

А. Р. Хамиди, Р. Р. Мингазов, А. И. Писарев,
Д. Ш. Садыков, Н. Ю. Башкирцева

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА ЭМУЛЬСИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Ключевые слова: бурение скважин, растворы на углеводородной основе, эмульсионные растворы, электростабильность, агрегативная устойчивость эмульсий.

Буровые растворы на углеводородной основе характеризуются термодинамической неустойчивостью и даже малейшие колебания в количественном составе реагентов, отвечающих за стабильность или агрегативную устойчивость системы, могут привести к коалесценции глобул дисперсной фазы эмульсии и последующему разделению фаз. Исследования, приведенные в статье, показывают оценку степени влияния количественного состава РВО на стабильность образующихся эмульсий, характеризуемых параметром электростабильности. Во время лабораторных испытаний было разработано и сопоставлено 54 различные системы буровых растворов на основе базового дизельного топлива, как наиболее доступной и распространенной основы для РВО. Результаты, полученные в ходе работ интерпретированы в виде зависимостей роста электрической стабильности эмульсий от увеличения процентного содержания реагента. Установлено, что среди всех компонентов наибольшее влияние на формирование термодинамически устойчивой системы оказывает содержание эмульгатора и ионов кальция Ca^{2+} в виде извести. Авторы считают, что жирные кислоты в составе эмульгатора вступают в реакцию омыления с оксидом кальция с образованием кальциевого мыла, тем самым стабилизируя и придавая устойчивость обратной эмульсии. Умеренное влияние оказывает содержание кальциевых хлоридов и структурообразователя, представляющего собой органophilную глину. Установлено наиболее оптимальное водо-нефтяное соотношение для создания наиболее эффективной системы. Данный анализ позволит более полным образом понять механизм формирования обратных эмульсий для дальнейшего управления технологическими параметрами РВО, а также открыть новые области для дальнейших исследований и выявления закономерностей, связанных с изменением компонентного состава буровых растворов.

A. R. Khamidi, R. R. Mingazov, A. I. Pisarev,
D. Sh. Sadykov, N. Yu. Bashkirtseva

RESEARCH OF THE INFLUENCE OF THE COMPOSITION OF EMULSION DRILLING FLUIDS ON THEIR PERFORMANCE CHARACTERISTICS

Key words: well drilling, oil-based mud, emulsion solutions, electrical stability, aggregative stability of emulsions.

Oil-based muds are characterized by thermodynamic instability and even the slightest fluctuations in the quantitative composition of the reagents responsible for the stability or aggregate stability of the system can lead to coalescence of the globules of the dispersed phase of the emulsion and subsequent phase separation. The studies presented in the article show an assessment of the degree of influence of the quantitative composition of the OBM on the stability of the resulting emulsions characterized by the electrical stability parameter. During laboratory tests, 54 different drilling fluid systems based on basic diesel fuel were developed and compared, as the most accessible and widespread basis for OBM. The results obtained in the course of the work are interpreted as dependencies of the growth of electrical stability of emulsions on an increase in the percentage content of the reagent. It was found that among all the components, the greatest influence on the formation of a thermodynamically stable system is exerted by the content of the emulsifier and calcium ions Ca^{2+} in the form of lime. The authors believe that fatty acids in the emulsifier react with calcium oxide to form calcium soap, thereby stabilizing and making the inverse emulsion stable. The content of calcium chlorides and the structure-forming agent, which is organophilic clay, has a moderate effect. The most optimal water-oil ratio for creating the most effective system has been established. This analysis will allow a more complete understanding of the mechanism of inverse emulsion formation for further control of the OBM process parameters, as well as open up new areas for further research and identification of patterns associated with changes in the component composition of drilling fluids.

Введение

В последние десятилетия вопрос устойчивого и эффективного извлечения углеводородных ресурсов стал одной из приоритетных задач мировой энергетической отрасли. Буровой раствор, как первичная жидкость, контактирующая с продуктивным пластом при его вскрытии, играет ключевую роль в процессе разработки скважины, а мировой опыт показывает, что от эффективности буровых работ зависит ее последующий дебит. Качество бурения определяется не только применяемыми инструментами, но и технологией промывки скважины [1, 2]. На сегодняшний день различают два основных типа буровых растворов: растворы на водной основе (РВО)

и растворы на углеводородной основе (РУО). Для приготовления РВО используют поверхностно-активные вещества, биополимеры, глинопорошок, химические реагенты акрилового типа, различные соли, карбонатные наполнители, утяжелители и смазывающие добавки [3-5]. Малоглинистые и биополимерные растворы требуют дополнительных временных и финансовых затрат на их приготовление и обработку.

К преимуществам растворов на водной основе можно отнести безопасность, доступность и простоту применения реагентов. Однако образующаяся в процессе бурения глинистая корка совместно с воздействием полимеров ограничивает фильтрацию буровой жидкости в поры пласта, что приводит к изменению

механических свойств, снижению естественной проницаемости коллектора, а как следствие, к снижению его продуктивности. Свести к минимуму данные изменения можно использованием специальных ингибированных систем, как, например, полимерные растворы, содержащие хлорид калия. Однако, при этом невозможно предотвратить процесс смачивания водой пор горной породы. [6]. Гидрофилизацию пор горной породы можно предотвратить при использовании растворов, которые не будут его смачивать, и как следствие, не будут вызывать изменений фильтрационных свойств породы. Именно с этой целью в США в 1937 году были разработаны буровые растворы на углеводородной основе (РУО), нашедшие применение в России с 1955 года, благодаря вкладу профессора МИНХиГП имени И. М. Губкина – К. Ф. Жигача [7].

В качестве основы для РУО может использоваться как сырая нефть, так и продукты ее переработки: дизельное топливо (ДТ), минеральные базовые масла, а также масла растительного происхождения, благодаря чему достигаются высокие показатели в смазывающей способности долота, что играет ключевую роль в бурении наклонно-направленных скважин [8]. Применение данных неполярных основ способствует тому, что в отличие от растворов на водной основе, системы будут нечувствительны к химическим загрязнениям, таким как различные соли, диоксид углерода и сероводород. Преимуществами буровых растворов на углеводородной основе являются:

- Сохранение проницаемости призабойной зоны пласта (ингибирование процесса набухания глин из-за инертности углеводородной фазы относительно горной породы);
- Исключение прихватов бурильных труб и затяжки инструментов в процессе бурения, а также обеспечение устойчивости ствола скважин;
- Хорошая способность вымывания выбуренного шлама (горной породы);
- Сверхнизкий коэффициент трения, высокие смазывающие и антикоррозионные свойства;
- Возможность многократного повторного применения раствора.

подавляющее большинство применяемых на сегодняшний день рецептур РУО представляют собой обратную эмульсию взаимно нерастворяющихся друг в друге полярных и неполярных жидкостей, по типу «вода в масле» [9]. Под термином «масло» подразумеваются, как уже отмечалось выше, олеофильные нерастворимые в водной фазе органические жидкости, такие как: сырая нефть и продукты ее переработки, растворяющиеся в неполярных средах. Основные эксплуата-

ционные показатели, которые необходимы при вскрытии скважин, РУО приобретают в процессе эмульгирования. Дисперсионной средой является органическая гидрофобная жидкость, а дисперсной фазой – вода или водные растворы солей хлорида кальция, нашедших наибольшее применение [10].

Важнейшим этапом проектирования промывки скважин для определенных горно-геологических условий является разработка и оптимизация рецептуры бурового раствора. Путем исследования воздействия каждого отдельного компонента РУО, а также их взаимодействия между собой, можно получить оптимальный состав, подходящий для специфических условий бурения, технологические параметры которого регулируются путем оперативного управления в процессе строительства скважины. Большинство компонентов бурового раствора оказывают комбинированное действие [11].

Объекты и методы исследования

В лабораторных условиях были проведены исследования многокомпонентного бурового раствора на углеводородной основе с целью оценки влияния количества различных реагентов на его эксплуатационные свойства и управления параметром стабильности буровых растворов при бурении скважин с большим отклонением от вертикали.

Как уже отмечалось ранее, исследуемые системы представляют собой обратную эмульсию типа «вода в масле», в роли дисперсионной среды выступает летнее базовое дизельное топливо, в качестве дисперсной фазы – водный раствор хлорида кальция (CaCl_2) с плотностью $1,3 \text{ г/см}^3$. Основным компонентом при создании РУО является эмульгатор [12]. В качестве эмульгатора был использован коммерческий эмульгатор EVASTIM™ EMUL марки А, представляющий собой смесь модифицированных жирных кислот, которые вступают в реакцию омыления с окисью кальция (негашеной известью) с образованием кальциевого мыла [13]. Для обеспечения высоких структурных свойств и повышенной седиментационной устойчивости в качестве структурообразователя применяется органофильная глина ОРГАНОБЕНТ и гидрофобизирующей жидкости EVASTIM™ GF. Для регулирования реологических свойств РУО применялся EVASTIM™ RM марки А, а для управления показателем фильтрации – Black Tröl. Компонентный состав буровых растворов на основе углеводородов различных нефтесервисных компаний зависит от качества применяемых реагентов. В качестве исходной рецептуры для исследований была выбрана система, содержащая следующий усредненный компонентный состав (табл. 1).

Таблица 1 – Базовый компонентный состав

Table 1 – Basic component composition

№ п/п	Реагенты	Название	Дозировка, %	Концентрация кг/м^3 (л/м^3)	На 300 мл (гр/мл)	Время перемешивания
1	2	3	4	5	6	7
1	Основа РУО	Дизельное топливо	70	700	210	
2	Структурообразователь	Органофильная глина	2	20	6	30
3	Эмульгатор	EVASTIM™ EMUL A	2,5	25	7,5	15
4	Контроль щелочности	Известь	1,33	13,3	4	10

Продолжение таблицы 1

Continuation of Table 1

1	2	3	4	5	6	7
5	Гидрофобизатор	EVASTIM™ GF	0,5	5	1,5	5
6	Понизитель фильтрации	Black Trol	1	10	3	20
7	Рассол (капельно)	350 г/л CaCl ₂	30	300	90	20 мин ввод+10 мин
8	Утяжелитель	Микрокальцит МК-80	73,3	733	220	10
9	Регулятор реологии	EVASTIM™ RM A	1,67	16,7	5	15

Обсуждение результатов исследования

С целью определения влияния концентраций тех или иных компонентов на технологические параметры РУО было проведено сопоставление 24 различных составов. Разброс концентрации реагентов в составе бурового раствора представлен в таблице 2, где отображены нижние и верхние пределы концентраций применяемых реагентов. Приготовление растворов осуществлялось строго согласно рецептуре и порядку ввода реагентов с выдержкой времени перемешивания, как указано в таблице 1 с базовым компонентным составом РУО. Ввод компонентов осуществлялся при постоянном перемешивании на высокоскоростной мешалке HTD10330 High-speed Mixer (не менее 12000 об/мин).

Таблица 2 – Изменение компонентного состава РУО

Table 2 – Change in the component composition of the OBM

Состав	Содержание, кг/м ³ (л/м ³)	
	Нижний предел	Верхний предел
Дизельное топливо	500	900
Структурообразователь	6,67	40
Эмульгатор	13,3	66,7
Известь	6,67	40
Гидрофобизатор	1,67	10
Понизитель фильтрации	3,33	20
Хлорид кальция	0	333,3
Утяжелитель	166,67	1000
Регулятор реологии	6,67	40

Основной параметр, который характеризует агрегативную устойчивость бурового раствора на углеводородной основе к коалесценции глобул дисперсной фазы, является показателем электростабильности (ЭС, В). Значение электростабильности РУО определялось при помощи измерителя ПЭС-2000. Дисперсной фазой (внешней средой) РУО является неполярная олеофильная жидкость (масло, дизельное топливо), которое не проводит через себя электрический ток [14]. После погружения прибора, состоящего из двух параллельных пластинчатых электродов, в буровой раствор, и приложения синусоидального электрического напряжения до электрического пробоя эмульсии, происходит ее

разрушение. Водная же фаза, проводит через себя электрический ток и становится внешней средой эмульсии в объеме между электродами прибора. Чем больше напряжения необходимо приложить для электропробоя эмульсии, тем выше показатель агрегативной устойчивости РУО [15].

На электростабильность существенным образом влияет содержание эмульгатора и извести (рис. 1, 2). Умеренную степень влияния имеет ряд следующих реагентов, которые расположены в порядке уменьшения степени данного воздействия на электростабильность РУО: хлорид кальция, гильсонит, регулятор реологии, кольматант-утяжелитель, гидрофобизирующая жидкость, органophilная глина.

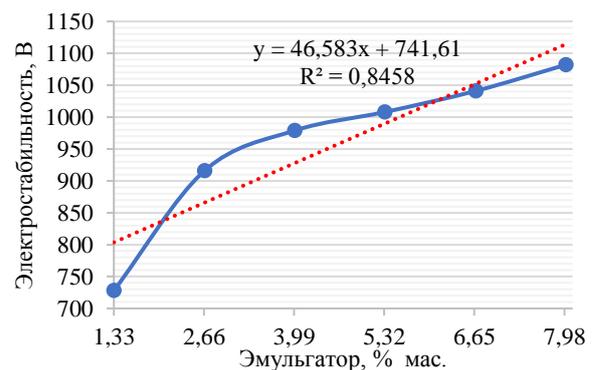
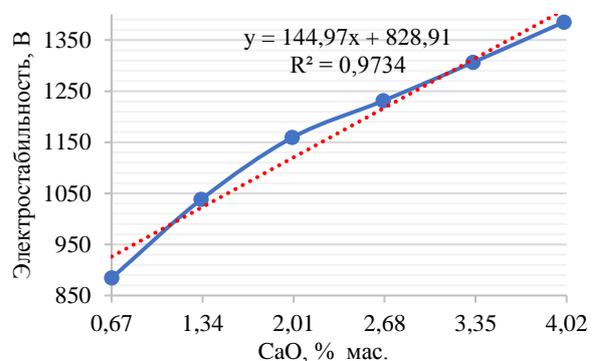


Рис. 1 – Корреляция электростабильности РУО от содержания эмульгатора

Fig. 1 – Correlation of the electrical stability of the OBM from the emulsifier content

Рис. 2 – Корреляция электростабильности РУО от содержания ионов Ca²⁺Fig. 2 – Correlation of the electrical stability of the OBM from the content of Ca²⁺ ions

Водо-нефтяное соотношение оказывает положительную динамику на изменение электростабильности РУО вплоть до соотношения фаз 75/25 (рис. 3). При дальнейшем увеличении гидрофобной составляющей наблюдается тенденция в уменьшении стабильности формирующейся эмульсии, что связано с недостаточным количеством эмульгатора [16].

Для повышения электростабильности раствора, в первую очередь необходимо увеличивать содержание эмульгатора и окиси кальция. На рисунке 4 представлены сводные результаты показателя электростабильности буровых растворов в зависимости от концентрации компонентов РУО. К основным применяемым реагентам относятся: органобентонит, эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий, известь, гидрофобизатор, гильсонит, хлористый кальций, микрокальцит фракции МК-80 и регулятор реологии.

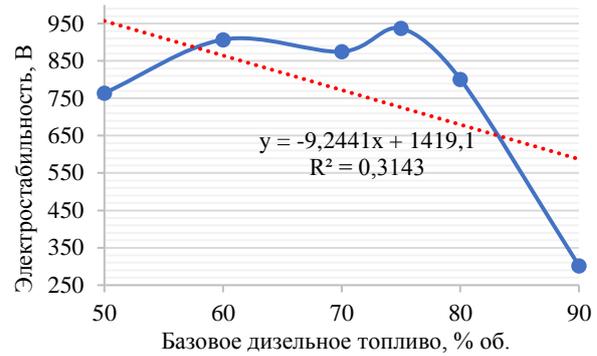


Рис. 3 – Корреляция электростабильности РУО от водо-нефтяного соотношения

Fig. 3 – Correlation of the electrical stability of the OBM from the water-oil ratio

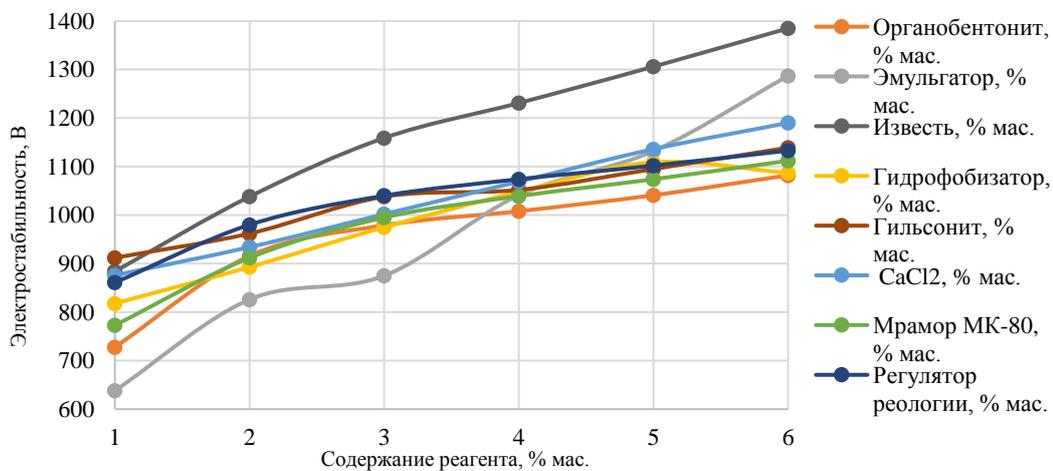


Рис. 4 - Корреляция изменения электростабильности от содержания реагентов

Fig. 4 - Correlation of changes in electrical stability from the content of reagents

Установлено что каждый компонент индивидуально оказывает влияние на стабильность формирующейся эмульсии. Таким образом формирование термодинамически устойчивого состояния системы определяет количественное содержание эмульгатора и извести. Умеренное влияние оказывает процентное содержание хлористого кальция и структурообразователя. В меньшей степени оказывают на показатель агрегативной устойчивости остальные компоненты.

Процесс бурения наклонно-направленных скважин, или скважин с большим отклонением во вертикали, может быть оптимизирован путем применения РУО с высокой агрегативной устойчивостью, что достигается подбором оптимальных компонентов с требуемой концентрацией. Это окажет положительное влияние на качество первичного вскрытия продуктивного горизонта и, в последующем, на дебит скважины.

Система буровых промывочных жидкостей на углеводородной основе представляет собой сложную многокомпонентную систему. Каждый компонент бурового раствора может вносить как отдельный вклад, так и оказывать синергетический эффект с другими реагентами, причем, как положительный, так и отрицательный [17]. Интерпретируя результаты, полученные в ходе работы, можно сделать следующие выводы:

1. На показание электростабильности бурового раствора существенным образом влияет процентное содержание эмульгатора и ионов кальция Ca^{2+} , обуславливаемое образованием кальциевых мыл;

2. Время перемешивания напрямую влияет на степень распределения компонентов в системе, отражаемое на параметре стабильности бурового раствора. В частности, на данный показатель влияет полнота диспергирования бентонитовой глины в масляной основе;

3. Оптимальным водо-нефтяным соотношением углеводород/вода является 75/25, последующее увеличение углеводородной составляющей приводит к резкому снижению электростабильности эмульсии.

Заключение

Буровые растворы на углеводородной основе чрезвычайно востребованы при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях. Применение таких буровых растворов является наиболее предпочтительным с точки зрения сохранения нативных фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Исследованные в ходе работы зависимости влияния компонентного состава РУО на их физико-механические свойства позволяют повысить их устойчивость и тем самым увеличить эффективность использования.

С учетом предварительных лабораторных исследований возможно добиться улучшения параметров РУО, что приведет к более быстрому процессу освоения скважины и выходу ее на режим.

Литература

1. А. Ю. Дмитриев, Основы технологии бурения скважин: уч. Пособие. ТПУ, Томск, 2008. 216 с.
2. А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков, Справочник по промывке скважин. Недра, Москва, 1984 г. 317 с.
3. А.Х. Мирзаджанзаде, Анализ и проектирование показателей бурения. Недра, Москва, 1976. 237 с.
4. A. Arslanbekov, N. Sevodin, D. Valuev, V. Mosin, A. Korolev, Oil and Gas Vertical, SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition (Moscow, Russia, October 26–28, 2010). Abstracts. Moscow, 2010. Volume 2. P. 58–60.
5. В.Г. Кузнецов, Е.Г. Гречин, Д.А. Никифоров, Е.Н. Савин, *Нефть и газ*, **3**, 61-65, 2017.
6. В. И. Токунов, А.З. Саушкин, Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. Недра-Бизнесцентр, Москва, 2004. 711 с.
7. S.S. Moradi, N.I. Nikolaev, I.V. Chudinova, *Geomechanics and Engineering*, **16**, 3, 331-339 (2018).
8. В. Ю. Гришкорец, Ю. С. Давыдов, Т. А. Редкин, Л. В. Николаев, А. В. Карпиков, *Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАН*, **43**, 2, 95-102 (2013).
9. С.Е. Ильясов, С.Г. Попов, О.В. Окромелидзе, *Территория Нефтегаз*, **11**, 14-17 (2011).
10. П. А. Ребиндер, Поверхностные явления в дисперсных системах. Наука, Москва, 1979. 384 с.
11. В.Н. Глущенко, М.Ш. Кендис, Г.А. Орлов, Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. Недра, Москва, 1991. 224 с.
12. В.А. Парфирьев, Ю.В. Ваганов, Н.Н. Закиров, *Нефть и газ*, **3**, 44-53, 2020.
13. П. А. Ребиндер, Физико-химические принципы применения поверхностно-активных веществ в химической и нефтяной промышленности. Наукова Думка, Москва, 1971. 188 с.
14. Д. В. Тирон, *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, **8**, 25-30, 2015.
15. B. Herzhaft, L. Rousseau, L. Neau, *SPE Journal*, **8**, 3, 211-217, 2003.
16. П. С. Чубик, Квалиметрия буровых промывочных жидкостей. НТЛ, Томск, 1999. 300 с.
17. Е. А. Коновалов, В. В. Маслов, *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, **1**, 37-43, 2007.

References

1. A. Yu. Dmitriev, Fundamentals of Well Drilling Technology: Manual. TPU, Tomsk, 2008. 216 p.
2. A. I. Bulatov, A. I. Penkov, Yu. M. Proselkov, Handbook of Well Flushing. Nedra, Moscow, 1984. 317 p.
3. A. Kh. Mirzadzhanzade, Analysis and Design of Drilling Indicators. Nedra, Moscow, 1976. 237 p.
4. A. Arslanbekov, N. Sevodin, D. Valuev, V. Mosin, A. Korolev, Oil and Gas Vertical, SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition (Moscow, Russia, October 26–28, 2010). Abstracts. Moscow, 2010. Volume 2. P. 58–60.
5. V.G. Kuznetsov, E.G. Grechin, D.A. Nikiforov, E.N. Savin, *Oil and Gas*, **3**, 61-65, 2017.
6. V.I. Tokunov, A.Z. Saushkin, Technological fluids and compositions for increasing the productivity of oil and gas wells. Nedra-Business Center, Moscow, 2004. 711 p.
7. S.S. Moradi, N.I. Nikolaev, I.V. Chudinova, *Geomechanics and Engineering*, **16**, 3, 331-339 (2018).
8. V. Yu. Grishkovets, Yu. S. Davydov, T. A. Redkin, L. V. Nikolaev, A. V. Karpikov, *News of the Siberian Branch of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences*, **43**, 2, 95-102 (2013).
9. S.E. Ilyasov, S.G. Popov, O.V. Okromelidze, *Territory Neftgaz*, **11**, 14-17 (2011).
10. P. A. Rebinder, Surface phenomena in dispersed systems. Nauka, Moscow, 1979. 384 p.
11. V.N. Glushchenko, M.Sh. Candice, G.A. Orlov, Application of reverse emulsions in oil production. Nedra, Moscow, 1991. 224 p.
12. V. A. Parfiriev, Yu. V. Vaganov, N. N. Zakirov, *Oil and Gas*, **3**, 44-53, 2020.
13. P. A. Rebinder, Physicochemical principles of application of surfactants in chemical and oil industry. Naukova Dumka, Moscow, 1971. 188 p.
14. D. V. Tiron, *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, **8**, 25-30, 2015.
15. B. Herzhaft, L. Rousseau, L. Neau, *SPE Journal*, **8**, 3, 211-217, 2003.
16. P. S. Chubik, Qualimetry of drilling fluids. NTL, Tomsk, 1999. 300 p.
17. E. A. Konovalov, V. V. Maslov, *Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products*, **1**, 37-43, 2007.

© **А. Р. Хамиди** – Инженер-химик ООО «Эвакем Технологии», магистрант кафедры Химической технологии переработки нефти и газа (ХТПНГ), Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), Казань, Россия, khamidi.alan@mail.ru; **Р. Р. Мингазов** - кандидат тех. наук, доц. кафедры ХТПНГ, КНИТУ, rifat18@mail.ru; **А. И. Писарев** - магистрант кафедры ХТПНГ, КНИТУ, andrei.pisarev.o@gmail.com; **Д. Ш. Садьков** - магистрант кафедры ХТПНГ, КНИТУ, dsadykov34@gmail.com; **Н. Ю. Башкирцева** - д-р тех. наук, заведующий кафедрой ХТПНГ, КНИТУ, BashkirtsevaNYu@corp.knrtu.ru.

© **A. R. Khamidi** – Chemical engineer, Evachem Technologies LLC, master-student of the Chemical Technology of Oil and Gas Processing (CTOGP) department, Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russia, khamidi.alan@mail.ru; **R. R. Mingazov** - PhD (Technical Sci.), the CTOGP department, KNRTU, rifat18@mail.ru; **A. I. Pisarev** – Master-student of the CTOGP department, KNRTU, andrei.pisarev.o@gmail.com; **D. Sh. Sadykov** – Master-student of the CTOGP department, KNRTU, dsadykov34@gmail.com; **N. Yu. Bashkirtseva** - Doctor of Science (Technical Sci.), Head of the CTOGP department, KNRTU, BashkirtsevaNYu@corp.knrtu.ru.

Дата поступления рукописи в редакцию – 22.02.25.

Дата принятия рукописи в печать – 18.03.25