

УДК 622.24

## ИЗУЧЕНИЕ ИЗМЕНЧИВОСТИ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДИСПЕРСИЙ БИОПОЛИМЕРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ В СОСТАВЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Ламбин Анатолий Иванович<sup>1</sup>,  
alambin@ex.istu.edu

Аверкина Елена Владимировна<sup>1</sup>,  
averkina.l@yandex.ru

<sup>1</sup> Иркутский национальный исследовательский технический университет,  
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

**Актуальность.** Биополимерные буровые растворы на водной основе получили достаточно широкое распространение в технологии строительства скважин на нефть и газ. Методам регулирования физико-механических свойств биополимерных систем уделяется большое внимание. В частности, большой практический интерес вызывают реологические свойства растворов на основе ксантановой камеди. Эффективность применения полимеров определяется количеством основного реагента и модифицирующих добавок, необходимых для придания промывочной жидкости требуемых свойств. Биополимерные водные буровые растворы на основе ксантановой камеди показали свою эффективность во многих регионах Российской Федерации. Однако оценка эффективности растворов затруднена из-за различия товарной продукции выпускающих компаний по растворимости, набуханию и составу, что сказывается на оптимизируемых показателях бурового раствора.

**Цель:** рассмотрение различия водных растворов ряда образцов ксантановой камеди по показателям степенной зависимости:  $K$ -коэффициенту консистенции и  $n$ -степени отклонения от ньютоновского режима течения исследования.

**Объект:** реология водных растворов нескольких образцов ксантана как чисто водных, так и на основании водных рассолов хлорида калия (KCl) и натрия (NaCl).

**Методы:** инструментальные методы определения параметров буровых растворов по ГОСТ 33213-2014; определялось различие параметров степенной реологической зависимости путем сравнения ее показателей после замеров вязкости растворов на вискозиметре с прямыми показаниями.

**Результаты.** Показано влияние фиксированной концентрации солей NaCl и KCl по рассматриваемым показателям степенной модели. Предложен обобщенный показатель оптимизации для растворов, подчиняющихся степенному реологическому закону. Представлена расчетная зависимость точности аппроксимации экспериментальных данных степенной моделью, которая показала приемлемую точность.

### Ключевые слова:

биополимерные буровые растворы, ксантановая камедь, коэффициент консистенции, вязкостные свойства, натрий хлор, калий хлор, степенной реологический закон.

### Введение

Изменение рецептур бурового раствора определяется различием горно-технических условий при современном строительстве скважин. Применение растворов полимеров на водной основе способствует повышению соответствия свойств буровых растворов условиям проходки скважин [1–5]. Улучшение условий проходки скважин вызывает необходимость регулирования реологических характеристик бурового раствора, осуществляемого введением в буровой раствор различного рода полимеров путем подбора их видов и концентрации, а также, при необходимости, путем изменения структуры мицелл, введением различных солей. Буровой раствор выполняет такие функции, как поддержание гидростатического давления, транспортирование и взвешивание бурового шлама. При этом он должен отвечать требованиям и нормам, разработанным специалистами для конкретных условий [6]. Соблюдение этих норм непосредственно на буровой несколько затруднено из-за изменения термобарических условий в скважине, что приводит к применению прогностических моделей.

Информация по буровым растворам в последние два десятилетия изобилует реологическими моделями как эмпирического, так и теоретического плана. Эти

модели отражают зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига при сдвиговом течении жидкости [7, 8]. Для технологий бурения наиболее часто применяются следующие реологические модели:

1. Ньютоновская жидкость:  $\tau = \eta \left( -\frac{dv}{dr} \right)$ ;
2. Бингамовский пластик:  $\tau = \tau_y + \eta_{pl} \left( -\frac{dv}{dr} \right)$ ;
3. Модель Освальда де Вейля:  $\tau = K \left( -\frac{dv}{dr} \right)^n$ ;
4. Модель Кассона:  $\tau^{\frac{1}{2}} = \tau_y^{\frac{1}{2}} + \eta_{cas}^{\frac{1}{2}} \left( -\frac{dv}{dr} \right)$ ;
5. Модель Гершеля–Балкли:  $\tau = \tau_y + K \left( -\frac{dv}{dr} \right)^n$ ,

где  $\tau$  – касательное напряжение сдвига, Па;  $\eta$  – динамический коэффициент вязкости, Па·с;  $\frac{dv}{dr}$  – производная скорости в направлении, перпендикулярном направлению сдвига,  $\text{с}^{-1}$ ;  $\eta_{pl}$  – пластическая вязкость мПа·с;  $K$  – коэффициент консистенции;  $n$  – индекс течения раствора (нелинейности).

Бингамовский пластик – наиболее ранняя модель, проста для расчета гидравлических сопротивлений,

но при высоких скоростях сдвига и при наличии в растворах полимеров модель содержит погрешность в описании закона сдвига [9]. С развитием компьютерных технологий появились другие, более сложные модели, позволяющие более точно отображать характер течения жидкости. Анализ литературных источников выделяет предпочтение степенной модели Оствальда де Вайля при определении реологических параметров для полимер содержащих жидкостей. В настоящее время составы буровых растворов изобилуют добавками полимеров различного рода, в частности, используются биополимеры, которые на 70–90 % определяют структурно-реологические свойства полисахаридных систем [10, 11].

При скоростях сдвига до  $50\text{--}100\text{ с}^{-1}$  водные растворы различных камедей имеют вязкости, численные значения которых различаются между собой. Вязкость раствора ксантановой камеди при скорости сдвига свыше  $100\text{ с}^{-1}$  быстро падает по сравнению с другими камедями [12]. При использовании биополимерных буровых растворов, относящихся к псевдопластическим жидкостям, лучшим показателем нелинейности, соответствующим наиболее оптимальным показателям технологии бурения, является показатель  $n \leq 0,3$  [13–15].

Многочисленные лабораторные исследования и производственный опыт показали лучшую корреляцию показаний вискозиметра OFITE при 3 и 6 об/мин с оценкой качества очистки ствола скважины и способности бурового раствора удерживать его твердую фазу. Высокая вязкость водных растворов ксантановой камеди при низких скоростях сдвига предопределяет повышение стабильности коллоидной фракции буровых растворов на водной основе. При регулировании составов биополимерных буровых растворов на водной основе оптимизируемыми показателями являются: эффективная вязкость, вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС), показатель нелинейности [10, 11]. В [16] оптимизируемыми показателями биополимерного бурового раствора являются вязкость, показатель консистенции  $K$  и степень нелинейности  $n$ .

Целью данного исследования является оценка различия реологических показателей водных растворов ряда образцов биополимера, степени соответствия измеренных показателей степенному реологическому закону, влияния катионов солей калия и натрия на изменение их вязкостных свойств. При этом предполагается, что сдвиговые характеристикиготавливаемых дисперсий подчиняются степенному закону. Параметры степенного закона  $K$  и  $n$  сами послужили показателями изменчивости как непосредственно водных растворов, так и их модификаций.

#### Методика исследования

В лаборатории буровых растворов и крепления скважин Иркутского национального исследовательского технического университета проводились опыты на соответствие водных растворов ряда биополимеров требованиям ГОСТ Р 56946-2016 «Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания». В исследованиях были использованы ксантановые смолы различных производителей.

Согласно требованиям ГОСТ Р 56946-2016, готовились три типа раствора путем добавления 1,5 г ксантановой смолы в дистиллированную воду, в 30%-й раствор NaCl и в 25 %-й минерализованный раствор KCl в объеме 300 мл каждый. Измерения вязкости проводились на ротационном вискозиметре OFITE при скорости 600, 300, 6 и 3 об/мин. Показания прибора снимались после стабилизации каждой из скоростей вращения [17]. По окончании замеров показания шкалы прибора при скоростях вращения ротора 600 и 300 об/мин были переведены в значения пластической вязкости (PV – plastic viscosity) и динамического напряжения сдвига ( $\tau_0$ ). Результаты лабораторных испытаний биополимеров представлены в табл. 1.

В табл. 1 выделены реологические параметры водных растворов ксантановых смол и их модификаций хлоридами калия и натрия, вычисленных по методике [18, 19].

На рис. 1 представлены коэффициенты нелинейности водных растворов изучаемых образцов ксантана, вычисленные по методике [18, 19] на основании измерений напряжения сдвига на ротационном вискозиметре. График распределения коэффициента нелинейности водных растворов показывает, что ни один из растворов не отвечает требованиям ( $n < 0,3$ ): а) улучшение реологии течения циркулирующей жидкости; б) увеличение скорости выноса шлама из скважины; в) взвешивание твердой фазы раствора по необходимости. Кроме того, статистический анализ рассматриваемого ряда показал его неоднородность (коэффициент вариации равен 11 %). Однако повышение ионной силы раствора приводит к однородности рассматриваемого ряда по показателю  $n$  (коэффициент вариации растворов с NaCl равен 4 %, растворов с KCl – 8,7 %).

На рис. 2 показано распределение водных растворов по показателю консистенции, которое является явно неоднородным. Опубликованные источники информации указывают, что параметр  $K$  численно равен напряжению сдвига при градиенте скорости, равном  $1\text{ с}^{-1}$  [20].

Анализ рисунков показывает, что лучшим из образцов ксантана является Petro L, так как течение его водного раствора обладает наибольшим отклонением от ньютоновского режима и наибольшей вязкостью при малых скоростях сдвига, подтверждающейся максимальным показателем УР. Здесь следует отметить, что по величине коэффициента консистенции можно оценить характерный размер структурной единицы вязкого течения. Характер течения растворов Petro L при вычисленных значениях  $K$  и  $n$  показан на рис. 3, где раствор с NaCl проявил ньютоновский характер течения.

На рис. 4 показана зависимость напряжения сдвига раствора Petro L при малых частотах вращения шпинделя вискозиметра, в частности, выделено экстраполяционное значение при градиенте сдвига в  $1\text{ с}^{-1}$ .

Измеренные данные опыта позволили провести исследование по влиянию солей на реологические показатели водных растворов нескольких образцов биополимеров ксантанового ряда.

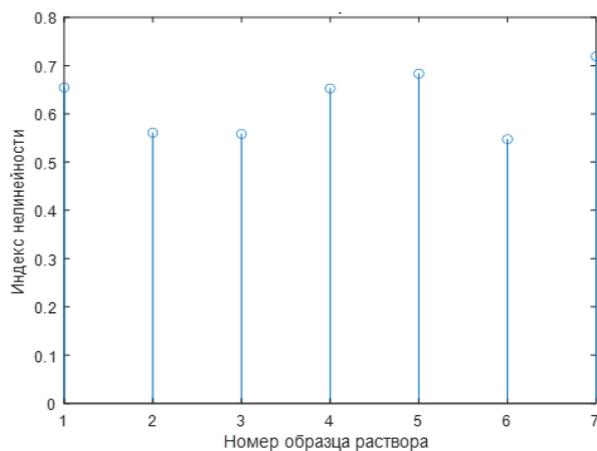
**Таблица 1.** Параметры растворов, определенные по методике [18]

**Table 1.** Parameters of solutions determined by the method [18]

Название биополимера Name of the biopolymer	раствор solution	Замеряемые параметры/Measured parameters					
		n	K	$\tau_0$	YP	$AV, \times 10^3$	PV
				Па/Па		Па·с/Па·с	
Марка-T/Brand-T	водный/water	0,6546	0,5090	9,15	0,261	23,75	0,0165
	P+NaCl	1,0204	0,0466	7,74		27,4	0,0145
	P+KCl	0,7867	0,2034	8,22		23,7	0,0110
MHO-80/MNO-80	водный/water	0,5609	0,7917	7,98	0,560	19,3	0,0060
	P+NaCl	0,9108	0,1196	7,74		24,8	0,0119
	P+KCl	0,6729	0,3570	7,35		19,35	0,0071
Фуфент API/Fufent API	водный/water	0,5585	0,8220	8,16	0,568	19,7	0,0061
	P+NaCl	0,9434	0,0955	9,99		32,95	0,0163
	P+KCl	0,8024	0,2044	9,09		26,55	0,0114
Гаммаксан/Gammaksan	водный/water	0,6527	0,4743	8,43	0,587	21,85	0,0078
	P+NaCl	0,9236	0,0930	8,64		28,0	0,0136
	P+KCl	0,8653	0,1150	7,50		23,1	0,0106
GUM	водный/water	0,6834	0,3773	8,25	0,574	21,75	0,0080
	P+NaCl	0,9551	0,0801	3,06		30,4	0,0154
	P+KCl	0,8066	0,1906	9,06		25,6	0,0105
Petro-L	водный/water	0,5475	0,9478	8,79	0,612	21,05	0,0064
	P+NaCl	0,9471	0,0779	8,34		27,6	0,0137
	P+KCl	0,6918	0,3478	7,86		21,3	0,0082
U-xan	водный/water	0,7191	0,3132	7,42	0,517	22,85	0,0105
	P+NaCl	1,0016	0,0580	8,61		30,0	0,0156
	P+KCl	0,7699	0,2212	8,07		22,85	0,0095

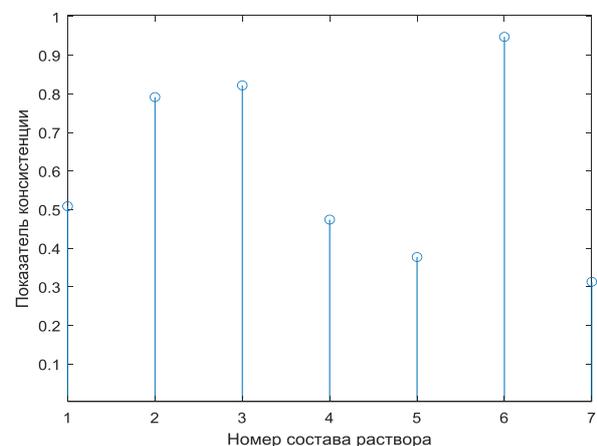
Примечание: P – водный раствор; n – индекс течения раствора; K – коэффициент консистенции;  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, Па; YP – предельное напряжение сдвига, Па; AV – кажущаяся вязкость, Па·с; PV – пластическая вязкость, Па·с.

Note: P is the aqueous solution; n is the index of the solution flow; K is the consistency coefficient;  $\tau_0$  is the dynamic shear stress, Pa; YP is the ultimate shear stress, Pa; AV is the apparent viscosity, Pa·s; PV is the plastic viscosity, Pa·s.



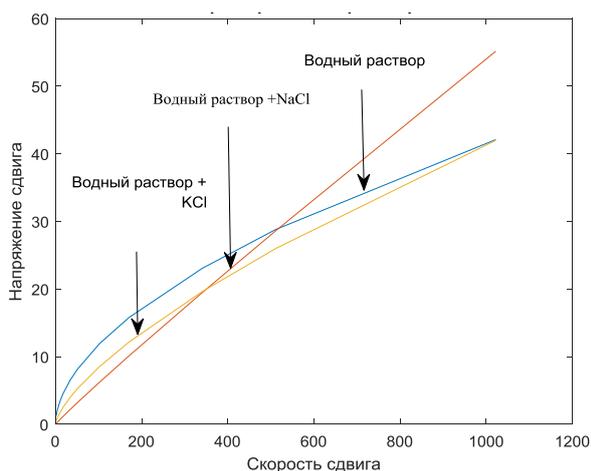
**Рис. 1.** Распределение водных растворов ксантановых реагентов по степени отклонения от реологии по Ньютону

**Fig. 1.** Distribution of aqueous solutions of xanthane reagents by degree of deviation from Newton rheology



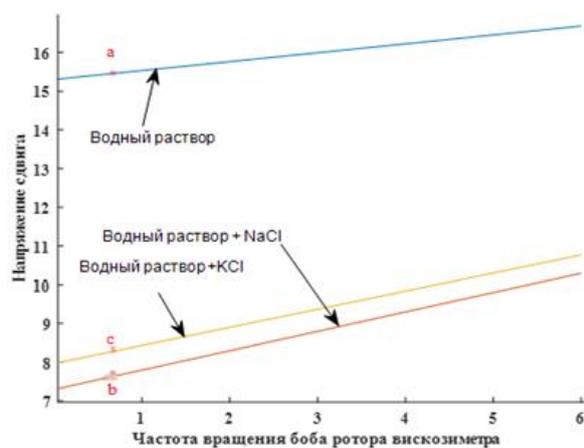
**Рис. 2.** Распределение показателя консистенции в водных растворах ксантановых камедий

**Fig. 2.** Distribution of the consistency index in aqueous solutions of xanthane comedies



**Рис. 3.** Характер течения водного раствора биополимера и его модификации хлоридами

**Fig. 3.** Nature of the flow of the aqueous solution of the biopolymer and its modifications with chlorides



**Рис. 4.** Зависимости напряжения сдвига от низких частот вращения ротора вискозиметра: а, b, с) экстраполяция напряжения при градиенте скорости сдвига  $1 \text{ c}^{-1}$

**Fig. 4.** Stress at low shear rates: a, b, c) extrapolation of stress at a shear rate gradient  $1 \text{ s}^{-1}$

Образцы ксантана различаются по растворимости, набуханию и составу, что сказывается на параметрах степенной модели. Существует необходимость разработки количественного показателя, позволяющего оценивать различие приготовленных безглинистых биополимерных буровых растворов и оптимизировать составы приготавливаемых растворов. Для буровых растворов, подчиняющихся степенному реологическому закону, в качестве параметра оптимизации предлагается использовать отношение показателя консистенции  $K$  и показателя степени отклонения от ньютоновского режима течения  $n$  при устремлении

его к максимуму. Для водного раствора Petro L этот показатель равен:

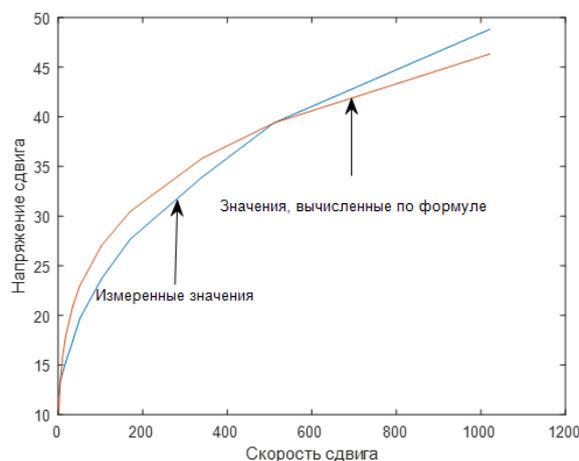
$$\lambda = \frac{K}{n} = \frac{0,9478}{0,5475} = 1,162.$$

Для сравнения точности вычисления напряжения сдвига по формуле [18] проведено вычисление по измеренным значениям коэффициента консистенции  $K$  и степени отклонения режима течения от ньютоновского  $n$ . Измеренные значения представлены в виде ряда значений, соответствующих скоростям  $\dot{\gamma}$  и напряжениям сдвига  $\tau$  ротационного вискозиметра (табл. 2).

График измеренных значений представлен на рис. 5. Вычисление показателя степени отклонения  $n$  производится по формуле:

$$n = 3,32 \lg(\theta_{600}/\theta_{300}) = 3,32 \lg \frac{48,83}{39,4} = 0,3094,$$

где  $\theta_{300}$  и  $\theta_{600}$  – измеренные значения напряжения сдвига при частоте вращения шпинделя вискозиметра 300 и 600 об/мин (табл. 2).



**Рис. 5.** Сравнения измеренных и вычисленных значений и их аппроксимация по степенному закону

**Fig. 5.** Comparison of measured and calculated values, and their power law approximations

Показатель консистенции вычисляется по формуле:

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} = \frac{4883}{1022^{0,3094}} = 5,7222.$$

По формуле степенного закона  $\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n$  проведено построение графика  $\tau = f(\dot{\gamma})$ , где  $\dot{\gamma}$  представляет собой ряд значений скоростей сдвига вискозиметра.

Статистическое среднее ряда измеренных значений равно 23,19, а ряда значений, вычисленных по формуле, – 24,36. Ошибка сравнения значений составляет  $\delta = \frac{(24,36-23,19)}{24,36} \times 100\% \approx 5\%$ , что весьма приемлемо для технических вычислений. Визуализация ошибки представлена рис. 5.

**Таблица 2.** Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига

**Table 2.** Dependence of the shear stress on the shear rate

$\dot{\gamma}$	1,703	3,406	5,109	10,218	17,03	34,06	51,09	102,18	170,30	340,6	510,9	1021,8
$\tau$	1,97	13	13,4	14,17	15,2	17,37	19,67	23,67	27,67	33,93	39,4	48,83

Примечание:  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига,  $\text{c}^{-1}$ ;  $\tau$  – напряжение сдвига, Па.

Note:  $\dot{\gamma}$  is the shear rate,  $\text{s}^{-1}$ ;  $\tau$  is the shear stress, Pa.

В результате полученных кривых (рис. 5), было показано насколько точно аппроксимация по степенному закону отражает изменения между измеренными и вычисленными значениями напряжения сдвига.

#### Выводы

Эффективность применения полимеров определяется количеством основного реагента и модифицирующих добавок, необходимых для придания промывочной жидкости требуемых свойств. Биополимерные водные буровые растворы на основе ксантановой камеди показали свою эффективность во многих регионах Российской Федерации. Однако оценка эффективности растворов затруднена из-за различия товарной продукции выпускающих компаний по растворимости, набуханию и составу, что сказывается на оптимизируемых показателях бурового раствора [21, 22].

Для упрощения регулирования требуемых свойств раствора предложен единый показатель  $\lambda = \frac{K}{n}$ . Этот показатель позволяет:

- регулировать режим течения в элементах циркуляционной системы;
- стабилизировать состояние твердой фазы раствора;
- регулировать показатель фильтрации раствора. Также в результате проведения опытных работ выявлено:
- снижение вязкости чисто 0,5%-х водных растворов образцов ксантана в сравнении с минерализованными хлоридом натрия (концентрация 0,5 молей) и калия (концентрация 0,34 молей);
- приемлемая точность аппроксимации степенной моделью измеренных значений напряжения сдвига рассмотренного ряда растворов ксантановых камедей, приготовленных по [6].

Для упрощения регулирования требуемых свойств раствора предложен единый показатель, максимально обобщающий оптимизируемые показатели, который позволяет регулировать режим течения раствора во всех элементах циркуляционной системы, стабилизировать состояние твердой фазы раствора и регулировать показатель фильтрации.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A critical review of drilling mud rheological models, Netherlands / O.E. Agwu, J.U. Akpabio, M.E. Ekpenyong, U.G. Inyang, D.E. Asuquo, I.J. Eyoh, O.S. Adeo // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 203. – P. 1–21.
2. Буровой раствор, содержащий полимер, и применение полимера в буровом растворе: пат. Рос. Федерация № 2388782С2, заявл. 15.06.2006; опубл. 05.10.2010. Бюл. № 13. – 13 с.
3. Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Исследование физико-химических и физико-механических свойств дисперсной полимерно-гелевой системы «Темпоскрин-Люкс» на основе агентов закачки, применяемых на месторождениях нефти Оренбургской, Самарской и Ульяновской областей // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 4 (27). – С. 1–13.
4. Исследование эффектов синергетического взаимодействия ксантановой и гуаровой смол в водных растворах / О.И. Валиева, О.Ю. Шарова, В.Ю. Клеттер, Р.А. Мулюков, И.М. Борисов // Вестник Башкирского университета. – 2013. – Т. 18. – № 1. – С. 52–55.
5. Шарипов А.У., Антонов К.В., Лукманов Р.Р. Разработка и применение полимерных растворов при бурении и заканчивании глубоких скважин. – Уфа: Изд-во «Тау», 2003. – 163 с.
6. ГОСТ Р 56946-2016. Материалы буровых растворов. Технические условия и испытания. – М.: Стандартинформ, 2016. – 105 с.
7. Wisniowski R., Skrzyaszek K., Malachowski T. Selection of a suitable rheological model for drilling fluid using applied numerical methods // Energies. – 2020. – V. 13 (12). – P. 1–17.
8. Akpan E. U., Godpower C.E., Ghasem G.N. Enhancing the performance of xanthan gum in waterbased mud systems using an environmentally friendly biopolymer // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10 (04). – P. 1933–1948.
9. API RP 13D. Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids; Norm of American Petroleum Institute. – Washington, DC, USA, 2017. – 98 p.
10. Okrajni S., Azar J.J. The effects of mud rheology on annular hole cleaning in directional wells // Journal SPE Drill Eng. – 1986. – V. 1 (04). – P. 297–308.
11. Блинов П.А., Шаньширов А.В. Буровые растворы: исследование простых солей на реологические, фильтрационные и ингибирующие свойства жидкостей // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2021. – № 7 (115). – С. 50–53.
12. Phillips G.O., Williams P.A. Handbook of hydrocolloids. 2nd ed. – Great Britain: Taylor&Francis Publ., 2009. – 924 p.
13. Hemphill T., Campos W., Pilehvari A. Yield-power law model more accurately predicts mud rheology // Journal Oil and Gas. – 1993. – V. 91 (34). – P. 45–50.
14. Шарафутдинов З.З., Шарафутдинова Р.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 1. – С. 1–21.
15. Буровой раствор: пат. Рос. Федерация №2681614С2; заявл. 17.07.2017; опубл. 11.03.2019, Бюл. №2. – 7 с.
16. Оценка вязкости водных растворов ксантановых смол / А.И. Ламбин, Е.В. Аверкина, А.Н. Ерыгина, А.С. Красинская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 96–103.
17. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. – М.: Изд-во «Недра», 1985. – 509 с.
18. Effect of carbon and nitrogen sources on the production of xanthan gum from *Xanthomonas campestris* isolated from soil / S.M. Kumara, B.A. Khan, K.C. Rohit, B. Purushotham // Journal Arch Appl Sci Res. – 2012. – V. 4 (6). – P. 2507–2512.
19. Химическая гидродинамика: справочное пособие / А.М. Кутепов, А.Д. Полянин, З.Д. Запryanov, Д.А. Казенин. – М.: Квантум, 1996. – 336 с.
20. Пен Р.З., Чендылова Л.В., Шапиро И.Л. Реологические свойства меловальных суспензий // Химия растительного сырья. – 2004. – № 1. – С. 11–15.
21. Исследование биополимерных буровых растворов на основе высокоминерализованных пластовых вод Восточной Сибири / Н.А. Буглов, Е.В. Аверкина, А.О. Устюжанин, А.С. Красинская // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 3. – С. 210–218.
22. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе. – М.: Стандартинформ, 2015. – 75 с.

Поступила: 24.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 13.04.2023 г.

#### Информация об авторах

**Ламбин А.И.**, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

**Аверкина Е.В.**, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 622.24

## STUDY OF THE VARIABILITY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF WATER-BASED BIOPOLYMER DISPERSIONS IN DRILLING FLUIDS

Anatoly I. Lambin<sup>1</sup>,  
alambin@ex.istu.edu

Elena V. Averkina<sup>1</sup>,  
averkina.l@yandex.ru

<sup>1</sup> Irkutsk National Research Technical University,  
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

**The relevance.** Water-based biopolymer drilling fluids have become quite widespread in the technology of oil and gas well construction. Much attention is paid to the methods of regulating the physical and mechanical properties of biopolymer systems. In particular, rheological properties of solutions based on xanthan gum are of great practical interest. The effectiveness of the use of polymers is determined by the amount of the main reagent and modifying additives necessary to impart the required properties to the washing liquid. Biopolymer water drilling fluids based on xanthan gum have shown their effectiveness in many regions of the Russian Federation. However, the evaluation of the effectiveness of the solutions is difficult due to the differences in the saleable products of the producing companies in solubility, swelling and composition, which affects the optimized performance of the drilling mud.

**The main aim:** consideration of the differences in aqueous solutions of a number of samples of xanthan gum in terms of power dependence:  $K$ -coefficient of consistency and  $n$ -degree of deviation from the Newtonian flow regime of the study.

**Objects:** rheology of aqueous solutions of several xanthan samples, both purely aqueous and based on aqueous brines of potassium chloride (KCl) and sodium (NaCl).

**Methods:** instrumental methods for determining the parameters of drilling fluids according to SS 33213-2014; the difference in the parameters of the power rheological dependence was determined by comparing its indicators after measuring the viscosity of solutions on a viscometer with direct indications.

**Results.** The influence of a fixed concentration of NaCl and KCl salts on the considered indicators of the power model is shown. A generalized optimization indicator is proposed for solutions obeying a power-law rheological law. The calculated dependence of the accuracy of approximation of experimental data by a power model, which showed acceptable accuracy, is presented.

### Key words:

biopolymer drilling fluids, xanthan gum, consistency coefficient, viscosity properties, sodium chloride, potassium chloride, power rheological law.

### REFERENCES

1. Agwu O.E., Akpabio J.U., Ekpenyong M.E., Inyang U.G., Asuquo D.E., Eyoh I.J., Adeo O.S. A critical review of drilling mud rheological models, Netherlands. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 203, pp. 1–21.
2. Karazianni K., Labo M.-P., Deblock E. *Burovoy rastvor, soderzhashchiy polimer, i primeneniye polimera v burovom rastvore* [Drilling mud containing polymer and the use of polymer in drilling mud]. Patent. RF, no. 2388782C2, 2010.
3. Demianovskiy V.B., Kaushanskiy D.A. Investigation of physico-chemical and physico-mechanical properties of a dispersed polymer-gel system «Temposkrin-Lux» based on injection agents used in oil fields of the Orenburg, Samara and Ulyanovsk regions. *Actual problems of oil and gas*, 2019, no. 4 (27), pp. 1–13. In Rus.
4. Valieva O.I., Sharova O.Y., Kletter V.Y., Mulyukov R.A., Borisov I.M. Investigation of the effects of synergetic interaction of xanthan and guar resins in aqueous solutions. *Bulletin of Bashkir University*, 2013, vol. 18, no. 1, pp. 52–55. In Rus.
5. Sharipov A.U., Antonov K.V., Lukmanov R.R. *Razrabotka i primeneniye polimernykh rastvorov pri burenii i zakanchivanii glubokikh skvazhin* [Development and application of polymer solutions for drilling and completion of deep wells]. Ufa, Tau Publ., 2003. 163 p.
6. GOST R 56946. *Materialy burovnykh rastvorov. Tekhnicheskie usloviya i ispytaniya* [Materials of drilling fluids. Technical conditions and tests]. Moscow, StandardInform Publ., 2016. 105 p.
7. Wisniewski R., Skrzypaszek K., Malachowski T. Selection of a suitable rheological model for drilling fluid using applied numerical methods. *Energies*, 2020, vol. 13 (12), pp. 1–17.
8. Akpan E. U., Godpower C.E., Ghasem G.N. Enhancing the performance of xanthan gum in water-based mud systems using an environmentally friendly biopolymer. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10 (04), pp. 1933–1948.
9. API RP 13D. *Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids; Norm of American Petroleum Institute*. Washington, DC, USA Publ., 2017. 98 p.
10. Okrajni S., Azar J.J. The effects of mud rheology on annular hole cleaning in directional wells. *SPE Drill Eng*, 1986, no. 1 (04), pp. 297–308.
11. Blinov P.A., Shansherov A.V. Burovye rastvory: issledovanie prostykh soley na reologicheskie, filtratsionnye i ingibiruyushchie svoystva zhidkostey [Drilling fluids: investigation of simple salts on rheological, filtration and inhibitory properties of liquids]. *Delovoy zhurnal Neftegaz.RU*, 2021, no. 7 (115), pp. 50–53.
12. Phillips G.O., Williams P.A. *Handbook of hydrocolloids*. 2<sup>nd</sup> ed. Great Britain, Taylor&Francis Publ., 2009. 924 p.
13. Hemphill T., Campos W., Pilehvari A. Yield-power law model more accurately predicts mud rheology. *Oil and Gas*, 1993, vol. 91 (34), pp. 45–50.
14. Sharafutdinov Z.Z., Sharafutdinova R.Z. Burovye rastvory na vodnoy osnove i upravleniye ikh reologicheskimi parametrami [Water-based drilling fluids and management of their rheological parameters]. *Neftegazovoye delo*, 2004, no. 1, pp. 1–21.
15. Lyshko O.G., Lyshko G.N., Lyshko A.G. *Burovoj rastvor* [Drilling mud]. Patent RF, no. 2681614C2, 2019.
16. Lambin A.I., Averkina E.V., Yarygina A.N., Krasinskaya A.S. Evaluation of the viscosity of aqueous solutions of xanthene resins. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 96–103. In Rus.
17. Gray J.R., Darley G.S.G. *Sostav i svoystva burovnykh agentov (promyvochnykh zhidkostey)* [Composition and properties of drilling agents (flushing fluids)]. Translated from English. Moscow, Nedra Publ., 1985. 509 p.
18. Kumara S.M., Khan B.A., Rohit K.C., Purushotham B. Effect of carbon and nitrogen sources on the production of xanthan gum from *Xanthomonas campestris* isolated from soil. *Journal Arch Appl Sci Res*, 2012, vol. 4 (6), pp. 2507–2512.

19. Kutepov A.M., Polyinin A.D., Zapryanov Z.D., Kazenin D.A. *Khimicheskaya gidrodinamika: spravochnoe posobie* [Chemical hydrodynamics: a reference manual]. Moscow, Kvantum Publ., 1996. 336 p.
20. Pen R.Z., Chendylova L.V., Shapiro I.L. Reologicheskie svoystva melovalnykh suspenziy [Rheological properties of chalky suspensions]. *Khimiya rastitel'nogo syria*, 2004, no. 1, pp. 11–15.
21. Buglov N.A., Averkina E.V., Ustyuzhanin A.O., Krasinskaya A.S. Investigation of biopolymer drilling fluids based on highly mineralized reservoir waters of Eastern Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 3, pp. 210–218. In Rus.
22. GOST 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). *Kontrol parametrov burovyykh rastvorov v promyslovyykh usloviyakh. Rastvory na vodnoy osnove* [State Standard 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Field testing of drilling fluids. Water-based fluid]. Moscow, Standartinform Publ., 2015. 75 p.

Received: 24 January 2023.

Reviewed: 13 April 2023.

#### Information about the authors

**Anatoly I. Lambin**, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

**Elena V. Averkina**, senior lecturer, Irkutsk National Research Technical University.