SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ДИНАМИКА ТЕПЛООБРАЗОВАНИЯ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ РЕАКЦИИ МАССЫ В ПРИБОР-РЕАКТОРЕ, МОДЕЛИРУЮЩЕМ СКВАЖИННЫЕ УСЛОВИЯ

М. М. Велиев[1], А. А. Гиззатуллина[1], Д. В. Приданников[2], В. Ш. Мухаметшин[1]*, Л. С. Кулешова[1], Э. Р. Васильева[1], А. Н. Салимов[3]

[1]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия; [2]СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам; [3]Бакинская высшая школа нефти, SOCAR, Баку, Азербайджан

Dynamics of thermochemical mass reaction heat generation in a simulating borehole conditions reactor device

M. M. Veliev[1], A. A. Gizzatullina[1], D. V. Pridannikov[2], V. Sh. Mukhametshin[1]*, L. S. Kuleshova[1], E. R. Vasilieva[1], A. N. Salimov

[1]Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in the city of Oktyabrsky), Russia;

[2]JV «Vietsovpetro», Vung Tau, Vietnam; [3]Baku Higher Oil School, SOCAR, Baku, Azerbaijan

A B S T R A C T

The article presents the results of the experiment of the time and speed reaction determining on a special reactor device simulating the reagents and accompanying materials interaction. The device allows one to determine the change in temperature and pressure over time. It is noted that heat generation dynamics largely depends on the reaction rate, on the process of transporting reagents to the reaction site, the ability to remove reaction products, and the thermal transfer of materials involved in the process.

Keywords: bottomhole formation zone; heat generation; auxiliary reagents; reaction rate; reactor device; borehole conditions; reactive mass; acid volume; mass component; water heat capacity.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Снижение издержек на добычу нефти и увеличение степени выработки запасов углеводородов были и остаются актуальными задачами сегодняшнего дня [1–6], которые решаются с использованием методов воздействия на призабойную зону скважин [7–12] и пласта в целом [13–18] на основе научно-обоснованного подхода, базирующегося на анализе и обобщении данных лабораторных, геофизических и гидродинамических исследований, а также на анализе геолого-промысловых данных [19–25]. При этом важно решать эти задачи дифференцированно по различным группам объектов [26–30] с использованием метода аналогий [31–35] ввиду широкого разнообразия объектов по геолого-промыловой характеристике [36–40].

Одними из наиболее эффективных методов воздействия на призабойную зону пластов являются кислотные обработки [41–43]. Важное место в их ряду занимают термокислотные обработки, которые предполагают использование соляной кислоты и порошка магния.

Теплота, получаемая в результате реакции порошка магния с соляной кислотой, нагревает растворитель, в результате чего происходит быстрая депарафинизация, а избыточное количество кислоты растворяет осадки на поверхности каналов в продуктивной зоне, при этом также выделяется теплота. В конечном счете, фильтрационные свойства восстанавливаются, что приводит к увеличению скорости потока флюида. Кроме значительного выделения тепла, в процессе реакции выделяется большой объем водородного газа, который создает вихревые потоки в капиллярах, за счет которых ускоряется процесс вымывания твердых частиц, отложенных на капиллярной поверхности. Во время обработки в зависимости от условий добавляются некоторые вспомогательные реагенты: термоустойчивые ингибиторы, поверхностно-активные вещества, которые повышают способность проникновения кислоты в породу, деэмульгаторы для предупреждения образования эмульсии нефти и воды, щелочные соединения для предупреждения выпадения в осадок соединений железа.

При прохождении реакции между соляной кислотой и магнием в лабораторной установке-реакторе, выделяющаяся теплота нагревает участвующие в реакции компоненты (воду, HCl и остаточный порошок магния), продукты реакции ($MgCl_2$, H_2, остаточная вода после реакции), и другие присуствующие в реакции материалы (CMC, дизель) и окружающую среду (реактор, окружающий воздух).

Динамика теплообразования во многом зависит от скорости реакции, от способности транспортирования реагентов к месту реакции, способности удаления продуктов реакции, особенностей передачи тепла материалам, участвующими в данном процессе. Динамика тепло-

E-mail: vsh@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400924

образования термохимической массы в прибор-реакторе, моделирующим скважинные условия, помогает представлять процесс, проходящий в скважине и определить время реакции.

Для определения времени и скорости реакции использован специальной прибор-реактор, моделирующий процесс взаимодействия реагентов и сопровождаюших материалов [44]. Прибор позволяет определить изменение температуры и давления во времении. Прибор работает под давлением до 1.0 МПа и 250 °C.

Последовательность проведения операции:

1. окрыть крышку реактора; закрыть соответствующие клапаны;
2. налить раствор – носитель, буферный раствор, избыточную воду в специальный первый сосуд и закрыть его;
3. налить кислоту в специальный второй сосуд, закрыть его и закрыть соответствующий клапан;
4. открыть клапаны в сосудах, после этого кислота сама перетекает из второго сосуда в первый сосуд (если уровень кислоты низкий, то вся кислота из второго сосуда проходит через соответствующий клапан в первый сосуд);
5. необходимо наблюдать и записывать температуру и давление внутри сосуда;
6. после окончания реакции, открыть клапан для стравливания давления, открыть крышку первого и второго сосуда, слить остаточные материалы, очистить, приготовить к следующим испытаниям.

Результаты испытания для определения динамики теплообразования реактивной массы в прибор-реакторе, моделирующем скважинные условия, представлены в таблицах 1-3.

Во всех испытаниях используемый обьем кислоты не изменяется, вес порошка магния зависит от концентрации и избытка концентрации кислоты (избыток концентрации кислоты для каждого испытания также представлен в таблицах).

Причиной постоянного обьема во всех испытаниях является недостаток прибора. Испытание необходимо проводить при давлениях 4.0-7.0 МПа. При повышении обьема жидкости в реакторе выше определенного уровня, давление резко повышается и может привести к аварийной ситуации. При уменьшении объема реагента, потери тепла на подогревание реактора и передачи тепла в окружающую среду сделает опыт не корректным. Для того, чтобы устранить потери тепла и моделировать реакцию, приближенную к условиям работы в скважине, перед проведением главного опыта проведена термореакция для разжигания реактора.

Видно что, динамика изменения давления и температуры, представленая на рисунках. 1 и 2 имеют четкую закономерность. Реакция проходит очень быстро и заканчивается примерно за 70 секунд. Во всех опытах максимальное значение температуры достигается в момент времении, равного 70 секунд. В момент достижения максимальной температуры получаем максимальное давление. После этого момента температура снижается, так как реакция в основном заканчивается, а тепло передается на корпус сосуда.

Таблица 1

Опыт для определения влияния концентрации кислоты HCl на температуру массы

Образцы	Исходные реагенты, масса в г (обьем в миллитре)						Максимальная температура °C
	Масса, г	Кислота HCl с концентрацией, %		Вода, содержащаяся в кислоте, мл	Вода в растворе носителе, мл	Избыток кислоты, %	
TN1	13.156	290.25 (270)	–	245.7 (245.7)	10 (10)	10	124
TN2	22.61	–	295 (260)	215.35 (215.35)	20 (20)	16	194

Примечание: при повышении концентрации кислоты. температура массы резко повышается

Таблица 2

Опыт для определения влияния массового компонента на температуру и время реакции

Образцы	Исходные реагенты, масса в г (обьем в миллилитрах)						
	Mg, г	HCl 15% достаточно для реакции	HCl 15% (избыток 6%)	Количество воды в кислоте, мл	Вода в растворе-носителе, мл	Буферный раствор, мл	CMC, г/л
TN3	13.65	273.75 (255.13)	15.96 (14.87)	245.7 (245.7)	0	40 (3.4)	–
TN4	13.65	273.75 (255.13)	15.96 (14.87)	245.7 (245.7)	30 (30)	10 (0.85)	–
TN5	13.65	273.75 (255.13)	15.96 (14.87)	245.7 (245.7)	49 (49)	10 (0.85)	6

Таблица 3

Данные для моделирования условий призобойной зоны с высокой температурой

Образцы	Исходные реагенты, масса в г (обьем в миллитре)					Максимальная температура °C
	Mg, г	Кислота HCl 15% (20%)	Количество воды в кислоте, мл	Вода в растворе – носителе, мл	Избыток кислоты, %	
TN6	3.76	290.25 (270)	245.7 (245.7)	20	4	156
TN7	4.31	290.25 (270)	245.7 (245.7)	20	0	168

Результат опыта определения динамики теплообразования реактивной массы и влияния массового компонента, концентрации кислоты на температуру реактивной массы представлены в таблице 2 и на рисунках 3-5.

Общая тенденция о динамике теплообразования не отличается от предыдуюших опытов, которые представлены в таблице 1. Одноко, при повышении обьема воды (опыты TN3 и TN4), температура реактивной массы уменьшается. Это закономерно, так как удельная теплоемкость воды в два раза больше удельной теплоемкости нефти, поэтому необходимо большее количество теплоты для подогревания воды. Сравнивая опыт TN4 с опытом TN5 видно, что присутствие загустителя CMC в растворе носителе уменьшает скорость реакции, хотя его влияние незначительно.

На практике, в призабойной зоне, где просходит реакция, имеется бóльшая температура. Для того, чтобы моделировать ближе к скважинным условиям, были проведены опыты, при которых температура реактора поднимается до 100 °C. Для этого, перед проведением опыта была проведена пробная термореакция с кислотой 20%-ой концетрации, чтобы подогреть реактор. Имеем два опыта с соляной кислотой, концентрация которой 15% и 20%. Состав исходных компонентов и полученая температура предоставлены в таблице 3. Динамика показателей представлена на рисунках 6, 7.

При высокой температуре, обшая закономерность динамики теплообразования не изменяется. Реакция считается законченой по истечении времени, которое не превышает 150 секунд.

Таким образом, закономерность динамики теплообразования реакции дает представление о том, что при тепловой обработке призобойной зоны методом реакции магния с кислотой HCl:

- нет необходимости обращать внимание на скорость реакции, главное при этом выбор способа безопастного подвода реактивных компонентов в заданный интервал обработки;
- для получения высокой температуры, следует применять кислоту максимально возможной концентрации (в большинстве случаев для тепловой обработки призабойной зоны выбирают концентрацию HCl 15% для уменьшения влияния кислоты на глубиннонасосные оборудования).

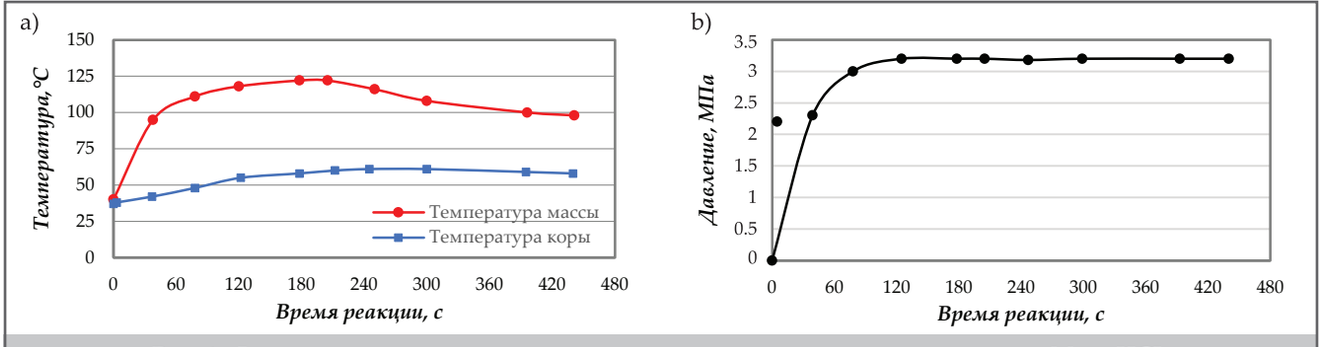

Рис. 1. Динамика изменения температуры и давления при реакции между Mg и HCL (масса имеет состав TN1 в таблице 1)

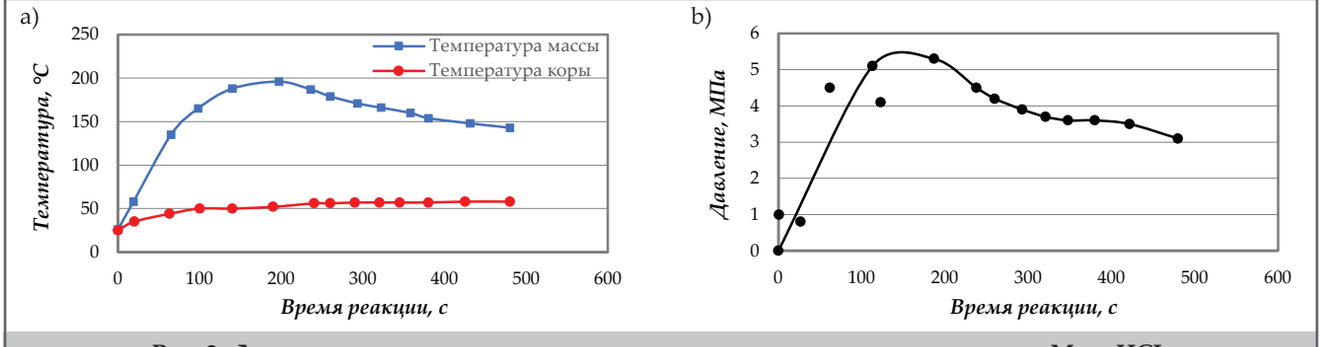

Рис. 2. Динамика изменения температуры и давления при реакции между Mg и HCL (масса имеет состав TN2 в таблице 1)

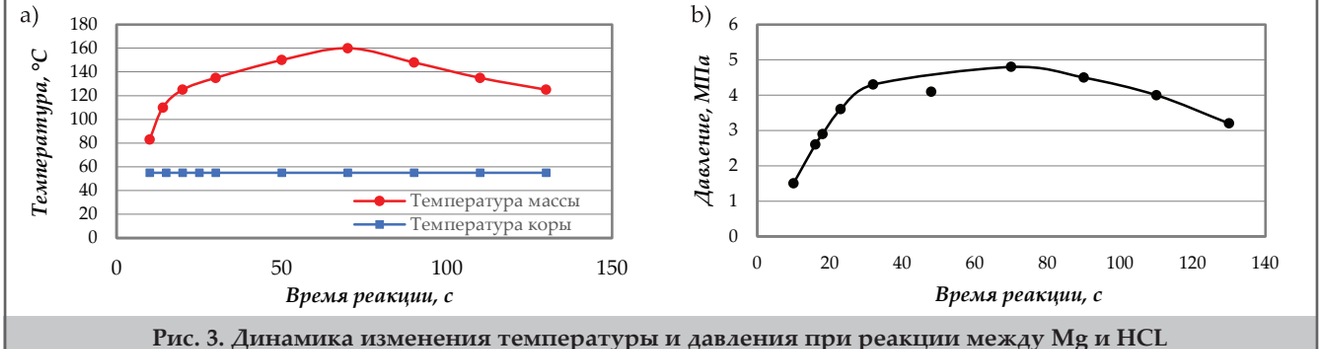

Рис. 3. Динамика изменения температуры и давления при реакции между Mg и HCL (масса имеет состав TN3 в таблице 2)

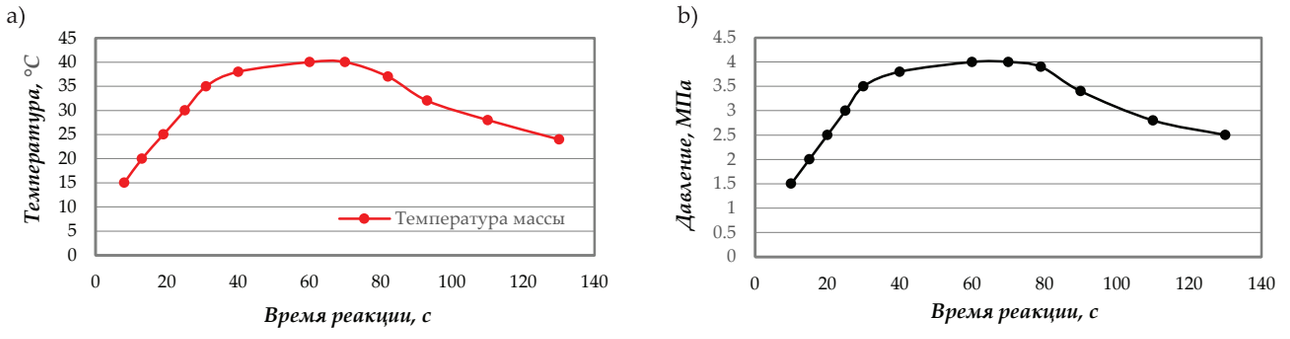

Рис. 4. Динамика изменения температуры и давления при реакции между Mg и HCL (масса имеет состав TN4 в таблице 2)

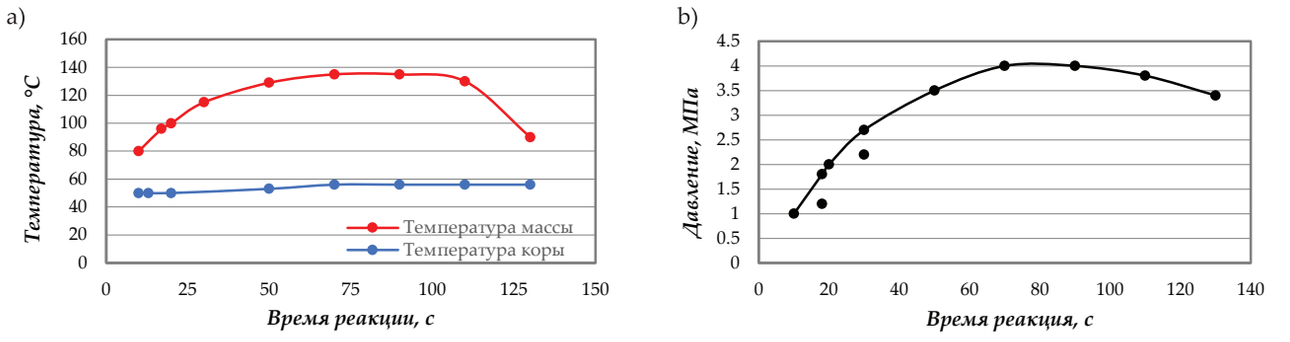

Рис. 5. Динамика изменения температуры и давления при реакции между Mg и HCL (масса имеет состав TN5 в таблице 2)

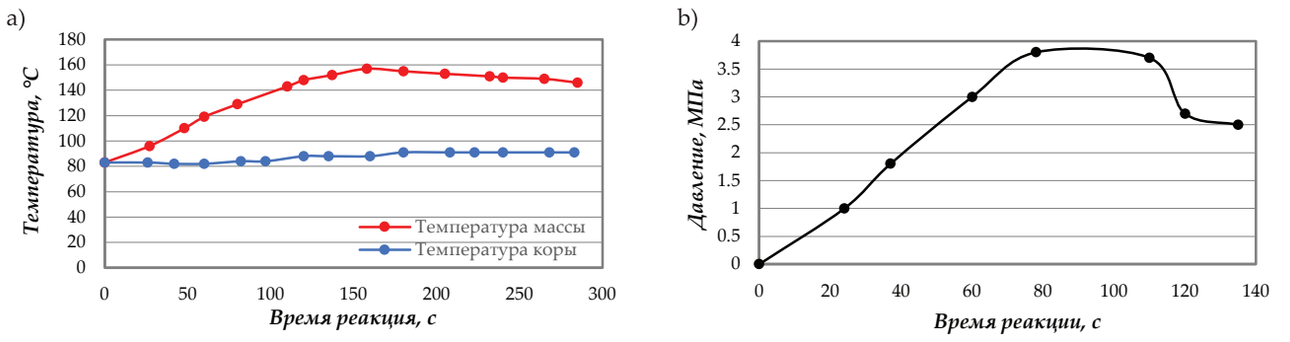

Рис. 6. Динамика изменения температуры и давления при реакции между Mg и HCL (масса имеет состав TN6 в таблице 3)

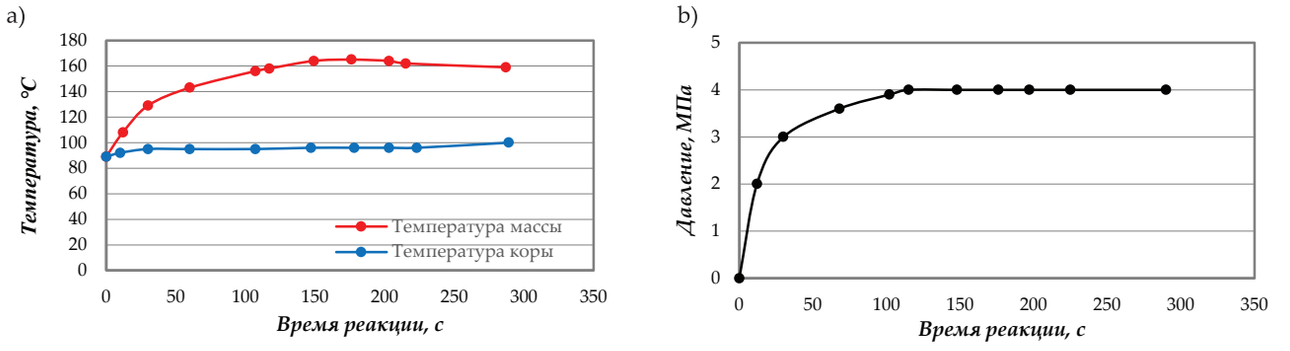

Рис. 7. Динамика изменения температуры и давления при реакции между Mg и HCL (масса имеет состав TN7 в таблице 3)

Выводы

На основании проведенных исследований определения динамики теплообразования термохимической массы в прибор-реакторе, моделирующем скважинные условия, сделаны следующие выводы:

- результаты опыта для определения динамики теплообразования реактивной массы и влияния концентрации кислоты на температуру массы показали, что реакция проходит быстро и заканчивается примерно за 70 секунд. Во всех опытах максимальное значение температуры достигается в момент времени, равный 70 секундам. При достижении максимальной температуры имеет место максимальное давление. После этого момента температура уменьшается, так как реакция, в основном, заканчивается, а тепло передается на корпус сосуда;
- при повышении обьема воды температура реактивной массы уменьшается, так как удельная теплоемкость воды в два раза больше удельной теплоемкости нефти, что говорит о необходимости использования большего количества теплоты для подогревания воды. Присутствие загустителя СМС в растворе носителе уменьшает скорость реакции, хотя его влияние незначительно.
- результаты опыта, при которых температура реактора поднимается до 100 °C, показали, что обшая закономерность динамики теплообразования также не изменяется. Реакция считается законченой по истечении времени, которое не повышает 150 секунд.
- основное внимание при проведении воздействия необходимо обращать на выбор способа безопастного подвода реактивных компонентов в заданный интервал обработки, а не на скорость реакции;
- для получения высокой температуры, следует применять кислоту максимально возможной концентрации (в большинстве случаев для тепловой обработки призабойной зоны внеобходимо использовать концентрацию HCl 15% с целью уменьшения влияния кислоты на глубиннонасосные оборудования).

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.

2. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.

3. Гасымов, А. А., Гаджиев, Г. Б. (2021). Оценка управления предприятиями нефтегазовой отрасли в современных экономических условиях. *SOCAR Proceedings*, 3, 100-105.

4. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А., Сафарова, Е. А., Столяров, В. Е. (2022). Внедрение комплексных научно-технических программ на поздних стадиях эксплуатации нефтегазовых месторождений. SOCAR Proceedings, 2, 1–8.

5. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Известия ТПУ. *Инжиниринг георесурсов*, 331(5), 140–146.

6. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

7. Ибрагимов, Н. Г., Исмагилов, Ф. З., Мусабиров, М. Х., Абусалимов, Э. М. (2014). Результаты опытно-промышленных работ в области обработки призабойной зоны и стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 40-43.

8. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

9. Якупов, Р. Ф., Рабаев, Р. У., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

10. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

11. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100–107.

12. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

13. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ*.

14. Shen, R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the beibu gulf oil field in china. *SOCAR Proceedings*, 3, 32–38.

15. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery. J*ournal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2), 431-437.

16. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. C., Akberova, A. F., Akhmedova, U. T. (2022). Self-foamed biosystem for deep reservoir conformance control. *Petroleum Science and Technology*, 40(20), 2450-2467.

17. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта $D3_{ps}$ Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.

18. Грищенко, В. А., Харисов, М. Н., Рабаев, Р. У. и др. (2022). Решение уравнения материального баланса в условиях

неопределенности методом генетической оптимизации. *SOCAR Proceedings*, 4, 63–69.

19. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

20. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. C., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.

21. Мирзаджанзаде, А. Х., Степанова, Г. С. (1977). Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. *Москва: Недра.*

22. Кулешова, *Л.* С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

23. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, *Л.* С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.

24. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

25. Мухаметшин, В. В., Кулешова, *Л.* С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

26. Ибрагимов, Н. Г., Мусабиров, М. Х., Яртиев, А. Ф. (2014). Эффективность комплекса технологий стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 44-47.

27. Сергеева, *Л.* Г., Сергеев, В. В., Кинзябаев, Ф. С. (2017). Граничные критерии применения кислотных обработок призабойных зон нагнетательных скважин в карбонатных и терригенных пластах. Г*еология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 4, 44-48.

28. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

29. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.

30. Хатмуллин, И. Ф., Хатмуллина, Е. И., Хамитов, А. Т. и др. (2015). Идентификация слабо выработанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, 1, 74-79.

31. Йереског, К. Г., Клован, *Д.* И., Реймент, Р. А. (1980). Геологический факторный анализ. *Санкт-Петербург: Недра.*

32. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.

33. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

34. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.

35. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

36. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

37. Шустер, В. *Л.* (2022). Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов. *SOCAR Proceedings*, SI2, 30–38.

38. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

39. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. Известия ТПУ. *Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117–124.

40. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.

41. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

42. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.

43. Орлова, И. О., Захарченко, Е. И., Скиба, Н. К., Захарченко, Ю. И. (2014). Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов. Г*еология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12, 16-18.

44. Велиев, М. М., Бондаренко, В. А., Зунг, *Л.* В. и др. (2019). Техника и технология добычи нефти на шельфе месторождений СП «Вьетсовпетро», *Санкт-Петербург: Недра.*

References

1. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN.*

2. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.

3. Gasimov, A. A., Hajiyev, G. B. (2021). On management evaluation of oil-gas industry enteprises in modern economic condition. *SOCAR Proceedings*, 3, 100-105.

4. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A., Safarova, E. A., Stolyarov, V. E. (2022). Mplementation of complex scientific and technical programs at the late stages of operation of oil and gas fields. *SOCAR Proceedings* 2, 1–8.

5. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 331(5), 140–146.

6. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the turney stage of the chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

7. Ibragimov, N. G., Ismagilov, F. Z., Musabirov, M. Kh., Abusalimov, E. M. (2014). Analysis of well stimulation pilot projects in Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 40-43.

8. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

9. Yakupov, R. F., Rabaev, R. U., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Analysis of the implemented development system effectiveness, horizontal wells drilling and well interventions in the conditions of carbonate deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye oil field. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

10. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing.*

11. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100–107.

12. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

13. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ.*

14. Shen, R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the beibu gulf oil field in china. *SOCAR Proceedings*, 3, 32–38.

15. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F. (2011). Nanofluid for enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 78(2), 431-437.

16. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. C., Akberova, A. F., Akhmedova, U. T. (2022). Self-foamed biosystem for deep reservoir conformance control. *Petroleum Science and Technology*, 40(20), 2450-2467.

17. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of $D3_{ps}$ horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. Georesursy, 21(3), 55-61

18. Grishchenko, V. A., Kharisov, M. N., Rabaev, R. U., et al. (2022). Solving the material balance equation in a context of uncertainty by the genetic optimization method. *SOCAR Proceedings*, 4, 63–69.

19. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

20. Suleimanov, B. A., Rzayeva, S. C., Akhmedova, U. T. (2021). Self-gasified biosystems for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 35(27), 2150274.

21. Mirzadzhanzade, A. Kh., Stepanova, G. S. (1977). Mathematical theory of experiment in oil and gas production. *Moscow: Nedra.*

22. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

23. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L .S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

24. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

25. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

26. Ibragimov, N. G., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F. (2014). Effectiveness of well stimulation technologies package developed by Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 44-47.

27. Sergeeva, L. G., Sergeev, V. V., Kinzyabaev, F. S. (2017). Critical criteria of acid treatments use in injection wells'bottom areas in carbonate and terrigenous reservoirs. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 4, 44-48.

28. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

29. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30–36.

30. Khatmullin, I. F., Khatmullina, E. I., Khamitov, A. T., et al. (2015). Identification of zones with poor displacement in fields with hard-to-recover reserves. *Oil Industry*, 1, 74-79.

31. Yereskog, K. G., Klovan, D. I., Rayment, R. A. (1980). Geological factor analysis. *Sankt-Petersburg: Nedra.*

32. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

33. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the west siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373–1384.

34. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.

35. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

36. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

37. Shuster, V. L. (2022). Features of formation and placement of large and giant oil and gas deposits in megareservaries of sedimentary basins. *SOCAR Proceedings*, SI2, 30–38.

38. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

39. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117–124.

40. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns – an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.

41. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

42. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. J*ournal of Mining Institute*, 231, 275-280.

43. Orlova, I. O., Zakharchenko, E. I., Skiba, N. K., Zakharchenko, Yu. I. (2014). Methodical approach to fields classification and fields-analogues prospecting. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 12, 16-18.

44. Veliev, M. M., Bondarenko, V. A., Zung, L. V., et al. (2019). Technique and technology of oil production on the shelf of the fields of the joint Venture «Vietsovpetro». *Sankt-Petersburg: Nedra.*

Динамика теплообразования термохимической реакции массы в прибор-реакторе, моделирующем скважинные условия

М. М. Велиев[1], А. А. Гиззатуллина[1], Д. В. Приданников[2], В. Ш. Мухаметшин[1], Л. С. Кулешова[1], Э. Р. Васильева[1], А. Н. Салимов[3]

[1]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

[2]СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам

[3]Бакинская высшая школа нефти, SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье приведены результаты опыта определения времени и скорости реакции на специальном прибор-реакторе, моделирующим процесс взаимодействия реагентов и сопровождаюших материалов. Прибор позволяет определить изменение температуры и давления во времени. Отмечено, что динамика теплообразования во многом зависит от скорости реакции, от процесса транспортирования реагентов к месту реакции, способности удаления продуктов реакции, тепловой передачи материалов, участвующих в данном процессе.

Ключевые слова: призабойная зона пласта; теплообразование; вспомогательные реагенты; скорость реакции; прибор-реактор; скважинные условия; реактивная масса; обьем кислоты; массовый компонент; теплоемкость воды.

Quyu şəraitini modelləşdirən cihaz reaktorunda kütlənin termokimyəvi reaksiyası nəticəsində istilik əmələgəlmə dinamikası

M. M. Veliyev[1], A. A. Qizzatullina[1], D. V. Pridannikov[2], V. Ş. Muxametşin[1], L. S. Kuleşova[1], E. R. Vasilyeva[1], A. N. Səlimov[3]

[1]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrskiy ş. filialı), Rusiya

[2]«Vyetsovpetro» BM, Vunqtau, Vyetnam

[3]Bakı Ali Neft Məktəbi, SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Məqalədə reaktivlərin və müşayiət olunan materialların qarşılıqlı təsir prosesini modelləşdirən xüsusi cihaz-reaktorda reaksiya vaxtını və sürətini təyin etmək təcrübəsinin nəticələri verilmişdir. Cihaz zamanla temperatur və təzyiq dəyişikliyini təyin etməyə imkan verir. Qeyd olunur ki, istiliyin əmələgəlmə dinamikası əsasən reaksiya sürətindən, reaktivlərin reaksiya yerinə daşınması prosesindən, reaksiya məhsullarının xaric olunma qabiliyyətindən, bu prosesdə iştirak edən materialların istilik ötürməsindən asılıdır.

Açar sözlər: layın quyudibi zonası; istilik əmələgəlmə; köməkçi reagentlər; reaksiya sürəti; cihaz-reaktor; quyu şəraiti; reaktiv kütlə; turşu həcmi; kütlə komponenti; suyun istilik tutumu.