

Глава 5

ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА

5.1. ОБЗОР МЕТОДОВ ОБОСНОВАНИЯ ЧАСТОТЫ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ

Для своевременного обнаружения отклонений за пределы допусков значений параметров буровых растворов и технологических процессов, измеряемых дискретно, необходимо определить частоту и последовательность их измерений.

Значения измеренных параметров бурового раствора позволяют судить о его свойствах в момент проведения измерений. Для регулирования показателей свойств бурового раствора необходимы не только сведения о прошлых и настоящих его характеристиках, но и прогноз на будущее, особенно при усложнении условий бурения скважин, повышении ответственности за точность поддержания показателей свойств буровых растворов в заданных пределах.

В зависимости от задач контроля, изученности условий бурения скважин используют эвристический и вероятностно-статистический методы определения периодичности контроля. Эвристический метод базируется на опыте специалистов в области бурения скважин и применяется в тех случаях, когда невозможно формализовать изучаемые процессы [33]. Результаты определения периодичности контроля параметров бурового раствора вероятностно-статистическими методами представляют вероятность невыхода показателей свойств бурового раствора за установленные пределы за определенный промежуток времени [34].

Периодичность контроля параметров при бурении скважин, например, плотности, условной вязкости, водоотдачи, статистического напряжения сдвига бурового раствора и др., во всех нефтедобывающих районах согласно "Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях" назначается директивно:

при бурении скважин в нормальных условиях необходимо контролировать такие показатели свойств бурового раствора, как плотность и вязкость — через час, СНС, водоотдачу,

температуру, содержание водородных ионов, твердой фазы и песка, толщину фильтрационной корки — два раза в смену, содержание солей в фильтрате — два раза в неделю;

при разбуривании газовых горизонтов и бурении скважин в осложненных условиях следует контролировать такие параметры бурового раствора, как плотность и вязкость — через 10–15 мин, СНС, водоотдачу и температуру — через час, содержание нефти в растворе — один раз в 10 дней;

при применении ингибированных буровых растворов с малым содержанием твердой фазы, эмульсионных, на нефтяной основе необходимо контролировать их параметры не менее одного раза за долбление.

В практике бурения скважин указанная периодичность контроля параметров бурового раствора в большинстве случаев не соблюдается. Это показали результаты обследования бурящихся скважин во многих нефтегазодобывающих регионах.

Так, при бурении скважин в б. объединении "Грознефть" контроль плотности и условной вязкости бурового раствора осуществлялся через 15 мин, статического напряжения сдвига, показателя фильтрации (водоотдачи) — через 3 ч. При бурении в осложненных условиях плотность и условную вязкость бурового раствора контролировали через 5 мин.

При бурении скважин в Волго-Уральском регионе в качестве промывочной жидкости в основном используют воду и только при бурении последних 300–400 м применяют буровой раствор, приготовленный на глинозаводе. Время использования буровых растворов — до 2,5 сут. Контролируются плотность, условная вязкость и водоотдача бурового раствора. Периодичность контроля плотности и условной вязкости бурового раствора — 5 ч, водоотдачи — 20 ч.

При бурении скважин в Западной Сибири, например, в Нижневартовском УБР № 2, контроль таких параметров бурового раствора, как плотность, условная вязкость, осуществляется через 4 ч, СНС, водоотдачи, содержания водородных ионов, толщины фильтрационной корки — через 12 ч.

При бурении скважин на Украине плотность и условную вязкость контролируют через 3 ч, водоотдачу и толщину глинистой корки через 8–12 ч, содержание ионов водорода — через 72 ч.

Следовательно, назначенная директивно периодичность контроля параметров бурового раствора согласно "Правилам ведения буровых работ" во многих случаях не отвечает требованиям практики, требует уточнения.

Погрешность аппроксимации можно рассчитать так:

$$\Delta\psi = \frac{M_n}{n!} \left| \prod_{i=0}^n (t - t_i) \right|, \quad (5.4)$$

где M_n — максимальное значение модуля n -производной функции в интервале аппроксимации.

При первой степени аппроксимирующего многочлена прогнозные значения интервалов времени между моментами контроля параметров бурового раствора определяются по уравнению

$$|\Delta\psi_{\max}| = M_1 \Delta t_1, \quad (5.5)$$

откуда

$$\Delta t_1 = |\Delta\psi_{\max}| / M_1. \quad (5.6)$$

Если аппроксимируют многочленом второй степени, то

$$\Delta t_1 = \sqrt{\frac{8 |\Delta\psi_{\max}|}{M}}. \quad (5.7)$$

При аппроксимации многочленами третьей степени интервалы между измерениями будут следующими:

$$\Delta t_3 = \sqrt{\frac{16 |\Delta\psi_{\max}|}{M_3}}. \quad (5.8)$$

Если погрешность $\Delta\psi_{\max} \geq 2\%$, то разница между интервалами квантования Δt_1 и $\Delta t_n > 2$ незначительна.

По формулам (5.6), (5.7), (5.8) находят интервалы, одинаковые для всего периода измерений.

Погрешность аппроксимации согласно уравнению (5.4) зависит от величины сомножителя $\left| \prod_{i=0}^n (t - t_i) \right|$, т.е. от интервалов квантования. Наименьшее произведение может быть получено, если аппроксимацию производят по точкам, установленным полиномом Чебышева первого ряда:

$$p_n(t) = \cos(n \arccos t).$$

Таким образом, для использования метода аппроксимации в целях определения периодичности контроля показателей свойств бурового раствора необходимы данные о скорости изменения каждого параметра и допустимой погрешности его аппроксимации степенным многочленом. Для получения та-

кой информации требуется собрать и отработать значительное число данных, что довольно трудоемко и занимает много времени. Поэтому в практике бурения скважин рассмотренный метод на нашел применения.

По тем же причинам не используются и другие методы определения периодичности контроля технологических параметров.

Отсутствие научно обоснованного методического подхода к установлению частоты измерений параметров бурового раствора, определяемых дискретно, приводит либо к потере информации из-за больших межконтрольных интервалов времени, вследствие чего возможны осложнения и аварии при бурении скважин, либо к дополнительным трудовым затратам при чрезмерно большой частоте контроля и повышении общей стоимости контроля.

Поэтому необходимо разработать методику, позволяющую обосновать допустимые интервалы времени дискретного контроля параметров бурового раствора при бурении скважин.

5.2. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИНТЕРВАЛОВ ВРЕМЕНИ МЕЖДУ ОТКЛОНЕНИЯМИ ОТ ДОПУСТИМЫХ ПРЕДЕЛОВ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

При бурении скважин в результате внешних воздействий наблюдается последовательный поток случайных отклонений параметров буровых растворов. Скорость, направление и размах изменений значений параметров буровых растворов, моменты выходов их за допустимые пределы зависят от многих факторов.

Для разработки методики определения частоты контроля параметров бурового раствора авторами проведены статистические исследования изменений интервалов времени, в течение которых контролируемые параметры бурового раствора находились в пределах поля допуска в процессе бурения скважин.

При анализе результатов статистических исследований изменений интервалов времени пребывания контролируемых параметров буровых растворов в пределах поля допуска был использован метод индукции: от частных результатов к обобщающему выводу.

Проведена обработка данных о времени нахождения параметров буровых растворов в пределах поля допуска, полученных при бурении скважин.

Рассмотрим примеры статистических обработок данных о времени нахождения контролируемых параметров буровых растворов в пределах поля допуска при бурении скважин в регионах с различными геолого-технологическими условиями.

Пример 1. В табл. 5.1 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора при бурении скв. 95 Горячеводского УБР объединения "Грознефть".

Вычислены значения функций плотности эмпирического распределения [3]. Эмпирическое распределение близко к экспоненциальному:

$$f(t) = 0,2e^{-0,2t}. \quad (5.9)$$

Определена мера расхождения между эмпирическим и теоретическим распределениями

$$\chi^2 = 5,83.$$

Для экспоненциального распределения

$$r = k - s - 1 = 8 - 1 - 1 = 6, \quad (5.10)$$

где k — число интервалов; s — число характеристик закона распределения.

По приложению 1 [31] для $r = 6$ находим, что вычисленная мера $\chi^2 = 5,83$ соответствует вероятности $p = 0,4$, что значительно больше допустимой 0,05.

Таким образом, распределение интервалов времени на-

Таблица 5.1

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения плотности бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–1,5	0,75	22	0,415	0,276	0,172
1,6–3	2,25	9	0,172	0,133	0,126
3,1–4,5	3,75	5	0,095	0,063	0,094
4,6–6	5,25	4	0,076	0,05	0,06
6,1–7,5	6,75	2	0,037	0,046	0,05
7,6–9	8,25	2	0,037	0,046	0,038
9,1–12,5	10,75	3	0,056	0,024	0,022
12,5–30	21,25	6	0,113	0,0064	0,0028

хождения значений плотности бурового раствора в допустимых пределах согласуется с экспоненциальным законом.

При небольшом интервале между моментами контроля технологических параметров вероятность нахождения значений параметра в пределах границ поля допуска велика и результаты контроля практически не несут дополнительной информации. Если периодичность контроля заведомо больше той, при которой вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска превышает заданное значение, то будут пропускаться некоторые моменты выхода параметра за пределы поля допуска.

Следовательно, длительность интервалов между моментами дискретного контроля технологических параметров не должна превышать интервала времени, в течение которого вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска равна заданной величине.

При дискретном контроле считается, что в течение межконтрольного периода технологический параметр имеет значение, равное полученному при последнем измерении.

Вероятность события, состоящего в том, что время нахождения значений параметра в пределах поля допуска должно быть больше интервала времени между моментами контроля, определяется на основе экономических показателей. Суммарные потери от возможного ухудшения качества бурового раствора и затраты на контроль и регулирование свойств бурового раствора должны быть минимальными. Допустимая вероятность наступления разладки процесса промывки скважины может быть определена согласно [31].

При бурении скважины в нормальных условиях вероятность события, состоящего в том, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска, может быть принята равной 0,9.

Для рассмотренного случая длительность интервалов между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора определяется из формулы

$$P = \int_0^t 0,2e^{-0,2t} dt, \quad (5.11)$$

где P — вероятность нахождения значений плотности бурового раствора в пределах поля допуска; t — длительность интервалов времени.

При $P = 0,9$

$$t = \frac{\ln 0,9}{0,2} = 0,5 \text{ ч.} \quad (5.12)$$

Следовательно, длительность между моментами дискретного контроля плотности раствора не должна превышать 30 мин.

Пример 2. В табл. 5.2 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора при бурении скв. 95 Горячеводского УБР б. объединения "Грознефть". Определены значения функции плотности распределения.

Определена мера расхождения между эмпирическим и теоретическим распределениями: $\chi^2 = 2,7$.

По формуле (5.10) для экспоненциального распределения определено:

$$r = 5.$$

По приложению 1 [31] для $r = 5$ находим, что вычисленная $\chi^2 = 2,7$ соответствует $P = 0,72$, что значительно больше допустимой 0,05.

Таким образом, распределение интервалов времени нахождения значений условной вязкости бурового раствора в допустимых пределах согласуется с экспоненциальным законом, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = \frac{1}{3,5} e^{-\frac{t}{3,5}}. \quad (5.13)$$

Таблица 5.2

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения условной вязкости бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–1,5	0,75	42	0,42	0,28	0,23
1,6–3	2,25	23	0,23	0,158	0,15
3,1–4,5	3,75	12	0,21	0,08	0,09
4,6–6	5,25	8	0,08	0,05	0,06
6,1–7,5	6,75	5	0,05	0,03	0,04
7,6–9	8,25	5	0,05	0,03	0,03
9,1–12,5	10,75	5	0,05	0,014	0,013

Таблица 5.3

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения статического напряжения сдвига бурового раствора (СНС₁) в поле допуска

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–12	6	21	0,33	0,027	0,022
12–24	18	17	0,27	0,022	0,016
24–36	30	8	0,013	0,010	0,012
36–48	42	9	0,014	0,007	0,009
48–60	54	6	0,090	0,007	0,006
60–72	66	1	0,010	0,001	0,005
72–84	78	1	0,010	0,001	0,003

Пример 3. В табл. 5.3 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах статического напряжения сдвига бурового раствора через одну минуту после перемешивания при бурении скв. 95. Определены значения функции плотности эмпирического распределения, которые показали, что она близка к экспоненциальному распределению.

Распределение интервалов времени нахождения значений статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин в пределах поля допуска согласуется с экспоненциальным законом, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = 0,026e^{-0,026t}. \quad (5.14)$$

Определено значение меры расхождения между эмпирическим и теоретическим распределением: $\chi^2 = 6,9$.

Для однопараметрического экспоненциального распределения определено

$$r = 7 - 1 - 1 = 5.$$

По приложению 1 [31] для $r = 5$ находим, что $\chi^2 = 6,9$ соответствует $P = 0,27$, что значительно больше допустимой величины, равной 0,05. Следовательно, распределение времени нахождения статического напряжения сдвига (СНС₁) в пределах поля допуска экспоненциальное.

Пример 4. В табл. 5.4 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах водоотдачи бурового раствора при бурении скв. 95.

Найденные значения функции плотности эмпирического распределения показали, что они близки к экспоненциальному распределению. Мера расхождения между эмпирическим

Таблица 5.4

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения водоотдачи бурового раствора в допустимых границах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–12	6	24	0,46	0,038	0,028
12–24	18	14	0,27	0,022	0,018
24–36	30	6	0,11	0,009	0,012
36–48	42	4	0,07	0,005	0,008
48–60	54	2	0,04	0,003	0,005
60–72	66	1	0,02	0,0016	0,003
72–84	78	1	0,02	0,0016	0,002

ким и теоретическим распределением не превышает величины

$$\chi^2 = 4,9.$$

Для однопараметрического экспоненциального распределения при 7 интервалах разделения времени

$$r = 7 - 1 - 1 = 5.$$

При $r = 5$ и $\chi^2 = 4,9$ $P = 0,4$, что значительно больше допустимой величины, равной 0,05.

Следовательно, распределение интервалов времени нахождения значений водоотдачи бурового раствора в пределах поля допуска согласуется с экспоненциальным законом, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = 0,035e^{-0,035t}. \quad (5.15)$$

Пример 5. При бурении скважин в Западной Сибири наиболее полно контролируются плотность и условная вязкость бурового раствора.

В табл. 5.5 приведены типичные данные о длительности

Таблица 5.5

Результаты статистической обработки данных об интервалах нахождения плотности бурового раствора в допустимых пределах

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–2	1	9	0,31	0,16	0,217
2–4	3	9	0,31	0,16	0,122
4–6	5	5	0,17	0,086	0,068
6–8	7	4	0,14	0,07	0,038
8–10	9	1	0,034	0,017	0,022
10–12	11	1	0,034	0,017	0,012

нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора при бурении куста скважин 756 в б. объединении "Нижневартовскнефтегаз".

Вычислены значения функции плотности эмпирического распределения, которые показали, что они близки к экспоненциальному распределению:

$$f(t) = 0,29e^{-0,29t}. \quad (5.16)$$

Находим, что $\chi^2 = 3,6$, $r = 4$, тогда $P = 0,5$.

Следовательно, время нахождения плотности бурового раствора в допустимых границах согласуется с экспоненциальным законом распределения.

Пример 6. В табл. 5.6 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора при бурении куста скважин 756.

Найденные значения функции плотности эмпирического распределения показали, что они близки к экспоненциальному распределению.

Мера расхождения между теоретическим и эмпирическим распределениями не превышает

$$\chi^2 = 7,8.$$

Для однопараметрического экспоненциального распределения $r = 4$.

При $r = 4$ и $\chi^2 = 7,8$ по прил. 1 [31] находим, что $P \geq 0,1$, т.е. больше предельной величины $P = 0,05$.

Следовательно, распределение интервалов времени нахождения значений условной вязкости бурового раствора в пределах поля допуска согласуется с экспоненциальным законом распределения, функция плотности которого имеет вид

$$f(t) = 0,27e^{-0,27t}. \quad (5.17)$$

Таблица 5.6

Результаты статистической обработки данных об интервалах времени нахождения условной вязкости бурового раствора в пределах поля допуска

Границы интервала, ч	Середина интервала, ч	Частота	Частость	Плотность распределения	
				эмпирическая	теоретическая
0–4	2	23	0,53	0,132	0,157
4–8	6	10	0,23	0,058	0,05
8–12	10	6	0,14	0,035	0,019
12–16	14	2	0,046	0,012	0,006
16–20	18	1	0,023	0,005	0,002
20–24	22	1	0,023	0,005	0,001

Были статистически обработаны данные об интервалах между выходами значений параметров бурового раствора за границы поля допуска при бурении скважин в различных нефтедобывающих регионах, которые показали, что закон распределения этих интервалов — экспоненциальный.

5.3. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРИОДИЧНОСТИ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Для эффективного поддержания и регулирования свойств буровых растворов в процессе бурения скважин необходимо установить рациональную частоту измерения их параметров.

При небольшой длительности между моментами контроля технологических параметров, когда вероятность нахождения значений параметра в пределах границ поля допуска велика, результаты контроля практически не несут дополнительной информации. Если периодичность контроля заведомо больше той, при которой вероятность нахождения параметра в пределах поля допуска превышает заданное значение, то будут пропускаться некоторые моменты выхода параметра за пределы поля допуска.

Следовательно, длительность интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров не должна превышать интервал времени, в течение которого вероятность нахождения параметров в пределах поля допуска равна заданной величине.

При дискретном контроле считается, что в течение межконтрольного периода технологический параметр имеет значение, равное полученному при последнем измерении.

Контроль дискретно измеряемых параметров должен осуществляться практически без пропусков отклонений контролируемых величин за допустимые границы.

Предлагается новый метод определения длительности интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров бурового раствора при бурении скважин. Сущность его заключается в следующем:

определяется по статистическим данным взаимосвязь случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностей;

выбирается значение вероятности того, что в процессе дискретного контроля не будет пропущен момент выхода контролируемого параметра за допустимые границы;

для требуемой вероятности определяются по найденной аналитической зависимости случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностями допустимые интервалы между моментами дискретного контроля.

Таким образом, для определения длительности интервалов времени между моментами дискретного контроля технологических параметров при бурении скважин необходимо определить зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений технологического параметра за пределы допусков и их вероятностями.

Такие зависимости авторами определены для различных параметров бурового раствора при бурении скважин в различных нефтегазодобывающих регионах и представлены в разделе 5.2.

Зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений параметров бурового раствора за пределы допусков и их вероятностями — экспоненциальная, с различными параметрами.

Поэтому такую зависимость следует использовать при определении периодичности контроля параметров буровых растворов.

Вероятность события, состоящего в том, что время нахождения значений параметров в пределах поля допуска должно быть больше интервала времени между моментами контроля, может быть определена на основе экономических показателей: суммарные потери от возможного ухудшения качества бурового раствора и затраты на контроль и регулирование его свойств должны быть минимальными.

Однако практически трудно получить необходимые данные достаточной точности для определения допустимой вероятности того, что в процессе дискретного контроля не будет пропущен момент выхода контролируемого параметра за допустимые границы.

При бурении скважины в нормальных условиях вероятность события, состоящего в том, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра, в пределах поля допуска может быть принята равной 0,9.

Функция плотности экспоненциального распределения, с которым согласуется зависимость случайных величин интервалов времени между моментами отклонений значений пара-

метров бурового раствора за пределы поля допуска, и их вероятностями имеет вид

$$f(t) = K'e^{-K't}. \quad (5.18)$$

где K' — параметр распределения; t — время.

Интегральная функция экспоненциального распределения

$$Q(t) = \int_0^1 K'e^{-K't} dt = 1 - e^{-K't}; \quad P = 1 - Q(t). \quad (5.19)$$

При вероятности того, что длительность интервалов между моментами дискретного контроля параметров бурового раствора меньше интервалов времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска, равной 0,9, периодичность контроля вычисляется по формуле

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{K'}. \quad (5.20)$$

Параметр распределения определяется из равенства

$$K' = \frac{1}{T_1}, \quad (5.21)$$

где T_1 — среднее значение времени нахождения значений контролируемого параметра в пределах поля допуска.

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'}, \quad (5.22)$$

где t_i — середина интервалов времени, на которые разбит период наблюдений; N' — количество выходов параметра за пределы поля допуска.

Рассмотрим сущность предложенной методики на конкретных примерах определения периодичности контроля параметров буровых растворов при бурении скважин в различных нефтегазодобывающих регионах.

Пример 1. В табл. 5.1 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора, полученные при бурении скв. 95 в б. объединении "Грознефть".

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{264,75}{53} = 5 \text{ ч};$$

$$K' = 0,2.$$

Длительность интервала между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора вычисляют по формуле

$$P = \int_0^1 0,2e^{-0,2t} dt,$$

где P — вероятность нахождения значений плотности бурового раствора в пределах поля допуска; t — время.

При $P = 0,9$

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,2} = 0,5 \text{ ч.}$$

Следовательно, длительность интервала между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора не должна превышать 30 мин.

Пример 2. В табл. 5.2 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора, полученные при бурении скв. 95.

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{299}{100} = 2,99 \text{ ч;}$$

$$K' = 0,33 \text{ 1/г.}$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов времени между моментами дискретного контроля условной вязкости бурового раствора равна

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,33} = 20 \text{ мин.}$$

Пример 3. В табл. 5.3 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин после перемешивания, полученные при бурении скв. 95.

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{1222}{63} = 28,6 \text{ ч; } K' = 0,033.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля статического напряжения сдвига бурового раствора через 1 мин после перемешивания равна

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,033} = 3 \text{ ч.}$$

Пример 4. В табл. 5.4 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах водоотдачи бурового раствора, полученные при бурении скв. 95.

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{1248}{52} = 24 \text{ г, } K' = 0,042.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля водоотдачи бурового раствора

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,042} = 2,5 \text{ ч.}$$

Пример 5. В табл. 5.5 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах плотности бурового раствора, полученные при бурении куста скважин 756 (б. объединение "Нижневартовскнефтегаз").

Согласно данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{101}{29} = 3,48 \text{ ч; } K' = 0,287.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля плотности бурового раствора

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,287} = 0,36 \text{ ч.}$$

Пример 6. В табл. 5.6 приведены типичные данные о длительности нахождения в допустимых пределах условной вязкости бурового раствора, полученные при бурении скважин куста 756.

По данным таблицы по формуле (5.22) определено

$$T_1 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{N'} = \frac{194}{43} = 4,5 \text{ ч; } K' = 0,22.$$

При $P(t) = 0,9$ длительность интервалов между моментами дискретного контроля условной вязкости бурового раствора

$$\Delta t = \frac{\ln 0,9}{0,22} = 0,47 \text{ ч.}$$

Аналогичные результаты получены и по скважинам в других регионах.

Сопоставление полученных данных о периодичности контроля параметров буровых растворов с данными, приведенными в "Единых правилах ведения буровых работ", показывает, что при бурении скважин, например, в б. объединении "Грознефть", периодичность контроля плотности условной вязкости бурового раствора, установленная директивно при бурении скважин в нормальных условиях, равная 1 ч, завышена по сравнению с рассчитанным значением — 30 мин.

При бурении скважин в указанном объединении плотность и условная вязкость бурового раствора контролируются с периодичностью 10 мин. Результаты проведенного анализа по предложенной методике показали, что возможно увеличить интервал между моментами измерений указанных параметров.

При бурении скважин в Западной Сибири плотность и условная вязкость бурового раствора контролируются через 1,5–2 ч. Результаты проведенного анализа по предложенной методике показали, что периодичность контроля должна быть не более 30 мин.

Таким образом, разработана методика и определена периодичность контроля параметров буровых растворов для условий бурения глубоких скважин (на примере б. объединения "Грознефть") и условий бурения скважин в Западной Сибири (на примере б. объединения "Нижневартовскнефтегаз").

В процессе бурения скважин технологические параметры изменяются не только из-за влияния различных геофизических факторов, но и из-за воздействий буровой бригады.

Следовательно, интенсивность изменения контролируемых параметров зависит не только от влияния неуправляемых природных факторов, но и от управляющих воздействий операторов, их длительности, мощности и др.

Поэтому при определении частоты контроля технологических параметров все это должно быть учтено. Предложенный метод является адаптивным, наилучшим образом использует полученную ранее информацию.

При контроле предложено использовать контрольные карты, которые представляют собой бланки, на оси ординат которых указаны значения параметров, а на оси абсцисс — текущее значение времени. Результаты измерений парамет-

ров с соответствующей периодичностью регистрируются на контрольной карте, которая отражает все изменения параметра, указывает моменты его выхода за пределы поля допуска.

При бурении скважин в осложненных условиях, если наблюдаются газоводонефтепроявления, периодичность контроля изменяется. Длительность интервалов времени между моментами контрольных операций определяют по формуле

$$\Delta t = \frac{M(x) - x_r}{M(v)}, \quad (5.23)$$

где x_r – граничное значение поля допуска параметра; $M(x)$ – среднее значение параметра; $M(v)$ – среднее значение скорости изменения параметра, определяемое по опытными данными.

Например, при бурении скв. 95 Горячеводского УБР на глубине 3280 м началось газопроявление. Средняя скорость изменения плотности бурового раствора была равна 0,004 г/см в минуту. Нижнее граничное значение поля допуска плотности бурового раствора равно 2,16 г/см³, среднее значение плотности бурового раствора 2,18 г/см³. Длительность интервалов времени между моментами контроля плотности бурового раствора, определенная по формуле (5.23), составляет 5 мин.

Так же определяется периодичность контроля и других дискретно измеряемых технологических параметров.