

Оригинальная статья / Original article

УДК 622.243.1

DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-93-103>

Определение дисперсной фазы буровых растворов на полимерной основе

© А.И. Ламбин, Е.В. Аверкина

Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Российская Федерация

Резюме: Целью данной статьи является установление объема дисперсной фазы растворов полимера и определение степени их подчинения степенному закону течения жидкостей, а также определение реологической модели течения бурового раствора для вычисления потерь давления при движении жидкости в элементах циркуляционной системы. Водорастворимые полимеры широко применяются как в составе буровых растворов, так и самостоятельно в качестве промывочных жидкостей при бурении скважин. Несмотря на широту применения полимеров, в бурении мало внимания уделяется объему дисперсной фазы, получающемуся в результате растворения полимера в воде. Причем особый интерес вызывают так называемые в теории растворов полимеров и мало упоминаемые в бурении разбавленные растворы, в которых количество макромолекулярных клубков полимера таково, что они не взаимодействуют между собой при течении жидкости. Вискозиметрическим методом определялись молекулярная масса и характеристическая вязкость каждого раствора, использовавшиеся при установлении объема дисперсной фазы. Определение параметров реологического степенного закона осуществлялось путем применения ротаметрической вискозиметрии. В результате установлено, что приготовленные для изучения растворы рассматриваемых полимеров относятся к разбавленным, и на примере одного из них показана возможность определения относительного объема макромолекулярных клубков полимера с иммобилизованным растворителем (водой). Показано, что изменение указанного объема вызывает изменение параметров реологического степенного закона течения исследуемых растворов. Предложенная методика определения относительного объема дисперсной фазы буровых растворов на основе разбавленных растворов полимеров позволяет регулировать реологические свойства промывочных жидкостей и устанавливать параметры реологического степенного закона течения псевдопластических жидкостей.

Ключевые слова: буровой раствор, вязкость жидкости, молекулярный вес, дисперсная фаза, реологический закон

Информация о статье: Дата поступления 7 декабря 2018 г.; дата принятия к печати 26 февраля 2019 г.; дата онлайн-размещения 28 марта 2019 г.

Для цитирования: Ламбин А.И., Аверкина Е.В. Определение дисперсной фазы буровых растворов на полимерной основе. *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых*. 2019. Т. 42, № 1. С. 93–103. DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-93-103.

Determination of the dispersed phase of polymer based drilling fluids

© Anatoliy I. Lambin, Elena V. Averkina

Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation

Abstract: The purpose of the article is determination of the volume of the polymer solution dispersed phase, estimation of their subordination degree to the power law of fluid flow, as well as determination of the rheological model of mud flow in order to calculate the pressure losses under fluid movement in the elements of the circulation system. Water-soluble polymers are widely used in the composition of drilling fluids and are also used independently as flushing fluids for drilling wells. Despite the wide application range of polymers, when drilling little attention is paid to the volume of the dispersed phase resulting from the dissolution of polymer in water. Particular interest is caused by so-called dilute solutions (term used in the theory of polymer solutions). They are little mentioned in drilling but their number of macromolecular coils of the polymer reaches such a value that they do not interact with each other

when the fluid flows. Using a viscometric method, the molecular mass and the characteristic viscosity of each solution used for the dispersion phase volume determination are estimated. The parameters of the rheological power law are determined through the application of rotametric viscometry. As a result, it has been found out that the solutions of the considered polymers prepared for the study are referred to diluted. On example of one of them the possibility of determining the relative volume of macromolecular coils of polymer with the immobilized solvent (water) is shown. It is demonstrated that a change in the specified volume causes a change in the parameters of the rheological power law of researched solution flow. The proposed methods for determining the relative volume of the dispersed phase of drilling muds based on dilute polymer solutions allows to adjust the rheological properties of flushing fluids and set the parameters of the rheological power law describing the flow of pseudoplastic fluids.

Keywords: drilling mud, fluid viscosity, molecular weight, disperse phase, rheological law

Information about the article: Received December 7, 2018; accepted for publication February 26, 2019; available online March 28, 2019.

For citation: Lambin A.I., Averkina E.V. Determination of the dispersed phase of polymer based drilling fluids. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, razvedka i razrabotka mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh* = *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*, 2019, vol. 42, no. 1, pp. 93–103. (In Russ.) DOI: 10.21285/2541-9455-2019-42-1-93-103.

Введение

Оптимальное строительство скважин на нефть и газ во многом зависит от свойств бурового раствора, применяемого для их промывки. Основой буровых растворов по классификации¹ может быть вода, нефть и газ. Многообразие растворов на водной основе позволяет решать различные технологические задачи строительства скважин. В настоящее время широкое распространение получили промывочные жидкости на основе водорастворимых полимеров. Подробная классификация полимеров, применяемых в буровых растворах, приведена в источнике [1]. Все большее применение в буровой практике находят безглинистые полимерные системы, которые наиболее полно отвечают требованиям промывки скважин, в том числе скважин с горизонтальными стволами. Широкий диапазон изменения реологических свойств позволяет решать многие задачи технологии промывки скважин. Высокие технико-экономические показатели бурения достигаются благодаря комплексу положительных свойств: сравнительно слабых реологических, удовлетворительных смазывающих, ингибирующих, флокулирующих

и других, которые можно регулировать в зависимости от конкретных горно-геологических условий [2]. При этом основной задачей является выбор полимерного реагента для создания требуемой реологии и формирования кольматационного экрана в призабойной зоне продуктивного пласта.

Вязкость буровых растворов является одной из наиболее важных его характеристик: она определяет реологическое поведение раствора при своем движении в циркуляционной системе скважины. Регулирование реологических свойств бурового раствора может осуществляться, как указано выше, с использованием водных растворов высокомолекулярных веществ – полимеров. В свою очередь, реологическая характеристика водных растворов полимеров зависит от его молекулярного веса, гидродинамического размера молекул, их взаимодействия между собой. Знание указанной характеристики полимеров позволяет качественно решать технологические задачи при строительстве скважины путем выбора полимеров с соответствующими макромолекулярными характеристиками [3].

¹Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1999. 424 с. /

Bulatov A.I., Makarenko P.P., Proselkov Yu.M. Drilling flushing and grouting solutions: textbook for universities. Moscow: Nedra Publ., 1999. 424 p.

Целью настоящего исследования является определение молекулярной массы полимеров под торговыми марками Poly-Mud H, Poly-Mud FL, SpecFloc A и SpecFloc N, приобретаемых буровыми компаниями для улучшения свойств буровых растворов на водной основе, а также определение степени соответствия реологии водных растворов полимера степенному закону.

Физико-химические свойства указанных акриловых полимеров представлены в табл. 1.

Выделенные марки выпускаются без контроля таких характеристик, как молекулярная масса, молекулярно-массовое распределение, степень гидролиза, что вызывает трудности их применения.

Изучение молекулярных характеристик полимеров необходимо для определения поведения макромолекул в растворах при установлении требуемой реологии циркуляционных потоков для решения технологических задач. При этом знание закономерностей поведения макромолекул в растворах важно как с теоретической, так и с практической точки зрения [4].

Содержание полимеров в буровых растворах на водной основе и содержание полимеров в качестве добавок к буровым растворам составляет доли процента. Такие растворы в рамках теории солюбилизированных растворов называются разбавленными. В таких растворах полимеров расстояния между макромолекулами значительно превышают их средние размеры и локальная концентрация сегментов не является постоянной величиной для любой точки раствора.

Обычно под разбавленным понимают такой раствор, в котором макромолекулы находятся друг от друга на расстоянии r , значительно превышающем их собственные геометрические размеры.

Методика исследования

Определение молекулярной массы осуществлялось вискозиметрическим методом на основании данных по вязкости раствора полимера. Измерение вязкости водных растворов полимеров осуществлялось вискозиметром ВПЖ-2 с термостатированием в течение 5 мин. Приготовление разбавленного раствора полимера производилось в следующем

Таблица 1

Физико-химическая характеристика полимеров

Table 1

Physico-chemical characteristic of polymers

Характеристика	Описание полимеров			
	Poly-Mud H	Poly-Mud FL	SpecFloc A7950-20	SpecFloc N6919
Внешний вид	Порошок от белого до светло-желтого цвета	Порошок от белого до желтого цвета, допускаются комки	Белый порошок	
Насыпная плотность, г/см ³	0,5–0,8	0,5–0,9	≥0,60	≥0,60
Гранулометрический состав	Более 1250 мкм – не более 10 %	–	Более 1 мм – не более 4 %	Более 1 мм – не более 3 %
	Менее 100 мкм – не более 2 %		Менее 0,1 мм – не более 2 %	Менее 0,15 мм – не более 5 %
Массовая доля основного вещества, %	–	Не менее 90	≤0,025	≤0,025

порядке. Предварительно высушенный и измеренный с точностью 0,001 г порошок реагента высыпался в лабораторный стакан с дистиллированной водой емкостью 0,5 л и перемешивался в течение 1 ч. Перед измерением вязкости раствор выдерживался при комнатной температуре в течение 24 ч.

Для определения молекулярной массы пользуются нелинейным уравнением Марка – Куна – Хаувинка, выражающим зависимость характеристической вязкости от молекулярной массы:

$$[\eta] = KM^\alpha, \quad (1)$$

где $[\eta]$ – характеристическая вязкость, которая определяется экстраполяцией приведенной вязкости ($\eta_{уд}/c$) к нулевому содержанию концентрации c полимера (отношение $\eta_{уд}/c$ называют приведенной вязкостью $\eta_{пр}$, здесь $\eta_{пр} = (\eta - \eta_0)/\eta_0$, где η – вязкость раствора полимера, а η_0 – вязкость растворителя); K и α – константы для данной системы полимер – растворитель при определенной температуре.

Все значения вышеупомянутых вязкостей рассчитывают для разных концентраций c и для постоянной комнатной температуры. Затем строят графики зависимости $\eta_{пр}$ и $\lg(\eta_{отн}/c)$ от концентрации c и проводят двойную экстраполяцию к нулевой концентрации. Обе прямые

должны пересекаться на оси ординат в точке, соответствующей нулевой концентрации, и отрезок на оси ординат дает значение характеристической вязкости. Если прямые не пересекаются в этой точке, то за предельное число вязкости принимают значение, соответствующее средней точке между пересечениями каждой прямой оси ординат (рис. 1).

Определив значение характеристической вязкости при известных величинах констант K и α , вычисляют молекулярную массу полимера. Для расчета молекулярной массы подставляют значения $[\eta]$, констант K и α и логарифмируют уравнение Марка – Куна – Хаувинка:

$$\lg[\eta] = \lg K + \alpha \cdot \lg M. \quad (2)$$

Значения α и K , равные 0,8 и 6,31 соответственно, взяты из источника [5].

Результаты

Результаты расчета молекулярных масс изучаемых образцов полимеров представлены в табл. 2.

Теоретически размер молекулы полимера в растворе или ее гидродинамический объем пропорционален характеристической вязкости продукта $[\eta]$ и его молекулярной массе M [6].

Произведение характеристической вязкости $[\eta]$ и концентрации c является безразмерным параметром, значение которого позволяет оценить, является ли

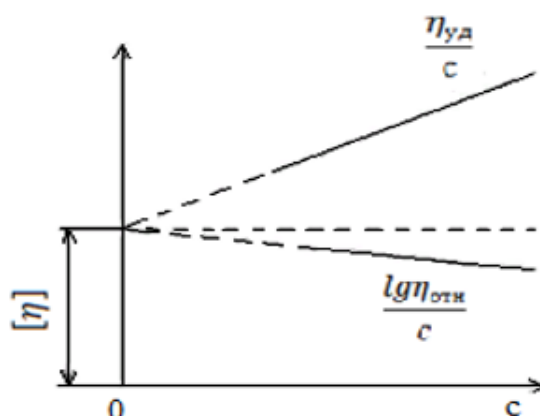


Рис. 1. Зависимость приведенной $\eta_{уд}/c$ и логарифмической приведенной вязкости $\lg(\eta_{отн}/c)$ от концентрации раствора полимера

Fig. 1. Dependence of the reduced $\eta_{уд}/c$ and the logarithmic reduced viscosity $\lg(\eta_{отн}/c)$ on polymer solution concentration

Таблица 2

Молекулярные характеристики образцов

Table 2

Molecular characteristics of samples

Молекулярная характеристика образца	Poly-Mud H	Poly-Mud FL	SpecFloc A 7950-20	SpecFloc N 6919
Характеристическая вязкость $[\eta]$	10	4,5	14,4	4,16
Молекулярная масса M	$3,16 \cdot 10^6$	$1,17 \cdot 10^6$	$4,98 \cdot 10^6$	$1,05 \cdot 10^6$

раствор «разбавленным», то есть не происходит ли перекрывания макромолекул в растворе. Значение этого произведения должно быть меньше единицы. В рассматриваемом случае максимальная концентрация полимеров составляла 0,05 % и по максимуму характеристической вязкости для полимерного образца SpecFloc A 7950-20 произведение характеристической вязкости на концентрацию составляет $14,40 \cdot 0,05 = 0,72$, что соответствует характеристикам «разбавленных» растворов.

Согласно модели Зимма, между звеньями цепи и жидкостью существует гидродинамическое взаимодействие, благодаря которому образуется клубок с иммобилизованной жидкостью растворения, который можно рассматривать как непроницаемую сферу. Для раствора непроницаемых сфер Эйнштейн вывел соотношение:

$$\eta = \eta_0(1 + 2,5\varphi_2), \quad (3)$$

где η_0 – вязкость растворителя; φ_2 – объемная доля растворенного вещества.

В этом уравнении вязкость суспензии не зависит от размера сфер. Однако не все полимеры образуют в растворах жесткий непроницаемый клубок сферичной формы, например, макромолекулы полиакриламида в водных растворах имеют форму набухших клубков, ча-

стично проницаемых для молекул растворителя², что влечет отказ от применения формулы Эйнштейна для оценки объема дисперсной фазы. Эту оценку можно сделать по другим характеристикам разбавленных растворов полимеров.

Объемную долю макромолекулярных клубков в растворе, зависящую от характеристической вязкости $[\eta]$ и концентрации раствора c , предложено выражать следующим образом [7]:

$$\varphi = \frac{[\eta] \cdot c}{1 + [\eta] \cdot c}. \quad (4)$$

Подставляя вычисленное ранее произведение характеристической вязкости и концентрации полимера в растворе, получим:

$$\varphi = \frac{0,72}{1 + 0,72} = 0,42.$$

Таким образом, почти половина растворителя находится в связанном состоянии.

Исследование реологических свойств полимерных растворов на водной основе проводилось на ротационном вискозиметре OFITE модели 900. Замеры вязкости жидкостей выполнялись при скоростях сдвига от 1,704 до 1022 с⁻¹ (1–600 об./с). Например, результаты замеров вязкости растворов Poly-Mud H различной концентрации представлены в табл. 3 и на рис. 2.

²Байбурдов Т.А., Шиповская А.Б. Синтез, химические и физико-химические свойства полимеров акриламида: учеб. пособие. Саратов: Изд-во СГУ, 2014. 67 с. / Baiburdov T.A., Shipovskaya A.B.

Synthesis, chemical and physico-chemical properties of acrylamide polymers: Learning aids. Saratov: Saratov State University Publ., 2014. 67 p.

Таблица 3

Вязкость растворов Poly-Mud H различной концентрации

Table 3

Viscosity of Poly-Mud H solutions of various concentration

Концентрация, %	Вязкость при скорости сдвига об./с, мПа·с										
	1	2	3	6	10	20	30	60	100	300	600
0,001	17,4	10,4	7,8	5,7	4,6	3,7	3,5	2,5	2,2	2,3	1,7
0,005	25,2	13,5	13	7,4	5,1	3	2,6	1,8	2,5	1,9	1,6
0,015	33,9	22,6	17,7	13,7	11,7	7,9	6,6	4,6	4,3	2,7	2,4
0,02	77,8	44,3	31,3	14,4	14,4	10,8	8,5	5,9	5,7	2,9	2,9
0,025	133,5	74,1	51,3	28,5	18,7	11	8,1	5,5	4,8	3,4	3
0,03	156,5	84,3	60	33,3	22,3	13,9	10,7	7,4	7,2	4,6	3,7
0,035	164,3	94,6	65,5	36,3	24	14,1	10,9	8,3	7,4	5,5	4
0,04	156,5	85,6	62,2	34,6	23,3	14	11,6	10,5	9	5,9	4,3
0,045	63,5	40,2	33,6	23,5	17,6	13,5	15,5	12,1	9,4	6,4	4,4

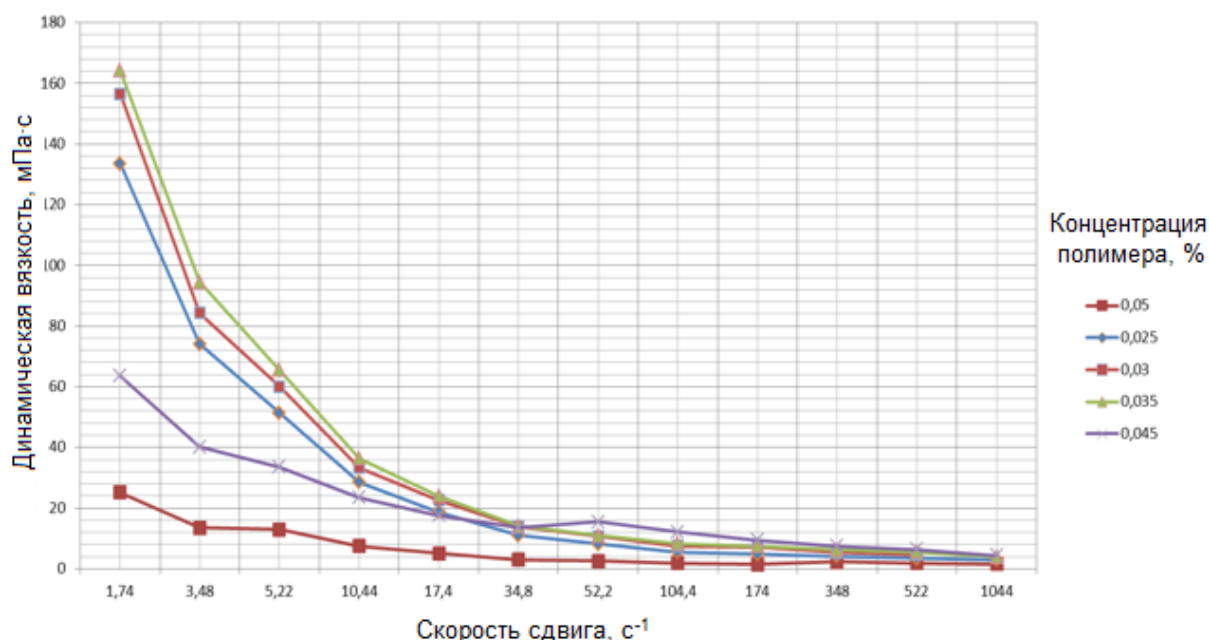


Рис. 2. Вязкость водных растворов Poly-Mud H в зависимости от концентрации и скорости сдвига

Fig. 2. Viscosity of Poly-Mud H water solutions depending on concentration and shear rate

Деформационное поведение дисперсных систем характеризуются так называемой кривой течения. Это график зависимости напряжения сдвига τ от скорости сдвига $\dot{\gamma}$ ($\tau = f(\dot{\gamma})$). В двойных логарифмических координатах он представлен на рис. 3.

Для описания зависимости η от $\dot{\gamma}$ существует широко известный степенной

закон Оствальда-де Ваале:

$$\tau = K \left(\frac{\partial u}{\partial y} \right)^n, \quad (5)$$

где τ – напряжение сдвига, Па; K – коэффициент консистенции потока, Па·сⁿ; $\partial u / \partial y$ – градиент скорости вдоль оси, перпендикулярной к плоскости сдвига слоев жидкости; n – показатель поведения или индекс псевдопластичности.

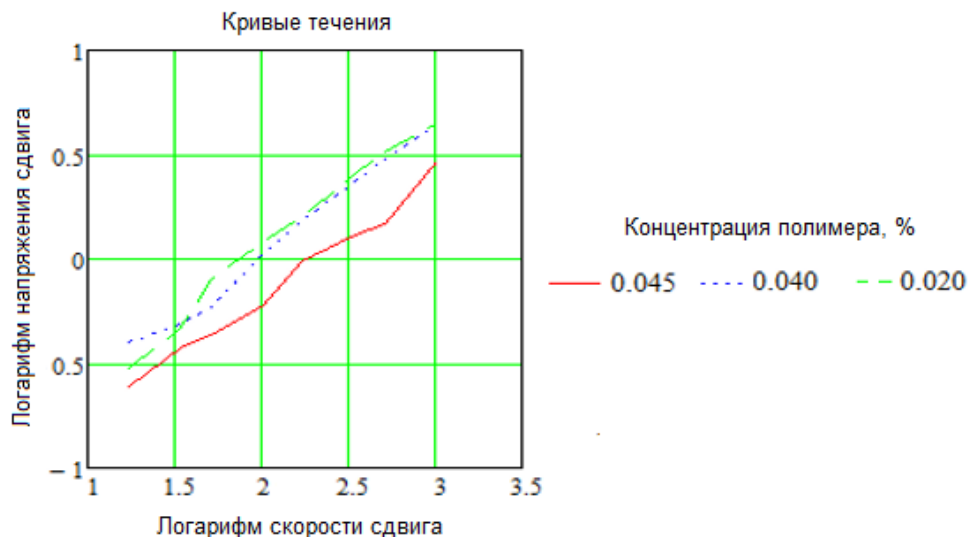


Рис. 3. Кривые течения раствора полимера в двойных логарифмических координатах в зависимости от концентрации
Fig. 3. Curves of polymer solution flow in double logarithmic coordinates depending on concentration

Вязкость жидкости, вычисленную из зависимости (5), называют кажущейся или эффективной вязкостью:

$$\eta = \frac{\tau}{\partial u / \partial y} = K(\partial u / \partial y)^{n-1}.$$

При обозначении величины градиента скорости $\partial u / \partial y$ через $\dot{\gamma}$ вязкость определяется следующим образом:

$$\eta = K\dot{\gamma}^{n-1}. \quad (6)$$

Степенной закон позволяет более точно описать поведение растворов при малых скоростях сдвига, то есть в области максимальной нелинейности реологических кривых буровых растворов (рис. 4).

Значения n могут быть меньше, больше единицы и равны единице, это означает, что эффективная вязкость в первом случае снижается с ростом скорости сдвига, а во втором случае, наоборот, увеличивается и не подчиняется степенному закону, то есть является ньютоновской жидкостью. Значения показателя нелинейности оказывают влияние на профиль скорости течения жидкости.

Распределение скоростей показано на рис. 5.

Как видно из рис. 5, с уменьшением значения n профиль становится более пологим, что говорит об образовании



Рис. 4. Положение модели степенного закона
Fig. 4. Position of the power law model

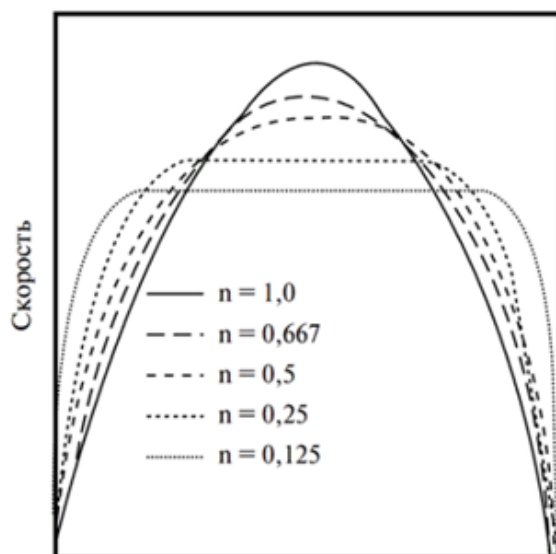


Рис. 5. Влияние значения n на вид профиля скоростей жидкости при их течении в круглом канале
Fig. 5. Influence of value n on the form of the fluid velocity profile when flowing in the round channel

области ламинарного течения с высокой эффективной вязкостью. Таким образом, выбуренные частицы породы увлекаются в этой области, и тем больше, чем меньше значение n , то есть охватывается большая область кольцевого пространства скважины [8].

Для нахождения показателей модели степенного закона (6) используют показания ротационного вискозиметра при частоте вращения муфты ротора 300 и 600 об./мин [9], что определяет скорость сдвига, равную 511,2 и 1022,4 с^{-1} соответственно:

$$n = 3,32 \cdot \lg(\theta_{600}/\theta_{300}), \quad (7)$$

$$K = \theta_{300}/(511)^n.$$

Вычисленные по формулам (7) на основе данных табл. 3 для раствора Poly-Mud H концентрации 0,03 % n и K получили значения 0,686 и 0,033 соответственно. Сопоставление измеренных значений напряжения сдвига и вычисленных по модели представлено на рис. 6.

$$\tau = 0,033 \cdot \dot{\gamma}^{0,686}. \quad (8)$$

Как видно из рис. 6, вычисленные параметры модели реологического степенного закона приемлемо аппроксимируют измеренные значения напряжения

сдвига. Исследования показали, что изменение концентрации растворяемого полимера влечет за собой изменение параметров модели степенного закона. Так, например, аппроксимация по формуле (7) измеренных значений напряжений сдвига раствора полимера Poly-Mud H концентрации 0,045 % изменила значения параметров модели (8):

$$\tau = 0,1868 \cdot \dot{\gamma}^{0,4591}.$$

Изменение параметров указывает на закономерное увеличение консистенции с ростом концентрации полимера и еще большее отклонение от ньютоновской модели течения жидкости.

Как указывалось ранее, установление реологического закона течения жидкости необходимо для определения потерь давления жидкости в циркуляционной системе скважины. Так, в бурильной колонне режим течения в большинстве случаев считается турбулентным, а в кольцевом пространстве скважины – ламинарным. В связи с этим технический бюллетень Американского нефтяного института [10] рекомендует два набора уравнений для расчета параметров K и n бурового раствора:

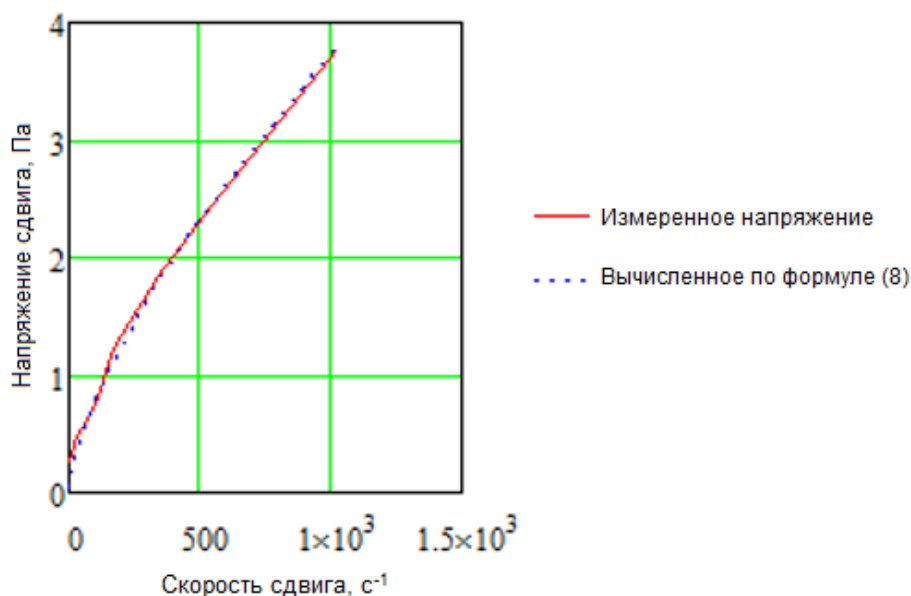


Рис. 6. Сопоставимость измеренных и вычисленных значений напряжений сдвига
Fig. 6. Comparability of measured and calculated shear stress values

– один – для течения в буровой колонне:

$$n = 3,32 \cdot \log_{10}(\theta_{600}/\theta_{300}),$$

$$K = \theta_{300}/(511)^{n_p};$$

– второй – для расчета в кольцевом пространстве скважины:

$$n = 0,657 \cdot \log_{10}(\theta_{100}/\theta_3),$$

$$K = \theta_{100}/170,3^{n_a}.$$

Заключение

Разбавленные растворы полимеров образуют дисперсную фазу, состоящую из макромолекулярных клубков с иммобилизованным растворителем

(в представленном исследовании – водой). Объем этих клубков необходимо учитывать при определении и регулировании реологических свойств жидкости. Предложенная методика определения относительного объема дисперсной фазы буровых растворов на основе водорастворимых полимеров позволяет регулировать реологические свойства промывочных жидкостей и устанавливать параметры реологического степенного закона течения псевдопластических жидкостей.

Библиографический список

1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Каменский Л.А., Федоровская В.А. Полимерные буровые растворы. Эволюция «из грязи в князи» // Бурение и нефть. 2014, № 12. С. 24–30.
2. Энциклопедия полимеров / под ред. В.А. Каргина. М.: Советская энциклопедия, 1972. Т. 1. 323 с.
3. Аверкина Е.В., Анисимов Н.В., Тренёв И.С. Исследование свойств глинистых буровых растворов, обработанных акриловыми полимерами // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований: материалы Всерос. науч.-техн. конф. с междунар. уч., посвящ. памяти профессора В.Д. Маца, «Геонауки-2018: актуальные проблемы изучения недр». Иркутск, 2018. Вып. 18. С. 132–137.
4. Ламбин А.И., Иванишин В.М., Сираев Р.У., Аверкина Е.В., Шакирова Э.В., Коротков А.В. Исследование влияния состава эмульсионных буровых растворов на их показатели // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2015, № 4 (53). С. 58–66.
5. Манжай В.Н., Климова Н.Л. Новые возможности турбореометрического метода исслед-

дования разбавленных растворов полимеров // Известия Томского политехнического университета. 2006. Т. 309, № 6. С. 85–87.

6. Шакирова Э.В., Аверкина Е.В., Сабиров Т.Р. Влияние добавок на характеристики бурового раствора, применяемого при бурении скважин в Восточной Сибири // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. № 3 (56). С. 86–94. DOI: 10.21285/0130-108X-2016-56-3-86-94.

7. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин / пер. с англ. В.Г. Григулецкого, Ю.М. Кисельмана. М.: Недра, 1989. 413 с.

8. Реологические модели // FluidsPro [Электронный ресурс]. URL: <http://fluidspro.ru/reologiya-i-gidrodinamika/reologicheskie-modeli/> (22.11.2018).

9. Аверкина Е.В., Шакирова Э.В., Сабиров Т.Р., Перышкина К.О. Применение нефти в качестве смазочной добавки в буровом растворе (на примере Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения) // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16, № 2. С. 12–19.

10. API RP 13D:1995. Recommended practice on the rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. American Petroleum Institute, 1220 L Street NW, Washington, DC 20005.

References

1. Ovchinnikov V.P., Aksenova N.A., Kamenskii L.A., Fedorovskaya V.A. Polymer drilling muds. Their evolution "from rags to riches". *Burenie i neft'* [Oil and Drilling], 2014, no. 12, pp. 24–30. (In Russ.).

2. Kargin V.A. *Entsiklopediya polimerov* [Encyclopedia of polymers]. Moscow: Sovetskaya entsiklopediya Publ., 1972. Vol. 1, 323 p. (In Russ.).

3. Averkina E.V., Anisimov N.V., Trenev I.S. *Issledovanie svoystv glinistyykh burovyykh rastvorov, obrabotannykh akrilovymi polimerami* [Research of properties of the clay drilling muds processed by acrylic polymers]. *Materialy Vseros. nauch.-tekhn. konf. s mezhdunar. uch., posvyashch. pamyati professora V.D. Matsa "Geonauki-2018: aktual'nye problemy izucheniya nedr"* "Geologiya, poiski i razvedka poleznykh iskopaemykh i metody geologicheskikh issledovaniy" [Materials of All-Russian scientific and technical conference with international participation devoted to the memory of the Professor V.D. Matz "Geosciences-2018: current problems of subsoil studies" "Geology, Search and Exploration of Minerals and Methods of Geologic Researches". Irkutsk, 2018. Iss. 18, pp. 132–137. (In Russ.).

4. Lambin A.I., Ivanishin V.M., Siraev R.U., Averkina E.V., Shakirova E.V., Korotkov A.V. Study of the effect of emulsion drilling muds composition on their indicators. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektzii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenii* [Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences, Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits], 2015, no. 4 (53), pp. 58–66. (In Russ.).

5. Manzhai V.N., Klimova N.L. New opportunities of turbo-rheometric investigation method of polymer diluted solutions. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University], 2006, vol. 309, no. 6, pp. 85–87. (In Russ.).

6. Shakirova E.V., Averkina E.V., Sabirov T.R. The effect of lubricating additives on characteristics of the mud used in well-drilling in Eastern Siberia. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektzii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk* [Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences, Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits], 2016, no. 3 (56), pp. 86–94. (In Russ.). DOI: 10.21285/0130-108X-2016-56-3-86-94.

7. Rabia H. Oil well drilling engineering, 1989, 413 p. (Russ. ed.: Rabia Kh. *Tekhnologiya burenii neftnykh skvazhin*. Moscow: Nedra Publ., 413 p.).

8. *Reologicheskie modeli* [Rheological models]. FluidsPro. URL: <http://fluidspro.ru/reologiya-i-gidrodinamika/reologicheskie-modeli/> (accessed 22 November 2018).

9. Averkina E.V., Shakirova E.V., Sabirov T.R., Peryshkina K.O. Use of oil as lubricant additive in drilling mud fluid (on the example of the Yarakinsky oil-gas condensate field). *Neftgazovoe delo* [Petroleum Engineering], 2018, vol. 16, no. 2, pp. 12–19. (In Russ.).

10. API RP 13D:1995. Recommended practice on the rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids. American Petroleum Institute, 1220 L Street NW, Washington, DC 20005.

Критерии авторства

Ламбин А.И., Аверкина Е.В. написали статью, имеют равные авторские права и несут одинаковую ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Anatoliy I. Lambin, Elena V. Averkina have written the article, have equal author's rights and bear equal responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

Информация об авторах

Ламбин Анатолий Иванович, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Института недропользования Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация; *e-mail: alambin@ex.istu.edu*

Аверкина Елена Владимировна, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела Института недропользования Иркутского национального исследовательского технического университета, г. Иркутск, Российская Федерация; *e-mail: averkina@istu.edu*

Information about the authors

Anatoliy I. Lambin, Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Oil and Gas Business of the Institute of Subsoil Use of Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation; *e-mail: alambin@ex.istu.edu*

Elena V. Averkina, Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Business of the Institute of Subsoil Use of Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russian Federation; *e-mail: averkina@istu.edu*