

УДК 622.24

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТРАБОТАННОГО ТУРБИННОГО МАСЛА В БУРОВОМ РАСТВОРЕ В КАЧЕСТВЕ СМАЗЫВАЮЩЕЙ ДОБАВКИ

Ламбин Анатолий Иванович¹,
alambin@ex.istu.edu

Аверкина Елена Владимировна¹,
averkina.l@yandex.ru

Ерыгина Анастасия Николаевна²,
erygina_an@irkutskoil.ru

Аверкин Никита Алексеевич¹,
awerk1n2000@mail.ru

¹ Иркутский национальный исследовательский технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

² ООО «ИНК-СЕРВИС»,
Россия, 664007, г. Иркутск, ул. Октябрьской Революции, 24А.

Актуальность. Ежегодно увеличиваются объемы потребления смазочных материалов и, как следствие, объемы отработанных масел. В результате накапливаются их большие объемы, для которых требуются типовые приемы обращения с ними. Известно, что масла, в том числе отработанные, используются в качестве смазывающих добавок к буровому раствору. Практика последних лет показала целесообразность замены смазывающих добавок на отработанные смазочные масла, которые обеспечивали бы сохранение основных и достижения новых свойств. Также в данной статье приведены результаты исследования мицеллообразующих растворов при влиянии солей Na и K на их фильтрационные и коркообразующие свойства.

Цель: оценка возможности использования отработанного турбинного масла в буровом растворе в качестве компонента смазывающей добавки, а также его влияние на основные параметры бурового раствора; изучение влияния взаимодействия масла, эфира и соли на фильтрационные и коркообразующие свойства бурового раствора.

Объект: отработанные турбинные масла двигателей, отобранные на буровой площадке во время строительства скважины.

Методы. Для образования мицелл использовали воду, техническое масло и эфир. Исследования проводились с привлечением методики полного факторного эксперимента, в которой изучаемые влияния соли в растворах аппроксимировались в виде полиномов первого порядка.

Результаты. Замерены показатели бурового раствора. Путем сравнения первых коэффициентов полиномиальных моделей выявлено существенное влияние хлорида натрия на реологические и фильтрационные свойства растворов и липкость их фильтрационных пленок. Статистически подтверждено влияние хлоридов на группу из восьми растворов в разных масляных фракциях, для чего использовались критерии Стьюдента и Манна–Уитни. Приведена графическая интерпретация некоторых аппроксимаций уравнений влияния взаимодействия ингредиентов раствора на откликовую величину.

Ключевые слова:

смазочные добавки, буровой раствор, реологические и триботехнические свойства бурового раствора, коэффициент липкости фильтрационной корки.

Введение

В настоящее время строительство скважин осуществляется в различных условиях, характеризующихся многообразием геологического строения месторождений. Растет количество и глубина наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием, повышается температура, усложняется их конструкция и комплекс внутрискважинного оборудования, расположенного в нижней части буровой колонны. В результате возрастают силы сопротивления, возникающие как при вращении инструмента, находящегося в скважине, так и при спуско-подъемных операциях. Таким образом, для успешного и безаварийного бурения скважин материалы, применяемые в составе буровых растворов, должны обладать определенными триботехническими (смазочными, противоизносными, антиприхватными) свойствами, а также к ним должны предъявляться повышенные экологические требования [1].

Триботехнические свойства определяют способность буровых растворов снижать силу трения между контактирующими поверхностями. При этом снижение силы трения позволяет [2]:

- уменьшить крутящий момент при вращении колонны буровых труб и снизить сопротивление при ее продольном перемещении в наклонных и горизонтальных участках скважины, что в целом снижает энергоемкость процесса бурения;
- снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов и затраты на их ликвидацию;
- повысить ресурсы работы буровых труб и их соединений, гидравлических частей буровых насосов, забойных двигателей и породоразрушающего инструмента.

Упомянутые свойства буровых растворов улучшаются, как правило, введением смазочных добавок, широкий ассортимент которых используется в отечественной и зарубежной буровой практике. Смазочные

добавки снижают фазовую проницаемость фильтрата через корку, следовательно, уменьшают коэффициент сопротивления страгивания бурильной колонны по корке и фрикционное взаимодействие трущихся пар [3].

Для нефтяной и газовой промышленности представлен большой ассортимент высокоэффективных смазочных добавок на основе природных растительных и животных жиров, а также продукты химического и нефтехимического синтеза (сложные эфиры, многоатомные спирты, масла). Современные смазочные добавки представляют собой сложные многокомпонентные композиции, обладающие полифункциональным действием на промывочную жидкость и границы пар трения.

Отработанные нефтепродукты токсичны, имеют невысокую степень биоразлагаемости и являются опасными отходами, которые подлежат обязательному сбору и утилизации, а в отдельных случаях – уничтожению. Сказанное относится абсолютно ко всем группам смазочных масел, в том числе и к турбинным. Смазочные масла находят широкое применение при эксплуатации современной техники. Ежегодно увеличиваются объемы потребления смазочных материалов и, как следствие, объемы отработанных масел [2, 4]. В результате накапливаются большие объемы отработанных масел, для которых требуются типовые приемы обращения с ними.

Известно, что масла, в том числе отработанные, используются в качестве смазывающих добавок к буровому раствору. Практика последних лет показала целесообразность замены смазывающих добавок на отработанные смазочные масла [5].

Наличие данной информации позволило предположить возможность использования отработанного турбинного масла в качестве компонента смазывающей добавки.

Совершенствование технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин осуществляется с учетом рассмотрения их как дисперсных систем, с понятием которых связана обширная теоретическая база [2, 3]. Использование этой базы определяет развитие приготовления буровых растворов с заданными свойствами [4, 5]. Состояние ствола скважины и общая обстановка в ней и определяют заданные свойстваготавливаемой промывочной жидкости. Частота изменения свойств жидкости зависит от количества зон с несовместимыми условиями бурения. Предотвращение технологических осложнений или снижение степени их проявления в процессе строительства скважины во многом определяется составом и свойствами бурового раствора [6]. Значительную роль в технологии углубки скважины играют реологические параметры промывочной жидкости и смазочные свойства. Варьированием параметров решаются вопросы транспорта шлама, гидродинамических сопротивлений, механического трения и др. [7].

Наряду с гидродинамическими задачами, решаемыми с помощью изменения состава бурового раствора, решаются задачи повышения устойчивости стенок скважины за счет образования на них плотной, тонкой корки [8], то есть раствор должен обладать минимальным значением показателя фильтрации.

Существует и ряд других аспектов технологии бурения, которые требуют вмешательства в состав базового бурового раствора, для изменения его адсорбционных и адгезионных свойств. К примеру, борьба с сальникообразованием и снижение механического трения определяют внесение в состав раствора смазывающих добавок [9].

Некоторые добавки изменяют сразу несколько свойств раствора, улучшая одни и ухудшая другие свойства. Современная направленность совершенствования буровых растворов заключается в обеспечении таких свойств, как высокие ингибирующие и триботехнические свойства, высокая плотность при низком содержании твердой фазы, устойчивость к различного рода загрязнениям, термостабильность и низкая коррозионная активность, высокая экологичность при приготовлении и даже при повторном применении [10].

Тенденция к применению микро- и наночастиц в буровых растворах позволяет совершенствовать управляемость их свойствами для достижения оптимальных условий [11, 12]. Одним из методов организации ультрамикрорегетерогенных систем в промывочных жидкостях является применение мицеллообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) [13]. В их водных или углеводородных растворах за счет процессов самоорганизации дифильных молекул ПАВ образуются супрамолекулярные структуры в виде мицелл их агрегатов и пр. [14, 15].

Основная направленность вышеотмеченного определила постановку экспериментальных работ по выявлению влияния некоторых добавок на основные параметры микроэмульсионного бурового раствора.

Методика исследования

На кафедре нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского университета проводились исследования по оценке возможности использования в буровом растворе в качестве компонента смазывающей добавки отработанного турбинного масла, а также его влияния на основные параметры бурового раствора.

Для исследования эффективности использования отработанных масел в качестве компонента бурового раствора приготавливались два типа минерализованных систем. Минерализация раствора проводилась путем ввода солей галита NaCl до насыщения и хлористого кальция KCl. Обе системы используются на месторождениях Восточной Сибири при бурении под техническую и эксплуатационные колонны. Общая схема приготовления растворов представлена на рис. 1.

В каждой системе биополимер выполняет функцию структурообразователя, полианионная целлюлоза и крахмал предназначены для регулирования реологических свойств и контроля фильтрации, соответственно. Образование плотной фильтрационной корочки в интервалах поглощений бурового раствора достигается добавлением мраморной крошки различной фракции.

Для предотвращения затяжек и посадок инструмента при спускоподъемных операциях растворы об-

рабатываются смазочными добавками в концентрации 1,5–2 %.

В данной работе смазочные добавки заменены на отработанные турбинные масла двигателей, отобранные на буровой площадке во время строительства скважины. Были использованы 8 типов масел, собранных из редуктора-генератора, маслобака двигателя,

наработанное масло, а также их смесь. В таблице они обозначены как СМ-1, СМ-2... СМ-8. Концентрация вводимых масел была 1 и 2 %. Кроме этого, приготавливалась смесь масла и эфира для образования микроэмульсии. Оценивалось влияние продукта их взаимодействия на параметры бурового раствора. Результаты проведенных исследований представлены в таблице.

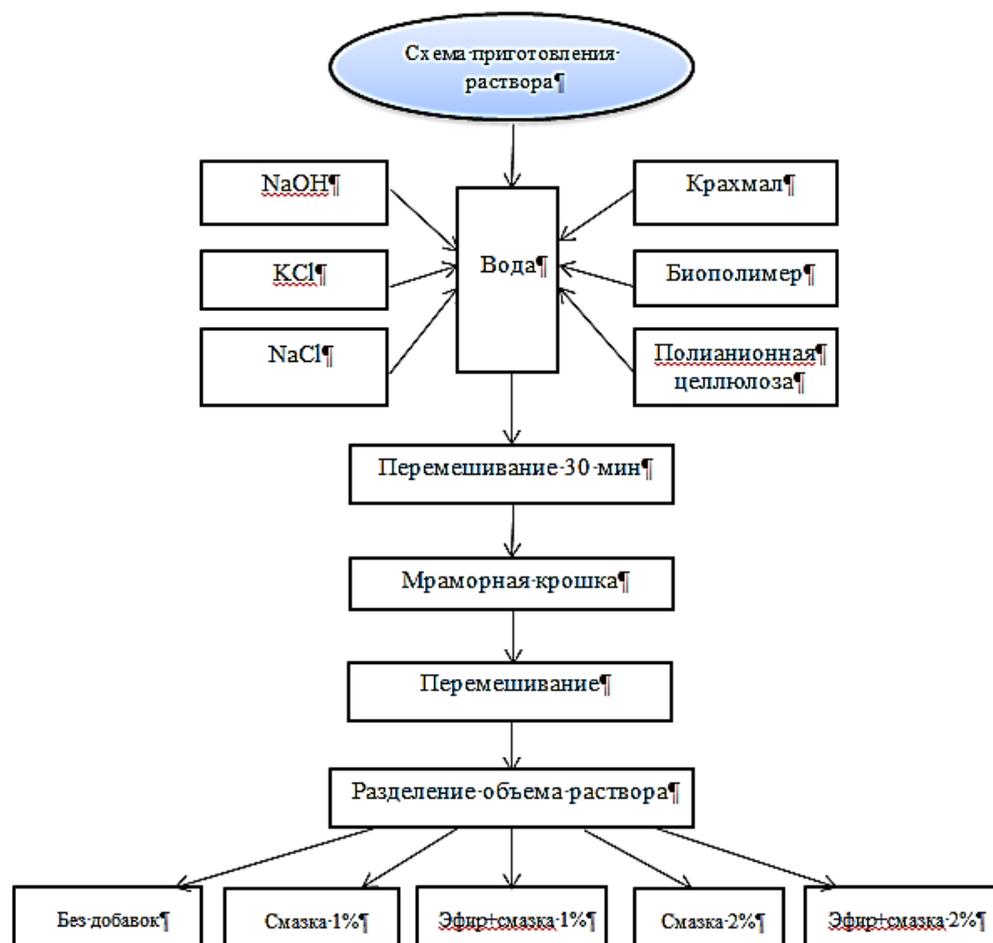


Рис. 1. Общая схема приготовления растворов: NaOH – гидроксид натрия; KCl – хлорид калия; NaCl – хлорид натрия

Fig. 1. General scheme of preparing of solutions: NaOH – sodium hydroxide; KCl – potassium chloride; NaCl – sodium chloride

Прежде чем вводить в буровой раствор различные концентрации масел и эфира проводился замер его параметров. У биополимерного соленасыщенного бурового раствора показатель фильтрации равен 4 см^3 , коэффициент липкости 0,1584; у биополимерного хлоркалиевого бурового раствора показатель фильтрации равен $6,1 \text{ см}^3$, коэффициент липкости 0,1763.

С целью сокращения числа опытов третий фактор – содержание соли в растворе, рассматривается как два фактора: на уровне –1 раствор содержит хлорид натрия (NaCl), а на уровне +1 – хлорид калия (KCl). Задача заключается в определении статистической значимости различия в действии солей на откликующую величину, которой является в данном случае показатель фильтрации.

Конечно, с целью уменьшения числа опытов можно было применить дробный факторный экспе-

римент [16], но тогда, в отличие от полного факторного эксперимента, происходит смешение факторов, что приводит к необходимости определения системы смешения через определяющий контраст [17], а это усложняет анализ экспериментальных данных.

Итак, рассматривалось влияние восьми видов смазочного материала, который представлен в виде смеси масел, отработки, взятой из картера двигателей после нескольких периодов работы и в виде чистых масел. Добавки этого материала производились в приготовленные по вышеуказанной схеме растворы (рис. 1, таблица).

Анализ экспериментальных данных с привлечением методики полного факторного эксперимента в данном случае требует определения статистической значимости различия средних значений или, в нашем случае, первых коэффициентов полученных моделей [18, 19].

Таблица. Влияние масел и смеси масел с эфиром на свойства минерализованных буровых растворов

Table. Effect of oils and mixture of oils with ether on the properties of mineralized drilling fluids

Тип смазки Lubricant type	Количество смазки, % Amount of lubricant, %	Наличие эфира Ether presence	Хлориды Chlorides	Показатель фильтрации Filtration rate	Кэф. липкости фильтрационной корки Coefficient of stickiness of the filtration crust	Угол закручивания пружины ротационного вискозиметра, RPM Twist angle of the rotary viscometer spring, RPM	
						600	300
CM-1 SM-1	1	1	KCl	9,6	0,0875	54,5	39,0
			NaCl	4,8	0,1272	68,5	50,0
		0	KCl	8,0	0,1850	54,3	38,9
			NaCl	6,2	0,1808	70,4	51,8
	2	1	KCl	5,8	0,0963	56,8	40,6
			NaCl	6,0	0,1228	69,4	51,0
		0	KCl	12,0	0,1629	54,6	38,6
			NaCl	5,2	0,1228	70,6	50,9
CM-2 SM-2	1	1	KCl	10,0	0,1095	55,2	39,9
			NaCl	5,6	0,1361	70,6	51,8
		0	KCl	4,4	0,1139	55,3	39,3
			NaCl	5,6	0,1184	70,2	50,6
	2	1	KCl	9,8	0,1228	56,5	39,9
			NaCl	6,0	0,0875	71,5	51,8
		0	KCl	11,0	0,1272	55,7	39,2
			NaCl	5,2	0,1673	71,4	52,1
CM-3 SM-3	1	1	KCl	4,6	0,1317	55,1	39,1
			NaCl	6,2	0,0963	70,8	51,3
		0	KCl	4,0	0,0568	53,7	37,0
			NaCl	5,4	0,2586	69,4	50,6
	2	1	KCl	4,6	0,1228	56,4	41,0
			NaCl	3,6	0,0963	72,1	51,5
		0	KCl	4,0	0,1272	53,5	37,7
			NaCl	2,8	0,1095	70,2	49,6
CM-4 SM-4	1	1	KCl	4,6	0,1584	54,7	39,2
			NaCl	5,2	0,0787	69,9	50,0
		0	KCl	3,6	0,1584	53,4	37,4
			NaCl	3,0	0,0875	69,5	50,4
	2	1	KCl	7,0	0,1405	57,0	41,1
			NaCl	5,6	0,1184	74,3	53,5
		0	KCl	4,8	0,0787	54,2	37,8
			NaCl	5,0	0,1944	70,8	51,1
CM-5 SM-5	1	1	KCl	4,2	0,0875	55,0	39,0
			NaCl	5,6	0,1184	69,3	48,5
		0	KCl	6,1	0,1495	54,0	37,8
			NaCl	4,2	0,2632	70,1	49,2
	2	1	KCl	10,5	0,1405	58,0	41,5
			NaCl	3,6	0,0919	72,2	50,8
		0	KCl	11,5	0,1763	54,8	38,5
			NaCl	2,4	0,1184	71,1	50,7
CM-6 SM-6	1	1	KCl	10,0	0,1450	54,5	38,4
			NaCl	5,2	0,1139	71,8	50,9
		0	KCl	4,2	0,0875	55,4	37,9
			NaCl	2,4	0,0831	70,0	49,8
	2	1	KCl	12,0	0,1272	56,8	40,7
			NaCl	2,2	0,1051	74,5	52,6
		0	KCl	3,8	0,0699	56,2	38,4
			NaCl	2,8	0,1095	73,7	49,7
CM-7 SM-7	1	1	KCl	3,6	0,0096	58,0	38,5
			NaCl	7,6	0,1139	68,8	48,7
		0	KCl	3,6	0,1317	56,1	37,7
			NaCl	4,2	0,2493	70,1	49,4
	2	1	KCl	3,0	0,1095	60,0	41,6
			NaCl	7,4	0,1361	71,5	54,1
		0	KCl	4,0	0,0524	53,7	37,6
			NaCl	3,4	0,1139	71,6	51,3
CM-8 SM-8	1	1	KCl	7,6	0,0568	54,8	40,2
			NaCl	6,4	0,1184	69,2	49,4
		0	KCl	8,0	0,1584	55,9	39,0
			NaCl	6,6	0,1405	70,5	49,5
	2	1	KCl	5,2	0,0919	63,2	49,6
			NaCl	3,4	0,1184	71,2	49,9
		0	KCl	7,2	0,0745	57,8	41,1
			NaCl	3,4	0,1007	72,8	52,2

В результате проведенного эксперимента получено восемь уравнений показателя фильтрации, коэффициенты которых определяют влияние каждого ингредиента раствора. По этим коэффициентам можно судить о направленности воздействия каждого ингредиента на показатель фильтрации раствора по уравнению (1).

$$y_{\phi}^1 = 7,2 + 0,05x_1 - 0,65x_2 + 1,65x_3 - 0,7x_1x_2 - 0,5x_2x_3 - 1,25x_1x_2x_3. \quad (1)$$

Кодовые обозначения факторов x_1, x_2, x_3 определяют, соответственно, смазка, эфир и соль. Подставив в уравнение (1) значения третьего фактора +1, т. е. влияние хлорида калия, получаем измененное уравнение (2), учитывающее влияние KCl:

$$y_{\phi} = 8,85 + 0,05x_1 - 1,15x_2 - 1,95x_1x_2. \quad (2)$$

Если подставить в (1) вместо $x_3 - 1$ для определения влияния NaCl на показатель фильтрации, то получим следующее уравнение (3):

$$y_{\phi} = 5,5 + 0,05x_1 - 0,15x_2 + 0,55x_1x_2. \quad (3)$$

Как видно, существенно изменились коэффициенты уравнения. Как известно, первый коэффициент отражает среднее значение рассматриваемого показателя при средних значениях ингредиентов. Уменьшение коэффициента 8,85 до 5,5 означает существенное влияние NaCl на показатель фильтрации в сторону уменьшения последнего.

На рис. 2 представлено влияние эфира и масляной фракции на показатель фильтрации раствора, содержащего NaCl и KCl.

Для большей наглядности это изменение показано на рис. 3.

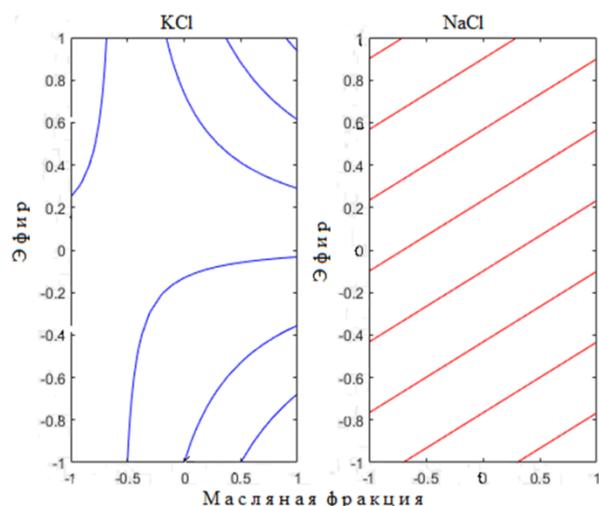


Рис. 2. Значения показателя фильтрации для растворов NaCl и KCl с маслом SM-1

Fig. 2. Filtration index values for NaCl and KCl solutions with oil SM-1

Сравнивая графики на рис. 2 и рассматривая расположение линий уровня, можно предположить, что значения изменяемых переменных (факторов) отображают область минимумов показателя фильтрации (стационарная область функции, отображающей показатель фильтрации).

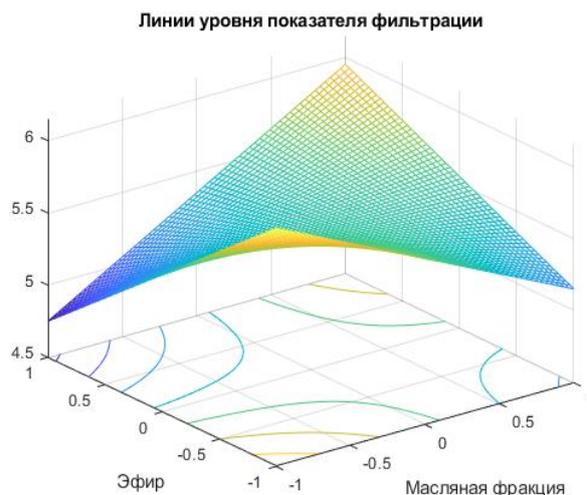


Рис. 3. Поверхность и линии уровня показателя фильтрации при интерпретации уравнения (3)

Fig. 3. Surface and lines of the filtration index level in the interpretation of equation (3)

Для растворов с маслом SM-2 получены уравнения (4)–(6):

$$y_{\phi}^2 = 7,2 + 0,05x_1 - 0,65x_2 + 1,65x_3 - 0,7x_1x_2 - 0,5x_2x_3 - 1,25x_1x_2x_3, \quad (4)$$

для KCl

$$y_{\phi}^2 = 8,8 + 1,6x_1 - 1,1x_2 - 1,70x_1x_2, \quad (5)$$

для NaCl

$$y_{\phi}^2 = 5,6 + 0,2x_2 + 0,25x_1x_2. \quad (6)$$

Графическая интерпретация уравнений (5) и (6) путем построения контурных графиков представлена на рис. 4.

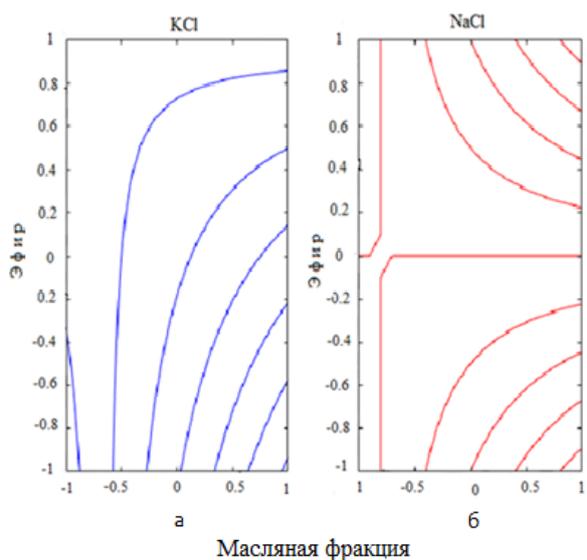


Рис. 4. Линии уровня показателя фильтрации при графическом представлении уравнений (5) и (6): а) в буровом растворе KCl; б) в буровом растворе NaCl

Fig. 4. Lines of the filtration index level in the graphical representation of equations (5) and (6): a) in KCl drilling fluid; b) in NaCl drilling fluid

В уравнениях (5) и (6) прослеживается (по первым коэффициентам) снижение показателя фильтрации при наличии в растворе NaCl. Такая тенденция просматривается и для остальных растворов, что определяет постановку задачи о статистической значимости снижения показателя фильтрации во всех исследуемых растворах с NaCl.

Для этой цели определяем ряд значений, составленный из первых коэффициентов моделей, полученных для каждого раствора по вышеизложенной методике.

Подставив во все уравнения вместо $x_3 + 1$, получаем ряд средних значений, т. е. первых коэффициентов, которые мы представим в виде выборки:

$$S_{KCl} = 8,85 \ 8,8 \ 4,3 \ 5,0 \ 8,075 \ 7,5 \ 3,55 \ 7,0.$$

Проведя подстановку в уравнения значения третьего фактора в виде -1 , т. е. введение NaCl в систему из восьми растворов, получаем новую выборку значений показателя фильтрации

$$S_{NaCl} = 5,55 \ 5,6 \ 4,5 \ 4,7 \ 3,95 \ 3,15 \ 4,8 \ 4,95.$$

Существенность различия от воздействия солей на показатель фильтрации определим с помощью статистического критерия Стьюдента. Так как выборки одинаковые по величине, t – критерий Стьюдента [20–22] определится по формуле (7):

$$t = \frac{\bar{X}_1 - \bar{X}_2}{\sqrt{\frac{s_1^2}{n_1} + \frac{s_2^2}{n_2}}}, \quad (7)$$

где \bar{X}_1, \bar{X}_2 – значения среднего выборки; S_1, S_2 – среднеквадратическое отклонение выборок; n_1, n_2 – объем выборок с учетом определения среднего значения выборки

$$t = \frac{6,634375 - 4,65}{\sqrt{\frac{6,313}{7} + \frac{0,6557}{7}}} = 2,52.$$

Сравнивая расчетное значение критерия с критическим, равным для нашего случая 2,145, отвергаем нулевую гипотезу, которая предполагает равенство средних, т. е. отсутствие различия. Отсюда следует вывод о различии воздействия солей на показатель фильтрации. То есть NaCl существенно уменьшает показатель фильтрации по сравнению с введением в состав раствора KCl. Механизм этого воздействия требует отдельного рассмотрения.

Определение степени влияния солей на липкость фильтрационной пленки для системы из восьми растворов производилось по вышеприведенному алгоритму.

Липкость пленки, полученной в эксперименте с раствором, содержащим масляную фракцию СМ-1, представлена в виде уравнений (8)–(10):

$$y_{\text{КТК}}^1 = 0,1357 - 0,0095x_1 - 0,0272x_2 - 0,0027x_3 + 0,0106x_1x_2 + 0,0061x_1x_3 - 0,0138x_2x_3 - 0,0028x_1x_2x_3, \quad (8)$$

для KCl

$$y_{\text{КТК}}^1 = 0,1303 - 0,0034x_1 - 0,0410x_2 + 0,0078x_1x_2, \quad (9)$$

для NaCl

$$y_{\text{КТК}}^1 = 0,1384 - 0,0156x_1 - 0,0134x_2 + 0,0078x_1x_2, \quad (10)$$

и их графической интерпретацией на рис. 5, 6.

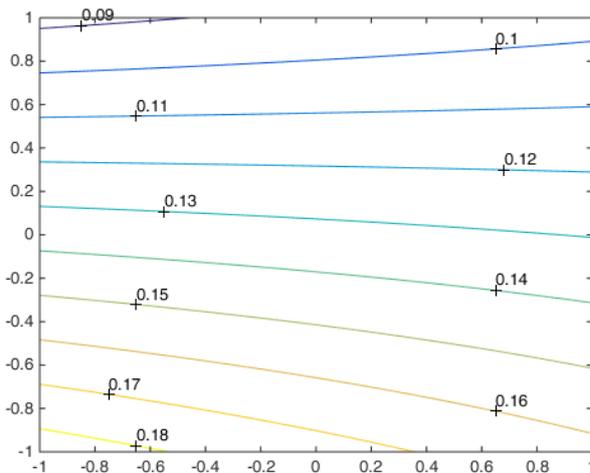


Рис. 5. Линии уровня липкости пленки при интерпретации уравнения (9)

Fig. 5. Film stickiness level lines in the interpretation of equation (9)

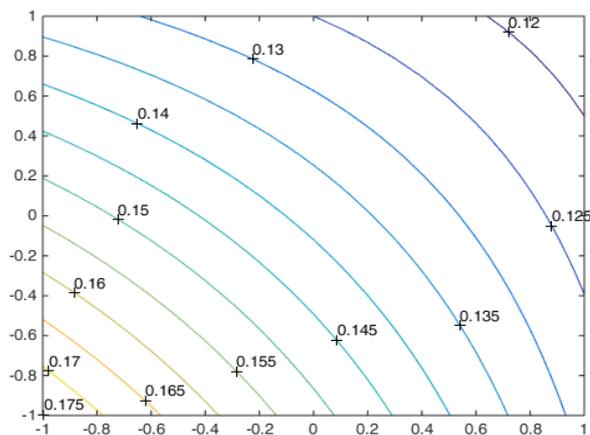


Рис. 6. Линии уровня липкости пленки при интерпретации уравнения (10)

Fig. 6. Film stickiness level lines in the interpretation of equation (10)

Выборка, составленная из показателей липкости пленки при воздействии KCl на систему растворов, имеет следующий вид:

$$S_{KCl} = 0,1303 \ 0,1183 \ 0,0943 \ 0,1340 \ 0,1384 \ 0,1074 \ 0,0759 \ 0,0954.$$

Воздействие NaCl на эту же систему представлено выборкой:

$$S_{NaCl} = 0,1386 \ 0,1273 \ 0,1402 \ 0,1198 \ 0,1480 \ 0,1006 \ 0,1533 \ 0,1196.$$

Сравнение средних значений выборок по t -критерию Стьюдента, равному 1,9289, показывает незначимость их различий, т. е. нулевая гипотеза не отвергается. Однако сравнение средних значений выборок по ранговому критерию Манна–Уитни определяет их существенное различие. По-видимому, значительная эксцентричность выборок (графики выборок, полученные с помощью среды STATISTICA-12, здесь не показаны) не позволяет использовать для сравнения параметрический критерий Стьюдента.

Таким образом, липкость пленок при фильтрации растворов, содержащих соль натрия, больше, чем растворов с солью калия. Этот факт также требует объяснения.

Влияние солей на реологические свойства растворов изучалось с помощью ротационной вискозиметрии (таблица). Используя общеизвестный факт, что полимерные растворы подчиняются степенной зависимости по формуле (11):

$$\tau = K\dot{\gamma}^n, \quad (11)$$

показания прибора (θ) на частотах вращения ротора 300 и 600 об/мин переводились в параметры этой зависимости по общепринятым формулам (12), (13):

$$n = 3,32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right), \quad (12)$$

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022n^2}, \quad (13)$$

где τ – напряжение сдвига, Па; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с^{-1} .

Параметр n – показатель нелинейности зависимости и K – коэффициент консистенции определяют реологию псевдопластичных жидкостей. Этот коэффициент численно равен напряжению сдвига при градиенте скорости, равном 1 с^{-1} [23, 24]. Чем большее значение K , тем большую вязкость имеет жидкость и, следовательно, обладает большей выносной способностью при ламинарном режиме течения, что важно для очистки скважины в процессе ее углубки.

Для раствора, имеющего масляную фракцию из смеси масел МС-1 и МС-2, составлен полный факторный эксперимент, в результате которого получено полиномиальное уравнение коэффициента консистенции, вычисленного по формулам (12), (13), исходя из показаний ротационного вискозиметра при частотах вращения ротора в 300 и 600 об/мин получаем уравнение (14):

$$y = 2,4593 - 0,0646x_1 + 0,0552x_2 + 0,5694x_3 + 0,1424x_1x_2 - 0,0228x_1x_3 - 0,0113x_2x_3 + 0,0687x_1x_2x_3. \quad (14)$$

Кодовые обозначения факторов $x_1x_2x_3$ определяют, соответственно, масло, эфир и соль. Третий фактор – соль, в данном случае подразделяли: на уровне -1 применялся хлорид К, на уровне $+1$ – хлорид Na. При подстановке этих кодовых обозначений в уравнение (13) получили уравнения (15)

$$y_{KCl}^1 = 1,8899 - 0,0418x_1 + 0,0665x_2 + 0,0737x_1x_2,$$

$$y_{NaCl}^1 = 3,0287 - 0,0874x_1 + 0,0439x_2 + 0,2111x_1x_2, \quad (15)$$

определяющие влияние масла, эфира и соответствующей соли с первой масляной фракцией на изменение коэффициента консистенции. По этим уравнениям для наглядности построены графики на рис. 7, 8.

На рис. 7 показана зависимость коэффициента консистенции от концентрации масла и эфира в растворе при растворении в нем KCl. Сравнение уравнений (15) и их графической интерпретации (рис. 7, 8) выявляет большее влияние хлорида натрия на вязкость суспензии, чем хлорида калия. Этому явлению пока нет теоретического обоснования.

Сравнение графиков показывает, что в растворе с KCl вязкость подвергается большей изменчивости за счет изменения концентрации эфира, а в растворах с NaCl – за счет изменения концентрации смазки.

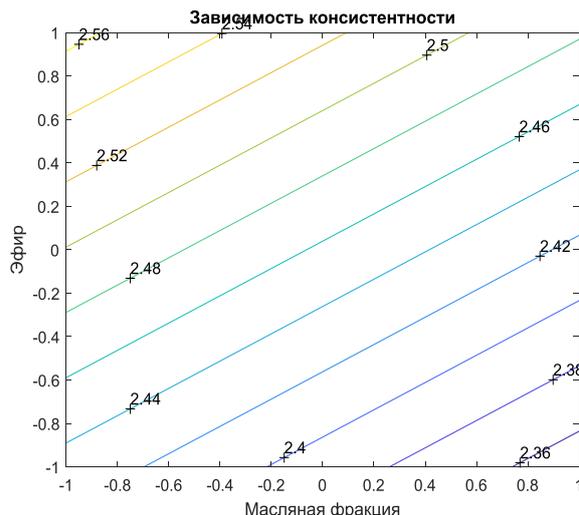


Рис. 7. Влияние состава раствора на его консистенцию
 Fig. 7. Solution composition effect on its consistency

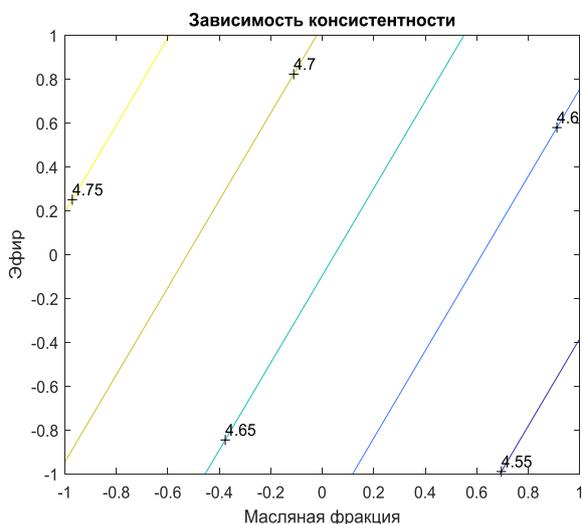


Рис. 8. Коэффициент консистенции при NaCl-обработке
 Fig. 8. Consistency coefficient during NaCl treatment

Заключение

Таким образом, в данной работе проведены сравнительные исследования возможности использования отработанных масел в качестве смазывающей добавки в NaCl и KCl буровых растворах. Анализируя полученные данные, можно отметить, что введение масел с эфиром (микроэмульсий) в различных концентрациях незначительно влияет на фильтрационные свойства буровых систем. В некоторых случаях в растворе KCl значение показателя увеличилось до 12 см^3 с маслом МС-6, что не критично и может быть отрегулировано с помощью ввода полимеров. В растворе NaCl резких скачков показателя фильтрации не наблюдалось. По данным, полученным при определении коэффициента липкости, можно видеть, что этот параметр снижался в большинстве случаев при добавлении масел и микроэмульсий. Исключением являются растворы NaCl с маслами МС-3 и МС-7. В связи с этим можно предположить, что

вводимые отработанные масла и смесь масел с эфиром можно использовать в качестве смазывающей добавки к буровому раствору.

Кроме этого, на фоне биополимерного раствора изучалось влияние взаимодействия масла, эфира и соли на фильтрационные и коркообразующие свойства бурового раствора. Выявлено существенное влияние NaCl на указанные свойства. Хлорид натрия в растворах снижает их показатель фильтрации, также повышает вязкость и увеличивает липкость фильтрационной пленки. Использована методика полного факторного эксперимента, причем для сокращения

числа опытов NaCl и KCl объединили в один фактор, но на уровне «+» фигурировал хлорид калия, а на уровне «–» – хлорид натрия. При моделировании вязкости растворов значения знаков было изменено. Это позволило статистически обозначить существенную разницу во влиянии солей на параметры всей рассматриваемой группы растворов. Можно предположить, что отмеченная разница осуществляется за счет разных гидратных оболочек катионов Na и K.

Большим интересом остаются механизмы образования коллоидных фракций в рассмотренных системах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Королев А.С. Анализ влияния на коэффициент трения смазочной добавки для буровых растворов ЭСД-1 // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2016. – № 1. – С. 55–58.
2. Булатов А.И., Бурыкин А.Н., Мойса Ю.Н. Практическое руководство по промывке и цементированию нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2015. – 305 с.
3. Хузина Л.Б., Голубь С.И. О смазочных добавках для буровых растворов // Бурение и нефть. – 2019. – № 5. – С. 30–33.
4. Махоро В.А., Каменщиков Ф.А. Новые смазочные добавки для буровых растворов // Бурение и нефть. – 2003. – № 2. – С. 15–17.
5. Preparation and tribological properties of dual-coated TiO₂ nanoparticles as water-based lubricant additives / Y. Gu, X. Zhao, Y. Liu, Y. Lv // Journal of nanomaterials. – 2014. – V. 2014. – P. 1–8.
6. Investigation of anti-corrosion properties of environmentally safe additives to drilling solutions based on tar of cotton oil / V.P. Bondarenko, V.G. Golubev, M.K. Zhantsov, A.S. Sadyrbayeva, Z.H.K. Nadirova, N.B. Ainabekov // Chemistry Today. – 2017. – V. 35. – № 17. – P. 32–36.
7. Митюк Д.Ю., Винокуров В.А., Фролов В.И. Физико-химические основы процессов добычи нефти. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2008. – 190 с.
8. Бабаян Э.В., Мойса Н.Ю. Буровые растворы. – М.: Изд-во «Инфра-Инженерия», 2019. – 328 с.
9. Марусов М.А., Мойса Ю.Н. Современные тенденции применения ингибирующих смазывающих добавок для утяжеленных буровых растворов Кубани // Бурение и нефть. – 2021. – № 7–8. – С. 26–29.
10. Поминова О.В., Грисюк П.В., Ескин К.В. Современные разработки новых высокоингибированных систем буровых растворов // Бурение и нефть. – 2020. – № 6. – С. 32–34.
11. Rheological and filtration characteristics of drilling fluids enhanced by nanoparticles with selected additives: an experimental study / N. Mohamadian, H. Ghorbani, D. Wood, H.K. Hormozi // Advances in Geo-Energy Research. – 2018. – V. 2 (3). – P. 228–236.
12. Singh S., Ahmed R. Vital role of nanopolymers in drilling and stimulations fluid applications // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Florence, Italy, September, 2010. – P. 1–7.
13. Разработка и оценка Ne: микроэмульсионной смазки для буровых растворов / Б. Донг, Е. Чжан, Цю Чжэнсун и др. // Материалы Международной конференции по нефтяным и нефтехимическим технологиям. – Сингапур, 2018. – С. 29–37.
14. Water-in-oil microemulsion drilling fluids: Patent US4012329A. Fil. 09.22.1975; Publ. 03.15.1977.
15. Preparation and tribological properties of dual-coated tio₂ nanoparticles as water-based lubricant additives / Gu Yue, Zhao Xiuchen, Liu Ying, Lv Yunxia // Journal of nanomaterials. – 2014. – V. 2014. – P. 1–9.
16. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. – М.: Изд-во «Наука», 1976. – 279 с.
17. Transformation of institutions of socio-economic development in the conditions of a long-term viral pandemic / I. Litvinenko, L. Gaisina, L. Semenova, E. Averkina, E. Gabdrakhmanov // AD ALTA: Journal of Interdisciplinary Research. – 2021 – V. 11. – № 2. – S21. – P. 220–224.
18. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. 3-е изд. пер. с англ. – М.: ИД «Вильямс», 2007. – 912 с.
19. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников. – М.: Изд-во «ФИЗМАТЛИТ», 2012. – 816 с.
20. Пен Р.З., Чендылова Л.В., Шапиро И.Л. Реологические свойства меловальных суспензий // Химия растительного сырья. – 2004. – № 4. – С. 11–15.
21. Rao K.P., Wei J.J. Performance of a new dry lubricant in the forming of aluminum alloy sheets // Wear. – 2001. – V. 12. – № 249. – P. 85–92.
22. Dvoynikov M.V., Nutskova M.V., Blinov P.A. Developments made in the field of drilling fluids by saint petersburg mining university // International journal of engineering, Transactions A: Basics. – 2020. – V. 4. – № 33. – P. 702–711.
23. Проблемы обращения с синтетическими турбинными маслами на основе триксиленилфосфатов / Д.В. Митрофанова, А.А. Жжоникова, Ж.В. Сурикова, Д.О. Сидоренко // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2019. – № 6 (291). – С. 65–67.
24. Разработка технологии получения компонентов буровых растворов на основе отработанных огнестойких турбинных масел / Д.О. Сидоренко, Д.В. Митрофанова, А.А. Жжоникова, Ж.В. Сурикова // Материалы Международной научно-практической конференции. – Магас: Ингушский государственный университет, 2021. – С. 245–249.

Поступила: 22.03.2023 г.

Прошла рецензирование: 17.04.2023 г.

Информация об авторах

Ламбин А.И., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

Аверкина Е.В., старший преподаватель кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

Ерыгина А.Н., инженер по растворам службы буровых растворов ООО «ИНК-СЕРВИС».

Аверкин Н.А., магистрант кафедры нефтегазового дела Иркутского национального исследовательского технического университета.

UDC 622.24

EVALUATION OF THE POSSIBILITY OF USING SPENT TURBINE OIL AS A LUBRICATING ADDITIVE IN DRILLING MUD

Anatoly I. Lambin¹,
alambin@ex.istu.edu

Elena V. Averkina¹,
averkina.l@yandex.ru

Anastasia N. Erygina²,
erygina_an@irkutskoil.ru

Nikita A. Averkin¹,
awerk1n2000@mail.ru

¹ Irkutsk National Research Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

² INK-Service,
24A, Oktyabrskoy revolyutsii street, Irkutsk, Russia.

The relevance. The consumption of lubricants and, as a result, the volume of used oils increases annually. As a result, large volumes of them are accumulated, which require standard methods of handling them. It is known that oils, including waste ones, are used as lubricating additives to a drilling mud. The practice of recent years has shown the expediency of replacing lubricating additives with used lubricating oils, which would ensure the preservation of the main and the achievement of new properties. This article presents the results of a study of micelle-forming solutions under the influence of Na and K salts on their filtration and crust-forming properties.

The main aim: evaluation of the possibility of using spent turbine oil in the drilling mud as a component of a lubricating additive, as well as its effect on the main parameters of the drilling mud; study of the effect of oil, ether and salt interaction on filtration and crust-forming properties of the drilling mud.

Objects: spent turbine engine oils selected at the drilling site during a well construction.

Methods. Drilling mud indicators were measured. Water, technical oil and ether were used to form micelles. The studies were carried out using the methodology of a complete factor experiment, in which the studied effects of salt in solutions were approximated in the form of first-order polynomials.

Results. By comparing the first coefficients of the polynomial models, a significant effect of sodium chloride on the rheological and filtration properties of solutions and the stickiness of their filtration films was revealed. The effect of chlorides on a group of eight solutions in different oil fractions was statistically confirmed, for which the Student and Mann–Whitney criteria were used. The paper introduces the graphical interpretation of some approximations of the equations of the solution ingredients interaction effect on the response value.

Key words:

lubricating additives, drilling fluid, rheological and tribotechnical properties of drilling mud, coefficient of stickiness of the filtration crust.

REFERENCES

- Korolev A.S. Analiz vliyaniya na koeffitsient treniya smazochnoy dobavki dlya burovnykh rastvorov ESD-1 [Analysis vliyaniya na koeffitsient treniya smazochnoy dobavki dlya burovnykh rastvorov ESD-1]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglerodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh*, 2016, no. 1, pp. 55–58.
- Bulatov A.I., Burykin A.N., Moysa Yu.N. *Prakticheskoe rukovodstvo po promyke i tsementirovaniyu neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Practical guide to flushing and cementing oil and gas wells]. Krasnodar, Prosveshchenie-Yug Publ., 2015. 305 p.
- Huzina L.B., Golub S.I. About additives for lubrication of drilling fluids. *Drilling and oil*, 2019, no. 5, pp. 30–33. In Rus.
- Makhoro V.A., Kamenshchikov F.A. New lubricating additives for drilling fluids. *Drilling and oil*, 2003, no. 2, pp. 15–17. In Rus.
- Gu Y., Zhao X., Liu Y., Lv Y. Preparation and tribological properties of dual-coated TiO₂ nanoparticles as water-based lubricant additives. *Journal of nanomaterials*, 2014, vol. 2014, pp. 1–8.
- Bondarenko V.P., Golubev V.G., Zhantasov M.K., Sadyrbayeva A.S., Nadirova Z.H.K., Ainabekov N.B. Investigation of anti-corrosion properties of environmentally safe additives to drilling solutions based on tar of cotton oil. *Chemistry Today*, 2017, vol. 35, no.17, pp. 32–36.
- Mityuk D.Yu., Vinokurov V.A., Frolov V.I. *Fiziko-khimicheskiye osnovny protsessov dobychi nefiti* [Physico-chemical bases of oil production processes]. Moscow, Neft i gaz Publ., 2008. 190 p.
- Babayana E.V., Moysa N.Yu. *Burovyne rastvory* [Drilling fluids]. Moscow, Infra-Engineering Publ., 2019. 328 p.
- Marusov M.A., Moysa Yu.N. Modern trends in the use of inhibitory lubricating additives for weighted drilling fluids of the Kuban. *Drilling and oil*, 2021, no. 7–8, pp. 26–29. In Rus.
- Pominova O.V., Grisyuk P.V., Eskin K.V. Modern developments of new highly inhibited systems of drilling fluids. *Drilling and oil*, 2020, no. 6, pp. 32–34. In Rus.
- Mohamadian N., Ghorbani H., Wood D., 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 (3), pp. 228–236.
- Singh S., Ahmed R. Vital role of nanopolymers in drilling and stimulations fluid applications. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, 2010. pp. 1–7.
- Dong B., Chzhan E., Chzhensun C. Razrabotka i otsenka Ne: mikroemulsionnoy smazki dlya burovnykh rastvorov [Development and evaluation of Ne: microemulsion lubricant for drilling fluids]. *Materialy Mezhdunarodnoy konferentsii po neftyanym i nefekhimicheskim tekhnologiyam* [Proceedings of the international conference on Petroleum and Petrochemical Technologies]. Singapore, 2018. pp. 29–37.
- Hayes J.B. *Water-in-oil microemulsion drilling fluids*. Cox. Patent US4012329A USA, 1977.
- Gu Yue, Zhao Xiuchen, Liu Ying, Lv Yunxia. Preparation and tribological properties of dual-coated tio₂ nanoparticles as water-

- based lubricant additives. *Journal of nanomaterials*, 2014, vol. 2014, pp. 1–9.
16. Adler Yu.P., Markova E.V., Granovskiy Yu.V. *Planirovanie eksperimenta pri poiske optimalnykh usloviy* [Experiment planning while searching for optimal conditions]. Moscow, Nauka Publ., 1976. 279 p.
 17. Litvinenko I., Gaisina L., Semenova L., Averkina E., Gabdrakhmanov E. Transformation of institutions of socio-economic development in the conditions of a long-term viral pandemic. *AD ALTA: Journal of Interdisciplinary Research*, 2021, vol. 11, no. 2, S21, pp. 220–224.
 18. Drejper N., Smit G. *Prikladnoy regressionnyy analiz*. [Applied regression analysis]. 3rd ed. Translated from English. Moscow, Williams Publ., 2007. 912 p.
 19. Kobzar A.I. *Prikladnaya matematicheskaya statistika. Dlya inzhenerov i nauchnykh rabotnikov* [Applied mathematical statistics. For engineers and scientists]. Moscow, FIZMATLIT Publ., 2012. 816 p.
 20. Pen R.Z., Chendylova L.V., Shapiro I.L. Reologicheskie svoystva meovalnykh suspenziy [Rheological properties of chalky suspensions]. *Khimiya rastitelnogo syrya*, 2004, no. 4, pp. 11–15.
 21. Rao K.P., Wei J.J. Performance of a new dry lubricant in the forming of aluminum alloy sheets. *Wear*, 2001, vol. 12, no. 249, pp. 85–92.
 22. Dvoinikov M.V., Nutskova M.V., Blinov P.A. Developments made in the field of drilling fluids by saint petersburg mining university. *International journal of engineering, Transactions A: Basics*, 2020, vol. 4, no. 33, pp. 702–711.
 23. Mitrofanova D.V., Zhzhonikova A.A., Surikova Z.V., Sidorenko D.O. Problems of handling synthetic turbine oils based on trixylene phenophosphates. *Environmental protection in the oil and gas complex*, 2019, no. 6 (291), pp. 65–67. In Rus.
 24. Sidorenko D.O., Mitrofanova D.V., Zhitnikova A.A., Surikova Zh.V. Razrabotka tekhnologii polucheniya komponentov burovykh rastvorov na osnove otrabotannykh ognestoykikh turbinnykh masel [Development of technology for obtaining components of drilling fluids based on spent flame-resistant turbine oils]. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Materials of the International Scientific and Practical Conference]. Magas, Ingush State University Publ., 2021. pp. 245–249.

Received: 22 March 2023.

Reviewed: 17 April 2023.

Information about the authors

Anatoly I. Lambin, Cand. Sc., associate professor, Irkutsk National Research Technical University.

Elena V. Averkina, senior lecturer, Irkutsk National Research Technical University.

Anastasia N. Erygina, drilling mud service solutions engineer INK-Service.

Nikita A. Averkin, master's student, Irkutsk National Research Technical University.