

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 65–75. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 2. P. 65–75. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.243.923

doi: 10.17122/ngdelo-2023-2-65-75

ВОЗВРАЩЕНИЕ ЭЛЕКТРОБУРЕНИЯ — ПЕРСПЕКТИВЫ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БУРЕНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН

Михаил Яковлевич Гельфгат¹, Александр Сергеевич Фадейкин²,
Геннадий Петрович Чайковский³, Тимур Ринатович Мардаганиев⁴,
Эдуард Ильгизарович Фаизов⁴, Виктор Васильевич Ядрин⁴

¹Российский государственный университет нефти и газа
(Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

²ООО «Новобур», Пермь, Россия,

³ОАО НПО «Буровая Техника», Москва

⁴ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть»), Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку

Тимур Ринатович Мардаганиев, MardaganievTR@bnipi.rosneft.ru

Аннотация. В статье дан сравнительный анализ результатов электробурения в СССР и преимуществ нового электробурового комплекса (ЭБК).

Начиная с 1948 г. в течение 15 последующих лет было организовано применение первого поколения ЭБК на месторождениях Азербайджана, Туркменистана, Башкирии и Украины. Эффективность механического бурения оказалась выше, чем у турбобура, однако общие показатели были неустойчивыми в силу ряда организационных и технических проблем. Совершенствование ЭБК продолжалось и с 1963 по 1970 гг.: была разработана серия редукторных электробуров, оборудование для направленного бурения, наземная станция управления и контроля, система передачи данных по силовому электрокабелю. Телеметрическая система обеспечила возможность управления забойным оборудованием и контроля процесса бурения.

Месторождения Башкирии были основным «полигоном» отработки ЭБК, и этот метод бурения применялся вплоть до 2013 года. Показатели бурения в сложных геолого-технических условиях направленного бурения были выше повсеместно применявшихся в СССР бурения ГЗД.

В 2017 году начались работы по возвращению ЭБК нового поколения на рынок строительства скважин в России. Новый ЭБК отвечает современным запросам строительства высокотехнологичных скважин за счет использования забойного вентильного электродвигателя (ЗВЭД) и высокоскоростного кабельного канала передачи информации. ЭБК обеспечивает оптимальные параметры разрушения горных пород независимо от профиля скважины и типа промыслового агента, также повышается эффективность предупреждения и ликвидации осложнений и создаются условия для автоматизации процесса бурения. Параллельно с разработкой ЭБК на бурительных трубах с кабельными секциями, ведется разработка электробурения на колтюбинге — перспективного способа бурения боковых стволов и ответвлений из горизонтальных стволов скважин. Уровень готовности технологии ЭБ на текущий день соответствует УГТ 3 по ГОСТ Р 58048-2017.

Ключевые слова

забойный электродвигатель, высокотехнологичные скважины, наклонно-направленное бурение, электробурение, телеметрия, автоматизация, высокоскоростной канал связи, электробуровой комплекс, электробурение на колтюбинге

Для цитирования

Гельфгат М.Я., Фадейкин А.С., Чайковский Г.П., Мардаганиев Т.Р., Фаизов Э.И., Ядрин В.В. Возвращение электробурения — перспективы отечественной технологии для бурения высокотехнологичных скважин // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 65-75. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-65-75>.

Original article

RETURN OF ELECTRIC DRILLING — PROSPECTS FOR DOMESTIC TECHNOLOGY FOR HIGH-TECH WELL DRILLING

Mikhail Ya. Gelfgat¹, Alexander S. Fadeikin², Gennady P. Tchaikovsky³,
Timur R. Mardaganiev⁴, Eduard I. Faizov⁴, Viktor V. Yadrin⁴

¹National university of oil and gas «Gubkin university», Moscow, Russia

²Novobur LLC, Perm, Russia

³NPO «Drilling Equipment» JSC, Moscow, Russia

⁴RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

Corresponding author

Timur R. Mardaganiev, MardaganievTR@bnipi.rosneft.ru

Abstract. The article gives a comparative analysis of the results of electric drilling in the USSR and the advantages of the new electric drilling complex (EBK).

Since 1948, over the next 15 years, the use of the first generation of EBK was organized in the fields of Azerbaijan, Turkmenistan, Bashkiria and Ukraine. The efficiency of mechanical drilling was higher than that of the turbine, but the overall performance was unstable due to a number of organizational and technical problems. The improvement of the ECB continued from 1963 to 1970: a series of geared electric boilers, equipment for directional drilling, a ground control and control station, and a data transmission system for a power electric cable were developed. The telemetry system provided the ability to control bottomhole equipment and monitor the drilling process.

Bashkiria fields were the main "test site" for the development of the ECB, and this drilling method was used until 2013. Drilling performance in the complex geological and technical conditions of directional drilling was higher than the GZD drilling used everywhere in the USSR.

In 2017, work began on the return of a new generation ECB to the well construction market in Russia. The new ECB meets modern requirements for the construction of high-tech wells through the use of a piercing valve motor (CVED) and a high-speed data transmission channel. The ECB provides optimal parameters of rock destruction regardless of the well profile and type of drilling agent, as well as increases the efficiency of prevention and elimination of complications and creates conditions for automation of the drilling process. In parallel with the development of ECBs on drill pipes with cable sections, electric drilling is being developed on a tubing — a promising method for drilling sidetracks and branches for horizontal boreholes. The level of readiness of the PU technology for the current day corresponds to SCT 3 according to State Standart R 58048-2017.

For citation

Gelfgat M.Ya., Fadeikin A.S., Tchaikovsky G.P., Mardaganiev T.R., Faizov E.I., Yadrin V.V. Vozvrashchenie elektrobureniya — perspektivy otechestvennoj tekhnologii dlya bureniya vysokotekhnologichnyh skvazhin [Return of electric drilling — prospects for domestic technology for high-tech well drilling] // *Neftegazovoe delo* — *Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 2. pp. 65-75. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-65-75>.

Keywords

bottomhole electric motor, high-tech wells, directional drilling, electric drilling, telemetry, automation, high-speed communication channel, electric drilling complex, electric drilling on coltubing

Введение

Повышение технико-экономических показателей строительства скважин всегда было основной задачей как советских, так и российских специалистов-буровиков. Отличительным признаком строительства нефтегазовых скважин в бывшем СССР было применение четырех способов бурения скважин. К роторному способу в 1930х добавилось бурение турбобурами, затем в 1950-60х гг. электробурами и винтовыми забойными двигателями (ВЗД). В период 70-80х гг. отрасль динамично развивалась, и были достигнуты достаточно высокие показатели бурения скважин. На этом фоне электробурение (ЭБ) выделялось лучшими показателями по сравнению с турбинным и роторным способами бурения, как по механической скорости проходки (МСП), так и по стоимости метра проходки. Достижения ЭБ не могли влиять на средние показатели по стране при 2 % объема бурения, но метод позволял рекомендовать оптимальные параметры для строительства скважин. Нужно отметить, что развитие технологий бурения — основного условия роста показателей строительства скважин происходило усилиями отечественной науки и промышленности, практически без участия импортных технологий [1, 2].

После распада СССР, подотрасль строительства скважин пришла в упадок и начала восстанавливаться только с 2000 г. в условиях, когда выбор технологий бурения определялся уже международными сервисными компаниями. Россия шла в кильватере развития направленного бурения США, но с учетом собственного опыта кустового разбуривания месторождений турбобурами и ВЗД. ВЗД лучше адаптировался к задачам горизонтального бурения, особенно с внедрением долот PDC. К 2012–2014 гг. спираль развития вернула буровиков к роторному бурению, но на новом технологическом уровне — верхний привод и роторно-управляемая система, гидравлический канал передачи данных с забоя на поверхность. В России, как и в мире росло количество высокотехнологичных скважин (BTC), то есть горизонтальных и многозабойных скважин со пространственными профилями и с большими отходами (скважины БОВ) от вертикали, для строительства которых применялись самые современные технологии. Однако, десятилетие спустя развитие системы достигает технического предела — сложно повы-

шать МСП из-за ограничения частоты вращения и скорости передачи информации. Во многих случаях нельзя пройти зоны поглощений и организовать бурение на депрессии из-за невозможности снижения расхода и плотности бурового раствора. К технологическим проблемам добавляются логистические — ограничения в поставках импортного оборудования и комплектующих, доступа к программным продуктам.

В этих условиях целесообразно вернуться к ЭБ, также на новом технологическом уровне — забойный вентильный электродвигатель (ЗВЭД) и новая конструкция бурильной колонны с кабельными секциями. Использование электрического забойного двигателя в конкретных геологических и технологических условиях способно улучшить технико-экономические показатели проектов по бурению скважин в различных условиях и отодвинуть технический предел [3].

Технология ЭБ обладает существенными преимуществами в сравнении с традиционными способами бурения скважин — роторным способом и бурением гидравлическими забойными двигателями (ГЗД):

- расход бурового раствора не влияет на энергию, создаваемую двигателем и передаваемую долоту;

- крутящий момент, возникающий на долоте при разрушении горной породы, в определенном диапазоне может быть достигнут при различных частотах вращения;

- рабочая характеристика двигателя не зависит от времени бурения и часов циркуляции;

- электрический канал передачи данных обеспечивает высокоскоростную двустороннюю связь между поверхностью и забойным оборудованием в режиме реального времени, что позволяет обмениваться значительным объемом информации: параметры траектории, режим бурения, механические и динамические характеристики процесса бурения, давление и температуры в различных точках бурильной колонны, данные каротажа в процессе бурения;

- надежность забойных систем может быть значительно повышена за счет переноса высокотехнологичной электроники на поверхность и интегрирования в системы управления;

- отсутствие перепада давления на забойном двигателе позволяет достичь более эффективных параметров бурения, особенно

при бурении глубоких или протяженных скважин с тяжелыми буровыми растворами;

— проактивное реагирование на любые изменения в процессе бурения за счет доступности полного набора передаваемых с забоя данных, достаточного для понимания состояния долота, бурильной колонны и элементов компоновки низа бурильной колонны (КНБК), а также скважинных условий (очистка ствола, вывалы и каверны, искусственно созданные трещины и т.д.);

— анализ высокочастотных данных непосредственно с долота и двигателя позволяет решать геологические задачи (литологическое расчленение разреза, оптимизация системы заканчивания), выявлять и диагностировать причины забойных вибрационных процессов, негативно сказывающихся на эффективности разрушения горной породы и приводящих к преждевременному износу долот и элементов КНБК;

— создание замкнутой системы управления и автоматизации процесса бурения скважин, интегрирующих скважинное и поверхностное оборудование, цифровые продукты и специализированное программное обеспечение для наклонно-направленного бурения, геонавигации, оптимизации процесса в режиме реального времени.

Гамма типоразмеров погружных вентиляльных электродвигателей, применяющихся в современных насосных системах с электроцентробежными насосами, удовлетворяет требованиям, предъявляемым к КНБК для бурения скважин различных диаметров, в том числе на колтубинге, что позволит наиболее эффективно использовать надежное оборудование в буровом ЗВЭД.

Накопленный опыт электробурения в СССР

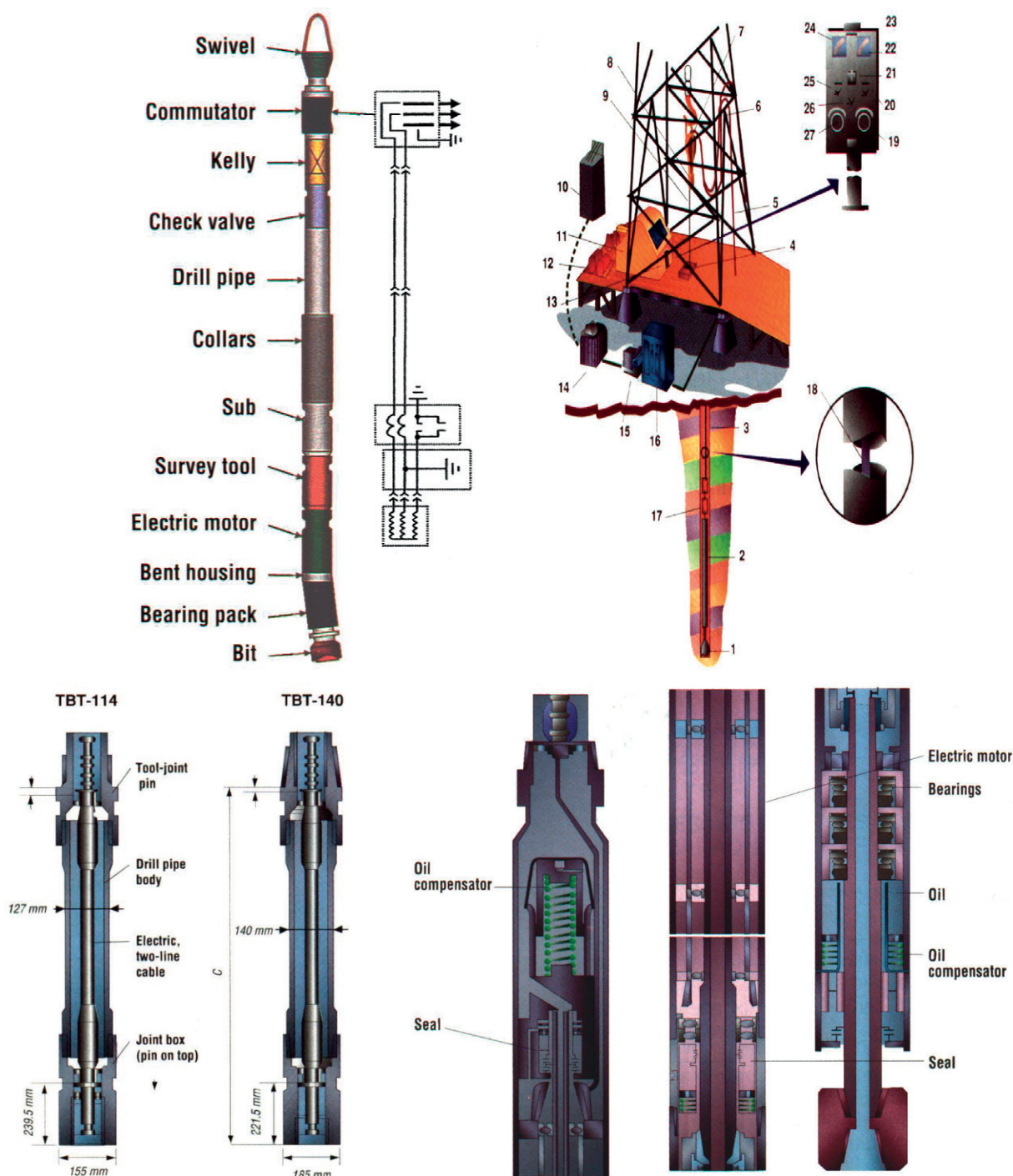
Несмотря на то, что электробур был разработан практически одновременно с многосекционным турбобуром в конце 1930-х годов, он был испытан только в 1940 г. после нескольких модификаций и модернизаций и применялся для бурения скважины глубиной 1500 м. Была отмечена способность электробура работать в агрессивных средах, при повышенных динамических нагрузках и высоких давлениях. МСП по сравнению с роторным бурением повышалась вследствие увеличения мощности на долоте, создаваемой электробуром.

Совершенствование и модернизация конструкции электрического забойного двигателя и линии подвода электроэнергии по кабельных секциям, расположенных внутри бурильной колонны продолжилось после Великой Отечественной Войны. Начиная с 1948 в течение 15 последующих лет было организовано применение ЭБ на месторождениях Азербайджана, Туркменистана, Башкирии и Украины. Эффективность механического бурения оказалась выше, чем турбобура, однако общие показатели были неустойчивыми в силу нехватки и удаленности цехов по сервисному обслуживанию двигателей, большого количества рейсов для смены долот, необходимости дополнительного обучения и тренировки персонала по работе с новым типом оборудования, низкой надежностью электрических соединений кабельных секций, повышенного давления циркуляции из-за малого концентрического зазора между кабелем и внутренней поверхностью замков бурильных труб. Отмеченные выше факторы оказывали негативное влияние на развитие электробурения [3, 4].

Научно-исследовательская работа по совершенствованию электробуров продолжалась с 1963 по 1970 гг. Всесоюзным научно-исследовательским институтом буровой техники (ВНИИБТ) совместно со Специальным Конструкторско-Технологическим бюро (СКТБ), в результате которой успешно разработана серия конструкций редукторных электробуров, в том числе дополнительное оборудование для направленного бурения, замеров инклинометрии, передачи данных, а также наземная станция управления и контроля, трансформатор для подачи электроэнергии забойному двигателю (рисунок 1).

Телеметрическая система, позволяющая передавать данные в режиме реального времени, стала одной из важных составляющих элементов ЭБК поскольку обеспечила новые возможности по управлению, контролю забойного оборудования и всего процесса бурения в целом, благодаря двухстороннего обмена данных с высокой скоростью.

Развитие ЭБ наглядно прослеживается на примере Башкортостана. Динамика роста ЭБ в 1950–1970 гг. приведена в таблице 1, до 1965 г. работы велись только в тресте «Туймазабурнефть», а в последующие годы также в «Башзападнефтеразведка» и «Башюгнефтеразведка». ЭБ составляло 3–4 % от общей проходки по объединению «Башнефть»,



1 — буровое долото; 2 — электробур; 3 — бурильная колонна с кабельными секциями; 4 — ротор; 5 — стояк с подведенным снаружи кабелем; 6 — буровой рукав с кабелем снаружи; 7 — вертлюг; 8 — токоприемник; 9 — квадрат с кабелем, расположенным внутри; 10 — распределительное устройство высокого напряжения; 11 — буровая лебедка; 12 — автоматический регулятор подачи долота (АРПД); 13 — панель системы управления электробуром; 14 — трансформатор для подачи электроэнергии забойному оборудованию; 15 — высоковольтный рубильник; 16 — станция управления и контроля электробурового комплекса; 17 — бурильный замок

1 — drill bit; 2 — electric turbine; 3 — drilling column with cable sections; 4 — rotor; 5 — stand with cable connected outside; 6 — round hose with cable on the outside; 7 — swivel; 8 — current collector; 9 — square with cable located inside; 10 — high voltage switchgear; 11 — winch; 12 — automatic bit feed controller; 13 — panel of electric turbine control system; 14 — converter for power supply to bottomhole equipment; 15 — high-voltage switch; 16 — control and monitoring station of electric level complex; 17 — drilling lock

Рисунок 1. Бурильные трубы для ЭБ и схема электробура предыдущего поколения (1970-е гг.) [3]

Figure 1. Drilling pipes for PU and previous generation electric drill (1970) [3]

остальной объем — турбинное бурение. Средняя глубина скважин при ЭБ составляла 1800–1900 м [5].

Внедрение ЭБ в Башкортостане сопровождалось улучшением технико-экономических показателей бурения и во многих случаях превосходило показатели турбинного бурения. В 1965 г. бурение в основном проводилось в девонских скважинах глубиной 1600–1800 м, а также в угленосных до 1100–1200 м. Средняя коммерческая скорость эксплуатационного ЭБ составила 2124 м/ст.мес. [6].

В таблице 2 приведена статистика по шести пробуренным девонским скважинам. При бурении электробуром Э215 проходка на долото №11 составила от 33,2 до 43,4 м, электробуром Э170 проходка на долото №8 составила от 27,4 до 30,9 м, а средняя проходка при турбинном бурении долотом №11 составила 33,4 м, а долотом №8 — 30,3 м соответственно.

Вышеприведенные данные свидетельствуют о том, что промышленное внедрение ЭБ вполне оправдывалось и конкурировало с

турбинным способом. Так общая проходка по Шкаповской площади за 1965 г. и 1 квартал 1966 г. составила 29301 м из них электробуром 10696 м (36,6 %).

В отчетах за 1965 г. на скважинах со схожими глубинами и горно-геологическими условиями отмечались меньшие расходы долот при ЭБ, чем при турбинном способе. При турбинном бурении значительное время затрачивалось на борьбу с осложнениями, в особенности при поглощении промывочной жидкости во время бурения. С увеличением глубины скважины повышалось давление на насосах, что в свою очередь приводило к поглощениям в горных породах, сложенных преимущественно пористыми и трещиноватыми известняками.

ЭБ хорошо зарекомендовало себя и при бурении с продувкой воздухом или на азирированных растворах. Использование последних при ЭБ на Шкаповской площади способствовало повышению проходки на долото и МСП в 1,1–2,7 раза.

Таблица 1. Проходка электробуром в Башкортостане за 1950–1970 гг.

Table 1. Electric drill penetration in Bashkortostan for 1950–1970

Годы	Общая проходка электробуром, м	Количество скважин	Средняя глубина, м
1950	5559	3	1853
1951	3984	2	1992
1952	11789	5	2358
1953	28069	17	1651
1954	40596	22	1845
1955	46415	27	1719
1956	40342	25	1617
1957	60808	31	1961
1958	52103	28	1860
1959	59070	26	2271
1960	53671	29	1850
1961	64834	28	2315
1962	65138	35	1861
1963	67872	36	1885
1964	66400	35	1897
1965	45647	22	2078
1966	56959	29	1964
1967	65252	35	1874
1968	71257	38	1875
1969	77419	43	1800
1970	73004	38	-
1950–1970	1056313	554	1905

Таблица 2. Техничко-экономические показатели по некоторым скважинам, пробуренным электробуром за 1965 г.**Table 2.** Technical and economic indicators for some wells drilled by electric turbine for 1965

Номер скважины	Проходка, м	Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	Количество долблений	Проходка на долото, м	МСП, м/час	Рейсовая скорость, м/час	Тип электробура и № долота
643	1886	2449	61	30,92	17,46	6,5	Э170-№8
1879	1770	2068	40	43,43	13,57	6,73	Э215-№11
639	1893	2636	69	27,43	14,13	6,1	Э170-№8
630	1886	2200	75	25,15	12,41	5,68	Э215-№9
1880	1707	2359	45	37,93	13,55	1,08	Э215-№11
626	1890	3093	57	33,15	16,87	7,53	Э215-№11

Таблица 3. Объемы ЭБ в объединении Башнефть за 1980–1987 гг.**Table 3.** EB volumes in the Bashneft association for 1980–1987

Год	Проходка, м	Количество скважин	Средняя глубина, м
1980	156411	73	2239
1981	201315	101	2007
1982	261341	123	1953
1983	312487	147	1965
1984	325217	176	1876
1985	300400	157	1900
1986	357986	166	2156
1987	367706	169	2170

Таблица 4. Сравнительные показатели работы долот диаметром 215,9 мм при бурении различными забойными двигателями в Туймазинском УБР за 1983–1985 гг.**Table 4.** Comparative performance indicators of bits with a diameter of 215.9 mm during drilling with various bottomhole engines in the Tuymazinsky UBR for 1983–1985

Годы	Тип забойного двигателя	Общая проходка, тыс. м	Проходка на долото, м	МСП, м/ч
1983	Д1-195	99,6	129,7	8,11
	Э185Р	23	106,9	12,72
	ЗТСШ-196	110,9	47,4	7,8
1984	Д1-195	99,3	157	9,03
	Э185Р	37,8	129	12,2
	ЗТСШ-196	124,0	54,2	7,9
1985	Д1-195	81,3	173,7	10,31
	Э185Р	76,6	110,8	12,32
	ЗТСШ-196	124,6	63,9	8,56

С каждым годом применение электробуров росло, и в 1988 г. около 70 % объемов ЭБ в СССР приходилось на территорию современного Башкортостана (таблица 3). Технология с применением новых на тот момент технических средств и низкооборотных долот, позволила достичь повышения стойкости долот и эффективность бурения (механическую ско-

рость проходки) более чем на 20 % по сравнению с гидравлическими забойными двигателями [7].

Приведенные данные в таблице 4 показывают, что турбобур на тот момент по показателям работы значительно уступал винтовому забойному двигателю и редуторному электробурю. МСП у электробура была выше вин-

тового двигателя более чем на 20 %, а турбинного на 40 % [8].

В 1988 г. технико-экономические показатели бурения скважин глубиной менее 1500 м при проводке их электробуром и турбобуром находились практически на одном и том же уровне, что хорошо прослеживается по данным таблицы 5.

Явное преимущество технико-экономических показателей ЭБ по сравнению с гидравлическими забойными двигателями наблюдалось при бурении скважин глубиной более 2000 м. Информация представлена на примере Шафрановской площади (таблица 6).

В 90-е годы развитие и дальнейшие разработки по совершенствованию способа бурения с электробуром остановилось. Производство и изготовление оборудования для электрических забойных двигателей прекратилось вследствие распада СССР и снижения

объемов бурения. Несмотря на произошедшие события, электробурение в Башкирии использовалось и применялось, и более 2500 скважин с общей проходкой около 7,5 млн метров было пробурено вплоть до 2013 г. Накопленная проходка во всех странах СССР составила 12,5 млн м.

Электробурение на колтюбинге (ГНКТ) [3]

Объединение идей колтюбинга и кабельного электробура произошло еще в прошлом столетии, в 1995 отчет Института исследования газа (GRI), содержал краткую историю развития электробурения и концептуальную схему электробура диаметром 120,6 мм. В статье о проекте создания «электро-КНБК» для направленного бурения на колтюбинге скважин диаметром 95 мм с КНБК 79,3 мм были сформулированы преимущества системы [9]:

Таблица 5. Сравнительные технико-экономические показатели ЭБ и турбинного способа бурения в Туймазинском УБР за 1988 г.

Table 5. Comparative technical and economic indicators of EB and turbine drilling method in Tuymazinsky UBRD for 1988

Показатели	Электробур, Туймазинская площадь	Турбобур, Стахановская площадь
Количество скважин, шт	4	4
Проходка, м	5758	5755
Средняя глубина скважин, м	1440	1439
Коммерческая скорость, м/ст.мес.	2937	2994
Техническая скорость, м/ст.мес.	3104	3029
МСП, м/ч	16,4	19,2
Рейсовая скорость, м/ч	11	12,2
Проходка на долото, м	144	119
Количество долот, шт	41	48

Таблица 6. Показатели бурения скважин электробурами и гидравлическими забойными двигателями по Шафрановской площади

Table 6. Well drilling parameters for Shafranovskaya area by electric and hydraulic bottomhole motors

Показатели	Электробур	Гидравлические забойные двигатели
Количество скважин, шт	4	7
Проходка, м	8458	14841
Средняя глубина скважин, м	2114	2120
Коммерческая скорость, м/ст.мес.	2320	2174
Техническая скорость, м/ст.мес.	2389	2278
МСП, м/ч	15,2	12,0
Рейсовая скорость, м/ч	10,0	8,0
Проходка на долото, м	117,4	106,0
Количество долот, шт	73	138

— мощность на выходном валу двигателя не зависит от подачи и свойств промывочного агента;

— совместимо с бурением на депрессии с применением пенных и газообразных агентов;

— возможность работы при повышенных температурах;

— мгновенная обратная связь;

— гибкость управления;

— возможность оперативной оптимизации параметров режима бурения;

— двухсторонняя коммуникация между наземным и забойным оборудованием;

— повышенная надежность.

Несмотря на отмеченные преимущества, бурение на колтюбинге развивалось как традиционная технология бурения с гидравлическими забойными двигателями. Однако, сейчас бурение на колтюбинге становится широко применяющимся методом бурения боковых стволов на депрессии в неустойчивых породах. Быстрая мобилизация оборудования, меньшие затраты времени на СПО делают ГНКТ экономически выгодным решением по сравнению с традиционной технологией бурения на репрессии. Для управления КНБК с ВЗД при бурении на ГНКТ применяется электрический ориентатор (силовой кабель внутри ГНКТ), что делает ГНКТ с кабелем известной системой, которая может быть использована совместно с электробуром.

Объем работ на колтюбинге постоянно растет, так как увеличивается количество ВТС, требующих проведения ВСП и буровых работ на колтюбинге. Внедрение ЭБ в операции на ГНКТ позволит расширить возможности и повысить конкурентоспособность этого способа бурения по сравнению с дискретной колонной труб [10, 11].

Работы ООО «Новобур» по созданию электробурового комплекса [3]

С 2017 года компания ООО «Новобур» проводит НИОКР в области создания электробурового комплекса на базе вентильного электродвигателя с ротором на постоянных магнитах. Данные двигатели успешно внедрены и повсеместно используются в насосных установках группы компаний «Новомет» для добычи нефти в различных габаритах. Совместно со стратегическими партнерами создаются и испытываются специальные бурильные трубы с концентрическим располо-

жением кабельных секций внутри них, параллельно ведутся работы по созданию компоновки низа бурильной колонны для бурения на ГНКТ.

Основная область применения электробурения и комплекса — бурение высокотехнологичных скважин на бурильной колонне с кабельными секциями. Изготовленные и разработанные экспериментальные образцы ВЭБ-178 и ВЭБ-127, укороченные БТ с БКС диаметром 102 и 127 мм, электроуправляемые отклонители на валу электробура, концепция забойной телесистемы и другие НИР позволили спланировать все необходимые испытания. Уровень готовности технологии ЭБ на текущий день соответствует УГТ 3: Критические функции и/или характеристики подтверждены аналитическим и экспериментальным путем (ГОСТ Р 58048-2017) [12].

Подготовка всего комплекса к ОПИ требует достижения УГТ-5, что представляет весьма сложную и дорогостоящую задачу, которая требует координации работ по испытаниям отдельных узлов и всей компоновки для ЭБ, подготовки буровой установки и совместения систем управления ЭБК и БУ.

Параллельно с созданием ЭБК с бурильной колонной разрабатывается компоновка диаметром 89 мм для колтюбинга. ЭБ на колтюбинге, помимо решения задач повышения эффективности строительства боковых стволов, послужит пилотным проектом для ЭБ на бурильной колонне — будут продемонстрированы возможности электробура в сравнении с ВЗД.

Выводы

Электробурение является потенциальным коммерчески и технически эффективным решением для бурения скважин, сочетающим в себе преимущества традиционных методов бурения.

При реализации современного ЭБ на основе ЗВЭД можно ожидать повышение средних показателей по МСП на уровне 15–20 % при сохранении или улучшении показателей по рейсовой и коммерческой скоростям.

Двусторонний высокоскоростной электрический канал связи обеспечивает проактивное реагирование на любые изменения в процессе бурения.

Сложные геологические условия (полные поглощения, высокие давления и температуры, прочные породы, протяженные интер-

валы трещиноватых пород) являются потенциальными областями применения технологии электробурения.

Электробурение на колтюбинге перспективно для бурения направленных, горизон-

тальных и многоствольных скважин (боковых стволов) малого диаметра. Внедрение этой технологии будет фактически пилотным проектом для возвращения ЭБ на рынок строительства ВТС в России.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гельфгат М.Я. Технологии бурения скважин в России – истоки и перспективы развития // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2015. № 4. С. 24-35. EDN: VRNHQZ.

2. Гельфгат М.Я. Развитие технологий бурения скважин – ключевое направление развития нефтегазовой отрасли // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2020. № 1. С. 19-27. EDN: SGNSXV.

3. Гельфгат М.Я., Гераськин А.С., Перельман О.М., Фадейкин А.С. Возвращение электробурения на рынок строительства направленных скважин в России // Деловой журнал «Neftegaz.RU». 2022. № 7 (127). С. 64-71. EDN: KOHHWK.

4. Фоменко Ф.Н. Бурение скважин электробуром. М.: Недра, 1974. 272 с.

5. Отчет за 1971 год по теме № 6-71 «Повышение эффективности ЭБия в условиях Башкирии». Уфа: БашНИПИнефть, 1972. 54 с.

6. Отчет № 05-65 «Опытно-промышленное бурение скважин электробуром по кристаллическому фундаменту на глубину 4500 м в Башкирской АССР с выдачей рекомендаций». Уфа, 1965. 10 с.

7. Отчет о научно-исследовательской работе: Разработать технологию бурения электробурами глубоких и наклонных скважин в объединении Башнефть. Уфа: БашНИПИнефть, 1988. 92 с.

8. Отчет. Технология бурения скважин глубиной до 3000 м электробуром с применением новых технических средств и низкооборотных долот на месторождениях Башкирии. Уфа: БашНИПИнефть, 1986. 26 с.

9. Turner D.R., Harris T.W.R., Slater M., Yuratich M.A., Head P.F. Electric Coiled Tubing Drilling: A Smarter CT Drilling System // Materials of SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, Netherlands. 1999. Paper No. SPE-52791-MS. DOI: 10.2118/52791-MS.

10. Эмиров З.А., Гельфгат М.Я. Сравнительный гидравлический расчет промывки скважины при колтюбинговом бурении с применением электробурора и ВЗД // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2019. № 2. С. 26-31. EDN: OOPCUG.

11. Гельфгат М.Я. Перспективные технологии колтюбинга для строительства и реконструкции высокотехнологичных скважин // Время колтюбинга: тез. доклада на науч.-практ. конф. журнала. М., 2022.

12. Перельман О.М., Фадейкин А.С., Гельфгат М.Я., Гераськин А.С. Перспективы электробурения для развития технологий строительства скважин // Матер. Российской нефтегазовой технич. конф. 2021. SPE-206463-RU.

REFERENCES

1. Gelfgat M.Ya. Tekhnologii bureniya skvazhin v Rossii – istoki i perspektivy razvitiya [Well Drilling

Technology in Russia – Beginnings and Prospects]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov – Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2015, No. 4, pp. 24-35. EDN: VRNHQZ. [in Russian].

2. Gelfgat M.Ya. Razvitie tekhnologii bureniya skvazhin – klyuchevoe napravlenie razvitiya neftegazovoi otrasli [The Development of Well Drilling Technologies – is a Key Direction in the Development of the Oil and Gas Industry]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov – Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2020, No. 1, pp. 19-27. EDN: SGNSXV. [in Russian].

3. Gelfgat M.Ya., Geraskin A.S., Perelman O.M., Fadeikin A.S. Vozvrashchenie elektrobureniya na rynek stroitel'stva napravlennykh skvazhin v Rossii [The Return of Electric Drilling to the Market for the Construction of Directional Wells in Russia]. *Delovoi zhurnal «Neftegaz.RU» – Business Magazine «Neftegaz.RU»*, 2022, No. 7 (127), pp. 64-71. EDN: KOHHWK. [in Russian].

4. Fomenko F.N. *Burenie skvazhin elektroburoom* [Drilling Wells with an Electric Drill]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 272 p. [in Russian].

5. *Otchet za 1971 god po teme № 6-71 «Povyshenie effektivnosti EBiya v usloviyakh Bashkirii»* [Report for 1971 on Topic No. 6-71 «Improving the Efficiency of EBII in the Conditions of Bashkiria»]. Ufa, BashNIPIneft' Publ., 1972. 54 p. [in Russian].

6. *Otchet № 05-65 «Opytno-promyshlennoe burenie skvazhin elektroburoom po kristallicheskomu fundamente na glubinu 4500 m v Bashkirskoi ASSR s vydachei rekomendatsii»* [Report No. 05-65 «Pilot Drilling of Wells with an Electric Drill on a Crystalline Foundation to a Depth of 4500 m in the Bashkir Autonomous Soviet Socialist Republic with the Issuance of Recommendations»]. Ufa, 1965. 10 p. [in Russian].

7. *Otchet o nauchno-issledovatel'skoi rabote: Razrabotat' tekhnologiyu bureniya elektroburami glubokikh i naklonnykh skvazhin v ob'edinenii Bashneft'* [Research Report: Develop a Technology for Drilling Deep and Deviated Wells with Electric Drills in the Bashneft Association]. Ufa, BashNIPIneft' Publ., 1988. 92 p. [in Russian].

8. *Otchet. Tekhnologiya bureniya skvazhin glubinoi do 3000 m elektroburoom s primeneniem novykh tekhnicheskikh sredstv i nizkooborotnykh dolot na mestorozhdeniyakh Bashkirii* [Report. The Technology of Drilling Wells up to 3000 m Deep with an Electric Drill Using New Technical Means and Low-Speed Bits in the Fields of Bashkiria]. Ufa, BashNIPIneft' Publ., 1986. 26 p. [in Russian].

9. Turner D.R., Harris T.W.R., Slater M., Yuratich M.A., Head P.F. Electric Coiled Tubing Drilling: A Smarter CT Drilling System. *Materials of SPE/IADC Drilling Conference*. Amsterdam, Netherlands, 1999. Paper No. SPE-52791-MS. DOI: 10.2118/52791-MS.

10. Emirov Z.A., Gelfgat M.Ya. Sravnitel'nyi gidravlicheskiy raschet promyvki skvazhiny pri koltubingovom bureni s primeneniem elektrobura i VZD [Comparative

Hydraulic Analysis of Well Washing When Coiled Tubing Drilling with Electrodrill and PDM]. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov – Bulletin of the Association of Drilling Contractors*, 2019, No. 2, pp. 26-31. EDN: OOPCUG. [in Russian].

11. Gelfgat M.Ya. Perspektivnye tekhnologii koltyubinga dlya stroitel'stva i rekonstruktsii vysokotekhnologichnykh skvazhin [Promising Coiled Tubing Technologies for the Construction and Reconstruction of High-Tech Wells]. *Tezisy doklada na nauchno-prakticheskoi konferentsii zhurnalov «Vremya koltyubinga»* [Abstracts of the Report at the

Scientific-Practical Conference of the Magazine «Time of Coiled Tubing»]. Moscow, 2022. [in Russian].

12. Perelman O.M., Fadeikin A.S., Gelfgat M.Ya., Geraskin A.S. Perspektivy elektrobureniya dlya razvitiya tekhnologii stroitel'stva skvazhin [Prospects for Electric Drilling for the Development of Well Construction Technologies]. *Materialy Rossiiskoi neftegazovoi tekhnicheskoi konferentsii* [Proceedings of the Russian Oil and Gas Technical Conference]. 2021, SPE-206463-RU. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гельфгат Михаил Яковлевич, кандидат технических наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

mikhailgelfgat@gmail.com

Mikhail Ya. Gelfgat, candidate of technical sciences, professor, Oil and gas well drilling department, National university of oil and gas «Gubkin university», Moscow, Russia

mikhailgelfgat@gmail.com

Фадеекин Александр Сергеевич, технический директор, ООО «Новобур», Пермь, Россия

Alexander S. Fadeikin, technical director, Novobur LLC, Perm, Russia

fadeikin.as@novobur.com

Чайковский Геннадий Петрович, генеральный директор, НПО «Буровая техника», Москва, Россия

Gennady P. Tchaikovsky, general director, Drilling Equipment SPA, Moscow, Russia

gtchaikovsky@integra.ru

Мардаганиев Тимур Ринатович, начальник управления проектирования и мониторинга строительства скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть), Уфа, Россия

Timur R. Mardaganiev, head, Well construction design and monitoring department, RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

MardaganievTR@bnipi.rosneft.ru

Фаизов Эдуард Ильгизарович, начальник отдела техники и технологии строительства скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть), Уфа, Россия

Eduard I. Faizov, head, Well construction engineering and technology department, RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

FaizovEI@bnipi.rosneft.ru

Ядрин Виктор Васильевич, старший эксперт управления проектирования и мониторинга строительства скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК»Роснефть), Уфа, Россия

Viktor V. Yadrin, senior expert, Well construction design and monitoring department, RN-BashNIPIneft LLC, (Rosneft PJSC Group Company), Ufa, Russia

YADRINVV@bnipi.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 28.12.2022; одобрена после рецензирования 20.02.2023; принята к публикации 30.03.2023.

The article was submitted 28.12.2022; approved after reviewing 20.02.2023; accepted for publication 30.03.2023.