

УДК 622.24

А.А. Залятдинов<sup>1</sup>, e-mail: Albert-757@yandex.com; Л.Б. Хузина<sup>1</sup>, e-mail: bngs\_AGNI@mail.ru

<sup>1</sup> ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» (Альметьевск, Республика Татарстан, Россия).

## Анализ и обобщение данных по искривлению ствола при бурении с одновременным расширением диаметра скважины

В статье рассматривается анализ траекторий бурения наклонно-направленных скважин с применением расширителя при одновременном бурении и расширении ствола скважины. По сравнению с традиционной технологией, в которой сначала производилось бурение участка, где планируется установить профильный перекрыватель, а после смены компоновки низа бурильной колонны (КНБК) происходило ее расширение, в новой технологии эти два процесса происходят одновременно, т.е. производится бурение совместно с расширением участка. Таким образом достигается наибольшая эффективность. Использование расширителя с плашками, оснащенными резцами PDC, при одновременном бурении и расширении скважины значительно увеличивает показатели по сравнению с расширением уже пробуренного ствола за счет уменьшения вибраций и ударных нагрузок на породоразрушающие элементы. Механическая скорость также возросла, а плашки, оснащенные импрегом, увеличили срок службы расширителя, что дает возможность использовать его многократно. Однако при включении в комплектацию КНБК расширителя и при бурении с одновременным расширением ствола скважины возникают некоторые сложности, а именно идет набор зенитного угла и поворота вправо азимутального угла, т.е. установку уводит вправо и вверх. Недостатком технологии является то, что в момент работы расширителя затрудняется более точное бурение по запланированной траектории ствола. Это можно заметить, проанализировав траектории скважин № 18, 40101, 4968, 34046 Александровского месторождения, в которых плановые и фактические значения отличаются по зенитному и азимутальному углу. Особенно это видно на участках, в которых закладывалась стабилизация зенитного угла и азимута с последующей установкой профильного перекрывателя. На данных скважинах применялась технология бурения с одновременным расширением.

Ключевые слова: наклонно-направленные скважины, горизонтальные скважины, долота PDC, плашки с резцами PDC, компоновка низа бурильной колонны, профильный перекрыватель, расширитель раздвижной PPM 216/240, отклонение, азимут, зенит.

.....

А.А.Залятдинов<sup>1</sup>, e-mail: Albert-757@yandex.com; Л.Б. Хузина<sup>1</sup>, e-mail: bngs\_AGNI@mail.ru

<sup>1</sup> SBEI HE Almeteyevsk State Oil Institute (Almeteyevsk, Republic of Tatarstan, Russia).

## The analysis and synthesis of data to correct the barrel while drilling with simultaneous expansion of the diameter of the well

The article deals with the analysis of the drilling trajectories of inclined wells using expander at simultaneous drilling and expansion of the well bore. Compared with the conventional technology where the drilling of the site was performed first, where profile liner is planned to be installed, and after changing the bottom hole assembly (BHA) it expanded, the new technology, joints these two processes simultaneously, i.e. drilling together with the site extension. In this way the greatest efficiency is achieved. Using expander with dies equipped with PDC cutters, while drilling and expanding borehole, significantly increases performance compared with the already drilled bore extension due to the reduction of vibrations and shock loads on the cutters. Mechanical speed has also increased, and the die equipped with impreg, increased expander service life that allows for its multiple application. However, when the BHA includes expander, during drilling with simultaneous expansion of the borehole there are some difficulties occur, particularly zenith angle increase and azimuth angle rotation to the right, i.e., the unit pulls to the right and upward. The disadvantage of the technology is that at expander operation a more accurate drilling along the bore planned trajectory is obstructed. This can be seen by analyzing the trajectory of wells No.18, 40101, 4968, 34046 of the Aleksandrovskoye field, where planned and actual values differ by zenith and azimuth angle. This is especially evident at the sites where the stabilization of the zenith angle and azimuth was set with the subsequent adjustment of profile liner. These wells were applied by the technology of drilling with simultaneous expansion.

Keywords: directional and horizontal wells, the PDC bits, dies with the PDC cutters, BHA, profile liner, sliding spreader PPM 216/240, deviation, azimuth, zenith.

Наиболее распространенное осложнение в процессе бурения – поглощение бурового раствора, на борьбу с которым уходит до 12% времени. При этом до 60% материалов и времени затрачивается на изоляцию трещиноватокавернозных пластов с высокой интенсивностью поглощения, составляющих всего 10% от общего числа изолируемых зон поглощения. Использование перекрывателей со сварными и резьбовыми соединениями профильных труб полностью решило проблему изоляции зон поглощения бурового раствора независимо от их толщины, кавернозности ствола скважины и интенсивности поглощения [2].

После первого применения в конце 1970-х гг. метод локального перекрытия зон осложнений стальными трубами без цементирования и с сохранением полезного сечения ствола скважин был применен более 1400 раз, в т.ч. в Татарстане в более 950 скважинах [1]. Технология заключается в следующем: в скважину после расширения с 216 до 237 мм спускаются профильные двухканальные трубы диаметром 196 мм. Далее они раздаютя до диаметра скважины. Расширение профильной части производится под действием промывочной жидкости давлением до 15 мПа, а цилиндрических участков – с помощью одношарошечных и/или роликовых раз-

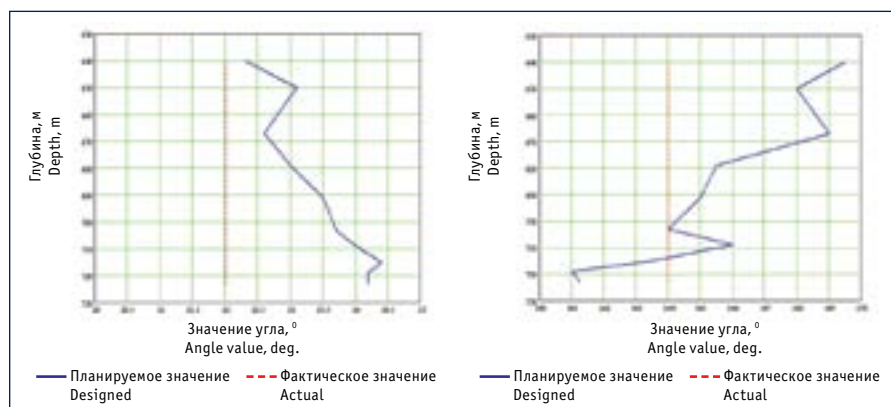


Рис. 1. Отклонения на 1-м участке скв. 18 Александровского месторождения: а) зенитного угла; б) по азимуту  
Fig. 1. Deviations at site 1 of well 18 of Aleksandrovskoye field: a) zenith angle; b) azimuth

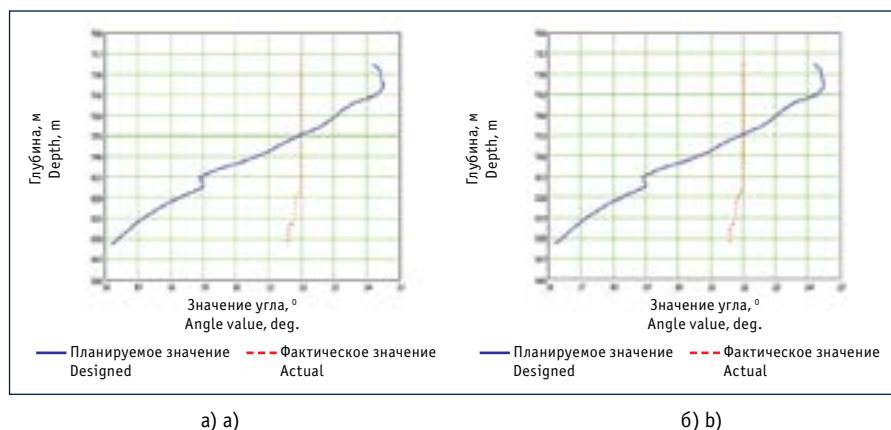


Рис. 2. Отклонения на 2-м участке скв. 18 Александровского месторождения: а) зенитного угла; б) по азимуту  
Fig. 2. Deviations at site 2 of well 18 of Aleksandrovskoye field: a) zenith angle; b) azimuth

Таблица 1. Сравнение планового и фактического значений забоя, зенита и азимута при бурении участков 1–7 скв. 18 Александровского месторождения  
Table 1. Comparison of designed and actual face, zenith and azimuth values during the drilling of 1-7 sites of wells 18 Aleksandrovskoye field

Планируемые значения Designed values			Фактические значения Actual values		
Забой, м Bottom hole, m	Зенит, град. Zenith, deg.	Азимут, град. Azimuth, deg.	Забой Bottom hole	Зенит, град. Zenith, deg.	Азимут, град. Azimuth, deg.
<b>1-й участок Site 1</b>					
640	22	164	640	22,31	161,25
660	22	164	650	23,09	161
680	22	164	667	22,6	163,5
700	22	164	679	23	166
720	22	164	691	23,5	164

продолжение на стр. 14  
continued on page 14

Ссылка для цитирования (for citation):  
Зялятдинов А.А., Хузина Л.Б. Анализ и обобщение данных по искривлению ствола при бурении с одновременным расширением диаметра скважины // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 7–8. С. 12–19.  
Zalyatdinov A.A., Huzina L.B. The analysis and synthesis of data to correct the barrel while drilling with simultaneous expansion of the diameter of the well (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 7–8. 8, pp. 12–19.

Таблица 1. Сравнение планового и фактического значений забоя, зенита и азимута при бурении участков 1–7 скв. 18 Александровского месторождения (продолжение. Начало на стр. 13)

Table 1. Comparison of designed and actual face, zenith and azimuth values during the drilling of 1-7 sites of wells 18 Aleksandrovskoye field (continuance. Begin on page 13)

Планируемые значения Designed values			Фактические значения Actual values		
Забой, м Bottom hole, m	Зенит, град. Zenith, deg.	Азимут, град. Azimuth, deg.	Забой Bottom hole	Зенит, град. Zenith, deg.	Азимут, град. Azimuth, deg.
740	22	164	703	23,7	165
			709	24	165,5
			715	24,4	169
			719	24,2	168
			723	24,2	169,5
<b>2-й участок Site 2</b>					
720	22	164	723	24,2	169,5
740	22	164	727	24,4	170
760	22	164	739	24,5	172,5
780	22	164	745	24,3	173,5
800	22	164	751	23,6	172,5
820	21,8	164	757	23,2	170,5
840	21,6	164	763	22,9	169
860	21,4	164	769	22,5	167
			775	21,9	168
			781	21,4	166,5
			787	20,9	168,5
			793	20,3	171
			799	19,5	172
			805	18,9	173,5
			812	19	174,5
			824	17,9	177
			836	17,1	177
			842	16,8	176,5
			848	16,5	177,5
			854	16,2	175
<b>3-й участок Site 3</b>					
980	20,2	164	982	16,7	162
1000	20	164	1006	16,8	161
1020	19,8	164	1012	16,9	163
1040	19,6	164	1018	16,9	164
1060	19,4	164	1030	16,4	166,4
1080	19,2	164	1040	17,37	171,4
1100	19	164	1060	18,15	175,8
1120	18,8	164	1080	19	177,6
1140	18,6	164	1100	19,8	179,7
1160	18,4	164	1120	20,37	182
			1140	21	181,8
			1160	21,89	182,2
<b>4-й участок Site 4</b>					
1420	15,8	164	1422	16,2	172
1440	15,6	164	1434	15,3	170

Таблица 1. Сравнение планового и фактического значений забоя, зенита и азимута при бурении участков 1–7 скв. 18 Александровского месторождения (окончание. Начало на стр. 13)

Table 1. Comparison of designed and actual face, zenith and azimuth values during the drilling of 1-7 sites of wells 18 Aleksandrovskoye field (ending. Begin on page 13)

Планируемые значения Designed values			Фактические значения Actual values		
Забой, м Bottom hole, m	Зенит, град. Zenith, deg.	Азимут, град. Azimuth, deg.	Забой Bottom hole	Зенит, град. Zenith, deg.	Азимут, град. Azimuth, deg.
1460	15,4	164	1447	14,9	165
1480	15,2	164	1460	14,8	160
1500	15	164	1472	15,2	157
1520	14,8	164	1484	15,1	157
			1497	14,2	159
			1509	14,2	161
			1517	14,4	159
<b>5-й участок Site 5</b>					
1580	14,8	164	1580	17	162
1600	14,8	164	1592	17	163,5
1620	14,8	164	1604	17,5	161
1640	14,8	164	1616	16,8	162
1660	14,8	164	1628	16,4	159
1680	14,8	164	1635	16,7	157,5
1700	14,8	164	1641	15,9	159,5
1720	14,8	164	1653	15,7	160
1740	14,8	164	1665	15,3	158,5
			1682	15,4	155
			1694	15,5	157
			1706	15,1	157,5
			1718	15,2	156
			1726	15,1	157
<b>6-й участок Site 6</b>					
1780	14,8	164	1792	14,3	156,5
1800	14,8	164	1804	15	152,5
1820	14,8	164	1816	15,5	153
1840	14,8	164	1829	15	153
1860	14,8	164	1841	14,5	154,5
			1853	14,4	159
<b>7-й участок Site 7</b>					
2320	14,8	164	2318	12,3	187
2340	14,8	164	2331	13,7	162,7
2360	14,8	164	2343	13,7	154,8
2380	14,8	164	2356	13,4	179,7
2400	14,8	164	2368	14,6	181
2420	14,8	164	2380	17	179,8
2430	14,8	164	2392	16,3	160,5
2440	14,8	164	2404	17,2	174
2450	14,8	164	2417	17,8	175,6
			2421	18,3	174,5
			2436	18,3	174,5
			2443	18,2	174,5

Таблица 2. Максимальное отклонение зенитного угла и азимута на 2–7 участках скв. 18 Александровского месторождения

Table 2. Maximum deviation of the zenith angle and azimuth of sites 2–7 of well 18 of Aleksandrovskoye field

№ участка Site No.	Показатели Indicators	Планируемые значения Designed values	Фактические значения Actual values	Максимальное отклонение Maximum deviation
2-й участок Site 2	Зенит Zenith	21,4	16,2	5,2
	Азимут Azimuth	164	177,5	13,5
3-й участок Site 3	Зенит Zenith	20,2	16,7	3,5
	Азимут Azimuth	164	182,2	18,2
4-й участок Site 4	Зенит Zenith	15,4	14,8	0,6
	Азимут Azimuth	164	172	8
5-й участок Site 5	Зенит Zenith	14,8	17,5	2,7
	Азимут Azimuth	164	155	9
6-й участок Site 6	Зенит Zenith	14,8	15,5	0,7
	Азимут Azimuth	164	152,5	11,5
7-й участок	Зенит Zenith	14,8	18,3	3,5
	Азимут Azimuth	164	187	23

Таблица 3. Среднеарифметическое отклонение скв. 34046, 40101, 4968Д Чишминской площади

Table 3. Average deviation of wells 34046, 40101, 4968Д of Chishminskaya area

№ скважины Well No.	Среднеарифметическое отклонение, град. Average deviation, deg.
34046	1,8
40101	2,4
4968Д	1,9

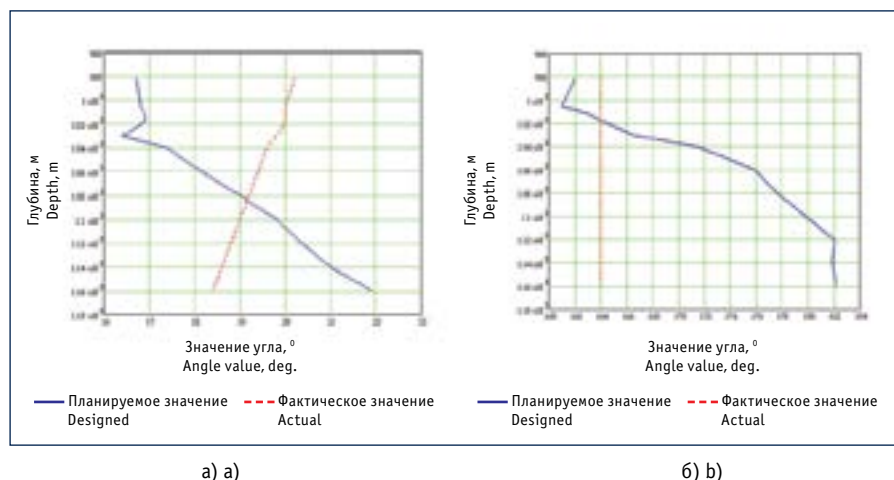


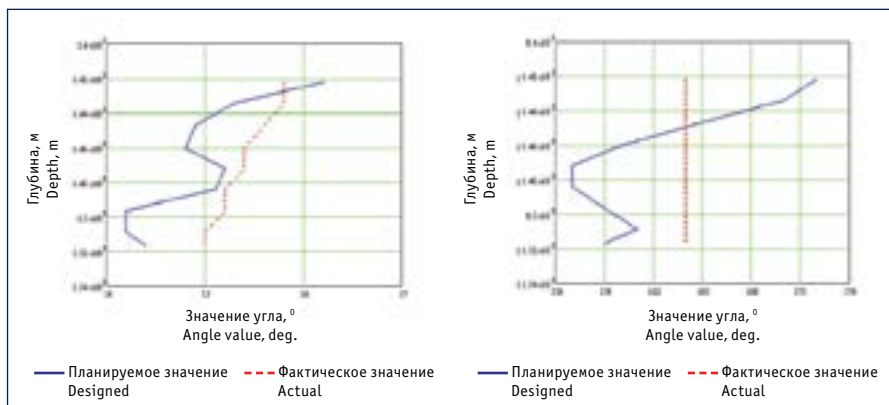
Рис. 3. Отклонения на 3-м участке скв. 18 Александровского месторождения:

а) зенитного угла; б) по азимуту

Fig. 3. Deviations at site 3 of well 18 of Aleksandrovskoye field: a) zenith angle; b) azimuth

вальцевателей. После раздачи трубы плотно прилегают к стенке скважины, а проходное отверстие труб с толщиной стенки 8 мм составляет не менее 216 мм, что позволяет продолжить бурение без потери диаметра [3]. Резьбовое или сварное соединение по профильным концам труб позволяет составить колонны длиной до 200 м [1].

Одним из основных инструментов в комплексе оборудования, которое применяется для осуществления технологии локального крепления скважин профильного перекрывателя, являются расширители. Наибольшая эффективность достигается при одновременном бурении и расширении ствола скважины. При этом расширители по



а) а)

б) б)

Рис. 4. Отклонения на 4-м участке скв. 18 Александровского месторождения:

а) зенитного угла; б) по азимуту

Fig. 4. Deviations at site 4 of well 18 of Aleksandrovskoye field: a) zenith angle; b) azimuth

своим технологическим параметрам не должны уступать современным долотам, которые применяются при бурении скважин.

Опыт применения шарошечных расширителей РРМ 216/237, предназначенных для увеличения диаметра скважин с 215,9 до 237 мм роторным способом, показал, что расширение осуществля-

ется с механической скоростью 3–9 м/ч, а проходка на один спуск бурового инструмента составляет 50–70 м в зависимости от твердости пород.

Плашки нового расширителя оснащены двумя типами породоразрушающих элементов – это резцы, армированные синтетическими алмазами (PDC), и зубки из твердого сплава. Основным отличием

данной конструкции плашек является то, что каждый резец продублирован дополнительным твердосплавным элементом – импрегом [1].

Испытания расширителя в процессе одновременного бурения и расширения скважины были проведены на скв. 18, 40101Р, 4968Д и 34046 Александровского месторождения. Механическая ско-



25–27  
октября  
2016

Москва  
Крокус Экспо

16-я Международная  
выставка  
оборудования  
для неразрушающего  
контроля  
и технической  
диагностики

Организаторы:



+7 (812) 390 6002/00  
ndt@primexpro.ru



Забронируйте стенд:  
ndt-russia.ru

0+

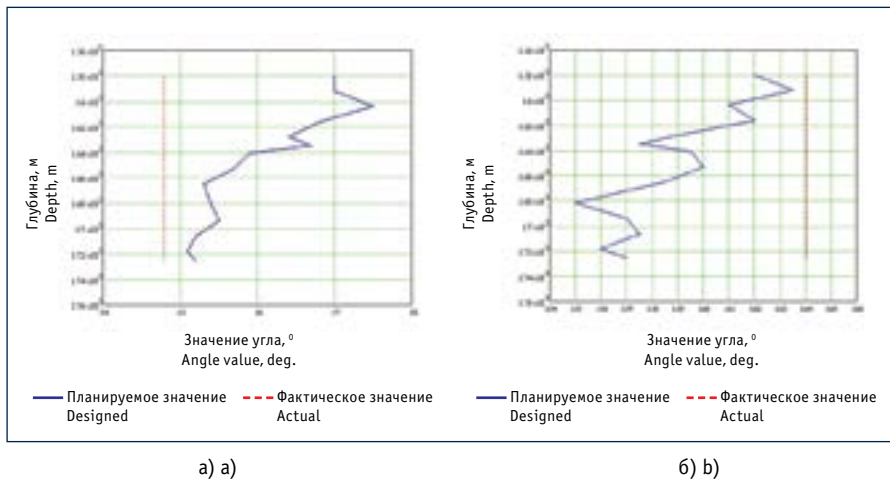


Рис. 5. Отклонения на 5-м участке скв. 18 Александровского месторождения:

а) зенитного угла; б) по азимуту

Fig. 5. Deviations at site 5 of well 18 of Aleksandrovskoye field: a) zenith angle; b) azimuth

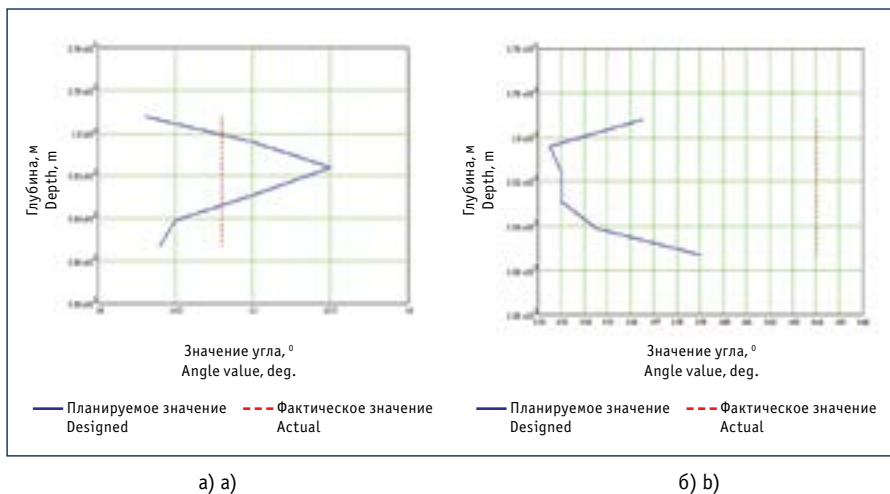


Рис. 6. Отклонения на 6-м участке скв. 18 Александровского месторождения:

а) зенитного угла; б) по азимуту

Fig. 6. Deviations at site 6 of well 18 of Aleksandrovskoye field: a) zenith angle; b) azimuth

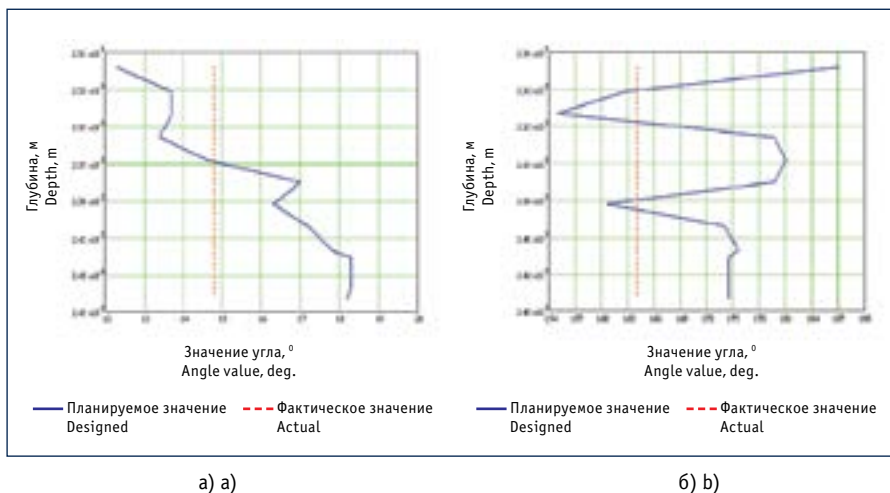


Рис. 7. Отклонения на 7-м участке скв. 18 Александровского месторождения:

а) зенитного угла; б) по азимуту

Fig. 7. Deviations at site 7 of well 18 of Aleksandrovskoye field: a) zenith angle; b) azimuth

рость составила 5–7,85 м/ч, проходка – 300–400 м на один комплект плашек. Использование расширителя с плашками, оснащенными резцами PDC, при одновременном бурении и расширении скважины значительно увеличивает показатели по сравнению с расширением уже пробуренного ствола за счет уменьшения вибраций и ударных нагрузок на породоразрушающие элементы. Механическая скорость при этом увеличилась в 1,25 раза. Износ резцов PDC был минимальным и составил не более 15%, что позволяет использовать расширитель многократно, без замены дорогостоящих плашек [6].

Недостатком технологии является то, что в момент работы расширителя затрудняется более точное бурение по запланированной траектории ствола [5]. Рассмотрим более подробно каждую траекторию ствола скважин 18, 40101Р, 4968Д и 34046. В таблицах представлены запланированные и фактические значения азимута и зенита бурения.

В скв. 18 были пробурены семь участков с осложнениями. Из этих участков шесть пробурены с одновременным расширением ствола скважины, а седьмой – по традиционной технологии (сначала был пробурен ствол скважины, а после произведено его расширение). Данные по планируемым и фактическим значениям забоя, зенита и азимута на участках 1–7 представлены в таблице 1.

Для наглядности представим показатели таблицы 1, относящиеся к 1-му участку, в виде графиков (рис. 1), на которых пунктиром обозначены планируемые значения, а сплошной линией – фактические. Вертикальная шкала отражает показатели глубины скважины, а горизонтальная – показания зенита (азимута).

Графики рисунков 1 и 2 показывают, что плановое значение зенитного угла составляет 22 градуса на данном интервале, азимута – 164 градуса. Таким образом, максимальное отклонение от планового значения зенитного угла составляет 2,4 градуса, а максимальное отклонение по азимуту – 5,5 градуса. Аналогично в виде таблиц и графиков представлены участки № 2–7 (табл. 1,

рис. 2–7). Погрешности для участков 2–7 представлены в таблице 2.

Подсчитав среднее арифметическое значение шести и семи участков, получим отклонение зенитного угла 2,52 и 2,65 градуса соответственно, что является допустимым, поскольку отклонение зенитного угла не превышает максимальное значение 3 градуса.

Рассмотрев аналогичным способом отклонения зенитного угла и азимута скважин Чишминской площади, получим данные, представленные в таблице 3. Из



таблицы видно, что полученные значения также не превышают допустимого отклонения.

Таким образом, бурение с одновременным расширением ствола скважины незначительно влияет на отклонение траектории от планового значения. Сравнительный анализ плановых и фактических значений зенитного угла и азимута всех четырех скважин (скв. 18, 40101Р, 4968Д и 34046 Александровского месторождения), рассмотренных в рамках статьи, показал, что фактические значения не превышают предела допустимых отклонений.

#### Литература:

1. Абдрахманов Г.С. Крепление скважин расширяемыми трубами. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. 268 с.
2. Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Вильданов Н.Н. Проблемы герметизации резьбовых соединений расширяемых труб и пути их решения. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. 250 с.
3. Юнышев Л.Ф., Хамитьянов Н.Х., Абдрахманов Г.С., Вильданов Н.Н. Теоретические исследования по определению энергосиловых параметров раздачи цилиндрических участков профильных труб сферическими пуансонами М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. 250 с.
4. Мавлютов М.Р. Разрушение горных пород при бурении скважин. М.: Недра, 1978. 215 с.
5. Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурительной колонны. М.: Недра, 1991. 208 с.
6. Султанов Б.З., Габдрахимов М.С., Сафиуллин Р.Р., Галеев А.С. Техника управления динамикой бурительного инструмента при проводке глубоких скважин. М.: Недра, 1997. 191 с.
7. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В. О влиянии осложнений, возникающих в процессе бурения, на герметичность обсадных колонн в начальный период эксплуатации // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2014. Т. 12. № 1. С. 38–42.
8. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В. О применяемых методах ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн на примере месторождений НГДУ «Азнакаевскнефть» ПАО «Татнефть» // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 14. С. 33–36.
9. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В. О применяемых технологиях методов ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн на примере месторождений ОАО «Татнефть» // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2015. Т. 1. № 1. С. 90–93.
10. Хузина Л.Б., Сливченко А.Ф., Любимова С.В., Исмагилов Ф.З., Голубь С.И. Применение технологий устранения негерметичности эксплуатационных колонн на примере скважин НГДУ ПАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2015. № 12. С. 121–123.

#### References:

1. Abdrakhmanov G.S. Fixing boreholes with expanding pipes [Krepleniye skvazhin e'spandiruemyimi trubami]. All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry, Moscow, 2014, 268 pp.
2. Abdrakhmanov G.S., Khamitjanov N.Kh., Vildanov N.N. Issues and solutions of threaded joint sealing in expandable pipes [Problemy germetizacii rez'bovyyx soedinenij rasshiryaemyx trub i puti ix resheniya]. All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry JSC, Moscow, 2009, 250 pp.
3. Yunyshev L.F., Khamitjanov N.Kh., Abdrakhmanov G.S., Vildanov N.N. Theoretical studies on distribution of power parameters determination along cylindrical sections of profile pipes with spherical punches [Teoreticheskie issledovaniya po opredelenii e'nergosilovyx parametrov razdachi cilindricheskix uchastkov profil'nyx trub sfericheskimi puansonami]. All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry JSC, Moscow, 2008, 250 pp.
4. Mavlutov M.R. Rocks destruction during drilling [Razrusheniye gornyx porod pri bureanii skvazhin]. Nedra Publ., Moscow, 1978, 215 pp.
5. Sultanov B.Z. Drill string stability and dynamics management [Upravleniye ustojchivost'yu i dinamikoj buril'noj kolonny]. Nedra Publ., Moscow, 1991, 208 pp.
6. Sultanov B.Z., Gabdrakhimov M.S., Saffiulin R.R., Galeev A.S. Control engineering of the drilling tool dynamics during deep wells drilling [Texnika upravleniya dinamikoj buril'nogo instrumenta pri provodke glubokix skvazhin]. Nedra Publ., Moscow, 1997, 191 pp.
7. Khuzina L.B., Slivchenko A.F., Lyubimova S.V. On the influence of complications arising drilling for casing integrity in the initial period of operation [O vliyanii oslozhnenij, voznikayushhix v processe bureniya na germetichnost' obsadnyx kolonn v nachal'nyj period e'kspluatacii]. Uchenye zapiski Al'met'evskogo gosudarstvennogo neftyanogo instituta = Scientific notes of Almet'yevsk State Oil Institute, 2014, Vol. 12, No. 1, p. 38–42.
8. Khuzina L.B., Slivchenko A.F., Lyubimova S.V. On the methods of production casing leaks elimination on an example of field of Aznakaevskneft NGDU, Tatneft OJSC [O primenyaemyx metodax likvidacii negermetichnostej e'kspluatacionnyx kolonn na primere mestorozhdenij NGDU «Aznakaevskneft» PАО «Tatneft»]. Uchenye zapiski Al'met'evskogo gosudarstvennogo neftyanogo instituta = Scientific notes of Almet'yevsk State Oil Institute, 2015, Vol. 14, p. 33–36.
9. Khuzina L.B., Slivchenko A.F., Lyubimova S.V. On the methods procedures used for the production strings leaks elimination on an example of fields of Tatneft OJSC [O primenyaemyx texnologiyax metodov likvidacii negermetichnostej e'kspluatacionnyx kolonn na primere mestorozhdenij OAO «Tatneft»]. Materialy nauchnoj sessii uchenyx Al'met'evskogo gosudarstvennogo neftyanogo instituta = Proceedings of the scientific session the scientists in Almet'yevsk State Oil Institute, 2015, Vol. 1, No. 1, p. 90–93.
10. Khuzina L.B., Slivchenko A.F., Lyubimova S.V., Ismagilov F.Z., Golub S.I. Use of technology for production string leaks elimination on an example of wells of NGDU Tatneft PJSC [Primeneniye texnologij ustraneniya negermetichnosti e'kspluatacionnyx kolonn na primere skvazhin NGDU PАО «Tatneft»]. Neftyanoe xozyajstvo = Oil Industry, 2015, No. 12, p. 121–123.