



П.А. Лыхин¹, В.И. Чухно², Э.В. Усов², Р.З. Курманглиев¹, Ульянов В.Н.¹, Лукьянов Э.Е.³, Каюров Н.К.³

1 - ООО «Новосибирский научно-технический центр»,

2 - Новосибирский филиал ИБРАЭ РАН

3 - ООО НППГА «Луч»

P. A. Lykhin¹, V. I. Chukhno², E. V. Usov², R. Z. Kurmangliyev¹, V. Ulyanov¹, E. Lukyanov³, N. Kayurov³

1 - Novosibirsk STC LLC

2 - Novosibirsk Branch, Nuclear Safety Institute (IBRAE) Russian Academy of Sciences

3 - SPE «Looch»

Моделирование выноса шлама в процессе бурения наклонно-направленной скважины при различных скоростях проходки

Drill Cuttings Transportation in Deviated Wells

Введение

Научно обоснованный выбор режима бурения и очистки скважины от образующегося шлама позволяет существенно сократить время и затраты, связанные с геологическими и технологическими рисками. Для выбора оптимального режима необходимо иметь соответствующие инструменты математического моделирования, опирающиеся на современные расчетные алгоритмы и физические модели процессов, которые происходят во время бурения. В настоящей работе представлены результаты расчетов различных режимов выноса шлама из наклонно-направленных скважин с использованием разработанного авторами программного средства.

Для моделирования выноса шлама при бурении вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин разработана одномерная нестационарная термически-неравновесная

Introduction

A scientifically justified program to drill and clean the wellbore from the resulting cuttings makes it possible to significantly reduce the time and costs associated with drilling due to the geological and technological risks. To choose the optimal set of conditions, it is necessary to have the appropriate mathematical modeling tools, based on modern computation algorithms, as well as physical models of the processes that occur during drilling. This paper presents the results of calculations performed, for various conditions, under which drill cuttings are removed from deviated wells using the software developed by the authors.

A one-dimensional non-stationary thermal non-equilibrium mathematical model has been developed for modeling the removal of drill cuttings during the drilling of vertical, horizontal, and inclined wells. The model simulates the movement of the fluid and the cuttings particles, as well as the deposition of these particles and the formation of

математическая модель. В модели рассчитывается движение флюида, частиц шлама, осаждение этих частиц и формирование неподвижной эффективной глинистой корки (подложки) (рис. 1). Реология флюида может быть как ньютоновской, так и неньютоновской. При этом учитывается теплообмен между шламом, флюидом и стенками скважины. В качестве входных параметров модели рассматриваются: концентрация (источник) шлама на входе; давление (расход) на входе и выходе; температура шлама, флюида и горных пород; скорость вращения долота; угол наклона скважины к горизонту. В качестве выходных параметров: распределение давления, температуры шлама и флюида, концентрации шлама и площади подложки по стволу скважины в различные моменты времени.

Возможно моделирование повторного выноса и осаждения частиц шлама из скважины.

Математическая модель

Двухслойная модель, исследованная в работах [1,2] предполагает, что верхний слой соответствует жидкости с взвешенными в ней частицами. Нижний слой соответствует неподвижной подложке, которая образована выпавшими в осадок частицами шлама. Для каждого слоя записываются уравнения сохранения массы, энергии и импульса для каждой компоненты: шлама или жидкости. При этом концентрация взвешенных в потоке частиц и толщина неподвижной подложки изменяются из-за осаждения шлама на подложку и уноса с подложки.

Скорость твердых частиц в жидкой фазе и скорость жидкой фазы могут быть найдены путем решения уравнений сохранения импульса. При этом импульс системы может изменяться из-за действия гравитационных сил, трения частиц с потоком жидкости, трения о неподвижную подложку, трения со стенками канала, а также за счет осаждения и выноса частиц.

В настоящей работе также предполагается, что подложка неподвижна. Это справедливо для скоростей бурения от 50 до 400 м/с при среднем (3-7 мм) и относительно большом (>7 мм) размере частиц шлама.

a stationary effective mud sheath (bed) (Fig. 1). The fluid rheology can be either Newtonian or non-Newtonian. The heat exchange between the cuttings, the fluid, and the wellbore walls is also considered. The following parameters are taken as inputs to the model: concentration (source) of the cuttings at the inlet; pressure (flow rate) at the inlet and at the outlet; temperature of the cuttings, the fluid and the reservoir rocks; drill bit speed; wellbore inclination angle relative to the horizontal.

The model's outputs are: pressure distribution, temperatures of the cuttings and the fluid, cuttings concentrations and bed areas along the wellbore surface at different points in times. It is possible to model the repeated removal and deposition of the cuttings particles from the wellbore.

Mathematical Model

The two-layer model studied in [1,2] assumes that the upper layer corresponds to fluid with particles suspended in it. The lower

layer corresponds to a stationary bed formed by deposited cuttings particles. For each layer, the mass, energy, and momentum conservation equations are set down for each component thereof, viz. cuttings or fluid. Notice that the concentration of particles suspended in the flow and the thickness of the stationary bed vary due to the deposition of cuttings onto the bed and the entrainment thereof from the bed.

The velocity of solid particles in the liquid phase and the velocity of the liquid phase can be found by solving the respective momentum conservation equations. Notice that the momentum of the system may change depending on the effects of gravitational forces, on the particles' friction against the fluid flow, against the stationary bed, or against the channel walls, as well as on the deposition and transport of the particles.

In this paper it is also assumed that the bed is stationary. This is true for drilling speeds between 50 and 400 m/s for medium (3-7 mm) and relatively large (>7 mm) cuttings particle sizes.

Friction against the channel wall, as well as friction between the cuttings particles and the drilling fluid, is calculated based on the ratios set forth, e. g., in [3,4].

The approach used to describe how the drill string rotation speed affects cutting transport is indicated in [2].

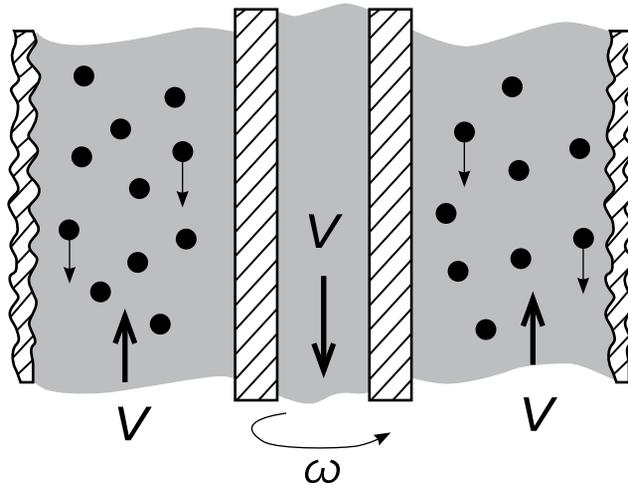


Рис. 1. Упрощенная схема модели выноса шлама
Fig 1. A simplified diagram of the drill cuttings transport model

Расчет трения о стенку канала, а также трение частиц шлама с буровым раствором определяется на основе соотношений, представленных, например, в работах [3,4].

Для учета влияния скорости вращения буровой колонны на перенос шлама используется подход, указанный в работе [2].

Зная распределение давления по высоте ствола скважины, можно вычислить эквивалентную циркуляционную плотность ρ как функцию от времени:

$$\rho_s = \frac{\sum \Delta p_i(t)}{g \cdot h} = \frac{p_3(t) - p_y(t)}{g \cdot h}$$

здесь $\sum \Delta p_i$ суммарные потери давления в кольцевом пространстве; g – ускорение свободного падения; h – вертикальная глубина; p_3 – давление на забое; p_y – давление на устье скважины.

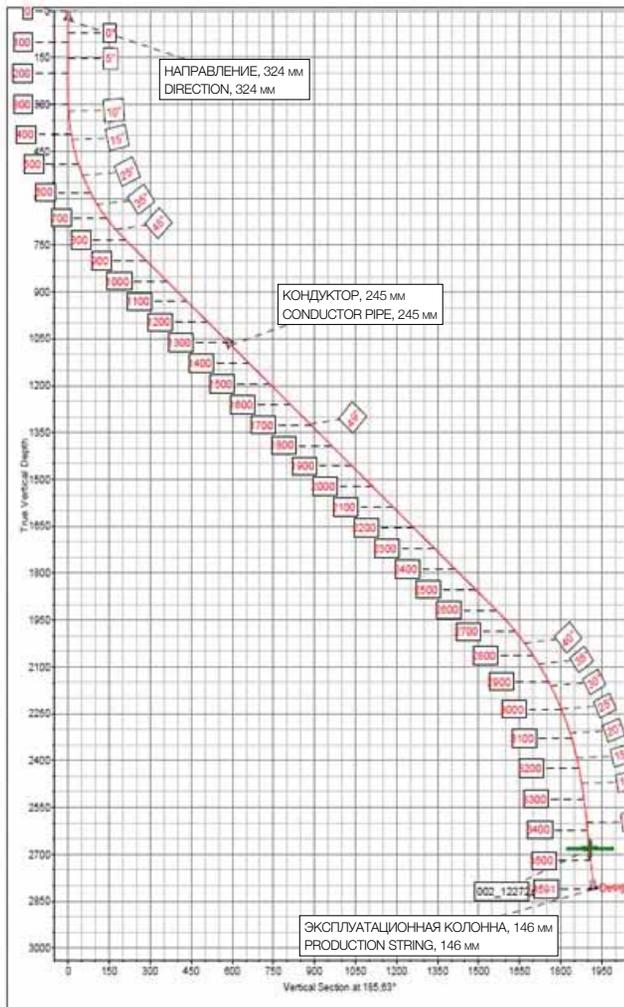


Рис. 2. Профиль скважины Fig 2. Well profile

Knowing the pressure distribution along the wellbore column, it is possible to calculate the equivalent circulating density ρ as a function of time:

$$\rho_s = \frac{\sum \Delta p_i(t)}{g \cdot h} = \frac{p_3(t) - p_y(t)}{g \cdot h}$$

here $\sum \Delta p_i$ is the total loss of pressure in the annulus; g is the gravitational acceleration; h is the vertical depth; p_3 is the downhole pressure; p_y is the wellhead pressure.

Modeling the cuttings movement in an inclined well - Formulating the problem

To demonstrate the adequacy of the mathematical model for removing the non-stationary cuttings transport calculations, a realistic model of an inclined well was formulated (Fig. 2–3).

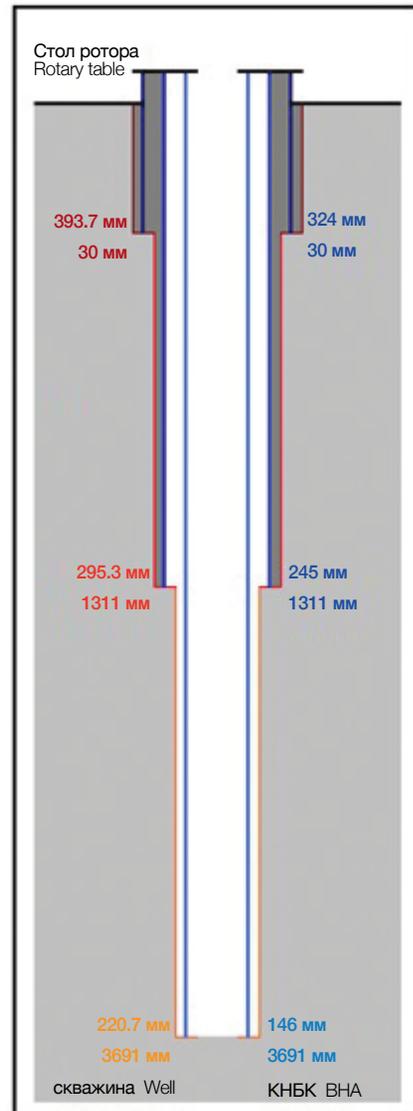


Рис. 3. Конструкция скважины Fig 3. Well design



X МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПАО «ЛУКОЙЛ»

**«Перспективные направления развития техники
и технологии строительства и реконструкции скважин»**



**ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ:
Департамент по строительству скважин ПАО «ЛУКОЙЛ»**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ОПЕРАТОР:
ООО «НЕГУС ЭКСПО Интернэшнл»**

22-26 октября 2018 г.

www.oilconf.com

Моделирование переноса шлама в наклонно – направленной скважине. Постановка задачи

Для демонстрации способности созданной математической модели проводить нестационарные расчеты выноса шлама была построена реальная модель наклонно-направленной скважины (рис. 2-3).

Для учёта геометрии скважины необходимо составить расчетную схему этой скважины, которая состоит из последовательно соединенных элементов (каналов). Каждый канал моделирует некий участок скважины с определенным углом наклона по отношению к горизонту и заданной геометрией. Кроме того учитывается и вращение долота. Параметры каждого канала представлены в табл. 1.

Для созданной модели скважины при различных скоростях проходки и временах наращивания были проведены расчеты выноса шлама и эквивалентной циркуляционной плотности в зависимости от времени. Время проходки здесь определяется скоростью проходки одного трубного сегмента заданной длины. Длина такого сегмента полагалась равной 10 м. Кроме того, для исследования влияния размера частиц шлама на значения ЭЦП при скоростях 5-150 м/ч диаметр частиц принимался равным 9 мм

Considering the wellbore geometry, it is necessary to construct an analytical model of the well comprising a series of interconnected elements (channels). Each channel simulates a specific wellbore section characterized by a specific inclination angle relative to the horizontal and a specific geometry. The rotation of the drill bit is also considered. The parameters of each channel are set forth in Table 1.

№ Элемента Element No.	Длина элемента (м) Element length (m)	Количество расчетных ячеек Number of computational cells	Наклон, ° Inclination, °	Внутренний диаметр (м) Inner diameter (m)	Внешний диаметр (м) Outer diameter (m)	Угловая скорость (1/с) Angular velocity (1/s)
1	150	75	90	0.127	0.245	1.333
2	170	85	85	0.127	0.245	1.333
3	90	45	80	0.127	0.245	1.333
4	90	45	75	0.127	0.245	1.333
5	100	50	65	0.127	0.245	1.333
6	100	50	55	0.127	0.245	1.333
7	100	50	45	0.127	0.245	1.333
8	510	255	41	0.127	0.245	1.333
9	670	335	41	0.127	0.2207	1.333
10	720	360	41	0.147	0.2207	1.333
11	100	50	55	0.147	0.2207	1.333
12	100	50	50	0.147	0.2207	1.333
13	100	50	60	0.147	0.2207	1.333
14	50	25	65	0.147	0.2207	1.333
15	50	25	70	0.147	0.2207	1.333
16	50	25	75	0.147	0.2207	1.333
17	50	25	75	0.127	0.2207	1.333
18	4	2	74	0.165	0.2207	1.333
19	96	48	80	0.127	0.2207	1.333
20	100	50	82	0.127	0.2207	1.333
21	160	80	83	0.127	0.2207	1.333
22	20	10	84	0.172	0.2207	1.333
23	12	6	85	0.178	0.2207	1.333

Табл. 1. Параметры расчетной модели Table 1. Parameters of the computational model

The outputs of the created well model at different rates of penetration and connection times were used to describe the cuttings removal and equivalent circulating density as functions of time. Here, the drill time is determined by the rate of penetration per pipe segment of a given length. The length of said segment was assumed to be 10 m. Additionally, with a view to studying how the cuttings particle size affects the resulting ECD values, the particle diameter was assumed to be 9 mm at penetration rates of 5–150 m/h (drilling with roller-cone bits) and 3 mm at 200–400 m/h (for polycrystalline diamond compact (PDC) bits). These parameters were further used in modeling (Table 2).

Скорость проходки, м/ч Rate of penetration, m/h	Время проходки, мин Drilling time, min	Время наращивания, мин Connection time, min	Диаметр частиц шлама, мм.н Cuttings particle diameter, mm
400	1,5	2, 4, 6, 9, 12, 15	3
300	2	2, 4, 6, 9, 12, 15	3
200	3	2, 4, 6, 9, 12, 15	3
150	4	1,2, 3, 4	9
100	6	2, 3, 4, 6	9
50	12	2, 4, 6, 8, 10, 12	9
40	15	2, 3, 6, 9, 12, 15, 17, 20	9
30	20	2, 4, 8, 12, 16, 20	9
5	120	20, 40, 80, 120	9

Табл. 2. Параметры расчетов, использованные при моделировании Table 2. Computational parameters used in modeling



ВЕДУЩАЯ ВЫСТАВКА

по результатам опроса
профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru



14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников
Выставки и Конгресса

35 стран-участников
Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и
Технической программы Выставки

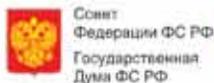
235 докладчиков

1 000 делегатов



ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.mioge.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
российской Федерации



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



Министерство
природных
ресурсов и
экологии РФ



Российский союз
промышленников
и предпринимателей



Союз
нефтегазо-
промышленников
России

(бурение шарошечными долотами), а для скоростей 200-400 м/ч – 3 мм (для polycrystalline diamond contact (PDC)-долот). Далее эти параметры использовались при моделировании (табл. 2).

Характерная зависимость скорости проходки от времени представлена на рис. 4. В качестве граничных условий задавалась масса выносимого в единицу времени шлама и расход бурового раствора на забое, а также давление на устье скважины. Масса выносимого в единицу времени шлама определяется, исходя из скорости проходки, в соответствии с

$$M_s = \rho_s V \frac{\pi D^2}{4}$$

здесь V – скорость проходки, D – внешний диаметр скважины.

Было принято, что расход бурового раствора через буровую колонну составляет 35 л/с.

Плотность породы принята равной $\rho_s = 2.3 \text{ г/см}^3$, плотность бурового раствора 1,25 г/см³. Реология – ньютоновская. Также предполагалось, что частицы шлама имеют сферическую форму, диаметр которых считался равным $d_s = 3 \text{ мм}$ (для скоростей проходки 200-400 м/ч) и 9 мм (для скоростей менее 200 м/ч).

Результаты расчетов

Зависимость эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) от времени относительно плотности бурового раствора при скорости проходки 50 м/ч представлен на рис. 5. Начальный рост ЭЦП связан с увеличением массы шлама в потоке в результате бурения. Провалы соответствуют наращиванию скважины, при котором происходит остановка бурения и промывки. Через определенное время значение ЭЦП выходит на стационар, что

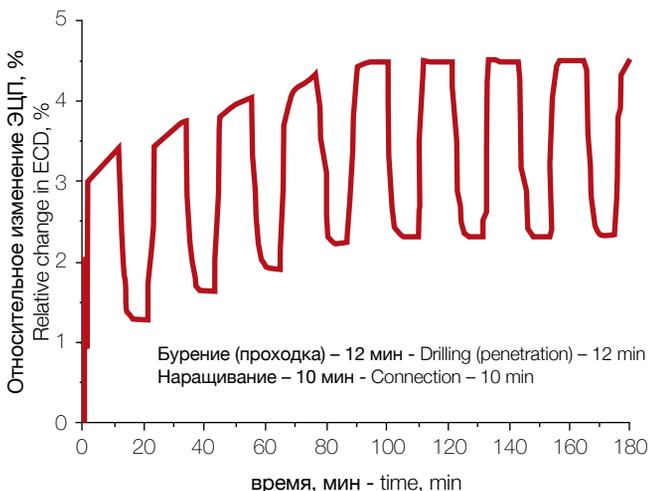


Рис. 5. Зависимость ЭЦП от времени

Fig 5. ECD vs. time dependence

The peculiar dependence of the rate of penetration on time is shown in Fig. 4. The parameters used to define the boundary conditions were the mass of cuttings transported per unit time, the downhole drilling fluid flow rate, and the pressure at the wellhead. The mass of cuttings transported per unit time is determined based on the rate of penetration, as shown in the expression below:

$$M_s = \rho_s V \frac{\pi D^2}{4}$$

here V is the rate of penetration, D is the outer wellbore diameter.

The drilling fluid flow rate through the drill string was assumed to be 35 l/s. The rock density was assumed to be equal $\rho_s = 2.3 \text{ г/см}^3$, and the drilling fluid density – 1.25 г/см³. Newtonian rheology was assumed. It was also assumed that the cuttings particles have a spherical shape, and their diameter was assumed to be equal $d_s = 3 \text{ мм}$ (for rates of penetration 200–400 м/ч) or 9 мм (for rates lower than 200 м/ч).

Computation Results

The dependence of the equivalent circulating density (ECD) on time relative to the drilling fluid density at a penetration rate

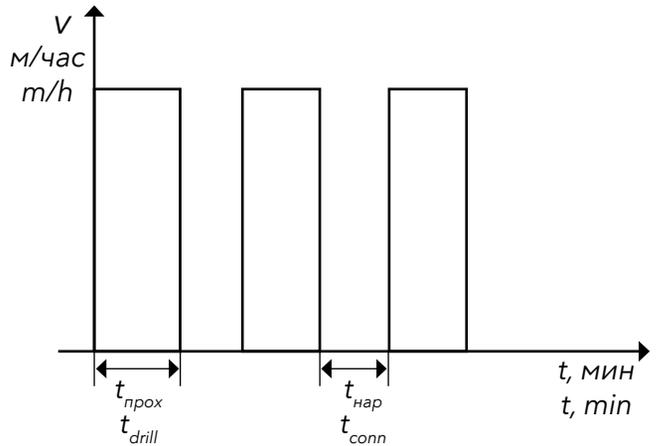


Рис. 4. График зависимости скорости проходки от времени

Fig 4. Rate of penetration vs. time dependence plot

of 50 м/ч is shown in Fig. 5. The initial growth of the ECD is associated with an increased mass of cuttings in the flow, as a result of drilling. The dips correspond to pipe connection operations, during which the drilling and cleaning processes stop. After a certain time, the ECD value reaches a stationary phase, which corresponds to a dynamic equilibrium in which the volume of cuttings transported becomes equal to the amount of cuttings formed as a result of drilling. The stopping vs. drilling difference in the ECD values is determined by the difference in pressure loss due to the friction of the drilling fluid against the wellbore walls.

Fig. 6 shows the time dependence of the increase in the

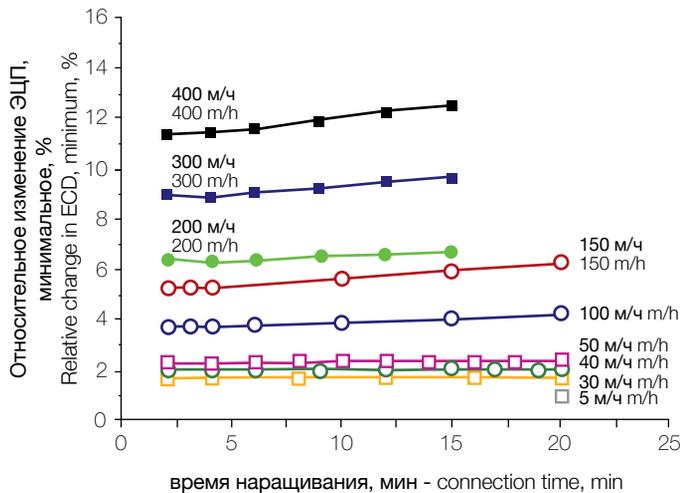


Рис. 6. Зависимость минимального значения ЭЦП от времени
Fig 6. Minimum ECD vs. time dependence

соответствует динамическому равновесию, при котором количество выносимого шлама уравнивается количеству шлама, образовавшегося в результате бурения. Отличие между ЭЦП при остановке и при бурении определяется разницей потерь давления за счет трения бурового раствора о стенки скважины.

На рис. 6 показана зависимость от времени наращивания минимального установившегося значения ЭЦП относительно плотности бурового раствора при разных скоростях проходки. Зависимость относительного максимального значения ЭЦП от времени наращивания при разных скоростях проходки изображена на рис. 7.

Как можно увидеть на рис. 6 и 7 значения минимального и максимального относительного значения ЭЦП также выходят на стационарные значения. На рис. 8 представлена зависимость установившегося относительного значения ЭЦП при

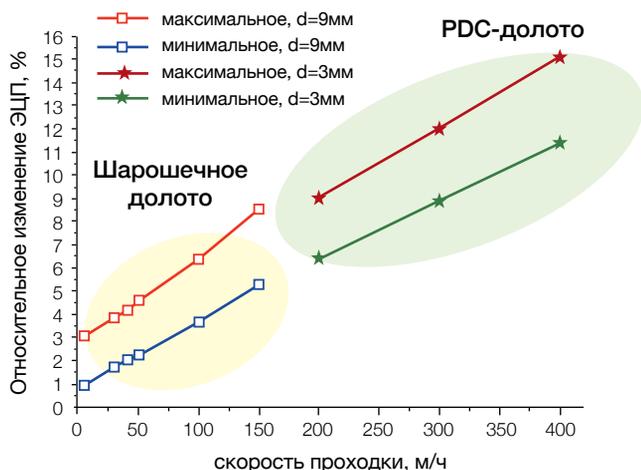


Рис. 8. Зависимость максимального значения ЭЦП от скорости проходки

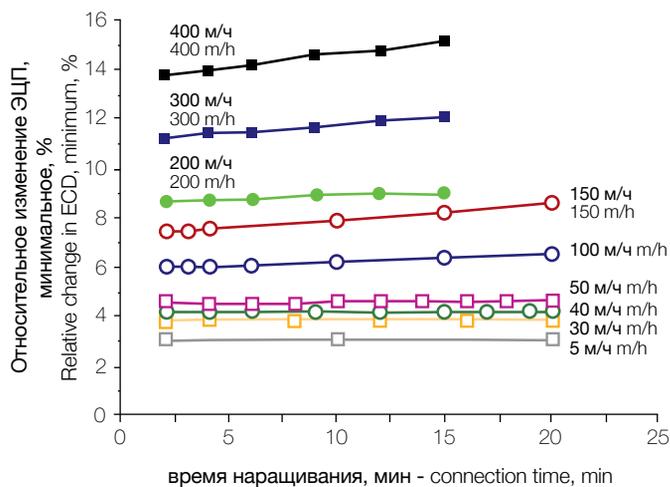


Рис. 7. Зависимость минимального значения ЭЦП от времени
Fig 7. Minimum ECD vs. time dependence

minimum steady-state ECD value relative to the drilling fluid density at different rates of penetration. Dependence of the relative maximum ECD value on the connection time at different rates of penetration is shown in Fig. 7.

As can be seen in Fig. 6 and 7, the minimum and maximum relative ECD values also enter a stationary phase. Fig. 8 shows the dependence of the steady-state relative ECD value at different rates of penetration. It should be noted that for different rates of penetration, the rate of change in the ECD will be different.

During the model's construction, it was also determined that for each rate of penetration value, there is a maximum connection time at which the flow area formed between the drill string and the wellbore is completely clogged by the deposition of cuttings particles. The dependence of the connection time, at which the flow area clogging occurs, on the rate of penetration is shown in Fig. 9. The red line shows this dependence for cuttings particles taken to be 9 mm in size (the rate of penetration being 5–150 m/h), and the blue line

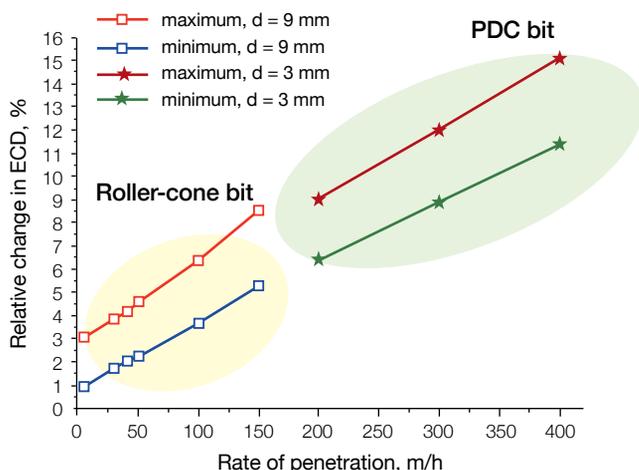


Fig. 8. Maximum ECD vs. rate of penetration dependence

разных скоростях проходки. Стоит отметить, что для различных скоростей проходки темп изменения ЭЦП будет разным.

В ходе расчетов также было определено, что для каждой скорости проходки существует максимальное время наращивания, при котором проходное сечение, образованное буровой колонной и скважиной, полностью перекрывается осаждающимися частицами шлама. Зависимость времени наращивания, при котором происходит перекрытие проходного сечения, от скорости проходки представлено на рис. 9. Красная линия показывает зависимость, в которой размеры частиц шлама принимались равными 9 мм (скорость проходки 5-150 м/ч), а синяя линия – равными 3 мм (скорость проходки 200-400 м/ч). Так как частицы диаметром 9 мм тяжелее частиц 3 мм, то время их оседания значительно меньше. Как и ожидалось, чем больше скорость проходки, тем больше шлама образуется в процессе бурения, а значит меньше максимальное значение времени наращивания.

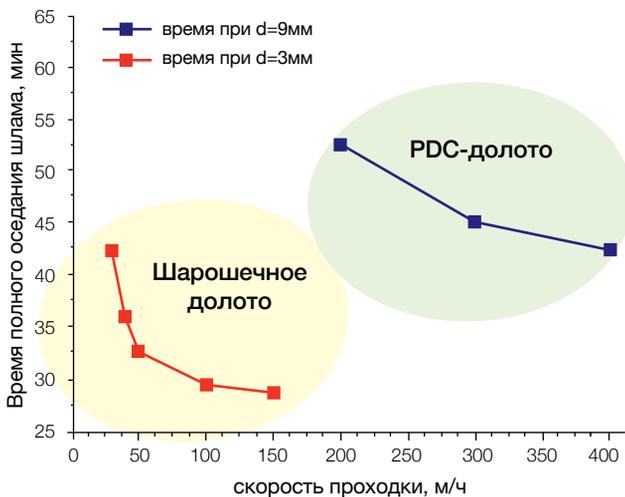


Рис. 9. Зависимость максимального времени наращивания от скорости проходки

Также рассчитано распределение ЭЦП по стволу скважины с учетом нестационарных эффектов выноса шлама при различных механических скоростях проходки. Согласно [5] произведен расчет ЭЦП с учетом изменения режима течения в кольцевом пространстве, также получена зависимость изменения ЭЦП в зависимости от скорости механической проходки.

На Рис.10 отображено распределение ЭЦП от глубины. Красная кривая отображает плотность бурового раствора, синяя кривая – распределение ЭЦП от глубины, зеленые кривые – распределение минимального среднего значения ЭЦП при

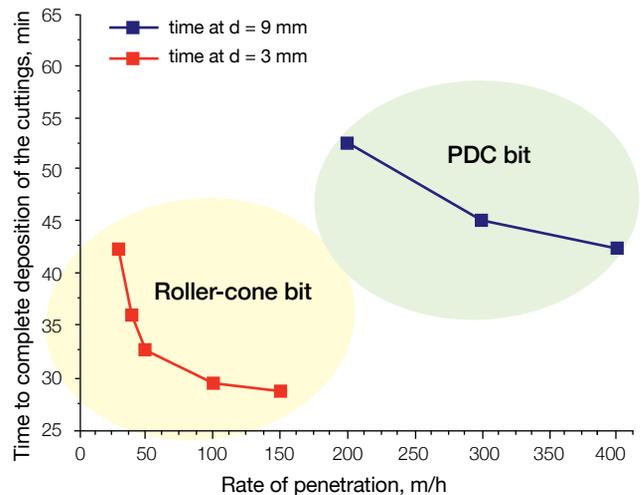


Fig 9. Maximum connection time vs. rate of penetration dependence

– for those taken to be 3 mm in size (the rate of penetration being 200–400 m/h). Since particles with a diameter of 9 mm are heavier than 3-mm particles, their deposition time is much shorter. Just as expected, the higher the rate of penetration, the greater the amount of cuttings formed during drilling and, hence, the lower the maximum value of the connection time value as a function of the mechanical penetration rate.

The ECD distribution along the wellbore was also calculated, taking into account the non-stationary effects of cuttings transportation, at different mechanical penetration rates. ECD computations were carried out as shown in [5], taking into account the change in the flow regime in the annulus; also obtained was a dependence of the change in the ECD value as a function of the mechanical penetration rate.

Fig. 10 shows the ECD distribution as a function of depth. The red curve shows the density of the drilling fluid; the blue curve shows the ECD distribution as a function of depth; the green curves show the distribution of the minimum average ECD value at rates of penetration between 50 and 200 m/h; the pink curve shows the distribution of the maximum average ECD value at rates of penetration between 50 and 200 m/h. Obviously, as the mechanical penetration rate increases, bottom hole mud accumulation begins to accelerate, thereby causing a local increase in the ECD value. It is, thus, necessary to ensure a high accuracy in determining the timing for making a connection and to perform the well cleanout routines more frequently, otherwise there is a high risk of loss of circulation.

Conclusion

The nonstationary mathematical model developed by the authors of this paper to describe the movement of drill cuttings in the wellbore has been used to carry out demonstrative computations for the displacement of cuttings by drilling fluid in an inclined well. Based on the actual grain size distribution in drill cuttings, two types of computations have been carried out, one for particles with a diameter of 9 mm (drilling with a roller-cone bit) and one for 3-mm particles (drilling with a PDC bit).

скорости проходки от 50 до 200 м/ч, розовая кривая – распределение максимального среднего значения ЭЦП при скорости проходки от 50 до 200 м/ч. Очевидно, что при увеличении механической скорости проходки, загрязнение забоя скважины происходит быстрее, тем самым происходит локальное увеличение ЭЦП. Поэтому необходимо с высокой точностью определять время наращивания буровой колонны и чаще производить процедуру промывки скважины, иначе существует высокий риск поглощения бурового раствора.

Заклучение

С использованием разработанной авторами настоящей работы нестационарной математической модели движения шлама в скважине проведены демонстрационные расчеты по вытеснению шлама буровым раствором в наклонно-направленной скважине. Исходя из реального гранулометрического состава бурового шлама проведено два типа расчета для частиц диаметром 9 мм (бурение шарошечным долотом) и частиц 3 мм (бурение PDC-долотом). Показано, что относительное изменение ЭЦП в зависимости от механической скорости проходки может увеличиваться до 15%. Для подбора времени наращивания получена зависимость механической скорости проходки и минимального времени полного оседания шлама. Показано, что модель позволяет адекватно предсказывать зависимость ЭЦП от времени, в том числе и при больших скоростях проходки (200-400 м/ч).

Список литературы

1. Q. T. Doan, M. Oguztoreli, Y. Masuda et. all. Modeling of Transient Cuttings Transport in Underbalanced Drilling (UBD) // SPE Journal, 2003, v. 2, i. 2, p. 160–170;
2. S. Naganawa, T. Nomuro. Simulating transient behavior of cuttings transport over whole trajectory of extended-reach well // Society of Petroleum Engineers. IADC/SPE 103923. Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 2006, p. 1–9;
3. M.R. Malin. Turbulent pipe flow of Herschel-Bulkley fluids // International Communications in Heat and Mass Transfer, 1998, v. 25, i. 3, p. 321-330;
4. J. P. Hartnett, B. K. Rao. Heat transfer and pressure drop for purely viscous non-Newtonian fluids in turbulent flow through rectangular passages // Heat and Mass Transfer, 1987, v. 21, i.5, p. 261-267;
5. Н.Р.Рабинович. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М.: Недра, 1989, - 270 с.: ил.: ISBN 5-247-01587-8.

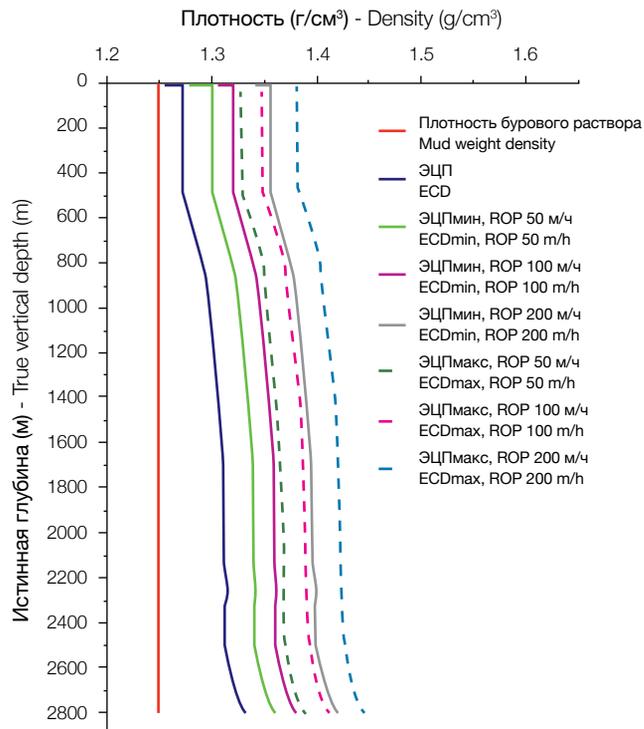


Рис. 10. Распределение ЭЦП по стволу скважины при различных скоростях проходки

Fig 10. ECD distribution along the wellbore at different rates of penetration

It has been shown that the relative change in the ECD value, depending on the mechanical penetration rate, may increase up to 15%. The dependence between the mechanical penetration rate and the minimum time to complete deposition of the cuttings has been obtained to support the choice of connection time. It has been shown that the model makes it possible to adequately predict the time dependence of the ECD value, including that observed at high rates of penetration (200–400 m/h).

Bibliography

1. Q. T. Doan, M. Oguztoreli, Y. Masuda et al. Modeling of Transient Cuttings Transport in Underbalanced Drilling (UBD) // SPE Journal, 2003, v. 2, i. 2, p. 160–170;
2. S. Naganawa, T. Nomuro. Simulating transient behavior of cuttings transport over whole trajectory of extended-reach well // Society of Petroleum Engineers. IADC/SPE 103923. Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 2006, p. 1–9;
3. M. R. Malin. Turbulent pipe flow of Herschel-Bulkley fluids // International Communications in Heat and Mass Transfer, 1998, v. 25, i. 3, p. 321–330;
4. J. P. Hartnett, B. K. Rao. Heat transfer and pressure drop for purely viscous non-Newtonian fluids in turbulent flow through rectangular passages // Heat and Mass Transfer, 1987, v. 21, i. 5, p. 261–267;
5. N. R. Rabinovich. Engineering problems of continuum mechanics while drilling. – Moscow: Nedra, 1989, –, 270 p.: ill.) ISBN 5-247-01587-8.