

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.253-298>

EDN UOPBWV

УДК 622.244.442.063.2

Исследование влияния на реологические свойства бурового раствора различных реагентов

Леушева Е.Л., Руссков Д.А., Морозов А.О.

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия*

Study of the influence of various reagents on the rheological properties of drilling fluid

E.L. Leusheva, D.A. Russkov, A.O. Morozov

St.-Petersburg Mining University of Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia

E-mail: alexandr.05_07@mail.ru

Аннотация. В качестве реагентов для буровых растворов используют различные добавки. Они выполняют разные функции и имеют разную спецификацию. Среди них выделяют утяжелители, регуляторы реологических и фильтрационных свойств, кольматанты, эмульгаторы, пенообразователи, пеногасители и прочие добавки.

В рамках данной работы проведено комплексное изучение влияния используемых на практике реагентов, влияющих на реологические свойства бурового раствора. Была проведена оценка изменения характера реологического поведения бурового раствора в процессе добавления полимерных реагентов. Исследование проведено с добавлением различной концентрации реагентов. Все растворы изначально находились в равных условиях, за исключением рассматриваемого вещества.

Полученные результаты дают убедительную информацию о принадлежности к какой модели находится тот или иной буровой раствор. При исследовании не рассматривалась реологическая модель Гершеля-Балкли, поскольку данная модель способна совмещать все прочие изучаемые модели поведения: Ньютоновские, Шведова-Бингама, Оствальда-де Вааля.

Ключевые слова: буровые растворы, реологические свойства, неньютоновские жидкости, шлам, вязкость, экологические риски, биоразлагаемые полимеры

Для цитирования: Леушева Е.Л., Руссков Д.А., Морозов А.О. Исследование влияния на реологические свойства бурового раствора различных реагентов // Нефтяная провинция.-2026.-№2(46).-С. 253-298. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.253-298>. - EDN UOPBWV

Abstract. Various additives are used as reagents in drilling fluids. They perform different functions and have different specifications. These include weighting agents, regulators of rheological and filtration properties, bridging agents, emulsifiers, foaming agents, defoamers, and other additives.

Within the framework of this study, a comprehensive investigation was carried out into the effect of reagents used in practice that influence the rheological properties of drilling fluid. An assessment was made of changes in the nature of the rheological behavior of the drilling fluid during the addition of polymer reagents. The study was conducted with the addition of different reagent concentrations. All fluids were initially under equal conditions, with the exception of the substance under consideration.

The results obtained provide convincing information on which model a given drilling fluid belongs to. The Herschel-Bulkley rheological model was not considered in this study, since this model is capable of combining all the other behavior models examined: Newtonian, Shvedov-Bingham, and Ostwald-de Waele.

Key words: *drilling fluids, rheological properties, non-Newtonian fluids, drill cuttings, viscosity, environmental risks, biodegradable polymers*

For citation: E.L. Leusheva, D.A. Russkov, A.O. Morozov Issledovaniye vliyaniya na reologicheskiye svoystva burovogo rastvora razlichnykh reagentov [Study of the influence of various reagents on the rheological properties of drilling fluid]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(46), 2026. pp. 253-298. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.253-298>. EDN UOPBWV (in Russian)

Введение

Регуляторы реологических свойств буровых растворов обычно повышают пластическую вязкость, статическое и динамическое напряжения сдвига. В качестве подобных реагентов часто выступают ксантановая камедь, ПАЦ-ВВ, ПАЦ-НВ, гилановая камедь, гуаровая камедь и прочие реагенты. Авторами было приготовлено более 60 образцов растворов.

Все регуляторы реологических свойств буровых растворов можно разделить на три группы: естественные, искусственные и естественно-искусственные [1]. Среди естественных выделяют те реагенты, которые после первичной обработки (например измельчение) поступают на производство: ксантановая камедь, крахмалы, гуаровая камедь. Естественно-

искусственные реагенты, в отличие от естественных, прежде чем поступить на производство проходят определённую химическую либо же термическую обработку, что меняет их свойства: ПАЦ-ВВ, ПАЦ-НВ. Искусственные же реагенты синтезируются человеком из сырья, что кардинально меняет их свойства. Если сырьё для искусственно-естественных реагентов можно использовать по схожему назначению, то сырьё для искусственных реагентов невозможно использовать по тому же назначению.

Обеспечение эффективного выноса шлама из скважины, независимо от их конструктивного исполнения, сохраняет статус значительной технологической проблемы в области буровых работ [2, 3]. Сам процесс очистки ствола (ОС) скважины определён комплексом физико-химических взаимодействий, возникающих на границе раздела между стенкой ствола и применяемыми буровыми растворами (БР). Особую актуальность проблема недостаточной эффективности ОС приобретает при строительстве скважин со сложной пространственной конфигурацией ствола, в первую очередь при проводке горизонтальных стволов на нефтяных и газовых месторождениях [4]. Интенсивное развитие технологий направленного бурения, характеризующееся увеличением глубины залегания, протяженности и геометрической сложности траекторий, закономерно усиливает внимание к данной проблематике [5, 6].

Неудовлетворительная эффективность процессов ОС способна вызывать ряд критических осложнений в ходе процесса бурения [7, 8]. К таковым относятся прихват бурильного инструмента, нарушения циркуляционного режима, вплоть до полной потери циркуляции, снижение механической скорости бурения [9, 10]. Для нивелирования рисков, связанных с неэффективной очисткой, применяются буровые растворы, демонстрирующие различные реологические модели поведения [11].

К основным реологическим моделям БР относятся ньютоновские жидкости, модели Шведова-Бингама, Оствальда-де Вааля, а также

жидкости, проявляющие псевдопластические и дилатантные свойства [12]. Каждая из указанных моделей буровых растворов требует применения строго индивидуального методологического подхода и проведения специализированных инженерных расчетов для обеспечения оптимальных параметров очистки ствола.

Материалы и методы

В процессе исследования была произведена серия опытов, направленных на изучение влияния конкретной концентрации реагентов на реологические свойства бурового раствора. Во всех исследуемых буровых растворах использовалась водная основа, обработанная едким натрием, для создания щелочной среды. Третьим реагентом добавлялись различные реагенты, изменявшие реологические характеристики буровых растворов.

В исследуемых растворах в качестве основы используется пресная вода. Едкий натрий необходим для создания щелочной среды — $ph = 9$. Щелочная среда необходима для эффективного бурения в глинистых породах [13, 14, 15]. Благодаря этому глина менее разбухает, и скважина таким образом становится более стабильной.

Все изучаемые реагенты являются регуляторами реологических свойств бурового раствора. Они повышают пластическую вязкость, благодаря которой буровой раствор может успешно выполнять одну из своих важнейших функций: вынос шлама на поверхность [16]. В случае, если вязкость недостаточно высока, шлам не будет успевать вымываться с забоя, что приведёт к вторичному дроблению горной породы, что, в свою очередь, отрицательно сказывается на рейсовой проходке, ресурсе долота, а также способствует образованию сальников [17, 18]. Однако следует иметь в виду, что излишняя вязкость может привести к повышенным энергетическим потерям. Изучаемые реагенты также повышают Gel10min, ДНС и меняют модель поведения жидкости.

Приготовление бурового раствора

В мерный стакан наливается пресная вода в количестве 500 мл. Далее добавляется гидроксид натрия для создания щелочной среды. Приготовление раствора производится с помощью лабораторного миксера Fann (Рис. 1).



Рис. 1. Размешивание раствора с помощью миксера Fann 700

Затем добавляется один из изучаемых реагентов. Следует вводить их медленно, аккуратными движениями, чтобы избежать образования комочков, которые будут негативно влиять на свойства бурового раствора, так как в случае их образования не вся масса полимеров будет задействована.

Измерение вязкости проводилось с помощью ротационного вискозиметра Fann 700 (Рис. 2).

В процессе исследования были рассмотрены различные реагенты, среди которых: ксантановая камедь, гилановая камедь, ПАЦ-НВ, ПАЦ-ВВ, велановая камедь, полиакриламид (ПАА), гуаровая камедь, карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ). Данные реагенты регулируют реологические свойства буровых растворов, изменяя вязкость и напряжения сдвига [19]. Для более точного и комплексного исследования были рассмотрены различные концентрации реагентов.



Рис. 2. Ротационный вискозиметр марки Fann 700

Методы анализа данных

Для расчетов показателей реологии раствора, таких как статическое напряжение сдвига (через показатель Gel_{10min}), динамическое напряжение сдвига (ДНС) и пластическая вязкость, использовались формулы (1), (2) и (3) соответственно, где k – значение отклонения ротора вискозиметра.

$$Gel_{10min} = 0,511 \cdot k_{10min} \quad (1)$$

$$ДНС = (k_{300} - \mu_{пласт}) \cdot 0,511 \quad (2)$$

$$\mu_{пласт} = (k_{600} - k_{300}) \quad (3)$$

Далее было необходимо подобрать линии аппроксимации, для этого использовался метод решения системы уравнений из условия минимизации суммы квадратов отклонений, метод наименьших квадратов, формула (4). Следовательно, должны выполняться равенства, формула (5).

$$S = \sum_{i=1}^n (y_i - f_i)^2 \quad (4)$$

$$\frac{\partial S}{\partial a_1} = 0, \frac{\partial S}{\partial a_2} = 0, \dots, \frac{\partial S}{\partial a_n} = 0, \quad (5)$$

Для анализа характера поведений растворов коэффициенты аппроксимации рассчитывались исходя из модели Ньютона, формула (6), Оствальда-де Вааля (степенная), формула (7), Шведова-Бингама, формула (8), [20, 21].

Решение систем велось с помощью метода решения систем линейных уравнений с применением обратной матрицы.

$$a_1 = \frac{\sum x_i y_i}{\sum x_i^2} \quad (6)$$

$$\begin{cases} A n + a_2 \sum \ln x_i = \sum \ln y_i, \text{ где } A = \ln a_1 \\ a_1 \sum \ln x_i + a_2 \sum (\ln y_i)^2, \sum \ln x_i \ln y_i \end{cases} \quad (7)$$

$$\begin{cases} a_1 n + a_2 \sum x_i = \sum y_i \\ a_1 \sum x_i + a_2 \sum x_i^2 = \sum x_i y_i \end{cases} \quad (8)$$

Для дополнительной оценки характера поведения реагента будет использоваться коэффициент корреляции, формула (9), показывающий, как близок график к линейному, то есть чем ближе $|\rho|$ к 1, тем характер поведения ближе к Шведову-Бингаму и в частном случае к Ньютону.

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (9)$$

Также для оценки соответствия раствора той или иной модели использовался коэффициент детерминированности (детерминации), формула (10). Важное замечание: отрицательное значение детерминации говорит о неверной модели аппроксимации.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^m (y_i - y_i^T)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i^T - \bar{y})^2 + \sum_{i=n}^m (y_i - y_i^T)^2} \quad (10)$$

Ксантановая камедь

Исследование ксантановой камеди проводилось для концентрации от 1 до 10 г/л. В табл. 1 представлены результаты лабораторных исследований, в табл. 2 расчеты по ранее представленным формулам.

Таблица 1

Характеристическая таблица при исследовании ксантановой камеди

Ксантановая камедь		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, с ⁻¹	5,11	0,511	2,044	7,154	15,33	20,44
	10,22	1,022	5,11	10,22	16,352	22,484
	170,33	3,066	7,665	14,308	24,017	31,171
	340,66	4,088	9,198	16,352	27,594	36,281
	510,99	4,599	10,22	17,885	31,171	40,88
	1021,98	6,132	13,286	20,951	36,792	49,056
Gel _{10min} , Па		1,533	5,11	9,709	17,885	19,418
ДНС, Па		3,066	7,154	14,819	25,55	32,704
Пласт. вязк., мПа*с		3	6	6	11	16

Согласно табл. 2, ксантановая камедь обладает ярко выраженным псевдопластическим поведением, что подчиняется закону Оствальда-де Вала. Её поведение отличается стабильностью и предсказуемостью, ввиду этого она получила повсеместную популярность на производстве [22].

С увеличением концентрации ксантановой камеди повышается вязкость бурового раствора. В динамике поведения не наблюдаются резкие изменения ни в показаниях Gel_{10min}, ДНС, ни в пластической вязкости, что доказывает её относительно стабильное поведение. Но стоит отметить, что начиная с концентрации в 10 г/л, характер поведения раствора приближается к модели Шведова-Бингама: при концентрации 6 г/л $R^2 = 0,82$, а при 10 г/л $R^2 = 0,91$. Поэтому при концентрациях от 10 г/л и более для упрощения расчетов возможно применение модели Шведова-Бингама. Также интересен феномен проседания значения корреляции вплоть до концентрации в 6 г/л, но при этом наблюдается резкий рост после, при концентрациях 8 и 10 г/л.

Таблица 2

Расчеты модели поведения для ксантановой камеди

Характеристика реагента				
Название вещества:	Ксантан		Концентрация:	1г/л 3 г/л 6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0073		0,9314	0,5916
	0,0161		0,9166	-0,0272
	0,0267		0,9075	-1,7499
Оствальда-де Вааля	0,2997	0,4432		0,9909
	1,7660	0,2884		0,9524
	5,9024	0,1788		0,9774
Шведова-Бингама	1,4463	0,0052		0,8676
	4,6952	0,0094		0,8401
	10,3799	0,0119		0,8235
Характеристика реагента				
Название вещества:	Ксантан		Концентрация:	8 г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0464		0,9475	-1,9675
	0,0614		0,9586	-2,0355
Оствальда-де Вааля	11,3827	0,1592		0,9679
	15,4896	0,1539		0,9520
Шведова-Бингама	18,1270	0,0688		0,8978
	24.0311	0,0206		0,9188

В динамике поведения не наблюдаются резкие изменения, что доказывает её стабильное поведение. Сами кривые, графики схожи при разных концентрациях, к примеру на 1 г/л (Рис. 3) и на 10 г/л (Рис. 4), при высокой концентрации, 10 г/л, точки стремятся к характеру модели Шведова-Бингама.

При бурении используются различные буровые растворы, в том числе с пластической вязкостью, не превышающей 10 мПа*с, следовательно, можно рекомендовать концентрацию 3 г/л для дальнейших исследований. Однако нужно принять во внимание, что данный буровой раствор состоит только из трёх реагентов: вода, едкий натрий и ксантановая камедь, в то время как в буровых растворах обычно используют прочие реагенты,

которые также могут влиять на реологию буровых растворов [23]. Однако каждая скважина на производстве уникальна, и не существует унифицированных растворов [24]. Поэтому любые рекомендации не несут строгий характер.

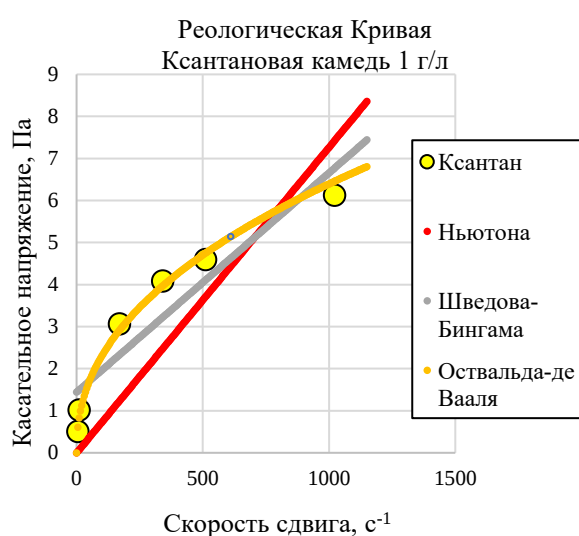


Рис. 3. Реологическая кривая раствора ксантановой камеди с концентрацией 1 г/л

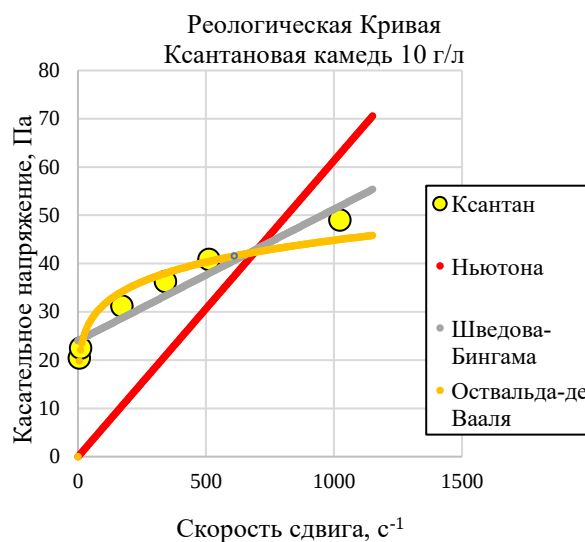


Рис. 4. Реологическая кривая раствора ксантановой камеди с концентрацией 10 г/л

Как видно по графикам (Рис. 5, 6), растворы с добавлением ксантановой камеди изменяют свои реологические свойства в значительной степени предсказуемым образом.

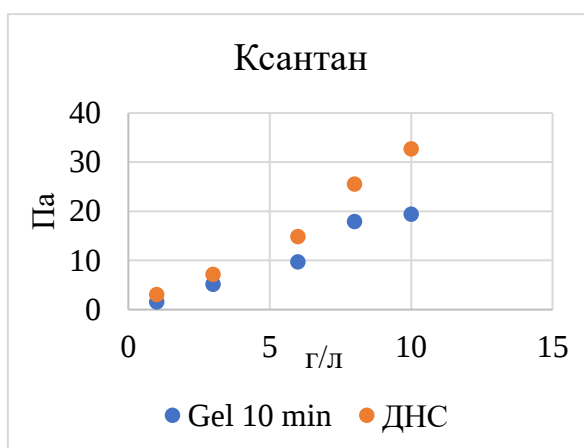


Рис. 5. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации ксантановой камеди в буровом растворе

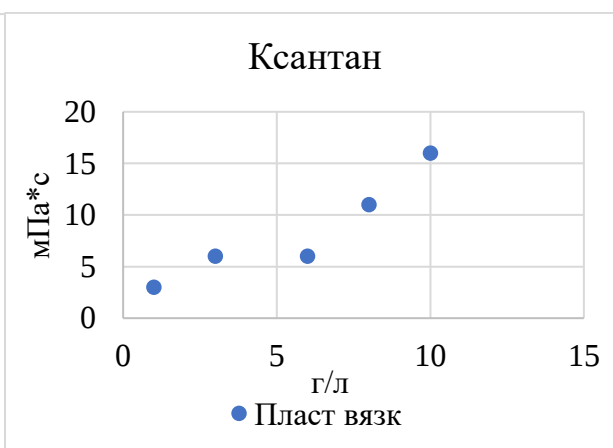


Рис. 6. Зависимость пластической вязкости от концентрации ксантановой камеди в буровом растворе

Это наиболее характерно для Gel_{10min} и ДНС, в то время как для пластической вязкости наблюдается аномальное поведение при концентрации реагента 6 г/л. При увеличении концентрации с 3 г/л до 6 г/л пластическая вязкость не только не увеличивается, но несколько снижается, в то время как при переходе с 6 г/л на 8 г/л пластическая вязкость возрастает. Несмотря на кажущуюся нелогичность, данный феномен является следствием сложного поведения биополимеров [25].

При концентрациях, соответствующих началу полуразбавленного режима (например, 3 г/л в данном исследовании), молекулы ксантана образуют структуру первого типа: молекулы стремятся принять свою равновесную конформацию, в которой вследствие достаточного свободного объема, молекулы относительно развернуты («разбухшие»), занимая больший эффективный гидродинамический объем.

При дальнейшем повышении концентрации (до 6 г/л в данном эксперименте) происходит перестройка временной сети. Если ранее структура была равновесной и слабо напряженной, то теперь молекулы ксантана вынуждены находиться в непосредственной близости друг от друга, следствием чего становится их частичное конформационное сжатие и более компактная упаковка. Система приобретает более упорядоченную структуру на уровне взаимного расположения цепей.

Свидетельством этого является тот факт, что Gel_{10min} и ДНС монотонно возрастают с увеличением концентрации биополимера. В то время как пластическая вязкость, характеризующая сопротивление течению разрушенной структуры при высоких скоростях сдвига, изменяется неравномерно [26]. При концентрации 3 г/л наблюдается локальный максимум пластической вязкости, поскольку при данной концентрации перестройка структуры еще не произошла, и молекулы ксантана, даже в разрушенном сдвигом состоянии, сохраняют относительно больший эффективный гидродинамический объем и создают большее сопротивление течению. При дальнейшем повышении концентрации ксантановой камеди разрушенная структура обладает определенной

структурной организацией. Она представляет собой преимущественно ориентированные вдоль потока молекулы ксантана. Структура раствора претерпевает изменение, которое в дальнейшем будем называть эффектом переупорядочения цепей (ЭПЦ).

Гилановая камедь

Согласно расчетам (Табл. 3, Табл. 4), гилановая камедь обладает псевдопластическим поведением. Она схожа с предыдущим реагентом (ксантановой камедью) реологическими свойствами, моделью поведения и некоторыми физическими характеристиками. Это связано схожими методами производства этих реагентов путём ферментации определённых бактерий и последующей обработкой полученного материала.

Таблица 3

Характеристическая таблица при исследовании гилановой камеди

Гилановая камедь		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, с-1	5,11	0,511	2,555	10,731	12,264	18,396
	10,22	0,511	3,066	10,731	14,819	21,462
	170,33	2,555	7,154	14,819	20,44	30,66
	340,66	3,066	9,198	18,396	24,528	36,281
	510,99	3,577	9,709	20,951	27,083	40,369
	1021,98	5,11	12,775	24,017	31,682	48,545
Gel _{10min} , Па		1,022	3,577	12,264	16,352	19,418
ДНС, Па		2,044	6,643	17,885	22,484	32,193
Пласт. вязк., мПа*с		3	6	8	9	16

Таблица 4

Расчеты модели поведения для гилановой камеди

Характеристика реагента				
Название вещества:	Гилановая камедь		Концентрация:	1г/л
				3 г/л
				6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0059		0,9440	0,6841
	0,0154		0,9288	0,2115
	0,0312		0,9650	-1,6797
Оствальда-де Вааля	0,2115	0,4608		0,9916
	1,5382	0,3020		0,9958
	7,7006	0,1555		0,9229

Характеристика реагента				
Название вещества:	Гилановая камедь		Концентрация:	1г/л 3 г/л 6 г/л
Шведова-Бингама	1,0436	0,0044		0,8911
	4,1087	0,0096		0,8626
	11,8415	0,0144		0,9313
Характеристика реагента				
Название вещества:	Гилановая камедь		Концентрация:	8 г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0402		0,9356 0,9477	-1,8642
	0,0608			-1,5653
Оствальда-де Вааля	9,5293	0,1655		0,9732
	13,9240	0,1699		0,9687
Шведова-Бингама	15,6343	0,0180		0,8754
	22,9476	0,0282		0,8981

Согласно коэффициенту корреляции, гилановая камедь (Табл. 4) по сравнению с ксантановой камедью (Табл. 2) обладает более линейным характером поведения: средние показатели соответственно равны $r_{\text{гилан}} = 0,944$, а $r_{\text{ксантан}} = 0,932$, следовательно, при её использовании менее вероятны скачки вязкости, но незначительно, а также коэффициент корреляции гилана склонен колебаться в пределах некоторого центрального значения, следовательно, не наблюдается снижение или же рост, как в случае с ксантановой камедью.

Реологические свойства бурового раствора с добавлением гилановой камеди повышаются тем сильнее, чем достигается большая концентрация биополимера (Рис. 7, 8). Наблюдаются некоторые отличия в значениях, однако они незначительны, и разность находится в пределах инженерной погрешности. Вероятно, гилановая камедь отличается свойствами от ксантановой камеди несущественно, и выбор между двумя реагентами уместен для достижения наименьших затрат на их доставку, ориентируясь на местное снабжение.

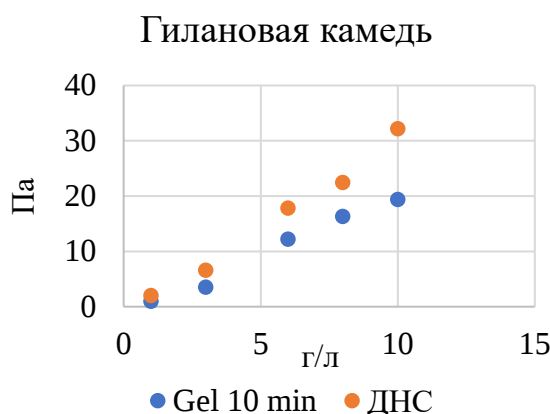


Рис. 7. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации гилановой камеди в буровом растворе

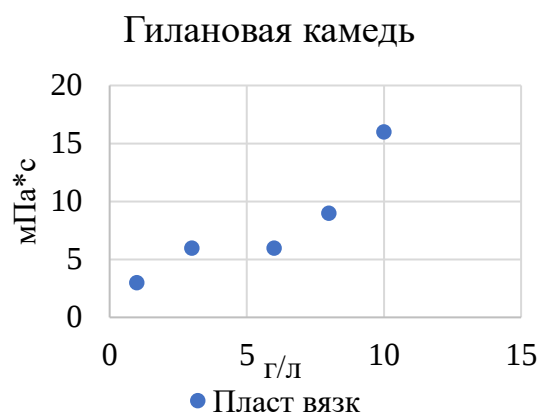


Рис. 8. Зависимость пластической вязкости от концентрации гилановой камеди в буровом растворе

Гилановая камедь имеет схожие свойства с ксантановой камедью, также наблюдается точно такая же картина, связанная с сохранением величины пластической вязкости при увеличении концентрации биополимера. Этот факт подтверждает выдвинутую ранее теорию. ЭПЦ уместен для многих полимерных растворов и для каждого реагента имеет разную степень выраженности. ЭПЦ также зависит от ионной силы бурового раствора, pH и реакции реагента на кислотную/щелочную среду. Например, ЭПЦ для ксантановой камеди в пресной воде наблюдается при концентрации 1 г/л, а в текущем исследовании только при концентрации 3 г/л.

Графики поведения гилановой камеди (Рис. 9, 10) практически полностью повторяют ситуацию с ксантановой камедью.



Рис. 9. Реологическая кривая раствора гилановой камеди с концентрацией 1 г/л

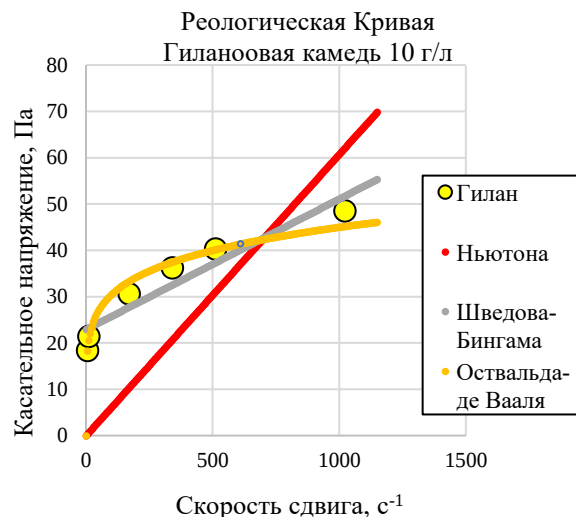


Рис. 10. Реологическая кривая раствора гилановой камеди с концентрацией 10 г/л

ПАЦ-НВ

Согласно табл. 5 и 6, ПАЦ-НВ обладает Бингамовским поведением, близким к ньютоновскому, соответствуя модели Шведова-Бингама, причем подобный характер начинает выражаться в достаточной мере с концентрации 3 г/л. ПАЦ-НВ, в отличие от предыдущих двух реагентов (ксантановая и гилановая камедь), относится к естественно-искусственным полимерам, поскольку данный реагент перед использованием на производстве подвергается химической и физической обработке, что меняет его свойства. ПАЦ-НВ отличается повышенной термостойкостью до 120 °С. Буровые растворы с добавлением данного реагента образуют прочную «корку», что понижает показатель фильтрации [27, 28]. ПАЦ-НВ слабо повышает вязкость бурового раствора, что может являться решающим фактором при выборе аналогичных реагентов.

Таблица 5

Характеристическая таблица при исследовании ПАЦ-НВ

ПАЦ-НВ	1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
	Касательное напряжение сдвига, Па				
5,11	0	0	0	0	0

ПАЦ-НВ		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, с ⁻¹	10,22	0	0	0	0	0,511
	170,33	0,511	1,022	1,533	2,555	4,088
	340,66	1,022	1,533	3,066	4,599	7,665
	510,99	1,022	2,2995	4,599	6,643	10,731
	1021,98	2,044	4,599	9,198	12,775	18,396
Gel _{10min} , Па		0	0	0	0	0
ДНС, Па		0	0	0	0,511	3,066
Пласт. вязк, мПа*с		2	4,5	9	12	15

ПАЦ-НВ демонстрирует линейное поведение ($\rho = 0,99$, Табл. 6), что позволяет быстрее рассчитать необходимую мощность насосов для прокачки раствора и упростить моделирование процессов, следовательно, сделать более достоверную характеристику раствора.

Таблица 6

Расчеты модели поведения для ПАЦ-НВ

Характеристика реагента				
Название вещества:	ПАЦ-НВ		Концентрация:	1 г/л 3 г/л 6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	ρ	R ²
Ньютон	0,0021		0,9821	0,9563
	0,0045		0,9979	0,9955
	0,0090		1,0000	0,9998
Оствальда-де Вааля	0,7770	0,0570		0,1342
	0,5727	0,2190		0,5749
	0,4262	0,3706		0,7196
Шведова-Бингама	0,0893	0,0020		0,9645
	0,0408	0,0045		0,9959
	-0,0443	0,0091		0,9999
Характеристика реагента				
Название вещества:	ПАЦ-НВ		Концентрация:	8 г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	ρ	R ²
Ньютон	0,0127		0,9989 0,9944	0,9973
	0,0190			0,9822
Оствальда-де Вааля	0,3759	0,4548		0,8289
	0,2099	0,6203		0,9563
Шведова-Бингама	0,1234	0,0125		0,9977
	0.7211	0.0180		0.9887

Графики на рис. 11 и 12 демонстрируют линейность свойств при разных концентрациях реагента.

Хочется отметить, что теперь можно увидеть ярко выраженный ЭПЦ при концентрации в 8 г/л – скачок значений Gel_{10min} с 0 до 9 Па (графики на Рис. 11 и 12).

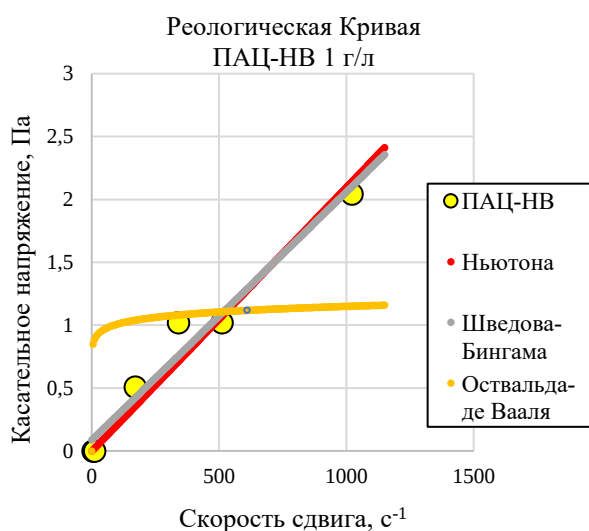


Рис. 11. Реологическая кривая раствора ПАЦ-НВ с концентрацией 1 г/л

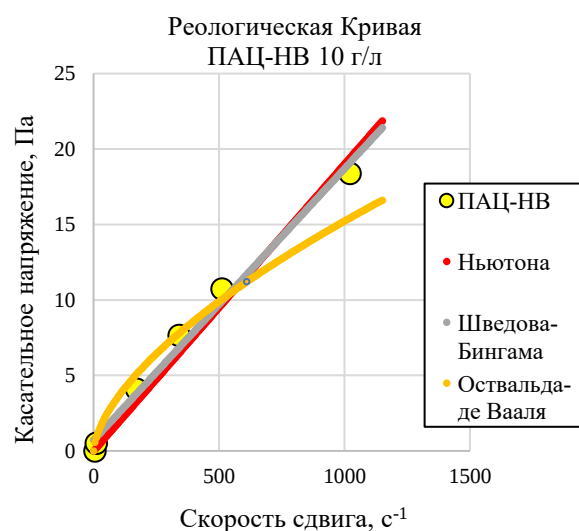


Рис. 12. Реологическая кривая раствора ПАЦ-НВ с концентрацией 10 г/л

Также превалирование Gel_{10min} над ДНС ПАЦ-НВ демонстрирует предрасположенность к удержанию шлама выше, чем у ксантана и гилана, что, предположительно, сделало его частой парой в комбинациях с данными реагентами, особенно учитывая, что по характеру поведения ПАЦ-НВ одновременно близок к модели Ньютона ($R^2=0,995$), то есть его влияние на смесь при использовании дополнительных реагентов предполагает предсказуемый характер (Рис. 13 и 14).

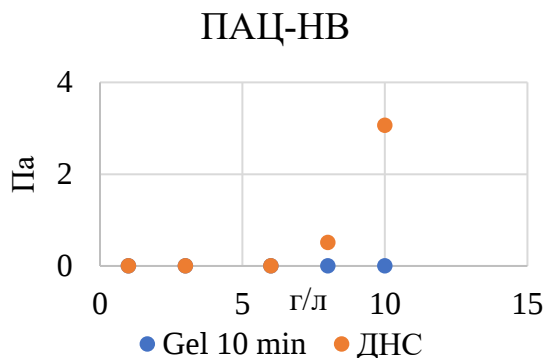


Рис. 13. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации ПАЦ-НВ в буровом растворе

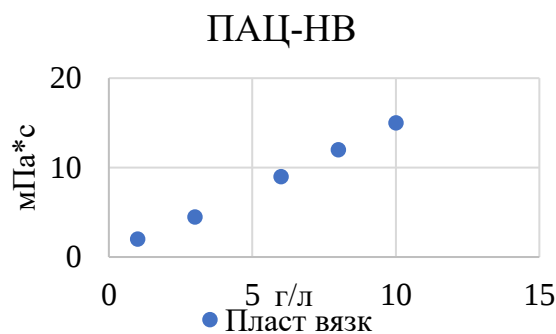


Рис. 14. Зависимость пластической вязкости от концентрации ПАЦ-НВ в буровом растворе

ПАЦ-ВВ

Полианионная целлюлоза высоковязкая (ПАЦ-ВВ) обеспечивает контроль фильтрации (образует корку, снижая фильтрацию жидкости в пласт) и повышение вязкости. Её ключевое преимущество — устойчивость в солёных средах, где другие полимеры склонны к деструкции. Однако ПАЦ-ВВ термически нестабильна при температуре выше 120 °С (требуется стабилизаторов), теряет эффективность в кислых средах ($pH < 6$). Оптимальна для соленосных пластов, но в глинистых породах или при высоких температурах ($>150^{\circ}C$) заменяется синтетическими аналогами, поскольку ПАЦ-ВВ не способен диспергировать глину и подвержен деструкции при высокой температуре.

Таблица 7

Характеристическая таблица при исследовании ПАЦ-ВВ

ПАЦ - ВВ		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, c^{-1}	5,11	0,511	0,511	1,533	1,533	2,555
	10,22	0,511	0,511	2,044	2,555	4,599
	170,33	2,555	3,066	11,242	18,907	30,66
	340,66	4,088	5,11	17,885	28,105	41,391
	510,99	4,088	6,643	22,995	34,237	51,611
	1021,98	8,176	10,731	33,215	47,523	69,496
Gel_{10min} , Па		0,6643	2,044	1,533	1,533	2,555
ДНС, Па		0	2,555	12,775	20,951	33,726

ПАЦ - ВВ	1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
	Касательное напряжение сдвига, Па				
Пласт. вязк, мПа*с	8	8	20	26	35

С повышением концентрации ПАЦ-ВВ пластическая вязкость растёт нелинейно. При низких оборотах наблюдаются околонулевые значения углового сдвига, в то время как при высоких скоростях сдвига касательное напряжение резко вырастает до относительно высоких в рамках исследования значений (Табл. 7).

Таблица 8

Расчеты модели поведения для ПАЦ-ВВ

Характеристика реагента				
Название вещества:	ПАЦ - ВВ		Концентрация:	1 г/л 3 г/л 6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0085		0,9835	0,9180
	0,0115		0,9884	0,9403
	0,0370		0,9717	0,8765
Оствальда-де Вааля	0,1794	0,5276		0,9483
	0,1559	0,5991		0,9894
	0,5482	0,5942		0,9987
Шведова-Бингама	0,8117	0,0073		0,9673
	0,9630	0,0101		0,9770
	4,1092	0,0312		0,9443
Характеристика реагента				
Название вещества:	ПАЦ - ВВ		Концентрация:	8 г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0544		0,9517	0,8196
	0,0805		0,9430	0,7780
Оствальда-де Вааля	0,5485	0,6635		0,9654
	1,0138	0,6306		0,9607
Шведова-Бингама	6,7850	0,0447		0,9057
	11,2282	0,0646		0,8892

Анализ данных выявляет ярко выраженное псевдопластическое поведение, наиболее точно описываемое моделью Оствальда-де Вааля (степенной жидкостью) (Табл. 8), что подтверждается отсутствием значительного

Gel_{10min} – рассчитанные и измеренные значения крайне малы, указывая на течение при минимальной нагрузке [29]. Хотя значимого Gel_{10min} нет, наличие заметного динамического напряжения сдвига (ДНС), существенно превышающего Gel_{10min} и резко растущего с концентрацией, указывает на формирование в потоке разрушаемых сдвигом временных структур (цепные зацепления), характерных для псевдопластических растворов [30]. Это поведение принципиально отличается от моделей Ньютона (отсутствие постоянной вязкости) и Бингама (отсутствие порога течения/ Gel_{10min}), делая обобщенную степенную модель Оствальда-де Вааля наиболее точной при описании реологии ПАЦ-ВВ в исследованном диапазоне, но важно отметить, что при концентрациях при 6 г/л допускается использование модели Шведова-Бингама в целях оптимизации расчетов (Рис. 15 и 16).

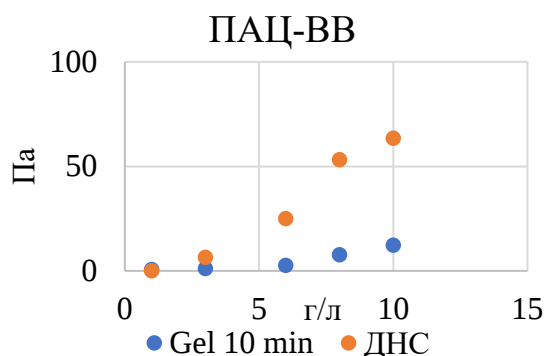


Рис. 15. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации ПАЦ-ВВ в буровом растворе

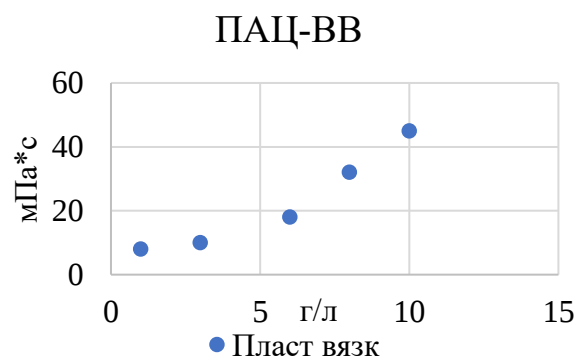


Рис. 16. Зависимость пластической вязкости от концентрации ПАЦ-ВВ в буровом растворе

У ПАЦ-НВ наблюдается эффект ЭПЦ при концентрациях 1 г/л и 3 г/л пластическая вязкость не меняет своего значения, что явно свидетельствует об ЭПЦ. Кроме того, ДНС значительно превышает над Gel_{10min} , что свидетельствует о возможных энергетических потерях при промывке бурового раствора и невозможности рассматривать ПАЦ-ВВ как реагент, обеспечивающий седиментационную устойчивость бурового раствора [31, 32, 33].

Реологические кривые для ПАЦ-ВВ (Рис. 17 и 18) демонстрируют вышесказанное, то есть на левом графике экспериментальные значения располагаются на прямой Шведова-Бингама, а при повышении концентрации преобладает нелинейная зависимость.

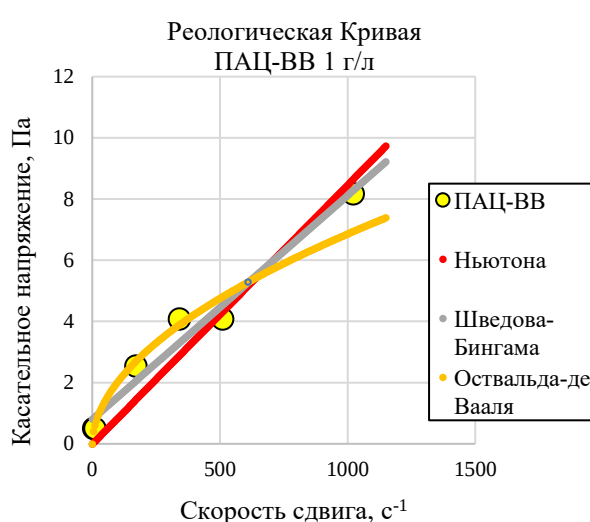


Рис. 17. Реологическая кривая раствора ПАЦ-ВВ с концентрацией 1 г/л

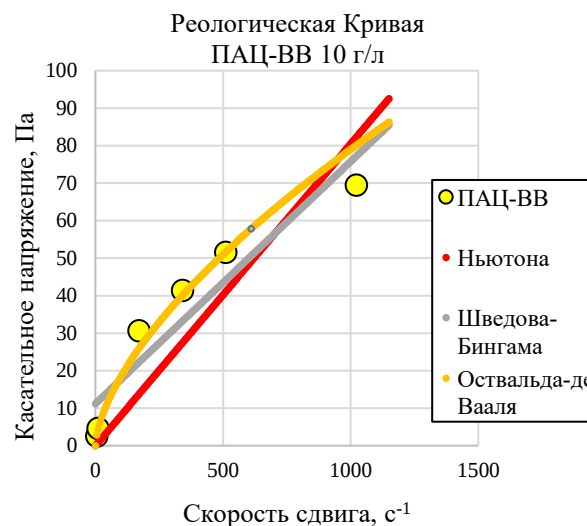


Рис. 18. Реологическая кривая раствора ПАЦ-ВВ с концентрацией 10 г/л

Велановая камедь

Велановая камедь, или же велан, была создана в первую очередь в качестве аналога ксантановой камеди. Велан отличается большей термостойкостью — 170 °С. К другой характерной черте велановой камеди относят некоторые бактерицидные свойства, большие, чем у ксантановой камеди.

Таблица 9

Характеристическая таблица при исследовании велановой камеди

Велановая камедь		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	8 г/л устояв*
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, с ⁻¹	5,11	1,533	5,621	8,176	16,352	11,242
	10,22	1,022	7,154	9,9645	16,352	12,775
	170,33	2,044	6,643	13,286	18,396	18,396
	340,66	3,066	8,176	14,819	19,929	19,929
	510,99	3,577	9,198	15,841	21,462	21,462
	1021,98	5,11	11,753	19,929	25,55	25,55
Gel _{10min} , Па		1,533	6,643	16,863	20,44	20,44

Велановая камедь	1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	8 г/л устояв*
	Касательное напряжение сдвига, Па				
ДНС, Па	2,044	6,643	11,753	17,374	17,374
Пласт вязк, мПа*с	3	5	8	8	8

* при снятии показаний напряжений сдвига при низких скоростях для концентрации 8 г/л было выявлено, что после 10-15 секунд замера показания значительно снижаются

С увеличением концентрации велановой камеди повышается вязкость бурового раствора нестандартным способом: при малых концентрациях, по 3 г/л, раствор с велановой камедью проявляет модель Шведова-Бингама, а далее, начиная с 6 г/л, превалирует степенная модель, что можно объяснить ЭПЦ полимера при концентрации в диапазоне от 3 до 6 г/л. При этом при концентрации в 8 г/л начальные значения имеют резкий скачок до 16 Па, а далее стабилизируются при 11 Па, что указывает на тиксотропию раствора (Табл. 9 и 10).

Таблица 10

Расчеты модели поведения для велановой камеди

Характеристика реагента				
Название вещества:	Велан		Концентрация:	1 г/л 3 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0058		0,9819 0,9686	0,4226
	0,0143			-4,0709
Оствальда-де Вааля	0,7453	0,2476		0,8591
	4,9460	0,0990		0,6823
Шведова-Бингама	1,4111	0,0038	0,9640	
	6,2139	0,0055	0,9381	
Характеристика реагента				
Название вещества:	Велан		Концентрация:	6 г/л 8 г/л 8 г/л устояв
модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0248		0,9531 0,9962 0,9281	-2,5977
	0,0326			-12,7374
	0,0325			-3,1479
Оствальда-де Вааля	6,6339	0,1454		0,9452
	13,8978	0,0715	0,8010	

	8,9325	0,1438		0,9812
Шведова-Бингама	10,0858	0,0104		0,9085
	16,5650	0,0091		0,9924
	13,7706	0,0130		0,8613

Велановая камедь демонстрирует свойства, близкие к свойствам ксантановой камеди в отношении пластической вязкости. В частности, наблюдается тот же эффект: пластическая вязкость сохраняет свою величину при росте концентрации биополимера.

Эффект переупорядочивания цепи (ЭПЦ) характерен для многих полимерных растворов. При этом степень его выраженности различна для каждого конкретного реагента. Кроме того, ЭПЦ зависит от ионной силы бурового раствора, его pH и от того, как реагент реагирует на кислую или щелочную среду.

В качестве примера: для ксантановой камеди в пресной воде ЭПЦ наблюдается уже при концентрации 1 г/л. В нашем же исследовании велановой камеди аналогичный эффект был зафиксирован уже при концентрации 3 г/л (Рис. 19 и 20).

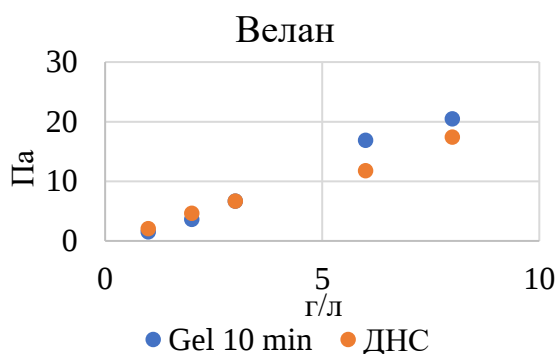


Рис. 19. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации велана в буровом растворе

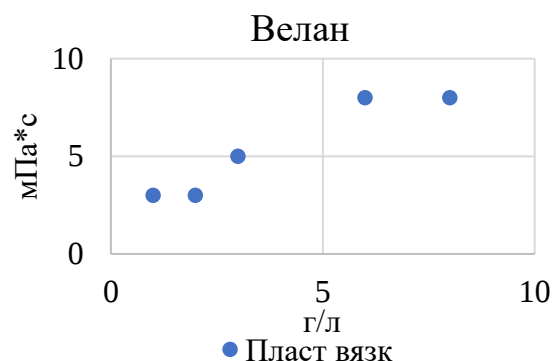


Рис. 20. Зависимость пластической вязкости от концентрации велана в буровом растворе

Как и ксантановая камедь, велановая камедь демонстрирует около линейный рост пластической вязкости при росте концентрации биополимера, что указывает на схожесть их реологических свойств. Gel_{10min}

и ДНС линейно возрастают с увеличением концентрации бурового раствора, но стоит отметить, что велановая камедь обладает превышением в показаниях Gel_{10min} над ДНС, что демонстрирует лучшие удерживающие свойства по сравнению с ксантаном и гиланом, что предположительно будет эффективно использовать при бурении горизонтальных участков, где важно поддерживать шлам от оседания.

Как уже было сказано, график поведения велановой камеди при малой концентрации стремится к прямой ($r = 0,98$ при концентрации в 1 г/л), и менее линейным при повышении концентрации ($r = 0,95$ при концентрации в 6 г/л) (Рис. 21 и 22). При этом при повышении концентрации до 8 г/л наблюдается тиксотропия (Табл. 9), из-за которой при стабилизирующихся значениях скорости сдвига реологическая прямая соответствует модели Оствальда-де Вааля, но при моментальных максимальных показателях соответствует модели Шведова-Бингама. То есть в растворе образуется структура, что быстро разрушается при создании касательного напряжения. Также при проведении замеров на вискозиметре было обнаружено, что вращение жидкости происходит только в приближенной к ротору зоне, при этом примерно на половине радиального зазора раствор полностью или практически полностью перестает двигаться. Предположительно это происходит из-за слабых межмолекулярных связей. В этой связи, факт превышения значений Gel_{10min} над ДНС согласуется с предположением о тиксотропии.

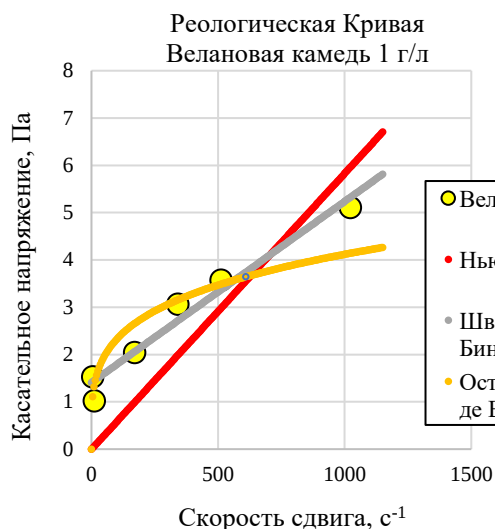


Рис. 21. Реологическая кривая раствора велановой камеди с концентрацией 1 г/л

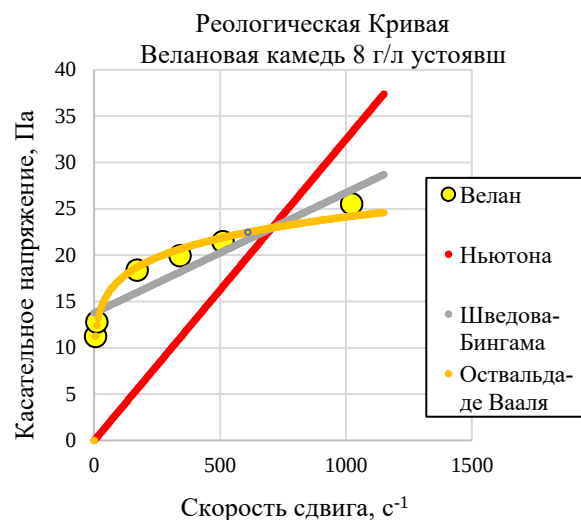


Рис. 22. Реологическая кривая раствора велановой камеди с концентрацией 8 г/л с устоявшимися значениями

Полиакриламид (ПАА)

Полиакриламид (особенно анионный) — реагент для стабилизации глинистых пород и контроля показателя фильтрации в пресных и слабоминерализованных буровых растворах при умеренных температурах. Его главные преимущества — выдающаяся способность подавлять набухание глин, улучшать качество ствола и относительно высокая термостойкость (сохраняет свойства до 120 °С) [34]. Однако его применение серьезно ограничено в соленасыщенных растворах, растворах с высокой жесткостью и в условиях высоких температур из-за потери эффективности или деструкции. Инженеру-буровику необходимо тщательно оценивать состав пластов, минерализацию пластовых флюидов и ожидаемую температуру в стволе для обоснованного выбора типа ПАА или решения о его замене на другие полимеры (например, полианионную целлюлозу - ПАЦ, ксантановую камедь) или ингибиторы другого типа.

Таблица 11

Характеристическая таблица при исследовании ПАА

ПАА		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, с ⁻¹	5,11	1,022	5,11	3,066	5,621	11,753
	10,22	1,022	5,621	3,577	7,665	13,797
	170,33	2,555	5,621	10,731	17,374	25,55
	340,66	4,599	9,198	20,44	26,572	36,281
	510,99	5,11	12,264	26,061	32,704	47,012
	1021,98	10,22	20,951	47,523	56,21	71,54
Gel _{10min} , Па		1,533	2,555	6,643	9,709	10,731
ДНС, Па		0	3,577	4,599	9,198	22,484
Пласт вязк, мПа*с		10	17	42	46	48

Для ПАА характерно относительно высокое сопротивление движению при низких оборотах и при высоких. При умеренном вращении (скорость сдвига 170 и 340 с⁻¹) тенденция увеличения сопротивления движению замедляется, но это характерно лишь при малой концентрации в 1 г/л (Табл. 11).

Таблица 12

Характеристическая таблица при исследовании ПАА

Характеристика реагента				
Название вещества:	ПАА		Концентрация:	1 г/л 3 г/л 6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0104		0,9956	0,9381
	0,0220		0,9887	0,6596
	0,0488		0,9982	0,9687
Оствальда-де Вааля	0,4272	0,4117		0,8477
	3,1762	0,2107		0,6241
	1,1669	0,4977		0,9044
Шведова-Бингама	1,0179	0,0089		0,9912
	4,4041	0,0157		0,9775
	3,5758	0,0437		0,9963
Характеристика реагента				
Название вещества:	ПАА		Концентрация:	8 г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	p	R ²

Характеристика реагента				
Ньютон	0,0595		0,9959 0,9942	0,8888
	0,0786			0,7419
Оствальда-де Вааля	2,8348	0,3974		0,9077
	6,4964	0,3138		0,8920
Шведова-Бингама	7,6963	0,0485		0,9919
	14,3150	0,0583		0,9884

Раствор ПАА демонстрирует классическое пластическое поведение раствора, то есть подчиняется модели Шведова-Бингама, с неубывающим коэффициентом корреляции – раствор, несмотря на его одну из лучших структурных свойств, обладает высокой степенью линейности значений, $r > 0,98$ [35] (Табл. 12, Рис. 25 и 26).

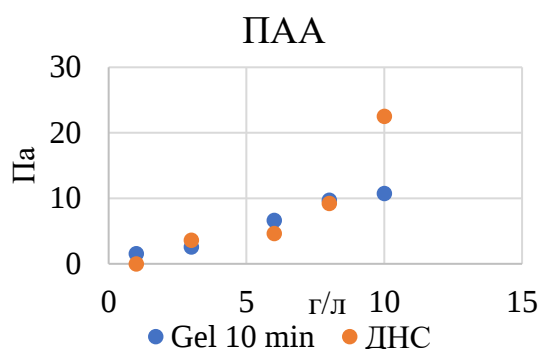


Рис. 23. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации ПАА в буровом растворе

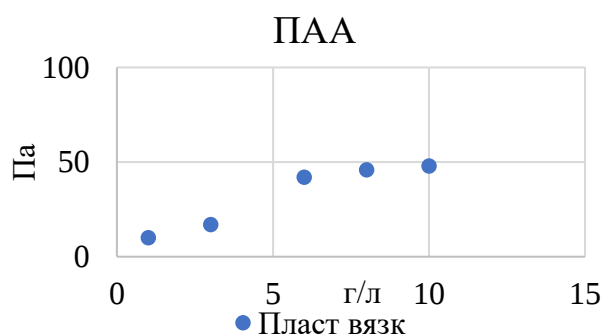


Рис. 24. Зависимость пластической вязкости от концентрации ПАА в буровом растворе

При увеличении концентрации ПАА с 1 до 10 г/л наблюдается нелинейное изменение реологических свойств (Рис. 23 и 24). При концентрации 1 г/л фиксируются самые низкие значения Gel ($Gel_{10min} = 1,5$) и ДНС (~ 0). Это указывает на слабое структурирование, что оптимально для снижения гидравлических потерь [36, 37].

Концентрации 8–10 г/л демонстрируют усиление структурированности: Gel_{10min} растёт до 9,7–10,7 Па, ДНС увеличивается до 22 Па. Такие свойства полезны для удержания шлама в статике, но повышают риски прихватов и требуют высоких давлений для начала циркуляции. Также подобные значения могут привести к ГНВП при

эффекте поршневания, так как раствор из-за высокой вязкости не будет успевать заполнять освободившийся объем.

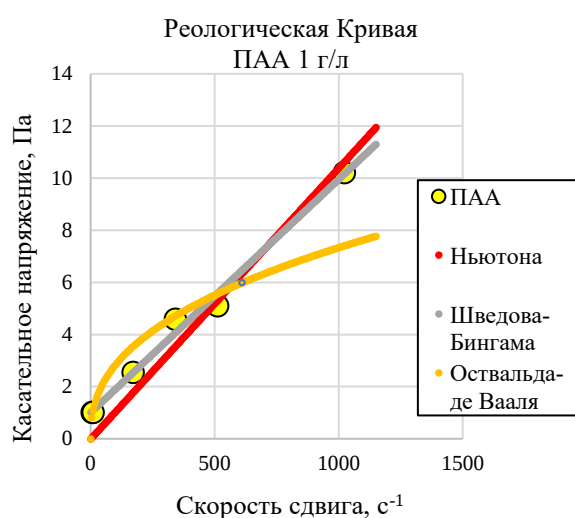


Рис. 25. Реологическая кривая ПАА 1 г/л в буровом растворе



Рис. 26. Реологическая кривая ПАА 10 г/л в буровом растворе

КМЦ

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) — используемый ионный полимерный реагент в буровых растворах, ценимый за свою способность эффективно повышать вязкость (особенно в пресной и слабоминерализованной средах) и значительно снижать фильтрацию (водоотдачу) благодаря образованию прочных, низкопроницаемых фильтрационных корок. Её ключевые преимущества включают термостойкость до $120\text{ }^{\circ}\text{C}$, совместимость с другими компонентами раствора, биоразлагаемость и относительно низкую стоимость по сравнению с синтетическими полимерами. Однако КМЦ имеет серьезные ограничения: её эффективность резко падает в высокоминерализованных рассолах (особенно при высоком содержании кальция, магния или алюминия) и в кислых средах из-за выпадения в осадок нерастворимых солей, а также подвержена гидролизу при высоких температурах, что ограничивает её применение в глубоких или соленосных скважинах [38, 39, 40].

Таблица 13

Характеристическая таблица при исследовании КМЦ (с NaOH)

КМЦ с NaOH		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость вращения ротора вискозиметра, об/мин	5,11	0	0	1,022	0	0,511
	10,22	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511
	170,33	1,022	1,533	1,533	2,555	4,599
	340,66	1,022	2,044	3,066	4,599	7,665
	510,99	1,533	3,577	4,088	6,643	10,731
	1021,98	2,555	5,11	8,176	11,753	17,374
Gel _{10min} , Па		1,022	1,022	1,022	0,511	0,511
ДНС, Па		0,511	2,044	0	1,533	4,088
Пласт. вязк, мПа*с		2	3	8	10	13

Таблица 14

Характеристическая таблица при исследовании КМЦ (без NaOH)

КМЦ без NaOH		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, с ⁻¹	5,11	0	1,533	4,599	14,308	21,973
	10,22	0	3,066	7,154	19,929	30,66
	170,33	2,555	15,33	26,061	56,21	85,848
	340,66	4,088	20,44	35,259	71,54	108,332
	510,99	5,11	22,995	37,814	83,293	124,173
	1021,98	8,176	31,171	51,611	102,711	155,344
Gel _{10min} , Па		0	3,066	5,621	15,33	26,061
ДНС, Па		2,044	14,819	24,017	63,875	93,002
Пласт. вязк, мПа*с		6	16	27	38	61

При высоком значении pH раствора (pH=9) происходит деструкция структуры КМЦ в воде, что приводит к резкому снижению вязкости бурового раствора. Для сравнения были проведены исследования с pH=9 (Табл. 13) и pH=7 (Табл. 14). Мы видим, что вязкость отличается примерно в 10 раз, что делает особенно важным процесс приготовления рецептуры бурового раствора с КМЦ: при высоком pH происходит деструкция структуры, однако высокий pH часто приводит к ингибированию глин (в первую очередь монтмороллинита).

Таблица 15

Характеристическая таблица при исследовании КМЦ с NaOH

Характеристика реагента				
Название вещества:	КМЦ с NaOH		Концентрация:	1г/л 3 г/л 6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0027		0,9673	0,8385
	0,0055		0,9781	0,9221
	0,0081		0,9958	0,9683
Оствальда-де Вааля	0,4778	0,1840		0,6479
	0,3480	0,3456		0,8358
	0,2982	0,4154		0,7615
Шведова-Бингама	0,3497	0,0022		0,9356
	0,4554	0,0049		0,9566
	0,5532	0,0073		0,9917
Характеристика реагента				
Название вещества:	КМЦ с NaOH		Концентрация:	8 г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0120		0,9968	0,9876
	0,0184		0,9904	0,9614
Оствальда-де Вааля	0,2521	0,5133		0,8940
	0,1287	0,7030		0,9973
Шведова-Бингама	0,4368	0,0114		0,9937
	1,1616	0,0167		0,9810

Поведение раствора КМЦ с NaOH наиболее точно соответствует модели Бингама (Табл. 15), что принципиально указывает на наличие статического напряжения сдвига (Gel_{10min}) — порога, который необходимо преодолеть для начала течения, и линейный рост напряжения с увеличением скорости сдвига после этого порога. Хотя модель Бингама доминирует в описании поведения, особенно критичного для удержания шлама при низких скоростях сдвига ($5-10 \text{ с}^{-1}$), где Gel_{10min} является ключевым фактором, при высоких скоростях сдвига ($170-1021 \text{ с}^{-1}$) наблюдается заметное отклонение от линейности. Это отклонение проявляется в виде снижения эффективной вязкости, что сближает поведение раствора со

степенной моделью Оствальда-де Вааля и отражает разрушение временной структуры полимера под интенсивным сдвигом [41]. Таким образом, КМЦ демонстрирует гибридное поведение: преимущественно бингамовское с элементами освальдовского разжижения на высоких скоростях, что обеспечивает ей баланс между стабильностью в покое и управляемым сопротивлением течению при циркуляции.

Значения Gel_{10min} и ДНС раствора КМЦ в щелочном растворе носят хаотический характер (Рис. 27), но при этом значения пластической вязкости обладают линейным ростом (Рис. 28).

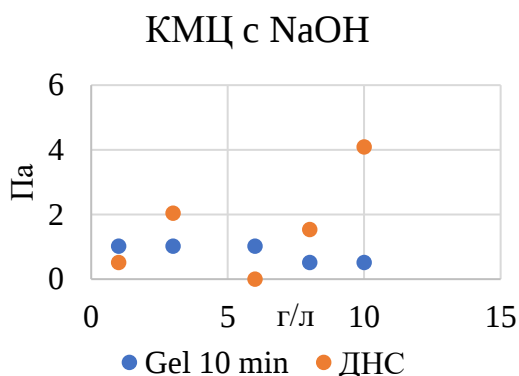


Рис. 27. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации КМЦ с NaOH в буровом растворе

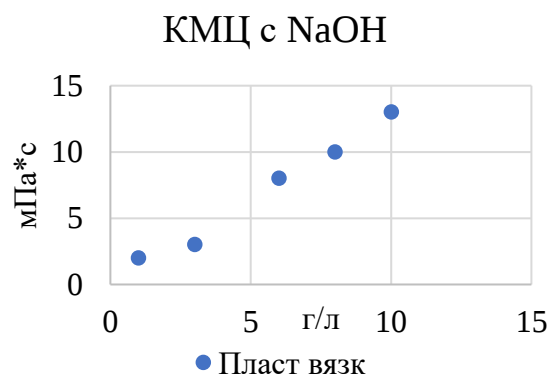


Рис. 28. Зависимость пластической вязкости от концентрации КМЦ с NaOH в буровом растворе

С другой стороны, КМЦ в пресной воде демонстрирует псевдопластическое поведение (Табл. 16), следовательно, подчиняется модели Оствальда-де Вааля при всех исследуемых значениях концентрации, при этом показывая максимальные абсолютные значения отклонения вискозиметра в рамках всего исследования с максимальным абсолютным значением GEL_{10MIN} , что, с одной стороны, позволяет рекомендовать данное соединение для ситуаций, в которых необходимо высокая удерживающая способность [42]. Однако эксплуатация бурового раствора с соразмерно максимальным в рамках исследования высоким ДНС накладывает большие ограничения на буровые насосы, а также появляется

риск гидроразрыва пласта от чрезмерно высокого давления; в дополнение буровые растворы с pH около 7 на данный момент неэффективны, так как подобный раствор не будет ингибировать глинистые породы.

Таблица 16

Характеристическая таблица при исследовании КМЦ без NaOH

Характеристика реагента				
Название вещества:	КМЦ без NaOH		Концентрация:	1г/л 3 г/л 6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0088		0,9763 0,9267 0,9270	0,9329
	0,0367			0,6852
	0,0611			0,5997
Оствальда-де Вааля	0,4437	0,3900		0,9014
	0,7316	0,5605		0,9591
	2,3702	0,4527		0,9876
Шведова-Бингама	0,5744	0,0080		0,9532
	6,1722	0,0279		0,8588
	11,9314	0,0441		0,8593
Характеристика реагента				
Название вещества:	КМЦ без NaOH		Концентрация:	8 г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,1253		0,9188 0,9193	0,4184
	0,1890			0,4055
Оствальда-де Вааля	8,1310	0,3714		0,9969
	12,6102	0,3671		0,9973
Шведова-Бингама	29,2499	0,0838		0,8441
	44,5790	0,1257		0,8452

Для КМЦ в минерализованной воде не был обнаружен эффект ЭПЦ, однако можно заметить, что при переходе от 1 г/л к 3 г/л изменение ДНС носит стремительный характер (Рис. 27), а изменение пластической вязкости незначительно (Рис. 28) по сравнению с последующим ростом. Можно предположить, что эффект ЭПЦ скрывает где-то внутри интервала между 1 г/л и 3 г/л, но подавляется общей деструкцией полимера.

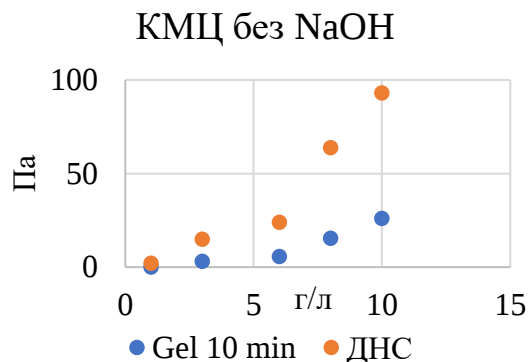


Рис. 29. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации КМЦ без NaOH в буровом растворе

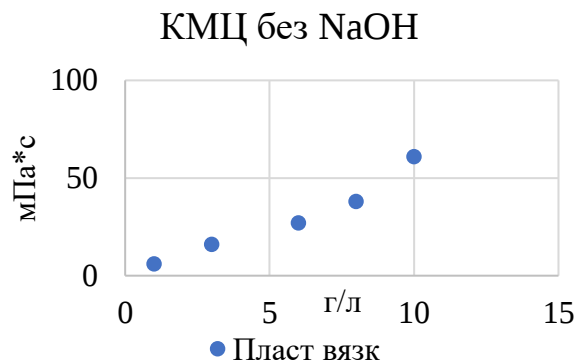


Рис. 30. Зависимость пластической вязкости от концентрации КМЦ без NaOH в буровом растворе

Реологические кривые КМЦ сохраняют единый вид при росте концентрации (Рис. 31 и 32), хотя можно отметить, что степень линейности кривых при росте концентрации носит убывающий характер.

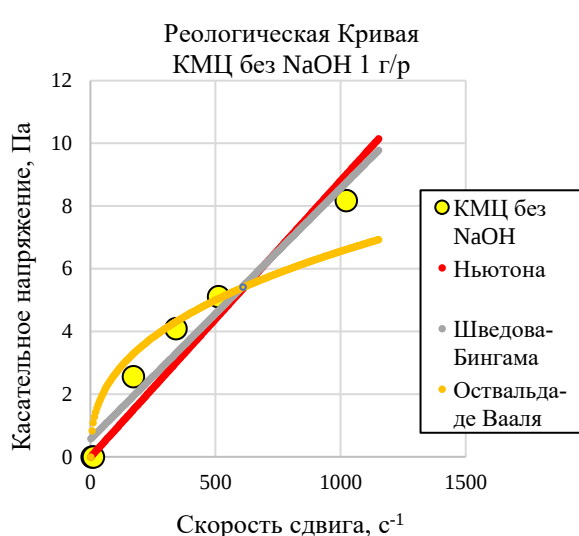


Рис. 31. Реологическая кривая КМЦ без NaOH 1 г/л в буровом растворе

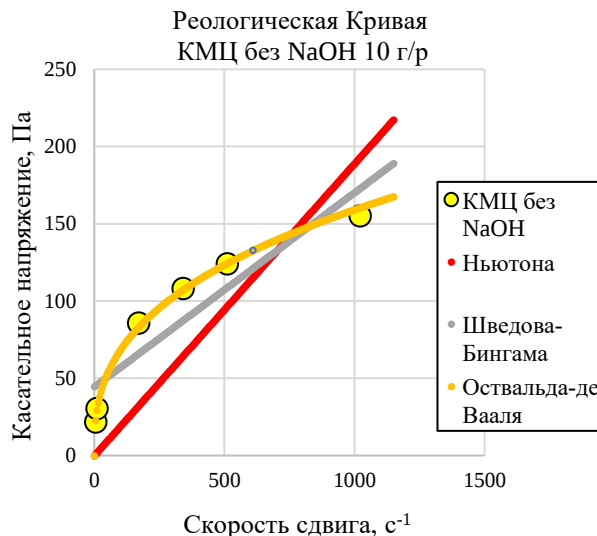


Рис. 32. Реологическая кривая КМЦ без NaOH 10 г/л в буровом растворе

Гуар

Гуаровая камедь является биополимером, применяемым в буровых растворах для существенного повышения вязкости в низкоконтрированных системах. Ее ключевое преимущество — создание выраженных псевдопластических свойств, обеспечивающих

эффективный вынос выбуренной породы на поверхность в условиях ламинарного потока при одновременном снижении гидравлических потерь за счет тиксотропного разжижения. Основные технологические преимущества включают: высокую загущающую способность в пресной воде, экономичность, биоразлагаемость и быструю гидратацию при стандартных условиях. Применение ограничено низкотемпературными скважинами (меньше 120 °С), пресными или слабоминерализованными растворами и ситуациями, требующими экономически эффективного повышения вязкости без критичной зависимости от реологических свойств в статических условиях.

Таблица 17

Характеристическая таблица при исследовании гуара

Гуар		1 г/л	3 г/л	6 г/л	8 г/л	10 г/л
		Касательное напряжение сдвига, Па				
Скорость сдвига, с ⁻¹	5,11	0	0	5,621	14,819	19,929
	10,22	0	0	8,176	20,44	26,061
	170,33	0	2,044	30,149	46,501	55,699
	340,66	0,511	3,066	36,792	55,188	65,919
	510,99	1,022	4,599	41,391	61,831	72,562
	1021,98	2,044	7,665	49,567	74,095	85,337
Gel _{10min} , Па		0	0	6,132	16,352	19,929
ДНС, Па		0	1,533	33,215	49,567	59,787
Пласт. вязк, мПа*с		2	6	16	24	25

Гуаровая камедь на начальных концентрациях (до 6 г/л) практически не проявляет вяжущих свойств, что является ярким примером ЭПЦ, который наступает при концентрации 6 г/л – можно наблюдать резкий скачок показаний отклонения вискозиметра (Табл. 17), но затем по показаниям Gel_{10min}, ДНС и пластической вязкости раствора с гуаром скачкообразно растут, из-за этого тяжелее контролировать характеристики раствора.

Таблица 18

Характеристическая таблица при исследовании гуара

Характеристика реагента				
Название вещества:	Гуар		Концентрация:	1г/л 3 г/л 6 г/л
Модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0019		0,9865 0,9904 0,9358	0,9593
	0,0080			0,9743
	0,0425			0,6715
Оствальда-де Вааля	0,8524	0,0364		-0,1726
	0,4581	0,3589		0,8222
	1,2723	0,4931		0,9871
Шведова-Бингама	-0,1224	0,0021		0,9731
	0,3062	0,0075		0,9810
	7,5404	0,0318		0,8758
Характеристика реагента				
Название вещества:	Гуар		Концентрация:	8г/л 10 г/л
модель	a ₁	a ₂	p	R ²
Ньютон	0,0926		0,8994 0,8908	0,0098
	0,1079			-0,2211
Оствальда-де Вааля	9,6787	0,2981		0,9962
	13,3573	0,2720		0,9965
Шведова-Бингама	26,7168	0,0547		0,8089
	33,5450	0,0603		0,7935

По результатам математического анализа (Табл. 18) раствор гуара при малых концентрациях (по 3 г/л) подчиняется закону Ньютона, что характеризует отсутствие связей между отдельными молекулами полимера в растворе, а начиная с 6 г/л раствор гуара становится классическим примером псевдопластического течения по закону Оствальда-де Вааля. Показания ДНСкратно превышают показания Gel_{10min} (Рис. 33), что сопоставимо с показаниями КМЦ, но при этом при сопоставлении схожих показаний в Gel_{10min}, значения ДНС у раствора гуара будут ниже, что удобнее с точки зрения производства [43]. Значения пластической вязкости растут линейно (Рис. 34) до значения концентрации 10 г/л, с этого значения темпы роста спадают, при этом абсолютные значения пластической

вязкости раствора гуара условно осредненные, меньше среднего значения примерно на 15–25 % по результатам всего исследования.

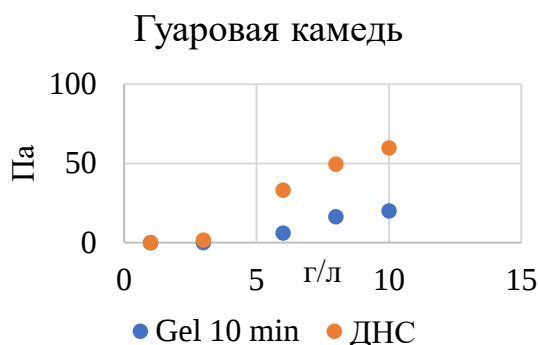


Рис. 33. Зависимость Gel_{10min} и ДНС от концентрации гуара в буровом растворе

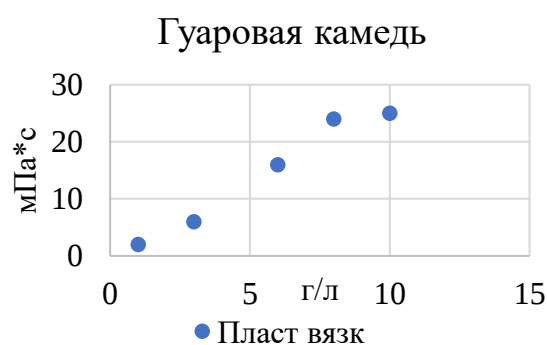


Рис. 34. Зависимость пластической вязкости от концентрации гуара в буровом растворе

Как уже было сказано выше, раствор гуара при малых концентрациях является маловязким раствором (Рис. 35), уступая даже ПАЦ-НВ, но при этом при высоких концентрациях (Рис. 36) превосходит значениями гилан и ксантан.

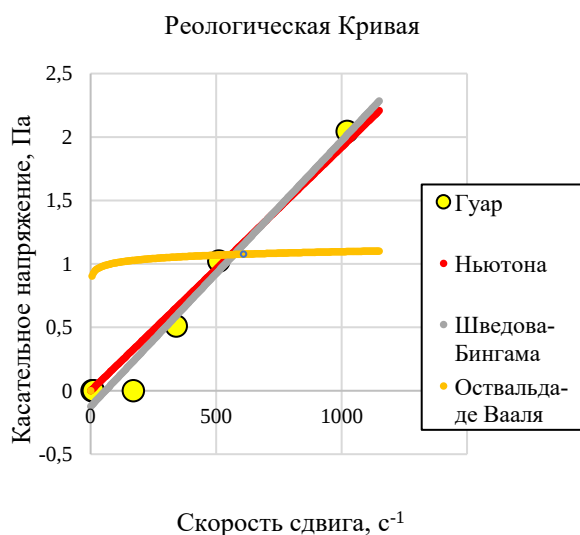


Рис. 35. Реологическая кривая гуара в буровом растворе при концентрации 1 г/л



Рис. 36. Реологическая кривая гуара в буровом растворе при концентрации 10 г/л

Вывод

Проведенное комплексное исследование влияния различных реагентов-регуляторов на реологические свойства водных буровых растворов позволило сделать следующие основные выводы:

1. Биополимеры ксантан и гилан обладают псевдопластическим поведением, наиболее точно описываемым степенной моделью Оствальда-де Вааля. Эти полимеры демонстрируют высокую стабильность и точность расчётов реологических параметров (пластической вязкости, Gel_{10min} , ДНС) с ростом концентрации. Обнаруженный для этих реагентов эффект переупорядочения цепей объясняет нелинейность роста пластической вязкости в определенных концентрационных интервалах и является следствием перехода раствора из полуразбавленного режима с изменением взаимном расположении цепей биополимеров. Реологические свойства оказались практически идентичны.

2. ПАЦ-НВ относительно слабо влияет на вязкость раствора, что позволяет его комбинировать с другими реагентами с сохранением основных свойств всех компонентов. Также эффект ЭПЦ стал более заметным при использовании раствора ПАЦ-НВ, начиная с концентрации в 8 г/л наблюдается резкий рост значений ДНС. Важно отметить, в рамках исследуемых образцов ПАЦ-НВ обладает наименьшими абсолютными значениями Gel_{10min} , ДНС и пластической вязкости – ПАЦ-НВ даст улучшение способности удерживать частицы во взвешенном состоянии и при этом слабо повлияет на вязкость раствора.

3. ПАЦ-ВВ обладает ярко выраженными псевдопластическими свойствами (модель Оствальда-де Вааля) с высокими показателями вязкости. Важно выделить быстрый, в рамках исследования, рост значений ДНС при малых значениях Gel_{10min} , что указывает на потенциально высокие энергетические потери при циркуляции и ограниченную пригодность для обеспечения седиментационной устойчивости шлама.

4. Велан был новым реагентом с точки зрения исследований и был предоставлен для изучения компанией ООО «СоюзОптХим». Велановая камедь имеет двойственный характер поведения: при малых, в рамках исследования, концентрациях раствор велановой камеди соответствует модели Шведова-Бингама, а при увеличении концентрации переходит в псевдопластическую модель Оствальда-де Вааля, что может быть следствием ЭПЦ. Также раствор велановой камеди обладает при малых концентрациях равными значениями Gel_{10min} и ДНС, а при повышении концентрации Gel_{10min} начинает превалировать над ДНС. С точки зрения показателей пластической вязкости, раствор велановой камеди обладает схожими свойствами с ксантановой камедью. Также было выявлено, что при концентрации начиная с 6 г/л наблюдается тиксотропия раствора, что объясняет превалирование значений Gel_{10min} над ДНС, причем стоит отметить, что при концентрации 8 г/л этот эффект становится зрительно наблюдаемым – видна граница подвижной и неподвижной зоны раствора. Сумма этих данных позволяет выделить перспективность исследований по велановой камеди.

5. Полиакриламид (ПАА) обладает ярким пластическим поведением, то есть подчиняется модели Шведова-Бингама, эффект ЭПЦ прослеживается слабо в рамках исследования. Значения пластической вязкости одни из максимальных из исследуемых образцов, при этом значения ДНС и Gel_{10min} на большей части концентраций имеют схожие значения, что позволяет оценить высокие структурные свойства полимера, но важно отметить, что значения пластической вязкости кратно выше значений ДНС, то есть данный полимер в растворе обладает высоким внутренним трением между слоями потока – высокие энергетические потери при прокачке.

6. КМЦ обладает псевдопластическим поведением с максимальными, в рамках исследования, значениями пластической

вязкости и ДНС, но при этом относительно низкими значениями Gel_{10min} , что делает его использование в рамках сравнениями с другими реагентами малоэффективным. Также при повышении pH КМЦ в растворе структура подвержена деструкции, теряя в структурных свойствах примерно в 10 раз.

7. Гуар является полимером с сильной зависимостью от концентрации из-за эффекта ЭПЦ, следовательно, он начинает образовывать структуру лишь при концентрации 6 г/л, в то время как другие полимеры начинают влиять на раствор с 1 г/л, за исключением ПАЦ-НВ. Раствор с гуаром обладает высокой ДНС, что будет затруднять прокачку раствора и средние значения пластической вязкости, но при этом значения Gel_{10min} сравнимые со значениями раствора с ксантановой камедью. По результатам исследования, гуар уже не является эффективным реагентом для раствора.

Практическая значимость: результаты исследования предоставляют инженерам-буровикам количественные данные для обоснованного выбора типа и концентрации реагента-регулятора реологических свойств в зависимости от конкретных задач бурения (требуемый уровень вязкости, Gel_{10min} /ДНС для транспорта шлама и СПО, устойчивость к температуре и минерализации) и геологических условий скважины. Выявленные особенности, такие как ЭПЦ у биополимеров и критическая зависимость КМЦ от pH, являются важными факторами при проектировании состава бурового раствора.

Список литературы

1. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D. A. et al. Synthetic polymers: A review of applications in drilling fluids // *Petroleum Science*. – 2024. – Vol. 21, Iss. 1. – pp. 475 – 518. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.08.015
2. Литвиненко В.С., Петров Е.И., Василевская Д.В., Яковенко А.В., Наумов И.А., Ратников М.А. Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами // *Записки Горного института*. – 2023. – Т. 259. – С. 95 – 111. DOI: 10.31897/PMI.2022.100
3. Straupnik I.A., Rybakov D.A., Dorokhin E.G., Andreev K.V. Flushing Fluid Dynamics in a Flowing Piston with Confusor Transition Modelling // *International Journal of Engineering*. – 2025. – № 38. – С 937 – 944. DOI: 10.5829/ije.2025.38.04a.21

4. Boxue P., Wang S., Xiaoxue J., Huilin L. Effect of orbital motion of drill pipe on the transport of non-Newtonian fluid-cuttings mixture in horizontal drilling annulus // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 174. – pp. 201 – 215. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.009
5. Асадуллин Р.Р. Разработка рецептуры буровых растворов для бурения круто наклонно-направленных и горизонтальных скважин // *Бурение и нефть*. – 2011. – №4. – С. 42 – 44.
6. Лягов И.А., Лягов А.В., Исангулов Д.Р., Лягова А.А. Выбор необходимого количества промывочных переводников в специальной компоновке и исследование их работы при бурении радиально-разветвленных каналов секционными винтовыми двигателями // *Записки Горного института*. – 2024. – Т. 265. – С. 78 – 86. EDN: ZBPWKU
7. Череповицын А.Е., Цветков П.С., Евсеева О.О. Критический анализ методических подходов к оценке устойчивости арктических нефтегазовых проектов // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 249. – С. 463 – 479. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.15
8. Blinov P.A., Nikishin V.V., Salakhov K.N., Kuchin V.N. Development of Cement Slurry Composition with Self-healing Properties // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2025. - Vol. 38, No 1. – pp. 236 – 246. DOI: 10.5829/ije.2025.38.01a.21
9. Kadochnikov V.G., Dvoynikov M.V. Development of Technology for Hydromechanical Breakdown of Mud Plugs and Improvement of Well Cleaning by Controlled Buckling of the Drill String // *Applied Science*. – 2022. – No. 12. DOI: 10.3390/app12136460
10. Yang G., Liu T., Blinov P., Wang Y., Feng Y., Wen D., Fang C. Temperature regulation effect of low melting point phase change microcapsules for cement slurry in nature gas hydrate-bearing sediments // *Energy*. – 2022. – Vol. 253. DOI: 10.1016/j.energy.2022.124115
11. Fialkovskiy I.S., Korneev D.S. Thermolytic Synthesis of Asphaltene-like Nitrogenous Bases and Study of Their Aggregative Stability // *Processes*. – 2024. - № 12(7). pp. 1 – 13. DOI: 10.3390/pr12071448
12. Ewoldt R. H., Winter P., Maxey J., McKinley G. H. Large amplitude oscillatory shear of pseudoplastic and elastoviscoplastic materials // *Rheologica Acta*. – 2009. – Vol. 49, Iss.2. – pp. 191 – 212. DOI: 10.1007/s00397-009-0403-7
13. Bo B., Shuangliang Z. A review of experimental nanofluidic studies on shale fluid phase and transport behaviors // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 86. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103745
14. Gizatullin R.R., Dvoynikov M.V., Romanova N.A., Nikitin V.V. Drilling in Gas Hydrates: Managing Gas Appearance Risks // *Energies*. – 2023. – Т 5, No 16. – С. 1 – 13. DOI: 10.3390/en16052387
15. Oliveira F.F., Sodré C.H., Marinho J.L.G. Numerical investigation of non-newtonian drilling fluids during the occurrence of a gas kick in a petroleum reservoir // *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. – 2016. – Vol. 33, Iss.2. – pp. 297 – 305. DOI: 10.1590/0104-6632.20160332s20140024
16. Балденко Д.Ф., Веревкин А.В., Плотников В.М. Пути дальнейшего совершенствования технологии бурения скважин с применением винтовых забойных двигателей // *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. – 2016. – Т.15, №19. – С. 165 – 174. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.7
17. Сычев, С.А. Реологические и фильтрационные свойства раствора при устройстве скважин в условиях Крайнего Севера / С. А. Сычев, Д. А. Руссков // *Сборник научных трудов, посвященный 60-летию кафедры "Технологии, организации, экономики строительства и управления недвижимостью" Кубанского государственного технологического университета : Сборник научных статей*. – Краснодар : ИП Кабанов В.Б. (издательство "Новация"), 2024. – С. 96-108. – EDN NYKYPG.

18. Comminal R., Pimenta F., Hattel J.H., Alves M.A., Spangenberg J. Numerical simulation of the planar extrudate swell of pseudoplastic and viscoelastic fluids with the streamfunction and the VOF methods // *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*. – 2018. – Vol. 252. – pp.1 – 18. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2017.12.005
19. Manyatshe A., Sibali L.L. A review on the recovery of cellulose, lignin, and hemicellulose biopolymers from the same source of lignocellulosic biomass – Methodology, characterization and applications // *Journal of Water Process Engineering*. – 2025. – Vol. 70. DOI: 10.1016/j.jwpe.2025.107037
20. Rashidi M., Vaidyan K., Sedaghat A., et al. Introducing a Rheology Model for Non-Newtonian Drilling Fluids // *Geofluids*. – 2021. – Vol. 2021. – pp.1 – 14. DOI: 10.1155/2021/1344776
21. Pilehvari A., Serth R. Generalized Hydraulic Calculation Method for Flow of Non-Newtonian Fluids in Eccentric Annuli // *SPE Drilling & Completion*. – 2009. – Vol. 24, Iss.4. – pp. 553 – 563. DOI: 10.2118/111514-PA
22. Mitsoulis E. Fountain flow of pseudoplastic and viscoplastic fluids // *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*. – 2010. – Vol. 165, Iss. 1–2. – pp. 45 – 55. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2009.09.001
23. Misbah B., Elgaddafi R., Malhas R. N. et al. Exploring the rheology characteristics of Flowzan and Xanthan polymers in drilling water based fluids at high-temperature and high-shear rates // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 243. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213309
24. Shah S.N., Dosunmu I.T. Annular Flow Characteristics of Pseudoplastic Fluids // *Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME*. – 2015. – Vol. 137, Iss. 4. DOI: 10.1115/1.4030106
25. Edo G.I., Ndudi W., Yousif E., et al. Biopolymers: An inclusive review // *Hybrid Advances*. – 2025. – Vol. 9. DOI: 10.1016/j.hybadv.2025.100418
26. Рябинин М.В., Труханов К.А. Методика определения потерь на трение в гидравлически гладкой круглой трубе для псевдопластичных жидкостей // *Современные проблемы науки и образования*. – 2015. – Том.1, №.1. EDN: VIDZLB
27. Yunxing D., Xianshu D., Hao Y., et al. Study of solid-liquid two-phase flow model of drilling fluids for analyzing mud cake formation // *Geoenergy Science and Engineering*. – 2024. – Vol. 236. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212761
28. Yu W., Fuchang Y., Shanshan H. Application of natural materials containing carbohydrate polymers in rheological modification and fluid loss control of water-based drilling fluids: A review // *Carbohydrate Polymers*. – 2025. – Vol. 348, Part. B. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.08.015
29. Матвиенко О.В., Базуев В.П., Черкасов И.С., Литвинова А.Е. Исследование течения битумного вяжущего, описываемого моделью Оствальда – де Вейля, в цилиндрической трубе // *Вестник Томского государственного университета. Строительство и архитектура*. – 2020. – Т. 22, №1. – С. 171 – 192. DOI: 10.31675/1607-1859-2020-22-1-171-192
30. Gucuyener H.I., Mehmetoglu T. Flow of yield-pseudo-plastic fluids through a concentric annulus // *AIChE Journal*. – 1992. – Vol. 38, Iss. 7. – pp. 1139 – 1143. DOI: 10.1002/aic.690380717
31. Sorgun M., Ozbayoglu M.E. Predicting Frictional Pressure Loss During Horizontal Drilling for Non-Newtonian Fluids // *Energy Sources*. – 2010. – Vol. 33. – pp. 631 – 640. DOI: 10.1080/15567030903226264
32. Roch R.R., Oechsler B.F., Meleiro L. A.C., Fagundes F.M., Arouca F.O., Damasceno J.J.R., Scheid C.M., Calçada L.A. Settling of weighting agents in non-Newtonian fluids to offshore drilling wells: Modeling, parameter estimation and analysis of constitutive equations

- // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106535
33. Tie Y., Jing-Yu Q., Xiao-Feng S., et al. A novel predictive model of drag coefficient and settling velocity of drill cuttings in non-Newtonian drilling fluids // Petroleum Science. – 2021. – Vol. 18, Iss. 6. – pp. 1729 – 1738. DOI: 10.1016/j.petsci.2021.09.003
 34. Nascentes C.L., Murata V.V., Oliveira-Lopes L.C. Mathematical modeling of solids-drilling fluid separation in shale shakers in oil fields: A state of art review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, Iss. 1. DOI:10.1016/j.petrol.2021.109270
 35. Ghazal A., Karimfazli I. Defying gravity: Injection of viscoplastic fluids in vertical channels // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2025. – Vol. 336. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2024.105350
 36. Negrão C.O.R., Franco A.T., Rocha L.L.V. A weakly compressible flow model for the re-start of thixotropic drilling fluids // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2011. – Vol. 166, Iss. 23 – 24. – pp. 1369 – 1381. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2011.09.001
 37. Livescu S. Mathematical modeling of thixotropic drilling mud and crude oil flow in wells and pipelines – A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 98 – 99. – pp. 174 – 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2012.04.026
 38. Двойников М.В., Сидоркин Д.И., Юртаев С.Л., Грохотов Е.И., Ульянов Д.С. Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с целью поиска и разведки новых месторождений полезных ископаемых // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 945 – 955. DOI: 10.31897/PMI.2022.55
 39. Патент RU 2 798 347 C1, МПК C09K8/24, C09K 8/12, E21B7/00. Псевдопластичный буровой раствор для улучшения очистки ствола скважины и способ бурения с его применением (варианты): № 2022108143: заявл. 28.03.2022. : опубл. 21.06.2023 / Гайдаров А. М., Хуббатов А. А., Гайдаров М. М., Кадыров Н. Т., Храбров Д. В.; заявитель ООО "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий Газпром ВНИИГАЗ". – 22 с.
 40. Страупник И.А., Морозов Д.О. Разработка шпиндельной секции высокооборотного турбобура для бурения глубоких скважин в условиях в высшей степени крепких пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – Т. 383, №11. – С. 20 – 29.
 41. Yogesh D., Reema J. Study of Non-Newtonian Fluid Models & their Applications-A Review // JETIR. – 2019. – Vol. 6, Iss. 6.
 42. Gyanchandani Y., Patni H., et al. Investigation on the effect of coconut husk biofiber powder on the rheological and filtration properties of water-based drilling fluid // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 244. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213411
 43. Khan M.A., Mei-Chun L., Kaihe L., et al. Cellulose derivatives as environmentally-friendly additives in water-based drilling fluids: A review // Carbohydrate Polymers. – 2024. – Vol. 342. DOI: 10.1016/j.carbpol.2024.122355

References

1. Davoodi S., Al-Shargabi M., Wood D. A. et al. Synthetic polymers: A review of applications in drilling fluids // Petroleum Science. – 2024. – Vol. 21, Iss. 1. – pp. 475–518. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.08.015
2. Litvinenko V.S., Petrov E.I., Vasilevskaya D.V., Yakovenko A.V., Naumov I.A., Ratnikov M.A. Otsenka roli gosudarstva v upravlenii mineral'nymi resursami [Assessment of the Role of the State in the Management of Mineral Resources] // Zapiski Gornogo Instituta. – 2023. – Vol. 259. – pp. 95–111. DOI: 10.31897/PMI.2022.100 (in Russian)

3. Straupnik I.A., Rybakov D.A., Dorokhin E.G., Andreev K.V. Flushing Fluid Dynamics in a Flowing Piston with Confusor Transition Modelling // *International Journal of Engineering*. – 2025. – No. 38. – pp. 937–944. DOI: 10.5829/ije.2025.38.04a.21
4. Boxue P., Wang S., Xiaoxue J., Huilin L. Effect of orbital motion of drill pipe on the transport of non-Newtonian fluid-cuttings mixture in horizontal drilling annulus // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 174. – pp. 201–215. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.11.009
5. Asadullin R.R. Razrabotka retseptury burovnykh rastvorov dlya bureniya kruto naklonno-napravlennykh i gorizontaľnykh skvazhin [Development of a Drilling Fluid Composition for Directional Wellbore Drilling with Account of Rheological Parameters] // *Burenie i neft'*. – 2011. – No. 4. – pp. 42–44. (in Russian)
6. Lyagov I.A., Lyagov A.V., Isangulov D.R., Lyagova A.A. Vybór neobkhodimogo kolichestva promyshlennykh perevodnikov v spetsial'noi komponovke i issledovanie ikh raboty pri burenii radial'no-razvetvlennykh kanalov sektiionnymi vintovymi dvigatelyami [Selection of the Required Number of Circulating (Wash) Subs in a Special Bottom-Hole Assembly and Investigation of Their Performance when Drilling Radially Branched Channels with Sectional Positive-Displacement Motors] // *Zapiski Gornogo Instituta*. – 2024. – Vol. 265. – pp. 78–86. EDN: ZBPWKU (in Russian)
7. Cherepovitsyn A.E., Tsvetkov P.S., Evseeva O.O. Kriticheskiy analiz metodicheskikh podkhodov k otsenke ustoichivosti arkticheskikh neftegazovykh projektov [A Critical Analysis of Methodological Approaches to Assessing the Sustainability of Arctic Oil and Gas Projects] // *Zapiski Gornogo Instituta*. – 2021. – Vol. 249. – pp. 463–479. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.15 (in Russian)
8. Blinov P.A., Nikishin V.V., Salakhov K.N., Kuchin V.N. Development of Cement Slurry Composition with Self-healing Properties // *International Journal of Engineering, Transactions A: Basics*. – 2025. – Vol. 38, No. 1. – pp. 236–246. DOI: 10.5829/ije.2025.38.01a.21
9. Kadochnikov V.G., Dvoynikov M.V. Development of Technology for Hydromechanical Breakdown of Mud Plugs and Improvement of Well Cleaning by Controlled Buckling of the Drill String // *Applied Science*. – 2022. – No. 12. DOI: 10.3390/app12136460
10. Yang G., Liu T., Blinov P., Wang Y., Feng Y., Wen D., Fang C. Temperature regulation effect of low melting point phase change microcapsules for cement slurry in nature gas hydrate-bearing sediments // *Energy*. – 2022. – Vol. 253. DOI: 10.1016/j.energy.2022.124115
11. Fialkovskiy I.S., Korneev D.S. Thermolytic Synthesis of Asphaltene-like Nitrogenous Bases and Study of Their Aggregative Stability // *Processes*. – 2024. – No. 12(7). – pp. 1–13. DOI: 10.3390/pr12071448
12. Ewoldt R.H., Winter P., Maxey J., McKinley G.H. Large amplitude oscillatory shear of pseudoplastic and elastoviscoplastic materials // *Rheologica Acta*. – 2009. – Vol. 49, Iss. 2. – pp. 191–212. DOI: 10.1007/s00397-009-0403-7
13. Bo B., Shuangliang Z. A review of experimental nanofluidic studies on shale fluid phase and transport behaviors // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 86. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103745
14. Gizatullin R.R., Dvoynikov M.V., Romanova N.A., Nikitin V.V. Drilling in Gas Hydrates: Managing Gas Appearance Risks // *Energies*. – 2023. – Vol. 5, No. 16. – pp. 1–13. DOI: 10.3390/en16052387
15. Oliveira F.F., Sodré C.H., Marinho J.L.G. Numerical investigation of non-Newtonian drilling fluids during the occurrence of a gas kick in a petroleum reservoir // *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. – 2016. – Vol. 33, Iss. 2. – pp. 297–305. DOI: 10.1590/0104-6632.20160332s20140024

16. Baldenko D.F., Verevkin A.V., Plotnikov V.M. Puti dal'neishego sovershenstvovaniya tekhnologii bureniya skvazhin s primeneniem vintovykh zaboinykh dvigatelei [Ways to Further Improve Well-Drilling Technology Using Positive-Displacement Downhole Motors] // Vestnik PNIPU. Geologiya. Neft'gazovoe i gornoe delo. – 2016. – Vol. 15, No. 19. – pp. 165–174. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.7 (in Russian)
17. Sychev S.A., Russkov D.A. Reologicheskie i fil'tratsionnye svoystva rastvora pri ustroistve skvazhin v usloviyakh Krainogo Severa [Rheological and Filtration Properties of Drilling Fluids for Well Construction in the Far North] // Sbornik nauchnykh trudov... Kubanskogo gosudarstvennogo tekhnologicheskogo universiteta: Sbornik nauchnykh statei. – Krasnodar: IP Kabanov V.B. (izdatel'stvo "Novatsiya"), 2024. – pp. 96–108. – EDN NYKYPG. (in Russian)
18. Comminal R., Pimenta F., Hattel J.H., Alves M.A., Spangenberg J. Numerical simulation of the planar extrudate swell of pseudoplastic and viscoelastic fluids with the streamfunction and the VOF methods // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2018. – Vol. 252. – pp. 1–18. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2017.12.005
19. Manyatshe A., Sibali L.L. A review on the recovery of cellulose, lignin, and hemicellulose biopolymers from the same source of lignocellulosic biomass – Methodology, characterization and applications // Journal of Water Process Engineering. – 2025. – Vol. 70. DOI: 10.1016/j.jwpe.2025.107037
20. Rashidi M., Vaidyan K., Sedaghat A., et al. Introducing a Rheology Model for Non-Newtonian Drilling Fluids // Geofluids. – 2021. – Vol. 2021. – pp. 1–14. DOI: 10.1155/2021/1344776
21. Pilehvari A., Serth R. Generalized Hydraulic Calculation Method for Flow of Non-Newtonian Fluids in Eccentric Annuli // SPE Drilling & Completion. – 2009. – Vol. 24, Iss. 4. – pp. 553–563. DOI: 10.2118/111514-PA
22. Mitsoulis E. Fountain flow of pseudoplastic and viscoplastic fluids // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2010. – Vol. 165, Iss. 1–2. – pp. 45–55. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2009.09.001
23. Misbah B., Elgaddafi R., Malhas R.N. et al. Exploring the rheology characteristics of Flowzan and Xanthan polymers in drilling water-based fluids at high-temperature and high-shear rates // Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – Vol. 243. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213309
24. Shah S.N., Dosunmu I.T. Annular Flow Characteristics of Pseudoplastic Fluids // Journal of Energy Resources Technology, Transactions of the ASME. – 2015. – Vol. 137, Iss. 4. DOI: 10.1115/1.4030106
25. Edo G.I., Ndudi W., Yousif E., et al. Biopolymers: An inclusive review // Hybrid Advances. – 2025. – Vol. 9. DOI: 10.1016/j.hybadv.2025.100418
26. Ryabinin M.V., Trukhanov K.A. Metodika opredeleniya poter' na trenie v gidravlicheski gladoi krugloi trube dlya psevdoplastichnykh zhidkostei [A Method for Determining Friction Losses in a Hydraulically Smooth Circular Pipe for Pseudoplastic Fluids] // Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya. – 2015. – Vol. 1, No. 1. EDN: VIDZLB (in Russian)
27. Yunxing D., Xianshu D., Hao Y., et al. Study of solid-liquid two-phase flow model of drilling fluids for analyzing mud cake formation // Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – Vol. 236. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212761
28. Yu W., Fuchang Y., Shanshan H. Application of natural materials containing carbohydrate polymers in rheological modification and fluid loss control of water-based drilling fluids: A review // Carbohydrate Polymers. – 2025. – Vol. 348, Part B. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.08.015

29. Matvienko O.V., Bazuev V.P., Cherkasov I.S., Litvinova A.E. Issledovanie techeniya bitumnogo viazhushchego, opisyvaemogo model'yu Ostwal'da-de Veilya, v tsilindricheskoi trube [Study of the Flow of a Bituminous Binder Described by the Ostwald-de Waele Model in a Cylindrical Pipe] // Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Stroitel'stvo i arkhitektura. – 2020. – Vol. 22, No. 1. – pp. 171–192. DOI: 10.31675/1607-1859-2020-22-1-171-192 (in Russian)
30. Gucuyener H.I., Mehmetoglu T. Flow of yield-pseudo-plastic fluids through a concentric annulus // AIChE Journal. – 1992. – Vol. 38, Iss. 7. – pp. 1139–1143. DOI: 10.1002/aic.690380717
31. Sorgun M., Ozbayoglu M.E. Predicting Frictional Pressure Loss During Horizontal Drilling for Non-Newtonian Fluids // Energy Sources. – 2010. – Vol. 33. – pp. 631–640. DOI: 10.1080/15567030903226264
32. Roch R.R., Oechsler B.F., Meleiro L.A.C., Fagundes F.M., Arouca F.O., Damasceno J.J.R., Scheid C.M., Calçada L.A. Settling of weighting agents in non-Newtonian fluids to offshore drilling wells: Modeling, parameter estimation and analysis of constitutive equations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106535
33. Tie Y., Jing-Yu Q., Xiao-Feng S., et al. A novel predictive model of drag coefficient and settling velocity of drill cuttings in non-Newtonian drilling fluids // Petroleum Science. – 2021. – Vol. 18, Iss. 6. – pp. 1729–1738. DOI: 10.1016/j.petsci.2021.09.003
34. Nascentes C.L., Murata V.V., Oliveira-Lopes L.C. Mathematical modeling of solids-drilling fluid separation in shale shakers in oil fields: A state of art review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, Iss. 1. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109270
35. Ghazal A., Karimfazli I. Defying gravity: Injection of viscoplastic fluids in vertical channels // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2025. – Vol. 336. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2024.105350
36. Negrão C.O.R., Franco A.T., Rocha L.L.V. A weakly compressible flow model for the restart of thixotropic drilling fluids // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2011. – Vol. 166, Iss. 23–24. – pp. 1369–1381. DOI: 10.1016/j.jnnfm.2011.09.001
37. Livescu S. Mathematical modeling of thixotropic drilling mud and crude oil flow in wells and pipelines – A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 98–99. – pp. 174–184. DOI: 10.1016/j.petrol.2012.04.026
38. Dvoynikov M.V., Sidorkin D.I., Yurtaev S.L., Grokhotov E.I., Ul'yanov D.S. Burenie glubokikh i sverkhglubokikh skvazhin s tsel'yu poiska i razvedki novykh mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh [Drilling of Deep and Ultra-Deep Wells for the Prospecting and Exploration of New Mineral Deposits] // Zapiski Gornogo Instituta. – 2022. – Vol. 258. – pp. 945–955. DOI: 10.31897/PMI.2022.55 (in Russian)
39. Patent RU 2 798 347 C1, IPC C09K 8/24, C09K 8/12, E21B 7/00. Psevdoplastichnyi burovoy rastvor dlya uluchsheniya oчитki stvola skvazhiny i sposob bureniya s ego primeneniem (varianty) [Pseudoplastic Drilling Fluid for Improved Wellbore Cleaning and a Drilling Method Using It (Variants)]: No. 2022108143: filed 28.03.2022; published 21.06.2023 / Gaidarov A.M., Khubbatov A.A., Gaidarov M.M., Kadyrov N.T., Khrabrov D.V.; applicant: ООО “Nauchno-issledovatel'skii institut prirodnnykh gazov i gazovykh tekhnologii Gazprom VNIIGAZ”. – 22 p. (in Russian)
40. Straupnik I.A., Morozov D.O. Razrabotka shpindel'noi seksii vysokooborotnogo turbobura dlya bureniya glubokikh skvazhin v usloviyakh v vysshei stepeni krepkikh porod [Development of the Spindle Section of a High-Speed Turbodrill for Drilling Deep Wells in Ultra-Hard Formations] // Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more. – 2024. – Vol. 383, No. 11. – pp. 20–29. (in Russian)

41. Yogesh D., Reema J. Study of Non-Newtonian Fluid Models & their Applications – A Review // JETIR. – 2019. – Vol. 6, Iss. 6.
42. Gyanchandani Y., Patni H., et al. Investigation on the effect of coconut husk biofiber powder on the rheological and filtration properties of water-based drilling fluid // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 244. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213411
43. Khan M.A., Mei-Chun L., Kaihe L., et al. Cellulose derivatives as environmentally-friendly additives in water-based drilling fluids: A review // Carbohydrate Polymers. – 2024. – Vol. 342. DOI: 10.1016/j.carbpol.2024.122355

Сведения об авторах

Леушева Екатерина Леонидовна, кандидат технических наук, доцент,
Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2-4/45
E-mail: Leusheva_EL@pers.spmi.ru
SCOPUS ID: 56609312400
ORCID ID: 0000-0002-0510-7769

Руссков Дмитрий Андреевич, студент, Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2-4/45
E-mail: Russkovdmitriy123@gmail.com

Морозов Александр Олегович, студент, Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2-4/45
E-mail: alexandr.05_07@mail.ru

Authors

E.L. Leusheva, Ph.D., Associate Professor, St.-Petersburg Mining University of Empress Catherine II
2–4/45, 21st Line V.O., St. Petersburg, 199106, Russian Federation
Email: Leusheva_EL@pers.spmi.ru
SCOPUS ID: 56609312400
ORCID ID: 0000-0002-0510-7769

D.A. Russkov, Student, St.-Petersburg Mining University of Empress Catherine II
2–4/45, 21st Line V.O., St. Petersburg, 199106, Russian Federation
Email: Russkovdmitriy123@gmail.com

A.O. Morozov, Student, St.-Petersburg Mining University of Empress Catherine II
2–4/45, 21st Line V.O., St. Petersburg, 199106, Russian Federation
Email: alexandr.05_07@mail.ru

Статья поступила в редакцию 22.03.2026
Принята к публикации 24.06.2026
Опубликована 30.06.2026