

УДК 622.24

## ВЛИЯНИЕ ДОБАВКИ НАНОЧАСТИЦ МЕДИ НА СВОЙСТВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Третьяк Александр Яковлевич<sup>1</sup>,  
13050465@mail.ru

Кривошеев Кирилл Владимирович<sup>1</sup>,  
kirillkriwosheev@yandex.ru

Безмолитвенный Дмитрий Иванович<sup>1</sup>,  
130504t@mail.ru

<sup>1</sup> Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Россия, г. Новочеркасск, 346428, ул. Просвещения, 132.

**Актуальность.** В настоящее время на борьбу с дифференциальными прихватами буровые компании затрачивают до 30 % производительного времени. Разработка буровых растворов, способствующих уменьшению дифференциальных прихватов является актуальной задачей. Известно, что нанодисперсные частицы оказывают положительное влияние на технологический процесс бурения скважин, в связи с этим вопрос разработки наноструктурированных буровых растворов для буровых компаний является востребованным. На кафедре нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (Новочеркасского политехнического университета) выполнены экспериментальные исследования и разработаны, на уровне изобретений, высокоингибированные буровые растворы с добавкой нанодисперсной меди с концентрацией до 4 % и размером частиц от 40 до 80 нм. Экспериментально установлено, что добавка наночастиц нанодисперсной меди в высокоингибированные буровые растворы улучшает реологические, смазывающие и антиприхватные показатели. Нанодисперсные частицы меди в буровом растворе способствуют уменьшению поверхностного натяжения на разделе двух фаз – буровая колонна – фильтрационная корка, что способствует уменьшению вероятности дифференциальных прихватов.

**Целью** исследования является изучение свойств разработанных высокоингибированных растворов на водной основе с добавкой нанодисперсной меди, а также изучение их реологических, фильтрационных, смазывающих и антиприхватных возможностей.

**Объекты:** высокоингибированные буровые растворы с добавкой нанодисперсной меди и их основные свойства.

**Методы:** экспериментально-аналитический метод исследования добавки наночастиц меди на свойства бурового раствора.

**Результаты.** Выполнены лабораторные исследования влияния добавок наночастиц меди на качество бурового раствора. Установлено влияние наночастиц дисперсной меди на основные параметры бурового раствора.

### Ключевые слова:

Нанодисперсная медь, добавки, состав бурового раствора, параметры бурового раствора, экспериментальные исследования.

### Введение

Стратегической задачей топливно-энергетического комплекса России в настоящее время является освоение новых нефтегазовых месторождений со сложной геологической структурой с высокими пластовыми и температурными показателями. В соответствии с этим возникает технологическая потребность в разработке инновационных рецептур буровых растворов, которые способствовали бы успешной проводке нефтегазовых скважин. Развитие научно-технического прогресса в этой области невозможно без внедрения нанотехнологий.

### Методы и материалы

Сооружение нефтяных и газовых скважин в сложных геологических условиях требует применения ингибирующих растворов, способных: обеспечивать устойчивость стенок скважин; предупреждать дифференциальные прихваты; предупреждать, приостанавливать диспергирование и гидратацию глинистых пород; улучшать реологические свойства.

Применяемые в настоящее время для сооружения скважин буровые растворы обладают самыми разнообразными свойствами, на которые могут влиять различные добавки, в том числе нанодисперсные частицы.

Большой интерес к наножидкостям появился более 30 лет тому назад и с тех пор непрерывно растет [1, 2]. За прошедшее время интерес к этой проблеме значительно возрос, растёт число публикаций по этой проблеме. Так как наночастицы имеют очень малый размер, в отличие от макроскопических частиц они имеют целый ряд необычных свойств. Все это обуславливает широкий спектр применения наножидкостей в различных отраслях промышленности.

Введение в состав применяемых в настоящее время высокоингибированных буровых растворов нанодисперсных твердофазных частиц положительно сказывается на увеличении износостойкости пар трения буровая колонна – фильтрационная корка. В зоне контакта на поверхности трения образуется многофункциональная пленка с большим числом микрополостей, заполненных жидкообразным компонентом нанодисперсных частиц. Изучение свойств буровых растворов с добавками наночастиц является востребованным в настоящее время.

Из литературных источников известно, что многие исследователи изучали влияние наночастиц на простые по составу буровые растворы. Но по-прежнему не до конца понятна природа взаимодействия наночастиц с более сложными рецептурами, особенно когда состав бурового раствора состоит из

10–15 ингредиентов. Поэтому остаются востребованными исследования влияния наночастиц на свойства высокоингибированных буровых растворов со сложными рецептурами.

Добавка различных наночастиц в буровой раствор изучалась в работах многих ученых, как российских, так и зарубежных [2–4]. Рассматривалось влияние добавок наночастиц оксида кремния ( $\text{SiO}_2$ ), оксида алюминия ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ), оксида титана ( $\text{TiO}_2$ ), меди ( $\text{Cu}$ ), серебра ( $\text{Ag}$ ), палладия ( $\text{Pd}$ ).

Различные наночастицы начали использовать, в том числе и для предотвращения прихвата буровой колонны. В работе [5] показано, что можно значительно улучшить свойства буровых растворов, применяя добавки в виде нанодисперсных частиц

### Результаты и обсуждения

Цель данной работы – комплексное исследование по изысканию такого бурового раствора, который бы одновременно, являясь синергетически активным к входящим в его состав химреактам, обладал ингибирующими, смазывающими и антиприхватными свойствами, при этом способствовал улучшению реологических, фильтрационных свойств и приготавливался бы на водной основе.

На кафедре нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова разработаны высокоингибированные буровые растворы с добавками нанодисперсной меди [6, 7].

Растворы имеют следующие параметры; водоотдача – 0,5 см за 30 мин; коэффициент трения меньше 0,1; толщина корки меньше 1,0 мм; плотность раствора от 1,1 до 1,25 г/см<sup>3</sup>; условная вязкость по СВП-5 – 35–40 секунд; пластическая вязкость – 20–40 мПа·с; СНС 1/10 минут – 15–20/20–30 дПа; содержание песка меньше 0,5 %; содержание  $\text{Ca}^{2+}$  больше 16000 мг/л; содержание  $\text{K}^+$  больше 19000 мг/л.

Ингибирующие или крепящие стенки скважин свойства бурового раствора поддерживаются входящими в состав реагентами: хлористый калий, метилсиликат калия, ацетат калия, бишофит, феррохромлиглиносulfат, ГКЖ-11, алюминат калия, формиат калия. Мраморная крошка способствует структурообразованию раствора, сульфол выполняет функцию эмульгатора, полианионная целлюлоза является регулятором фильтрации, пеногасителем является Пента-465, барит является утяжелителем.

При бурении на стенках скважины образуется слабопроницаемая корка, которая выполняет двойную роль. С одной стороны, чем быстрее формируется корка и чем сильнее она сцементирована, тем меньше интенсивность проникновения фильтрата раствора в пласт. С другой стороны, чем больше толщина корки на стенках скважины, тем больше вероятность дифференциального прихвата. То есть необходим буровой раствор высокого качества, применение которого способствовало бы формированию эффективной фильтрационной корки. Применение нанодисперсной меди в составе высокоингибированных буровых рас-

творов способствует формированию на стенках скважины качественной фильтрационной корки.

Наночастицы меди оказывают в растворе микроабразивное действие на оксидные пленки. В итоге активированный пластическими деформациями и освобожденный от оксидов тончайший поверхностный слой фильтрационной корки становится катализатором трибохимических реакций и способствует образованию более прочной и утолщенной корки на стенках скважины. Утолщенная защитная корка не дает отфильтровываться жидкости из раствора в пласт, а это способствует уменьшению вероятности дифференциальных прихватов. Адсорбция меди на поверхности фильтрационной корки показан на рис. 1.



Рис. 1. Адсорбция меди на поверхности фильтрационной корки

Fig. 1. Copper adsorption on filter cake surface

В лабораторных условиях было установлено, что присутствие нанодисперсных частиц меди в растворе с повышенной смазочной способностью увеличивает толщину корки до 1,5 мм, то есть более чем в три раза, при этом происходит ее упрочнение за счет химической модификации меди в составе химреактов предлагаемого раствора.

Формирование оболочки из молекул меди и смазочного материала показано на рис. 2.

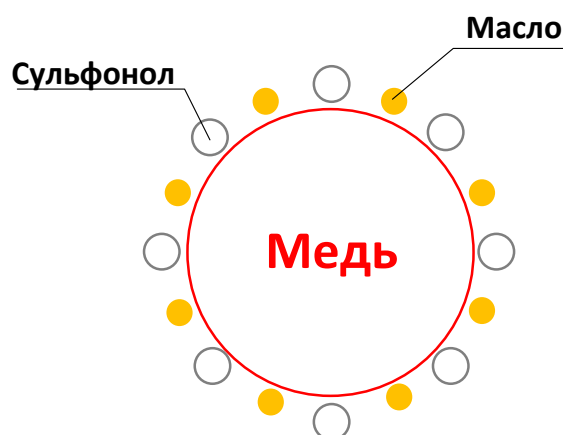


Рис. 2. Формирование оболочки из молекул смазочного материала

Fig. 2. Shell formation from lubricant molecules

Нанодисперсная медь, имея размер частиц от 40 до 80 нанометров и плотность  $5 \text{ г/см}^3$ , решает в буровом растворе задачу уменьшения вероятности дифференциальных прихватов. Молекулы меди адсорбируются на поверхности, пластифицируют стенки скважины по всему стволу, обеспечивая низкое сопротивление сдвигу при нахождении наночастиц между буровой колонной и стенками скважины, при этом в лабораторных условиях было установлено, что чем меньше размер частиц меди, тем больше снижается коэффициент трения.

Одной из главных характеристик современных буровых растворов является их ингибирующая способность. При добавлении в буровой раствор нескольких ингибирующих химреагентов глинистая фаза превращается в активный наполнитель, тем самым обеспечивается агрегативная и кинетическая устойчивость раствора, а добавка смазки в виде отходов растительного масла и нанодисперсной меди повышает смазывающие, антиприхватные свойства [8–11].

### Экспериментальные исследования

При выполнении лабораторных исследований по влиянию добавок нанодисперсной меди на реологические свойства буровых растворов в качестве базовых были использованы разработанные на кафедре буровые растворы (таблица).

**Таблица.** Реологические параметры

**Table.** Rheological parameters

| Наименование раствора<br>Name of the solution  | Добавка нанодисперсной меди, %<br>Addition of nanodispersed copper, % | Размер частиц нанодисперсной меди, нм<br>Particle size of nanodispersed copper, nm | Плотность, $\text{г/см}^3$<br>Density, $\text{g/cm}^3$ | Реологические характеристики<br>Rheological characteristics |                                  |  |  |
|--|---|--|--|---|----------------------------------|--|--|
|  |   |  |  | Вязкость, С<br>Viscosity, C                                 | СНС, дПа, 1/10<br>SNS, dPa, 1/10 | Коэффициент трения<br>Friction coefficient | Водоотдача, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$<br>Water loss, $\text{cm}^3/30 \text{ min}$ |
| Наноструктурированный высокоингибированный буровой раствор<br>Nanostructured highly inhibited drilling fluid | 0,3   | 40   | 2,1  | 34  | 35/40                            | 0,05                                       | 4,5  |
|  | 0,5   |  |  | 35  | 35/40                            |  |  |
|  | 0,7   |  |  | 35  | 35/40                            |  |  |
|  | 0,9   |  |  | 36  | 36/42                            |  |  |
|  | 1,0   |  |  | 36  | 36/42                            |  |  |
| Высококатионно-ингибированный буровой раствор<br>Highly cationic inhibited drilling fluid                    | 0,5   | 80   | 2,2  | 35  | 37/43                            | 0,06                                       | 4,5  |
|  | 1,0   |  |  | 36  | 37/43                            | 0,06                                       | 4,5  |
|  | 1,5   |  |  | 36  | 37/43                            | 0,06                                       | 4,5  |
|  | 2,0   |  |  | 37  | 38/44                            | 0,06                                       | 4,5  |
|  | 2,5   |  |  | 37  | 39/45                            | 0,07                                       | 4,5  |
|  | 3,0   |  |  | 39  | 39/45                            | 0,07                                       | 4,6  |
|  | 3,5   |  |  | 40  | 39/45                            | 0,07                                       | 4,6  |
| 4,0  | 45  | 40/46  | 0,07   | 4,6   |                                  |  |  |

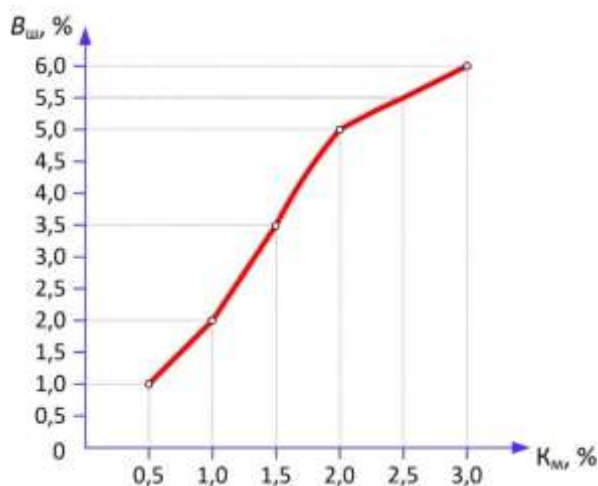
Экспериментальные исследования по применению наноструктурированного высокоингибированного и высококатионно-ингибированного бурового раствора при бурении скважин в Южном Федеральном округе позволили установить, что растворы обладают синергетическим эффектом, высокой смазывающей, антиприхватной и ингибирующей способностью.

В лабораторных условиях было выполнено исследование влияния наночастиц меди на эффективность выпадения шлама в осадок. Использовался буровой шлам, отобранный из нефтегазовых скважин Восточно-Чумаковского месторождения Краснодарского края и имеющий размер до 1 мм, плотность  $2,6 \text{ г/см}^3$ , содержание шлама 3 %. Концентрация наночастиц меди в буровом растворе изменялась от 0 до 3 %.

Как видно (рис. 3), добавка наночастиц меди от 0,5 до 3 % значительно сказывается на интенсивности выпадения бурового шлама в осадок, который определялся на приборе ОМ-2.

Добавки нанодисперсной меди от 1,5 до 3 % с размером наночастиц 40 нм способствуют увеличению интенсивности выпадения шлама почти в 2 раза.

Зависимость коэффициента трения от концентрации нанодисперсной меди с размером частиц 50 нм в высококатионно-ингибированном буровом растворе исследовалась на приборе КТК-2. Результаты исследования представлены на рис. 4. Добавка нанодисперсной меди от 1,5 до 3 % с размером частиц 50 нм способствует уменьшению коэффициента трения более чем в 2 раза.



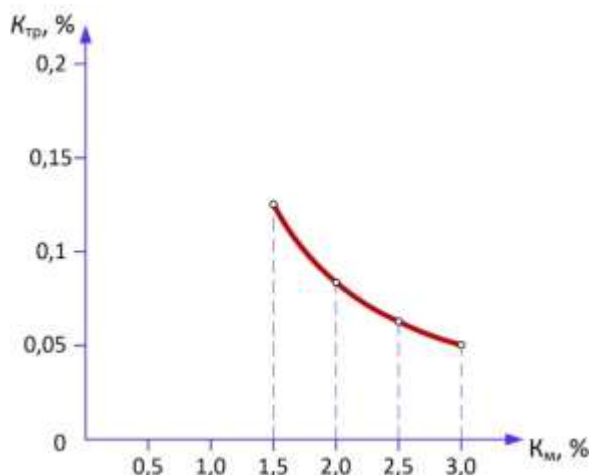
**Рис. 3.** Зависимость эффективности выпадения шлама от концентрации наночастиц меди в буровом растворе

**Fig. 3.** Dependence of the cuttings dropout efficiency on the concentration of copper nanoparticles in the drilling fluid

В настоящее время нанотехнологии являются приоритетным направлением развития научно-технического прогресса. Введение в состав бурового раствора смазочных материалов и нанодисперсных твердофазных частиц меди благоприятно сказывается на увеличении износостойкости пар трения металл – горная порода в зоне контакта, при этом в зоне контакта создается многофункциональная плёнка, состоящая из единичных частиц меди с большим числом микрополостей, заполненных жидкофазным компонентом [12, 13].

В процессе сооружения нефтяных и газовых скважин зачастую приходится сталкиваться с проблемами дифференциальных прихватов. Известно,

что на ликвидацию дифференциальных прихватов затрачивается до 30 % производительного времени. Решить эту проблему можно применяя оптимальный состав буровых растворов [14, 15].



**Рис. 4.** Зависимость коэффициента трения фильтрационных корок от концентрации нанодисперсной меди в буровом растворе

**Fig. 4.** Dependence of the coefficient of friction of filter cakes on nanodispersed copper concentration in the drilling fluid

Экспериментальные исследования показали, что добавка нанодисперсной меди в высокоингибированные буровые растворы позволяет уменьшить значение коэффициента трения фильтрационной корки, что должно существенно способствовать уменьшению количества дифференциальных прихватов.

Было установлено, что добавка 2 % нанодисперсной меди в буровой раствор обеспечивает снижение его фильтрационных потерь на 40 %. Размер наночастиц влияет на реологические свойства бурового раствора.

Многие авторы в статьях отмечают практическую эффективность наноматериалов, однако встречаются и отрицательные результаты, что, очевидно, связано с тем, что не до конца понятна природа взаимодействия наночастиц с основными компонентами раствора [16–20].

Таким образом, в результате экспериментальных исследований реологических свойств буровых раствором с добавлением наночастиц меди установлено, что в области малых добавок (1–2 % нанодисперсной меди) вязкость системы уменьшается. Наблюдаемый эффект объясняется нарушением пространственной системы водородных связей в исследуемых растворах и возможным изменением адсорбции определенной части макрочастиц на поверхности наночастиц меди.

Водоотдача буровых растворов практически не зависит от размера частиц нанодисперсной меди и ее концентрации. Экспериментальные исследования позволили установить влияние размера и концентрации наночастиц меди на статическое напряжение сдвига.

Экспериментальные исследования позволили установить, что, действуя в сторону установления ос-

мотического равновесия между гидратными слоями глинистых частиц, ингибирующие электролиты снижают уровень гидратации, а входящие в состав раствора коллоидные электролиты и полиэлектролиты замедляют ее темпы. В связи с этим применение высокоингибированных буровых растворов с добавками наночастиц, которые обеспечат сохранение ствола скважины в устойчивом состоянии и одновременно будут способствовать уменьшению количества дифференциальных прихватов, представляется весьма актуальной задачей.

Добавка нанодисперсной меди улучшает реологию, уменьшает фильтрационные потери, улучшает ингибирующие свойства бурового раствора. При добавлении в раствор от 1 до 5 % ингибирующих химреагентов и от 0,5 до 3 % наночастиц меди глинистая фаза превращается в наполнитель, что способствует повышению кинематической устойчивости и глиноемкости наноструктурированного высокоингибированного бурового раствора и, как результат, уменьшению количества дифференциальных прихватов.

#### Выводы

Выполненные исследования показывают, что добавка наночастиц дисперсной меди приводит к улучшению реологических параметров и фильтрации, снижению крутящего момента, коэффициента трения и увеличению интенсивности выпадения шлама.

Триботехническая эффективность нанодисперсной меди определяется электронным потенциалом меди, при этом триботехническая эффективность бурового раствора будет тем выше, чем выше электронный потенциал нанодисперсной меди.

Установлены зависимости реологических параметров буровых растворов от концентрации и размера частиц нанодисперсной меди, при этом плотность бурового раствора практически не изменяется. Показано, что даже малые добавки наноструктурной меди снижают фильтрационные потери бурового раствора на водной основе.

Добавка нанодисперсной меди в высокоингибированный буровой раствор на водной основе способна до 30 % снизить коэффициент трения.

Установлено, что смазывающая способность высокоингибированных буровых растворов тем выше, чем меньше размер частиц нанодисперсной меди.

Предложена многофункциональная наножидкость для бурения нефтегазовых скважин на основе наночастиц меди.

Добавки наноструктурированной меди с размером частиц от 40 до 50 нанометров в концентрации от 0,5 до 3 % способствует повышению реологических, ингибирующих и противоприхватных свойств буровых растворов.

Экспериментальные исследования по применению наноструктурированного высокоингибированного бурового раствора при бурении скважин в Южном Федеральном округе позволили установить, что раствор обладает синергетическим эффектом, высокой смазывающей, антиприхватной и ингибирующей способностью.

Использование нанодисперсной меди в составе бурового раствора позволяет уменьшить коэффициент трения между буровым инструментом и фильтрационной коркой, что будет способствовать уменьшению количества дифференциальных прихватов.

До настоящего времени не до конца понятна природа взаимодействия наночастиц меди с основными компонентами высокоингибированных буровых рас-

творов, поэтому необходимы дальнейшие исследования по выявлению влияния металлических частиц, в частности нанодисперсной меди, на свойства промышленных жидкостей со сложными рецептурами.

Полученные в работе результаты являются, возможно, не оптимальными, поэтому работы по поиску новых, более эффективных наночастиц для улучшения качества бурового раствора следует продолжить.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Наноматериалы и нанотехнологии / В.М. Анищик, В.Е. Борисенко, С.А. Жданок, Н.К. Толочко, В.М. Федосюк / под ред. В.Е. Борисенко, Н.К. Толочко. – Минск: ИЦ БГУ, 2008. – 375 с.
2. Гусев А.И. Наноматериалы, наноструктуры, нанотехнологии. – М.: Изд-во «Физматлит», 2005. – 416 с.
3. Сравнительный анализ физических свойств и экономической эффективности буровых растворов с нанодобавками / Д. Шадфар, Г.А. Еремян, А.В. Стелико, В.С. Рукавишников, К.М. Минаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 130–144.
4. Исследование влияния добавки наночастиц на свойства буровых растворов. / А.В. Минаков, Е.И. Михиенкова, В.А. Жингарев, А.Л. Неверов, В.Я. Рудяк // Коллоидный журнал. – 2018. – Т. 4. – С. 435–444.
5. Евдокимов И.Н. «Наножидкости» и «умные жидкости» в технологиях разработки нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 2016. – 246 с.
6. Наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор: пат. Российская Федерация № 2708849 С1; заявл. 24.01.19; опубл. 12.12.19, Бюл. № 35. – 8 с.
7. Высококатионно-ингибированный буровой раствор: пат. Российская Федерация № 2768340, заявл. 24.05.21; опубл. 23.03.22, Бюл. № 9. – 11 с.
8. Кошелев З.Н. Общие принципы ингибирования глинистых пород и газлинизированных пластов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 13–15.
9. Третьяк А.Я. Рыбальченко Ю.М. Проблемы бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях на суше и шельфе // Neftegaz RU. – 2018. – № 1. – С. 80–85.
10. Третьяк А.А. Рыбальченко Ю.М. Биополимерный раствор для осложненных условий бурения // Oil and Gas Journal Russia. – 2011. – № 11. – С. 52–57.
11. Буровой раствор для строительства скважин в сложных условиях / А.А. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, С.И. Лубянова, Ю.Ю. Турунтаев, К.А. Борисов // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 28–31.
12. Гидродинамика при бурении импрегнированным породоразрушающим инструментом с эксцентриситетом режущей части торца матрицы / В.В. Нескоромных, М.С. Попова, П.Г. Петенев, И.А. Комаровский, А.Е. Головченко, Луи Баочанг // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 11. – С. 176–185.
13. Development of a dynamic model for drilling fluid's filtration to prevent formation damage / M. Farahani, R. Soleimani, S. Jamshidi, S. Salehi // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control. – Lafayette, LA, 2014, Feb. 26–28. – Paper No. SPE-168151.
14. Tran M.H., Aboussleiman Y.N., Nguyen V.X. The effects of low-permeability mud cake on time-dependent wellbore failure analyses // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – Ho Chi Minh City, Vietnam, 2010, November 1–3. – Paper No. SPE 135893.
15. Testing carrageenans with different chemical structures for waterbased drilling fluid application / V. de Oliveira, K. dos Santos Alves, A. da Silva-Junior, R. Aratijo, R. Balaban, L. Hilliou // Journal of Molecular Liquids. – 2020. – V. 299. – Article number 112139.
16. 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.
17. 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.
18. 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.
19. 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.
20. Nanomaterial-based drilling fluids for exploitation of unconventional reservoirs: a review / M. Ali, H.H. Jarni, A. Aftab, A.R. Ismail, N.M.C. Saady, M.F. Sahito, A. Keshavarz, S. Iglauer, M. Sarmadivaleh // Energies. – 2020. – V. 13. – № 13. – Article number 3417.

Поступила: 15.05.2023 г.

Прошла рецензирование: 23.05.2023 г.

#### Информация об авторах

**Третьяк А.Я.**, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

**Кривошеев К.В.**, студент Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

**Безмолитвенный Д.И.**, аспирант Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

UDC 622.24

## INFLUENCE OF THE ADDITIVE OF COPPER NANOPARTICLES ON THE PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS

**Alexander Ya. Tretyak<sup>1</sup>,**  
13050465@mail.ru

**Kirill V. Krivosheev<sup>1</sup>,**  
kirillkrivosheev@yandex.ru

**Dmitry I. Bezmolitivenny<sup>1</sup>,**  
130504t@mail.ru

<sup>1</sup> South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov,  
132, Prosveshcheniya street, Novocherkassk, 346428, Russia.

**Relevance.** Currently, drilling companies affect up to 30 % of productive time to combat differential grabs. The development of drilling fluids that contribute to the reduction of differential tacks is an urgent task. It is known that nanodisperse particles have a positive effect on the technological process of drilling wells, in this regard, the issue of developing nanostructured drilling fluids for drilling companies is in demand. Experimental studies have been carried out at the Department of Oil and Gas Engineering and Technology of the South-Russian State Polytechnic University (Novocherkassk Polytechnic University) and highly inhibited drilling fluids with the addition of nanodispersed copper with a concentration of up to 4 % and a particle size from 40 to 80 nm have been developed at the level of inventions. It has been experimentally established that the addition of nanoparticles of nanodispersed copper to highly inhibited drilling fluids improves rheological, lubricating and anti-seizure performance. Nanodispersed copper particles in the drilling fluid help to reduce the surface tension at the separation of the two phases – drilling column – filtration crust, which helps to reduce the probability of differential tacks.

**The aim** of the purpose of the research is to study the properties of the developed highly inhibited water-based solutions with the addition of nanodispersed copper, as well as to study their rheological, filtration, lubricating and anti-seizure capabilities.

**Objects:** highly inhibited drilling fluids and their main properties.

**Methods:** experimental-analytical method for studying the addition of copper nanoparticles to the properties of the drilling fluid.

**Results.** Laboratory studies of the effect of copper nanoparticle additives on the quality of the drilling fluid were carried out. The effect of dispersed copper nanoparticles on the main parameters of the drilling fluid was established.

### Key words:

Nanodisperse copper, additives, drilling mud composition, drilling mud parameters, experimental studies.

### REFERENCES

- Anishchik V.M., Borisenko V.E., Zhdanok S.A., Tolochko N.K., Fedosyuk V.M. *Nanomaterialy i nanotekhnologii* [Nanomaterials and nanotechnologies]. Eds. V.E. Borysenko, N.K. Tolochko. Minsk, IT Center of BSU Publ., 2008. 375 p.
- Gusev A.I. *Nanomaterialy, nanostruktury, nanotekhnologii* [Nanomaterials, nanostructures, nanotechnologies]. Moscow, Fizmatlit Publ. House, 2005. 416 p.
- Shadfar D., Eremyan G.A., Steliko A.V., Rukavishnikov V.S., Minaev K.M. Comparative analysis of the physical properties and economic efficiency of drilling fluids with nanoadditives. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 130–144. In Rus.
- Minakov A.V., Mikhienkova E.I., Zhingarev V.A., Neverov A.L., Rudyak V.Ya. Investigation of the influence of nanoparticle additives on the properties of drilling fluids. *Kolloidny zhurnal*, 2018, vol. 80, no. 4, pp. 435–444. In Rus.
- Evdokimov I.N. «Nanozhidkosti» i «umnye zhidkosti» v tekhnologiyakh razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy [«Nanofluids» and «smart fluids» in oil and gas field development technologies]. Moscow, Nedra Publ., 2016. 246 p.
- Tretyak A.A., Onofrienko S.A. *Nanostrukturirovanny, vysokoingibirovanny burovoy rastvor* [Nanostructured, highly inhibited drilling fluid]. Patent RF, no. 2708849, 2019.
- Tretyak A.Ya., Karelskaya E.V., Krymov A.V., Onofrienko S.A. *Vysokokationno-ingibirovanny burovoy rastvor* [Vysokokationno-inhibited drilling fluid]. Patent RF, no. 2768340, 2022.
- Koshelev Z.N. General principles of inhibition of clayey rocks and clayed formations. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2004, no. 1, pp. 13–15. In Rus.
- Tretyak A.Ya., Rybalchenko Yu.M. Problems of drilling wells in unstable clay deposits on land and shelf, *Neftegaz RU*, 2018, no. 1, pp. 80–85. In Rus.
- Tretyak A.A., Rybalchenko Yu. M. Biopolymer solution for difficult drilling conditions. *Oil and Gas journal Russia*, 2011, no. 11, pp. 52–57. In Rus.
- Tretyak A.A., Rybalchenko Yu.M., Lubyanova S.I., Turuntaev Yu.Yu., Borisov K.A. Drilling fluid for well construction in difficult conditions, *Neftyanoe khozyaystvo*, 2016, no. 2, pp. 28–31. In Rus.
- Neskoromnykh V.V., Popova M.S., Petenev P.G., Komarovskiy I.A., Golovchenko A.E., Lui Baochang. Hydrodynamics when drilling with an impregnated rock cutting tool with an eccentricity of the cutting part of the matrix end. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 11, pp. 76–185. In Rus.
- Farahani M., Soleimani R., Jamshidi S., Salehi S. Drilling fluid's filtration to prevent formation damage. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. Lafayette, LA, 2014, Feb. 26–28. Paper no. SPE-168151.
- Tran M.H., Abousleiman Y.N., Nguyen V.X. The Effects of low-permeability mud cake on time-dependent wellbore failure analyses. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Ho Chi Minh City, Vietnam, 2010, Nov. 1–3. Paper no. SPE 135893.
- 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.
- 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.

17. 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.
18. 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.
19. 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.
20. 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.

*Received: 15 May 2023.*  
*Reviewed: 23 May 2023.*

#### **Information about the authors**

**Alexander Ya. Tretyak**, Dr. Sc., professor, head of the Oil and Gas Engineering and Technology Department, South-Russian State Polytechnic University.

**Kirill V. Krivosheev**, student, South-Russian State Polytechnic University.

**Dmitry I. Bezmolitivenny**, postgraduate student, South-Russian State Polytechnic University.