

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДОБАВКИ МРАМОРНОЙ ПУДРЫ НА ИЗМЕНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ОСНОВЕ БЕНТОНИТОВОЙ ГЛИНЫ, КМЦ И ОПР

¹Умедов Ш.Х., ¹Шукуров С.С., ¹Турсунов Ж.А., ¹Комилов Т.О., ²Бегижонов И.И.

¹Ташкентский государственный технический университет
имени Ислама Каримова, Ташкент, Узбекистан.

²ООО «O'zGEORANGMETLITI», Ташкент, Узбекистан.

Doi: 10.5281/zenodo.21590754

АННОТАЦИЯ В данную статью рассмотрены и проанализированы зависимости изменения параметров бурового раствора при постепенном добавлении мраморной пудры в исходный состав бурового раствора. На основе экспериментальных данных определены виды зависимостей параметров раствора. С применением коэффициента корреляции и метода наименьших квадратов выведены формулы для прогнозирования плотности и времени истечения условная вязкость из прибора СПВ – 5. Полученные результаты дают возможности прогнозировать ряд параметров значений бурового раствора в реальном режиме бурения в полевых условиях при известной массе мраморной пудры в составе. Используя приведенный методом в статьи можно прогнозировать произвольных параметров бурового раствора при известной массе добавляемый необходимые реагенты. Кроме того, полученные результатов эксперимента доказываются, что чем больше масса добавляемой мраморной пудры на исходный раствор, меньшая фильтрация, тонкая корка что обеспечивает необнаружит прихвата и с большими значениями вязкости повышает значительно выноса шлама. Определено формула, прогнозирующую с наименьшей погрешности, плотность и время истечения из прибора СПВ – 5 бурового раствора на основе бентонитной глины, КМЦ и ОПР с добавкой мраморной пудры.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА Аппроксимация, регрессионный анализ, метод наименьших квадратов, коэффициент корреляции, буровой раствор, плотность, линейность.

Эффективность бурения нефтяных и газовых скважин во многом зависит от качества бурового раствора [1]. Использование добавок, таких как мраморная пудра, позволяет регулировать плотность и фильтрационные характеристики состава [2]. Актуальность данного исследования заключается в необходимости точного математического прогнозирования изменения параметров раствора при изменении концентрации добавок для обеспечения стабильности ствола скважины.

В настоящее время наиболее распространенными остаются глинистые буровые растворы, обработанные различными химическими добавками [3,4]. Такие растворы относятся к категории аномальных жидкостей, т.е. их реологические уравнения отличаются от закона Ньютона

$$\tau = \mu \dot{\gamma}$$

где τ – касательное напряжение сдвига; μ – вязкость; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига.

В зависимости от химической обработки, буровые растворы могут обладать различными реологическими свойствами. Буровые растворы с более высоким содержанием глинистых частиц и ингибированные углекислотными реагентами или поливалентными катионами относят к вязкопластичным жидкостям. Вязкопластичные жидкости при напряжениях, ниже критического значения τ_0 , названного предельным

напряжением сдвига или динамическим напряжением сдвига, не деформируются, а при больших напряжениях текут подобно вязким жидкостям. Как указано выше, реологическое уравнение вязкопластичной жидкости описывается моделью Шведова – Бингама [5].

$$\tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}, \dot{\gamma} > 0; \tau \leq \tau_0, \dot{\gamma} = 0.$$

где τ_0 – предельное напряжения сдвига; η – пластическая вязкость.

Для объяснения поведения вязко – пластичной жидкости Шведова – Бингама предполагают, что покоящаяся жидкость имеет пространственную структуру, достаточно жесткую для того, чтобы сопротивляться напряжением, не превышающим по величине τ_0 . Если же напряжение превышает τ_0 , то структура полностью разрушается, и система ведет себя как обычная ньютоновская жидкость при напряжениях сдвига $\tau > \tau_0$.

В последнее время все большее распространение в технологии бурения и цементирования скважин получило применение полимерные добавки. Для полимерных добавок, вследствие структурного изменения в промывочной жидкости при небольших скоростях сдвига, зависимость $\tau = \tau(\dot{\gamma})$ отклоняется от прямой линии. В связи с этим, в гидравлических исследованиях были применены нелинейные модели. Одним из таких моделей является степенная модель Оствальде де Валле

$$\tau = k\gamma^n$$

где k, n — показатели неньютоновская поведения, которые определяются экспериментальным путем. Она было использована для описания поведения некоторых буровых растворов с низким содержанием твердой фазы, обработанных полимерными реагентами.

Для математического описания процессов в бурении часто применяются статистические методы. В работах Л. В. Коломиец и Н. Ю. Поникаровой [6] подробно описан метод наименьших квадратов как базовый инструмент аппроксимации экспериментальных данных. Также вопросы цифровой обработки данных рассматриваются в трудах П. И. Анферова и соавторов [7]. В данной статье эти методы адаптированы для анализа конкретного состава

бурового раствора: вода, бентонит, NaOH, Na_2CO_3 , КМЦ и ОПР.

При добавлении мраморной пудры в буровой раствор его параметры (плотность, вязкость, СНС и т.д.) изменяются нелинейно или линейно в зависимости от концентрации. Проблема заключается в отсутствии простых и точных формул для оперативного расчета этих изменений непосредственно на буровой раствор без проведения полной серии лабораторных тестов [4,5,6,7]. Цель работы — установить математическую связь между массой добавки и ключевыми параметрами раствора.

К обсуждения например пусть задано результаты экспериментов в виде следующая таблица:

Таблица 1

Параметры данные аппроксимации

x	x_1	x_2	...	x_n
y	y_1	y_2	...	y_n

Существует множества способов нахождения прогнозируемая зависимость между параметрами x и y с определенными погрешностями, так как регрессионный анализ, аппроксимация, эффект Гипса и т.д. Если данные полученными экспериментальным образом, отражается так как регрессия функция от одной переменной, то можно использовать метод наименьших квадратов (МНК). При этом зависимость выглядит следующим образом:

$$y = a_0 + a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + \dots + a_nx^n$$

$$= \sum_{m=0}^n \frac{f^{(m)}(0)}{m!} x^m \quad (1)$$

где, коэффициенты $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$ можно найти, используя свойства коэффициентов ряда Тейлора:

$$\begin{cases} a_0 = f(0) \\ a_1 = \frac{f'(0)}{1!} \\ a_2 = \frac{f''(0)}{2!} \\ \dots \\ a_n = \frac{f^{(n)}(0)}{n!} \end{cases}$$

Сначала вычисляется коэффициент корреляции:

$$r = \frac{n \sum_{i=1}^n x_i y_i - (\sum_{i=1}^n x_i)(\sum_{i=1}^n y_i)}{\sqrt{n \sum_{i=1}^n x_i^2 - (\sum_{i=1}^n x_i)^2} \sqrt{n \sum_{i=1}^n y_i^2 - (\sum_{i=1}^n y_i)^2}}$$

Коэффициент корреляции принимает значений принадлежащий в отрезке $[-1; 1]$.

■ если $0,985 \leq |r| \leq 1$, то говорят о отличной корреляции между x и y ,

■ если $0,95 \leq |r| \leq 0,99$, то говорят о хорошей корреляции между x и y ,

■ если $0,9 < |r| \leq 0,95$, то говорят об удовлетворительной корреляции между x и y ,

■ если $|r| \leq 0,9$, то нельзя говорить о корреляции между x и y .

Если $|r| > 0,9$, то корреляция существует и искомая прогнозируемая зависимость будет в виде функции в степени: $y = ax + b$, $y = ax^2 + bx + c$, $y = ax^3 + bx^2 + cx + d$, $y = ax^4 + bx^3 + cx^2 + dx + e$ и т.д.

Коэффициенты: $a_0; a_1; a_2; a_3 \dots a_n$ найдется следующим образом:

$$\begin{pmatrix} k & \dots & \sum_k x_i^n \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \sum_k x_i^n & \dots & \sum_k x_i^{2n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ \dots \\ a_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum_k y_i \\ \sum_k x_i y_i \\ \dots \\ \sum_k x_i^n y_i \end{pmatrix} \quad (3)$$

✓ Если оценка коэффициент корреляции отличная, то искомая зависимость будет линейной в виде $y = ax + b$, а коэффициенты a и b найдется от систем уравнений:

$$\begin{pmatrix} n & \sum_{i=1}^n x_i \\ \sum_{i=1}^n x_i & \sum_{i=1}^n x_i^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} b \\ a \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sum_{i=1}^n y_i \\ \sum_{i=1}^n x_i y_i \end{pmatrix} \quad (4)$$

Средняя ошибка аппроксимации для линейной регрессии:

$$\sigma = \frac{100}{n} \sum \left| \frac{y_i - y_i(x)}{y_i} \right| \quad (5)$$

✓ В случаях $0,9 < |r| < 0,985$ то искомая зависимость будет в виде функции в степени высшего порядка 2: $y = ax^2 + bx + c$, $y = ax^3 + bx^2 + cx + d$, $y = ax^4 + bx^3 + cx^2 + dx + e$ и т.д.

✓ Если $|r| \leq 0,9$, придется искать зависимость используя других методов так как эффект Гипса, преобразование Фурье, МНК для других видов функции отличная от функции в степени и т.д.

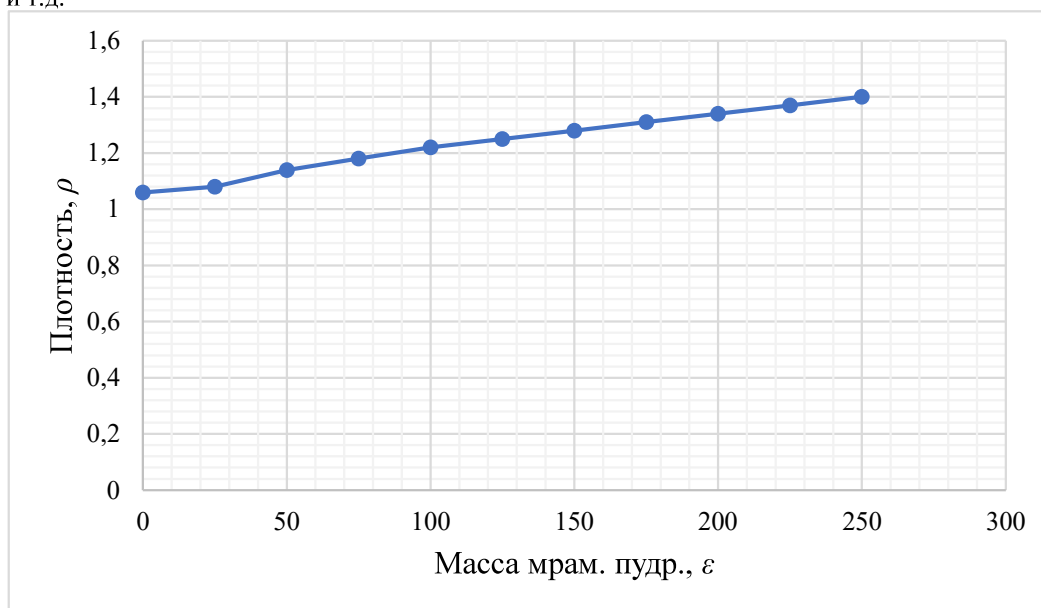


Рисунок 1. График изменение плотность буровой раствор при постепенного добавление мраморной пудры.

Используя, формула (2) вычисляем коэффициент корреляции и оцениваем линейность искомая зависимость, где в нашем случае $n = 11$, ε — добавляемая масса мраморная пудра, гр., ρ — плотность буровой раствор г/см³:

$$r = \frac{n \sum_{i=1}^n \varepsilon_i \rho_i - (\sum_{i=1}^n \varepsilon_i)(\sum_{i=1}^n \rho_i)}{\sqrt{n \sum_{i=1}^n \varepsilon_i^2 - (\sum_{i=1}^n \varepsilon_i)^2} \sqrt{n \sum_{i=1}^n \rho_i^2 - (\sum_{i=1}^n \rho_i)^2}}$$

$$= \frac{11 \cdot 1798,25 - 1375 \cdot 13,63}{\sqrt{11 \cdot 240625 - 1375^2} \cdot \sqrt{11 \cdot 17,02 - 13,63^2}}$$

$$= 0,995 > 0,985.$$

Следовательно, искомая зависимость является линейной в виде $y = ax + b$. Используя, система (4) найдем неизвестные коэффициенты a и b :

$$\begin{pmatrix} 11 & 1375 \\ 1375 & 240625 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} b \\ a \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 13,63 \\ 1798,25 \end{pmatrix}$$

отсюда составим система уравнений:

$$\begin{cases} 11b + 1375a = 13,63 \\ 1375b + 240625a = 1798,25 \end{cases}$$

и используя метода Крамера найдем неизвестные.

Метод Крамер. Пусть задано линейных систем уравнений так как:

$$\begin{cases} a_1x + b_1y = c_1 \\ a_2x + b_2y = c_2 \end{cases}$$

тогда для того, чтобы решить данную систему необходимо вычислить главный детерминант:

$$\Delta = \begin{vmatrix} a_1 & b_1 \\ a_2 & b_2 \end{vmatrix}$$

затем вычисляется детерминанты

$$\Delta_x = \begin{vmatrix} c_1 & b_1 \\ c_2 & b_2 \end{vmatrix}$$

и

$$\Delta_y = \begin{vmatrix} a_1 & c_1 \\ a_2 & c_2 \end{vmatrix}$$

и используя нижеприведенных формул найдется неизвестные:

$$x = \frac{\Delta_x}{\Delta}, \quad y = \frac{\Delta_y}{\Delta}.$$

В нашем случае

$$\Delta = 756250, \quad \Delta_b = 807125, \quad \Delta_a = 1039,5,$$

тогда

$$a = \frac{\Delta_a}{\Delta} = \frac{1039,5}{756250} = 0,00137;$$

$$b = \frac{\Delta_b}{\Delta} = \frac{807125}{756250} = 1,0672;$$

ЗаклЮчительно можно сказать, что зависимость между ε и ρ выглядеть следующим образом:

ρ
 $= 0,00137\varepsilon + 1,0672$ (6)
 Теперь составим таблицу значений
 рассматриваемых параметров. Затем используя

формула (5) находим среднюю ошибку
 аппроксимации.

Таблица 2
 Изменение параметры бурового раствора при постепенного добавления мраморной пудры к
 исходному раствору

№	Состав бурового раствора	ρ , кг/м ³	T ₅₀₀ , с	В, см ³ /30 мин	К, мм	рН	СНС	
							1 мин	10 мин
1	Исходный раствор: 1000 мл вода +бентонит 10%+NaOH 0,2%+Na ₂ CO ₃ 0,2%	1,07	17	38	4	7	2	3
2	Исходный раствор: №1+КМЦ 1%+ОПР 1%	1,06	38	18	3	8	4	7
3	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра -25 гр.	1,08	41	16	3	9	5	9
4	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-50 гр.	1,14	45	12	2,5	9	9	13
5	Исходный раствор: №2+мрамор пудра-75 гр.	1,18	49	10	2,0	9	11	14
6	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-100 гр.	1,22	53	9	2,0	10	14	17
7	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-125 гр.	1,25	58	8	2,0	10	16	19
8	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-150 гр.	1,28	61	7	1,5	10	17	20
9	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-175 гр.	1,31	64	7	1,5	10	18	22
10	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-200 гр.	1,34	67	6	1,0	10	19	23
11	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-225 гр.	1,37	70	5	1,0	10	21	27
12	Исходный раствор: №2+мрамор. пудра-250 гр.	1,40	74	4	1	10	23	29

Таблица 3
 Изменение плотности буровой раствор при добавление мраморной пудры по формуле (6).

ε , гр	$\rho(\varepsilon)$
0	1,067272727
25	1,101636364
50	1,136
75	1,170363636
100	1,204727273
125	1,239090909
150	1,273454545
175	1,307818182
200	1,342181818
225	1,376545455
250	1,410909091

$$\sigma = \frac{100}{n} \sum \left| \frac{\rho_i - \rho_i(\varepsilon)}{\rho_i} \right| =$$

$$= \frac{100 \left(\left| \frac{\rho_1 - \rho_1(\varepsilon)}{\rho_1} \right| + \left| \frac{\rho_2 - \rho_2(\varepsilon)}{\rho_2} \right| + \dots + \left| \frac{\rho_{11} - \rho_{11}(\varepsilon)}{\rho_{11}} \right| \right)}{11} =$$

$$= \frac{100 \cdot (0,0068 + 0,02 + \dots + 0,007792)}{11} = 0,7344 \%$$

и максимальная погрешность не превышает $\sigma_{max} = 2,1 \%$.

Для того, чтобы найти отрезка, в котором находится значений плотность бурового раствора, достаточно использовать следующая соотношения:

$$\left(1 - \frac{\sigma_{max}}{100}\right) \cdot (0,00137\varepsilon + 1,0672) \leq \rho \leq \left(1 + \frac{\sigma_{max}}{100}\right) \cdot (0,00137\varepsilon + 1,0672)$$

Отсюда следует, что прогнозируемая искомая зависимость будет находится в отрезке:

$$0,001347\varepsilon + 1,04589 \leq \rho \leq 0,0014\varepsilon + 1,08865 \quad (7)$$

Кроме того, известно, что если буровой раствор не содержит компонентов образующих пены тогда плотность буровой раствор найдется следующим образом:

$$\rho = \frac{m}{\sum_{i=1}^k V_i} = \frac{\sum_{i=1}^k m_i}{V}$$

где k — число добавляемых компонентов на буровой раствор; m — масса компонентов, кг; V —объем компонентов, м³.

Таким образом можно оценивать зависимости параметров бурового раствора на линейности и можно получить таблица значений коэффициента корреляции:

Таблица 4

Тип и значение коэффициента корреляции

Наименование параметр	Коэффициент корреляции	Тип зависимости
T_{500} , с	$r = 0,997$	Линейная
V , см ³ /30мин	$r = -0,785$	Регрессия не наблюдается
K , мм	$r = -0,971$	Определяется МНК
pH	$r = 0,833$	Регрессия не наблюдается
CHC, 1 мин	$r = 0,972$	Определяется МНК
CHC, 10 мин	$r = 0,961$	Определяется МНК

Из полученную таблицу видно, что изменения время истечения буровой раствор из прибора СПВ 5 относительно от масса мраморная пудра является линейной и оно выглядит следующим образом:

$$T_{500} = 0,1454\varepsilon + 38,18 \quad (8)$$

В виде отрезка выглядит так как:

$$0,1413\varepsilon + 37,104 \leq T_{500} \leq 0,1495\varepsilon + 39,259 \quad (9)$$

График данную зависимость по эксперименту приведен в рис. 2.

Графики изменение другие параметры буровой раствор приведен в рис. 3.

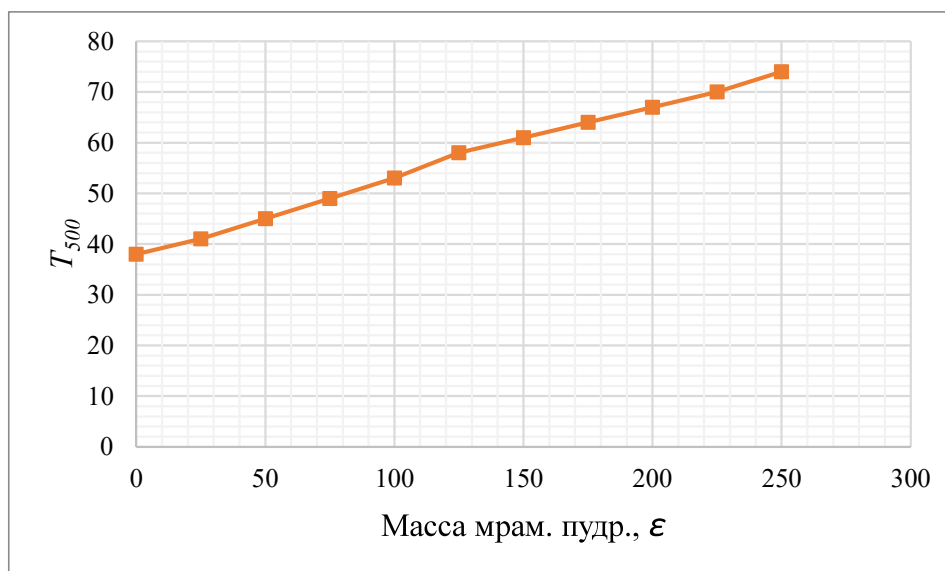


Рисунок 2. График изменение время истечения буровой раствор из прибора СПВ 5 при постепенного добавление мраморной пудры.

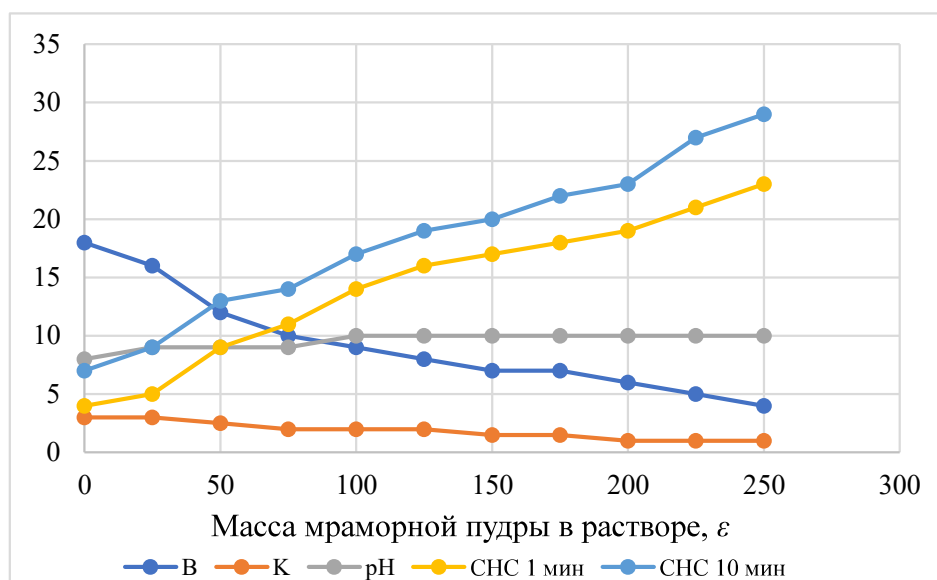


Рисунок 3. График изменение водоотдача, толщина корки, кислотность и СНС бурового раствора при постепенного добавление мраморной пудры.

В ходе исследование в основе проведенный эксперимент в таблице 2, в формуле (7) определен зависимости изменение плотности исходного бурового раствора, при постепенного добавление мраморной пудры и в таблице 4 проанализирован аналитических видов функциональных зависимостей параметров бурового раствора. Также в формуле (9) определен зависимости изменение время истечения буровой раствор из прибора СПВ – 5

при постепенного добавление мраморной пудры. Исследование утверждает, что полученные в формулы в (7) и (9) зависимости является линейной и изменение параметры бурового раствора можно выразить только через масса мраморной пудры в составе бурового раствора. Применение данного метода и для других видов буровых растворов, позволяет построить модель для нахождения параметры бурового раствора и наблюдать как эти параметры изменится.

BENTONIT GLINASI, KMS VA YPR ASOSIDAGI BURG'ILASH ERITMASIGA MARMAR KUKUNI QO'SHILGANDA UNING PARAMETRLARIGA TA'SIRINI O'RGANISH

¹Umedov Sh.X., ¹Shukurov S.S., ¹Tursunov J.A., ¹Komilov T.O., ²Begijonov I.I.

¹Islom Karimov nomidagi Toshkent davlat texnika universiteti, Toshkent shahri, O'zbekiston.

²«O'zGEORANGMETLITI» MCHJ, Toshkent, O'zbekiston.

ANNOTATSIYA Ushbu maqolada burg'ilash eritmasining dastlabki tarkibiga marmar kukunini qo'shish orqali burg'ilash eritmasi parametrlarining o'zgarish bog'liqliklarini ko'rib chiqilib tahlil qilingan. Eksperimental ma'lumotlar asosida eritma parametrlarining bog'liqlik turlari aniqlangan. Korrelyatsiya koeffitsiyenti va eng kichik kvadratlar usulini qo'llagan holda, SPV-5 qurilmasidan shartli qovushqoqlikning zichligi va oqib chiqish vaqtini oldindan bilish uchun formulalar ishlab chiqildi. Olingan natijalar dala sharoitida burg'ilashning real rejimida tarkibida marmar kukuni massasi ma'lum bo'lganda burg'ilash eritmasi qiymatlarining bir qator parametrlarini bashorat qilish imkonini beradi. Maqolada keltirilgan usuldan foydalanib, kerakli reagentlar qo'shiladigan massa ma'lum bo'lganda burg'ilash eritmasining ixtiyoriy parametrlarini aniqlash mumkin. Bundan tashqari, olingan tajriba natijalari shuni ko'rsatadiki, dastlabki eritmaga qo'shiladigan marmar kukunining massasi qanchalik katta bo'lsa, filtrlash kam, yupqa qobiq hosil bo'ladi, bu esa qovushqoqlikning yuqori qiymatlarida shlamning chiqishini sezilarli darajada oshiradi. Bentonit gili, KMS va marmar kukuni qo'shilgan YPR asosidagi burg'ilash eritmasining SPV - 5 qurilmasidan oqib chiqish zichligi va vaqtini eng kichik xatolik bilan aniqlash formula aniqlandi.

KALIT SO'ZLAR

Аппроксимация, regression tahlil, eng kichik kvadratlar usuli, korrelyatsiya koeffitsiyenti, burg'ilash eritmasi, zichlik, chiziqlilik.

RESEARCH ON THE INFLUENCE OF MARBLE POWDER ADDITIONS ON THE CHANGE IN BURNING METHODS BASED ON BENTONITE CLAY, KMS, AND OPR

¹Umedov Sh.X., ¹Shukurov S.S., ¹Tursunov J.A., ¹Komilov T.O., ²Begijonov I.I.

¹ Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent, Uzbekistan.

² LLC "O'zGEORANGMETLITI", Tashkent, Uzbekistan.

ABSTRACT

This article examines and analyzes the dependencies of changes in drilling fluid parameters when marble powder is gradually added to the initial drilling fluid composition. Based on experimental data, the dependence types of solution parameters were determined. Using the correlation coefficient and the least squares method, formulas were derived to predict the density and flow time of the conditional viscosity from the SPV-5 device. The results obtained allow for the prediction of several parameters of drilling fluid values in real drilling conditions under field conditions with a known mass of marble powder in the composition. Using the method presented in the article, it is possible to predict the arbitrary parameters of the drilling fluid at a known mass of the required reagents to be added. Furthermore, the obtained experimental results prove that the higher the mass of the marble powder added to the initial solution, the lower the filtration, the thinner the crust, which ensures no trapping, and with higher viscosity values, the removal of sludge increases significantly. A formula has been determined that predicts with the lowest error the density and leakage time from the SPV-5 device of drilling mud based on bentonite clay, KMS, and OPR with the addition of marble powder.

KEYWORDS

Approximation, regression analysis, least squares method, correlation coefficient, drilling fluid, density, linearity.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Паус К.Ф. Буровые промывочные жидкости. – М.: «Недра», 1967 – с. 262-283.
2. Рахимов А.А., Рахимов Э.А., Курбанов А. Снижение гидродинамического давления при циркуляции бурового раствора // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 1999 - №1 – с. 21-24.
3. Махаматхожаев Д.Р., Аминов О.А., Карабаев Ф.П., Курбанов Ф.С. Состав ингибирующего бурового раствора. Тез. Докладов Республиканской конференции «Проблемы бурения, заканчивания и капитального ремонта скважин в Узбекистане». – Ташкент: «УзНИПИнефтегаз», 2008 – с.121-124.
4. Рахимов А.А., Рахимов Э.А. Причины высоких «пусковых» давлений и пути их снижения при промывке. Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 1999 - №1 – с. 21-24.
5. Ж.А. Акилов., М.С. Джаббаров. Математические модели гидродинамических процессов нефтегазодобычи. Самарканд 2023.
6. Л.В. Коломиец., Н.Ю. Поникарова. Метод наименьших квадратов. Издательство Самарского университета 2017.
7. П.И. Анферов, И.В. Шевелева, Е.Н. Гарин, И.В. Лютиков, В.А. Леусенко, Н.С. Кремез. Математические методы цифровой обработки радиолокационной информации. Красноярск СФУ 2015.

INFORMATION ABOUT AUTHORS:

Umedov Sherali Khalloqovich	– Doctor of Technical Sciences (D.Sc.), Professor of the Department, Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, 2 University Street, Almazar District, Tashkent 100095, Uzbekistan. E-mail: umedovsherali@gmail.com ORCID ID: https://orcid.org/0000-0002-8089-2621
Shukurov Sirojiddin Sayfiddin o'g'li	– Basic Doctoral Student, Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, 2 University Street, Almazar District, Tashkent 100095, Uzbekistan.
Tursunov Jonibek Abdurasulovich	– Deputy Dean, Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, 2 University Street, Almazar District, Tashkent 100095, Uzbekistan. E-mail: jonibektursunov@gmail.com
Komilov Tolib Olimovich	– PhD, Associate Professor of the Department, Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, 2 University Street, Almazar District, Tashkent 100095, Uzbekistan. E-mail: komilovtolib87@yandex.ru , ORCID ID: https://orcid.org/0000-0002-3926-32921
Begijonov Ithom Inoyatulloevich	– Design Engineer, LLC "Uzbek Research and Design Institute of Geotechnology and Non-Ferrous Metallurgy 'O'zGEORANGMETLITI'", Tashkent, Uzbekistan. E-mail: ilhombekotm@gmail.com ORCID ID: https://orcid.org/0000-0001-8149-111X