

Оригинальная статья / Original article

УДК: 553.98

DOI: 10.21285/2541-9455-2017-40-3-90-98

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕАГЕНТОВ-ПЕНОГАСИТЕЛЕЙ В СОСТАВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

© Е.В. Аверкина^а, Э.В. Шакирова^б, Ю.В. Фокин^с

^{а-с}Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Российская Федерация, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

РЕЗЮМЕ. Введение. В практике бурения наклонно-направленных скважин в Восточной Сибири используются различные материалы и реагенты, обладающие противовспенивающими и пеногасящими свойствами, однако в разных средах, в которых предполагается производить пеногашение, различные вещества действуют избирательно. Об эффективности пеногасителя судят по результатам сравнения его действия с другими пеногасителями при обработке бурового раствора определенного состава. Нами были проведены сравнительные исследования по определению наиболее эффективного пеногашения и пенопредупреждения реагентами пеногасителями на буровом растворе, применяемом при строительстве эксплуатационных скважин на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении. **Методы.** В данном исследовании применялось два метода: оценка эффективности пеногашения методом изменения плотности бурового раствора и определение эффективности пенопредупреждения. **Результаты.** Было выявлено, что все испытуемые пеногасители имеют разную совместимость с исходным буровым раствором. Также сделали вывод, что наилучшей смазывающей способностью обладают реагенты BauDF Antifoam и Реапен 1408. Установлено, что наиболее оптимальным пеногасителем для бурового раствора данной рецептуры является Atren Antifoam С в концентрации 1%, продемонстрировавший одни из лучших показателей как пеногашения, так и пенопредупреждения. Выявлено негативное влияние на эффективность пенопредупреждения реагента СНЕМ ПГ. **Выводы.** Применение Atren Antifoam С в концентрации 1% в составе бурового раствора позволит предотвратить его вспенивание во время приготовления и предупредить негативное влияние пены на буровое оборудование.

Ключевые слова: смазочная добавка, липкость глинистой корки, фильтрационная корка, вспениваемость глинистого раствора, буровой раствор, пеногаситель, растворимость реагента.

Формат цитирования: Аверкина Е.В., Шакирова Э.В., Фокин Ю.В. Исследование реагентов-пеногасителей в составе бурового раствора // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2017. Т. 40. № 3. С. 90–98. DOI: 10.21285/2541-9455-2017-40-3-90-98

STUDY OF ANTI-FOAMING AGENTS IN THE COMPOSITION OF A DRILLING MUD

E.V. Averkina, E.V. Shakirova, Yu.V. Fokin

Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russian Federation

^аАверкина Елена Владимировна, старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, тел.: (3952) 405278, e-mail: averkina@mail.ru

Elena V. Averkina, Senior Lecturer of the Department of Oil and Gas Business, tel.: (3952) 405278, e-mail: averkina@mail.ru

^бШакирова Эльвира Венеровна, кандидат политических наук, доцент кафедры нефтегазового дела, тел.: (3952) 405278, e-mail: viva160@mail.ru

Elvira V. Shakirova, Candidate of Political sciences, Associate Professor of the Department of Oil and Gas Business, tel.: (3952) 405278, e-mail: viva160@mail.ru

^сФокин Юрий Владимирович, студент, тел.: (3952) 405278, e-mail: fokin@mail.ru

Yury V. Fokin, Student, tel.: (3952) 405278, e-mail: fokin@mail.ru

ABSTRACT. Introduction. The drilling practice of inclined directed wells in Eastern Siberia involves different materials and reagents with defoaming and foam suppressing properties. However, different substances work selectively in different media where it is supposed to suppress foam. The efficiency of an anti-foaming agent is evaluated by the comparison results of its action with other anti-foaming agents when processing a drilling mud of a certain composition. We have conducted comparative researches aimed at the determination of the most efficient foam suppression and foam prevention performed by anti-foaming agents on a drilling mud used in the construction of producing wells on the Yarakta oil-gas condensate field. **Methods.** Two methods are applied in this research: evaluation of foam suppression efficiency by the method of drilling mud density variation and determination of foam prevention efficiency. **Results.** It has been revealed that all tested anti-foaming agents have different compatibility with initial drilling mud. It has been concluded that BauDF Antifoam and Reapen 1408 reagents have the best lubricating ability. It has been determined that the most optimum anti-foaming agent for the drilling mud of this composition is Atren Antifoam C of 1% concentration which has one of the best indicators of both foam suppression and foam prevention. **Conclusions.** Application of Atren Antifoam C in 1% concentration as a part of the drilling mud will allow to prevent its foaming while being prepared and prevent the adverse impact of foam on drilling equipment.

Keywords: lubricating additive, clay cake stickiness, filter cake, clay mud foaming, drilling mud, anti-foaming agent, reagent solubility

For citation: Averkina E.V., Shakirova E.V., Fokin Yu.V. Study of anti-foaming agents in the composition of a drilling mud. Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits, 2017, vol. 40, no. 3, pp. 90–98. (In Russian). DOI: 10.21285/2541-9455-2017-40-3-90-98

Введение

Нефтегазовый промышленный комплекс играет важную роль в современной национальной экономике Российской Федерации. Нефть и газ являются стратегическим сырьем, идущим не только на удовлетворение нужд отечественной индустрии, но и на экспорт.

Необходимость быстреего развития экономики нашей страны ставит перед работниками нефтяной и газовой промышленности задачу повышения эффективности и улучшения качества строительства скважин. Эта задача включает в себя увеличение скоростных показателей бурения и повышение качества самих буровых работ.

Для предупреждения аварийных ситуаций и осложнений в процессе бурения скважины должно уделяться внимание всегда уделяется пеногасителям. Неуправляемое изменение плотности и реологических свойств бурового раствора приводит к обвалам стенок скважины, газонефтепроявлениям, ликвидации которых увеличивает стоимость буровых работ.

Строительство глубоких поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин в сложных горно-геологических

условиях с аномальными пластовыми давлениями обуславливает необходимость эффективного управления технологическими свойствами применяемых буровых растворов [1].

В последние годы резко увеличились поставки зарубежных и российских реагентов-пеногасителей для обработки буровых растворов. Реагенты отличаются не только высоким качеством, но и тем, что они в большинстве своем являются экологически безопасными [2]. Тем не менее предлагаемые реагенты необходимо проверить на совместимость с существующей химобработкой технологических растворов, выявляя оптимальные концентрации, определиться с технологией обработки, а значит, адаптировать их для конкретных горно-геологических условий нефтегазового региона [3, 4].

Методы и результаты исследования

В учебно-исследовательской лаборатории буровых растворов и крепления скважин ИРНТУ были проведены исследования эффективности пеногашения и пенопредупреждения реагентами-пеногасителями на буровом растворе, применяемом при строительстве эксплуатаци-

онных скважин на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

С целью качественного первичного вскрытия продуктивного Ярактинского горизонта предусмотрен биополимерный хлоркалийевый буровой раствор следующего состава: калий хлористый KCl, пеногаситель, кальцинированная сода Na₂CO₃, полианионная целлюлоза, биополимер, смазочная добавка. Плотность полученного бурового раствора – 1,03–1,05 г/см³. Все реагенты вводятся медленно для исключения образования сгустков, соблюдается порядок ввода. Добавки KCl > 5% вызывают частичное вспенивание бурового раствора, поэтому необходим ввод пеногасителя.

Для тестирования были представлены следующие образцы:

- ООО «НПП Реагент»: Реапен 1408;
- ООО «Миррико»: Atren Antifoam A; Atren Antifoam B; Atren Antifoam C;
- ООО «Баулюкс»: BauDF Antifoam;
- ООО «Ойл энерджи»: No Foam;
- Компания «ХимПартнеры»: СНЕМ ПГ; СНЕМ DF.

Физико-химические свойства реагентов-пеногасителей представлены в табл. 1.

В соответствии с рекомендациями фирм-поставщиков реагенты-пеногасители вводились в буровой раствор в трех концентрациях: 0,3; 0,5 и 1%. За основные параметры исследуемых буровых растворов принимались их плотность, реологические и смазочные свойства [5, 6].

Исследование эффективности пеногашения и пенопредупреждения проводилось двумя методами:

1. Эффективность пеногашения методом изменения плотности бурового раствора.

Данный метод основан на измерении плотности сильно вспененного бурового раствора и сравнении его с плотностью раствора с введенными в различ-

ных концентрациях реагентами-пеногасителями.

1. Приготавливался исходный буровой раствор (без пеногасителя), который выдерживался в нормальных условиях 16–20 ч в закрытой емкости.

2. С помощью пикнометра измерялась начальная плотность бурового раствора ρ_1 .

3. Вспенивание бурового раствора проводилось на высокоскоростном миксере Hamilton Beach, с помощью которого моделировались условия перемешивания бурового раствора буровыми насосами в процессе бурения скважины. Исходный раствор объемом 400 мл помещался под миксер и перемешивался с высокой скоростью в течение 20 мин. Сразу по окончании времени сливалось 300–350 мл раствора и замерялась плотность нижней части ρ_2 .

4. Оставшийся исходный раствор перемешивался лабораторной мешалкой со скоростью 1000–1500 об./мин в течение 30 мин.

5. После перемешивания в раствор добавлялся пеногаситель в рекомендуемой концентрации.

6. Раствор с пеногасителем помещался в миксер и перемешивался с высокой скоростью в течение 20 мин. Сразу по окончании времени сливалось 300–350 мл раствора и замерялась плотность нижней части ρ_3 .

Коэффициент эффективности пеногашения определяется по формуле

$$\varepsilon\Phi = \frac{\rho_3 - \rho_2}{\rho_1} \cdot 100\%.$$

Результаты эффективности пеногашения по изменению плотности бурового раствора представлены на рис. 1.

На основе анализа результатов проведенных исследований можно сделать вывод о том, что все испытываемые пеногасители имеют разную совместимость с исходным буровым раствором.

Таблица 1

Физико-химические свойства реагентов-пеногасителей

Table 1

Physical and chemical properties of anti-foaming agents

| Наименование характеристики / Characteristics | Реагенты-пеногасители / Anti-foaming agents | | | | | | | |
|---|--|---|--|--|---|--|---|---|
| | Реапен 1408 / Reapen 1408 | Atren Antifoam A | Atren Antifoam B | Atren Antifoam C | BauDF Antifoam | No Foam | СНЕМ ПГ | СНЕМ DF |
| Внешний вид / Appearance | Опалесцирующая жидкость темного цвета со слабым запахом / Opalescence liquid of dark color with a slight smell | Прозрачная жидкость от бесцветного до светло-желтого цвета / Transparent liquid from colourless to light yellow color | Вязкая жидкость от светло-желтого до серого цвета без механических примесей / Viscous liquid from light yellow to grey color without mechanical impurities | Жидкость бесцветного до коричневого цвета, допускается опалесценция / Liquid from colourless to brown color with permissible opalescence | Прозрачная жидкость от бесцветного до светло-желтого цвета / Transparent liquid from colourless to light yellow color | Прозрачная бесцветная жидкость / Transparent colourless liquid | Жидкость от белого до мутно-желтого цвета / Liquid from white to cloudy yellow color | Прозрачная жидкость от желтого до коричневого цвета / Transparent liquid from yellow to brown color |
| Плотность при t 20°C, г/см ³ / Density at t of 20°C, g/cm ³ | 0,83–0,87 | 1,00–1,01 | 1,00–1,01 | 0,95–1,05 | 1,03–1,09 | 0,82–0,84 | 0,87–0,89 | 0,88–0,90 |
| Температура застывания / Solidification point | -50°C | Не замерзает при отрицательных температурах / Doesn't freeze at temperatures below zero | | | | До -45°C | Не замерзает при отрицательных температурах / Doesn't freeze at negative temperatures | |
| Показатель эффективности пеногашения, % / Indicator of foam suppression efficiency, % | – | 70 | 80 | 80 | Не менее 70 / Not less than 70 | – | – | – |

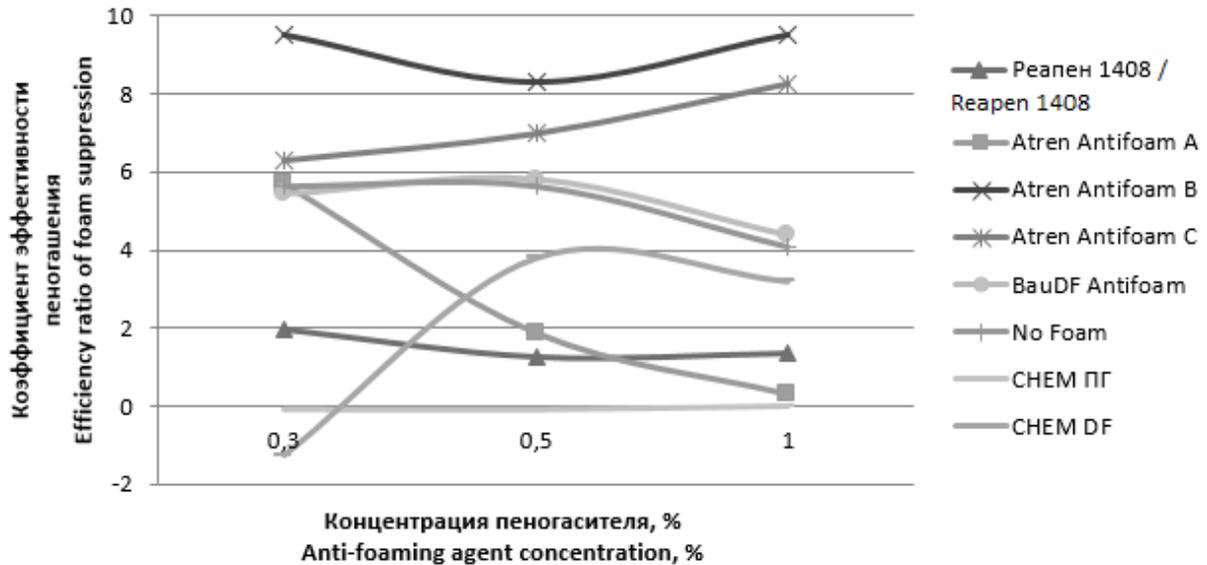


Рис. 1. Гистограмма эффективности пеногашения
Fig. 1. Histogram of foam suppression efficiency

Экспериментальные исследования эффективности пеногашения показывают следующее:

1. Не все испытываемые пеногасители показывают положительные результаты в составе данного бурового раствора.

2. Наблюдалось негативное влияние на эффективность пеногашения таких реагентов, как CHEM ПГ, который во всех концентрациях показал отрицательный коэффициент эффективности, и CHEM DF в концентрации 0,3%.

3. Наибольшую эффективность показали реагенты-пеногасители Atren Antifoam C в концентрации 1% и Atren Antifoam B в концентрациях 0,3 и 1%.

Пеногасящие реагенты предназначены не только для ликвидации вспенивания бурового раствора, но и для предупреждения образования пены. Многие реагенты-пеногасители проявляют в основном одно из этих свойств. Одни пеногасители являясь эффективными разрушителями уже образовавшейся пены, добавленные во время приготовления бурового раствора, не предупреждают ее. Другие демонстрируют способность предупреждать пенообразование, но не гасят пену.

2. Определение эффективности пенопредупреждения.

Тестирование реагентов-пеногасителей по определению эффективности пенопредупреждения проводилось на исходном буровом растворе, в который вводился реагент сульфенол в концентрации 0,5% от объема. Сульфенол представляет собой поверхностно-активное вещество и вызывает обильное пенообразование в буровом растворе.

Пенопредупреждающая способность реагентов-пеногасителей определялась замером объема вспененного раствора, помещенного сразу же после перемешивания в градуированный цилиндр. После замера максимального значения велось наблюдение разрушения образовавшейся пены в течение 15 мин и фиксировались изменения столба пены, результаты наблюдений приведены в виде графика на рис. 2.

Коэффициент эффективности пенопредупреждения после интенсивного перемешивания определяется по формуле

$$\text{ЭФП} = \frac{H_{\text{макс}} - H_{\text{кон}}}{H_{\text{макс}}} \cdot 100\%,$$

где $H_{\text{макс}}$ – максимальная высота столба

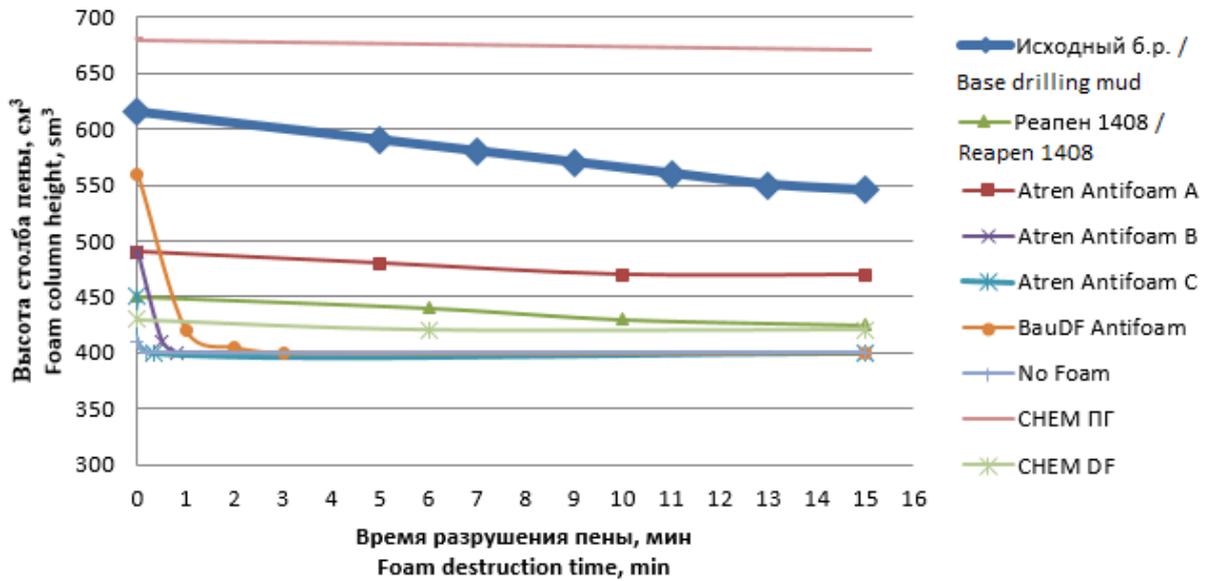


Рис. 2. Разрушение пены во времени
Fig. 2. Foam destruction in time

пены, образующаяся при вспенивании исходного раствора; $H_{кон}$ – высота столба пены, образующаяся при вспенивании раствора с пеногасителем.

Результаты эффективности пенопредупреждения по изменению высоты столба пены представлены на рис. 3.

По результатам проведенных испытаний наиболее высокие показатели пенопредупреждающей способности имеют реагенты CHEM DF и No Foam. Наблюдалось и негативное влияние на эффективность пенопредупреждения реагента CHEM ПГ: при добавлении реагента в

раствор возникало сильное и достаточно устойчивое вспенивание, причем по истечении времени вспенивание практически не разрушалось.

Реологические и структурно-механические свойства при введении данных реагентов в буровой раствор незначительно влияют на показатели, но в большей степени влияют на коэффициент трения. Результаты, представленные в табл. 2, показывают, что все исследуемые пеногасители уменьшают коэффициент трения, наилучшие показатели выделены в таблице курсивом.

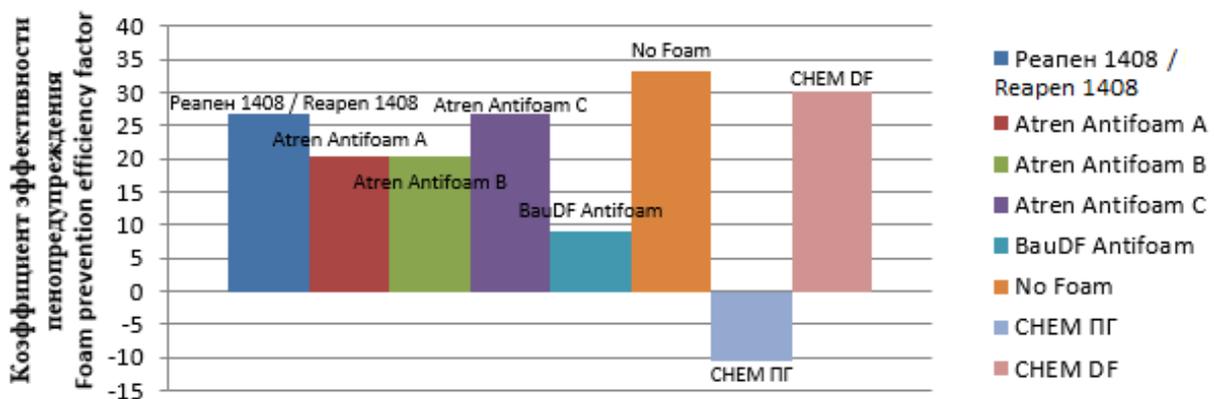


Рис. 3. Гистограмма эффективности пенопредупреждения
Fig. 3. Histogram of foam prevention efficiency

Таблица 2

Влияние реагентов-пеногасителей на коэффициент трения

Table 2

Defoaming agent-reagent effect on friction coefficient

| Наименование пеногасителя / Anti-foaming agent | Коэффициент трения при концентрации пеногасителя / Friction coefficient at anti-foaming agent concentration | | |
|---|--|-------|-------|
| | 0,3% | 0,5% | 1,0% |
| Исходный буровой раствор / Base drilling mud | 0,236 | | |
| Реапен 1408 / Reapen 1408 | 0,115 | 0,154 | 0,134 |
| Atren Antifoam A | 0,171 | 0,179 | 0,167 |
| Atren Antifoam B | 0,182 | 0,154 | 0,152 |
| Atren Antifoam C | 0,217 | 0,192 | 0,178 |
| BauDF Antifoam | 0,149 | 0,135 | 0,201 |
| No Foam | 0,174 | 0,177 | 0,174 |
| CHEM ПГ | 0,175 | 0,182 | 0,173 |
| CHEM DF | 0,153 | 0,203 | 0,172 |

Заключение

На основании полученных результатов можно сделать следующие выводы и вынести такие предложения.

Наилучшей смазывающей способностью обладают реагенты BauDF Antifoam и Реапен 1408.

Производителям реагентов CHEM ПГ необходимо доработать данный пеногаситель, так как в обоих методах он показал отрицательные значения.

Представленный образец Atren Antifoam C в концентрации 1% является оптимальным пеногасителем для бурового раствора данной рецептуры, продемонстрировавшим лучшие показатели как пеногашения, так и пенопредупреждения. Применение этого реагента в

составе бурового раствора позволит предотвратить его вспенивание во время приготовления и предупредить негативное влияние пены на буровое оборудование: обильное пенообразование приводит к снижению плотности бурового раствора и, соответственно, снижению противодавления на пласт, а это может вызвать нефтегазоводопроявления вплоть до выбросов и фонтанов.

Для того чтобы окончательно принять решение о возможности применения исследуемых пеногасителей в составе бурового раствора, необходимо провести их промышленное испытание при бурении скважин на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Библиографический список

1. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. М.: Недра, 1985. 509 с.

2. Ишбаев Г.Г., Дильмиев М.Р., Асабина Ю.М. [и др.]. Методы оценки эффективности пеногасителей для буровых растворов // Бурение и нефть. 2013. № 4. С. 38–41.

3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: Летопись, 2005. 663 с.

4. Яковлев А.А., Турицына М.В., Кузнецов А.С. Исследование влияния различных реагентов на разрушение пен и предупреждение пенообразования у буровых растворов // Вестник Пермского национального исследовательского

политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 15. С. 48–55.

5. Ламбин А.И., Иванишин В.М., Сираев Р.У., Аверкина Е.В., Шакирова Э.В., Коротков А.В. Исследование влияния состава эмульсионных буровых растворов на их показатели // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология,

поиски и разведка рудных месторождений. 2015. № 4 (53). С. 58–66.

6. Шакирова Э.В., Аверкина Е.В., Сабиров Т.Р. Влияние добавок на характеристики бурового раствора, применяемого при бурении скважин в Восточной Сибири // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. 2016. № 3 (56). С. 86–94.

References

1. Grei Dzh.R., Darli G.S.G. *Sostav i svoistva burovyykh agentov (promyvochnyykh zhidkostey)* [Composition and properties of drilling agents (flushing liquids)]. Moscow: Nedra Publ., 1985, 509 p.

2. Ishbaev G.G., Dil'miev M.R., Asabina Yu.M. Efficiency assessment methods of foam breakers for drilling muds. *Burenie i neft'* [Drilling and oil], 2013, no. 4, pp. 38–41.

3. Ryazanov Ya.A. *Entsiklopediya po burovym rastvoram* [The encyclopedia of drilling muds]. Orenburg: Letopis', 2005, 663 p.

4. Yakovlev A.A., Turitsyna M.V., Kuznetsov A.S. Research into effects of certain reagents on foam destruction and prevention of foam-formation in drill fluids. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo* [Bulletin of Perm national research polytechnic university. Geology. Oil & gas engineering & mining], 2015, no. 15, pp. 48–55. (In Russian).

5. Lambin A.I., Ivanishin V.M., Siraev

R.U., Averkina E.V., Shakirova E.V., Korotkov A.V. Study of the effect of emulsion drilling muds composition on their indicators. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdeniĭ* [Proceedings of Siberian Department of the Section of Earth Sciences Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits], 2015, no. 4 (53), pp. 58–66. (In Russian).

6. Shakirova E.V., Averkina E.V., Sabirov T.R. The effect of lubricating additives on characteristics of the mud used in well-drilling in Eastern Siberia. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o Zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdeniĭ* [Proceedings of Siberian Department of the Section of Earth Sciences Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Prospecting and Exploration of Ore Deposits], 2016, no. 3 (56), pp. 86–94. (In Russian).

Критерии авторства

Аверкина Е.В., Шакирова Э.В., Фокин Ю.В. провели исследование реагентов-пеногасителей в составе бурового раствора, обобщили результаты и написали рукопись. Аверкина Е.В. несет ответственность за плагиат.

Authorship criteria

Averkina E.V., Shakirova E.V., Fokin Yu.V. have studied defoaming agents as a part of a drilling mud fluid, have summarized the results and have written the manuscript. Averkina E.V. bears the responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила 21.06.2017 г.

Conflict of interests

The authors declare that there is no conflict of interests regarding the publication of this article.

The article was received 21 June 2017