

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.137-152>

EDN MGZBJC

УДК 622.276.652.001

**Лабораторно-экспериментальные исследования способов  
повышения эффективности добычи нефти методом  
комбинированного газового воздействия на объектах**

**ПАО Татнефть**

<sup>1</sup>Садреева Р.Х., <sup>2</sup>Бурлуцкий Е.А., <sup>3</sup>Зялятдинов А.А., <sup>4</sup>Амерханов М.И.,  
<sup>5</sup>Ахметзянов Ф.М.

<sup>1,2,3</sup> ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» –  
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

<sup>4,5</sup> Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,  
Альметьевск, Россия

**Laboratory and experimental studies of methods for improving oil  
recovery efficiency by a combined gas injection at  
TATNEFT's assets**

<sup>1</sup>R.H. Sadreeva, <sup>2</sup>E.A. Burlutsky, <sup>3</sup>A.A. Zalyatdinov, <sup>4</sup>M.I. Amerkhanov,  
<sup>5</sup>F.M. Akhmetzyanov

<sup>1,2,3</sup> Almeteyvsk State University of Technology – Higher Petroleum School, Almeteyvsk,  
Russia

<sup>4,5</sup> TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almeteyvsk, Russia

**E-mail: [roza.hatipovna@yandex.ru](mailto:roza.hatipovna@yandex.ru)**

**Аннотация.** Сокращение вредного влияния промышленных выбросов в атмосферу является важным вопросом топливно-энергетического комплекса. В связи с данной проблемой закачка дымовых газов в месторождения нефти для повышения нефтеотдачи может рассматриваться как экологически безопасный и экономически рациональный способ сокращения выбросов и полезного использования парниковых газов. Для закачки в пласт могут использоваться дымовые газы, образующиеся на электростанциях или в других промышленных процессах, связанных со сжиганием ископаемого топлива

– природного газа, мазута, угля и др.

При использовании пара при добыче нефти достигаются высокие коэффициенты вытеснения нефти, однако часто возникают проблемы, связанные с высокими затратами на производство пара и очистку добываемой воды. Возникает проблема, когда эти затраты становятся нерентабельными. Проблема может быть решена снижением объема закачиваемого пара за счет использования дымового газа.

**Цель исследований:** изучение влияния режимов парогазового воздействия на эффективность вытеснения нефти.

**Объект исследований:** неконсолидированные образцы керн со скважины X ПАО «Татнефть».

**Методы исследований:** ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти в лабораторных условиях.

**Результаты исследований:** анализ коэффициента вытеснения нефти при следующих режимах воздействия: вытеснение нефти паром и паром с дымовыми газами при разных соотношениях пара и газа. Определение оптимального соотношения пара и дымового газа для эффективного вытеснения нефти.

**Ключевые слова:** дымовые газы, метод увеличения нефтеотдачи, коэффициент вытеснения нефти, неконсолидированный керн, парогазовое воздействие, гранулометрический состав, насыпная модель, кернодержатель, фракция песка, парогенератор

**Для цитирования** Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А., Зялятдинов А.А., Амерханов М.И., Ахметзянов Ф.М. Лабораторно-экспериментальные исследования способов повышения эффективности добычи нефти методом комбинированного газового воздействия на объектах ПАО Татнефть // Нефтяная провинция.-2024.-№3(39).-С. 137-152. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.137-152>. - EDN MGZBJC

**Abstract.** Reduction of harmful effects of industrial emissions into the atmosphere are important issues of the fuel and energy complex. In connection with this problem, injection of flue gases into oil fields for enhanced oil recovery can be considered as an environmentally safe and economically rational way to reduce emissions and beneficial use of greenhouse gases. Flue gases generated at power plants or in other industrial processes associated with combustion of fossil fuels - natural gas, fuel oil, coal, etc. - can be used for injection into the reservoir.

When steam is used in oil production, high oil displacement ratios are achieved, but problems often arise due to high costs of steam production and treatment of produced water. The problem arises when these costs become unprofitable. The problem can be solved by reducing the volume of injected steam by using flue gas.

**Purpose of research:** study of influence of vapor-gas impact modes on oil displacement efficiency.

**Object of research:** unconsolidated core samples from well X of PJSC Tatneft.

**Research methods:** OST 39-195-86. Oil. Method for determination of oil displacement coefficient in laboratory conditions.

**Research results:** Analysis of oil displacement coefficient under the following exposure modes: oil displacement by steam and steam with flue gases at different ratios of steam

and gas. Determination of the optimal ratio of steam and flue gas for effective oil displacement.

**Key words:** *flue gases, oil recovery enhancement method, oil displacement factor, unconsolidated core, vapor-gas impact, granulometric composition, bulk model, core holder, sand fraction, steam generator*

**For citation:** R.H. Sadreeva, E.A. Burlutsky, A.A. Zalyatdinov, M.I. Amerkhanov, F.M. Akhmetzyanov Laboratorno-eksperimental'nyye issledovaniya sposobov povysheniya effektivnosti dobychi nefti metodom kombinirovannogo gazovogo vozdeystviya na ob'yektakh PAO Tatneft' [Laboratory and experimental studies of methods for improving oil recovery efficiency by a combined gas injection at TATNEFT's assets]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(39), 2024. pp. 137-152. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.3.137-152>. EDN MGZBJC (in Russian)

## Введение

Ряд исследователей (Хардинг и др. 1983) ("Наср и др. 1987) и более поздние (Гойт, 1999), (Йи, 2002), ("Симангунсонг", 2005), ("Лабуасьер", 2009) и ("Риос", 2011) представили в своих работах ряд экспериментальных исследований по закачке пара и пара в сочетании с такими добавками, как пропан, азот, углекислый газ, воздух и дым. Данные исследований показывают:

- объем добытой нефти в экспериментах с паром и дымовыми газами выше по сравнению с экспериментами по закачке чистого пара;
- существует порог, после которого увеличение содержания в смеси дымового газа снижает объем добычи;
- существует оптимальная скорость совместной закачки пара и дымового газа с точки зрения наилучшего коэффициента вытеснения нефти [1].

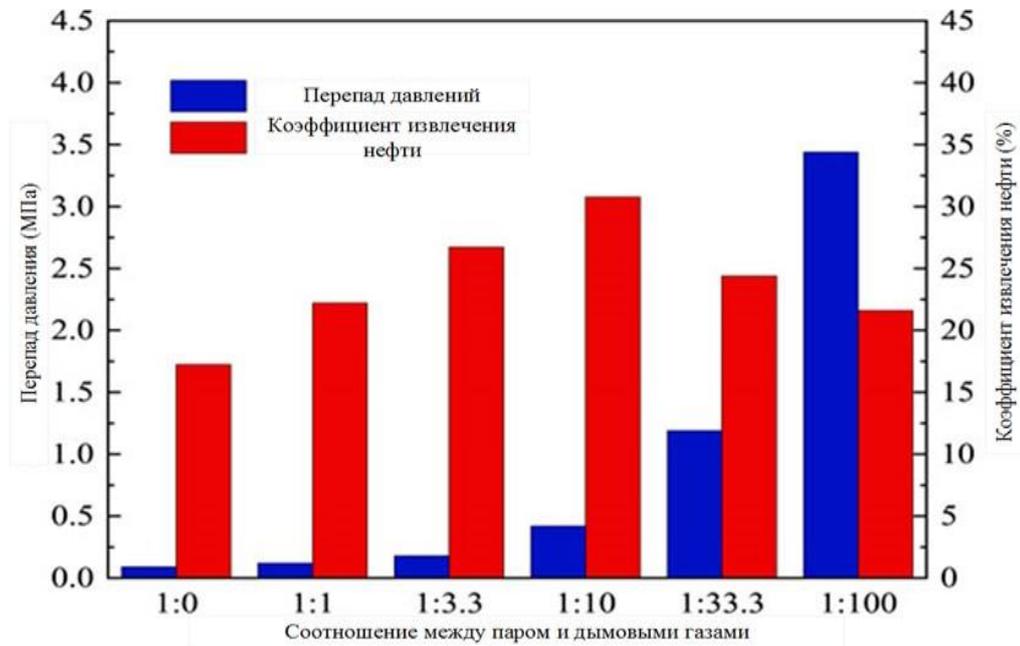
Для эффективного вытеснения нефти с использованием дымовых газов важно учитывать множество факторов: влияние состава дымовых газов и состава нефти, условия смесимости, режимы закачки и т.д. [2].

В статье [3] представлены результаты лабораторных экспериментов по закачке в модель керна пара совместно с дымовыми газами для повышения эффективности извлечения нефти. Сопоставляя эксперимент по закачке чистого пара с экспериментами по закачке дымовых газов разного содержания было установлено, что среднее значение скорости добычи

нефти составляет 1,05 мл/мин, а для разных соотношений пара и дымовых газов – 1,06, 1,13, 1,14, 1,20 и 1,32 мл/мин. Добавление дымового газа способствует увеличению средней скорости добычи нефти. При соотношении пара и дымовых газов - 1:1 она минимальна, а максимальных значений достигает при соотношении пара дымовых газов - 1:10. Максимальное увеличение перепада давления в первом эксперименте составляет 0,09 МПа, а для разных парогазовых отношений 0,12, 0,18, 0,42, 1,19 и 3,44 МПа.

После добавления дымовых газов наблюдается рост перепада давления. Более того, перепад давления увеличивается при увеличении доли дымовых газов. Принцип этого явления заключается в том, что дымовой газ характеризуется большим коэффициентом сжимаемости, а также расширения, что позволяет поддерживать давление в пределах соответствующего значения. Он может эффективно поддерживать пластовое давление и обеспечивать энергию для добычи нефти и воды [4]. Следовательно, средний показатель вытеснения жидкости и увеличение перепада давления увеличатся. Дебит нефти при разных парогазовых характеристиках составляет 0,29, 0,34, 0,40, 0,31, 0,28 мл/мин. Средний дебит по нефти составляет всего 0,22 мл/мин. На рис. 1 показаны конечный коэффициент извлечения нефти и максимальное увеличение перепада давления при различных соотношениях пара и дымовых газов. Конечный коэффициент извлечения нефти при проведении эксперимента с паром составляет 17,2 %. При проведении эксперимента с использованием дымовых газов при различных парогазовых отношениях конечный коэффициент вытеснения составляет 22,2, 26,7, 30,8, 24,4 и 21,6 %, т. е. увеличивается на 5,0, 9,5, 13,6, 7,2, 4,4 соответственно. Показано, что добавление дымовых газов увеличивает коэффициент извлечения нефти. С увеличением доли дымовых газов, растворенных в сырой нефти, и низкая теплопроводность дымовых газов могут расширить диапазон распространения тепловых волн

пара. Добавление дымовых газов эффективно снижает межфазное натяжение нефть-вода улучшает эффективность извлечения нефти во время нагнетания пара (Реннер, 1988; Риизи, 1996) [5, 6].



**Рис. 1. Изменения конечного коэффициента извлечения нефти и максимального перепада давления при различных соотношениях пара и дымовых газов**

На рис. 1 показано, что конечный коэффициент извлечения нефти увеличивается с увеличением доли дымовых газов в закачиваемой смеси. Максимальных значений обе величины достигают при соотношении пара и дымовых газов 1:10. Далее, конечный коэффициент извлечения нефти снижается с увеличением коэффициента дымовых газов.

## **Результаты лабораторных исследований по определению коэффициента вытеснения нефти паром, паром и дымовым газом**

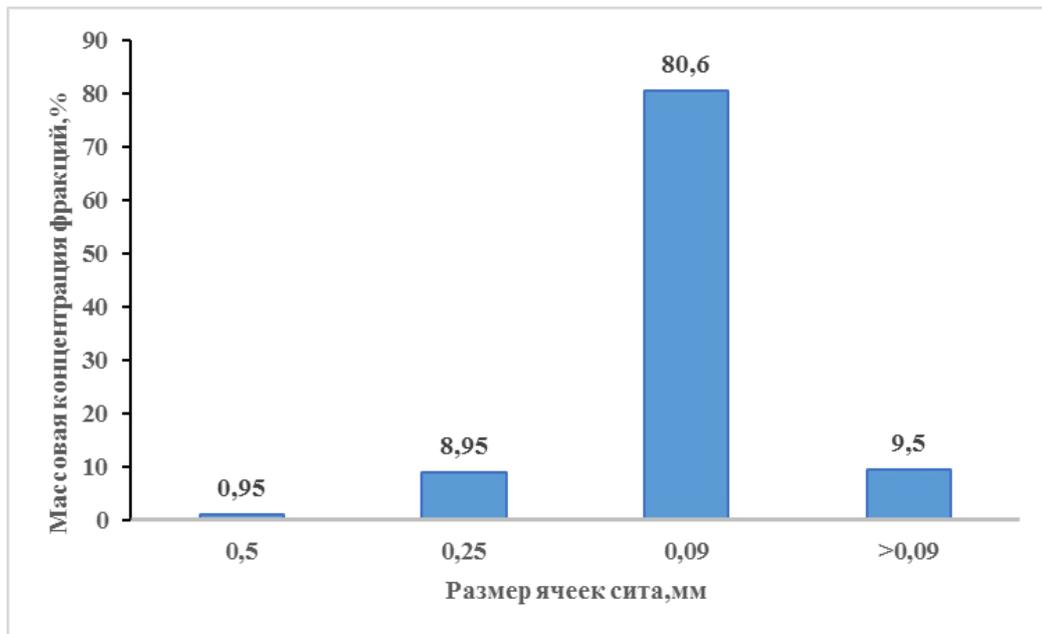
Лабораторно - экспериментальные исследования проводились на насыпных моделях на программно-исследовательском комплексе ПИК-ОФП/ЭП-К-Т (Рис. 2).



*Рис. 2. Программно-исследовательский комплекс ПИК-ОФП/ЭП-К-Т*

Выполнены исследования по определению коэффициента вытеснения нефти паром температуры 220°C и смеси пара с дымовым газом на модели с кварцевым песком, аналогичным по гранулометрическому составу керну со скважины X месторождения Z с глубины отбора Ум.

Создание насыпной модели заключается в перемешивании всех необходимых фракций песка, согласно проведенному гранулометрическому анализу состава керна со скважины. В приготовленную смесь фракций песка в массовых долях добавляется 11% нефти, 4,7% воды и 1,9% глины. Гранулометрический состав образца керна со скважины X месторождения Z с глубины отбора Ум. предоставлен на рис. 3.

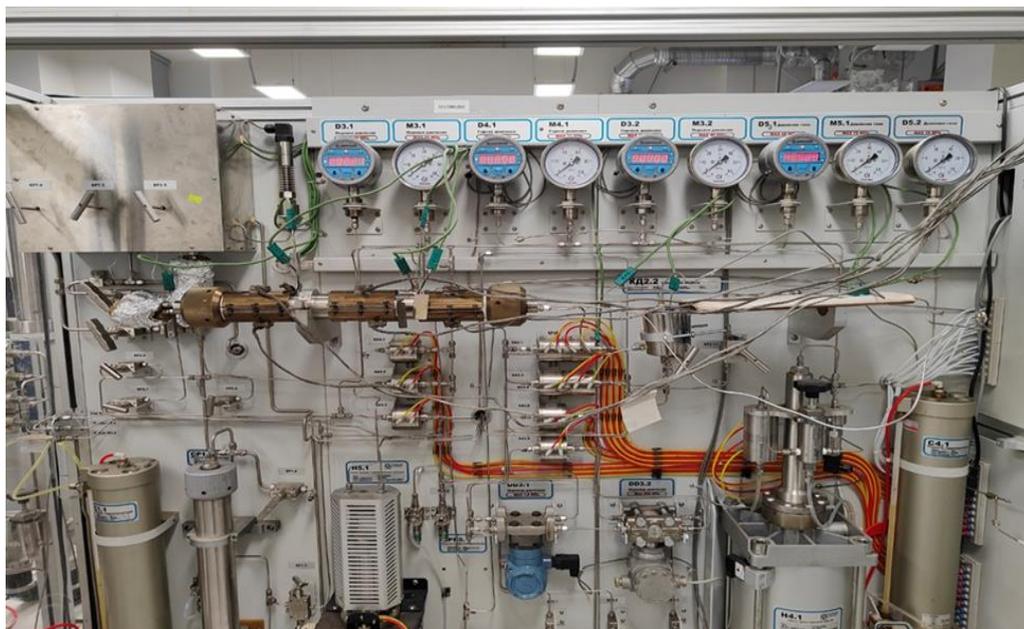


*Рис. 3. Кривая распределения фракций по размерам*

Подготовка физической модели пласта заключается в набивке насыпной модели. Для этого используется кернодержатель, состоящий из трубы длиной 0,5 метра, с нарезанной внутри резьбой для исключения прохождения пара и газа между стенками кернодержателя и керновым материалом. Насыпная модель порционно набивается в кернодержатель с плотностью, приближенной к плотности пласта со скважины X, равной  $1817 \text{ кг/м}^3$  и однородно распределяется по длине кернодержателя.

Средняя открытая пористость насыпной модели 50 %, проницаемость по воде 4950 мД.

По завершении набивки, торцы кернодержателя закрываются, а по длине кернодержателя вглубь модели помещаются термопары для контроля температурного режима в процессе вытеснения нефти водяным паром и дымовым газом. После завершения сборки модели производится установка и подключение нагревательных элементов на поверхность кернодержателя.



*Рис. 4. Насыпная модель установлена в программно-измерительный комплекс*

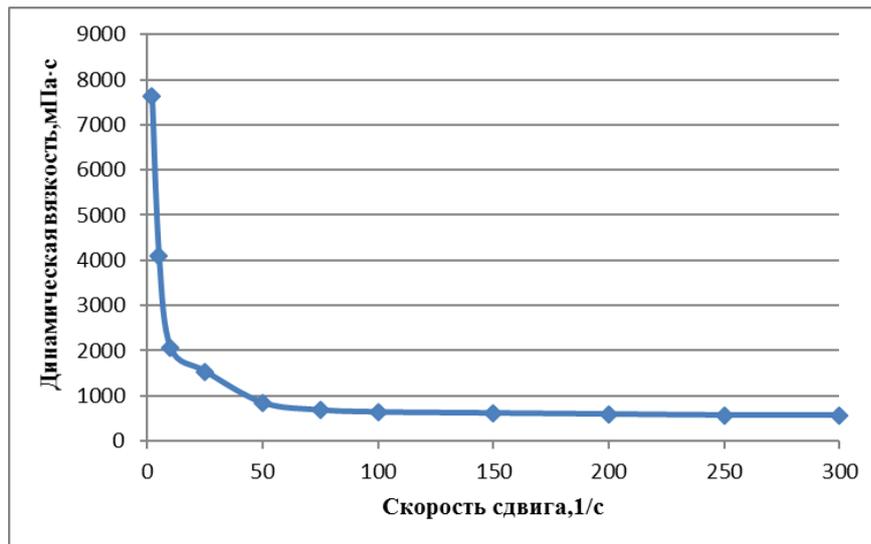
Производится моделирование температурного режима физической модели термостатированием кернодержателя до 150°C при давлении 2 МПа и нагрева парогенератора до 220°C. Необходимое поровое давление создается путем закачки пресной воды в насыпную модель.

В табл. 1 и на рис. 5 предоставлены результаты анализа используемой нефти со скважины X.

Таблица 1

*Результаты анализа динамической вязкости нефти*

Скорость сдвига, 1/с	Вязкость, мПа·с
2	7622,2
5	4096,2
10	2064,4
25	1536,7
50	838
75	678,5
100	633,9
150	609,5
200	587,2
250	564,7
300	563,6



**Рис. 5. График анализа динамической вязкости на ротационном реометре Rheotest RN 4.1**

После проведения лабораторных исследований результаты интерпретируются и производится расчёт коэффициента вытеснения по следующей формуле:

$$k = \frac{M_{\text{выт.нефти}}}{M_{\text{н.н}}} \quad (1)$$

где  $k$  – коэффициент вытеснения нефти, д. ед.;

$M_{\text{н.н}}$  – начальная масса нефти в насыпной модели, гр.;

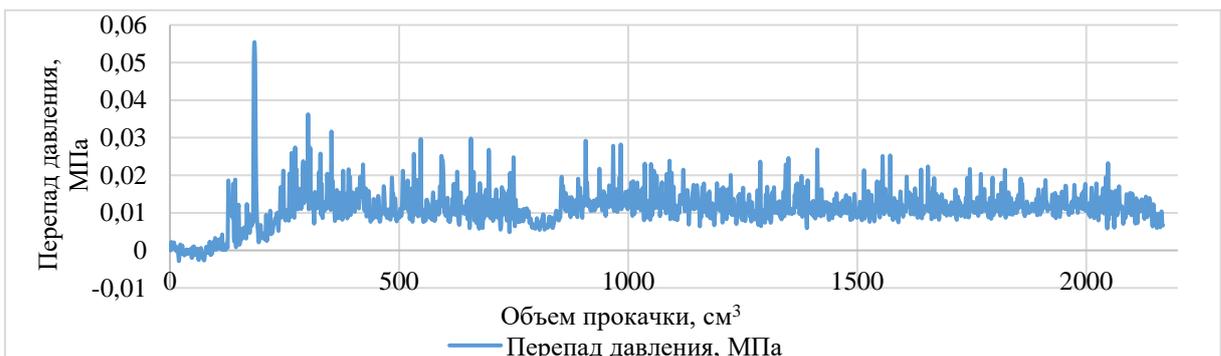
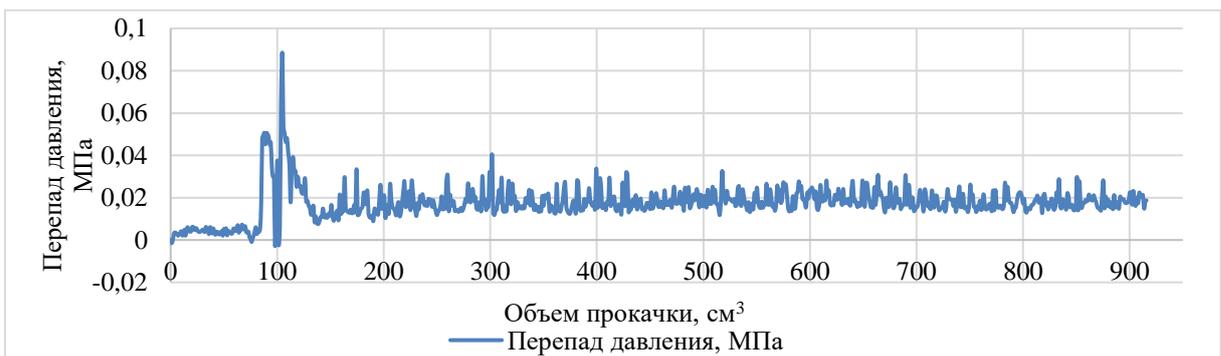
$M_{\text{выт.нефти}}$  – масса вытесненной нефти, гр.

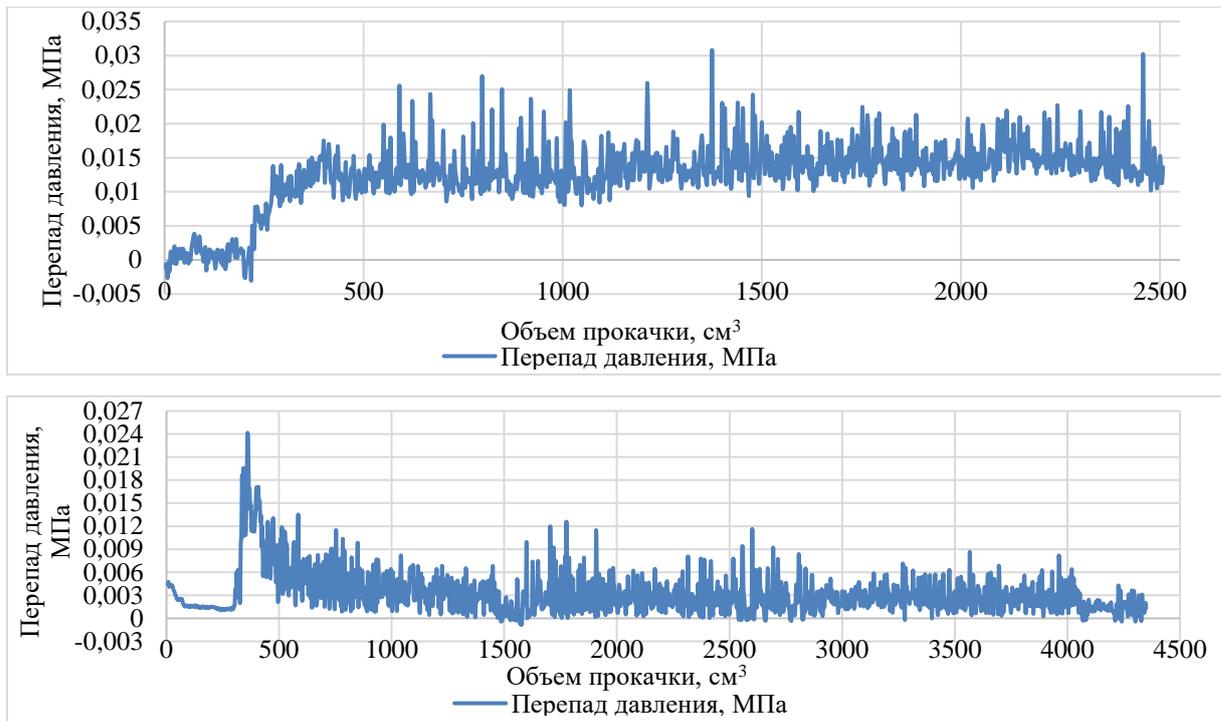
### Экспериментальная часть

В ходе экспериментов на насыпной модели получены технологические показатели процесса вытеснения. На рис. 6 приведена зависимость перепада давления и объема прокачки пара, регистрируемые в процессе каждого эксперимента с 1 по 5. В экспериментах были выбраны следующие режимы прокачки:

- 1-вытеснение нефти паром ( $Q=1 \text{ см}^3/\text{мин}$ )
- 2-вытеснение нефти паром ( $Q=1 \text{ см}^3/\text{мин}$ ) и дымовым газом ( $Q=0,125 \text{ см}^3/\text{мин}$ )

- 3-вытеснение нефти паром ( $Q=1 \text{ см}^3/\text{мин}$ ) и дымовым газом ( $Q=0,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ )
- 4-вытеснение нефти паром ( $Q=1 \text{ см}^3/\text{мин}$ ) и дымовым газом ( $Q=1,5 \text{ см}^3/\text{мин}$ )
- 5-вытеснение нефти паром ( $Q=1 \text{ см}^3/\text{мин}$ ) и дымовым газом ( $Q=2 \text{ см}^3/\text{мин}$ )





**Рис. 6. Графики зависимости перепада давления от объема прокачки пара и пара с дымовым газом в соответствии с режимами прокачки с 1 по 5 эксперимент**

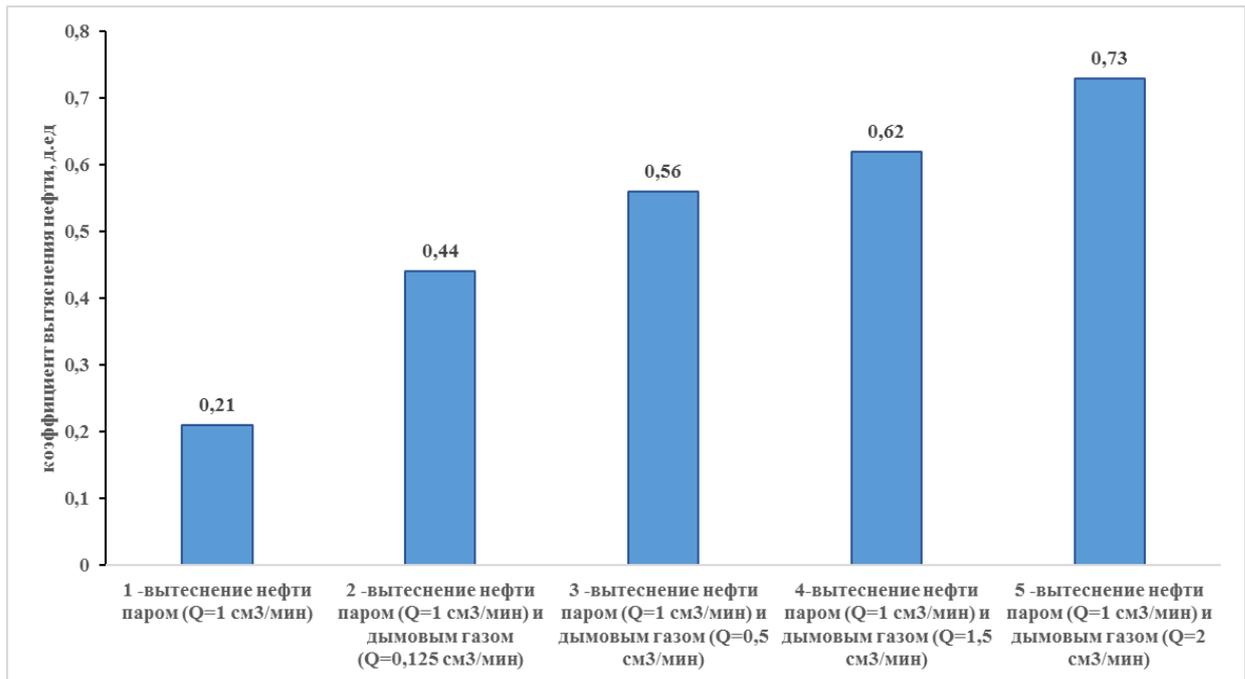
В табл. 2 отражены результаты расчетов коэффициента вытеснения нефти для 5-ти экспериментов.

Таблица 2

**Сводные данные по результатам 5-ти фильтрационных экспериментов**

№ эксперимента	Масса нефти до вытеснения, гр.	Масса вышедшей нефти, гр.	Квыт., д.ед.
1 -вытеснение нефти паром (Q=1 см <sup>3</sup> /мин)	77,6	16,04	0,21
2 -вытеснение нефти паром (Q=1 см <sup>3</sup> /мин) и дымовым газом (Q=0,125 см <sup>3</sup> /мин)	78,16	34,17	0,44
3 -вытеснение нефти паром (Q=1 см <sup>3</sup> /мин) и дымовым газом (Q=0,5 см <sup>3</sup> /мин)	77,94	43,9	0,56
4-вытеснение нефти паром (Q=1 см <sup>3</sup> /мин) и дымовым газом (Q=1,5 см <sup>3</sup> /мин)	76,07	45,96	0,62
5 -вытеснение нефти паром (Q=1 см <sup>3</sup> /мин) и дымовым газом (Q=2 см <sup>3</sup> /мин)	77,86	56,44	0,73

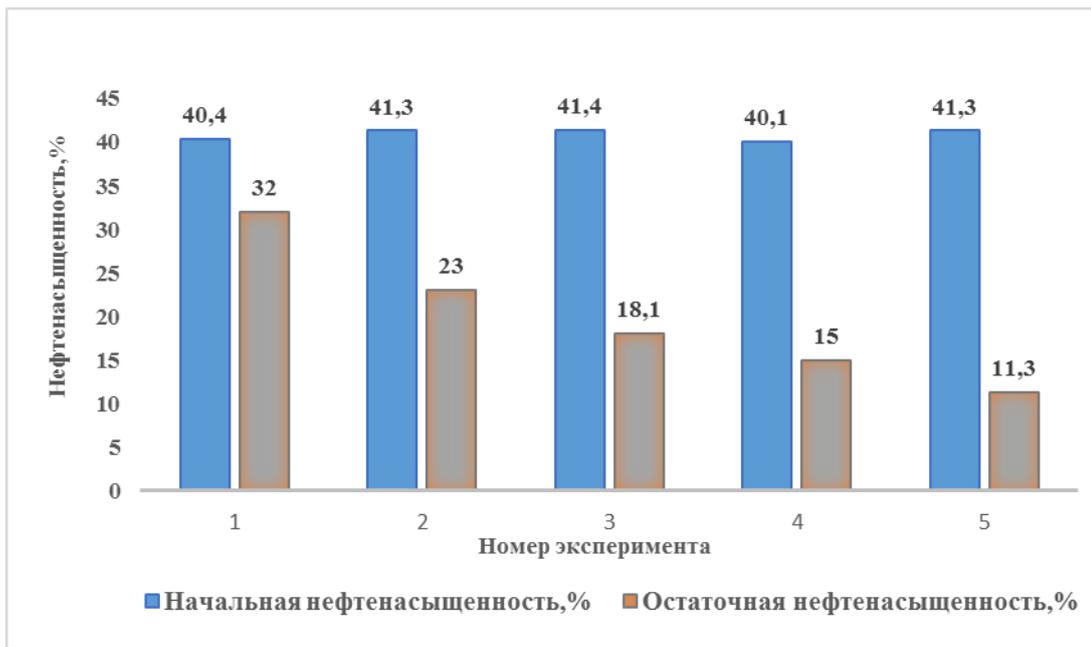
На рис. 7 предоставлены коэффициенты вытеснения нефти.



*Рис. 7. Гистограмма коэффициента вытеснения нефти паром и паром с дымовым газом*

Прирост коэффициента вытеснения нефти в данном случае объясняется тем, что наличие пара в составе смеси помогает уменьшить эффект канальных прорывов и снизить вязкость нефти, а также улучшает контакт нефти и растворителя ( $\text{CO}_2$  в составе дымового газа). Дымовой газ препятствует передаче тепла между паром и телом кернодержателя. С увеличением доли газа в парогазовой смеси коэффициент теплоотдачи снижается, поток дымовых газов открывает путь для последующего пара и ускоряет поток пара. Между тем, дымовой газ может препятствовать теплопередаче между паром и породой и, таким образом, способствовать дальнейшему переносу паром большего количества тепла, чем и достигается наибольший коэффициент извлечения нефти.

На рис. 8 предоставлен график изменения нефтенасыщенности.



*Рис. 8. Анализ начальной и остаточной нефтенасыщенности*

По результатам исследований видно, что обработка модели керна паром с температурой 220°C и паром с дымовым газом не одинаково эффективна. При вытеснении, нефти паром при начальной нефтенасыщенности 40,4 %, остаточная нефтенасыщенность составляет 32,0 %. При добавлении в пар дымового газа в диапазоне от 0,125 до 2 см<sup>3</sup>/мин при постоянном расходе пара в 1 см<sup>3</sup>/мин остаточная нефтенасыщенность снижается от 32,0 до 11,3 %. Наибольший коэффициент вытеснения достигается при добавлении дымового газа в количестве 2 см<sup>3</sup>/мин, то есть наиболее эффективная пропорция пара и дымового газа в исследуемом диапазоне – 1 см<sup>3</sup>/мин пара к 2 см<sup>3</sup>/мин дымового газа. Прирост коэффициента вытеснения нефти паром с дымовым газом при наиболее эффективном режиме составляет 52 % по сравнению с закачкой чистого пара.

## Заключение

При анализе результатов исследований по вытеснению нефти паром и паром с дымовыми газами получены нижеследующие результаты:

– при добавлении в пар дымового газа в количестве от 0,125 до 2 см<sup>3</sup>/мин при постоянном расходе пара в 1 см<sup>3</sup>/мин, наибольший коэффициент вытеснения достигается при добавлении дымового газа в количестве 2 см<sup>3</sup>/мин, то есть наиболее эффективная пропорция пара и дымового газа в исследуемом диапазоне – 1 см<sup>3</sup>/мин пара к 2 см<sup>3</sup>/мин дымового газа.

– прирост коэффициента вытеснения нефти паром с дымовым газом по сравнению с закачкой чистого пара при наиболее эффективном режиме составляет 52 %. В результате возрастает накопленная добыча нефти и снижается паро-нефтяное отношение, что способствует улучшению экономических показателей проекта.

## Список литературы

1. Monte-Mor L.S., Laboissière P., Trevisan O.V. Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery // SPE Heavy Oil Conference - Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2013. SPE-165523-MS DOI: <https://doi.org/10.2118/199949-MS>.
2. Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. Effect of V2O5 additive on simultaneous SO<sub>2</sub> and NO removal from flue gas over a monolithic cordierite-based CuO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst // Catalysis Today. 2009. PP. S285-S289. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013>.
3. Experimental Study on the Cyclic Steam Stimulation Assisted by Flue Gas Under Shallow Heavy-Oil Reservoir Conditions: Optimization of the Steam-Flue Gas Ratio.
4. Grogan, A.T., and Pinczewski, W. V. (1987). The role of molecular diffusion processes in tertiary CO<sub>2</sub> flooding. J. Petrol. Technol. 39 (05), 591–602. doi:10.2118/12706-pa.
5. Renner, T.A. (1988). Measurement and correlation of diffusion coefficients for CO<sub>2</sub> and rich-gas applications. SPE Reservoir Eng. 3 (02), 517–523. doi:10.2118/15391-pa.
6. Riazi, M.R. (1996). A new method for experimental measurement of diffusion coefficients in reservoir fluids. J. Petrol. Sci. Eng. 14 (3–4), 235–250. doi: 10.1016/0920-4105(95)00035-6.
7. Wang Z, Li Z. Roles of flue gas in promoting steam flow and heat transfer in multi thermal fluid flooding. Math Prob Eng. 2019; 2019:1-8.
8. L. Li, “The new EOR technology of shengli oil field: rocket power,” Oil Drilling and Production Technology, vol. 35, no. 3, p. 65, 2013.
9. Y. Ren H, “Enhance oil recovery by rocket power equipment,” China Petrochemical News, p. 27, 2013.
10. X. X. Tang, Y. Ma, and Y. Sun, “Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery,” China Offshore Oil and Gas, vol. 23, no. 3, pp. 185–188, 2011.

## References

1. Monte-Mor L.S., Laboissière P., Trevisan O.V. Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery // SPE Heavy Oil Conference - Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2013. SPE-165523-MS DOI: <https://doi.org/10.2118/199949-MS>. (in English)
2. Qingya Liu, Zhenyu Liu, Weize Wu. Effect of V2O5 additive on simultaneous SO<sub>2</sub> and NO removal from flue gas over a monolithic cordierite-based CuO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst // Catalysis Today. 2009. PP. S285-S289. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016%2Fj.cattod.2009.07.013>. (in English)
3. Experimental Study on the Cyclic Steam Stimulation Assisted by Flue Gas Under Shallow Heavy-Oil Reservoir Conditions: Optimization of the Steam-Flue Gas Ratio (in English).
4. Grogan, A.T., and Pinczewski, W. V. (1987). The role of molecular diffusion processes in tertiary CO<sub>2</sub> flooding. J. Petrol. Technol. 39 (05), 591–602. doi:10.2118/12706-pa. (in English)
5. Renner, T.A. (1988). Measurement and correlation of diffusion coefficients for CO<sub>2</sub> and rich-gas applications. SPE Reservoir Eng. 3 (02), 517–523. doi:10.2118/15391-pa. (in English)
6. Riazi, M.R. (1996). A new method for experimental measurement of diffusion coefficients in reservoir fluids. J. Petrol. Sci. Eng. 14 (3–4), 235–250. doi: 10.1016/0920-4105(95)00035-6. (in English)
7. Wang Z, Li Z. Roles of flue gas in promoting steam flow and heat transfer in multi thermal fluid flooding. Math Prob Eng. 2019; 2019:1-8. (in English)
8. L. Li, “The new EOR technology of shengli oil field: rocket power,” Oil Drilling and Production Technology, vol. 35, no. 3, p. 65, 2013. (in English)
9. Y. Ren H, “Enhance oil recovery by rocket power equipment,” China Petrochemical News, p. 27, 2013. (in English)
10. X. X. Tang, Y. Ma, and Y. Sun, “Research and field test of complex thermal fluid huff and puff technology for offshore viscous oil recovery,” China Offshore Oil and Gas, vol. 23, no. 3, pp. 185–188, 2011 (in English)

## Сведения об авторах

*Садреева Роза Хатиповна*, заведующая лабораторией центра научно-технических исследований, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» – «Высшая школа нефти»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: [roza.hatipovna@yandex.ru](mailto:roza.hatipovna@yandex.ru)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>

*Бурлуцкий Ефим Андреевич*, инженер лаборатории центра научно-технических исследований, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» – «Высшая школа нефти»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: [e.burluckiy@agni-rt.ru](mailto:e.burluckiy@agni-rt.ru)

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

*Заятдинов Альберт Айратович*, кандидат технических наук, начальник центра научно-технических исследований, ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет» – «Высшая школа нефти»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: zalyatdinovaa@agni-rt.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8466-9013>

*Амерханов Марат Инкилапович*, кандидат технических наук, начальник Управления по добыче сверхвязкой нефти, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Марджани, 82  
E-mail: ami@tatneft.ru

*Ахметзянов Фаниль Муктасимович*, начальник отдела разработки управления по добыче сверхвязкой нефти, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Марджани, 82  
E-mail: AhmetzanovFM@tatneft.ru

### Authors

*R.H. Sadreeva*, head of the laboratory of the Center for Scientific and Technical Research, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School  
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>

*E.A. Burlutsky*, laboratory engineer of the Center for Scientific and Technical Research, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School  
2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

*A.A. Zalyatdinov*, Candidate of Technical Sciences, Head of the Center for Scientific and Technical Research, Almeteyevsk State University of Technology – Higher Petroleum School 2, Lenin Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: zalyatdinovaa@agni-rt.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8466-9013>

*M.I. Amerkhanov*, Candidate of Technical Sciences, Department for the Production of Ultra-viscous oil of TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
82, Marjani Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: ami@tatneft.ru

*F.M. Akhmetzyanov*, Head of the Development Department of the Ultra-viscous Oil Production Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT  
82, Marjani Str., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: AhmetzanovFM@tatneft.ru

*Статья поступила в редакцию 20.07.2024*  
*Принята к публикации 14.09.2024*  
*Опубликована 30.09.2024*