



Научная статья  
УДК 622.24.06

## Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности

Е.Л.ЛЕУШЕВА<sup>1</sup> ✉, Н.Т.АЛИХАНОВ<sup>1</sup>, Н.Н.БРОВКИНА<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

<sup>2</sup> ООО «Газпромнефть-Снабжение», Санкт-Петербург, Россия

**Как цитировать эту статью:** Леушева Е.Л., Алиханов Н.Т., Бровкина Н.Н. Исследование реологических свойств безбаритного бурового раствора повышенной плотности // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 976-985. DOI: 10.31897/PMI.2022.38

**Аннотация.** Повышение эффективности бурения и вскрытия продуктивных пластов напрямую связано с качеством применяемого бурового раствора. Правильный выбор типа раствора и его компонентов позволит сохранить продуктивность пластов, устойчивость стенок скважины и снизить вероятность других осложнений. Нефтегазовыми компаниями для условий повышенных давлений в качестве утяжеляющего компонента в составе буровых растворов применяется барит, реже сидеритовый или гематитовый утяжелитель. Но применение данных добавок для вскрытия продуктивного пласта приводит к снижению фильтрационных характеристик коллектора, так как их практически невозможно удалить из поровых каналов. Исходя из этого, предлагается безбаритный буровой раствор повышенной плотности на основе солей муравьиной кислоты (формиты) с добавкой карбонатного утяжелителя в качестве кислоторастворимого коагулянта. Приведены результаты экспериментальных исследований реологических параметров безбаритных растворов, проанализированы полученные данные. На основании сравнения результатов экспериментов рекомендуется применение безбаритного бурового раствора высокой плотности на основе солей муравьиной кислоты (формиата натрия и калия) и с добавкой частично гидролизованного полиакриламида с молекулярной массой 27 млн.

**Ключевые слова:** бурение; безбаритный раствор; реология буровых жидкостей; полимерные реагенты; реологическая модель; визкозиметр; утяжеленный раствор; вскрытие продуктивных пластов

**Благодарность.** Работа выполнена в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых (кандидатов наук) № МК-5156.2021.4.

Поступила: 01.03.2022

Принята: 25.05.2022

Онлайн: 29.12.2022

Опубликована: 29.12.2022

**Введение.** Бурение скважин, разработка и освоение нефтяных и газовых месторождений часто осуществляются в сложных горно-геологических и климатических условиях. Помимо обеспечения экологической безопасности в районах буровых работ должны быть выполнены и технические требования к подбору оптимального бурового раствора: высокая температурная стабильность; необходимые реологические и фильтрационные характеристики для сохранения коллекторских свойств пласта; хорошая ингибирующая способность; высокая транспортирующая способность (особенно в наклонных и горизонтальных участках ствола); устойчивость к загрязнениям; совместимость с пластовыми флюидами и возможность рециркуляции.

При рассмотрении скважин, буримых на шельфе, отмечены сложности, связанные с тем, что допустимая область изменения давления, определяемая поровым давлением и градиентом давления гидроразрыва, достаточно узкая. Такое узкое «окно» является, как правило, результатом anomalously высокого порового давления и/или низкого давления гидроразрыва из-за того, что слои горных пород дополнительно находятся под давлением толщи морской воды, что требует большего числа обсадных колонн по сравнению со скважинами аналогичной глубины, построенными на суше. Поэтому в таких условиях одним из ключевых факторов успеха буровых работ является управление эквивалентной циркуляционной плотностью (ЭЦП) [1-3]. К факторам, влияющим на конечное значение



ЭЦП, относятся: статическая плотность; реологические параметры раствора; конструкция и профиль скважины; режим бурения; применяемые бурильные трубы и компоновка низа бурильной колонны; тип долота (количество и проходное сечение каждой гидромониторной насадки); температурный профиль скважины; химический состав раствора [4-7].

В случае применения промывочных жидкостей, содержащих в качестве утяжелителя барит, на стенке скважины образуется толстая фильтрационная корка. При длительной остановке циркуляции и отсутствии надлежащих значений статического напряжения сдвига (СНС) возможно осаждение барита и, как следствие, снижение противодавления в стволе скважины (повышается вероятность газонефтеводопроявлений) [8-10].

Высокая ЭЦП при циркуляции бурового раствора, содержащего барит, может являться причиной гидроразрыва пласта, особенно где существует узкое рабочее «окно» между поровым и давлением гидроразрыва. Для создания безбаритных буровых растворов высокой плотности в качестве основы применяются неорганические и органические соли (хлориды, бромиды, формиаты). Плотности технологических жидкостей на основе солей могут варьироваться – плотность рассола хлорида калия 1160 кг/м<sup>3</sup>, хлорида натрия 1200 кг/м<sup>3</sup>. При использовании бромидов можно добиться плотности 2500 кг/м<sup>3</sup> (для бромида цинка), а при применении формиата натрия и калия до 1320 и 1590 кг/м<sup>3</sup> соответственно [11-13].

Растворы на основе бромида цинка могут обеспечить самую высокую плотность среди других солей (до 2520 кг/м<sup>3</sup>), но являются более коррозионными, чем растворы на основе хлоридов и формиатов, и имеют ограничения при утилизации [14-16]. Рассольные промывочные жидкости являются хорошей альтернативой глинистым растворам и растворам, содержащим значительное количество твердой фазы. Рецепт обычно состоит из базового рассола, добавки для контроля pH, структурообразователя (обычно биополимер), понизителя фильтрации и коагулянта. Данный набор реагентов обеспечивает благоприятные реологические и фильтрационные характеристики. Растворы солей позволяют создать буровую систему высокой плотности при низкой концентрации твердых веществ, что позволяет снизить до минимума повреждение коллекторских свойств пласта и приводит к уменьшению пластической вязкости. С применением буровых растворов на водной основе без барита обеспечивается более низкая ЭЦП в скважине, что способствует повышению эффективности бурения [11, 17].

Таким образом, актуальным направлением для глубоководного бурения является разработка составов растворов на водной основе, которые должны обладать не только высокой плотностью, термической стабильностью, низкой коррозионной активностью, но и оптимальными реологическими свойствами. Модернизация рецептуры должна основываться не только на снижении концентрации твердых частиц в растворе высокой плотности, но и поиске сочетания полимерных реагентов, обеспечивающих псевдопластичные и транспортирующие свойства.

Реология – наука об исследовании деформации и течения жидкостей, которая необходима для решения различных теоретических и практических задач [18-20]. Реологические свойства буровых растворов оказывают влияние практически на все процессы и показатели, связанные со строительством скважин, поэтому они относятся к числу важнейших [21-23].

Большинство буровых растворов относятся к неньютоновским жидкостям [24-26]. Поэтому данное исследование направлено на изучение нелинейности поведения реологических параметров жидкости (как изменяется реологическая кривая при добавлении в буровой раствор полимеров различной молекулярной массы) и влияния на это изменение компонентного состава бурового раствора повышенной плотности.

В условиях шельфовых месторождений необходимо применять экологически чистые промывочные системы [27-29]. Поэтому для исследования выбран буровой раствор на основе формиатов, характеризующийся высокой плотностью с низким содержанием твердой фазы. С его помощью будут обеспечиваться более низкие реологические параметры, ЭЦП и потери давления в скважине по сравнению с традиционно применяемым раствором на углеводородной основе. Это способствует повышению эффективности бурения\*, особенно в условиях «узкого» безопасного

\* API RP 13B-1-2019. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids: Second Edition. Washington, USA: Norm of American Petroleum Institute, 2019. 132 p.



«коридора» по плотности [1, 30]\*. Анализ научной литературы доказывает, что формиатные буровые системы совместимы с пластовыми флюидами, и это создает предпосылки к повышению механической скорости проходки и снижению загрязнения призабойной зоны пласта в связи с низким показателем фильтрации [31, 32]. Также такие растворы в сочетании с полимерными реагентами обладают хорошей ингибирующей способностью по отношению к неустойчивым глинистым отложениям [21, 33, 34].

Целью исследования является установление влияния молекулярной массы частично гидролизованного полиакриламида (РНРА) на реологические свойства разработанного формиатного бурового раствора и обоснование его оптимального состава с учетом нелинейности поведения реологических параметров жидкости.

**Методология.** *Реологические модели современных буровых растворов.* Буровые растворы можно классифицировать по их реологическому поведению. Жидкости, вязкость которых остается постоянной при изменении скорости сдвига, называются ньютоновскими. Но большинство буровых растворов не являются ньютоновскими – их напряжение сдвига не прямо пропорционально скорости сдвига.

Реологические параметры бурового раствора используются для [35, 36]: расчета потерь на трение в трубе или затрубном пространстве; определения ЭЦП; определения режима течения в затрубном пространстве; оценки эффективности очистки ствола скважины; определения скорости осаждения бурового шлама в вертикальных скважинах. Точность подбора реологической модели бурового раствора минимизирует погрешности расчетных технологических параметров, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин, поэтому проблема выбора оптимальной модели является особенно актуальной. Однако необходимо учитывать, что не существует реологической модели, которая давала бы необходимую точность аппроксимации на всем интервале изменения скоростей сдвига, соответствующем циркуляции бурового раствора в скважине [11, 37, 38].

Для прогнозирования реологического поведения современных буровых систем в широком диапазоне скоростей сдвига существует большое число реологических моделей (более 30). Наиболее часто инженеры по буровым растворам пользуются следующими моделями: Ньютона, Бингама – Шведова, Оствальда – де Ваале (степенной закон), Гершеля – Балкли (модифицированный степенной закон), Шульмана – Кессона [20, 39, 40]. Уравнение реологической модели Бингама имеет вид:

$$\sigma = \sigma_0 + \eta_{\text{пл}} \dot{\gamma},$$

где  $\sigma$  – напряжение сдвига;  $\sigma_0$  – предельное динамическое напряжение сдвига;  $\eta_{\text{пл}}$  – пластическая вязкость;  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига.

Течение этих буровых растворов начинается только после того, как касательное напряжение превысит пороговое значение, которое называют динамическим напряжением сдвига (ДНС). При касательных напряжениях, превышающих пороговое напряжение, напряжения пропорциональны скорости сдвига с коэффициентом пропорциональности, который называют пластической вязкостью [41, 42]. Распространенное применение модели Бингама – Шведова обосновано простотой, однако существенный ее недостаток выражается в том, что она описывает прямолинейную часть реологической кривой, что не позволяет прогнозировать действительное поведение жидкости при низких скоростях сдвига. Также значение предела текучести часто завышено в несколько раз.

Степенная модель является еще одной широко применяемой моделью реологии для разжижающихся при сдвиге буровых растворов. В модели используется степенная зависимость касательного напряжения от скорости сдвига, следовательно, в логарифмических координатах данная зависимость показана на графике в виде прямой линии. Значения параметров  $n$  и  $K$  этого закона могут быть определены из наблюдений при любых двух значениях скорости. Уравнение степенной модели имеет вид:

\* API RP 13D. Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids. Washington, USA: Norm of American Petroleum Institute, 2006. 98 p.



$$\sigma = K\dot{\gamma}^n,$$

где  $K$  – коэффициент консистенции;  
 $n$  – показатель нелинейности.

Модель может применяться для разжижающихся при сдвиге флюидов (псевдопластичные) при  $n < 1$ , для ньютоновых флюидов при  $n = 0$  или густеющих при сдвиге флюидов (дилатантные) при  $n > 1$ . Чем больше показатель степени  $n$  отличается от единицы, тем значительнее степень отличия флюида от ньютоновского.

Модель Гершеля – Балкли также широко применяется в нефтегазовой отрасли для описания разжижающихся или псевдопластичных растворов. Данная модель получила название модифицированного степенного закона, поскольку представляет собой комбинацию бингамовской и степенной модели, т.е. зависимость касательного напряжения от скорости сдвига выражается степенной функцией с учетом предельного динамического напряжения сдвига, которое необходимо превысить для того, чтобы жидкость начала свое течение. Уравнение реологической модели Гершеля – Балкли имеет вид:



Рис. 1. Кривые течения жидкостей, подчиняющихся разным моделям течения [39]

$$\sigma = \sigma_0 + K\dot{\gamma}^n.$$

Американским нефтяным институтом (American Petroleum Institute – API) рекомендуется прогнозировать поведение жидкости с помощью модифицированной степенной модели (Гершеля – Балкли). Одна часть предсказывает поведение жидкости при низких скоростях сдвига, а другая – при высоких скоростях сдвига. На рис. 1 представлено графическое изображение описанных реологических моделей [39].

В качестве объекта исследования выбран базовый экологически чистый безбаритный буровой раствор высокой плотности ( $1,45 \text{ г/см}^3$ ) на основе солей муравьиной кислоты (формиата натрия и калия) для бурения наклонно направленной скважины с горизонтальным окончанием, расположенной на Арктическом шельфе РФ. Состав базового бурового раствора представлен в табл. 1.

Таблица 1

#### Компонентный состав раствора на основе формиатов

Компонент	Концентрация	Функции в растворе
Ксантан, г/л	4	Структурообразователь
Крахмал, г/л	12	Понижитель фильтрации для нормальных и высоких температур ВТВД (высокая температура и высокое давление)
ВПРГ, г/л	4	Понижитель фильтрации высокотемпературный
$\text{K}_2\text{CO}_3$ (карбонат калия), г/л	10	Буфер pH
$\text{HCOONa}$ (формиат натрия (сухой)), г/л	800	Основа раствора
$\text{HCOOK}$ (формиат калия (жидкий)), %	30	Основа раствора, ингибитор
$\text{CaCO}_3$ MEX-CARB F, г/л	50	Кольматант
$\text{CaCO}_3$ MEX-CARB M, г/л	20	Кольматант
$\text{CaCO}_3$ MEX-CARB VF, г/л	10	Кольматант

Осложненные условия связаны с узким безопасным «окном» бурения по плотности раствора и нахождением в геологическом разрезе нестабильных глинистых отложений, вызывающих проблемы с устойчивостью ствола скважины.



Рис.2. Ротационный вискозиметр Fann

Экспериментальные исследования проводились авторами статьи в лаборатории буровых жидкостей Санкт-Петербургского горного университета. Для установления реологической модели течения различных разработанных рецептур эксперимент проведен на шестискоростном вискозиметре Fann 35A (рис.2) при скоростях вращения ротора 3, 6, 100, 200, 300 и 600 об/мин. Полученные результаты позволили определить реологические параметры исследуемых растворов и построить реограммы в декартовых координатах.

Пластическая вязкость в сантипуазах рассчитывается как разность показаний вискозиметра Fann ( $\theta$ ) при 600 и 300 об/мин:

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300},$$

где  $\theta_{600}$ ,  $\theta_{300}$  – значения углов поворота шкалы вискозиметра при частотах вращения гильзы, равных 600 и 300 мин<sup>-1</sup> соответственно, град.

Динамическое напряжение сдвига в фунт/100 фут<sup>2</sup> рассчитывается из данных вискозиметра Fann по формуле [17, 43]:

$$YP = \theta_{300} - PV,$$

где  $\theta_{300}$  – показания прибора при 300 об/мин.

По стандарту API значения параметра  $Gel_{10\text{ с}/10\text{ мин}}$  (или СНС) системы получают на ротационном вискозиметре, создавая скорость 3 об/мин через 10 с и 10 мин.

Для дальнейшего анализа необходимо полученные результаты привести к стандартному виду: обороты в минуту переводятся в скорость сдвига (с<sup>-1</sup>), напряжение сдвига переводится из фунт/100 фут<sup>2</sup> в паскали. Скорости вискозиметра являются стандартизированными, следовательно, 3, 6, 100, 200, 300, 600 об/мин в скоростях сдвига будут равны 5,1, 10,2, 170, 340, 511, 1021 с<sup>-1</sup> соответственно. Переводной коэффициент для пересчета фунт/100 фут<sup>2</sup> в паскали равняется 0,48.

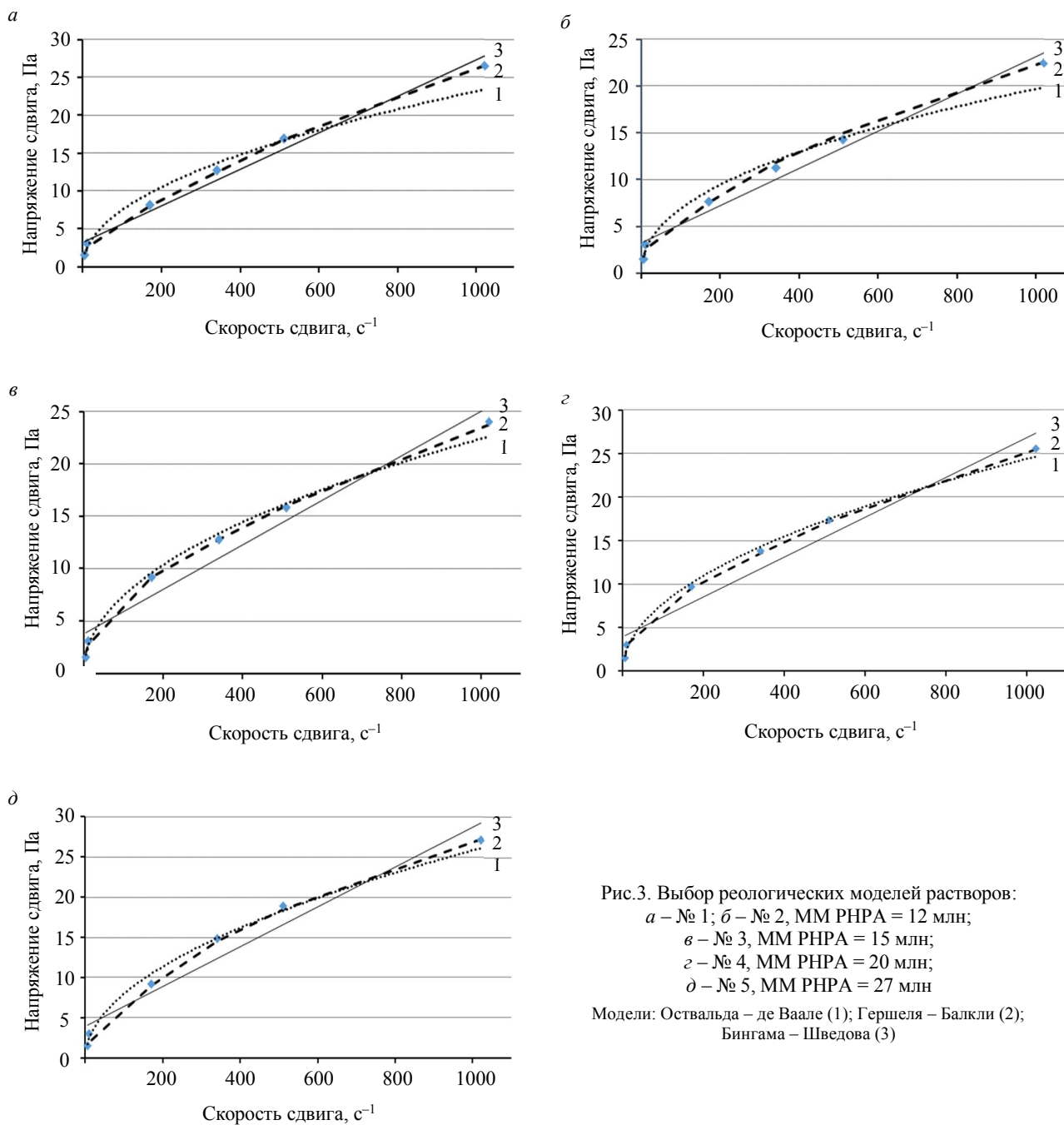
**Обсуждение результатов.** Для совершенствования базовой рецептуры в качестве замены гидролизованного полиакрилонитрила (ВПРГ) предложен частично гидролизованный полиакриламид (Partially Hydrolyzed Polyacrylamide – РНРА) различной молекулярной массы (12 000 000-27 000 000). Концентрация РНРА в каждом из растворов составляет 1 г/л. При увеличении концентрации РНРА до 2 г/л наблюдался эффект Вайсенберга (раствор наматывался на перемешивающий элемент), поэтому принято решение снизить количество РНРА. Основные параметры разработанных буровых растворов представлены в табл.2.

Таблица 2

Параметры исследуемых буровых растворов

Раствор	Параметры					
	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Условная вязкость, с/кварта	Пластическая вязкость, сП	ДНС, фунт/100фут <sup>2</sup>	СНС (10 с/10 мин), фунт/100фут <sup>2</sup>	Фильтрация, мл/30 мин
1 (ВПРГ)	1,45	47	19	11	5/8	3,6
2 (РНРА 12)	1,45	40	16	11	5/8	3,0
3 (РНРА 15)	1,45	41	16	14	5/8	2,6
4 (РНРА 20)	1,45	43	16	17	5/8	2,4
5 (РНРА 27)	1,45	44	16	20	5/8	2,1

Анализируя полученные результаты, видно, что с заменой ВПРГ на РНРА удалось снизить водоотдачу раствора, причем с повышением молекулярной массы частично гидролизованного полиакриламида показатель фильтрации уменьшается, что способствует снижению вероятности возникновения дифференциального прихвата. Также такой буровой раствор способен формировать тонкую непроницаемую фильтрационную корку (0,2 мм), которая будет препятствовать проникновению фильтрата в пласт. Увеличение молекулярной массы РНРА способствует увеличению ДНС, но не оказывает влияния на значение пластической вязкости. Полученные значения СНС свидетельствуют о том, что структура исследуемых растворов проявляется уже через 10 с нахождения в покое и меняется на 3 фунт/100 фут<sup>2</sup> через 10 мин нахождения в покое.



**Выбор реологической модели бурового раствора.** С помощью метода аппроксимации проанализированы экспериментальные данные. Погрешность аппроксимации этими моделями кривых течения реальных жидкостей на водной основе не выходит за пределы 10-11 %, что достаточно для решения инженерной практики. Полученные зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига и метод подбора оптимальной реологической модели представлены на рис.3 и в табл.3.

К выбору оптимальной модели применен статистический подход, при котором реологию бурового раствора характеризуют показателями той из рассматриваемых моделей, которая наиболее адекватно (с меньшей погрешностью) описывает его реологическое поведение. Исходя из полученных зависимостей и результатов, можно сделать вывод, что модель Гершеля – Балкли описывает реологическое поведение исследуемых буровых растворов точнее, чем степенная модель Оствальда – де Ваале и модель Бингама – Шведова. Анализируя графические материалы, можно утверждать, что модифицированный степенной закон отображает с достоверностью 99 % поведение исследуемых растворов во всем диапазоне скоростей сдвига.



Таблица 3

## Реологические параметры исследуемых буровых растворов

Реологические параметры буровых растворов	Реологическая модель		
	Бингама – Шведова	Оствальда – де Ваале	Гершеля – Балкли
Раствор № 1 (ВПРГ)			
Уравнение регрессии	$y = 0,024x + 3,2401$	$y = 0,7813x^{0,4906}$	$y = 0,541 + 0,1654x^{0,708}$
$R^2$	0,9787	0,9799	0,9991
$\tau_y$ , Па	2,985	1,416	1,279
$\mu$ , мПа·с	23,5	9,68	18,53
$n$	–	0,506	0,722
$K$ , Па·с <sup><math>n</math></sup>	–	0,717	0,163
Раствор № 2 (ПНРА 12)			
Уравнение регрессии	$y = 0,0199x + 3,2356$	$y = 0,8389x^{0,4568}$	$y = 1,23 + 0,1218x^{0,712}$
$R^2$	0,9735	0,9778	0,9989
$\tau_y$ , Па	2,889	1,471	1,354
$\mu$ , мПа·с	19,88	6,71	14,69
$n$	–	0,472	0,734
$K$ , Па·с <sup><math>n</math></sup>	–	0,761	0,148
Раствор № 3 (ПНРА 15)			
Уравнение регрессии	$y = 0,0212x + 3,7829$	$y = 0,8177x^{0,4793}$	$y = 0,992 + 0,3431x^{0,689}$
$R^2$	0,9535	0,9866	0,9988
$\tau_y$ , Па	3,511	1,402	0,985
$\mu$ , мПа·с	21,46	9,74	13,71
$n$	–	0,496	0,619
$K$ , Па·с <sup><math>n</math></sup>	–	0,741	0,318
Раствор № 4 (ПНРА 20)			
Уравнение регрессии	$y = 0,0226x + 3,6466$	$y = 0,7129x^{0,5072}$	$y = 0,689 + 0,559x^{0,598}$
$R^2$	0,9523	0,997	0,9993
$\tau_y$ , Па	3,9964	1,178	0,715
$\mu$ , мПа·с	22,51	12,94	14,91
$n$	–	0,536	0,596
$K$ , Па·с <sup><math>n</math></sup>	–	0,704	0,415
Раствор № 5 (ПНРА 27)			
Уравнение регрессии	$y = 0,0247x + 3,9506$	$y = 0,7653x^{0,5093}$	$y = 0,289 + 0,441x^{0,575}$
$R^2$	0,9483	0,9873	0,9992
$\tau_y$ , Па	3,6169	0,821	0,294
$\mu$ , мПа·с	24,71	13,92	16,13
$n$	–	0,534	0,587
$K$ , Па·с <sup><math>n</math></sup>	–	0,578	0,439

Примечание.  $R^2$  – величина достоверности аппроксимации;  $\tau_y$  – динамическое напряжение сдвига, Па;  $\mu$  – пластическая вязкость, мПа·с.

Опыт строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин показывает, что промывочные жидкости, проявляющие псевдопластичные свойства, характеризуются идеальным реологическим поведением – на выходе из насадок долота раствор приобретает вязкость, близкую вязкости воды, а при движении в кольцевом пространстве повышает свою вязкость для удержания выбуренной породы.

Показатели нелинейности  $n$  и консистенции  $K$  бурового раствора характеризуют поведение системы как при низких скоростях сдвига, так и при высоких. При введении в раствор ксантанового полимера жидкость приобретает псевдопластичные свойства. Ксантан способствует увеличению вязкости буровых растворов благодаря своей длинной разветвленной структуре и относительно слабым водородными связями боковых групп. Функциональные группы представлены гидроксильными (–ОН), карбоксильными (–СООН), карбонильными (С = О) и другими группами, которые придают данному полимеру свойства загустителя.



Псевдопластичность раствора оценивается показателем нелинейности в пределах 0-1. Все растворы характеризуются показателем нелинейности в диапазоне 0,587-0,722, при этом наблюдается снижение  $n$  с увеличением молекулярной массы РНРА, т.е. раствор № 5 в большей степени проявляет псевдопластичные свойства. Низкое значение показателя нелинейности будет способствовать выравниванию скоростей потока в кольцевом пространстве, тем самым удастся избежать нежелательной миграции частиц шлама к стенкам скважины. Также раствор № 5 характеризуется самым низким значением предельного напряжения сдвига, что позволит снизить амплитуду колебаний давления при пуске и остановке насосов и выполнении спускоподъемных операций, а также вероятность образования застойных зон с аккумуляцией в них выбуренной породы.

Индекс консистенции  $K$  представляет собой вязкость жидкости (чем выше значение  $K$ , тем более вязкий раствор), повышая который можно добиться полноты выноса шлама при одновременном уменьшении показателя нелинейности. При обработке бурового раствора частично гидролизированным полиакриламидом с увеличением его молекулярной массы наблюдается рост индекса консистенции, что связано с упругими свойствами и повышенной вязкостью РНРА.

**Заключение.** В качестве замены ВПРГ предложен РНРА различной молекулярной массы, который является не только ингибитором, но и инкапсулятором (создает предпосылки к повышению качества очистки), определена оптимальная концентрация РНРА.

По результатам аппроксимации экспериментальных данных и сравнения полученных результатов рекомендуется применение безбаритного бурового раствора высокой плотности на основе солей муравьиной кислоты (формиата натрия и калия) и добавки РНРА с молекулярной массой 27 млн.

Рассмотрены различные реологические модели. Модифицированный степенной закон отображает с высокой достоверностью поведение исследуемых растворов во всем диапазоне скоростей сдвига, что позволит на следующем этапе исследования точнее рассчитать потери давления в кольцевом пространстве и ЭЦП. Буровые растворы повышенной плотности на основе формиатов являются хорошей альтернативой полимерным промывочным жидкостям с использованием барита в качестве утяжелителя. Но необходимы дальнейшие исследования, в том числе полная оценка фильтрационных, ингибирующих и смазывающих характеристик данных растворов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Alcázar L.A., Cortés I.R. Drilling fluids for deepwater fields: an overview // Recent Insights in Petroleum Science and Engineering. London: IntechOpen, 2017. P. 67-89. DOI: 10.5772/intechopen.70093
2. Litvinenko V.S., Bowbrick I., Naumov I.A., Zaitseva Z. Global guidelines and requirements for professional competencies of natural resource extraction engineers: Implications for ESG principles and sustainable development goals // Journal of Cleaner Production. 2022. Vol. 338. № 130530. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.130530
3. Litvinenko V.S., Dvoynikov M.V., Trushko V.L. Elaboration of a conceptual solution for the development of the Arctic shelf from seasonally flooded coastal areas International // Journal of Mining Science and Technology. 2021. Vol. 32. Iss. 1. P. 113-119. DOI: 10.1016/j.ijmst.2021.09.010
4. Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // Записки Горного института. 2021. Т. 247. С. 57-65. DOI: 10.31897/PMI.2021.1.7
5. Gao C.H. A Survey of Field Experiences with Formate Drilling Fluid // SPE Drill & Compl. 2019. Vol. 34. Iss. 4. P. 450-457. DOI: 10.2118/195699-PA
6. Григорьев Б.С., Елисеев А.А., Погарская Т.А., Торопов Е.Е. Математическое моделирование дробления грунта и многофазного течения бурового раствора при бурении скважин // Записки Горного института. 2019. Т. 235. С. 16-23. DOI: 10.31897/PMI.2019.1.16
7. Palyanitsina A., Tananykhin D., Masoud R. Strategy of water-flooding enhancement for low-permeable polymictic reservoirs // Journal of Applied Engineering Science. 2021. Vol. 19. № 2. P. 307-317. DOI: 10.5937/jaes0-29693
8. Mardashov D.V., Rogachev M.K., Zeigman Y.V., Mukhametshin V.V. Well killing technology before workover operation in complicated conditions // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 3. № 654. DOI: 10.3390/en14030654
9. Mohamed A., Al-Afnan S., Elkhatmy S., Hussein I. Prevention of barite sag in water-based drilling fluids by a urea-based additive for drilling deep formations // Sustainability. 2020. Vol. 12. Iss. 7. № 2719. DOI: 10.3390/su12072719
10. Van Thang Nguyen, Rogachev M.K., Aleksandrov A.N. A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. P. 3663-3672. DOI: 10.1007/s13202-020-00976-4



11. *Byrne M., Patey I., Liz G. et al.* Formate Brines: A Comprehensive Evaluation of Their Formation Damage Control Properties Under Realistic Reservoir Conditions // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 20-21 February 2002, Lafayette, Louisiana, USA. OnePetro, 2002. SPE-73766-MS. DOI: 10.2118/73766-MS
12. *Howard S.K., Downs J.D.* Formate Brines for HPHT Well Control – New Insights into the Role and Importance of the Carbonate/Bicarbonate Additive Package // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 20-22 April 2009, Texas, USA. OnePetro, 2009. SPE-121550-MS. DOI: 10.2118/121550-ms
13. *Nutskova M.V., Rudiaeva E.Y., Kuchin V.N., Yakovlev A.A.* Investigating of compositions for lost circulation control // Youth Technical Sessions Proceedings of the 6th Youth Forum of the World Petroleum Council – Future Leaders Forum, 23-28 June 2019, Saint Petersburg, Russia. CRC Press, 2019. P. 394-398. DOI: 10.1201/9780429327070-55
14. *Champeau M., Xia Wei, Jackson P. et al.* Alternative High Density Brines // SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, 3-6 September 2019, Aberdeen, UK. OnePetro, 2019. P. 544-554. DOI: 10.2118/195743-MS
15. *Pashkevich M.A., Alekseenko A.V., Petrova T.A.* Application of polymeric materials for abating the environmental impact of mine wastes // International Conference «Complex equipment of quality control laboratories», 14-17 May 2019, Saint-Petersburg, Russian Federation. Journal of Physics: Conference Series, 2019. Vol. 1384. № 012039. DOI: 10.1088/1742-6596/1384/1/012039
16. *Ryabtsev P., Khomutov A., Korolev V.* The First Experience of Formate Based Drilling Fluids Application in Russia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15-17 October 2018, Moscow, Russia. OnePetro, 2018. SPE-191503-18RPTC-MS. DOI: 10.2118/191503-18RPTC-MS
17. *Howard S., Kaminski L., Downs J.* Xanthan stability in formate brines – Formulating non-damaging fluids for high temperature applications // SPE European Formation Damage Conference, Proceedings, EFDC, 3-5 June 2015, Budapest, Hungary. OnePetro, 2015. № SPE-174228-MS. DOI: 10.2118/174228-ms
18. *Hamed S.B., Belhadri M.* Rheological properties of biopolymers drilling fluids // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009. Vol. 67. P. 84-90. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.04.001
19. *Tianle Liu, Leusheva E., Morenov V. et al.* Influence of Polymer Reagents in the Drilling Fluids on the Efficiency of Deviated and Horizontal Wells Drilling // Energies. 2020. Vol. 13. Iss. 18. № 4704. DOI: 10.3390/en13184704
20. *Vipulanandan C., Mohammed A.S.* Hyperbolic rheological model with shear stress limit for acrylamide polymer modified bentonite drilling muds // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2014. Vol. 122. P. 38-47. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.08.004
21. *Blinov P.A., Dvoynikov M.V.* Rheological and filtration parameters of the polymer salt drilling fluids based on xanthan gum // Journal of Engineering and Applied Sciences. 2020. Vol. 15. Iss. 2. P. 5661-5664.
22. *Мелехин А.А., Чернышов С.Е., Турбаков М.С.* Расширяющиеся тампонажные составы для ликвидации поглощений при креплении обсадных колонн добывающих // Нефтяное хозяйство. 2012. № 3. С. 50-52.
23. *Moradi S.S.T., Nikolaev N.I., Chudinova I.V.* Geomechanical Analysis of Wellbore Stability in High-pressure, High-temperature Formations // Proceedings of the Eage Conference & Exhibition, 12-15 June 2017, Paris, France. European Association of Geoscientists & Engineers, 2017. P. 1-3. DOI: 10.3997/2214-4609.201701463
24. *Bui B.T., Tutuncu A.N.* A Generalized Rheological Model for Drilling Fluids With Cubic Splines // SPE Drill & Compl. 2016. Vol. 31. Iss. 1. P. 26-39. DOI: 10.2118/169527-MS
25. *Литвиненко В.С., Николаев Н.И.* Разработка утяжеленных биополимерных растворов для капитального ремонта скважин // Записки Горного института. 2012. Т. 199. С. 375-378.
26. *Raupov I.R., Shagiakhmetov A.M.* The results of the complex rheological studies of the cross-linked polymer composition and the grounding of its injection volume // International Journal of Civil Engineering and Technology. 2019. Vol. 10. Iss. 2. P. 493-509.
27. *Akpan E.U., Enyi G.C., Nasr G.G.* 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. P. 1933-1948. DOI: 10.1007/s13202-020-00837-0
28. *Chunping Deng, Guoyong Du, Xingchun Li et al.* Effect of high temperature and high pressure on the biodegradability and biotoxicity of typical additives in drilling fluid // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. Part E. № 109773. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109773
29. *Davarpanah A., Mirshekari B.* Effect of formate fluids on the shale stabilization of shale layers // Energy Reports. 2019. Vol. 5. P. 987-992. DOI: 10.1016/j.egyr.2019.07.016
30. *Strizhenok A.V., Korelskiy D.S.* Improvement of the system of industrial environmental monitoring of atmospheric air in the area of anthropogenic arrays impact // International Conference «Complex equipment of quality control laboratories», 14-17 May 2019, Saint-Petersburg, Russian Federation. Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1384. № 012052. DOI: 10.1088/1742-6596/1384/1/012052
31. *Zhou Hui, Chesnee D., Jay D. et al.* Hydraulic Modeling Helps Designing Ultralow ECD Nonaqueous Fluids to Meet Narrow ECD Windows // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 12-15 November 2018, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2018. № SPE-192951-MS. DOI: 10.2118/192951-MS
32. *Jain R., Mahto V.* Evaluation of polyacrylamide/clay composite as a potential drilling fluid additive in inhibitive water based drilling fluid system // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2015. Vol. 133. P. 612-621. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.07.009
33. *Berg P.C., Pederson E.S., Lauritsen A.* Drilling and Completing High-Angle Wells in High-Density, Cesium Formate Brine – The Kvitebjorn Experience // SPE Drill & Completion. Vol. 24. Iss. 1. P. 15-24. DOI: 10.2118/105733-PA
34. *Blkooor S.O., Norddin M.M., Ismail I. et al.* Amphipathic anionic surfactant modified hydrophilic polyethylene glycol-nano-silica composite as effective viscosifier and filtration control agent for water-based drilling muds // Arabian Journal of Chemistry. 2022. Vol. 15. Iss. 4. № 103741. DOI: 10.1016/j.arabjc.2022.103741
35. *Кривошеков С.Н., Мелехин А.А., Турбаков М.С. и др.* Разработка телеметрической системы мониторинга забойных параметров при строительстве скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 9. С. 86-89. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-9-86-88
36. *Myslyuk M.A.* On the interpretation of drilling fluids rotational viscometry data // Oil Industry. 2018. Vol. 2018. Iss. 10. P. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-10-50-53
37. *Adewale J., Lucky A.P., Abioye P. et al.* Selecting the most appropriate model for rheological characterization of synthetic-based drilling mud // International Journal of Applied Engineering Research. 2017. Vol. 12. № 18. P. 7614-7629.
38. *Winiowski R., Skrzypaszek K., Maachowski T.* Selection of a Suitable Rheological Model for Drilling Fluid Using Applied Numerical Methods // Energies. 2020. Vol. 13. Iss. 12. № 3192. DOI: 10.3390/en13123192



39. Heath G., Okesanya T., Levey S. A Practical Study of the Influence of Drill Solids on the Corrosion of Downhole Tubulars When Using Brine Based Drilling Fluids // SPE Western Regional Meeting, 20-22 April 2022. OnePetro, 2021. SPE-200886-MS. DOI: 10.2118/200886-MS

40. Kelessidis V.C., Maglione R., Tsamantaki C., Aspirtakis Y. Optimal determination of rheological parameters for Herschel-Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2006. Vol. 53. P. 203-224. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.06.004

41. Купавых К.С., Купавых А.С., Моренов В.А. Анализ эффективности применения двух рабочих жидкостей с различными вязкоупругими характеристиками при гидродинамическом воздействии на призабойную зону пласта // Наука и техника. 2019. Т. 18. № 2. С. 164-170. DOI: 10.21122/2227-1031-2019-18-2-164-170

42. Mahto V., Sharma V.P. Rheological study of a water based oil well drilling fluid // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2004. Vol. 45. Iss. 1-2. P. 123-128. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.03.008

43. Xianbin Huang, Kaihe Lv, Jinsheng Sun et al. Enhancement of thermal stability of drilling fluid using laponite nanoparticles under extreme temperature conditions // Materials Letters. 2019. Vol. 248. P. 146-149. DOI: 10.1016/j.matlet.2019.04.005

**Авторы:** Е.Л.Леушева, канд. техн. наук, доцент, [Leusheva\\_el@pers.spmi.ru](mailto:Leusheva_el@pers.spmi.ru), <https://orcid.org/0000-0002-0510-7769> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), Н.Т.Алиханов, аспирант, <https://orcid.org/0000-0002-7122-2917> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), Н.Н.Бровкина, специалист по закупкам, <https://orcid.org/0000-0003-2239-0719> (ООО «Газпромнефть-Снабжение», Санкт-Петербург, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.