

УДК 622.245.7:622.276  
МРНТИ 52.47.15  
DOI 10.56525/NJNB5348

**РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ  
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ  
ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВОГО  
РАСТВОРА В ПРОЦЕССЕ  
БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ**

**АХУНДОВ Ф.А.**

Институт Нефти и Газа Министерства  
Науки и Образования Азербайджана  
Баку, Азербайджан  
E-mail: fataliaxundov@gmail.com

**Аннотация.** В статье рассматриваются существующие методы определения гидродинамических характеристик буровых растворов таких как значения предельного напряжения сдвига тиксотропных сред, а также устройства их реализующие. При этом выявлены их многие недостатки, заключающиеся в основном в их невысокой точности.

В этой связи в статье приводится новый метод определения коэффициента сжимаемости бурового раствора, заключающийся в погружении пуансона поступательно вниз с постоянной скоростью в сосуд в виде колбы, заполненной буровым раствором до того момента пока жидкость не начнет подниматься в кольцевом пространстве. Причем начало перемещения цилиндрического пуансона в зазоре до момента начала движения тиксотропной жидкости (бурового раствора) называемом временем запаздывания выхода жидкости регистрируется секундомером (Т). Далее значение коэффициента сжимаемости бурового раствора определяют по приведенной простой зависимости.

**Ключевые слова:** бурение нефтяных и газовых скважин, осложнения, буровой раствор, тиксотропная жидкость, коаксиальный зазор, предельное напряжение сдвига, цилиндрический пуансон, время запаздывания.

**Введение.** Коэффициент сжимаемости тиксотропных систем является одним из важных параметров, точность определения которого оказывает существенное влияние на гидравлику затрубного пространства бурящейся скважины. Особенно указанное существенным образом проявляется при выполнении технологически необходимых операций таких как, например, спуск-подъем бурильного инструмента, а также для определения забойного давления, включающего определение эквивалентной плотности циркулирующего бурового раствора. Вместе с вышеизложенным буровые растворы [1] и газированные жидкости в том числе и нефть [2] имеют достаточно большую сжимаемость неучет, которых может привести к значимым потерям гидравлической мощности буровых насосов.

**Материалы и методы исследований.** В этой связи, имеющиеся в настоящее время способы, предназначенные для определения данного параметра можно подразделить на: а) теоретические; б) экспериментальные.

Так, например, в работе [3] предлагается прием по определению модуля сжатия раствора при помощи решения обратной задачи квазиодномерного движения вязкопластичной жидкости с использованием преобразования Лапласа и заданием необходимого количества дополнительных условий на устье скважины [4, 5].

К недостаткам указанного метода определения коэффициента сжимаемости бурового раствора относится сложность проведения расчетов, а вместе с тем и низкая точность полученных результатов.

К экспериментальным работам, связанным с определением коэффициента сжимаемости тиксотропных систем можно отнести следующие:

- способ определения коэффициента сжимаемости вязких жидкостей, заключающийся в измерении скорости распространения звука в жидкости при различных температурах и последующий расчет по формуле [6].

Однако существующим недостатком данного способа является сложность процесса определения коэффициента сжимаемости испытуемой жидкости, связанная со сложностью измерения скорости распространения упругих волн и громоздкостью измерительной аппаратуры.

- способ определения коэффициента сжимаемости вязких жидкостей, заключающийся в сжатии исследуемой жидкости с помощью поршневого пресса и последующем измерении давления и деформации посредством специальных датчиков, причем коэффициент сжимаемости рассчитывается по закону Гука [7]. К недостаткам указанного способа относится его сложность, обусловленная необходимостью создания громоздкой аппаратуры для ее реализации.

- способ определения коэффициента сжимаемости вязких жидкостей, заключающийся в размещении исследуемой жидкости в пространстве, созданном между внешним и внутренним сосудами, причем конец внутреннего сосуда оканчивается капилляром, погруженный в ртуть. Во внешнем сосуде создается высокое давление (для этого обычно прибор наполняют водой и присоединяют к гидравлическому прессу) и за счет сжатия объем жидкости во внутреннем сосуде уменьшается, а объем другого сосуда остается неизменным и ртуть поднимается по капилляру. По изменению высоты столба ртути определяется изменение объема жидкости. После чего по формуле рассчитывается коэффициент сжимаемости жидкости [8].

Недостатком данного способа является сложность его исполнения, заключающаяся в изготовлении сосудов специальной формы, а также использование ядовитой ртути.

Известен также способ определения коэффициента сжимаемости пластовой жидкости, заключающийся в измерении давления и температуры на забое скважины в момент отбора пробы, нагревании пробоотборника после подъема его на поверхность до создания давления в нем, превышающего давление насыщения, после чего определяют температурный коэффициент объемного расширения и по его значениям по формуле осуществляют вычисление коэффициента сжимаемости исследуемой жидкости [9].

Недостатками этого способа также является сложность его осуществления и в этой связи, возникающая значительная погрешность при получении значений искомой величины происходит за счет неоднократного спуска и подъема пробоотборника в скважину, отбора пробы пластового флюида, ее подогревания до определенной температуры, измерение давления, превышающего давление насыщения, охлаждение контейнера с пробой и определение плотности жидкости и только после этого нахождение значения коэффициента температурного расширения после чего производится вычисление искомого значения коэффициента сжимаемости.

Недостатками всех вышеприведенных способов как было отмечено выше является большая погрешность в измерении значений коэффициента сжимаемости тиксотропных сред, в качестве которой при бурении скважин используются буровые растворы.

В этой связи с целью повышения точности измерения значений коэффициента сжимаемости тиксотропных сред предлагается исследуемую жидкость помещать в сосуд с цилиндрическим горлом, равномерно погружать в него цилиндрический пуансон и измерять время от начала спуска пуансона до момента начала течения тиксотропной жидкости в коаксиальном зазоре между пуансоном и стенкой сосуда, которое называется временем запаздывания (Т).

**Результаты исследований.** Из [10, 11] известно, что значение давления ( $\Delta P$ ), вызванного преодолением напряжения сдвига бурового раствора определяется по формуле:

$$\Delta P = \frac{4 \cdot \ell \cdot \tau_0}{D - d}, \quad (1)$$

где  $\ell$  - глубина погружения бурильного инструмента, м;  
 $\tau_0$  – предельное статическое напряжение сдвига, Па;  
 $D, d$  – соответственно, диаметры скважины и бурильных труб, м;  
 Однако из закона Гука известно также, что

$$\Delta P = K \frac{\Delta V}{V}, \quad (2)$$

Причем 
$$\Delta V = \pi \cdot d^2 \cdot U \cdot T \quad (3)$$

Подставив выражение (3) в (2) и полученное выражение приравняв к (1), имеем:

$$\frac{4\ell \cdot \tau_0}{D - d} = K \frac{\pi \cdot d^2 \cdot U \cdot T}{V}, \quad (4)$$

Из формулы (4) определяем искомое значение коэффициента сжимаемости тиксотропной системы (K):

$$K = \frac{4\ell \cdot \tau_0 \cdot V}{\pi \cdot d^2 \cdot U \cdot T \cdot (D - d)}, \quad (5)$$

где  $\tau_0$  – предельное статическое напряжение сдвига тиксотропной системы, Н/м<sup>2</sup> ;  
 $U$  – скорость спуска внутреннего сосуда (пуансона), м/с;  
 $T$  – время запаздывания течения тиксотропной системы, с ;  
 $D$  – внутренний диаметр наружного сосуда, м ;  
 $d$  – наружный диаметр внутреннего сосуда (пуансона), м ;  
 $S$  – площадь наружного сечения пуансона, м<sup>2</sup> ;  
 $\ell$  - длина кольцевого зазора, м ;  
 $V$  - объем жидкости в кольцевом пространстве, м<sup>3</sup>.

Указанный способ реализуется устройством, состоящим из следующих элементов, схема которой приведена на рисунке (см. рис.1): 1 – наружного сосуда (в форме колбы); 2–цилиндрического пуансона; 3–исследуемой жидкости; 4–штулки-центра, расположенного во внутреннем отверстии наружного сосуда ; 5-роликов; 6 – электромотора ; 7 – секундомера.

Технология способа измерения коэффициента сжимаемости тиксотропной системы состоит в следующем.

Опустив цилиндрический пуансон (2) в наружный сосуд (1), заливают буровой раствор в образовавшееся кольцевое пространство. Затем после выдержки тиксотропной системы в разные времена покоя включается электромотор (6), скорость вращения которого составляет 0,002 м/с. При этом, посредством роликов (5), установленных по наружному диаметру пуансона (2) начинается перемещение его в жидкости поступательно вниз до того момента, пока жидкость не начнет подниматься в кольцевом пространстве. Время от начала перемещения цилиндрического пуансона в зазоре до момента начала движения тиксотропной жидкости в кольцевом пространстве называемом временем запаздывания, определяется секундомером. Значения предельного напряжения сдвига бурового раствора измеряются на приборе СНС – 2.

Результаты проведенных исследований по определению коэффициента сжимаемости тиксотропной системы ( $\rho_{\text{бур.р}}=1720\text{кг/м}^3$ ) приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты проведенных исследований

Время выдержки бурового раствора в покое, сек.	Время запаздывания подъема уровня бурового раствора, сек.	Вычисленное значение коэффициента сжимаемости, $H/m^2 \cdot 10^9$
1	2	3
60	5,1	2,589
180	5,6	2,664
300	6,7	2,792
600	8,5	2,861
900	10,3	2,906
1200	11,4	2,914
1500	12,6	2,922
1800	12,9	2,9305

По приведенным данным построена графическая зависимость  $K = f(T)$ , которая показана на рисунке 2.

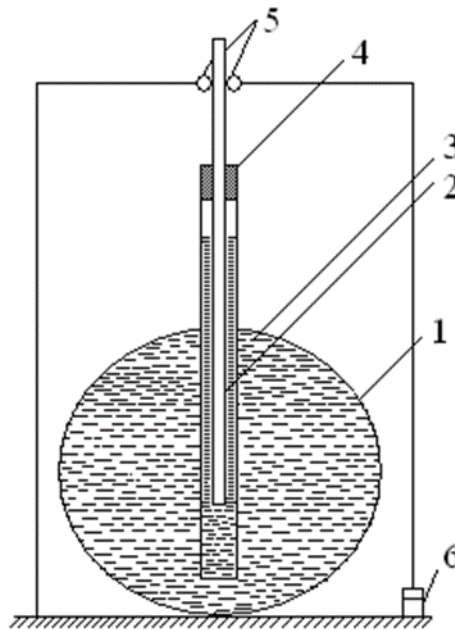
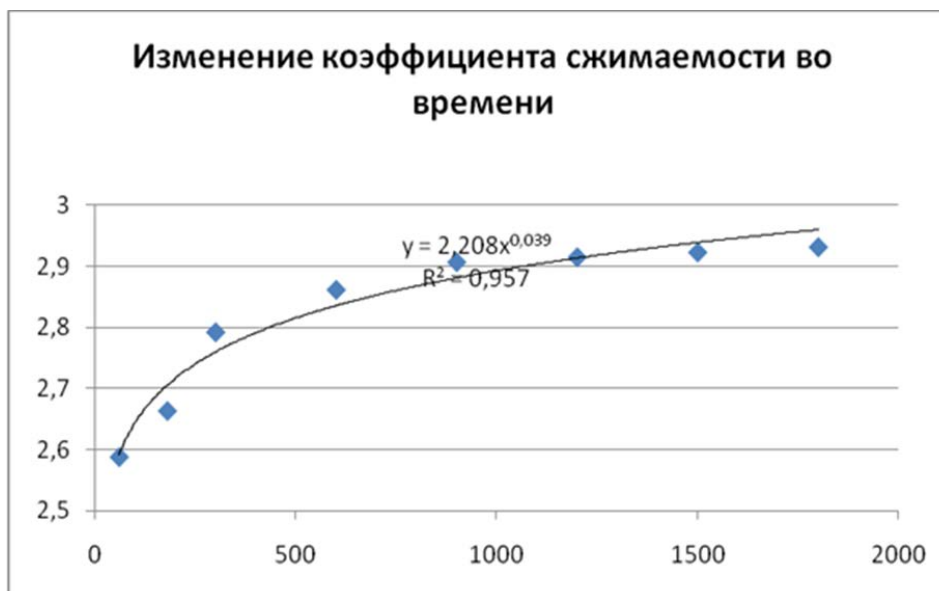


Рис.1.Схема устройства для измерения коэффициента сжимаемости тиксотропных сред

Рис. 2. Графическая зависимость  $K = f(T)$ 

Следует отметить, что при вытеснении тиксотропной жидкости в тонкий кольцевой зазор, отношение площади соприкосновения среды к вытесненному пуансоном объему составляет значительную величину тем большую, чем меньше зазор между пуансоном и сосудом. Это приводит к затягиванию момента начала течения жидкости и увеличивает указанное время (Т). Увеличение последнего позволяет измерять значение коэффициента сжимаемости (К) с более высокой точностью в связи с тем, что момент начала течения в предлагаемом способе регистрируется более точно, чем в [8], так как в узком зазоре возникают значительные перемещения вдоль зазора даже при незначительном разрушении структуры тиксотропной среды (бурового раствора), то есть в самом начале процесса течения.

Помимо указанного положительным в этом способе является еще и то, что в случае отсутствия электроэнергии, т.е. если буровая находится в отдалении от линии электропередачи для определения времени запаздывания бурового раствора в кольцевом пространстве и оперативного вычисления коэффициента сжимаемости тиксотропной жидкости, в сосуд с цилиндрическим горлом, в котором размещена испытуемая жидкость спуск внутреннего пуансона можно осуществлять вручную.

#### **Заключение**

Таким образом, оперативное определение значений коэффициента сжимаемости бурового раствора позволит впоследствии выбрать оптимальный режим спуска буровой колонны в скважину, что в свою очередь создаст условия для предупреждения осложнений, связанных с поглощением бурового раствора.

#### **ЛИТЕРАТУРА**

- [1] А.И. Булатов, П.П.Макаренко, Ю.М.Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы. М.: Недра. 1999, - 424с.
- [2] Ш.К. Гиматудинов, А.И. Ширковский. Физика нефтяного и газового пласта.-М.: Недра, 1982. - 310стр.
- [3] Г.Т. Гасанов, Р.Н. Махмудов, Э.А. Керимзаде. К определению коэффициента сжимаемости глинистого раствора по устьевой информации. АЗИНЕФТЕХИМ. Нефть и газ 1973. № 2, с.23-27.
- [4] Г.Т. Гасанов, И.М. Аметов. Постановка некоторых обратных задач буровой гидродинамики на основе нестационарных исследований. II Всесоюзный семинар по гидравлике. ч.1. ВНИИБТ, 1969.

- [5] С.Г. Гурбанов, Г.Т.Гасанов. Об изменении давления на стенки скважины. Известия АН Азерб. Серия физ.- матем. и техн. наук АН Азерб. ССР, №5 1960. -с.61-70.
- [6] Ф. Эйрих. Реология теория и приложения. Издат. Иностранная литература. М.1962. -с.796.
- [7] М. Рейнер. Деформация и течение. Введение в реологию. ГОСТОПТЕХИЗДАТ. М. 1963. с.57-62.
- [8] С.Э. Хайкин. Физические основы механики. Ozon.ru, 2008, - с.768.
- [9] П.С.Варламов, А.В. Типугин, М.П. Снежко и др. А.С. СССР №1164407, М.кл. Е 21В 47/00 Способ определения коэффициента сжимаемости пластовой жидкости. / Заявка 3599681/22-03 от 03.06.83. Опубл. В Б.И. № 24, 30.06.85.
- [10] Ю.М.Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. М.: Недра.-2000, -677с.
- [11] Н. Макковей. Гидравлика бурения. М.: Недра, 1986, -536с.

#### REFERENCES

- [1] A.I. Bulatov, P.P. Makarenko, Yu.M. Proselkov. Drilling flushing and grouting solutions. M.: Nedra. 1999, - 424 p.
- [2] Sh.K. Gimatudinov, A.I. Shirkovsky. Physics of oil and gas reservoirs. -M.: Nedra, 1982. - 310 pages.
- [3] G.T. Gasanov, R.N. Makhmudov, E.A. Kerimzade. To determine the compressibility coefficient of clay solution using wellhead information. AZINEFTEKHIM. Oil and gas 1973. No. 2, pp. 23-27.
- [4] G.T. Gasanov, I.M. Ametov. Statement of some inverse problems of drilling hydrodynamics based on non-stationary studies. II All-Union Seminar on Hydraulics. Part 1. VNIIBT, 1969.
- [5] S.G. Gurbanov, G.T. Gasanov. About changes in pressure on the walls of the well. News of the Azerbaijan Academy of Sciences. Series of physics and mathematics. and tech. Sciences, Academy of Sciences of Azerbaijan. SSR, No. 5 1960. -pp.61-70.
- [6] F. Eurich. Rheology theory and applications. Publishing house Foreign literature. M.1962. -p.796.
- [7] M. Rayner. Deformation and flow. Introduction to rheology. GOSTOPTTEKHIZDAT. M. 1963. p.57-62.
- [8] S.E. Haykin. Physical foundations of mechanics. Ozon.ru, 2008, p. 768.
- [9] P.S. Varlamov, A.V. Tipugin, M.P. Snezhko and others A.S. USSR No. 1164407, M. class. E 21B 47/00. Method for determining the compressibility coefficient of formation fluid. / Application 3599681/22-03 dated 06/03/83. Publ. In B.I. No. 24, 06/30/85.
- [10] Yu.M. Basarygin, A.I. Bulatov, Yu.M. Proselkov Complications and accidents when drilling oil and gas wells. M.: Nedra.-2000, -677s.
- [11] N. McCovey. Drilling hydraulics. M.: Nedra, 1986, -536 p.

#### **Ф.А. Ахундов**

*Әзірбайжан Ғылым және Білім министрлігі Мұнай және газ институты, Әзірбайжан*  
**ҰҢҒЫМАЛАРДЫ БҰРҒЫЛАУ КЕЗІНДЕ БҰРҒЫЛАУ ЕРІТІНДІСІНІҢ**  
**ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ СИПАТТАМАЛАРЫН АНЫҚТАУ ӘДІСТЕМЕСІН**  
**ӘЗІРЛЕУ**

**Аңдатпа.** Мақалада тиксотропты орталардың және оларды жүзеге асыратын құрылғылардың шекті ығысу кернеуін өлшеудің қолданыстағы әдістері талқыланады. Сонымен қатар, олардың негізінен төмен дәлдігінен тұратын көптеген кемшіліктері анықталды. Осыған байланысты мақалада бұрғылау сұйықтығының сығылу коэффициентін өлшеудің жаңа әдісі ұсынылған, ол сұйықтық көтеріле бастағанға дейін бұрғылау

сұйықтығы толтырылған колба түріндегі ыдысқа штампты тұрақты жылдамдықпен біртіндеп төмен түсіруден тұрады. сақиналы кеңістікте. Сондай-ақ, тиксотропты сұйықтықтың (бұрғылау сұйықтығы) қозғалысы басталғанға дейін саңылаудағы цилиндрлік пуансонның қозғалысының басталуы, сұйықтықтың шығуының кешігу уақыты деп аталатын секундомермен (T) жазылады. Әрі қарай берілген қарапайым формула арқылы бұрғылау сұйықтығының сығылу коэффициентінің мәні анықталады

**Кілт сөздер:** Мұнай және газ ұңғымаларын бұрғылау, асқынулар, бұрғылау ерітіндісі, тиксотропты сұйықтық, коаксиалды Саңылау, шекті сдысу кернеуі, цилиндрлік соққы, кешігу уақыты.

**Akhundov F.A.**

*Institute of Oil and Gas of the Ministry of Science and Education of Azerbaijan*

### **DEVELOPMENT OF A METHOD FOR DETERMINING THE HYDRODYNAMIC CHARACTERISTICS OF DRILLING FLUID DURING WELL DRILLING**

**Abstract.** The paper examines existing methods of measuring the compressibility of thixotropic media and devices to implement. Thus revealed their many shortcomings, is mainly in their low accuracy and complexity of the measurement of the unknown quantity.

In this regard, the paper gives a new way of measuring the fluid compressibility, which consists in immersing the punch down steadily at a constant rate in a vessel that is used as the bulb filled with fluid to the point until the liquid begins to rise in the annulus. And start moving cylindrical punch in the gap before the beginning of the movement thixotropic fluid (mud) called latency fluid outlet recorded stopwatch (T). further compressibility factor is determined by the fluid present a simple formula.

**Keywords:** Oil and gas wells, complications, mud, thixotropic liquid coaxial gap, critical shear stress, a cylindrical punch, the time lag.