DOI:10.26104/NNTIK.2022.45.557

DOI: 10.26104/NNTIK.2022.69.73.003

Калдыбаев Н.А., Бекташов Б.М., Талиев Н.А., Алканов Д.А.

«МАЙЛИСУ IV – ЧЫГЫШ ИЗБАСКЕНТ» МУНАЙЗАТ КЕНДИН ШАРТТАРЫНДА МУНАЙ ЖАНА ГАЗ СКВАЖИНАЛАРЫН БУРГУЛООН ҮЧҮН КОЛДОНУЛУУЧУ БУРГУЛАРДЫН ЖЕШИЛҮҮГӨ ЧЫДАМДУУЛУГУН БААЛОО

Калдыбаев Н.А., Бекташов Б.М., Талиев Н.А., Алканов Д.А.

ОЦЕНКА ИЗНОСОСТОЙКОСТИ БУРОВЫХ ДОЛОТ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БУРЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «МАЙЛИСУ IV – ВОСТОЧНЫЙ ИЗБАСКЕНТ»

N. Kaldybaev, B. Bektashov, N. Taliev, D. Alkanov

WEAR RESISTANCE EVALUATION OF DRILL BITS USED FOR DRILLING OIL AND GAS WELLS UNDER THE CONDITIONS OF THE MAYLISU IV - EAST IZBASKENT FIELD

УДК: 550.822

Скважиналарды бургулоонун натыйжалуулугун жогорулатуу жана өзүнө турган наркын төмөндөтүү - геологиялык чалгындоо иштеринин башкы милдети. Макалада мунай жана газ скважиналарын бургулоонун технологиялык өзгөчөлүктөрү талкууланат. Изилдөөнүн максаты – Майлису IV – Чыгыш Избаскент кенинин шартында мунай жана газ скважиналарын бургулоо үчүн колдонулуучу бургулардын жешилүүгө чыдамдуулугун талдоо жана баалоо. Изилдөөнүн методологиясы хронометриялык байкоолор жана бургулардын иштөө процессин сүрөткө тартуу, ар кандай стандарттык өлчөмдөгү бургулардын эскирүүгө туруктуулугу жөнүндө статистикалык маалыматтарды чогултуу жана компьютердик талдоону камтыйт. Тажрыйбалык иштердин жүрүшүндө скважиналарды бургулоодо ар түрдүү катуулуктагы, жаракалуу жана абразивдүү тоо тектеринде скважиналарды бургулоодо эн эффективдүү бургулар аныкталды. Бургулоочу бургулардын иштен чыгуусунун себептери аныкталды, ошондой эле аларды жакшыртуу боюнча сунуштамалар иштелип чыкты. Бургулоонун эффективдүүлүгүн жогорулатуу үчүн PDC тибиндеги бургулоочу бургуларды колдонуу менен бурамалуу скважина кыймылдаткычтары менен бургулоо технологиясы сунушталды. Алынган жыйынтыктарды «Кыргызнефтегаз» ААКнын шартында мунай жана газ скважиналарын бургулоо учурунда колдонулуп, жакшы натыйжаларды көрсөттү.

***Негизги сөздөр**: бургулоо, мунай-газ скважиналары, бургулоо бургусу, бургулоо режими, кыймылдаткычтар, натыйжалуулук, технологиялык процесс, кен.*

Повышение эффективности и снижение затрат при бурении скважин является основной задачей геологоразведочных работ. В статье расссмотрены технологические особенности бурения нефтегазовых скважин. Целью исследования является анализ и оценка износостойкости буровых долот применяемых для бурения нефтегазовых скважин в условиях месторождения Майлису IV-Восточный Избаскент. Методика исследований включала хронометражные наблюдения и фотографирования долота в процессе работы, сбор и компьютерную обработку статистических данных по износостойкости различных типоразмеров буровых долот. В ходе опытно-промышленных работ выявлены наиболее эффективные долота при бурении скважин в различных по твердости, трещиноватости и абразивности породах. Установлены причины выхода из строя буровых долот, а также составлены отчеты и предложения для их усовершенствования. Для повышения эффективности показателей бурения рекомендована технология бурения винтовыми забойными двигателями с использованием бурового долота типа PDC. Предлагаемая технология при бурении нефтяных и газовых скважин в условиях АО «Кыргызнефтегаз» показала сравнительно высокую надежность и эффективность с точки зрения рационального использования ресурса отработки буровых долот.

***Ключевые слова**: бурение, нефтегазовые скважины, буровое долото, режим бурения, двигатели, эффективность, технологический процесс, месторождение.*

Increasing efficiency and reducing costs when drilling wells is the main task of geological exploration. The article discusses the technological features of drilling oil and gas wells. The purpose of the research is to analyze and evaluate the wear resistance of drill bits used for drilling oil and gas wells in the conditions of the Maylisu IV field - East Izbaskent. The research methodology included chronometric observations and photographing of the bit in the process of operation, collection and computer processing of statistical data on the wear resistance of various standard sizes of drill bits. In the course of pilot work, the most effective bits were identified when drilling wells in rocks of various hardness, fracturing and abrasiveness. The reasons for the failure of drill bits have been established, as well as reports and proposals for their improvement. To increase the efficiency of drilling performance, the technology of drilling with screw downhole motors using a PDC type drill bit is recommended. The proposed technology for drilling oil and gas wells in the conditions of JSC «Kyrgyzneftegaz» has shown a relatively high reliability and efficiency in terms of rational use of the resource of drilling bits.

***Key words**: drilling, oil and gas wells, drill bit, drilling mode, engines, efficiency, technological process, field.*

Введение. Долговечность буровых **долот** тесно взаимосвязана их прочностью и износостойкостью, а в конечном итоге предопределяет эффективность процесса углубления скважин [1]. Тип бурового долота, его конструкция и износостойкость влияют на характер кривой проходки. Кривые проходки, построенные различными авторами, показывают, что при современном состоянии техники и технологии бурения скважин с увеличением глубины скважины производительность буровых долот снижается. Это объясняется изменением энергетических показателей бурения скважин при применении тех или иных типов забойных двигателей в сочетании с долотами

DOI:10.26104/NNTIK.2022.45.557

того или иного диаметра [2-6].

Следовательно, совершенствование технологического процесса бурения скважин, улучшение энергетических показателей бурения, повышение износостойкости буровых долот и совершенствование забойных двигателей в сочетании с рациональными режимами бурения скважин является актуальной проблемой.

Целью настоящей работы является анализ износостойкости буровых долот, эксплуатируемых Кыргызским управлением буровых работ (КУБР) и выработка соответствующих рекомендаций по технологии бурения. Многообразие и сложность геолого-морфологических условий месторождений, разрабатываемых АО «Кыргызнефтегаз» предопределили широкий объем исследований по анализу износостойкости долот. В настоящих исследованиях в качестве основного объекта выбрано месторождение Майлису IV - Восточный Избаскент, где ведутся наибольшие объемы буровых работ. Ниже приводятся сведения о типовом геологическом разрезе и основные физико-механические характеристики проходимых горных пород.

Геологический разрез месторождения Майлису IV - Восточный Избаскент в пределах туркестанского яруса начинается с 12-16 метровой пачки плотных серо-зеленых глин. Ниже залегает слой Бактрийского яруса мощностью 900 метров.

Породы бледно-розовой свиты залегают в интервале 900-1770 м. Далее, в интервале 1770-2060 м залегают глины кирпично-красные, в интервале 1060-2140 они чередуются глинами малиновыми, а в интервале 2140-2385 м глинами зелеными.

Первый продуктивный пласт (пласт III) встречается после пересечения свит верхнего мела (2075-2095 м), V-пласт в интервале 2200-2250 м.

На рисунке 1 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Бурение велось в основном в породах средней твердости, по промывочной классификации. Категория буримости пород составляла от VI-XI.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мкм^2	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость породы, кгс/мм^2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, мПа*10^3	Гидратационное разуплотнение (набухание породы)
	От (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
N_2^2 bk	0	400	глины, песчаники, конгломераты	2,22 2,34	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	15-40 70-170	не опр.	VI IX-XI XI	СРЕДНЯЯ ТВЕРДАЯ	0,4 0,35 -	5 17,3	не опр.
N_1-N_2^1ms$_2$	400	1170	песчаники, алевролиты, глины	2,34 2,34 2,22	-//-	-//-	-//-	-//-	-//-	-//-	70-170 55-90	-//-	IX-XI VI VI	ТВЕРДАЯ СРЕДНЯЯ	0,35 0,29 0,4	17,3 17,2 5	-//-
P_3^{2-3}ms$_1$	1170	1470	глины, песчаники	2,22 2,34	-//-	-//-	-//-	-//-	-//-	-//-	15-40 70-170	-//-	VI IX-XI	СРЕДНЯЯ ТВЕРДАЯ	0,4 0,35	5 17,3	-//-
P_3^1 sm	1470	1550	глины, песчаники	2,22 2,34	10-20	0,0017	-//-	-//-	-//-	-//-	15-40 70-170	-//- 3-4	VI IX-XI	СРЕДНЯЯ ТВЕРДАЯ	0,4 0,35	5 17,3	-//-

Рис. 1. Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

В качестве возможных осложнений в процессе бурения можно отметить поглощения промывочной жидкости в толще карбонатных пород и прихваты бурового снаряда в глинистых породах.

Методика исследований. Стоимость проходки одного метра скважины определялась как (С):

$$C = \frac{Сч}{Vм/ч} + \frac{Сд}{Нд}, \quad (1)$$

где $С_ч$ - стоимость одного часа работы бурового станка, $США;

$V_{м/ч}$ - средняя механическая скорость бурения, м/ч;

$С_д$ - стоимость долота, $США;

$Н_д$ - средняя проходка на долото, м.

Стоимость метра проходки, подсчитанная по такой методике в условиях месторождения Майлису IV – Избаскентв зависимости от условий бурения колебалась от 8,2 до 26,1USD/м. Следует отметить, что стоимость долот в последние годы выросла и составляет 500 - 700 $США, что обуславливает большие затраты на них.

В процессе бурения скважин по специально разработанной форме, обрабатываемой с помощью программы *Excel. По результатам наблюдений* составлялись отчеты (рис. 2), которые включали в себя также сведения об условиях бурения, включая технологический режим бурения и фотографии изнашиваемых частей бурового долота. В отчете также отражались геологические сведения и параметры бурового раствора. По результатам обработки отчетов по определенным интервалам бурения определялись причины выхода долот из строя, разрабатывались предложения и рекомендации по их усовершенствованию. Форма отчета охватывала

DOI:10.26104/NNTIK.2022.45.557

сведения за весь период эксплуатации долота, описывалась также характеристика работы долота за время каждой рейсовой проходки.

DOI:10.26104/NNTIK.2022.45.557

Отчет по отработке долота / Report Bit				*ООО НПП "БУРИНТЕХ"*
Зона деятельности / Zone of activity				
Заказчик/ Customer	ОАО "Кыргызнефтегаз"	Буровая компания / The drilling company		ОАО "Кыргызское УБР"
M/p / Field	Майли-Су IV-Восточный Избаскент	Подрядчик по буровым растворам / The contractor on drilling muds		
Куст / Pad	Скважина № / Well № 536	Подрядчик по телеметрии / The contractor on telemetry		
Параметры БУ / Parameters of drilling rig				
Буровая, тип / Rig type	Уралмаш-4Э	Система отчистки, ступени / mud cleaning system		1 ступень: ВС-1 -2шт.
Тип ротора / rotor type	Р-560	Буровые насосы, тип, шт. / mud pumping unit		У8-6МА2 -1шт.(1х170-4клап..)
Скважина / Well				
Профиль скважины / well profile	S-образная			
Диаметры колонны / Casing size, м (m)	245			
Глубина спуска колонны / Casing MD, м (m)	502			
Долото / Bit				
Тип / Type	БИТ-215,9 В613.30	Насадки долота / Bit Nozzles, мм(mm)	диам. диам. диам. диам. диам. диам. диам. диам. диам.	
Завод.номер / Ser. No.	8910			
Производитель/The manufacturer of a bit	ООО НПП "Буринтех"	Площадь насадок долота / TFA, мм²(mm²)		0,00
ГЗД / Motor				
Тип / Type	ВЗД-195	Люфт осевой, мм		
Завод.номер / Ser. No.	б/н*	Люфт радиальный, мм		
Заходность / Lobes	9:10	Люфт тангенциальный, град		
Буровой раствор / drilling fluid				
Тип раствора / Mud type	глинистый	Пластическая / Кажущаяся вязкость / PV / YP		
Удельный вес / Densing, г/см³(sg)	1,19-1,21	Водоотдача / Fluid Loss см³/30мин (mL/30min)		не замерялась
Условная вязкость / FV, сек (sec)	25-40	Содержание песка / Sand %		> 5
КНБК / BHA				
БИТ-215,9 В613.30; ВЗД-195 -8,8м; УБТ-178 -73,4м; СБТ-140 -ост.				
Данные по бурению / Data on drilling				
Дата спуска / Date RIH, день/час	18.07.2008 15:00	Глубина от / MD In, м(m)	1215	Трейса / Ttrip, час(hrs) 30,8 Vрейс м/час 0,0
Дата подьёма / Date POOH, день/час	19.07.2008 21:50	Глубина до / MD out, м(m)	1215	Tмех / Tmech, час(hrs) 0,0 Vмех./ ROP #ДЕЛ/0!
Вынос керна/ Core recovery %,(м)		Интервал / Interval, м(m)	0	Tцир. за рейс/ Total Circulation Hrs, час (hr) 9,5
Режим бурения / Mode of drilling				
Осевая нагрузка / WOB, Min / Max, т(t)	5-7	Расход промывочной жидкости / Flow Rate, л/сек (lps)		28
Количество оборотов ГЗД / RPM Motor	170	Давление на стояке / Pump Pressure, атм (atm)		80-90
Количество оборотов ротора / RPM Rotary		Общее количество оборотов/Total RPM		170
Проработка / Reaming		**Направленное бурение / Oriented Drilling**		
Интервал проработки/ Reaming Interval, м(mtr)		Время направленного бурения/ Steering Hrs, час(hr)		
Время проработки/ Reaming Time, час(hr)		Процент времени направленного бурения/ Percentage Steering Hrs, %		
V скорость проработки, м/час (m/hr)	#ДЕЛ/0!			

Геология / Geology

Свита/ Suite	Литология/ Lithology	Интервал бурения / Interval Drillig от/from	до/to	Зенитный угол/ Zenith Angle от/from	до/to	Время бурения / Time Drill	Vмех. / ROP м/час /(m/hr)
	глины зеленые, с редкими включениями гипса и коричневых глин	1215	1215			0	указано выше

Гиперссылка на фотоотчет / Hyperlink on the photo report

После подьёма - Вид с верху / AFTER POOH - TOP VIEW

КЛАССИФИКАЦИЯ ИЗНОСА по API/ IADC Dull Bit Grading

Режущая структура / Cutting Structure: Наружние ряды / Outer Rows	Внутренние ряды / Inner Rows	Осн. хар-ки износа/ Dull Characteristics	Местоположение/ Location	Опоры подшипника / Bearings	Износ по диаметру/ Gage	Второстепенные хар-ки износа / Other Dull	Причины подъема/ Rsn Pull	Дата/ Date :	Оценку износа произвел/ Dull Graded by
0,5	0	WT, CT	A, G	X	IN	WO	DMF	17.07.2008	Чертищев В.

КОММЕНТАРИИ / RUN COMMENTS

Система очистки на буровой как таковая отсутствует, в наличии только два последовательно расположенных вибросита. В связи с чем в буровом растворе имеется песок, который как абразивный материал значительно сокращает ресурс работы долота, размывая корпус изнутри, в местах посадочных отвертстий промывочных насадок, а также одну насадку на долоте, замененную на самодельную (из-за изначально высокого давления на стояке).
Причина низкой мех.скорости в этом рейсе обусловлена отсутствием нормальной работы ГЗД.

ПРОЕКТНЫЕ ДАННЫЕ/ PLANNED PERFORMANCE

Типоразмер/ Size/Type	Глубина от/ Depth In, м(mtr)	Глубина до/ Depth out, м(mtr)	Интервал/ Interval, м(mtr)	Время бурения/ Time Drill, час(hr)	Мех. скорость/ ROP, м/час(mtr/hr)
БИТ-215,9 В613.30					

ФАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ/ ACTUAL PERFORMANCE

Типоразмер/ Size/Type	Глубина от/ Depth In, м(mtr)	Глубина до/ Depth out, м(mtr)	Интервал/ Interval, м(mtr)	Время бурения/ Time Drill, час(hr)	Мех. скорость/ ROP, м/час(mtr/hr)
БИТ-215,9 В613.30	1215	1215	0	0	#ДЕЛ/0!

Рис. 2. Типовая форма отчета для изучения износостойкости долота.

DOI:10.26104/NNTIK.2022.45.557

Следует отметить, что, до недавного времени в Кыргызском управлении буровых работ ОАО «Кыргызнефтегаз» наиболее широко применялись шарошечные долота различных типоразмеров, в основном российских фирм-производителей.

Результаты исследований. Опытно-промышленными работами выявлены наиболее эффективные долота при бурении скважин в различных по твердости, трещиноватости и абразивности породах. При этом число долот выходивших из строя из-за скола зубков наблюдалось редко.

В твердых и абразивных породах (песчаники, конгломераты) соотношение причин износа такое: 43% долот выходят из строя из-за износа вершин и 27% - из-за скола периферийных зубков. В средних и слабых породах (глины, алевролиты) долота выходят из строя из-за износа козырьков и выпадения роликов, а вооружение, хотя и претерпевает износ, но незначительный и опоры в большинстве случаев остаются работоспособными.

Лучшие результаты по бурению показали буровые долота, выпускаемые ОАО «Уралбурмаш» и НПП «Буринтех». При бурении под диаметр 215,9 наибольшую износостойкость показало долото БИТ - 215,9 В613.30 , выпускаемый ОООНПП «Буринтех». При этом в интервале 1100-1300 м средняя механическая скорость составляла 9,5 м/час, рейсовая до 25 м м/час. В интервале 1300-1500 метров механическая скорость бурения снижалось до 7,5 м/час, рейсовая до 20 м/час. Средняя проходка на одно долото составляет 680 п.м.

Следует отметить, что в ходе опытно-промышленных исследований система очистки на буровой как таковая отсутствовала, работали только два последовательно расположенных вибросита. В связи с чем в буровом растворе имеется песок, который как абразивный материал значительно сокращает ресурс работы долота, размывая корпус изнутри, в местах посадочных отверстий промывочных насадок.

Основным недостатком шарошечных долот являются низкая проходка на долота, следовательно, увеличиваются сроки бурения скважин за счет многократных СПО. При этом, всегда есть шанс оставить шарошки долота на забое скважины.

Исходя из результатов испытания шарошечных долот в целях достижения максимальной механической скорости бурения выбирались оптимальные режимы бурения и совершенствовалась технология бурения. Учитывая опыт бурения нефтяных скважин китайскими компаниями, работающими с недавних времен в южном регионе Кыргызстана была апробирована технология бурения с долотами типа PDC. При больших глубинах скважин хорошо показало себя бурение с помощью винтовых забойных двигателей.

Так как в КУБР в основном бурятся наклонно-направленные скважины, то и выбираются соответствующие типы буровых долот PDCи винтовых забойных двигателей.

С появлением долот PDC, можно сказать, открылась новая эра в бурении нефтяных и газовых скважин, так как за один рейс можно пробурить довольно протяжённые интервалы, где проходка за один рейс является ключевой задачей. Тем самым сокращаются сроки строительства нефтяных скважин, что сулит существенные экономические выгоды для нефтяной компании.

Заметным преимуществом PDC долота перед шарошечными заключается в его износостойкости. Даже при деформации такие долота можно ремонтировать и вновь запускать в работу. Механизм разрушения горной породы срезом в 2 раза эффективнее сжатия, и, соответственно, механическая скорость проходки (МСП) для долот PDC должна быть выше. Разработка новых форм и профилей лопастей ведёт к улучшению управляемости долотами при наклонно-направленном бурении. А разработки в области резцов PDC позволяют бурить все более твердые породы, интервалы с переслаиванием горных пород.

Основной причиной износа буровых долот при эксплуатации в условиях месторождений АО «Кыргызнефтегаз» является значительное повреждение долота при ударной нагрузке. В КУБРе разрабатывались меры для оптимизации КНБК и улучшения режима бурения, чтобы уменьшить степень повреждения долот под воздействием ударной нагрузки. Главную сложность представляют не литологические условия. Основная проблема заключается в недостаточных мощностях буровых станков, некачественном контроле параметров бурения и недостаточной информации об условиях бурения в конкретных месторождениях, где применяются долота.

Порода разрушается более эффективно при срезающем действии. Долота PDC разрушают породу в основном за счет именно этого свойства. Поэтому очевидно, что бурение может осуществляться значительно быстрее при использовании долот PDC. Негативным эффектом является то, что чем больше породы удаляется за один оборот долота, тем больше требуется энергии. Избыточный крутящий момент на долоте и нестабильное направленное бурение – это основные причины порой неудовлетворительной работы долот PDC.

К основным достоинствам PDC долот относится целый ряд параметров: отсутствие в их конструкции движущихся частей (что значительно снижает риски оставления частей долота в забое скважины при бурении), высокая износостойкость, позволяющая обеспечивать высокие показатели проходки, низкая

DOI:10.26104/NNTIK.2022.45.557

требуемая осевая нагрузка при высоких скоростях бурения.

На месторождении Майли-Суу IV – Восточный Избаскент в основном бурятся наклонно-направленные скважины, следовательно нужен особый подход при выборе соответствующих типов буровых долот PDC и винтовых забойных двигателей с регулятором угла. С учетом вышеизложенного на данной площади скважины бурились при помощи винтового забойного двигателя ВЗД 7LZ172K-5 с регулятором угла, заходностью 7/8, шаг ротора 5, рабочие пары удлиненные, длина активной части статора до 5 м. В основном использовались 4-х и 5-лопастные долота, последний преимущественно для набора угла.

Анализ изностойкости долот PDC показал следующее. В скважине № 674 применялось долото 215,9 KMH 1953 ADR, интервал бурения 788-1713 (923 м), время бурения составила 128,5 часов. После подъёма износ: скол и потеря резцов до 25-30%, 100%ный износ долот почти не наблюдается, не считая некоторых случаев. Причина подъёма долота в основном в связи с изменением геологических условий или из-за отказа забойного двигателя, с достижением проектного забоя (в форме отчета при желании можно указать износ по коду AIDS.). После подъёма это долото повторно используется для забурки или при бурении мелких скважин.

Для бурения скважины №675 использовано долото 215,9 KMH 1953 ADR M322, интервал бурения 62-1037 м (всего 975 м) пробурено за 125 часов.

В скважине №676 с применением долото 215,9 KMD 1943GRAIDSM223 пройден интервал 370-1749 м (1379 м) за 256 часов.

В скважине № 677 использовалось долото 215,9 KMH 1953 ADR, M322 интервал 307-1800 м (1493 м) пройден за 251,25 час.

В скважине № 752 с применением долота 215,9 KMH 1953 ADR, M322 интервал 316-1863 м (1547 м) пройден за 232,75 час.

Как видно из результатов испытаний, механическая скорость бурения составляла от 5,8 до 8,1 м/час, что значительно выше по сравнению с шарошечным бурением. Самое главное, проходка на одно долото превысило 1000 метров.

Заключение. В настоящей работе дана оценка износостойкости различных типоразмеров буровых долот в процессе их эксплуатации на месторождении Майли-Суу IV - Восточный Избаскент. На основе изучения сравнительных характеристик долот выявлены преимущества лопастных долот типа PDC. Для повышения эффективности бурения с помощью таких долот в Кыргызском управлением буровых работ проведены испытания новой технологии бурения «ВЗД + долото PDC» (винтовые забойные двигатели и буровые долота производства КНР). Данная технология при бурении нефтяных и газовых скважин в условиях АО «Кыргызнефтегаз» показала сравнительно высокую надежность и эффективность с точки зрения рационального использования ресурса отработки буровых долот.

Литература:

1. Буровые долота. Горная энциклопедия. http://www.mining-enc.ru/b/burovye-dolota/
2. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/Под ред. А.Г. Калинина. - М.: ООО «Недра Бизнесцентр», 2001. - 450 с.
3. Блинков О.Г. Пути повышения эффективности работы буровых шарошечных долот. Автореферат дисс. на соиск. уч. ст. д.тех.н. - М., 2007. Спец. 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин.
4. Морозов В.А. Исследование оптимального диапазона устойчивой работы системы «долото-винтовой забойный двигатель-бурильная колонна» / В.А. Морозов, М.В. Двойников, П.А. Блинов / Нефтегазовое дело. - 2018. - Т. 16. - № 2. - С. 35-43.
5. Симонянц С.Л. Бурение скважин гидравлическими забойными двигателями. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.Губкина, 2018. - 208 с.
6. Симонянц С.Л. Определение рабочих параметров винтового забойного двигателя / С.Л. Симонянц, М. Аль Тии, А.В. Гуринович // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - № 11. - С. 5-7.
7. Саидрахмонзода С.С., Валиев Ш.Ф. Контроль и управление репрессией на пласт в процессе бурения проектируемых поисково-разведочных скважин на площади махрам с целью снижения георисков и техногенных воздействий. / Наука, новые технологии и инновации Кыргызстана. 2019. №. 4. С. 153-157.
8. Саидрахмонзода С.С. Эффективный способ применения бурового раствора при бурении скважин в палеогеновых отложениях нефтегазового месторождения махрам. / Наука, новые технологии и инновации Кыргызстана. 2018. №. 7. С. 54-58.