



Предупреждение аварий

УДК 622.276.43

DOI: 10.25514/CHS.2023.1.24011

**Экспериментальное исследование эффективности процесса гравитационной сепарации пластовой многофазной смеси углеводородных потоков куста скважин нефтедобычи**

*А. Н. Немков<sup>1</sup>, В. В. Челноков<sup>1</sup>, Е. В. Петухова<sup>1</sup>✉*

<sup>1</sup>Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева, Москва, Россия,  
e-mail: petevg40@gmail.com

Поступила в редакцию: 21.03.2023 г.; после доработки: 15.05.2023 г.; принята в печать: 25.05.2023 г.

**Аннотация** – В статье приведены основные результаты выполненных работ по исследованиям гравитационного отделения нефти от попутно добываемой пластовой воды. Определены скорости расслоения водонефтяной эмульсии, приготовленной в лабораторных условиях, а также показаны результаты влияния деэмульгаторов на остаточное нефтесодержание в воде. Выданы рекомендации по объекту проведения опытно-промысловых испытаний энергоресурсоэффективной установки предварительного сброса воды куста скважин нефтедобычи.

**Ключевые слова:** нефтедобыча, водонефтяные эмульсии, деэмульгаторы.

Chemical accident/incident prevention

UDC 622.276.43

DOI: 10.25514/CHS.2023.1.24011

**Experimental study of the efficiency of the gravity separation process of a reservoir multiphase mixture of hydrocarbon flows in an oil well pad**

*Alexey N. Nemkov<sup>1</sup>, Vitaly V. Chelnokov<sup>1</sup>, and Evgeniya V. Petukhova<sup>1</sup>✉*

<sup>1</sup>Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow, Russia,  
e-mail: petevg40@gmail.com

Received: March 21, 2023; Revised: May 15, 2023; Accepted May 25, 2023

**Abstract** – The article presents the main results of the work performed on the study of the gravity separation of oil from produced formation water. The stratification rates of a water-oil emulsion prepared under laboratory conditions are determined, and the results of a study of demulsifiers of residual oil content in water are shown. Recommendations were issued for conducting pilot field tests of an energy-resource-efficient installation to solve the problem of water discharge from a cluster of oil production wells.

**Keywords:** oil production, water-oil emulsions, demulsifiers

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день неотъемлемой частью технологии добычи нефти является использование методов поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в пласт. Эта часть технологии добычи нефти считается важным этапом для увеличения притока нефти к забою скважины и осуществляется с помощью различных видов заводнения [1].

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением технологии ППД растет обводненность продукции скважин, во многих случаях достигая 90% и более. При этом существенно возрастают эксплуатационные затраты на добычу нефти, поскольку значительная часть электроэнергии тратится на подъем и последующую обратную закачку пластовой воды [2].

Одним из перспективных решений является применение технологии кустового сброса воды. Цель технологии – отделение части свободной, попутно добываемой пластовой воды, подготовка и последующая закачка отделенной подтоварной воды в нагнетательные скважины системы поддержания пластового давления (ППД) непосредственно на площадках кустов скважин. В данных технологиях сепарация осуществляется с использованием гидроциклонного и гравитационного эффектов [3]. При этом необходимо обязательное осуществление достоверного поскважинного контроля и учёта добычи в соответствии с требованиями ГОСТ 8.615 [4].

На этапе выполнения концептуальных проектов развития поверхностной инфраструктуры нефтегазовых месторождений инженеру доступен ограниченный объем исходных данных. Например, решение об увеличении мощности работающего оборудования подготовки жидкости принимается на основе сравнения прогнозируемых объемов добычи с номинальной производительностью оборудования. Кроме очевидного преимущества (простоты), сразу по нескольким причинам такой подход может приводить к необоснованным капитальным вложениям [5].

Из патентных публикаций известно, что для нахождения оптимальных параметров таких установок была разработана методика определения тонкости очистки гравитационного сепаратора методами математического моделирования. Согласно разработанной методике при подаче 50 м<sup>3</sup>/сут в устройствах с отношением площадей кольцевого зазора к площади поперечного сечения внутренней трубы, равным 25, восходящий поток захватывает частицы диаметром 100 мкм и менее [6].

Целью данной работы являлось экспериментальное обоснование времени осуществления гравитационного отделения нефти от попутно добываемой пластовой воды на реальных образцах сырой нефти и пластовой воды одного из куста скважин нефтяной компании России.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

### *Лабораторные исследования проб флюидов потенциальных объектов для реализации технологии*

Для определения возможности разделения водонефтяной эмульсии после её образования, были определены физические свойства пластовых флюидов

(смеси углеводородных и не углеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газовой или жидкой фазе) скважины № 1 и № 2 Шагиртско-Гожанского месторождения, а также устойчивость к расслоению водонефтяных эмульсий указанных скважин.

Для выполнения первого этапа, было проведено выделение отдельных фаз (нефть и вода) пластовых флюидов и определение их плотности и вязкости при 20 °С и при 50 °С.

Для исследований физических свойств пластовых флюидов первоначально необходимо было разделить нефтесодержащую жидкость (НСЖ) на две фазы – нефть и вода. Для этой цели использовалась делительная воронка. В воронку тонкой струей по стенке наливалась НСЖ и оставлялась в покое на 1 час, для расслоения водной и нефтяной фазы. Через нижнюю часть делительной воронки в первую очередь забиралась вода, затем нефть.

Отделенные воду и нефть наливали в мерный цилиндр в объеме 100 мл. Цилиндры с нефтью и водой ставили в водяную баню, предварительно нагретую до 20 °С. Оставляли на 40 минут. По истечении положенного времени измеряли плотность при помощи набора ареометров типа АОН-1. Аналогичным образом измеряли плотность при 50 °С. Полученные данные измерения плотности представлены в таблице 1.

**Таблица 1.** – Данные по плотности нефти и воды при 20 °С и 50 °С

**Table 1.** Oil and water density data at 20°C and 50°C

| Показатель                            | Скважина 1 |       | Скважина 2 |       |
|---------------------------------------|------------|-------|------------|-------|
|                                       | Вода       | Нефть | Вода       | Нефть |
| Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup> | 1,184      | 0,993 | 1,130      | 0,924 |
| Плотность при 50°С, г/см <sup>3</sup> | 1,175      | 0,975 | 1,116      | 0,908 |

Из таблицы 1 видно, что с повышением температуры до 50 °С значение плотности воды и нефти снижается незначительно.

Для измерения вязкости предварительно разогретую до 50 °С нефть с обеих скважин наливали в кюветы и ставили в вибровязкозиметр SV-10. Данные по изменению вязкости от температуры представлены в таблице 2.

**Таблица 2.** Данные по вязкости нефти при 20 °С и 50 °С

**Table 2.** Oil viscosity data at 20°C and 50°C

| Показатель                | Скважина 1 | Скважина 2 |
|---------------------------|------------|------------|
| Вязкость при 20 °С, мПа·с | 679,49     | 165,85     |
| Вязкость при 50 °С, мПа·с | 74,82      | 27,63      |

Из таблицы 2 видно, что с повышением температуры значение вязкости для нефти из скважины 1 снижается в 9 раз, а для нефти из скважины 2 – в 6 раз.

### ***Лабораторное определение скорости расслоения водонефтяной эмульсии***

Для измерения скорости расслоения приготовили водонефтяную эмульсию в соотношении воды к нефти 9:1, что соответствует обводненности в 90%. Реальная обводненность скважины № 1 составляет 94%, а скважины № 2 – 95%.

В лабораторный стакан наливали 180 мл воды и 20 мл нефти. В стакан с НСЖ опускали лопасти верхнеприводной мешалки и производили перемешивание жидкости со скоростью 1500 об/мин. в течение 20 минут для образования водонефтяной эмульсии. Одновременно с остановкой лопастей мешалки запускали секундомер, эмульсию наливали в цилиндр на 100 мл и засекали скорость расслоения. Время от остановки мешалки до полного расслоения фаз составляло не более 10 секунд для обеих скважин. Важно отметить, что нефть скважины № 1 обладает высокой способностью к налипанию, что в свою очередь может привести к осложнению в процессе внутрискважинной сепарации. Визуально результаты эксперимента представлены на рисунке 1 (а, б).



***Рис. 1.*** Разделение фаз водонефтяной эмульсии скважины а – № 1, б – №2.

***Fig. 1.*** Separation of phases of the water-oil emulsion of the well: a - No. 1, b - No.

В течение 10 секунд формировались глобулы нефти в воде, т.е. происходило разделение фаз (определялось визуально). Всплытие нефтяных глобул к поверхности происходило 10 минут (определялось по рискам в мерной колбе). Таким образом, время расслоения эмульсии для обеих скважин составляет не более 10 секунд, что в свою очередь способствует хорошему разделению фаз при проведении опытно-промысловых испытаний (ОПИ) на месторождении. Эмульсия со скважины № 1 имеет высокую способность к налипанию, что может привести к осложнениям в процессе ОПИ, в виде засорения скважинного фильтра.

### **Моделирование процесса предварительного сброса воды**

Для проведения лабораторных работ со скважины № 2 были отобраны пробы водонефтяной эмульсии для трех серии опытов:

- в делительные воронки № 1, 2 подача деэмульгатора не производилась - «холостой опыт»;
- в делительные воронки с эмульсией № 3, 4 был добавлен реагент деэмульгатор Сондем-4403 в концентрации 20 г/м<sup>3</sup>;
- в делительные воронки с эмульсией № 5, 6 был добавлен реагент деэмульгатор Сондем-4403 в концентрации 50 г/м<sup>3</sup>.

Для набора статистических данных все процессы моделирования предварительного сброса воды смоделированы 3 раза.

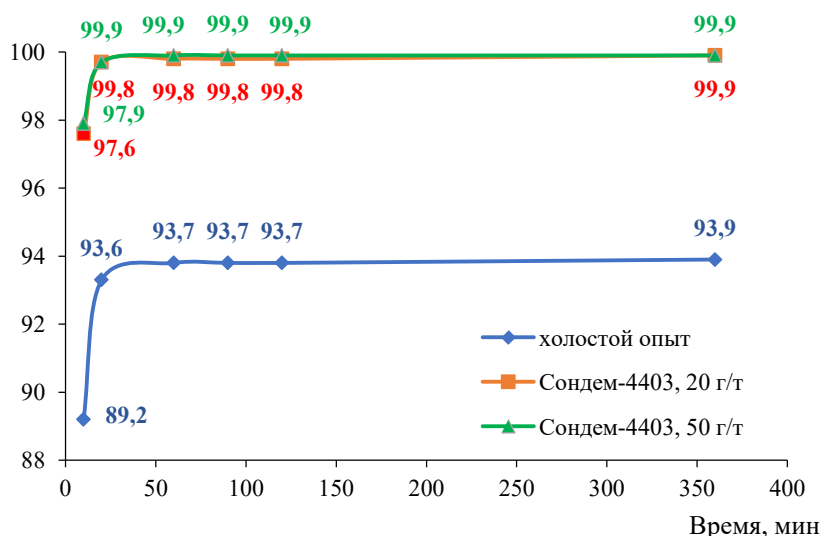
Через десять и через двадцать минут во всех опытах измеряли объём выделившейся воды (пробы отбирались в градуированные делительные воронки). В течение получаса пробы транспортировали в лабораторию. Динамику отделения воды фиксировали на протяжении пяти часов, каждые тридцать минут, при температуре процесса 18°C, которая поддерживалась термостатом.

В отделившейся воде определяли содержание нефтепродуктов и концентрацию твердых взвешенных частиц (ТВЧ), путем фильтрования определенного объема воды через бумажный фильтр и последующего высушивания осадка на фильтре в сушильном шкафу до постоянной массы. В нефтяной фазе – содержание воды и промежуточных слоев методом центрифугирования.

Термометром замерена температура эмульсии на устье скважины, которая составила +18°C.

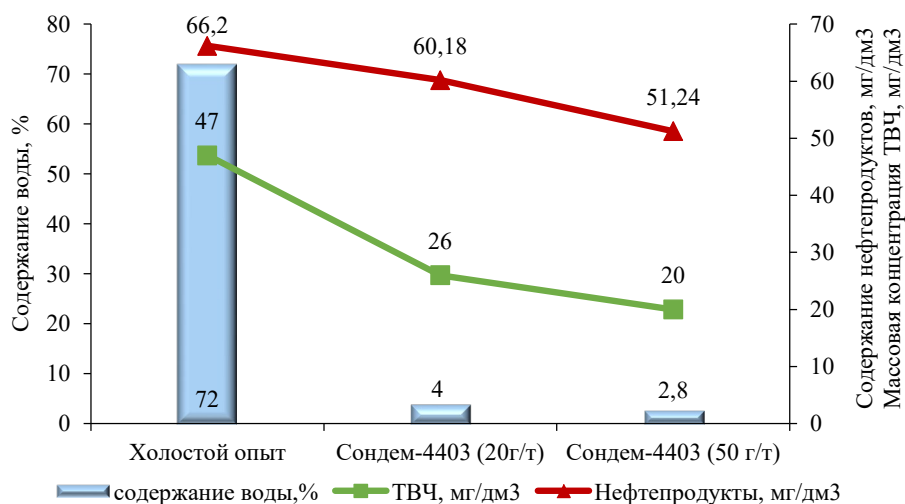
### **РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ**

Результаты моделирования процесса предварительного сброса воды в скважине № 2 представлены на рисунках 2–7.



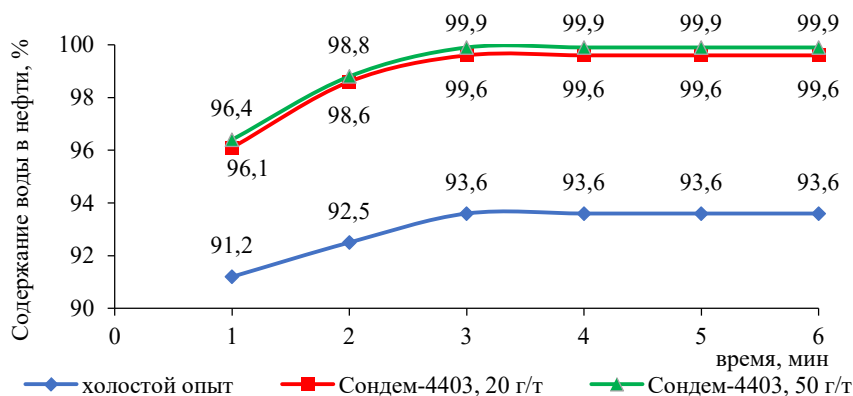
**Рис. 2.** Динамика отделения воды, первая серия опытов.

**Fig. 2.** Dynamics of water separation, the first series of experiments



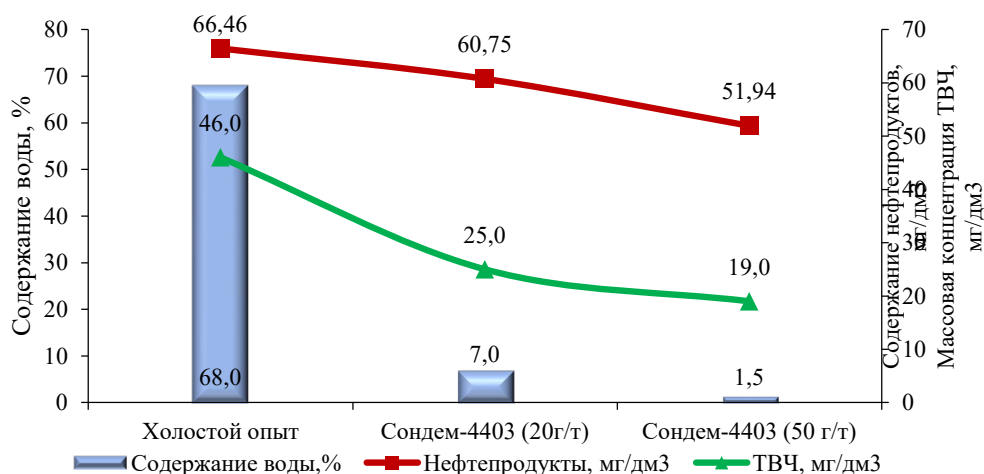
**Рис. 3.** Остаточное содержание воды в нефти, содержание нефтепродуктов и массовая концентрация ТВЧ в воде после окончания процесса предварительного сброса воды, первая серия опытов.

**Fig. 3.** Residual water content in oil, content of oil products and mass concentration of solid suspended particles in water after the end of the process of preliminary water discharge, the first series of experiments.



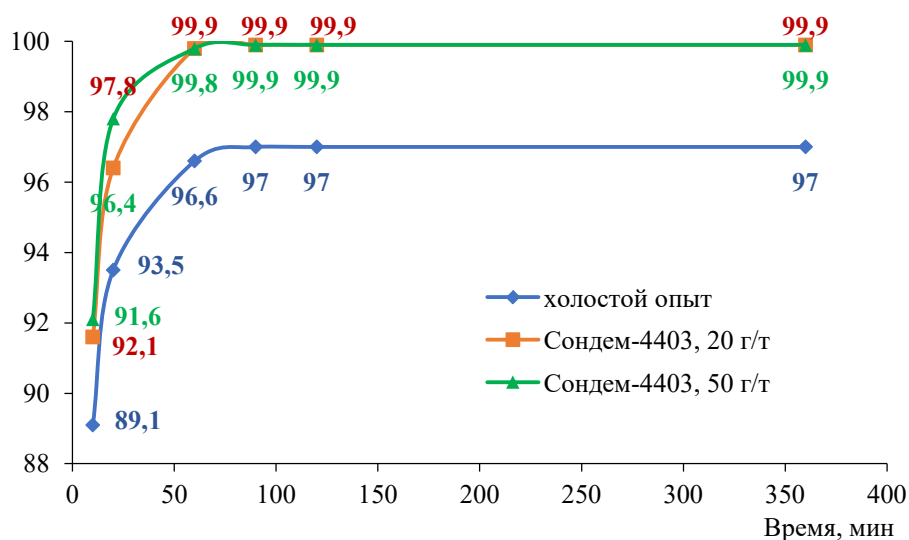
**Рис. 4.** Динамика отделения воды, вторая серия опытов.

**Fig. 4.** Dynamics of water separation, the second series of experiments.



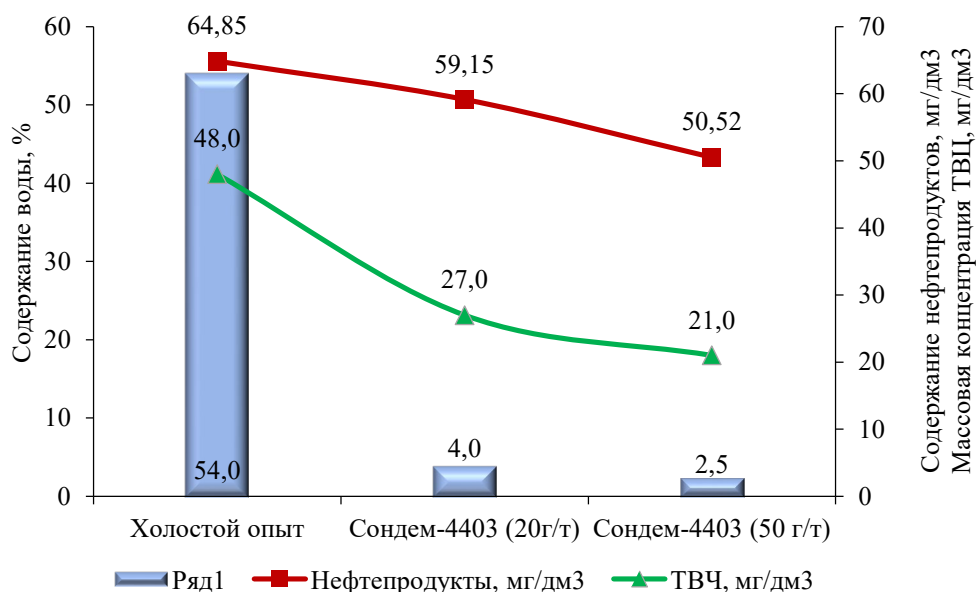
**Рис. 5.** Остаточное содержание воды в нефти, содержание нефтепродуктов и массовая концентрация ТВЧ в воде после окончания процесса предварительного сброса воды, вторая серия опытов.

**Fig. 5.** Residual water content in oil, content of oil products and mass concentration of solid suspended particles in water after the end of the process of preliminary water discharge, the second series of experiments.



**Рис. 6.** Динамика отделения воды, третья серия опытов.

**Fig. 6.** Dynamics of water separation, third series of experiments



**Рис. 7.** Остаточное содержание воды в нефти, содержание нефтепродуктов и массовая концентрация ТВЧ в воде после окончания процесса предварительного сброса воды, третья серия опытов.

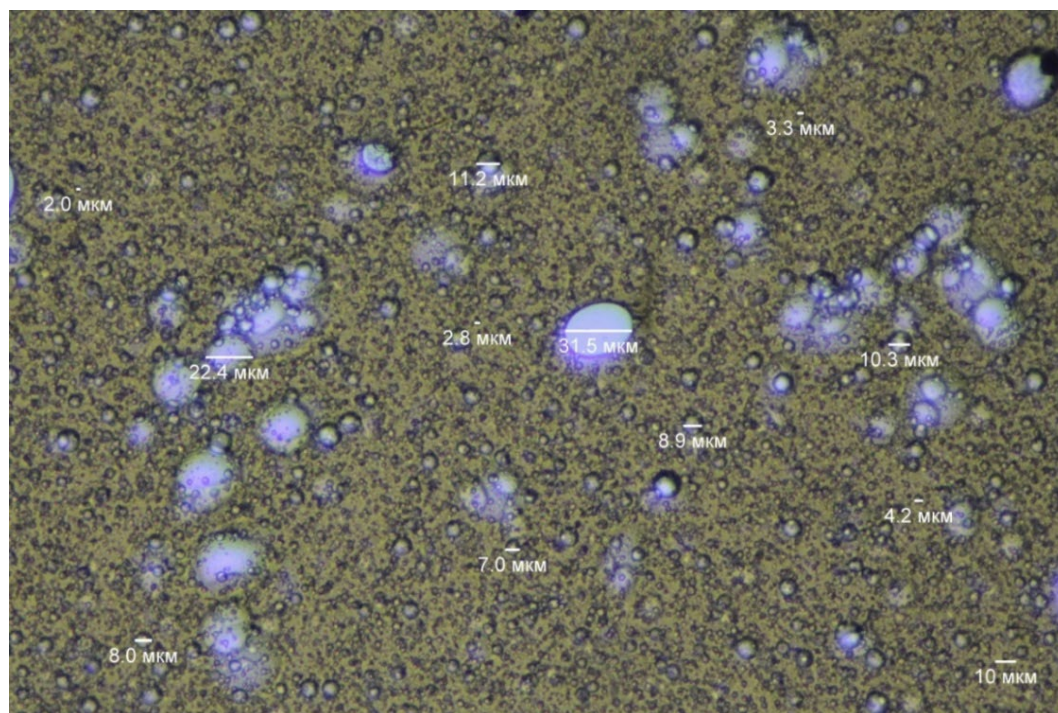
**Fig. 7.** Residual water content in oil products, oil content and mass concentration of solid suspended particles in water after the end of the water discharge process, the third series of experiments.

Как показывают данные, предварительный сброс воды во всех опытах с подачей реагента Сондем-4403 прошел удовлетворительно, остаточная обводненность нефти после окончания процесса находится в интервале 1,5 – 7,0%.

Содержание нефтепродуктов при дозировании деэмульгатора снижается незначительно, и находится в диапазоне от 50 до 66 мг/л.

Дополнительно, при помощи микроскопа МИКМЕД-6, был выполнен дисперсный анализ эмульсии (рис. 8 – 10).

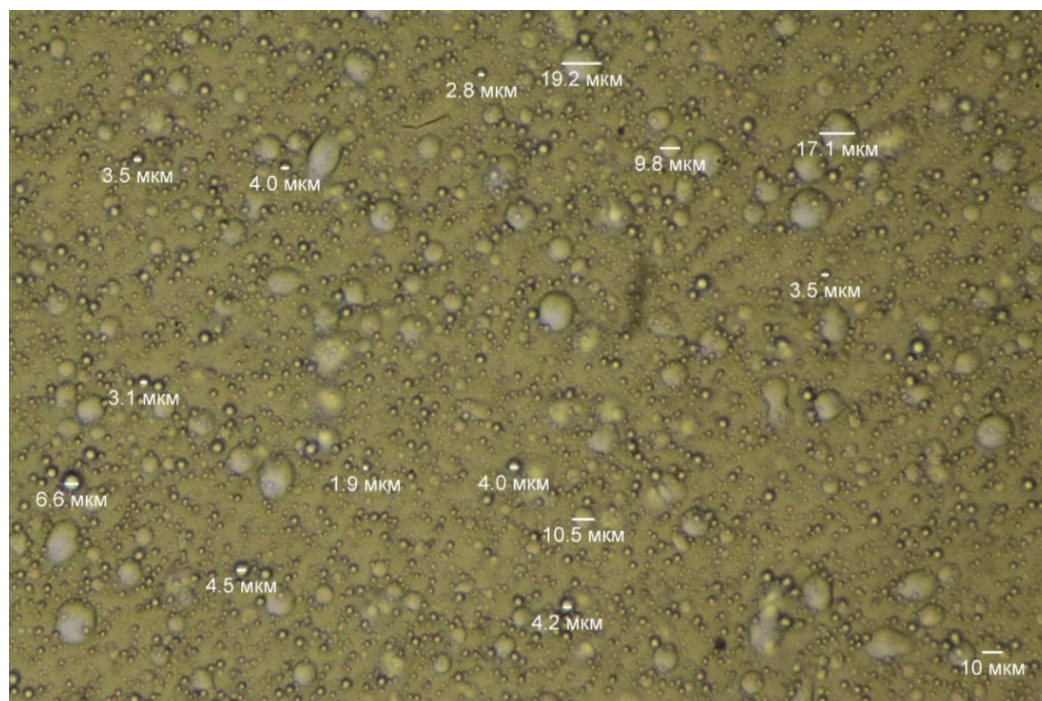




**Рис. 8.** Микрофотография эмульсии после предварительного сброса воды «холостой опыт».

**Fig. 8.** Micrograph of the emulsion after the first discharge of water “blank experiment”.

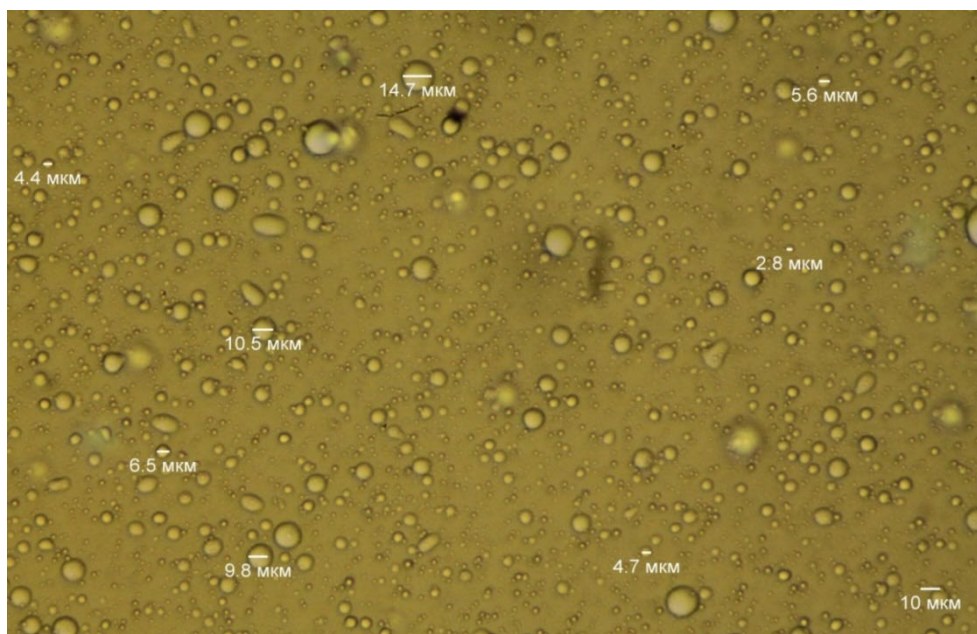
На микрофотографии (рис. 8) отмечено значительное количество мелких глобул воды размером от 2,0 до 4,2 мкм.



**Рис. 9.** – Микрофотография эмульсии после предварительного сброса воды с подачей деэмульгатора Сондем-4403, 20 г/м³.

**Fig. 9.** Micrograph of the emulsion after preliminary discharge of water with the supply of demulsifier Sondem-4403, 20 g/m³.





**Рис. 10.** Микрофотография эмульсии после предварительного сброса воды с подачей деэмульгатора Сондем-4403, 50 г/м<sup>3</sup>.

**Fig. 10.** Micrograph of the emulsion after preliminary discharge of water with the supply of the demulsifier Sondem-4403, 50 g/m<sup>3</sup>.

На микрофотографиях 9 и 10 видно, что остаточная обводненность нефти значительно снижается, однако большой разницы между концентрацией 20 г/м<sup>3</sup> и 50 г/м<sup>3</sup> не наблюдается.

### ВЫВОДЫ

Результаты всех этапов работы показывают, что отделение нефти от воды происходит в первую минуту лабораторных экспериментов. Однако для полного отделения и всплытия глобул нефти, необходимо время от 20 до 30 минут, что надо учитывать при расчете глубины ствола скважины для гравитационного разделения фаз при проведении опытно-промысловых работ.

При добавлении деэмульгатора, содержание нефтепродуктов снижается незначительно, и находится в диапазоне от 50 до 66 мг/л. Однако при ограничениях по диаметру эксплуатационной колонны, глубине скважине или увеличении объема пластовой многофазной смеси углеводородных потоков, деэмульгатор поможет увеличить скорость отделения нефти от воды.

Таким образом, на реальных образцах сырой нефти и пластовой воды экспериментально обоснована возможность осуществления гравитационного отделения нефти от попутно добываемой пластовой воды.

Коллектив авторов выражает благодарность академику РАН В.П. Мешалкину за научную консультацию при разработке и написании данной статьи.

### КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

## CONFLICT OF INTERESTS

The authors declare no conflict of interests.

### Список литературы:

1. Чурикова Л.А., Баянгали Амирлан Бауржанулы. (2019). Эффективность разработки нефтегазоконденсатного месторождения с применением системы поддержания пластового давления. *Молодой ученый*, 47(285), 138–142.
2. Валовский К.В., Басос Г.Ю., Валовский В.М., Рахманов А.Р., Ахмадиев Р.Н. (2012). Новые технологии по повышению рентабельности высокообводненных скважин, оборудованных УЭЦН. *Георесурсы*, 3(45), 70–74.
3. Митрошин А.В., Габнасыров Р.М., Немков А.Н. (2021). Технология внутрискважинной сепарации высокообводненных скважин Шагиртско-Гожанского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». *Нефтегазовое дело*, (3), 87–92. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-3-87-92>
4. ГОСТ Р 8.615-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
5. Абрамов А.В. Бикбулатов Р.В. Винокуров А.Н. Колесник И.Ю. (2013). Прогнозирование качества подготовки жидкости методом гравитационной сепарации. *Нефтяное хозяйство*, (8), 114–117.
6. Патент 108799 U1, РФ, 2011.

### References:

1. Churikova, L.A., & Bayangali, Amirlan Baurzhanuly. (2019). Efficiency of Oil and Gas Condensate Field Development Using a Reservoir Pressure Maintenance System. *Molodoi uchenyi = The Young Scientist*, 47(285), 138–142. (in Russ.).
2. Valovskii, K.V., Basos, G.Yu., Valovskii, V.M., & Rakhmanov, A.R., & Akhmadiev, R.N. (2012). New Technologies for Rise in Profitability of the Highly Flooded Wells Equipped with ESP. *Georesursy = Georesources*, 3(45), 70–74. (in Russ.).
3. Mitroshin, A.V., Gabnasyrov, R.M., & Nemkov, A.N. (2021). Technology of downhole separation of highly watered wells of the Shagirtsko-Gozhansky field of LUKOIL-PERM LLC. *Oil and Gas Business*, (3), 87–92. (in Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-3-87-92>
4. GOST (State Standard) R 8.615-2005. State System for Ensuring the Uniformity of Measurements. The Measuring of Quantity of Taken from Bowels Oil and Oil Gas. General Metrological and Technical Requirements. (in Russ.).
5. Abramov, A.V. Bikbulatov, R.V. Vinokurov, A.N. & Kolesnik, I.Yu. (2013). Forecasting the quality of liquid preparation by gravity separation method. *Oil industry*, (8), 114–117. (in Russ.).
6. Patent 108799 U1, Russian Federation, 2011.