

$$\overline{C_{fD}} = \int_0^1 C_{fD}(x_D) dx_D. \quad (3)$$

Эквивалентная проводимость трещин для поведения псевдо-стационарного состояния имеет вид [2]

$$C_{fD}|_e = \frac{\pi}{2} \left(\frac{1}{e^{\Delta S_f} - 1} \right). \quad (4)$$

В таблице 1 приведен краткий обзор входных параметров, приведенных [2] для случаев с уменьшающейся проводимостью трещины и случаев без определенной тенденции. Там же показана эквивалентная поздняя проводимость, рассчитанная с использованием формулы (4). Исследование показывает, что для низкой проводимости удельная проводимость трещин больше укладывается в сторону проводимости вблизи скважины, чем средняя проводимость.

Таблица 1

Сводка переменной проводимости трещины и эффективной проводимости входных данных [2]

Случай	Зона 1 C_{fD1}	Зона 2 C_{fD2}	Зона 3 C_{fD3}	Зона 4 C_{fD4}	Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Эквивалентная проводимость $C_{fD} _e$
1	1,0	0,5	0,375	0,125	0,5	0,7809
2	10,0	5,0	3,75	1,25	5,0	5,718
3	100,0	50,0	37,5	12,5	50,0	49,77
4	1000,0	500,0	375,0	125,0	500,0	486,2
5	15,0	2,5	1,5	1,0	5,0	3,999
12	1,0	1,5	2,5	15,0	5,0	1,262
13	2,5	1,0	15,0	1,5	5,0	2,149
14	2,5	1,5	15,0	1,0	5,0	2,407
15	2,5	15,0	1,5	1,0	5,0	3,036
16	5,0	5,0	0,0	5,0	3,75	1,782
17	5,0	0,0	5,0	5,0	3,75	1,107

В таблице 2 показана эффективная проводимость трещин в зависимости от максимальной проводимости ствола скважины для эллипсоидальных и клиновидных трещин. Как показано, для низкопроводимых трещин эквивалентное значение

взвешивается больше в сторону максимальной проводимости скважины. В то время как при больших проводимостях эквивалент приблизительно равен средней проводимости трещин для клиновидных трещин и примерно на 12 % больше средней проводимости для трещин эллипсоидальной формы. Эквивалентная проводимость для эллипсоидальной трещины может быть рассчитана на основе работы [3]. Основное различие в нашем решении состоит в том, что при малых проводимостях эквивалентная проводимость взвешивается по отношению к проводимости ствола скважины.

Таблица 2

Эквивалентная безразмерная проводимость трещин для эллипсоидальных и клиновидных трещин по сравнению с максимальной проводимостью

Максимум в скважине $C_{fD} _{max}$	Трещина ГРП — эллипсоидальная		Клин — трещина ГРП	
	Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Эквивалент уравнения (4) $C_{fD} _e$	Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Эквивалент Уравнения (4) $C_{fD} _e$
0,01	0,00785	0,00999	0,005	0,00986
0,1	0,0785	0,0989	0,05	0,0927
1,0	0,785	0,946	0,5	0,770
10	7,85	8,94	5,0	6,00
100	78,5	87,8	50,0	52,3
1 000	785	876	500,0	504

В таблице 3 показано сравнение проводимости клиновых и перевернутых клиновидных трещин. Трещина клина имеет максимальную проводимость в скважине, тогда как перевернутый клин имеет максимальное значение на вершине трещины. Как показано, уменьшающийся клин всегда будет превосходить возрастающий случай для данной средней проводимости.

Таблица 3

Эквивалентная безразмерная проводимость трещин для клиновых и перевернутых клиновидных трещин по сравнению со средней проводимостью

Средняя проводимость $\overline{C_{fD}}$	Клин, >		Перевернутый клин, <	
	Диапазон проводимости от скважины до кончика	Эквивалент уравнения (4) $C_{fD} _e$	Диапазон проводимости от скважины до кончика	Эквивалент уравнения (4) $C_{fD} _e$
0,01	0,015–0,005	0,0148	0,005–0,015	0,00508
0,1	0,15–0,05	0,141	0,05–0,15	0,0547
1,0	1,5–0,5	1,24	0,5–1,5	0,666
10	15–5	11,3	5–15	7,54
100	150–50	111	50–150	77,0
1000	1 500–500	1 110	500–1 500	772

Вышеприведенные таблицы показывают, что для переменной проводимости трещин средняя удельная проводимость трещины может не всегда представлять собой эквивалентную проводимость. Также очевидно, что для большой проводимости трещин среднее значение является хорошим представлением, тогда как для низкой проводимости трещин эквивалентное значение больше взвешивается в сторону скважины.

Поврежденная трещина. Г. Синко-Лей [4] определил поврежденную трещину как трещину с бесконечной проводимостью, с ограничением потока вблизи ствола скважины в результате снижения проницаемости трещины.

Г. Синко-Лей предположил, что вся жидкость попала в поврежденную трещину вблизи кончика задушенной области с полным расходом, проходящим через заторможенную часть трещины. Дополнительная потеря давления в заторможенной области для двухлопастной трещины может быть рассчитана следующим образом [4]:

$$\Delta p_{ch} = \frac{q/2}{hb_f k_{fs}} \mu (x_s - r_w) \left(1 - \frac{k_{fs}}{k_f} \right),$$

где q — общий расход двух крыльев.

Таким образом, скин-фактор для всего потока через поврежденную трещину в области ближней скважины (в противном случае для бесконечной проводимости трещины) ($k_f \rightarrow \infty$) может быть вычислен из

$$(S_f)_{ch} = \frac{2\pi kh}{q\mu} \Delta p_{ch} = \frac{\pi k}{b_f k_{fs}} (x_s - r_w). \quad (5)$$

Этот результат можно также получить следующим образом:

$$(S_f)_{ch} = \frac{\pi x_s k}{b_f k_{fs}} (1 - r_w/x_s).$$

Скин-фактор трещины, как определил Г. Синко-Лей [4] $(S_f)_{ch}$, если $r_w \rightarrow 0$, был равен

$$(S_f)_{ch} = \frac{\pi x_s k}{b_f k_{fs}} = \frac{\pi}{C_{fDs}} = \frac{\pi}{C_{fD}} \frac{x_s}{x_f}, \quad (6)$$

где

$$C_{fD} = \frac{b_f k_{fs}}{x_f k} \text{ и } C_{fDs} = \frac{b_f k_{fs}}{x_s k}.$$

Это можно показать, предположив, что только задушенная область имеет проводящую трещину, то есть не учитывая диапазон проводимости трещины с накоплением поврежденной области до наконечника трещины (от x_s до x_f).

На рисунке 1 показано эффективное отношение ствола скважины для поврежденной трещины в неограниченном или бесконечном пласте в зависимости от безразмерной проводимости в поврежденной области и различных зон $\left(\frac{x_s}{x_f}\right)$.

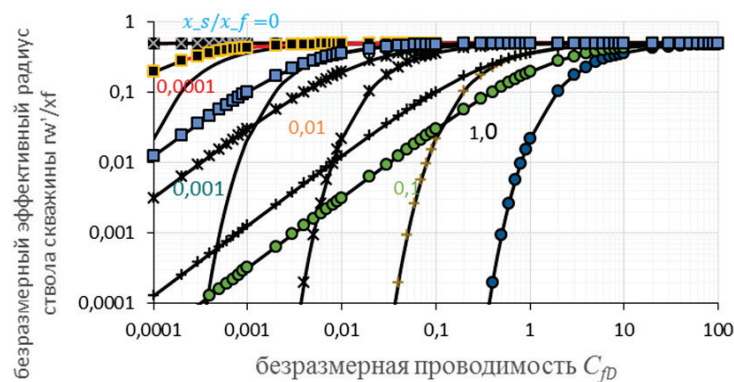


Рис. 1. Эффективный радиус ствола скважины против безразмерной проводимости и поврежденной зоны

Оптимизация трещины. М. Экономидес и др. [5] также показали, что существует оптимальная конструкция трещины для данного объема под прессованные трещины. Их анализ был основан на безразмерном числе проппанта (N_{prop}), который был определен как удвоенное отношение объема трещины к объему коллектора, умноженного на проницаемость проппанта и на проницаемость пласта. Число проппанта для прямоугольного пласта задается формулой

$$N_{prop} = \frac{2V_{prop}}{V_{res}} \frac{k_f}{k} = C_{fD} I_x^2 \lambda, \quad (7)$$

где эквивалентная безразмерная проводимость (по крайней мере для этого исследования) $C_{fD} = (w_f k_f) / (k x_f) \cdot h_f / h_r$, h_f — высота трещины; h_r — высота пласта. Таким образом, для фиксированного объема закачиваемого проппанта число проппанта будет постоянным. Оптимальную проводимость трещин для данного объема трещины можно найти, дифференцируя коэффициент продуктивности относительно C_{fD} для постоянного числа проппанта.

Рисунки 2 и 3 показывают безразмерный коэффициент продуктивности в функции безразмерной проводимости и числа проппанта.

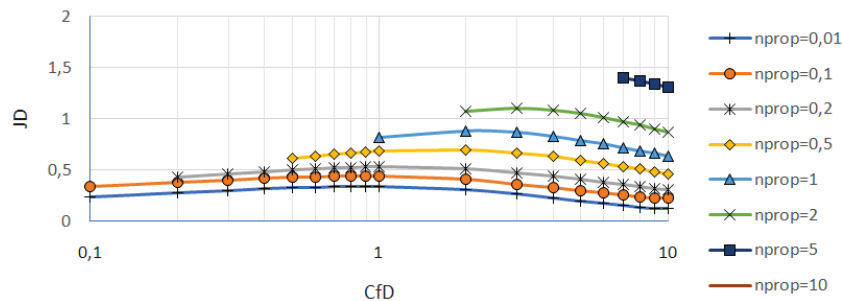


Рис. 2. Безразмерный коэффициент продуктивности в функции безразмерной проводимости и числа проппанта

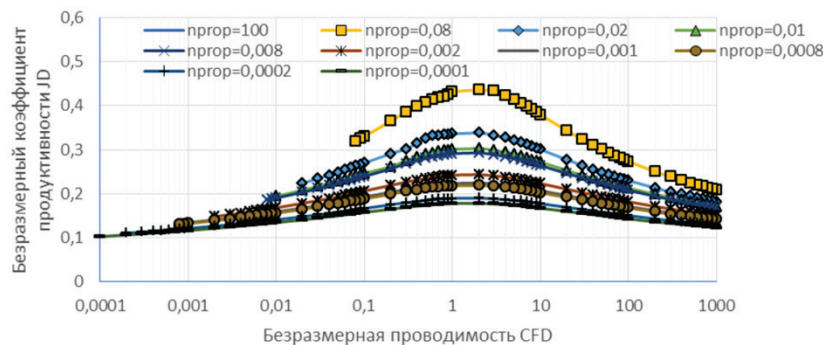


Рис. 3. Безразмерный коэффициент продуктивности в функции безразмерной проводимости и числа проппанта

$$\left. \frac{d(1/J_D)}{dC_{fD}} \right|_{N_{prop}} = 0, \quad (8)$$

где указанное уравнение решается численно, с использованием модифицированного метода Ньютона. На рисунке 4 получена в результате оптимальная проводи-

мость для максимизации продуктивности для данного объема (или массы) проппанта.

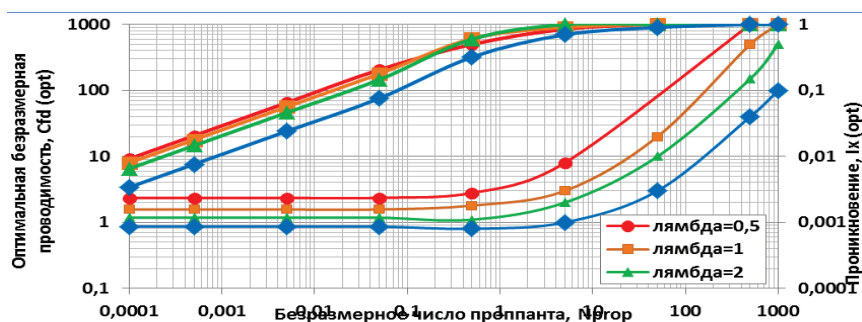


Рис. 4. Оптимальная безразмерная проводимость и проникновение в функции числа проппанта для различных соотношений сторон λ

Выводы

- Эквивалентная безразмерная проводимость является более точной при оценке эффективной проводимости трещины переменной проводимости, чем средняя проводимость при учете переменной или неравномерной проводимости (ширина, проницаемость) профилей в трещине.
- Определена оптимальная удельная проводимость трещин.

Библиографический список

1. Ramey H. J., Cobb W. M. A General Pressure Buildup Theory for a Well in a Close Drainage Area // JPT. – (December, 1971). – P. 1493–1505.
2. Influence of Fracture Heterogeneity and Wing Length on the Response of Vertically Fractured Wells / C. O. Bennett [et al.] // SPEJ. – (April, 1983). – P. 219–230.
3. Riley M. F., Brigham W. E., Horne R. N. Analytical Solutions for Elliptical Finite-Conductivity Fractures // SPE 22656. – (October, 1991).
4. Cinco-Ley H., Samaniego-V F. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case versus Damaged Fracture Case // SPE 10179. – (October, 1981).
5. Economides M., Oligney R., Valko P. Unified Fracture Design. – Texas, Alvin: Orsa Press, 2002.
6. McGuire W. J., Sikora V. J. The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity // SPEJ. – 1960. – Vol. 219. – P. 401–403.
7. Recent Advances in Hydraulic Fracturing: monograph / J. L. Gidley [et al.] // SPE. – 1989. – Vol. 12. – P. 318.
8. Prats M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Incompressible Fluid Case // SPEJ. – (June, 1961). – P. 105–118.
9. Prats M., Hazebroek P., Strickler W. R. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior – Compressible Fluid case // SPEJ. – (June, 1962). – P. 87–94.
10. Gringarten A. C., Ramey H. J., Raghavan R. Unsteady-State Pressure Distributions Created by a Well with a Single Infinite-Conductivity Fracture // SPEJ. – (August, 1974). – P. 347–360.
11. Gringarten A. C. Reservoir Limit Testing for Fractured Wells // SPE 7452. – (October 1978).
12. Cinco-Ley H. Evaluation of Hydraulic Fracturing by Transient Pressure Analysis Methods // SPE 10043. – (March, 1982).
13. Cinco-Ley H., Samaniego-V F., Dominguez A. N. Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture // SPEJ. – (August, 1978).
14. Behavior of Wells with Low-Conductivity Vertical Fractures / H. Cinco-Ley [et al.] // SPE 16776. – (September, 1987).
15. Barker B. J., Ramey Jr. Transient Flow to Finite Conductivity Vertical Fractures // SPE 7489. – (October, 1978).
16. Valko P. P., Economides M. Heavy Crude Production from Shallow Formations: Long Horizontal Wells Versus Horizontal Fractures // SPE 50421. – (November, 1998).
17. Scott J. O. The Effect of Vertical Fractures on Transient Pressure Behavior of Wells // JPT. – (December, 1963). – P. 1365–1369.
18. Russel D. G., Truitt N. E. Transient Pressure Behavior in Vertically Fractured Reservoirs // JPT. – (October, 1964). – P. 1159–1170.
19. Raymond L. R., Binder G. G. Productivity of Wells in Vertically Fractured, Damaged Formations // JPT. – (January, 1967). – P. 120–130.
20. Vertical Fracture Height – Its Effect on Steady-State Production Increase / J. M. Tinsley [et al.] // JPT. – (May, 1969). – P. 633–638.
21. Earlougher R. C., Ramey Jr. Interference Analysis in Bounded Systems // JCPT. – (October — December, 1973). – P. 33–45.
22. Earlougher R. C. Advances in Well Test Analysis: monograph // SPE. – 1977. – Vol. 5.

23. Raghavan R., Hadinoto N. Analysis of Pressure Data for Fractured Wells: The Constant-Pressure Outer Boundary // SPEJ. – (April, 1978). – P. 139–149.
24. Lee S. T., Brockenbrough J. R. A New Analytical Solution for Finite Conductivity Vertical Fractures with Real Time and Laplace Space Parameter Estimation // SPE 12013. – 1983.
25. Raghavan R. Pressure Behavior of Wells Intercepting Fractures // Proceedings, Invitational Well-Testing Symposium. – (October 19–21, 1977). – P. 117–160.
26. Azari M., Knight L. E., Soliman M. Y. Low-Conductivity and Short Fracture Half-Length Type Curves and Analysis for Hydraulically Fractured Wells Exhibiting Near Radial Flow Profile // SPE 23630. – (March, 1992).
27. Economides M., Nolte K.G. Reservoir Stimulation, Schlumberger Educational Services, Texas, Houston, 1987.
28. Bird R. B., Stewart W. E., Lightfoot E. N. Transport Phenomena. – New York, Wiley, 1960. – P. 5.

Сведения об авторах

Фаик Саад Алааельдин, аспирант кафедры моделирования и управления процессами нефтегазодобычи, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Университет технологии, г. Багдад, Ирак, тел. 89199428514, e-mail: saadfaiq1979@hotmail.com

Саранча Алексей Васильевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru

Information about the authors

Faiq S. A., Postgraduate at the Department of Modeling and Control of Oil and Gas Production Processes, Industrial University of Tyumen, University of Technology, Baghdad, Iraq, phone: 89199428514, e-mail: saad-faiq1979@hotmail.com

Sarancha A. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru

УДК 622.24.053

ПОВЫШЕНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ БУРОВЫХ ТРЕХШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ

THE INCREASE IN DRILLING DURABILITY OF TRICONE BITS

М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, О. В. Филимонов

M. Ya. Habibullin, R. I. Suleymanov, O. V. Filimonov

Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Ключевые слова: погрешность базирования; долото; шарошка
Key words: location error; bit; cutter

В процессе бурения скважин буровые трехшарошечные долота испытывают колоссальные нагрузки: истирание, износ и выпадение твердосплавных элементов, биение в подшипниках шарошек (так как шарошки совершают движение с двумя степенями свободы). Для того чтобы уменьшить последнее явление, а именно биение, необходимо уделить повышенное внимание качеству изготовления долот на стадии сваривания цапф шарошек с корпусом.

Основные показатели точности буровых шарошечных долот (рис. 1) — допуски на диаметр, разновысотность (*P*) шарошек относительно упорного уступа и радиальное биение (*PБ*) шарошек относительно резьбы — регламентированы ГОСТ 20692-75 [1]. Однако трехшарошечное секционное долото относится к нетехнологичным изделиям машиностроения, так как его секции соединены между собой посредством сварки; оно не содержит базовой детали и характеризуется наличием сложных комбинированно связанных пространственных размерных цепей [2].

Точность трехшарошечного долота по диаметру зависит от погрешностей механической обработки его основных деталей, от смещения секций в процессе сборки долота, от погрешностей, обусловленных деформациями при сварочных операциях [3]. Перечисленные факторы в различной степени влияют на другие два показателя — *P* и *PБ*, но в формировании точности трехшарошечного долота по этим показателям имеют место существенные особенности.

Во-первых, невозможно осуществить контроль и регулирование *P* и *PБ* на стадии сборки изделия, поскольку измерительные базы долота образуются лишь на заключительной стадии его изготовления — в процессе обработки резьбового ниппеля.