



Research Article


Received: November 12, 2024

Accepted: November 26, 2024

Published: December 5, 2024

ISSN 2304-6295

New parameters for quality control of the flooding agent during the operation of the reservoir pressure maintenance system

Semikhina, Ludmila Petrovna^{1,2} Abdrashitova, Rimma Nailievna^{2*} Shtykov, Sergey Vladimirovich³ ¹ University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation; semihina@mail.ru² Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation; semihina@mail.ru (S.L.P.), abdrashitovarn@tyuiu.ru (A.R.N.)³ LLC "Research and production enterprise "Macromer", Vladimir, Russian Federation; sergei.shtykov@macromer.ruCorrespondence:* email abdrashitovarn@tyuiu.ru; contact phone [+79224728639](tel:+79224728639)

Keywords:

Oil flooding; Reservoir pressure maintenance; Injected water quality; Demulsifiers; Corrosion inhibitors; Detergent action; Oil recovery

Abstract:

For decades, oil fields in Western Siberia have been operated using a system of reservoir pressure maintenance. At the same time, produced water is often used as a flooding agent, as well as water from the Apt-Alb-Cenomanian aquifer complex. The quality of water flooding agent is regulated by documents OST 39-229-89 "Water for water flooding of oil reservoirs. Determination of compatibility of injected and formation water on calcite and gypsum by calculation method" and OST 39-225-88 "Water for oil reservoir flooding. Quality requirements". It is substantiated that these regulations, developed more than 30 years ago, require expansion of controlled indicators. In particular, it concerns the content of microdoses of oilfield reagents, such as demulsifiers and corrosion inhibitors, in waterflooding agents. It has been established that the negative consequence of getting even microdoses of incorrectly selected reagents into waterflooding agents and then into the productive formation is under-extraction of oil. The paper proposes a method for rapid control of the ability of the flooding agent to wash oil from solid surfaces.

Objectives. The work aims to study the ability of waterflooding agents with microdoses of reagents to wash out oil and justify the necessity of including this parameter in the list of its controlled parameters.

Methods Applied. Washing effect of aqueous fluids in relation to oil films was investigated with the help of our patented installation, which allows to record the kinetics of oil films washing in automatic mode.

Originality. For the first time the possibility of significant influence of microdoses of reagents on the flooding agent properties was substantiated. **Result.** A method for quantitative evaluation of the washing action of waterflooding agent is proposed. The evaluation of this parameter is recommended to be included in the list of waterflood agent quality indicators. **Practical Relevance.** The identified need to assess the impact of microdoses of oilfield reagents on the quality of waterflooding agent will allow more correct selection of these reagents, which in turn will ensure the reduction of their negative impact on oil production.

1 Introduction

Актуальность разработки месторождений нефти в Западной Сибири со сложным геологическим строением неуклонно растёт. Параллельно неизбежно происходит ухудшение экологического состояния подземной гидросферы и рост обводнённости продукции скважин до критических пределов, часто на границе рентабельности, из-за используемой в Западной Сибири системы поддержания пластового давления (ППД). За последние десятилетия в недра закачены

Semikhina, L.; Abdrashitova, R.; Shtykov, S.

New parameters for quality control of the flooding agent during the operation of the reservoir pressure maintenance system; 2024; Construction of Unique Buildings and Structures; 113 Article No 11321. doi: 10.4123/CUBS.113.21



объемы вод, измеряемые сотнями миллионов м³. Например, общий объем отобранной аптсеноманской воды (основного агента заводнения продуктивных пластов) для целей ППД за период 2010–2022 гг. на территории Ханты-Мансийского автономного округа составил более 373 млн м³ [1]. Данные объемы не включают попутные воды, также накапливающихся в значительных количествах, на промыслах и используемых для ППД.

Качество агента заводнения, используемого для ППД в продуктивных горизонтах, должно соответствовать основным регламентирующим документам [2], [3]. Перечень параметров, контролируемых согласно данным нормативам, включает: значения водородного показателя (рН), фильтрационно-емкостные свойства продуктивных горизонтов в призабойной зоне нагнетательных скважин, химическую совместимость агента заводнения с пластовой водой и породой с учетом внутрипластовых температур и давлений, размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти, содержание нефтепродуктов и механических примесей, концентрацию растворенного кислорода (O₂) и сероводорода (H₂S), набухаемость глинистых пород целевого горизонта, коррозионную активность агента заводнения, наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) и концентрацию ионов трехвалентного железа (Fe³⁺). После утверждения запасов подземных вод недропользователи используют собственные ведомственные нормативы по ведению режимных наблюдений за эксплуатируемым водоносным комплексом и подлежащими закачке попутными водами. Режимные наблюдения включают отбор проб на сокращенный 6-ти компонентный анализ (как правило, 1 раз в полгода) и развернутый химический анализ (1 раз в год), гидродинамические исследования в водозаборных скважинах, учет объема добываемых вод, замер уровней и давлений в межтрубном пространстве скважин, а также технический контроль состояния скважин. При отклонении каких-либо показателей от установленных пределов проводится соответствующая водоподготовка [4]–[6].

На настоящее время в связи с многолетней разработкой и эксплуатацией месторождений Западно-Сибирского нефтегазодобывающего региона специалисты акцентируют внимание на необратимые трансформации геологической среды. В части подземной гидросферы глубоких горизонтов речь идет о региональной техногенной гидрогеологической системе [7]–[8]. С каждым годом возрастают экологические риски и уровень сложности разрабатываемых месторождений, что значительно усложняет сохранение эффективности и экологической безопасности разработки и эксплуатации месторождений. В вышеуказанных документах, разработанных в 80-х – 90-х годах, не учитываются современные часто техногенно измененные условия геологической среды и многократно возросшую степень геологической сложности запасов [9]–[11]. В связи с этим специалисты сходятся во мнении о том, что перечень нормируемых показателей должен быть расширен. В режимные наблюдения согласно программам мониторинга подземных вод должны быть включены позиции, учитывающие индивидуальные условия месторождений и одновременно способствующие повышению эффективности разработки. Неучтенными в отраслевых стандартах на настоящее время остаются аспекты, касающиеся, например, определения генезиса вод, поступающих на забой добывающих скважин, прогноза направлений фронта движения закачиваемых вод по целевому пласту, определения качества выполнения водоизоляционных мероприятий, прогноза выхода эксплуатационных скважин на нормальный режим после ремонтных работ [12]. Интересными и малоизученными остаются аспекты, касающиеся обнаружения и характера воздействия на нефтяные залежи и свойства пластовых вод разнообразных групп микроорганизмов, неизбежно привносимых с закачиваемыми водами в продуктивный пласт [13].

Практически не изучены аспекты, касающиеся оценки влияния содержания микродоз деэмульгаторов (ДЭ), с помощью которых на месторождениях обеспечивается получение товарной обезвоженной нефти, на используемую в качестве агента заводнения попутную воду, а также ввода в агент заводнения с целью снижения его коррозионной активности ингибиторов коррозии (ИК) в соответствии с ОСТ 39-229-88 [1]. Ранее даже возможность существенного воздействия указанных реагентов, остаточных присутствующих в закачиваемых в системы ППД водах, на процесс извлечения нефти, не учитывалась.

Между тем последствием попадания даже микродоз ДЭ и ИК в продуктивный пласт может быть заметное снижение извлечения нефти. Причиной является то, что агент заводнения должен не только поддерживать необходимый уровень пластового давления, но и обеспечивать эффективное извлечение нефти. А данный процесс, особенно на конечных стадиях разработки месторождений, в значительной степени определяется уже не гидродинамическим вытеснением нефти, а ее отмывом с поверхности пор пород [14]–[18]. Данная гипотеза выдвигалась также

Semikhina, L.; Abdrashitova, R.; Shtykov, S.

New parameters for quality control of the flooding agent during the operation of the reservoir pressure maintenance system; 2024; Construction of Unique Buildings and Structures; 113 Article No 11321. doi: 10.4123/CUBS.113.21

рядом авторов [19]–[21], но отсутствие экспериментальных методик исследования способности у водных флюидов отмывать нефть с поверхности пород не позволило надежно ее обосновать.

Как оказалось, этому свойству агентов заводнения не уделяется должного внимания и компаниями на территории РФ, поскольку методики оценки способности нефтепромысловых реагентов отмывать нефть в корпоративных методических указаниях полностью отсутствуют. Лишь в нормативном документе ПАО «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» [22] имеются рекомендации по оценке моющего действия нефтепромысловых реагентов на качественном уровне: в зависимости от степени отмыва поверхности стеклянной пробирки от нефтяной пленки за 5 минут, делается вывод о характере моющего действия по следующей градации: «отлично», «хорошо», «удовлетворительно» и «неудовлетворительно».

Целью настоящего исследования является экспериментальное исследование влияния микродоз реагентов на способность агента заводнения отмывать нефть, установление значимости этого эффекта на примере работы одного из месторождений Западной Сибири, а также обоснование на основе этого необходимости включения нового параметра контроля качества агента заводнения для эффективного функционирования системы ППД. Поскольку работа месторождений без ИК чревата аварийными ситуациями из-за разрыва продуктопроводов, а без ДЭ невозможно получение обезвоженной товарной нефти, то решение поставленной проблемы является актуальной и злободневной.

2 Materials and Methods

А) Исследование моющего действия агента заводнения

Для исследования моющего действия агента заводнения по отношению к нефтяным пленкам использована разработанная установка, подробно описанная в [14]–[18]. Установка позволяет фиксировать на ПК зависимость от времени степени отмыва нефтяных пленок по изменению светопропускания оптической кюветы с агентом заводнения и помещенной в него стеклянной пластинкой с нефтяной пленкой (Рис. 1).

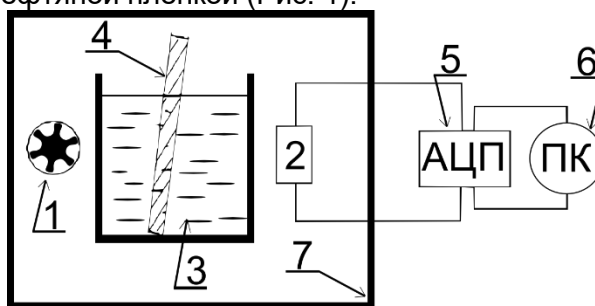


Рис. 1 – Блок-схема автоматизированной установки для оценки способности агента заводнения отмывать пленки нефти: 1 – источник света; 2 – приемник света (фоторезистор); 3 – кювета с исследуемым флюидом; 4 – стеклянная пластинка с нанесенной на ее поверхность нефтяной пленкой; 5 – аналого-цифровой преобразователь; 6 – персональный компьютер; 7 – внешний непрозрачный корпус прибора [16]–[18]

Fig. 1 – Block diagram of the automated installation for evaluating the ability of the flooding agent to wash out oil films: 1 – light source; 2 – light receiver (photoresistor); 3 – cell with the fluid under study; 4 – glass plate with oil film on its surface; 5 – analog-to-digital converter; 6 – personal computer; 7 – external opaque case of the device [16]–[18]

Преимущество данной методики в том, что она позволяет оценивать моющую способность агентов заводнения не качественно, а количественно. Например, в [14] за эффект влияния реагента на моющее действие воды предложено использовать отношение времен, через которое достигается, отмыв 50-70% нефтяной пленки моделью чистого водного флюида (дистиллят или минерализованная вода того или иного состава на нем) и этим же флюидом с исследуемым реагентом.

Б) Исследование размеров ассоциатов реагентов в агентах заводнения

При функционировании системы ППД также необходим учет такого параметра агента заводнения как размеры частиц всех содержащихся в нем (включая остаточных) реагентов. В случае если размер частиц реагентов превышает размер поровых каналов коллекторов продуктивных горизонт повышается вероятность снижения параметра проницаемости пород. Данный эффект

является следствием коагуляции порового пространства частицами реагентов, содержащихся в агенте заводнения.

Полагается, что значительная часть нефтяных углеводородов поступает в добывающие скважины по поровым каналам разрабатываемого коллектора, радиус которых составляет более 1 мкм (1000 нм). Но в то же время, поровое пространство целевых горизонтов, характеризующееся радиусом пустот менее 1 мкм нельзя считать совершенно непродуктивными, особенно с учетом развитой естественной трещиноватости. При этом их продуктивность существенно ниже продуктивности пород-коллекторов с размерами пустот более 1 мкм. Описанные общие особенности порового пространства пород дают основание сделать вывод о том, что максимальные размеры частиц поверхностно-активных веществ (ПАВ) в агентах заводнения должны быть значительно менее 1000 нм.

Необходимость оценки размеров ассоциатов реагентов в закачиваемых с целью ППД водах обусловлена также тем, что согласно проведенным в [15]–[16] исследованиям, моющее действие агента заводнения в значительной степени определяется именно этим параметром.

Размеры частиц в водных флюидах в данной работе определялись с использованием лазерного анализатора Zetatrac (США). Принцип работы прибора состоит в расчете распределения частиц по размерам в приготовленном растворе.

3 Results and Discussion

Насколько значительным может быть негативный эффект от некорректного отбора нефтепромысловых реагентов для их использования на нефтепромысле нами было оценено на примере одного из месторождений Западной Сибири непосредственно в промышленных условиях. На Рис. 2 отображен выявленный в результате опытно-промышленных испытаний эффект изменения содержания нефти в продукции скважин до и после начала использования ИК с расходом 10-15 мг/л воды.

Суть эффекта была выявлена по анализу в течение нескольких месяцев содержания нефти в продукции скважин, поступающей на центральный пункт подготовки нефти.

После начала ввода ИК содержание нефти в продукции скважин в течение нескольких дней скачком снизилось, как минимум на 1,5%. Проведенные расчеты показали, что для данного месторождения это соответствовало потерям нефти более, чем на 1 млрд. рублей.



Рис. 2 – Динамика изменения содержания нефти в продукции скважин до (зеленая кривая) и после начала использования ИК (Сонкор-9011) с расходом 10-15 мг/л воды. Пунктирные линии – компьютерная аппроксимация представленной динамики

Fig. 2 – Dynamics of change of oil content in well products before (green curve) and after the beginning of IR (Sankor-9011) use with the flow rate of 10-15 mg/l of water. Dotted lines – computer approximation of the presented dynamics

Дальнейшие исследования показали, что причиной такого эффекта является снижение у пластовой воды способности отмывать нефть после ввода в нее используемого на данном месторождении ингибитора коррозии Соннкор-9011, даже при концентрации 10 мг/л (Рис. 3а). А низкая моющая способность водного раствора Соннкор-9011 оказалась обусловлена огромными размерами его мицелл в пластовой воде (Рис. 3б).

Данные эксперименты, во-первых, подтверждают установленный в [14] эффект. Во-первых, количество извлекаемой водой нефти весьма заметно прямо зависит от ее способности отмывать нефть; во-вторых, выявляют необходимость исследования влияния даже малых доз нефтепромысловых реагентов на способность закачиваемой в пласт воды отмывать нефть и включение необходимых процедур по учету данного влияния в нормативные документы, регламентирующие качество агента заводнения; в-третьих, указывают на необходимость разработки нефтепромысловых реагентов с минимальным негативным воздействием на геологическую среду месторождений. На необходимость разработки и использования эффективных реагентов с синергетическим эффектом указывают и зарубежные авторы [23]–[24].

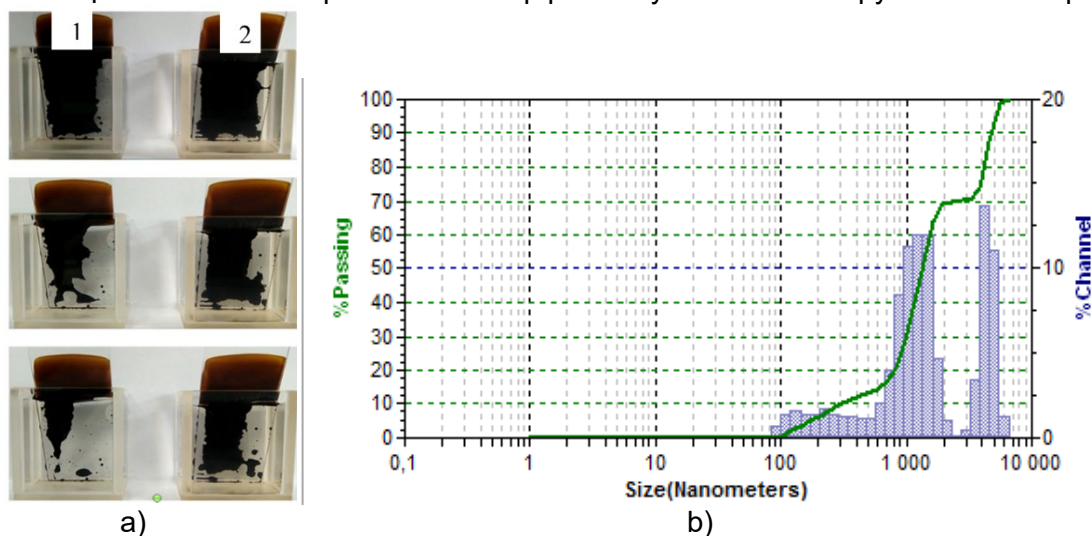


Рис. 3 – а) Фото последовательного изменения степени отмыва пленки нефти пластовой водой без ИК (столбец 1) и с концентрацией $C=10$ мг/л ингибитора коррозии Соннкор-9011 в ней (столбец 2) при температуре 25°C ; б) распределение частиц по размерам в растворе ИК Соннкор-9011 на пластовой воде с концентрацией $C=10$ мг/л

Fig. 3 – а) Photo of consecutive changes in the degree of oil film washing by formation water without IR (column 1) and with concentration $C=10$ mg/l of corrosion inhibitor Sonnkor-9011 in it (column 2) at 25°C ; б) particle size distribution in solution of IR Sonnkor-9011 on formation water with concentration $C=10$ mg/l.

Примеры влияния микродоз реагентов (20 мг/л) на способность водных агентов отмывать нефть приведены на Рис. 4. В качестве водного агента в данном эксперименте использовалась модель пластовой и сеноманской воды – 1,5% раствор NaCl. Сопоставление динамик отмыва пленок нефти проводилось при температуре 70°C , близкой к пластовым температурам нефтяных месторождений Западной Сибири. Представленные на Рис. 4 результаты этих экспериментов демонстрируют достаточно заметное снижение моющей способности у используемого водного агента всеми исследованными реагентами. Причем в случае импортного ингибиторов коррозии ИК- ICW 022 это снижение оказалось настолько значительным, что фактически позволяет делать вывод о его непригодности для использования на месторождениях, поскольку попадание его в агенты заводнения однозначно будет приводить к снижению добычи нефти, как минимум на единицы процентов. Между тем, из-за отсутствия оценки данного показателя в контролируемых параметрах у поставляемых на месторождения нефтепромысловых реагентов, ингибитор коррозии ICW 022 широко используется на месторождениях Российского Заполярья, что приводит к весьма существенным экономическим потерям. Полагаем, что выявленный эффект достаточно убедительно демонстрирует важность оценки моющей способности у всех используемых на месторождениях реагентах.

На примере двух разработанных нами реагентов: ингибиторов коррозии ИК-3 (б) и деэмульгатора Реапона 21-53-2 (г) на основе только отечественного сырья производства ООО «НПП «Макромер» им. В.С. Лебедева» (г. Владимир) продемонстрировано (Рис. 4), что возможное попадание этих

Semikhina, L.; Abdrashitova, R.; Shtykov, S.

реагентов в закачиваемую в пласт воду гораздо в меньшей степени влияет на ее способность отмывать нефть, по сравнению с ICW 022. А согласно Рис. 5 причиной выявленного эффекта является гораздо меньшие размеры частиц ИК-3 по сравнению с ICW 022 в воде, что в свою очередь обусловлено особой методикой оптимизации состава реагентов, описанной в работах [25]–[26] и патентах [27].

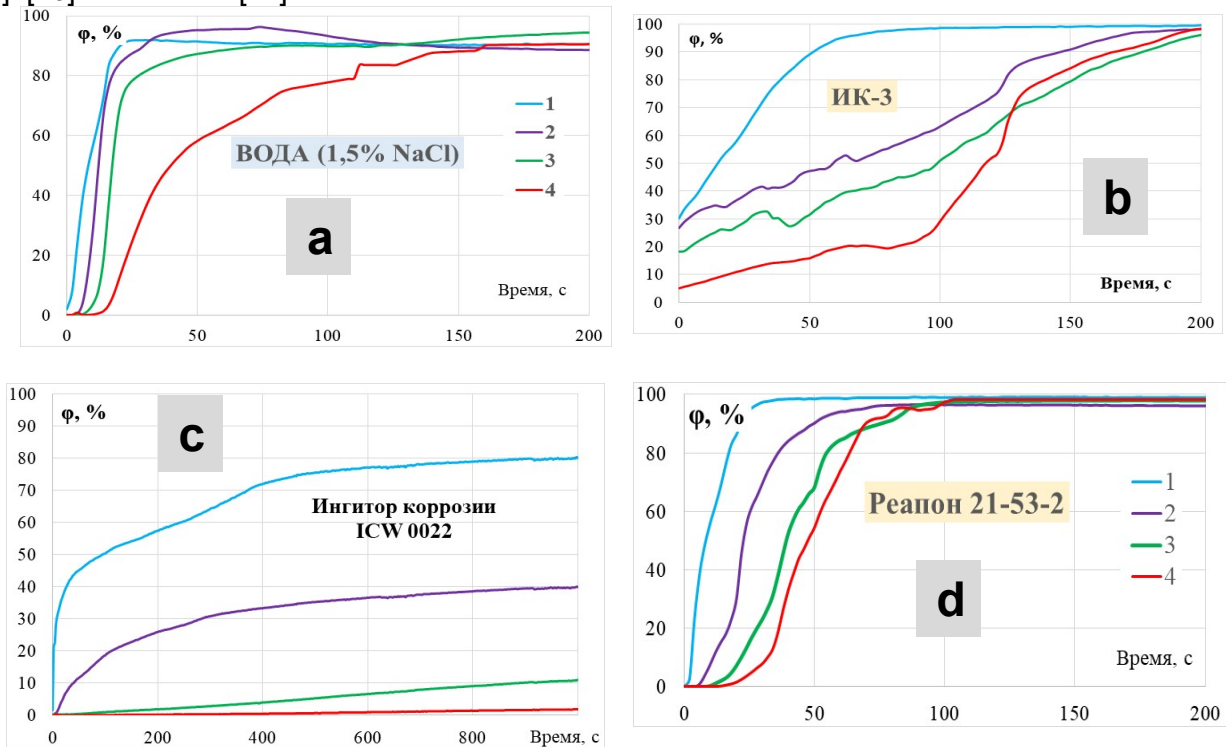


Рис. 4 – Сопоставление динамик отмыва при 70°C идентичных нефтяных пленок: минерализованной водой (1,5% NaCl) (а) и растворами с концентрацией 20 мг/л на ней ингибитора коррозии ИК-3 (б), деэмульгатора Реапона 21-53-2 (д), а также импортного ингибитора коррозии ICW 0022 (с). Кривые 1-4 на всех диаграммах соответствуют динамике отмыва пленки нефти на разных расстояниях от ее края: №1 – с самого края, №4 – в центральной части пленки

Fig. 4 – Comparison of washing dynamics at 70°C of identical oil films: with mineralized water (1.5% NaCl) (a) and solutions with 20 mg/l concentration of corrosion inhibitor IC-3 (b), demulsifier Reapon 21-53-2 (d), and imported corrosion inhibitor ICW 0022 (c). Curves 1-4 in all diagrams correspond to the dynamics of oil film washing at different distances from its edge: No. 1 – from the edge, No. 4 – in the central part of the film

Таким образом, Рис. 4 демонстрирует возможность создания реагентов с минимальным отрицательным воздействием их микродоз на способность агентами заводнения извлекать нефть, а Рис. 5 показан способ достижения требуемого эффекта. Полагаем, что вполне реальна и разработка таких реагентов, микродозы которых в агентах заводнения смогут не снижать, а повышать извлечение нефти. Разработка таких реагентов в наших дальнейших планах. Однако без ввода в перечень контролируемых параметров оценки влияния микродоз ДЭ и ИК в агентах заводнения на их способность отмывать нефть обосновать преимущество таких реагентов на рынке будет затруднительно, в результате на Российские месторождения по-прежнему будут использоваться реагенты типа Соннкор-9011 или ICW 0022 с весьма удовлетворительной эффективностью как ИК [25]–[26], снижая при этом извлечение нефти на миллиарды рублей.

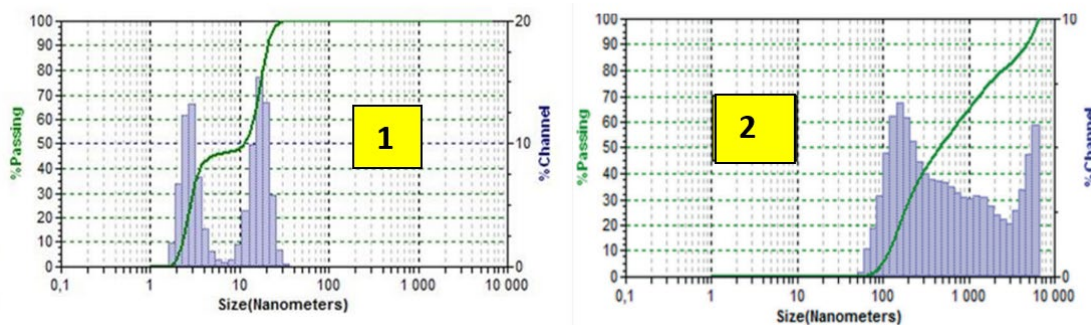


Рис. 5 – Распределения частиц по размерам в растворах ингибиторов коррозии с концентрацией $C=10$ мг/л на модели пластовой воды: 1 – разработанного нами отечественного ИК-3; 2 – импортного ICW 0022

Fig. 5 – Particle size distributions in solutions of corrosion inhibitors with concentration $C=10$ mg/l on the model of formation water: 1 – domestic IC-3 developed by us; 2 – imported ICW 0022

4 Conclusions

Предлагаемый способ количественного сопоставления эффективности моющего действия у водных растворов реагентов позволяет обоснованно и в десятки раз быстрее, чем по керновым экспериментам, выявлять и исключать из дальнейшего использования те реагенты, которые способны снижать моющее действие агента заводнения, снижая тем самым способность этой воды извлекать нефть. Предлагаемая методика исследования реагентов позволяет также разрабатывать высокоэффективные составы реагентов для химических МУН с учётом температуры и состава пластовых вод конкретных нефтяных месторождений, а также получать теоретические модели моющего действия растворов реагентов и его влияния на извлечение нефти, что в итоге даёт основание прогнозировать и контролировать это действие у реагентов, попадающих в состав агента заводнения.

В качестве способа экспресс анализа пригодности реагентов для использования на месторождениях без негативного влияния на добычу нефти предлагается использовать способ оценки их размеров в составах водных агентов заводнения, а также методику исследования моющего действия этих агентов, подробно описанную в работах [14]–[17] и патенте [18]. Выполненное исследование может являться основой для разработки регламентируемого параметра качества агента заводнения и последующего включения его в действующие нормативы.

5 Fundings

The article has been prepared under the state assignment for scientific research carried out by youth laboratory teams in higher education organizations, which are subordinated to the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation; the scientific project: "Development of a system for monitoring, assessing, and forecasting the complex state of the components of the "water-rock-gas-organic matter" system during the development of hydro-carbon fields" (FEWN-2023-0011, 2023-2024).

6 Conflict of Interests

The authors declare no conflict of interest.

References

1. Salnikova, Yu.I. (2021) On the geochemical stability of groundwater of the Apt-Alb-Cenomanian complex in connection with the development of oil fields in Western Siberia. *Actual problems of oil and gas: abstracts of the 4th All-Russian Youth Scientific Conference*, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, IPNG RAS, 30–31. (In Russ.)
2. OST 39-229-88 "Water for flooding of oil reservoirs. Calcite and gypsum compatibility of injected and formation water by calculation method". (In Russ.)
3. OST 39-225-89 "Water for flooding of oil reservoirs. Quality requirements". (In Russ.)

Semikhina, L.; Abdrashitova, R.; Shtykov, S.

New parameters for quality control of the flooding agent during the operation of the reservoir pressure maintenance system; 2024; *Construction of Unique Buildings and Structures*; **113** Article No 11321. doi: 10.4123/CUBS.113.21



4. Gladkov, P.D. and Rogachev, M.K. (2012) Peculiarities of waterflooding systems realization in conditions of productive horizons of the Neocomian complex of Western Siberia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, **7**, 1–13. (In Russ.)
5. Davis, T., Landon, M. and Bennett, G. (2018) Prioritization of oil and gas fields for regional groundwater monitoring based on a preliminary assessment of petroleum resource development and proximity to California's groundwater resources. *Report*.
6. McMahon, P., Landon, M. and Stephens, M. (2023) Fluid migration pathways to groundwater in mature oil fields: Exploring the roles of water injection/production and oil-well integrity in California, USA. *Science of The Total Environment*. [https://doi:10.1016/j.scitotenv.2023.166400](https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2023.166400).
7. Matusevich, V.M. and Semenova, T.V. (2009) Hydrogeological field of the West Siberian megabasin and its transformation under the influence of technogenesis. *Groundwater of the East of Russia: materials of the All-Russian meeting on groundwater of the East of Russia with international participation (XIX Meeting on groundwater of Siberia and the Far East)*, Tyumen, Tyumen Printing House, 7–13. (In Russ.)
8. Beshentsev, V.A. and Semenova T.V. (2018) Justification of industrial and waste water disposal into the subsoil: study guide. Tyumen, Tyumen Industrial University. (In Russ.)
9. Bembel, R.M. and Bembel, S.R. (2022) Geological models and bases of exploration and development of oil and gas fields of Western Siberia. Tyumen, Tyumen Industrial University. (In Russ.)
10. Feng, Q., Xu, S., Xing, X., Zhang, W. and Wang, S. (2020) Advances and challenges in shale oil development: A critical review. *Advances in Geo-Energy Research*, **4(4)**, 406–418. [https://doi:10.46690/ager.2020.04.06](https://doi.org/10.46690/ager.2020.04.06).
11. Yang, L.I., Shenghe, W.U., Jiagen, H.O.U. and Jianmin, L. (2017) Progress and prospects of reservoir development geology. *Petroleum Exploration and Development*, **44(4)**, 603–614. [https://doi:10.1016/S1876-3804\(17\)30069-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30069-1).
12. Abukova, L.A., Abramova, O.P. and Varyagova, E.P. (2015) Hydrogeochemical monitoring of hydrocarbon field development. Fundamental and applied issues of hydrogeology of oil and gas bearing basins. *Proceedings of the III All-Russian Scientific Conference (with international participation) dedicated to the 90th anniversary of A.A. Kartsev*, 15–19. (In Russ.)
13. Rojo, F. (2009) Degradation of alkanes by bacteria. *Environmental microbiology*, **11(10)**, 2477–2490.
14. Semikhina, L.P., Karelin, E.A. and Shtykov, S.V. (2019) Effect of detergent action of aqueous solutions of surfactants on oil recovery from reservoirs. *Bulletin of St. Petersburg State University of Technology and Design. Series 1: Natural and Technical Sciences*, **1**, 38–44. (In Russ.)
15. Shtykov, S.V. (2021) Kinetic and energy parameters of interaction of aqueous surfactant solutions with oil films on the surface of a solid body. *Dissertation of the candidate of technical sciences*, Chelyabinsk. (In Russ.)
16. Semikhina, L.P., Shtykov, S.V., Karelin, E.A, Kovaleva, I.V. and Tarasova, E.V. (2019) Kinetic and thermodynamic parameters of interaction of aqueous solutions of surfactants with oil films. *Bulletin of South Ural State University. "Chemistry" series*, **11(1)**, 5–18. (In Russ.)
17. Semikhina, L.P., Shtykov, S.V. and Karelin, E.A. (2021) Activation Washing off Mechanism of Oil Films from the Solid Surface by Surfactant Aqueous Solution. *Russian Journal of Applied Chemistry*, **94(8)**, 1052–1058. [https://doi:10.1134/S107042722108005X](https://doi.org/10.1134/S107042722108005X).
18. Shtykov, S.V., Karelin, E.A. and Semikhina, L.P. (2022) Method of research of oil films washing by aqueous solutions of reagents. Patent RF, no. 2783124. (In Russ.)
19. Babalyan, G.A., Levi, B.I., Tumasyan, A.B. and Khalimov, E.M. (1983) Development of oil fields with the use of surface active substances. Moscow, Nedra. (In Russ.)
20. Altunina, L.K. and Kuvshinov, V.A. (2001) Physicochemical aspects of enhanced oil recovery technologies (review). *Chemistry for Sustainable Development*, **9**, 331–334. (In Russ.)
21. Altunina, L.K. and Kuvshinov, V.A. (2007) Physico-chemical methods of oil recovery enhancement in oil fields (review). *Russian Chemical Reviews*, **76(10)**, 1034–1052. (In Russ.)
22. Standard ST-07.1-00-00-02. Procedure for laboratory and pilot field testing of chemical reagents for use in oil and gas production and treatment processes. Approved by Order No. 53p of 13.02.2013 of JSOC Bashneft. (In Russ.)
23. Vu, T.V. and Papavassiliou, D.V. (2019) Synergistic effects of surfactants and heterogeneous nanoparticles at oil-water inter-face: Insights from computations. *Journal of Colloid and Interface Science*, **553**, 50–58.

Semikhina, L.; Abdrashitova, R.; Shtykov, S.

New parameters for quality control of the flooding agent during the operation of the reservoir pressure maintenance system; 2024; Construction of Unique Buildings and Structures; **113** Article No 11321. doi: 10.4123/CUBS.113.21



24. Saxena, N., Saxena, A. and Mandal, A. (2019) Synthesis, characterization and enhanced oil recovery potential analysis through simulation of a natural anionic surfactant. *Journal of Molecular Liquids*, **282**, 545–556.
25. Semikhina, L.P., Kovaleva, I.V., Antipova, E.A., Evseeva, N.N. and Semikhin, D.V. (2024) Import-substituting demulsifiers produced by LLC “SPE ‘Makromer named after V.S. Lebedev’ and scientific bases of their development. *Oil economy*, **4**, 2–5. <https://doi:10.24887/0028-2448-4-11-1>. (In Russ.)
26. Semikhina, L.P., Kovaleva, I.V., Antipova, E.A., Evseeva, N.N., Shtykov, S.V. and Semikhin, D.V. (2024) Demulsifiers and reagents of complex action produced by LLC “SPE ‘Macromer’ named after V.S. Lebedev”. *Oil. Gas. Innovations*, **2**, 88–92. (In Russ.)
27. Semikhina, L.P. and Semikhin, D.V. (2006) Method of revealing synergism in composite demulsifiers by low-frequency dielectric measurements. Patent RF, no. 2301253. (In Russ.)
28. Gorbunov, Yu.A. (2013) Development of production of rolled products and cable-conductor products from aluminum alloys at the plants of the Russian Federation. *Non-Ferrous Metals – 2013: Collection of scientific articles*, Krasnoyarsk, Verso, 573–577. (In Russ.)