

УДК 622.24.062

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ С НАНОДОБАВКАМИ

Давуди Шадфар¹,
davoodis@hw.tpu.ru

Еремян Грачик Араикович¹,
eremyanga@hw.tpu.ru

Степико Артем Вадимович¹,
stepikoav@hw.tpu.ru

Рукавишников Валерий Сергеевич¹,
rukavishnikovvs@hw.tpu.ru

Минаев Константин Мадестович¹,
minaevkm@tpu.ru

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность исследования связана с необходимостью увеличения успешности буровых работ за счёт применения высокоэффективных и экономически рентабельных добавок для создания буровых растворов с улучшенными свойствами. В настоящее время различные наночастицы, благодаря их уникальным физическим свойствам, активно используются во многих отраслях промышленности. За счёт своей высокой удельной поверхности и размера наноматериалы являются хорошими кандидатами для улучшения фильтрационных и реологических свойств бурового раствора. Однако при исследовании возможности применения наноматериалов в качестве добавки к буровому раствору необходимо учитывать их стоимость как один из наиболее важных факторов.

Цель: исследовать влияние наноразмерного диоксида кремния и графена на фильтрационные и реологические свойства бурового раствора в стандартных и пластовых условиях; оценить фактическую стоимость бурового раствора с добавлением наночастиц; провести сравнительный анализ технических и экономических характеристик исследуемых растворов с добавлением наноматериалов и промышленного бурового раствора.

Объект: буровые растворы на водной основе.

Методы: лабораторные исследования фильтрационных и реологических свойств буровых растворов на водной основе.

Результаты. Полученные результаты демонстрируют улучшение реологических и фильтрационных свойств бурового раствора при добавлении наноматериалов. С увеличением концентрации наночастиц происходит постепенное снижение водоотдачи. Образец с самой высокой концентрацией наноразмерного диоксида кремния по сравнению с базовой жидкостью показал уменьшение объема фильтрата в стандартных и пластовых условиях на 72,2 и 61,1 %, соответственно, относительно промышленного бурового раствора с добавлением полианионной низковязкой целлюлозы снижение составило 34,1 и 27,3 %. Исследуемые растворы с добавлением графена демонстрируют сравнимую реологию, но имеют большие объемы потерь жидкости в сравнении с промышленным раствором с полианионной целлюлозой низкой вязкости. Проведенная экономическая оценка показывает, что добавление наноматериалов к буровому раствору даже в минимальных концентрациях приводит к чрезвычайному увеличению его фактической стоимости. Стоимость буровых растворов с наноразмерным диоксидом кремния или графеном в два–три раза выше, чем у базового и промышленного бурового раствора с полианионной целлюлозой низкой вязкости, что делает их использование экономически нецелесообразным.

Ключевые слова:

Буровые растворы на водной основе, фильтрационные свойства, реология, наножидкости, графен, наноразмерный диоксид кремния, наночастицы, полианионная целлюлоза низкой вязкости.

Введение

Правильный подбор бурового раствора очень важен при выполнении операций бурения скважин, так как он имеет большой диапазон функций: вынос шлама с забоя скважины, контроль пластового давления, смазка и охлаждение бурового инструмента и колонны, стабилизация ствола скважины [1–4]. Использование бурового раствора с неподходящими свойствами может привести к осложнениям при бурении. Правильно подобранный буровой раствор выполняет очень важные функции при бурении, и с достаточной степенью точности его можно сравнить с кровью в сосудах тела [5, 6]. Технические свойства,

стоимость и экологичность являются тремя наиболее важными факторами, которые нужно учитывать при подборе бурового раствора. Затраты на буровой раствор составляют порядка 10 % от всего бюджета на буровые работы, что также значительно влияет на общие экономические показатели [7–9]. Мировой рынок жидкостей для бурения активно расширяется, его рост составляет до 10,3 % в год.

Буровые растворы можно разделить на три основные группы: на водной основе, на нефтяной основе и синтетические. Наиболее распространены растворы на водной основе, так как они более дешёвые, безопасны для окружающей среды и просты в пригото-

лении и использовании. Благодаря этому буровые растворы на водной основе широко применяются для бурения скважин, порядка 80 % всех скважин пробурены с помощью данного типа растворов.

В каждом конкретном случае буровой раствор должен иметь подходящие характеристики: плотность, смазывающая способность, pH, фильтрационные и реологические свойства. Корректный подбор фильтрационных свойств и реологии уменьшает вероятность осложнений при бурении и обеспечивает высокую успешность операций [10–13]. Для улучшения свойств к буровым растворам добавляют различные присадки. Например, для уменьшения водоотдачи и изменения реологии в буровой раствор добавляют натуральные и синтетические полимеры. Наиболее используемые полимерные добавки для буровых растворов на водной основе: полианионная целлюлоза низковязкая (ПАЦ НВ), крахмал, карбоксиметил крахмал, карбоксиметил целлюлоза, гуаровая камедь, полиакрилаты, гидроксипропил целлюлоза, полиакриламид [6, 13–16].

За прошедшее десятилетие для наночастиц было найдено большое количество применений в сфере добычи нефти и газа, они предлагаются для увеличения нефтеотдачи [17, 18], цементации скважин [19, 20], для повышения продуктивности пласта [21] и в качестве модификаторов свойств буровых растворов [22]. Любый раствор, содержащий добавки с дисперсными частицами размера от 1 до 100 нанометров, может называться нанофлюидом [23]. За счёт своего маленького размера данные частицы имеют очень большую удельную поверхность, зачастую также они имеют более выраженные свойства и реактивную способность, чем частицы большего размера. Эти особые характеристики наночастиц делают их уникальными химическими и физическими агентами. Наноматериалы являются прекрасным связывающим агентом и могут эффективно блокировать наноразмерные поры [24]. В дополнение к этому наночастицы, которые имеют высокую чувствительность и реактивную способность к бентониту, могут стабилизировать реологические свойства буровых растворов, что улучшает очистку забоя и вынос шлама [25].

Множество исследований посвящено применению наночастиц как добавки для улучшения фильтрационных, реологических, смазывающих свойств буровых флюидов, а также ингибирования глин. В статье [26] описано два типа нанорастворов для бурения, которые содержат многослойные углеродные нанотрубки (МУНТ) и наноразмерный диоксид кремния (НДК) как добавки для улучшения свойств буровых растворов. Флюиды, содержащие МУНТ и НДК, демонстрируют лучшие фильтрационные и реологические свойства по сравнению с контрольным флюидом без наноматериалов.

В работе [27] для приготовления бурового раствора на водной основе был использован НДК, проводилось исследование влияния концентрации наночастиц на вязкость и несущую способность флюида. Результаты исследования показывают, что наличие частиц НДК значительно снижает водоотдачу и увеличивает

вязкость бурового раствора, что улучшает возможности флюида по выносу бурового шлама.

В 2020 г. проводились исследования буровых растворов с добавлением наночастиц диоксида титана TiO_2 . Результаты демонстрируют, что наличие наночастиц TiO_2 достоверно снижает потерю фильтрата и улучшает реологию [28].

В табл. 1 приведены результаты успешных исследований по применению различных видов наноматериалов в качестве добавок к буровым растворам для улучшения их свойств. Для каждой из работ указан вид наночастиц, тип бурового раствора, целевые показатели качества, условия проведения теста и ссылка на исследование. Эксперименты проводились для двух основных типов условий: API (American Petroleum Institute) – поверхностные условия по регламенту American petroleum institute; НР-НТ (high pressure – high temperature) – условия высокого давления и температуры, воспроизводящие условия пласта. Для опытов НР-НТ дополнительно указываются конкретные значения температуры и давления.

В приведенных статьях описывается позитивный эффект от использования нанодобавок, однако ни в одной из работ не оценивалось влияние включения наноконпонентов на итоговую стоимость бурового раствора. Кроме этого, все положительные эффекты от применения наночастиц в буровых растворах получены в относительно простых лабораторных экспериментах.

Цель данного исследования заключается в определении эффекта применения графена и НДК в качестве добавки к буровому раствору с технической и экономической точки зрения.

Для достижения данной цели была проведена серия экспериментов в поверхностных условиях и условиях, моделирующих пластовые, где для четырех различных концентраций частиц были измерены реологические и фильтрационные свойства образцов буровых растворов.

Кроме этого, приведено сравнение характеристик растворов на основе графена и НДК с промышленным буровым раствором с добавлением ПАЦ НВ для снижения водоотдачи.

В заключение была исследована степень влияния наноматериалов на конечную стоимость бурового раствора, приведена экономическая оценка, где сравнивается стоимость бурового раствора на основе НДК и графена и раствора с добавлением ПАЦ НВ.

Методология

Материалы, выбранные для приготовления образцов бурового раствора и проведения экспериментов: вода, карбонат натрия, хлорид натрия, ксантановая камедь, модифицированный крахмал, гидроксид натрия, ПАЦ НВ, карбонат кальция. Порошки наноразмерного диоксида кремния и нанопластины графена были приобретены у US Research Nanomaterials Inc., Хьюстон, Техас, США. Никакой дополнительной обработки или модификации перечисленных компонентов не проводилось. Характеристики наноматериалов приведены в табл. 2.

Таблица 1. Предлагаемые нанодобавки для использования в буровых растворах и цель их применения

Table 1. Nanomaterials proposed to be used in drilling fluids and their purpose(s) of application

Нanomaterial	Fluid type	Purposes	Test condition	Ref.
Титанат цинка Zinc titanite (ZnTiO ₃)	Водный Water-based	Улучшение реологии Контроль фильтрации Rheology improvement Filtration controlling	API	[29]
Оксид магния Magnesium oxide (MgO)	Водный Water-based	Улучшение реологии Rheology improvement	API, HP-HT (121 °C, 34 атм)	[30]
Оксид алюминия Aluminum oxide (Al ₂ O ₃)	Водный Water-based	Улучшение реологии Rheology improvement	API, HP-HT (121 °C, 34 атм)	[30]
Оксид меди Copper oxide (CuO)	Водный Water-based	Улучшение реологии Контроль фильтрации Rheology improvement Filtration controlling	API, HP-HT (121 °C, 34 атм)	[31]
Оксид титана Titanium oxide (TiO ₂)	Нефтяной Oil-based	Ингибирование глин Shale inhibition Улучшение реологии Rheology improvement	API, HP-HT (130 °C, 34 атм)	[32]
Оксид кремния Nanosilica (SiO ₂)	Нефтяной Oil-based	Улучшение реологии Контроль фильтрации Rheology improvement Filtration controlling	API, HP-HT (121 °C, 34 атм)	[24]
Оксид кремния Nanosilica (SiO ₂)	Водный Water-based	Контроль фильтрации Filtration controlling	API, HP-HT (130 °C, 34 атм)	[21]
МУНТ Multi-walled carbon nanotubes (MWCNTs)	Водный Water-based	Контроль фильтрации Filtration controlling	API	[33]
МУНТ MWCNTs	Водный Water-based	Смазывающие свойства Улучшение реологии Контроль фильтрации Lubricity enhancement Rheology improvement Filtration controlling	API	[34]
МУНТ MWCNTs	Водный Water-based	Улучшение реологии Контроль фильтрации Rheology improvement Filtration controlling	API, HP-HT (93 °C, 34 атм)	[35]
Графен Graphene nanoplates (GNPs)	Водный Water-based	Улучшение реологии Контроль фильтрации Rheology improvement Filtration controlling	API, HP-HT (130 °C, 34 атм)	[36]

Таблица 2. Характеристики графена и НДК, используемых для приготовления растворов

Table 2. Specification of GNPs and SNPs used for nanofluids preparation

Parameter	GNPs	SNPs
Чистота/Purity, %	95	98
Плотность, г/см ³ Bulk density, g/cm ³	0,05–0,081	< 0,10
Внешний вид Appearance	Черный Black	Белый White
Удельная поверхность, м ² /г Specific surface area, m ² /g	500–1200	160–600
Размер частиц, нм/Particle size, nm	–	60–70
Отношение C/O C/O ratio	C=99,7 % O<0,3 %	–
Количество слоев/Number of layers	3–6	–
Толщина, нм/Thickness, nm	2,8	–

Для приготовления и исследования образцов буровых растворов было использовано следующее оборудование: миксер Hamilton Beach, ротационный вискозиметр OFIT, весы для определения плотности бурового раствора, фильтр-пресс Fann API, фильтр-пресс высокого давления OFITE HP-HT, штангенциркуль, pH-метр, секундомер.

В данном исследовании в качестве базового флюида для сравнения был выбран буровой раствор на водной основе, используемый для бурения на одном из месторождений на юге Ирана. Базовый буровой раствор на 1 кубический метр воды включает в себя 1,4 кг соды; столько же каустической соды; 31,4 кг модифицированного крахмала; 1,85 кг ксантановой камеди; 71,3 кг KCl; 285,3 кг NaCl и 142,6 кг CaCO₃.

Лабораторные образцы растворов готовились на основе 350 мл воды, в неё добавлялось по полграмма обычной и каустической соды. После добавления каждого из компонентов раствор перемешивался в течение пяти минут. На следующем этапе в раствор добавлены 20 г KCl и 90 г NaCl, после чего перемешивание – 20 минут. Далее были добавлены 0,6 г ксантановой камеди и 9 г модифицированного крахмала, раствор размешан в течение 15 минут до равномерного распределения полимеров. Следующим шагом было добавление 2 г ПАЦ НВ или необходимого количества исследуемых наночастиц, раствор перемешивался 30 минут. На конечном этапе для получения необходимой плотности (1246,19 кг/м³) было добавлено 60 г CaCO₃, раствор перемешивался 15 минут.

Для определения влияния нанодобавок на свойства бурового раствора были подготовлены растворы с различными концентрациями наночастиц. Составы образцов бурового раствора приведены в табл. 3. Для исследования подготовлены 10 образцов: базовый буровой раствор (ББР), промышленный буровой раствор (ПБР) с добавлением присадки ПАЦ НВ для снижения водоотдачи, а также по четыре раствора с различными концентрациями наночастиц каждого типа.

Таблица 3. Составы промышленного бурового раствора (ПБР) и буровых растворов с наночастицами (НБР)

Table 3. Formulation of field-applicable reference fluid (FRF), and nanofluids containing GNPs and SNPs

Концентрация кг/м ³ Concentration, kg/m ³	ПБР/FRF	НДК Nanofluids with SNPs				Графен Nanofluids with GNPs			
		НБР1 NF1	НБР2 NF2	НБР3 NF3	НБР4 NF4	НБР5 NF5	НБР6 NF6	НБР7 NF7	НБР8 NF8
ПАЦ НВ PAC-LV	5,7	–	–	–	–	–	–	–	–
НДК SNPs	–	1	2	3	4	–	–	–	–
Графен GNPs	–	–	–	–	–	1	2	3	4

Реологические свойства бурового раствора, такие как пластическая вязкость (ПВ), предел текучести (ПТ) и прочность геля (ПГ), для каждого образца флюида определялись с помощью вискозиметра. Вискозиметр измеряет скорость сдвига бурового раствора на шести разных режимах: 600, 300, 200, 100, 6 и 3 оборота в минуту. Для лучшей воспроизводимости измерения проводились трижды, средние значения заносились в отчёт. ПВ, ПТ, а также ПГ для 10 с и 10 мин определялись на основе Бингамовской модели пластического флюида по выражениям (1) и (2)

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300}, \quad (1)$$

Таблица 4. Реологические свойства для образцов флюидов ББР, ПБР и нанорастворов

Table 4. Rheological properties for base fluid, field-applicable reference fluid, and nanofluids containing GNPs and SNPs

Реологические свойства Rheological properties	ББР BF	ПБР FRF	Буровой раствор с НДК Nanofluids with SNPs				Буровой раствор с графеном Nanofluids with GNPs			
			НБР1 NF1	НБР2 NF2	НБР3 NF3	НБР4 NF4	НБР5 NF5	НБР6 NF6	НБР7 NF7	НБР8 NF8
Пластическая вязкость, сП Plastic viscosity, cP	15,0	18,0	20,1	20,9	21,9	23,9	15,4	16,9	18,5	20,6
Предел текучести, Па Yield point, Pa	19,8	27,4	22,7	24,5	25,8	28,2	23,3	25,2	26,4	27,8
Прочность геля 10 с, Па Gel strength 10s, Pa	5,9	7,8	8,6	9,8	9,8	11,9	5,9	6,5	7,4	8,8
Прочность геля 10 мин, Па Gel strength 10 min, Pa	3,9	5,9	6,5	6,8	7,8	9	4,9	4,9	4,9	5,9

На основе величин реологических свойств, приведенных в табл. 4, можно утверждать, что добавление наночастиц обоих типов привело к увеличению всех реологических свойств. Вязкость и предел текучести в базовом растворе составляли 15 сП и 19,8 Па соответственно. Образцы бурового раствора

$$YP = 2 \cdot \theta_{300} - \theta_{600}, \quad (2)$$

где θ_{600} и θ_{300} – показания вискозиметра при 600 и 300 оборотах в минуту соответственно; PV – пластическая вязкость, сП; YP – предел текучести, фунт/100 кв. футов.

Потери воды определялись при давлении 6,8 атм и комнатной температуре в течение 30 минут. Объем воды, которую теряет образец, замерялся каждые пять минут, осадок удалялся с фильтра, толщина слоя осадка измерялась цифровым штангенциркулем. В пластовых условиях измерения проводились при давлении 34 атм и температуре 104 °С, на фильтр-прессе высокого давления. Потери объема фильтрата замерялись через равные промежутки времени, эксперимент был завершен через 30 минут. Отложившийся осадок на фильтр-бумаге был просеян и замерен.

Результаты

Реологические свойства буровых флюидов определяют способность флюида к транспорту бурового шлама от забоя к поверхности. Пластическая вязкость, предел текучести и прочность геля – три составляющих Бингамовской модели пластической жидкости, с помощью которой можно определить ее реологические свойства. Пластическая вязкость – это способность жидкости сопротивляться течению в результате механического трения между твердыми и жидкими фазами бурового раствора. Другой фактор, влияющий на сопротивление жидкости к течению, по Бингамовской модели – предел текучести, который обусловлен электрохимическими силами между частицами. Эти силы являются результатом взаимодействия зарядов, находящихся на поверхности частиц в флюиде. Третий компонент – это прочность геля, которая определяется как величина силы притяжения частиц, которая обуславливает гелеобразование в статическом состоянии. В табл. 4 приведены величины реологических свойств буровых растворов с наночастицами и без них.

с добавлением НЧК и графена в максимальной концентрации (2 кг/м³) демонстрируют наибольшие значения вязкости – 23,9 и 20,6 сП. Как и в случае с вязкостью, предел текучести и стойкость геля также увеличились при добавлении наночастиц относительно базового раствора. На основе этого можно

сделать вывод, что добавление наночастиц в буровой раствор увеличивает возможность флюида к транспорту бурового шлама. Это улучшение реологических свойств объясняется высокой степенью эффективного взаимодействия между частицами наноматериалов с полимерами в буровом растворе в результате большой удельной поверхности. Частицы наноматериалов служат центрами образования функциональных групп [37, 38].

Для оценки технических характеристик растворов НДК и графена реологические свойства нанофлюидов сравнивались со свойствами промышленного бурового раствора с добавлением ПАЦ НВ. Пластическая вязкость для образцов с наибольшей концентрацией наночастиц увеличилась на 32,7 % для НДК и на

12,62 % для графена. Для всех остальных образцов зафиксированы более низкие показатели, чем промышленный буровой раствор с ПАЦ НВ.

По результатам сравнения можно сказать, что добавление наночастиц не привело к значительному увеличению несущей способности бурового раствора относительно уже использующихся составов.

Для оценки влияния НДК и графена на фильтрационные свойства бурового раствора на водной основе были приготовлены образцы буровых растворов с концентрациями наночастиц от 1 до 4 кг/м³, после чего произведены замеры фильтрационных свойств в стандартных и пластовых условиях. На рис. 1 приведены объемы фильтрата бурового раствора, полученного при опытах.

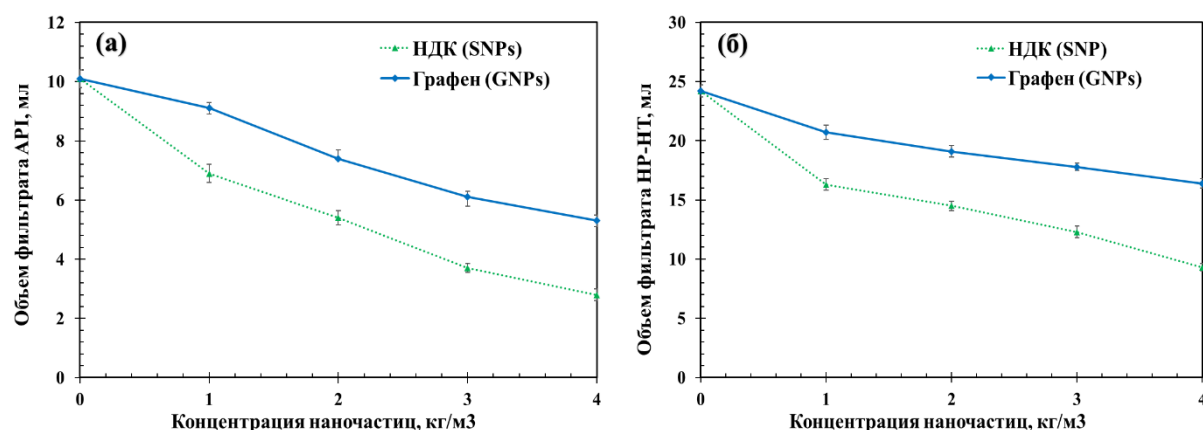


Рис. 1. Влияние добавок НДК и графена на водоотдачу бурового раствора: а) объем фильтрата в стандартных условиях б) объем фильтрата при 34 атм и 104 °С

Fig. 1. Effect of SNPs and GNPs on fluid loss behaviors of water drilling fluid: a) API filtrate volumes; b) HP-HT filtrate volume at 500 psi and 220 °F temperature

Как показано на рис. 1, а, введение обоих наноматериалов, графена и НДК, в базовый раствор привело к снижению характеристик фильтрации в поверхностных условиях. Объемы фильтрата для нанорастворов уменьшались по мере увеличения концентрации наноматериалов. Базовый раствор имел объем фильтрата 10,1 мл; в то время как наножидкости, которые содержали максимальные исследуемые концентрации НДК или графена, имели объемы фильтрата 2,8 и 5,3 мл соответственно. Снижение объемов потери жидкости составило 72,2 и 47,5 % по сравнению с базовым буровым раствором. Снижение водоотдачи происходит и при повышенной температуре и давлении. Объем фильтрата, полученный для ББР, равнялся 24,2 мл, объем потерь жидкости для образцов с максимальной концентрацией наночастиц уменьшился на 61,6 и 32,2 %. Наблюдаемое снижение водоотдачи для НБР может быть связано со способностью наночастиц перекрывать поры глинистой корки [24, 26, 29].

Чтобы оценить технические характеристики наноматериалов при контроле фильтрации, результаты для образцов НБР1–НБР8 сравнивались с показателями промышленного бурового раствора с ПАЦ НВ (рис. 2). Сравнение объемов фильтрата показывает, что объемы фильтрата, полученные для буровых растворов с добавлением графена (НБР5–НБР8), были

выше, чем у ПБР. Объем фильтрата для образца с максимальной концентрацией графена составлял 16,4 и 5,3 мл для стандартных и пластовых условий соответственно, тогда как объем фильтрата для образца ПБР составил 12,8 и 3,8 мл. Буровые растворы с добавлением НДК в концентрации 1 и 2 кг/м³ также имеют большие объемы фильтрата, чем образец ПБР. НБР5 и НБР6, которые содержали 3 и 4 кг/м³ НДК, показали сопоставимые и более низкие объемы фильтрата по сравнению с образцом ПБР. Образец НБР4 – 2,5 и 9,3 мл фильтрата, что на 34,1 и 27,3 % ниже, чем у образца ПБР.

В целом сравнительное исследование, проведенное в отношении фильтрующих характеристик наноматериалов, показало, что введение НДК и графена в буровой раствор на водной основе привело к значительному снижению водоотдачи относительно базового раствора. Сравнение показателей исследуемых нанорастворов с характеристиками ПБР ПАЦ НВ показало, что только раствор с максимальной исследуемой концентрацией НДК (4 кг/м³) превосходит ПБР с точки зрения снижения фильтрации.

Результаты реологических и фильтрационных экспериментов показали, что добавление НДК и графена к базовой жидкости улучшает реологические свойства и характеристики фильтрации бурового раствора

на водной основе. Однако способность добавки улучшать характеристики бурения не может отдельно оправдывать ее применимость в промышленности. Как уже упоминалось ранее, существует множество исследований, которые в лабораторных условиях демонстрируют эффективность применения нанодобавок как регуляторов фильтрации, модификаторов реологии и ингибиторов глин. Тем не менее они име-

ют очень высокую стоимость. Как правило, буровая промышленность ищет буровые растворы, которые обладают достаточными техническими характеристиками для обеспечения успеха буровых работ, но при этом имеют минимально возможную стоимость. Высокая стоимость является основным недостатком наноматериалов, из-за чего их применение ограничивается лабораторной средой.

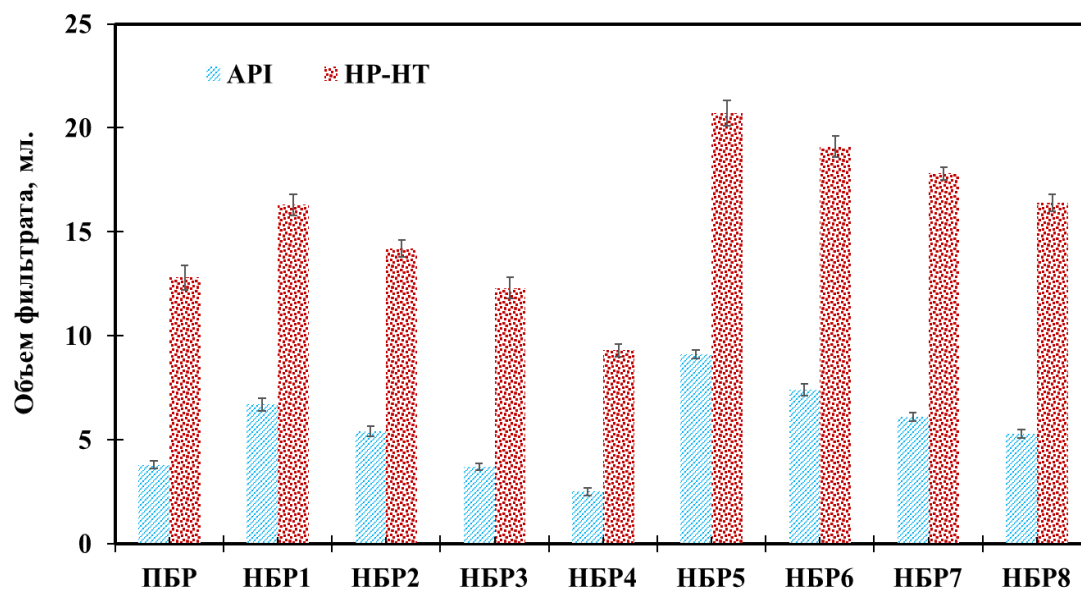


Рис. 2. Сравнение фильтрационных свойств наножидкостей и промышленного бурового раствора с добавлением ПАЦ НВ. API – в поверхностных, HP-HT – в пластовых условиях

Fig. 2. Comparison of API and HP-HT filtration properties of nanofluids and field applicable fluid containing PAC-LV (FRF)

В данном исследовании проводилась экономическая оценка влияния наноматериалов НДК и графена на фактическую стоимость бурового раствора на водной основе. В табл. 5 приведена удельная стоимость компонентов бурового раствора и наноматериалов. Как было показано ранее, эффективность применения ПАЦ НВ сравнима с исследуемыми наноматериалами, но при этом ее удельная стоимость значительно ниже.

Таблица 5. Удельная стоимость компонентов бурового раствора и наноматериалов

Table 5. Specific cost of drilling fluid components used

Компонент бурового раствора Drilling fluid component	Удельная стоимость, \$/кг Specific cost, \$/kg
Сода/Soda ash	0,3
Сода каустическая/Caustic soda	0,9
Крахмал модифицированный HT starch	1,2
Камедь ксантановая/XC polymer	1,5
KCl	0,1
NaCl	0,0
CaCO ₃	0,4
ПАЦ НВ/PAC-LV	1,7
НДК/SNPs	100,0
Графен/GNPs	200,0

Сравнение фактических затрат, необходимых для приготовления одного барреля базового бурового раствора (ББР), промышленного бурового раствора

(ПБР) и наножидкостей, содержащих НДК (НБР1-НБР4) и графен (НБР5-НБР8), представлено на рис. 3.

С первого взгляда на рис. 3 очевидно, что введение наноматериалов в буровой раствор привело к значительному увеличению фактической стоимости бурового раствора даже при очень низких концентрациях. Фактическая стоимость, оцененная для НБР1 и НБР5, которые соответственно содержали НДК и графен в концентрации 1 кг/м³, составила около 34 и 50 долларов за баррель, что на 89 и 177 % больше фактической стоимости базового раствора. Фактическая стоимость промышленного бурового раствора с ПАЦ НВ составляет около 19,5 долларов за баррель. Как было сказано ранее, результат сравнения технических характеристик образца ПБР и исследуемых наножидкостей показал, что только НБР4 с максимальной исследуемой концентрацией НДК продемонстрировал лучшие характеристики водоотдачи по сравнению с ПБР. При этом фактическая стоимость образца НБР4 равна 81,5 доллара за баррель, что более чем в четыре раза выше, чем стоимость образца ПБР.

Проведенный анализ экономической эффективности подтвердил, что НДК и графен не являются подходящими кандидатами для применения в буровых растворах на водной основе в качестве добавки из-за их высокой стоимости по сравнению с коммерчески доступными добавками для буровых растворов, такими как ПАЦ НВ.

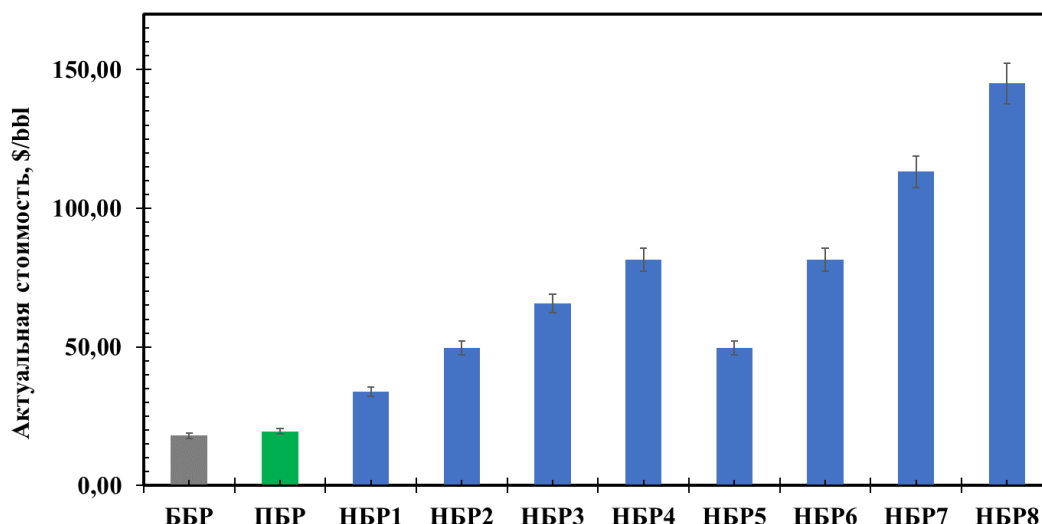


Рис. 3. Актуальная стоимость буровых растворов. Слева направо: базовый раствор, промышленный буровой раствор с ПАЦ НВ, нанофлюиды на основе НДК (НБР1–НБР4) и на основе графена (НБР5–НБР8)

Fig. 3. Actual cost of drilling fluids with and without nanomaterials (left to right): base fluid (BF), field-applicable reference fluid (FRF), SNPs-containing nanofluids (NF1–NF4), GNPs-containing nanofluids (NF5–NF8)

Заключение

Была проведена оценка влияния добавок наноразмерного диоксида кремния и графена на фильтрационные и реологические свойства бурового раствора. Выполнен сравнительный анализ технических характеристик и стоимости полученных растворов с базовым буровым раствором и с промышленным буровым раствором с добавлением ПАЦ НВ.

По результатам исследования можно заключить, что добавление НДК и графена в качестве присадок к буровому раствору привело к значительному снижению его водоотдачи. По сравнению с базовым, снижение водоотдачи раствора с максимальной исследуемой концентрацией НДК составило 72,2 и 61,1 % в поверхностных и пластовых условиях соответственно. Для бурового раствора с добавлением частиц графена аналогичные показатели равны 32,2 и 47,5 %. Также стоит отметить некоторое улучшение реологических свойств буровых растворов при добавлении НДК или графена. В свою очередь сравнение исследуемых растворов и промышленного бурового раствора с добавлением ПАЦ НВ демонстрирует, что среди всех об-

разцов только образец с наибольшей концентрацией НДК превосходит промышленный раствор с точки зрения снижения водоотдачи.

Экономический анализ показал, что использование НДК и графена в качестве добавок к буровому раствору, даже при низких концентрациях, значительно увеличивает его фактическую стоимость. Буровые растворы с концентрацией наночастиц 1 кг/м³ имеют стоимость в два–четыре раза выше, чем базовый и промышленный раствор с ПАЦ НВ. Из этого можно сделать вывод, что, несмотря на улучшение физических свойств буровых растворов, стоимость наноматериалов является основным ограничением, препятствующим их практическому применению. Также стоит отметить, что уже существующие коммерческие добавки для контроля водоотдачи и изменения реологии намного дешевле, но при этом обеспечивают сравнимый с добавками из наноматериалов эффект. При текущей стоимости производства наноматериалов их применимость в сфере буровых растворов будет ограничена лабораторными испытаниями.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Ghaderi S., Ramazani S.A., Haddadi S.A. Applications of highly salt and highly temperature resistance terpolymer of acrylamide/styrene/maleic anhydride monomers as a rheological modifier: rheological and corrosion protection properties studies // Journal of Molecular Liquids. – 2019. – V. 294. – Article number 111635.
- Moghaddam A.K., Saadatabadi A.R. Mesoscopic rheological modeling of drilling fluids: effects of the electrolyte // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 195. – Article number 107880.
- Влияние условий синтеза эмульгатора на свойства гидрофобно-эмульсионного бурового раствора / В.А. Яновский, А.Д. Фензель, М.О. Андропов, Р.С. Фахрисламова, А.С. Захаров, Р.А. Чуркин, К.М. Минаев // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 93–97.
- A hybrid nanocomposite of poly (styrene-methyl methacrylate-acrylic acid)/clay as a novel rheology-improvement additive for drilling fluids / N. Mohamadian, H. Ghorbani, D.A. Wood, M.A. Khoshmardan // Journal of Polymer Research. – 2019. – V. 26. – № 2. – Article number 33.
- Testing carrageenans with different chemical structures for water-based drilling fluid application / V. de Oliveira, K. dos Santos Alves, A. da Silva-Junior, R. Araújo, R. Balaban, L. Hilliou // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – V. 299. – Article number 112139.
- Application of sustainable saffron purple petals as an eco-friendly green additive for drilling fluids: A rheological, filtration, morphological, and corrosion inhibition study / S. Ghaderi, S.A. Haddadi, S. Davoodi, M. Arjmand // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – V. 315. – Article number 113707.
- Zoveidavianpoor M., Samsuri A. The use of nano-sized Tapioca starch as a natural water-soluble polymer for filtration control in water-based drilling muds // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 34. – P. 832–840.
- Application of a novel acrylamide copolymer containing highly hydrophobic comonomer as filtration control and rheology modifier additive in water-based drilling mud / S. Davoodi, S.A. Ramazani,

- A. Soleimani, A. Fellah Jahromi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 180. – P. 747–755.
9. A novel field applicable mud formula with enhanced fluid loss properties in high pressure-high temperature well condition containing pistachio shell powder / S. Davoodi, S.A. Ramazani, A. Soleimani, A. Fellah Jahromi // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 162. – P. 378–385.
10. Minimizing the HTHP filtration loss of oil-based drilling fluid with swellable polymer microspheres / H. Zhong, G. Shen, Z. Qiu, Y. Lin, L. Fan, X. Xing, J. Li // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 172. – P. 411–424.
11. Влияние химической природы эмульгаторов ряда производных жирных кислот и этаноламинов на свойства гидрофобно-эмульсионных буровых растворов / В.А. Яновский, М.О. Андропов, Р.А. Чуркин, Р.С. Фахрисламова, А.Д. Фензель, К.М. Минаев // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 1. – С. 42–47.
12. Insights into application of acorn shell powder in drilling fluid as environmentally friendly additive: filtration and rheology / S. Davoodi, S.A. Ramazani, V. Rukavishnikov, K. Minaev // *International Journal of Environmental Science and Technology*. – 2021. – V. 18. – № 4. – P. 835–848.
13. Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids / M.-C. Li, Q. Wu, K. Song, Y. Qing, Y. Wu // *ACS applied materials & interfaces*. – 2015. – V. 7. – № 8. – P. 5006–5016.
14. Сравнительное исследование понизителей фильтрации на основе карбоксиметилных эфиров крахмала и целлюлозы в современных системах буровых растворов / К.М. Минаев, В.А. Яновский, Д.О. Минаева, А.С. Захаров, Р.Р. Сагитов, М.О. Андропов, С.К. Пандей // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2018. – Т. 329. – № 5. – С. 57–66.
15. Исследование понизителей фильтрации буровых растворов на основе карбоксиметилных эфиров крахмала и целлюлозы / Р.Р. Сагитов, К.М. Минаев, А.С. Захаров, А.С. Королев, Д.О. Минаева // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 11. – С. 102–105.
16. Synthesis of Carboxymethyl Starch for increasing drilling mud quality in drilling oil and gas wells / K.M. Minaev, D. Martynova, A.S. Zakharov, R. Sagitov, A.A. Ber, O.S. Ulyanova // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2016. – V. 43. – № 11. – Article number 012071.
17. Biosynthesis of silica nanoparticle using *Saccharomyces cerevisiae* and its application on enhanced oil recovery / H. Zamani, A. Jafari, S.M. Mousavi, E. Darezereshki // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 190. – Article number 107002.
18. Rheological and filtration characteristics of drilling fluids enhanced by nanoparticles with selected additives: an experimental study / N. Mohamadian, H. Ghorbani, D.A. Wood, H.K. Hormozi // *Advances in Geo-Energy Research*. – 2018. – V. 2. – № 3. – P. 228–236.
19. Kovalchuk V., Nikolaev N. Carbon additives for high-quality well cementing // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2021. – V. 677. – № 5. – Article number 052035.
20. Maagi M.T., Lupyana S.D., Jun G. Nanotechnology in the petroleum industry: focus on the use of nanosilica in oil-well cementing applications – a review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 193. – Article number 107397.
21. Elochukwu H., Gholami R., Sham Dol S. An approach to improve the cuttings carrying capacity of nanosilica based muds // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – V. 152. – P. 309–316.
22. Nanomaterial-based drilling fluids for exploitation of unconventional reservoirs: a review / M. Ali, H.H. Jami, A. Aftab, A.R. Ismail, N.M.C. Saady, M.F. Sahito, A. Keshavarz, S. Iglauer, M. Sarmaivalah // *Energies*. – 2020. – V. 13. – № 13. – Article number 3417.
23. How different nanoparticles affect the rheological properties of aqueous Wyoming sodium bentonite suspensions / Z. Vryzas, L. Nalbandian, V.T. Zaspalis, V.C. Kelessidis // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 173. – P. 941–954.
24. Improving the performance of oil based mud and water based mud in a high temperature hole using nanosilica nanoparticles / A. Katende, N.V. Boyou, I. Ismail, D.Z. Chung, F. Sagala, N. Hussein, M.S. Ismail // *Colloids and surfaces A: physicochemical and engineering aspects*. – 2019. – V. 577. – P. 645–673.
25. Kazemi-Beydokhti A., Hajiabadi S.H. Rheological investigation of smart polymer/carbon nanotube complex on properties of water-based drilling fluids // *Colloids and surfaces A: physicochemical and engineering aspects*. – 2018. – V. 556. – P. 23–29.
26. The novel approach for the enhancement of rheological properties of water-based drilling fluids by using multi-walled carbon nanotube, nanosilica and glass beads / A. Ismail, A. Aftab, Z. Ibupoto, N. Zolkifile // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – V. 139. – P. 264–275.
27. Experimental investigation of the effects of silica nanoparticle on hole cleaning efficiency of water-based drilling mud / A.O. Gbadamosi, R. Junin, Y. Abdalla, A. Agi, J.O. Oseh // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 172. – P. 1226–1234.
28. Effect of high temperature ageing on TiO₂ nanoparticles enhanced drilling fluids: A rheological and filtration study / M. Beg, P. Kumar, P. Choudhary, S. Sharma // *Upstream Oil and Gas Technology*. – 2020. – V. 5. – Article number 100019.
29. Effect of zinc titanate nanoparticles on rheological and filtration properties of water based drilling fluids / S. Perween, M. Beg, R. Shankar, S. Sharma, A. Ranjan // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 170. – P. 844–857.
30. Application of nanoparticles in improving rheological properties of water based drilling fluids / M. Al-Saba, A. Al Fadhli, A. Marafi, A. Hussain, F. Bander, M. Al Dushaishi // *Society of Petroleum Engineers – SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual technical symposium and exhibition*. – Dammam, Saudi Arabia, 2018. – Paper Number SPE-192239-MS
31. Effect of ferric oxide nanoparticles on the properties of filter cake formed by calcium bentonite-based drilling muds / O. Mahmoud, H.A. Nasr-El-Din, Z. Vryzas, V. Kelessidis // *SPE Drilling and Completion*. – 2018. – V. 33. – № 4. – P. 363–376.
32. Parizad A., Shahbazi K., Tanha A.A. Enhancement of polymeric water-based drilling fluid properties using nanoparticles // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 170. – P. 813–828.
33. Improve performance of water-based drilling fluids using nanoparticles / A.R. Ismail, T.C. Seong, N.A. Buang, W.R.W. Sulaiman // *The 5th Sriwijaya International Seminar on Energy-Environmental Science and Technology*. – Palembang, Indonesia, 2014. – P. 43–47.
34. Ismail A., Rashid M., Thameem B. Application of nanomaterials to enhanced the lubricity and rheological properties of water based drilling fluid // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2018. – V. 380. – P. 012021.
35. Sajadian M., Sajadian V.A., Rashidi A. Experimental evaluation of nanomaterials to improve drilling fluid properties of water-based muds HP/HT applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 190. – Article number 107006.
36. Aramendiz J., Imqam A. Water-based drilling fluid formulation using silica and graphene nanoparticles for unconventional shale applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 179. – P. 742–749.
37. A novel approach to enhance rheological and filtration properties of water-based mud using polypropylene-silica nanocomposite / J.O. Oseh, M.M. Norddin, I. Ismail, A.O. Gbadamosi, A. Agi, H.N. Mohammed // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 181. – Article number 106264.
38. Effect of amphiphilic polymer/nano-silica composite on shale stability for water-based muds / Z. Qiu, J. Xu, P. Yang, X. Zhao, T. Mou, H. Zhong, W. Huang // *Applied Sciences*. – 2018. – V. 8. – № 10. – Article number 1839.

Поступила 26.05.2021 г.

Информация об авторах

Давуди Ш., инженер-исследователь Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела при Национальном исследовательском Томском политехническом университете.

Еремян Г.А., инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Степико А.В., инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Рукавишников В.С., PhD, директор Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета.

Минаев К.М., кандидат химических наук, заведующий испытательной научно-инновационной лабораторией «Буровые промывочные и тампонажные растворы» Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.32:519.8

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE PHYSICAL PROPERTIES AND ECONOMIC EFFICIENCY OF DRILLING FLUIDS WITH NANO-ADDITIVES

Shadfar Davoodi¹,
davoodis@hw.tpu.ru

Grachik A. Eremyan¹,
eremyanga@hw.tpu.ru

Artem V. Stepiko¹,
stepikoav@hw.tpu.ru

Valeriy S. Rukavishnikov¹,
rukavishnikovvs@hw.tpu.ru

Konstantin M. Minaev¹,
minaevkm@tpu.ru

¹ National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

The relevance of this study is caused by the need for high-performance and economically viable additives to formulate drilling fluids with desirable properties for successfully conducting a drilling operation. Nanomaterials have found their applications as very unique, sensitive materials in different industries due to their tiny size and exceptionally high surface area to volume ratio. Owing to these characteristics, nanomaterials can be good candidates for improving drilling fluid performance with respect to filtration and rheological properties. However, cost as one of the most influential factors in decision-making on the selection of drilling fluid additive must be considered in the investigation of nanomaterials for practical application in drilling fluid.

The main aim of this research is to evaluate the influence of two nanomaterials at four different concentrations (1 to 4 kg/m³), graphene nanoplates and silica nanoparticles, on the filtration properties under low pressure – low temperature and high pressure – high temperature conditions, rheological behavior, and actual cost of a field-applicable water-based drilling fluid. Besides, the technical performance and financial impact of the studied nanomaterials were compared with that of commercial additive commonly used in drilling fluids.

Object: technical performance and financial impact of graphene nanoplates and silica nanoparticles in a field-applicable drilling fluid.

Methods. Experimental investigation was performed in drilling fluid laboratory to determine filtration properties and rheological characteristics under low pressure – low temperature and high pressure – high temperature conditions.

Results. The experimental outcomes obtained in this study demonstrated that both the rheological and the filtration properties of the drilling fluid system were improved in the presence of nanomaterials. For both conditions, filtration was reduced with an incremental increase of nanosilica and graphene nanoplates in the base fluid system. Where the sample with the highest concentration of nanosilica (4 kg/m³) demonstrated under low pressure – low temperature conditions – 72,2 and at high pressure – high temperature conditions – 61,1 % reduction in the volume of the filtrates when compared to the base fluid. The studied nanofluid systems with graphene nanoplates presented comparable rheology but greater fluid loss volume in comparison to that of the low-viscosity polyanionic cellulose containing fluid. As for the nanofluids containing nanosilica, the obtained results displayed only the nanofluid sample with 4 kg/m³ outperformed the field applicable fluid containing low-viscosity polyanionic cellulose in terms of filtration by showing 34,1 and 27,3 % less fluid loss for low pressure – low temperature and high pressure – high temperature conditions respectively. The financial impact assessment provided demonstrated that the introduction of nanomaterials resulted in the enormously high actual cost, where the nanofluids cost with only 1 kg/m³ nanographene or nanosilica was approximately two to three times higher than those of the base fluid and low-viscosity polyanionic cellulose containing fluid. The results of the study revealed that the huge cost of the studied nanomaterials is their major disadvantage, hindering them from practical application in drilling fluids industry.

Key words:

Filtration properties, rheology, nanofluids, graphene nanoplates, silica dioxide nanoparticles, water-based fluid, low-viscosity polyanionic cellulose.

REFERENCES

- Ghaderi S., Ramazani S.A., Haddadi S.A. Applications of highly salt and highly temperature resistance terpolymer of acrylamide/styrene/maleic anhydride monomers as a rheological modifier: rheological and corrosion protection properties studies. *Journal of Molecular Liquids*, 2019, vol. 294, Article number 111635.
- Moghaddam A.K., Saadatabadi A.R. Mesoscopic rheological modeling of drilling fluids: Effects of the electrolyte. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, Article number 107880.
- Yanovsky V., Fenzel A., Andropov M., Fakhrislamova R., Zakharov A., Churkin R., Minaev K. The effect of synthesis conditions of emulsifier on the properties of oil-based drilling muds. *Oil Industry*, 2018, no. 6, pp. 93–97. In Rus.
- Mohamadian N., Ghorbani H., Wood D.A., Khoshmardan M.A. A hybrid nanocomposite of poly (styrene-methyl methacrylate-acrylic acid)/clay as a novel rheology-improvement additive for drilling fluids. *Journal of Polymer Research*, 2019, vol. 26, no. 2, Article number 33.
- De Oliveira V., Dos Santos Alves K., Da Silva-Junior A., Araújo R., Balaban R., Hilliou L. Testing carrageenans with different chemical structures for water-based drilling fluid application. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, vol. 299, Article number 112139.
- Ghaderi S., Haddadi S.A., Davoodi S., Arjmand M. Application of sustainable saffron purple petals as an eco-friendly green additive

- for drilling fluids: a rheological, filtration, morphological, and corrosion inhibition study. *Journal of Molecular Liquids*, 2020, vol. 315, Article number 113707.
7. Zoveidavianpoor M., Samsuri A. The use of nano-sized Tapioca starch as a natural water-soluble polymer for filtration control in water-based drilling muds. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 34, pp. 832–840.
 8. Davoodi S., Ramazani S.A., Soleimanian A., Fellah Jahromi A. Application of a novel acrylamide copolymer containing highly hydrophobic comonomer as filtration control and rheology modifier additive in water-based drilling mud. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 180, pp. 747–755.
 9. Davoodi S., Ramazani S.A. A., Soleimanian A., Fellah Jahromi A. A novel field applicable mud formula with enhanced fluid loss properties in high pressure-high temperature well condition containing pistachio shell powder. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 162, pp. 378–385.
 10. Zhong H., Shen G., Qiu Z., Lin Y., Fan L., Xing X., Li J. Minimizing the HTHP filtration loss of oil-based drilling fluid with swellable polymer microspheres. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, pp. 411–424.
 11. Yanovsky V., Andropov M., Churkin R., Fakhislamova R., Fenzel A., Minaev K. The effect of the chemical nature of emulsifiers of some fatty acid derivatives and ethanolamines on the oil-based drilling fluids properties. *Oil Industry*, 2018, no. 1, pp. 42–47. In Rus.
 12. Davoodi S., Ramazani S.A. A., Rukavishnikov V., Minaev K. Insights into application of acorn shell powder in drilling fluid as environmentally friendly additive: filtration and rheology. *International Journal of Environmental Science and Technology*, 2021, vol. 18, no. 4, pp. 835–848.
 13. Li M.-C., Wu Q., Song K., Qing Y., Wu Y. Cellulose nanoparticles as modifiers for rheology and fluid loss in bentonite water-based fluids. *ACS applied materials & interfaces*, 2015, vol. 7, no. 8, pp. 5006–5016.
 14. Minaev K.M., Yanovsky V.A., Minaeva D.O., Zakharov A.S., Sagitov R.R., Andropov M.O., Pandey S.K. Comparative research of filtration reducers based on carboxymethyl esters of starch and cellulose in modern drilling mud systems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 5, pp. 57–66. In Rus.
 15. Sagitov R., Minaev K., Zakharov A., Korolev A., Minaeva D. The study of the drilling mud fluid loss reducing agents based on carboxymethyl starch and cellulose. *Oil Industry*, 2017, no. 11, pp. 102–105. In Rus.
 16. Minaev K.M., Martynova D., Zakharov A.S., Sagitov R., Ber A.A., Ulyanova O.S. Synthesis of Carboxymethyl Starch for increasing drilling mud quality in drilling oil and gas wells. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2016, vol. 43, no. 11, Article number 012071.
 17. Zamani H., Jafari A., Mousavi S.M., Darezereshki E. Biosynthesis of silica nanoparticle using *Saccharomyces cerevisiae* and its application on enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 190, Article number 107002.
 18. Mohamadian N., Ghorbani H., Wood D.A., Hormozi H.K. Rheological and filtration characteristics of drilling fluids enhanced by nanoparticles with selected additives: an experimental study. *Advances in Geo-Energy Research*, 2018, vol. 2, no. 3, pp. 228–236.
 19. Kovalchuk V., Nikolaev N. Carbon additives for high-quality well cementing. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 677, no. 5, Article number 052035.
 20. Maagi M.T., Lupyana S.D., Jun G. Nanotechnology in the petroleum industry: Focus on the use of nanosilica in oil-well cementing applications – a review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 193, Article number 107397.
 21. Elochukwu H., Gholami R., Sham Dol S. An approach to improve the cuttings carrying capacity of nanosilica based muds. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, pp. 309–316.
 22. Ali M., Jarni H.H., Aftab A., Ismail A.R., Saady N.M.C., Sahito M.F., Keshavarz A., Iglauer S., Sarmadivaleh M. Nanomaterial-based drilling fluids for exploitation of unconventional reservoirs: a review. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 13, Article number 3417.
 23. Vryzas Z., Nalbandian L., Zaspalis V.T., Kelessidis V.C. How different nanoparticles affect the rheological properties of aqueous Wyoming sodium bentonite suspensions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 173, pp. 941–954.
 24. Katende A., Boyou N.V., Ismail I., Chung D.Z., Sagala F., Hussein, N. Ismail M.S. Improving the performance of oil based mud and water based mud in a high temperature hole using nanosilica nanoparticles. *Colloids and surfaces A: physicochemical and engineering aspects*, 2019, vol. 577, pp. 645–673.
 25. Kazemi-Beydokhti A., Hajiabadi S.H. Rheological investigation of smart polymer/carbon nanotube complex on properties of water-based drilling fluids. *Colloids and surfaces A: physicochemical and engineering aspects*, 2018, vol. 556, pp. 23–29.
 26. Ismail A., Aftab A., Ibupoto Z., Zolkifile N. The novel approach for the enhancement of rheological properties of water-based drilling fluids by using multi-walled carbon nanotube, nanosilica and glass beads. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 139, pp. 264–275.
 27. Gbadamosi A.O., Junin R., Abdalla Y., Agi A., Oseh J.O. Experimental investigation of the effects of silica nanoparticle on hole cleaning efficiency of water-based drilling mud. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 172, pp. 1226–1234.
 28. Beg M., Kumar P., Choudhary P., Sharma S. Effect of high temperature ageing on TiO₂ nanoparticles enhanced drilling fluids: a rheological and filtration study. *Upstream Oil and Gas Technology*, 2020, vol. 5, Article number 100019.
 29. Perween S., Beg M., Shankar R., Sharma S., Ranjan A. Effect of zinc titanate nanoparticles on rheological and filtration properties of water based drilling fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 170, pp. 844–857.
 30. Al-Saba M., Al Fadhli A., Marafi A., Hussain A., Bander F., Al Dushaishi M. Application of nanoparticles in improving rheological properties of water based drilling fluids. *Society of Petroleum Engineers – SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual technical symposium and exhibition*. Dammam, Saudi Arabia, 2018. Paper Number SPE-192239-MS
 31. Mahmoud O., Nasr-El-Din H.A., Vryzas Z., Kelessidis V. Effect of ferric oxide nanoparticles on the properties of filter cake formed by calcium bentonite-based drilling muds. *SPE Drilling and Completion*, 2018, vol. 33, no. 4, pp. 363–376.
 32. Parizad A., Shahbazi K., Tanha A.A. Enhancement of polymeric water-based drilling fluid properties using nanoparticles. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 170, pp. 813–828.
 33. Ismail A.R., Seong T.C., Buang N.A., Sulaiman W.R.W. Improve performance of water-based drilling fluids using nanoparticles. *The 5th Sriwijaya International Seminar on Energy-Environmental Science and Technology*. Palembang, Indonesia, 2014. pp. 43–47.
 34. Ismail A., Rashid M., Thameem B. Application of nanomaterials to enhanced the lubricity and rheological properties of water based drilling fluid. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2018, vol. 380, pp. 012021.
 35. Sajjadian M., Sajjadian V.A., Rashidi A. Experimental evaluation of nanomaterials to improve drilling fluid properties of water-based muds HP/HT applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 190, Article number 107006.
 36. Aramendiz J., Imqam A. Water-based drilling fluid formulation using silica and graphene nanoparticles for unconventional shale applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 179, pp. 742–749.
 37. Oseh J.O., Norddin M.M., Ismail I., Gbadamosi A.O., Agi A., Mohammed H.N. A novel approach to enhance rheological and filtration properties of water-based mud using polypropylene-silica nanocomposite. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 181, Article number 106264.
 38. Qiu Z., Xu J., Yang P., Zhao X., Mou T., Zhong H., Huang W. Effect of amphiphilic polymer/nano-silica composite on shale stability for water-based muds. *Applied Sciences*, 2018, vol. 8, no. 10, Article number 1839.

Received: 26 May 2021.

Information about the authors

Shadfar Davoodi, research engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Grachik A. Eremyan, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Artem V. Stepiko, engineer, National Research Tomsk Polytechnic University.

Valeriy S. Rukavishnikov, PhD, director of Petroleum Learning Centre, National Research Tomsk Polytechnic University.

Konstantin M. Minaev, Cand. Sc., drilling mud laboratory director, National Research Tomsk Polytechnic University.