



ЛУКОЙЛ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ЛУКОЙЛ-Инжиниринг

Шмелев Валерий Александрович, Старший научный сотрудник, к.т.н., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Сердобинцев Юрий Павлович, Профессор кафедры «Автоматизации производственных процессов» Волгоградского государственного технического университета, д.т.н.

Макаров Алексей Михайлович, Заведующий кафедрой автоматизации производственных процессов, к.т.н., доцент, руководитель центра прототипирования Волгоградского государственного технического университета

Valery Shmelev, Senior Research Associate, Ph.D., PermNIPneft, LUKOIL-Engineering LLC Branch in Perm

Yury Serdobintsev, Professor, Department of Industrial Process Automation, Volgograd State Technical University, Ph.D.

Aleksey Makarov, Candidate of Engineering Sciences, Associated Professor, Head of Department of Industrial Process Automation, Head of Prototyping Center, Volgograd State Technical University

Автоматическое управление процессом бурения с целью повышения эффективности строительства нефтяных скважин

Automated Control of Drilling Process to Improve Efficiency of Oil Well Construction

Об эффективности работы долот судят по нескольким показателям, основными из которых являются проходка на долото, механическая и рейсовая скорость бурения и эксплуатационные затраты на 1 метр проходки. Оптимальные условия бурения обычно соответствуют критерию минимальной стоимости метра пробуренной скважины, что характеризует процесс бурения минимальными затратами энергии на разрушение горных пород, высокими значениями механических скоростей и эффективным ресурсом бурового инструмента.

При этом влияние режимных параметров на показатели механического бурения

Bit efficiency is determined by several factors; penetration per bit, rate of penetration, drilling speed per run, and operating costs per meter of penetration. Optimal drilling conditions usually meet the criterion of a minimum cost per 1 m drilled, which is defined as the minimum amount of energy required for rock destruction, high mechanical penetration rates and effective service life of the drilling tool.

With that, the range of parameters that impact mechanical drilling performance is complex and depends on different drilling parameters (geological features, mechanical properties of the rocks, design features of the rock cutting tools, etc.).

носит комплексный характер и зависит от заданных значений других параметров бурения (геологических условий, механических свойств пород, конструктивных особенностей разрушающего инструмента и др.).

В таких условиях выражение показателей эффективности бурения в виде комплексных переменных позволяет установить дополнительные закономерности влияния режимных параметров на эффективность буровых работ.

Основными преимуществами применения информационных технологий к управлению техническими процессами является повышение качества исполнения процесса, его производительности, сокращение времени, стоимости, а также увеличение точности и стабильности выполняемых операций.

Процесс бурения скважин – разрушения горных пород сопровождается многочисленными и разнообразными физическими явлениями, эффективность которого оценивается по целому ряду количественных показателей, характеризующих скорость выполнения отдельных операций, например:

- скорость бурения (механическая, рейсовая, м/час; коммерческая, м/станко-мес;
- расход долот на 1000 м проходки, шт.;
- баланс времени на бурение скважины или на 1 м проходки, час.;
- стоимость бурения 1 м, руб. и др. и качественных показателей, характеризующих степень выполнения поставленных задач при бурении скважин (выход керна, %; интенсивность искривления скважины, градус/м и др.) [1, 19].

Значения данных показателей зависят от ряда неуправляемых (геологических условий бурения, механических свойств горных пород, условий их залегания, случайных событий и др.) [15, 16, 17, 18] и управляемых факторов, к числу которых относятся режимные параметры бурения.

Однако количественные показатели данных критериев не всегда позволяют достоверно оценить эффективность процесса бурения.

Согласно В.С. Федорова [2, 3, 4] влияние режимных параметров на показатели механического бурения носит комплексный характер и судить о влиянии того, или иного параметра по количественным показателям углубления скважины достаточно сложно.

In the above conditions, expressing the drilling performance indicators through specific variables determines the drilling parameters influence on drilling performance.

The main advantages of the information technologies application to technical processes control is to improve the process quality, its productivity, reduce time, cost, and increase the accuracy and stability of the operations performed.

Well drilling - a rock destruction process - is accompanied with numerous and various physical phenomena, which effectiveness shall be assessed by a number of quantitative indicators specifying the performance speed of individual operations, for example:

- rate of penetration (mechanical speed; drilling speed per run; m/hour; commercial, m/rig-month;
- bits consumption per 1000 m of penetration, pcs;
- drilling time schedule per well or 1 m drilled, hour;
- cost of 1 m drilled, RUB, etc. and qualitative indicators describing the achievement of well drilling performance targets (core recovery, %; well deviation intensity, degree/m, etc.) [1].

These values depend on several non-controlled (geological settings of drilling, rock mechanical properties, conditions of rock occurrence, random events, etc.) and controlled factors, which include the drilling parameters.

However, these criteria do not always enable a reliable assessment of drilling efficiency.

According to V. S. Fedorov [2, 3, 4] the effect of the operating parameters on drilling performances is complex, and it is not an easy task to assess the different parameters effects on drilling based on the quantitative indicators.

To optimize the drilling process a modeling was built based on the theoretical calculations and empirical regularities. The following works are known among domestic researches: V. S. Vontenko [1], V. S. Fedorov [4], B. A. Zhlobinsky [5], B. V. Baydyuk, V. Yu. Bliznyukov, V. S. Zaretsky [6], V. D. Evseev [7], V. V. Neskromnykh [8] etc. considering the effect of different factors (geological settings, drilling parameters, bottomhole conditions, etc.) on rock destruction.

Hence, according to V. S. Fedorov, the following parameters have a significant impact on the rate of well deepening: the mechanical properties of rocks,

Стремление оптимизировать процесс бурения привело к попыткам создания моделей этого процесса, основанных на теоретических расчетах и эмпирических закономерностях. Среди отечественных ученых известны работы: В.С. Войтенко [1], В.С. Федорова [4], Б.А. Жлобинского [5], Байдюка Б.В., Близнюкова В.Ю., Зарецкого В.С. [6], В.Д. Евсеева [7], В.В. Нескоромных [8] и др., где рассматриваются вопросы о влиянии различных факторов (геологических условий, параметров режима бурения, забойных условий и др.) на разрушение горных пород.

Так, по В.С. Федорову, на темп углубления скважины решающее влияние оказывают: механические свойства пород; условия их залегания; природа вещества, заполняющего поровые пространства; способ разрушения породы; конструктивные особенности и долговечность разрушающих инструментов; метод удаления из забоя скважины выбуренной породы; совершенство и мощность бурового оборудования и др.

Влияние режимных параметров работы породоразрушающего инструмента на показатели эффективности роторного и турбинного бурения, рассмотренные в работах вышеуказанных авторов отражают общие тенденции изменения механической скорости и времени работы долота (долговечности) при разрушении горных пород, **рис. 1**.

Изменение каждого из параметров G_0, n, Q на разрушение горных пород при бурении зависит от заданных значений других параметров. Увеличение одного из управляемых параметров, например, осевой нагрузки, способствует повышению эффективности бурения только при определенном сочетании других управляемых параметров: расхода промывочной жидкости, частоты вращения инструмента и др. [7].

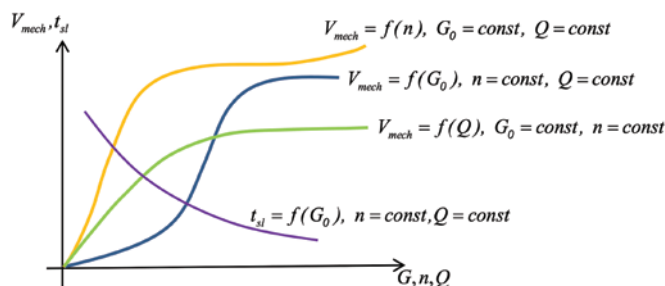
При турбинном бурении изменение величины расхода бурового раствора Q влечет за собой изменение скорости вращения долота n и осевой нагрузки G_0 . Здесь, основным параметром режима бурения является количество прокачиваемой промывочной жидкости Q . В этом случае осевая нагрузка на долото G_0 зависит от интенсивности промывки Q

$$G_0 = f(Q), \quad (1)$$

Число оборотов долота n в турбинном бурении перемененно и зависит от количества прокачиваемой

conditions of occurrence; origin of the substance filling pore space; method of rock destruction; drilling bit design and service life; methods of cuttings removal from hole; perfection and power of drilling equipment, etc.

The effect of rock destruction tools operating parameters on rotary and turbine drilling performances as described in the above publications depicts the general trends of the drilling rate V_{MEX} and bit operating time t_d (service life) which changes over the course of rock destruction is shown in **Fig. 1**.



где G_0 - осевая нагрузка на долото, т; n - частота вращения долота, об/мин;

Q - интенсивность промывки, л/мин;

where G_0 - axial weight on drilling bit (t); n - bit speed (rpm);

Q - circulation rate (l/min);

Рис. 1: Влияние режимных параметров на критерии эффективности производства работ при роторном бурении
Fig. 1: Drilling parameters effect on rotary drilling performance

The effect of each parameter G_0, n, Q on rock destruction during drilling is a function of the preset values of the other parameters. An increase in of one of the controlled parameters, such as, axial weight, contributes to a drilling performances improvement only in combination with other controlled parameters: circulation fluid flow rate, bit speed, etc [7].

In turbine drilling, a change in drilling mud flow rate Q results in a change in the bit speed n and axial weight G_0 . Here, the main drilling parameter is the volume of circulation fluid pumped Q . In this case, the axial weight on bit G_0 is a function of the circulation rate Q .

$$G_0 = f(Q), \quad (1)$$

In turbine drilling, bit speed n is a variable value that is a function of the amount of fluid pumped and of the axial weight on the bit, that is

$$n = f(Q, G_0) \quad (2)$$

жидкости и величины осевой нагрузки на долото, т.е.

$$n = f(Q, G_0) \quad (2)$$

Любое изменение осевой нагрузки на долото при турбинном бурении приводит к изменению показателей его работы, **рис. 2**.

Оптимальный режим с максимумом рейсовой скорости будет достигнут при средней величине нагрузки: между осевой нагрузкой $G_0^{\min}$, соответствующей максимальной механической скорости $V_{mech}^{\max}$, и осевой нагрузкой $G_0^{\max}$, соответствующей максимальной проходке на долото, **рис. 2**, [1].

Сочетание регулируемых параметров, влияющих на показатели бурения, позволяющие получать их наиболее высокие количественные и качественные значения определяет оптимальный режим бурения.

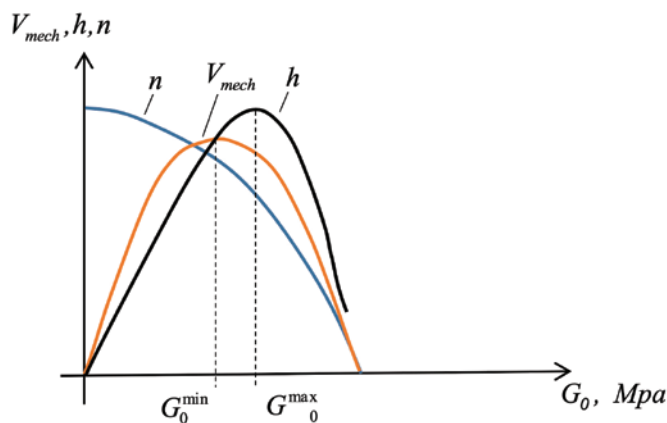
В.В. Нескоромных, [8] указывает оптимальные параметры режима бурения, как параметры, которые соответствуют минимуму стоимости проходки и характеризуются минимальными затратами энергии на разрушение, высокими значениями механических скоростей бурения и эффективным ресурсом бурового инструмента.

Вопросами оптимального сочетания режимных параметров бурения занимались многие научно-исследовательские и учебные заведения: ВНИИБТ, ВНИИКР, ВНИИКАнефтегаз, Азнефтехим им. Азизбекова, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и др. Итогом стали разработанные институтами модели работы бурового долота на забое скважины, где в качестве критерия оптимальности приняты механическая скорость бурения, время работы долота на забое и стоимость метра проходки.

Полученные эмпирическим путем с учетом достаточно обширного опыта бурения скважин в России (СССР), США, Канаде и др. странах уравнения описывают сложный характер влияния множества параметров, **табл. 1**.

В мировой практике присутствуют также зарубежные модели Галле-Вудса-Лубинского, М.Г. Бингхэма и др., представленные в [13].

Основанные на экспериментальных данных бурения скважин в различных регионах мира, математические модели устанавливают



где G_0 - осевая нагрузка на долото, т; n - частота вращения долота, об/мин;
 h - проходка на долото, м;
 where G_0 - axial weight on drilling bit (t); n - bit speed (rpm);
 h - headway per bit (m);

Рис. 2: Влияние осевой нагрузки на механическую скорость, проходку и частоту вращения долота при турбинном бурении
Fig. 2: Axial weight on bit versus drilling rate, meters drilled and bit speed during turbine drilling

In turbine drilling, any change in the axial weight on bit leads to a change in bit performance, **Fig. 2**.

The optimal mode at maximum bit run speed will be achieved at an average axial weight value $G_0^{\min}$ corresponding to maximum rate of penetration $V_{mech}^{\max}$ and an axial weight $G_0^{\max}$ corresponding to maximum headway per bit, **Fig. 2**, [1].

The combination of the controlled parameters effecting drilling performance allowing their highest quantitative and qualitative values determines the optimal drilling mode.

V. V. Neskormnykh [8] indicates the optimal drilling parameters as those corresponding to minimum drilling cost and are characterized with minimal energy consumption for rock destruction, the highest drilling rates and effective bit service life.

Different research and design institutes, and universities have been involved in studies of the optimal combination of drilling parameters: VNIIBT, VNIIKR, VNIICAneftegaz, Azizbekov Azneftekhim, Gubkin Oil and Gas University, etc. As a result, bit bottomhole performances were modeled based on the following optimum criteria: rate of penetration, bit run and cost of 1m drilled.

Empirical equations derived from the sufficiently wide experience of well drilling in Russia (USSR), USA,

№ п/п	Наименование модели	Функциональная зависимость	Обозначения
1	Модель ВНИИБТ	$\frac{dh}{dt} = k_d \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot e^{-\frac{a_3 t}{T - aG - bn}}$ $\frac{dB}{dt} = \frac{A_{\text{ж}}}{T - aG - bn}$ Оптимизация по критерию стоимость метра проходки $q = \frac{A_0 t_d (G, n) + A}{h(G, n)} \rightarrow \min$	h - текущая проходка; t - текущее время; k_d - коэффициент буримости пород; G - нагрузка на долото; n - обороты долота; T - время работы долота; B - износ долота; $A_{\text{ж}}$ - абразивность бурового раствора; α, δ - показатели степени; a_3 - коэффициент затупления зубьев долота; a, b - коэффициенты. A_0 и A_1 - стоимость работы буровой установки, см [13]; t_d - время бурения;
2	Модель ГПИ (Грузинского проектного института) учитывает отдельно износ долота по опоре и по вооружению	$\frac{dh}{dt} = k_d \frac{G^{\alpha_1} \cdot n^{\beta_1}}{(1 + k_1 D_3)^\delta}$ $\frac{dD_3}{dt} = A \frac{G^{\alpha_2} \cdot n^{\beta_2}}{1 + k_1 D_3}$ $\frac{dB}{dt} = C \cdot G^{\alpha_3} \cdot n^{\beta_3}$ Оптимизация по критерию стоимость метра проходки $q = \frac{d_1 t_d + d_2 t_{\text{СПО}} + C_d}{h} \rightarrow \min$	D_3 - износ опоры долота; α, β, δ - показатели степени, определяются на основании экспериментов; C - коэффициент затупления долота; A - коэффициент износа опоры долота, учитывающий абразивность бурового раствора; k_1 - коэффициент износа опоры; B - износ вооружения долота; $t_{\text{СПО}}$ - время СПО.
3	Модель <u>Азнефтехим</u>	$\frac{dh}{dt} = k_d \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot F$ $\frac{dB}{dt} = \frac{A}{T - aG - bn}$	F - функция, учитывающая падение механической скорости из-за износа долота $\frac{dB}{dt}$ - скорость относительного износа долота A - коэффициент, учитывающий влияние свойств промывочной жидкости на износ долота α, β - коэффициенты, определяются на основании экспериментов.

Canada and other countries describes the complex relationship between the numerous parameters, Table 1.

Item No.	Model name	Functional relationship	Legend
1	VNIIBT model	$\frac{dh}{dt} = k_d \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot e^{-\frac{a_3 t}{T - aG - bn}}$ $\frac{dB}{dt} = \frac{A_m}{T - aG - bn}$ Optimization based on 1 m drilled cost $q = \frac{A_0 t_d (G, n) + A}{h(G, n)} \rightarrow \min$	h - current drilling rate; t - current time; k_d - rock drillability; G - weight on bit; n - bit speed; T - bit run; B - bit wear; A_m - drilling mud abrasive ability; α, δ - exponents; a_3 - bit dulling factor; a, b - coefficients. A_0 and A_1 - drill rig daily rate [13]; t_d - rig time;
2	GDI (Georgian Design Institute) considers bit bearing and cutting structure wear	$\frac{dh}{dt} = k_d \frac{G^{\alpha_1} \cdot n^{\beta_1}}{(1 + k_1 D_3)^\delta}$ $\frac{dD_3}{dt} = A \frac{G^{\alpha_2} \cdot n^{\beta_2}}{1 + k_1 D_3}$ $\frac{dB}{dt} = C \cdot G^{\alpha_3} \cdot n^{\beta_3}$ Optimization based on 1 m drilled cost $q = \frac{d_1 t_d + d_2 t_{rt} + C_d}{h} \rightarrow \min$	D_3 - bit bearing wear; α, β, δ - exponents, to be determined experimentally; C - bit dulling factor; A - bit bearing wear factor subject to mud abrasive ability; k_1 - bit bearing wear factor; B - bit cutting structure wear; t_{rt} - tripping time.
3	<u>Azneftekhim</u> model	$\frac{dh}{dt} = k_d \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot F$ $\frac{dB}{dt} = \frac{A}{T - aG - bn}$	F - function considering drilling rate drop due to bit wear $\frac{dB}{dt}$ - bit wear relative rate A - coefficient, considering drilling fluid impact on bit wear α, β - coefficients, to be determined experimentally;

Table 1: Mathematical models providing differential equations for drilling process description

Таблица 1: Математические модели процесса бурения в дифференциальном виде

взаимосвязь управляющих параметров в соответствие с тем или иным требованием к процессу (минимальной стоимости проходки скважины, максимальной механической скорости и максимальным временем работы долота).

В представленных моделях оптимальное сочетание режимных параметров бурения определяется экстремальными значениями таких показателей

Galle-Woods-Lubinsky, Bingham and other models are world-wide known [13].

Mathematical models based on world-wide drilling data establish the relationship of the control parameters subject to this or that drilling process requirement (minimum well drilling cost, maximum drilling rate and maximum bit run).

In the above models, the optimal combination of drilling parameters is determined by the extreme

эффективности, как: интенсивность проходки скважины $\frac{dh}{dt}$, износ долота $\frac{dB}{dt}$, $\frac{dD_3}{dt}$, стоимость

метра проходки, что характеризуется высокими значениями механических скоростей бурения, минимальными затратами энергии на разрушение и максимальным ресурсом бурового инструмента.

При этом количественные значения оптимальных показателей не могут быть решающим фактором для оценки эффективности бурения скважин, т.к. улучшение одного параметра может сопровождаться ухудшением других параметров. Кроме того, при подстановке в выражения единиц измерения физических величин, размерности левой и правой части уравнения не совпадают, что требует введения коэффициентов, выравнивающих размерность единиц измерения.

Получить полную математическую модель, четко отражающую все физические аспекты бурения довольно затруднительно, и практически невозможно в силу ряда причин:

- отсутствием в настоящее время единой работоспособной теории прочности, объясняющей физические явления при разрушении горных пород;
- наличием большого количества случайных факторов, генеральная совокупность которых неизвестна;
- неопределенности горно-геологических условий бурения геологоразведочных скважин.

Таким образом при неизвестных и сложных теоретических закономерностях протекания процесса с большим количеством влияющих факторов, каким является процесс бурения, найти решение задачи в аналитической форме (в форме дифференциальных уравнений) крайне затруднительно.

Учитывая тот факт, что влияние отдельных факторов (геологические условия, режимные параметры бурения, конструктивные особенности инструмента и др.) на показатели бурения проявляется не отдельно, а совместно, и зависит от заданных значений других параметров, рассмотрим решение задачи повышения эффективности бурения в виде нахождения взаимосвязи между отдельными группами величин.

Переход от обычных физических величин к величинам комплексного типа имеет следующие преимущества при решении исследовательских задач:

- возможность установления комплексного влияния параметров на выбранные критерии

values of the efficiency indicators as: well penetration rate $\frac{dh}{dt}$, bit wear $\frac{dB}{dt}$, $\frac{dD_3}{dt}$, cost per 1m drilled q , which

are described with high values of drilling rate, minimum energy consumption for rock destruction, and maximum bit service life.

With that, quantitative values of the optimal indicators cannot play a decisive role in the assessment of well drilling effectiveness since the improvement of one parameter may be accompanied with degradation of another. Besides, the dimensionality of the right and left parts of the equation does not coincide, when physical values are introduced, hence the coefficients are required to smooth the dimensionality of the units of measurement.

It is not an easy task to build a mathematical model clearly imaging all physical drilling aspects, which is impractical due to:

- lack of a present-day unified efficient strength theory explaining physical phenomena of rock destruction;
- numerous random factors, which parent population is unknown;
- uncertainty of geological settings of exploration well drilling.

Hence, when the theoretical trends of the process (like drilling process) are affected with a great number of critical factors which are unknown, it is extremely difficult to find an analytical solution (by means of differential equations) of the problem.

Because the effect of different factors (geological settings, drilling parameters) the bit design (features, etc.) impact on drilling performance cannot be observed individually, but as a combination of factors, and this also depends on the preset values of other parameters, the following solution of the problem of drilling effectiveness improvement is determined by the relationship between individual groups of values.

The transition from common physical values to those of a complex type has the following advantages for a research task solution:

- potential determination of the parameters that have a complex effect on selected performance criteria
- reduction of interdependent variables.
- when a problem with complex variables needs solving, a wide range of events need to be considered rather than a single case of any one parameter's contribution to drilling performance [11].

In light of the selected criteria for drilling effectiveness (V_{mech} - rate of penetration; C - cost of 1m drilled; t_b - bit run), the mechanical process of well deepening

- эффективности производства работ;
- сокращение числа взаимозависимых переменных;
- при рассмотрении задачи в комплексных переменных исследуется не единичный частный случай влияния какого-либо из параметров на повышение эффективности бурения, а множество различных случаев, определяющих эффективность процесса [11].

С учетом выбранных критериев эффективности буровых работ (V_{mech} - механическая скорость бурения; C - стоимость бурения 1 м; t_b - время работы долота на забое), математически механический процесс углубления скважины может быть представлен в виде системы уравнений:

$$\begin{cases} V_{mech} = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \\ C = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \text{ or } Z_{energy} = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \\ t_b = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \text{ or } h = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \end{cases} \quad (3)$$

Где: q - плотность бурового раствора; σ - предел прочности горной породы, $G_0; n; Q$ - взаимозависимые параметры, оптимальное сочетание которых позволяет выбранным критериям $V_{mech}; C; t_b$ или $Z_{energy}; h$ принимать экстремальные значения.

Для установления функциональной связи между параметрами режима бурения $G_0; n; Q$, на которые возможно оказывать воздействие в соответствии с тем или иным требованием к процессу ($V_{mech}; C; t_b \rightarrow MIN; MAX$ или $(V_{mech}; Z_{energy}; h) \rightarrow MIN; MAX$ воспользуемся положениями теории подобия [11].

Запись и решение уравнений (3) с использованием метода размерности входящих величин позволило установить функциональную связь между режимными параметрами бурения [12].

$$\frac{G_0}{F \cdot \sigma} = f\left(\left(\frac{V_{mech}}{v_{ls}}\right)^\alpha, \frac{1}{v_{ls}^\delta}, Q^\delta\right) \quad (4)$$

где F - площадь контакта бурового долота с горной породой, mm^2 ; v_{ls} - линейная скорость перемещения резца инструмента, m/s , α, β, δ - показатели степени, определяемые эмпирическим путем.

Выделим из уравнения (4) комплексные переменные в виде:

$$\pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}}, \quad \text{1) } \pi_1 \text{ характеризует режим разрушения}$$

can be presented mathematically through a system of equations:

$$\begin{cases} V_{mech} = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \\ C = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \text{ or } Z_{energy} = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \\ t_b = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \text{ or } h = f(G_0; n; Q; q; \sigma) \end{cases} \quad (3)$$

Where: q - drilling mud weight; σ - rock ultimate strength; $G_0; n; Q$ - interdependent parameters, which optimum combination enables extreme values of selected criteria $V_{mech}; C; t_b$ or $Z_{energy}; h$.

To determine a functional relation between the drilling parameters $G_0; n; Q$, which may be affected in accordance with this or that process requirement ($V_{mech}; C; t_b \rightarrow MIN; MAX$ or $(V_{mech}; Z_{energy}; h) \rightarrow MIN; MAX$ the provisions of similarity theory have been assumed [11].

Equation (3) formulation and solutions with the help from the included values dimensional method, enabled a determination of the functional relationship between the drilling parameters [12].

$$\frac{G_0}{F \cdot \sigma} = f\left(\left(\frac{V_{mech}}{v_{ls}}\right)^\alpha, \frac{1}{v_{ls}^\delta}, Q^\delta\right) \quad (4)$$

where F - bit-to-rock contact area, mm^2 ; v_{ls} bit cutter linear speed, m/s , α, β, δ - exponents to be determined empirically.

Select complex variables from equation (4) as follows:

$$1) \pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}}, \text{ describes rock destruction mode: from bit impact penetration, when } \pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}} \rightarrow \infty$$

to friction without rock destruction, when

$$\pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}} \rightarrow 0.$$

$$2) \pi_2 = \frac{G_0}{F \cdot \sigma} = \frac{G_0}{F} \cdot \frac{1}{\sigma} = \frac{\sigma_{destr}}{\sigma}$$

describes the condition of solid body (rock) mechanical destruction with external forces applied to a drilling bit, which strength is higher than the rock strength.

$$\text{If } \pi_2 = \frac{\sigma_{destr}}{\sigma} < 1, \text{ stresses created in rock do not}$$

exceed its strength limit, and rock does not fail.

горной породы: от ударного внедрения инструмента, когда $\pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}} \rightarrow \infty$, до

трения без разрушения породы, когда

$$\pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}} \rightarrow 0.$$

$$2) \pi_2 = \frac{G_0}{F \cdot \sigma} = \frac{G_0}{F} \cdot \frac{1}{\sigma} = \frac{\sigma_{destr}}{\sigma}$$

определяет условие механического разрушения твердого тела (породы) на элементы под действием внешних сил, прилагаемых к внедряемому в породу инструменту, обладающим большей прочностью, чем сама порода.

Если $\pi_2 = \frac{\sigma_{destr}}{\sigma} < 1$, то напряжения, создаваемые

в породе не превышают ее предела прочности и разрушения не происходит.

Если $\pi_2 = \frac{\sigma_{destr}}{\sigma} > 1$, напряжения, создаваемые

в породе превышают предел прочности, соответственно происходит разрушение.

Рассмотрим значения комплексных переменных на примере бурения нефтяной скважины (из фонда пробуренных скважин на территории Волгоградской области, режимные параметры бурения которой назначены с позиции $V_{mech} \rightarrow MAX$ и $h \rightarrow MAX$), Табл. 2.

Глубина скв., м	Описание породы	Буримость горных пород (категория буримости)*	Режимные параметры**			Расчетные параметры	
			Мех. скорость бурения, м/час	Осевая нагрузка, т.	Скорость вращения долота, об/мин	π_1	π_2
50-219	Песок кварцевый мелкозернистый.	IV	36,36	5,33	60,39	5,74	87
219-280	Песчаники мелкозернистые	V	77,26	8,55	20	52,08	26
280-340	Глины серые. Известняк Мергель	VI	155,41	0,75	60	34,92	3,18
...	...	...	...	...	...	...	...
1240 - 1290	Глины плотные. Ангидриты	VII	12,05	9,66	10,24	15,86	72,53
...	...	...	...	...	...	...	...
3760 - 4020	Известняк плотный	X	14,33	10,29	55,26	12,34	58,2
4020 - 4395	Аргилит, известняк	XI-X	8,27	10,45	60,73	3,05	18,89

Таблица 2: Анализ эффективности процесса бурения нефтяной скважины безразмерными комплексами

If $\pi_2 = \frac{\sigma_{destr}}{\sigma} > 1$, stresses created in rock exceed its strength limit, and rock fails, respectively.

The values of complex variables are shown below based on the oil well drilling practice (the well was drilled in Volgograd Region, its drilling parameters were defined from positions $V_{mech} \rightarrow MAX$ and $h \rightarrow MAX$), Table 2.

The table includes: full depth well column; rock description and drillability data (as per scale of the unified classification of rocks by drillability, according to a handbook of estimate standards for geological exploration); [14]; drilling parameters (median values of MWD station data; design values of drilling complex parameters).

Well depth (m)	Rock description	Rock drillability (drillability grade)*	Drilling parameters**			Design parameters	
			Rate of penetration (m/h)	Axial weight on bit (t)	Bit speed (rpm)	π_1	π_2
50-219	Fine-grained quartz sand.	IV	36.36	5.33	60.39	5.74	87
219-280	Fine-grained sandstones	V	77.26	8.55	20	52.08	26
280-340	Gray clays Limestone Marl	VI	155.41	0.75	60	34.92	3.18
...	...	...	...	...	...	...	...
1240-1290	Dense clays Anhydrites	VII	12.05	9.66	10.24	15.86	72.53
...	...	...	...	...	...	...	...
3760-4020	Dense limestone	X	14.33	10.29	55.26	12.34	58.2
4020-4395	Mudstone, limestone	XI-X	8.27	10.45	60.73	3.05	18.89

Table 2: Dimensionless group analysis of oil well drilling performance

Conclusion on Complex Calculations

1) Within well drilling intervals under consideration (50–340 m; 1240–1290 m; 3760–4395 m) the values of complex

$$\pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}}$$

that is indicative of the process instability with abrupt changes from bit impact penetration to rotation without rock destruction.

Impact dynamic loads may cause failure and premature wear of polycrystalline diamond cutters with drastic reduction of their service life.

2) The values of complex $\pi_2 = \frac{G_0}{F \cdot \sigma}$ vary within even

larger range. Stresses, which a bit creates in rock (ratio $\frac{G_0}{F}$) exceed the rock ultimate strength σ from 3

В таблице представлены: геологический разрез по всей глубине скважины; описание горных пород и данные по их буримости (категория определена согласно шкалы единой классификации пород по буримости, согласно сборника сметных норм на геологоразведочные работы); [14]; режимные параметры бурения (использованы медианные значения данных станции геолого-технологических исследований; расчетные значения комплексных параметров бурения.

Вывод по расчету комплексов:

1) В представленных интервалах бурения скважины (50 – 340 м; 1240-1290 м; 3760-4395 м) значения комплекса

$$\pi_1 = \frac{V_{mech}}{v_{ls}}$$

изменяется на порядок, что свидетельствует о нестабильности процесса с резкими переходами от ударного внедрения инструмента до вращения без разрушения породы.

Ударные динамические нагрузки могут привести к поломке и преждевременному износу поликристаллических резцов PDC долот, значительно сокращая их срок эксплуатации.

2) Значения комплекса $\pi_2 = \frac{G_0}{F \cdot \sigma}$ изменяется в

еще больших пределах. Напряжения, создаваемые в породе инструментом (отношение $\frac{G_0}{F}$)

превышают предел прочности породы σ от 3 до 87 раз, что свидетельствует о чрезмерном (неэффективном) затратах энергии при вращательном способе бурения.

3) Функциональная связь между параметрами бурения, представленная в виде комплексов π_1 и π_2 определяющими процесс механического разрушения горных пород при вращательном способе бурения может быть использована для разработки системы автоматического управления процессом бурения.

На основании заданного значения механической скорости в интервалах бурения скважины и с учетом конструктивного исполнения бурового долота система управляет параметрами бурения (частотой вращения долота и осевой нагрузкой) с целью поддержания комплексных значений π_1 и π_2 в диапазоне min и max, что характеризует процесс как оптимальный.

Литература

1) Технология и техника бурения : в 2 ч. / В. С. Войтенко, А. Д. Смычник, А. А. Тухто, С. Ф. Шемет. – М. : Инфра-М, 2013. – Ч. 2 : Технология бурения

to 87 times that is indicative of excessive (inefficient) energy consumption during rotary drilling.

3) Functional relationship between drilling parameters described with complexes π_1 and π_2 , determining the process of rock mechanical destruction during rotary drilling, can be used to develop a system for automated control of the drilling process.

Based on the preset drilling rate in well intervals, and subject to a bit design, the system controls drilling parameters (bit speed and axial weight on bit) in order to maintain the complex values π_1 and π_2 within the min and max range, which characterizes the process as optimal.

References

- 1) Drilling technologies and methods: 2 parts / V. S. Voytenko, A. D. Smychnik, A. A. Tukhto, S. F. Shemet. - M. : Infra-M, 2013. – P. 2 : Well drilling technologies. - 613 p.
- 2) V. S. Fedorov. Determination of drilling parameters based on the study of key factors affecting rate of penetration: Author's abstract, Dissertation of Doctor of Engineering Sciences / V. S. Fedorov - Grozny, 1949. - 32 p.
- 3) Practical calculations in well drilling: tutorial / V. S. Fedorov, V. G. Belikov, F. D. Zenkov, et al., - M. : Nedra, 1966. – 600 p.
- 4) V. S. Fedorov. Design of drilling modes: tutorial / V. S. Fedorov - M. : Gostoptekhizdat, 1958. - 215 p.
- 5) B. A. Zhlobinsky. Rock dynamic destruction with indentation / B.A. Zhlobinsky. - M. : Nedra, 1970. – 151 p.
- 6) V. B. Baydyuk, V. Yu. Bliznyukov, V. S. Zaretsky. Methodical approach to selection of a drill bit, its driver and operating mode with consideration of rock properties. International Conference: Rock Mechanics When Drilling. Abstracts of Reports. Grozny, 1991. p. 58. Grozny Oil Institute. Printed by GNI OVPP.
- 7) V. D. Evseev. Physics of rock destruction when drilling oil and gas wells: tutorial / V. D. Evseev - Tomsk : TPU, 2004 - 151 p.
- 8) V. V. Neskromnykh. Destruction of rocks while drilling wells: tutorial / V. V. Neskromnykh - Krasnoyarsk : Siberian Federal University, 2014 - 335 p.
- 9) P. A. Rebinder. Surface phenomena in dispersed systems. Physical and chemical mechanics: Selected publications / P. A. Rebinder. - M. : Nauka, 1979. - 384 p.
- 10) Handbook of estimate standards for geological exploration. – M. : VIEMS, 1992. – Iss. 4 : Exploration, App. 2 : Uniform rock drillability classification. – 42 p.
- 11) A. A. Gukhman. Introduction to similarity theory: tutorial / A. A. Gukhman. - 2nd edition, amended and edited - M. : Higher School, 1973. - 296 p., Ill.
- 12) V. A. Shmelev. Improving efficiency of well drilling. Part II. Drilling process study based on similarity theory / V. A. Shmelev, Yu. P. Serdobintsev // Construction of

скважин. - 613 с.

2) Федоров В. С. Установление режимов бурения на основе исследования главнейших факторов, влияющих на скорость бурения : автореф. дис. ... д-ра техн. наук / Федоров Василий Сергеевич. - Грозный, 1949. - 32 с.

3) Практические расчеты в бурении : учеб. пособие / В. С. Федоров, В. Г. Беликов, Ф. Д. Зенков и др. - М. : Недра, 1966. - 600 с.

4) Федоров В. С. Проектирование режимов бурения : учеб. пособие / В. С. Федоров. - М. : Гостоптехиздат, 1958. - 215 с.

5) Жлобинский Б. А. Динамическое разрушение горных пород при вдавливании / Б. А. Жлобинский. - М. : Недра, 1970. - 151 с.

6) Байдюк Б.В., Близнюков В.Ю., Зарецкий В.С. Методический подход к решению задач выбора бурового долота, его привода и режима работы на базе учета свойств породы. Международная конференция «Механика горных пород при бурении». Тезисы докладов. Грозный, 1991. с.58. Грозненский Ордена трудового Красного Знамени нефтяной Институт им. академика М.Д. Миллионщикова. Отпечатано ГНИ ОВПП.

7) Евсеев В. Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / В. Д. Евсеев. - Томск : ТПУ, 2004. - 151 с.

8) Нескоромных В. В. Разрушение горных пород при бурении скважин : учеб. пособие / В. В. Нескоромных. - Красноярск : СФУ, 2014. - 335 с.

9) Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика: избранные труды / П. А. Ребиндер. - М. : Наука, 1979. - 384 с.

10) Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. - М. : ВИЭМС, 1992. - Вып. 4 : Горно-разведочные работы, прил. 2 : Единая классификация пород по буримости. - 42 с.

11) Гухман А. А. Введение в теорию подобия : учеб. пособие / А. А. Гухман. - Изд. 2-е, доп. и перераб. - М. : Высшая школа, 1973. - 296 с. : ил.

12) Шмелев В. А. Повышение эффективности бурения скважин. Часть II. Исследование процесса бурения с помощью методов теории подобия / В. А. Шмелев, Ю. П. Сердобинцев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 9. - С. 5-10.

13) Цуприков А. А. Интеллектуальная система адаптивного управления технологическим процессом бурения нефтегазовых скважин : дис. ... д-ра техн. наук : 05.13.06 / Цуприков Александр Александрович. - Краснодар, 2017. - 193 с.

14) Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. - М. : ВИЭМС, 1992. - Вып. 4 : Горно-разведочные работы, прил. 2 : Единая классификация пород по буримости. - 42 с.

15) Методическое руководство по определению и

oil and gas wells onshore and offshore. 2020. No. 9. - pp. 5-10.

13) A. A. Tsuprikov. Intellectual system of adaptive control of oil and gas well drilling: Dissertation of Doctor of Engineering Sciences : 05.13.06 / A. A. Tsuprikov. - Krasnodar, 2017. - 193 p.

14) Handbook of estimate standards for geological exploration. - M. : VIEMS, 1992. - Iss. 4 : Exploration, App. 2 : Uniform rock drillability classification. - 42 p.

15) Methodological guidelines for the determination and use of indicators of rock properties in drilling / RD 39-3-679-82, VNIIBT, M., 1983. - 93p.

16) Handbook on the mechanical and abrasive properties of rocks in oil and gas fields / Abramson M.G., Baydyuk B.V., Zaretsky V.S., Kirsanova A.T., Matveeva A.M., Pyankov N.Ya., Urmantsev M.M., Shevaldin I.E. - M., Nedra, 1984, 207s.

17) Instructions on the composition, development procedure, coordination and approval of design and estimate documentation for the construction of oil and gas wells. (VSN 39-86), approved by order of the Ministry of Oil Industry on 09.08.86, N 443. - M., VNIIOENG, 1987.

18) RD 39-0148052-537-87 «Model of the working design for the construction of oil and gas wells». - M., VNIIBT, 1987.

19) Bliznyukov V.Yu., Bliznyukov Vit.Yu. Assessment and classification of mining and geological and technical and technological conditions for drilling wells and lowering casing strings [Text] / Bliznyukov Vit.Yu. // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - 2008. - No. 7. - p. 26-31.

использованию показателей свойств горных пород в бурении / РД 39-3-679-82, ВНИИБТ, М., 1983. - 93с.

16) Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений /Абрамсон М.Г., Байдюк Б.В., Зарецкий В.С., Кирсанова А.Т., Матвеева А.М., Пьянков Н.Я., Урманцев М.М., Шевалдин И.Е. - М., Недра, 1984, 207с.

17) Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. (ВСН 39-86), утвержденной приказом Министерства нефтяной промышленности 09.08.86, N 443. - М., ВНИИОЭНГ, 1987.

18) РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ». - М., ВНИИБТ, 1987.

19) Близнюков В.Ю., Близнюков Вит.Ю. Оценка и классификация горно-геологических и технико-технологических условий бурения скважин и спуска обсадных колонн [Текст] / Близнюков Вит.Ю. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2008. - № 7. - с. 26-31.