УДК 628.243.2

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ PDC НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ

–––––––

MODELLING OF PROCESS OF WELL-DRILLING BY PDC CHISELS ON THE UZEN OIL AND GAS FIELD

Федоров Борис Владимирович
доктор технических наук, профессор кафедры
технология и техника бурения скважин,
Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И. Сатпаева
bvf-b@mail.ru

Ратов Боранбай Товбасарович
доктор технических наук, заведующий кафедрой
технология и техника бурения скважин,
Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И. Сатпаева
ratov69@mail.ru

Шарауова Айзада Балтагалиевна
докторант, PhD кафедры
технология и техника бурения скважин,
Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И. Сатпаева

Fedorov Boris Vladimirovich
Doctor of technical science,
Professor of technology and technical
of wells drilling department,
Kazakh national research
technical university of K.I. Satpayev
bvf-b@mail.ru

Ratov Boranbay Tovbasarovich
Doctor of technical science,
Head of technology and technical
of wells s drilling department,
Kazakh national research
technical university of K.I. Satpayev
ratov69@mail.ru

Sharauova Ayzada Baltagaliyevna
Doctoral candidate,
PhD of technology and technical
of wells drilling department,
Kazakh national research
technical university of K.I. Satpayev

Аннотация. Проанализированы данные о механической скорости бурения и стойкости современных долот PDC при строительстве более 100 нефтегазовых скважин на месторождении Узень (республика Казахстан). Показано, что при бурении мягких и средней твердости пород, которыми представлен геологический разрез месторождения, стойкость долот PDC составляет 4500–5000 м при диаметре скважин 220 мм.
Составлена модель буримости, которая для однородного разреза месторождения математически представляет две параболические зависимости с различным темпом снижения скорости бурения: первоначально, при бурении новым, мало износившимся долотом, парабола вогнута, а затем, когда износ долота нарастает, кривая, проходя точку перегиба, приобретает выпуклую форму. Показано, что износ долота PDC на интервале бурения пропорционален соотношению изменения скорости бурения в конце и начале интервала углубления скважины. Сравнение показателей долота PDC и ранее применявшихся шарошечных долот показало, что по стойкости долота PDC превышают аналогичый показатель шарошечных долот в 7 раз, а по производительности в 2 раза.

Ключевые слова: долото PDC, скважина, однородная порода, износостойкость, модель буримости.

Annotation. The drillings given about mechanical speed and firmness of modern PDC chisels at construction more than 100 oil and gas wells on the field Uzen (Republic of Kazakhstan) are analysed. Has shown that when drilling soft and the average hardness of breeds which have presented a geological section of the field firmness of PDC chisels makes 4500–5000 m with a diameter of 220 mm wells.
The model of drilling capacity which for a uniform section of the field mathematically represents two parabolic dependences with various rate of decrease in speed of drilling is made: originally, when drilling by the new, a little worn out chisel the parabola is bent, and then when wear of a chisel increases a curve, passing an inflection point, gets a convex form. It is shown that wear of PDC chisel on an interval of drilling is proportional to a ratio of change by speed of drilling in the end and the beginning of an interval of deepening of the well. Comparison of indicators of PDC chisel and the chisels which were earlier applied the cutter has shown what on firmness of PDC chisel exceeds an analogichy indicator the cutter of chisels by 7 times, and on productivity in 2 times.

Keywords: PDC chisel, well, uniform breed, wear resistance, drilling capacity model.

Введение

Модель буримости представляет аналитическую зависимость, отражающую процесс взаимодействия породоразрушающего инструмента с забоем скважины во времени.

Удачно установленная модель буримости всегда учитывает основные факторы, влияющие на углубление скважины. Она позволяет прогнозировать работу долота, формировать скважину с наименьшими удельными эксплуатационными затратами и оптимизировать буровой процесс.

Наиболее известной моделью буримости является следующая [1, 2]:

$$\vartheta(t) = \vartheta_0 \cdot \exp(-\beta t), \quad (1)$$

где $\vartheta(t)$ – скорость бурения в момент времени t; ϑ_0 – начальная скорость бурения (формально при t = 0); β – постоянная, зависящая от параметров режима бурения, конструкции долота и свойств горной породы.

Другая известная модель буримости выглядит следующим образом [1]:

$$\vartheta(t) = \vartheta_0 - \Delta\vartheta \cdot t^m, \quad (2)$$

где $\Delta\vartheta$ – темп снижения механической скорости; m – показатель степени, от величины которого зависит характер изменения $\vartheta(t)$ (с постоянным снижением скорости $\vartheta(t)$ (m = 1); с нарастающей интенсивностью снижения $\vartheta(t)$ (m > 1); с замедленной интенсивностью падения $\vartheta(t)$ (m > 1)).

Существуют и другие модели буримости, относящиеся главным образом к работе шарошечного долота в породах любой твердости и абразивности [3]. Например, из рекомендаций В.С. Федорова и других авторов следует, что если шарошечное долото более чем вдвое снизило скорость в сравнении с начальной, то его следует поднять из скважины и заменить новым.

Однако с появлением современных типов долот, отличающихся другими принципами разрушения горных пород, высокой износостойкостью и большой производительностью, упомянутые выше рекомендации о времени смены долота вызывают большие сомнения в их правомерности. Это в полной мере относится к долотам PDC (polycrystalline diamond cutter), имеющим алмазно-твердосплавное вооружение.

Долота PDC нашли широкое применение при бурении нефтегазовых скважин. Такие показатели, как проходка на долото, механическая скорость и стойкость, кратны в сравнении с шарошечными долотами, предназначенными для низкооборотного бурения. Эти данные получены при разбуривании мягких пород и пород средней твердости, таких как мел, мергель, глины, глинистые сланцы, алевролиты, малоабразивные известняки, песчаники и др. При бурении упомянутых пород проходка на долото PDC достигает 5000 м. Именно в таких горно-геологических условиях осуществляется бурение нефтяных скважин при эксплуатации месторождения Узень (Республики Казахстан).

Буровые работы осуществляет ТОО «Бургылау», являющееся дочерней компанией АО «Озеньмунайгаз». Фрагмент геолого-технического наряда на бурение нефтедобывающей скважины показан на рисунке 1. Как следует из описания пород, все они относятся к вышеупомянутой группе, где применение долот PDC наиболее эффективно. Конструкция скважин включает направление, кондуктор и эксплуатационную колонну (рис. 1). Бурение под кондуктор (интервал 30–220 м) и эксплуатационную колонну (интервал 220–1340 м) осуществлялось долотами PDC диаметрами соответственно 295,3 мм и 220,7мм.

Для вращения долота PDC 220,7 мм при бурении основного, нижнего интервала под эксплуатационную колонну используется винтовой забойный двигатель Д-172, имеющий крутящий момент по валу 6000–6500 Н · м при частоте вращения 3,0–3,7 $с^{-1}$. Это позволило значительно снизить нагрузки на бурильную колонну и облегчило проведение скважины по проектной вертикальной трассе.

Цель работы

Установление зависимости механической скорости бурения от времени, т.е. от начала использования долота PDC до момента выработки его полного ресурса, когда скорость проходки снижается до 1,5–2,0 м/ч. Своеобразие задачи заключается в том, что при сравнительно небольшой глубине буримых скважин (1200–1400 м) ресурс долота PDC позволяет пробурить 4–5 скважин до его износа. Другими словами, необходимо установить, как изменяется скорость при проходке первой скважины новым, не использованным ранее долотом, затем установить ту же зависимость при бурении второй скважины с учетом износа долота при формировании первой скважины, далее подобная зависимость устанавливается при бурении третьей скважины с учетом ранее произошедшего износа инструмента и т.д. до полного износа долота.

Задача облегчается тем, что, судя по геологическому разрезу, породы однородные, имеют примерно одинаковую буримость, о чем, в частности, свидетельствуют малоизменяемые величины параметров технологического режима бурения пересекаемых пластов, указанных в геолого-техническом наряде и имеющих следующие величины: осевая нагрузка – 40–50 кН; частота вращения вала ВЗД – 90–180 об./мин.; расход бурового раствора – 28–32 л/с.

Предметом исследования изменения скорости бурения от времени стал интервал 220–1340 м, занимающий свыше 85 % от общего метража скважины.

Исходными данными для исследований послужили следующие материалы ТОО «Бургылау»:

- максимальная начальная скорость бурения новым долотом PDC по породам разреза составляет 18,5–19,0 м/ч;

- минимальная скорость бурения долотом PDC, выработавшим свой ресурс, составляет 2 м/ч;
- данные о механической скорости бурения интервала 220–1340 ± 80 м по 116 скважинам, имеющим геологический разрез, аналогичный показанному на рисунке 1;
- примерный ресурс долота PDC, составляющий 4500–5000 м, т.е. такой ресурс достаточен для бурения указанного интервала в нескольких скважинах.

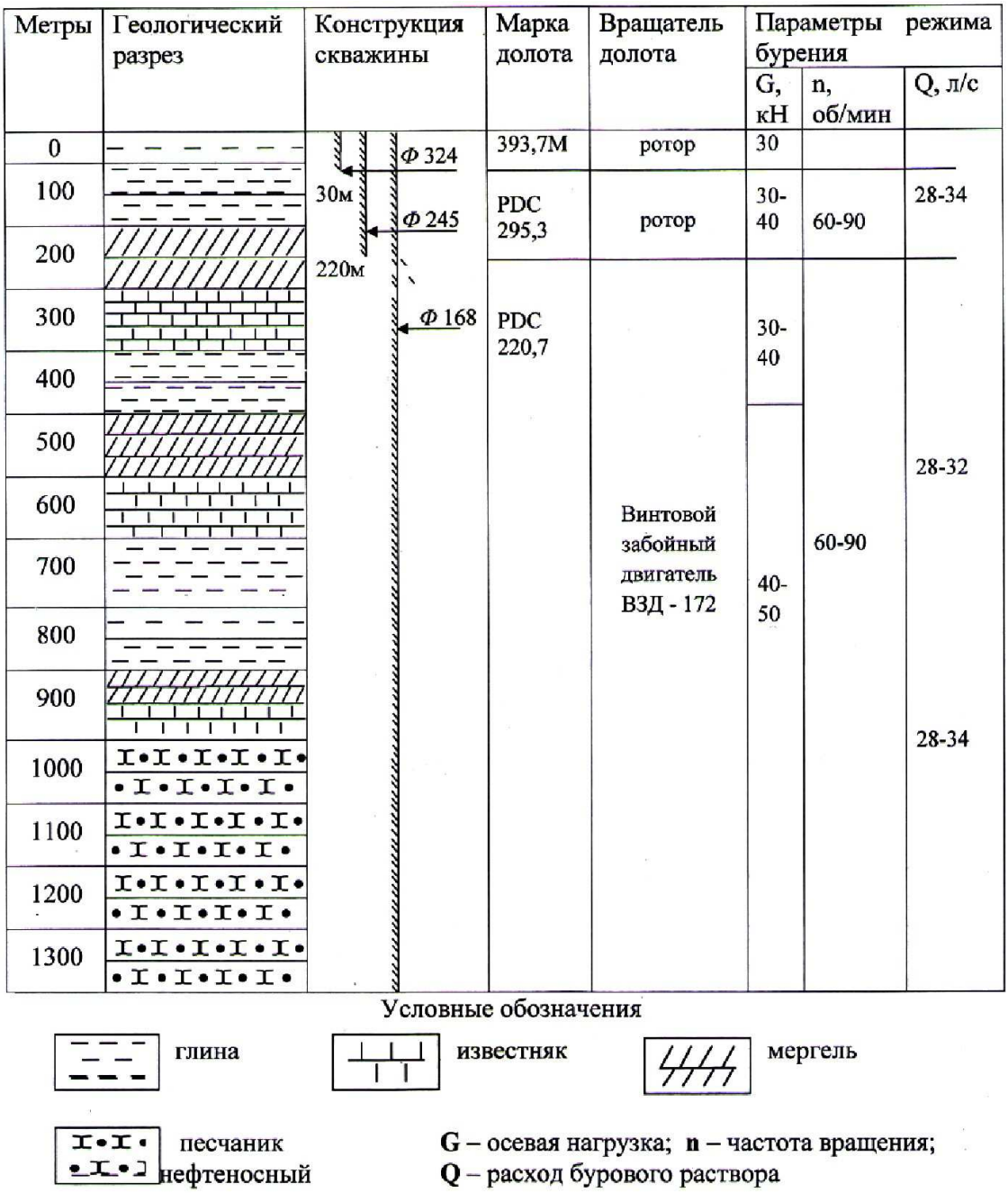

Рисунок 1 – Фрагмент геолого-технического наряда (ГТН) для бурения нефтедобывающей скважины (месторождение Узень)

Для составления модели буримости все скважины, в которых интервал 220–1340 ± 80 м разбуривался долотом PDC 220,7, разделены на 4 группы. В первую группу вошли скважины, в которых упомянутый интервал разбуривался новыми, не использованными ранее долотами PDC; во вторую группу – скважины, в которых интервал 220–1340 м разбуривался долотами, которые ранее применяли только при бурении в первой группе скважин; в третьей группе сгруппированы 20 скважин, в которых упомянутый интервал разбуривался долотами, ранее применявшимися в скважинах первой и затем второй групп; в четвертую группу вошли 15 скважин, в которых интервал 220–1340 м разбуривался долотами PDC, применявшимися ранее в скважинах первой, второй и третьей групп.

Величины скоростей бурения, входящих в каждую группу скважин, представляют вариационный ряд. В соответствии с методикой, изложенной в работах [4, 5], вычислены основные показатели вариационного ряда данных, входящих в каждую группу скважин: средняя скорость бурения $V_{ср}$, дисперсия D, среднее квадратическое отклонение σ, коэффициент вариации V. Указанные показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели статистической обработки скорости бурения долотами PDC по группам скважин

№ группы скважин	Количество скважин в группе	Изменение скорости бурения, м/ч	Средняя скорость бурения $V_{ср}$, м/ч	Время бурения интервала t_n, ч	Дисперсия, D	Среднее квадратическое отклонение σ	Коэффициент вариации V
1	21	19–14	17,0	64,6	0,25	0,70	0,047
2	60	14–12	13,05	78,1	0,16	0,58	0,052
3	20	12–8	10,5	97,6	0,122	0,46	0,048
4	15	8–6,5	6,98	133,6	0,09	0,41	0,056
Итого	116			374			

При бурении интервала 220–1340 м как новым долотом PDC (1-ая группа скважин), так и использование этих же долот последовательно в следующих группах скважин приводит к постепенному их износу с уменьшением ресурса работы.

Выполним приближенную оценку процесса износа долота PDC. При бурении пород новым долотом (1-ая группа скважин) механическая скорость с V_{max} = 19 м/ч упала до V_{min} = 14 м/ч. Главной причиной такого процесса является износ долота A_{u1}, который ориентировочно можно определить из уравнения:

$$A_{un} = (1 - V_{min1} / V_{max1})100\ \%, \qquad (3)$$

где n – порядковый номер группы скважин, в которых применено долото.

После подстановки данных из таблицы 1 в формулу (3) получим:

- долото $A_{un} = (1 - 14/19)\cdot 100 = 26{,}3$ %;
- во второй группе с учетом износа долота в 1-ой группе $A_{u2} = 26{,}3 + (1 - 12/14)\cdot 100 = 40{,}6$ %;
- в третьей группе с учетом предыдущего износа $A_{u3} = 26{,}3 + 14{,}3 + (1 - 8/12)\cdot 100 = 26{,}3 + 14{,}3 + 33{,}3 = 73{,}9$ %.

На заключительном этапе при бурении интервала 220–1340 м в 4-ой группе скважин износ долота достигнет величины, равной $A_{u4} = A_{u1} + A_{u2} + A_{u3} = 26{,}3 + 14{,}3 + 33{,}3 + 18{,}8 = 92{,}7$ %.

Таким образом, ресурс долота PDC после бурения четвертой скважины (интервал 220–1340 м) почти выработан. Одним новым долотом пройдено (1340–220)·4 = 4480 м скважин, что в целом подтверждается практикой бурения нефтегазовых скважин на месторождении Узень.

Полученные данные о скорости бурения в каждой группе скважин позволяют установить модель буримости долотом PDC. Время бурения скважин из каждой группы под номером n определяется:

$$t_n = S_{инт} / V_{0рп}, \qquad (4)$$

где $S_{инт}$ – длина пробуренного интервала в каждой группе скважин ($S_{инт}$ = 1120 м); $V_{0рп}$ – скорость бурения, соответствующая длине $S_{инт}$ группы под номером n (n = 1, 2, 3, 4).

Время бурения интервала ствола под эксплуатационную колонну в зависимости от степени износа долота приведено для каждой группы скважин в таблице 1. Вычисления по формуле (4) показывают, что новым долотом PDC основной интервал скважины (220–1380 м) проходится за 64,6 часа (2,7 сут.). При бурении 2-ой скважины тот же интервал проходится за 78 часов (3,25 сут.) при суммарном износе долота 40,6 %. Тот же интервал при бурении в 3-ей скважине пройден за 97,6 часа (4,1 сут.) при суммарном износе долота 92,7 % и, наконец, при проходке упомянутого интервала в 4-ой скважине затрачено 133,6 часа (5,57 сут.), а суммарной износ инструмента составил 92,7 %. Оставшиеся 7,3 % ресурса долота, судя по крутизне графика функции $\vartheta(t)$, на заключительном этапе бурения интервала (220–1380 м) в 4-ой группе скважин круто уходит вниз, что говорит об ускоренном износе ресурса долота по вооружению буквально в течение 15–20 часов работы.

С учетом данных скорости бурения долот PDC и соответствующем времени пребывания долота на забое получена зависимость $V(t)$, изображенная на рисунке 2.

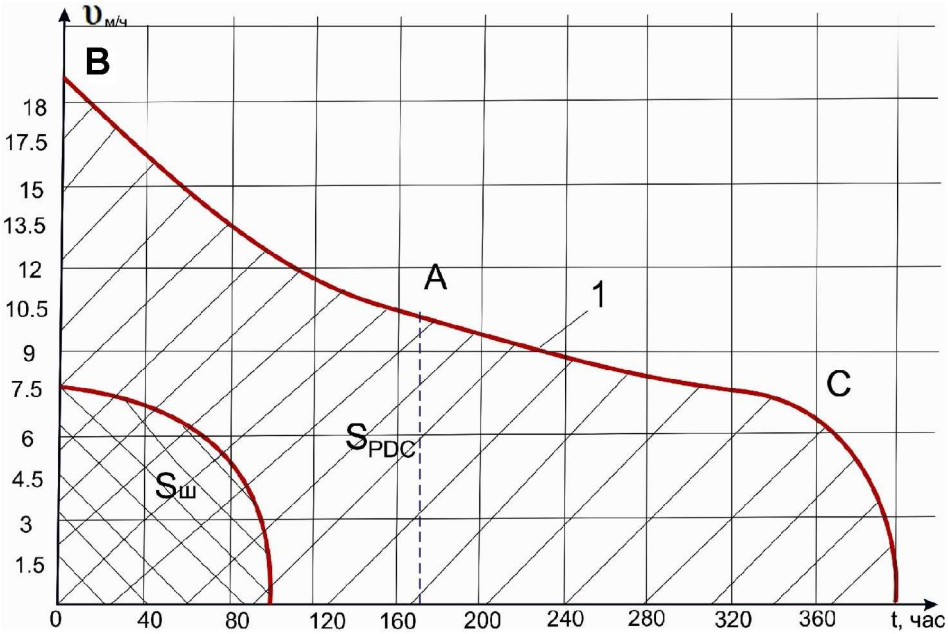

Рисунок 2 – Зависимость скорости бурения долотом PDC 220,7 мм (кривая 1) и шарошечными долотами 215,9 HAT (КНР) (кривая 2) от времени их пребывания на забое скважины

Модель буримости будем искать в виде уравнения (2). Так как на кривой $\vartheta(t)$ имеется точка перегиба, то модель буримости будет иметь два уравнения: для дуги АВ и дуги АС. Константы Δ*V* и *m* найдены по методике, указанной в работе [1], и модель буримости выглядит следующим образом:

- для участка АВ кривой 1:

$$\vartheta(t) = 18 - 0{,}1073 \cdot t^{0{,}83}, \tag{5}$$

где *t* изменяется в интервале $0 \le t \le 170$ ч;

- для участка АС кривой 1:

$$\vartheta(t) = 10{,}4 - 0{,}037 \cdot t^{0{,}83}, \tag{6}$$

где *t* изменяется в интервале $170 \le t \le 370$ ч.

Из формул (2) и (3) следует, что темп снижения механической скорости Δ*V* при бурении новым долотом интервала 220–1340 м в 1-ой группе скважин значительно выше, что, очевидно, связано с конфигурацией алмазно-твердосплавных пластин, которыми армировано долото PDC.

Первоначально бурение на месторождении Узень осуществлялось роторным способом. Формирование скважины под эксплуатационную колонну проводилось с применением шарошечных долот III-215,9 HAT китайского производства при следующих параметрах технологического режима: осевая нагрузка на долото – 160–180 кН; частота вращения долота – 90 об./мин.; расход бурового раствора – 28 л/с.

Установлены следующие показатели бурения шарошечными долотами: начальная механическая скорость бурения ϑ_0 = 8 м/с; средняя скорость бурения $\vartheta_{ср}$ = 6,5 м/с; средняя проходка на долото *S* = 630 м; время работы долота на забое *t* = 95–100 часов.

Обработка результатов по такой же методике, которая применялась для долот PDC, позволила определить следующую модель буримости для шарошечных долот III-215,9 HAT(КНР):

$$\vartheta_t = 8 - 0{,}018 \cdot t^{1{,}3} \text{ м/ч}. \tag{7}$$

На рисунке 2 приведена кривая 2, которая графически отображает модель буримости (7) шарошечными долотами. Заштрихованные площади $S_Ш$ и S_{PDC} под кривыми 1 и 2 характеризуют стойкости соответствующих инстументов. Из рисунка следует, что в условиях бурения на месторождении Узень долота PDC значительно превосходят шарошечные долота как по производительности, так и по износостойкости. Кроме того, при использовании долот PDC резко снижается время на спускоподъемные операции, уменьшается износ бурильных труб.

Выводы

Анализ составленных моделей буримости долотами PDC и шарошечными долотами показал несомненное преимущество долот PDC в условиях бурения скважин на месторождении Узень (мягкие

и средней твердости неабразивные породы). Так, по стойкости долота PDC превосходят шарошечные в 7 раз, а по производительности – в 2,0–2,2 раза.

Предложен приближенный метод определения износа многократно используемого долота PDC, основанный на измерении отношения падения скорости бурения на мерном интервале углубления скважины.

Литература:

1. Левицкий А.З. Исследование данных геолого-технического контроля для оптимизации бурения. – М. : ВНИИОЭНГ, 1987. – 42 с.
2. Попов А.Н., Спивак А.И. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 2007. – 508 с.
3. Калинин А.Г., Оганов А.С. Строительство нефтегазовых скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 580 с.
4. Танатаров Т.Т., Билецкий М.Т. Основы научных исследований и оптимизации в бурении. – Алматы : РИК, 1998. – 291 с.
5. Ганджумян Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении. – М. : Недра, 2013. – 210 с.
6. Ситников Н.Б. Моделирование и оптимизация процесса бурения геолого-разведочных скважин : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Екатеринбург, 2000.

References:

1. Levitsky A.Z. Research of data of geological and technical control for drilling optimization. – M. : VNIIOENG, 1987. – 42 p.
2. Popov A.N., Spivak A.I. Technology of drilling of oil and gas wells. – M. : Nedra, 2007. – 508 p.
3. Kalinin A.G., Oganov A.S. Construction of oil and gas wells. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkina, 2013. – 580 p.
4. Tanatarov T.T., Biletsky M.T. Bases of scientific research and optimization in drilling. – Almaty : RIK, 1998. – 291 p.
5. Gandzhumyan R.A. Mathematical statistics in prospecting drilling. – M. : Nedra, 2013. – 210 p.
6. Sitnikov N.B. Modeling and optimization of process of drilling of the geological and exploratory wells : abstract of the thesis for a degree of the Doctor of technical science. – Yekaterinburg, 2000.