

# Исследование облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения с применением растворителей при паротепловом воздействии

И.Ш.С. Салих, А.К. Ишимбаев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета | Казань, Россия  
mc-gross@mail.ru

## Аннотация

В статье представлены результаты исследования влияния различных растворителей на облагораживание сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при паротепловом воздействии. Проведен сравнительный анализ растворителей. Показано изменение компонентного состава под действием совместного воздействия пара и растворителя, свидетельствующее о снижении содержания высокомолекулярных гетероорганических соединений. Выявлены вязкостно-температурные характеристики нефти с применением растворителей индивидуального состава. Показано изменение элементного состава нефтей после паротеплового воздействия с растворителями.

## Ключевые слова

сверхвязкая нефть, аквагермолиз, растворители, реология, элементный состав

## Материалы и методы

Сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения Республики Татарстан, растворители, SARA-анализ, вискозиметрия, элементный анализ.

## Благодарности

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди ведущих мировых научно-образовательных центров. Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ для молодых российских ученых МК-1517.2020.3.

## Для цитирования:

И.Ш.С. Салих, А.К. Ишимбаев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин. Исследование облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения с применением растворителей при паротепловом воздействии // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №2. С. 21-24.  
DOI:10.24411/2076-6785-2020-10075.

Поступила в редакцию: 13.03.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Upgrading of Ashal'cha heavy oil in the presence of solvents under steam treatment

Indad Sh.S. Salih, Azat K. Ishimbaev, Irek I. Mukhamatdinov, Alexey V. Vakhin

Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University | Kazan, Russian Federation  
mc-gross@mail.ru

## Abstract

The article presents the influence of various solvents on the upgrading of Ashal'cha heavy oil under steam treatment. A comparison study was carried out. Changes in the composition of oil after the combined influence of steam and solvent were observed, which indicates a content reduction of high-molecular heteroatom compounds. Temperature dependence of oil viscosity characteristics with the use of individual solvents were revealed. Moreover, the changes in the elemental composition of oil after steam treatment in the presence of solvents are shown.

## Keywords

heavy oil, aquathermolysis, solvents, rheology, elemental composition

## Materials and methods

Ashal'cha heavy oil of the Republic of Tatarstan, solvents, SARA analysis, viscometry, elemental analyses.

## Acknowledgements

The work is performed according to the Russian Government Program of Competitive Growth of Kazan Federal University. The research was supported by the President of the Russian Federation Grant for young Russian scientists МК-1517.2020.3

## For citation:

Salih I.Sh. Salih, Azat K. Ishimbaev, Irek I. Mukhamatdinov, Alexey V. Vakhin. Upgrading of Ashal'cha heavy oil in the presence of solvents under steam treatment // Ekspozitsiya Neft Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 2, pp.21-24. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10075.

Received: 13.03.2020

## Введение

В последние годы вместе с ростом требований к топливу и источникам энергии, а также с серьезным сокращением традиционных источников углеводородов (далее — УВ) значительно выросла доля тяжелой нефти, достигающая 70% от общего количества добываемой в мире нефти [1, 2].

В настоящее время проводятся

исследования, направленные на совершенствование технологий добычи, в числе которых паротепловые методы [3–7]. Паротепловое воздействие (ПТВ) сопряжено с изменением компонентного состава, реологических и физико-химических характеристик сырья. Интенсификация превращений тяжелых нефтей при ПТВ предполагает изменение некоторых характеристик высоковязких нефтей, положительно

сказывающееся на его извлечении, транспортировке, подготовке и переработке [8–11].

С целью совершенствования технологии закачки пара, а также для снижения расхода пара и увеличения добычи нефти реализуется более эффективная технология, при которой вместе с паром закачивается растворитель [12, 13]. Использование растворителей из низкокипящих алифатических углеводородов

может привести к коагуляции асфальтенов и к коагуляции пор нефтесодержащих пород, что влечет снижение коэффициента вытеснения. Чтобы предотвратить осаждение асфальтенов используют ароматические углеводороды, такие как толуол, ксилол и т.д. [14]. В зависимости от физико-химических характеристик, а также от состава и свойств высоковязких нефтей эффективность растворителя может различаться [15].

### Цели и задачи

Объектом исследования выступила сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения пермских отложений Республики Татарстан. Целью работы являлось проведение экспериментальных исследований облагораживания нефти с использованием растворителей при паротепловом воздействии.

Для достижения данной цели потребовалось решить следующие задачи:

- 1) подбор растворителей, изучение их состава и свойств;
- 2) лабораторное моделирование акватермолиза нефти Ашальчинского месторождения с использованием растворителей в автоклаве;
- 3) изучение свойств и состава полученных продуктов акватермолиза нефти.

### Экспериментальная часть

Эксперименты по моделированию процесса ПТВ проводились в реакторе высокого давления (Parr Instruments, США) с перемешиванием (объем 300 мл). В автоклав загружали смесь нефти, воды и растворителя. Реактор герметизировался и продувался азотом для удаления воздуха. Затем устанавливалось давление азота равным 1 МПа, и реактор нагревался до 200 °С. После достижения температуры реакции конечное давление составляло 2,1 МПа в зависимости от состава растворителя (рис. 1). Количество растворителя составило 5% от массы нефти. Продолжительность воздействия осуществляли в течение 24 часов. После завершения процесса акватермолиза нефть на протяжении 16 часов отстаивали от воды, затем помещали в лабораторную центрифугу (Erpendorf 5804 R) Центрифугировали при 5000 об/мин в течение 2 часов.

С целью сопоставительной оценки растворителей в процессе паротепловой обработки нефти в течение определенного времени проведен кинетический эксперимент и проанализированы продукты воздействия. В качестве растворителей в экспериментах были использованы бензол, толуол, смесь бензола и толуола и петролейный эфир 70/100.

Разделение по методу SARA проводили с учетом методических рекомендаций стандарта ASTM D 4124-09 и ГОСТ 32269-2013 в несколько этапов. Данный метод основан на разделении нефти на четыре аналитические группы соединений: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes — SARA) по их растворимости и полярности (рис. 1).

Результаты компонентного состава исходной нефти, контрольного опыта, и нефтей после ПТВ с растворителями представлены на рис. 2.

Паротепловое воздействие при 200 °С показывает, что содержание смол и асфальтенов по сравнению с исходной нефтью уменьшается,

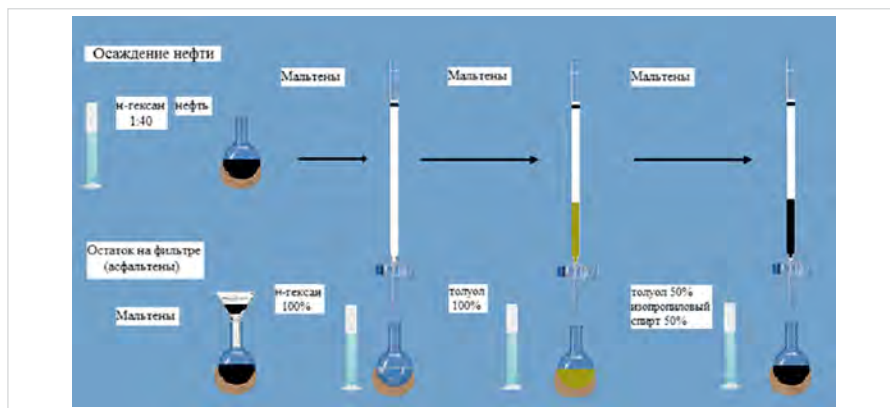


Рис. 1 — Групповой состав по методу SARA  
Fig. 1 — Group composition of crude oil according to SARA method

а насыщенных и ароматических углеводородов увеличивается. При добавке бензола количество асфальтенов уменьшается на 14% с новообразованием легких фракций (количество насыщенных УВ повышается на 10%). Добавка толуола привела к уменьшению массового содержания смол на 21% и увеличению количества ароматических УВ (на 15%) по сравнению с контрольным опытом. Наибольшие изменения в составе нефти произошли при добавке петролейного эфира. Петролейный эфир представляет собой смесь легких алифатических углеводородов (пентанов и гексанов), получаемая из попутных нефтяных газов и легких фракций нефти. При наличии в нефти этой смеси наблюдается значительное уменьшение смолистых компонентов (на 38%), однако в составе асфальтенов изменения по сравнению с исходной нефтью не произошли. Вероятно, это происходит в результате воздействия алифатического растворителя на асфальтены, при этом удаляются ассоциированные с ними высокомолекулярные нефтяные компоненты, входящие в состав мальтеновых фракций битумов — насыщенные и ароматические УВ, а также смолы, что приводит к разрушению надмолекулярных структур асфальтенов и увеличению степени их ароматизации [16].

После определения компонентного состава определяли индекс коллоидной нестабильности (Coloidal Instability Index (CII)) по методу [17] (таб. 1). Наименьшей стабильностью обладает нефть контрольного опыта ввиду высоко значения CII.

На рис. 3 представлены изменения вязкостно-температурных характеристик исходной нефти, контрольного опыта без растворителя и нефтей после ПТВ с растворителями.

Ашальчинская нефть представляет собой типично неньютоновскую жидкость. По реологическим характеристикам нефть Ашальчинского месторождения является вязкоупругой жидкостью. Результаты измерения свидетельствуют о положительном влиянии растворителей на реологические свойства нефти после гидротермального воздействия. Наименьшей вязкостью обладает нефть с добавкой толуола, по сравнению с исходной нефтью и контрольным опытом вязкость при 10 °С уменьшается в 4 и 3,5 раза, соответственно. Учитывая изменения в групповом химическом составе, а именно значительное уменьшение содержания смол под влиянием абсолютно всех растворителей, толуол, бензол и их смесь способствует разрушению ассоциированных комплексов молекул смол, тем самым влияя на уменьшение вязкости нефти.

Таб. 1 — Индекс коллоидной нестабильности

Tab. 1 — The Colloidal Instability Index

Нефть	Индекс коллоидной нестабильности
Исходная нефть	0,43
Контроль	0,63
Бензол	0,53
Толуол	0,55
Бензол+толуол 1:1	0,58
Петролейный эфир	0,60

В таб. 2 представлен элементный состав исходной нефти и нефтей после ПТВ контрольного опыта и с растворителями. Знание элементного состава нефти необходимо, прежде всего, для выбора метода ее переработки и составления материальных балансов некоторых процессов переработки. Данные элементного состава и структурно-группового состава узких фракций масел и тяжелых остатков, из которых выделение индивидуальных соединений невозможно, позволяет значительно расширить представления о структуре веществ, входящих в эти фракции, и построить модель их «средней» молекулы [18].

Как видно из представленных результатов, «средняя» молекула нефти Ашальчинского месторождения характеризуется незначительным содержанием гетероатомов, а именно серы и кислорода. По результатам элементного анализа нефтей после облагораживания можно сделать вывод о значительном повышении Н/С по сравнению с исходной нефтью.

### Итоги

Таким образом, в работе проведено физическое моделирование паротепловой обработки высоковязкой нефти без и с добавлением в систему растворителей.

В заключении отметим, что действие растворителей для внутрипластового облагораживания при добыче высоковязких нефтей направлено: а) на улучшение группового химического состава высоковязких нефтей, а именно на уменьшение содержания смолисто-асфальтеновых веществ и их молекулярной массы, а также на значительное повышение содержания насыщенных и ароматических углеводородов; б) на понижение вязкости полученных продуктов гидротермального воздействия; в) действие растворителей совместно с паром положительно сказывается на индексе

коллоидной нестабильности и соотношении водорода к углероду H/C.

### Выводы

Применение растворителей при паротепловой воздействии обеспечивает повышение энергоэффективности паротепловых методов добычи нетрадиционных ресурсов, как высоковязкие нефти и природные битумы.

### Литература

1. Wang Y., Chen Y., He J., Li P., Yang S.

Mechanism of catalytic aquathermolysis: Influences on heavy oil by two types of efficient catalytic ions: Fe<sup>3+</sup> and Mo<sup>6+</sup> //

Energy & Fuels, 2010, vol. 24, issue 3, pp. 1502–1510. DOI: 10.1021/ef901339k. (In Eng.).  
 2. Чен Г., Ян У., Бай Я., Жао В., Гу К., Джанг Д., Жеже А. Акватермоллиз тяжелой нефти при низкой температуре в присутствии этанола с использованием простого комплекса Co (II) в качестве катализатора // Нефтехимия. 2017. Т.57. №3. С. 278–283. DOI: 10.7868/S0028242117030030.  
 3. Каюкова Г.П., Киямова, А.М., Романов Г.В. Гидротермальные превращения асфальтенов // Нефтехимия. 2012. Т.52. №1. С. 7–16.  
 4. Rana M.S., Sámano V., Ancheyta J, Diaz J.A. A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and

residua // Fuel, 2007, vol. 86, pp. 1216–1231. DOI: 10.1016/j.fuel.2006.08.004. (In Eng.).

5. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review // Energy&Fuels, 2010, vol. 24, pp. 2809–2816. DOI: 10.1021/ef100230k. (In Eng.).  
 6. Zhang C., Lee C.W., Keogh R.A., Demirel B., Davis B.H. Thermal and catalytic conversion of asphaltenes // Fuel, 2001, vol. 80, pp. 1131–1146. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00178-2. (In Eng.).  
 7. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. М.: Институт компьютерных исследований, 2013. 484 с.  
 8. Алиев Ф.А., Салих И.Ш.С., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В. Влияние катализаторов акватермоллиза на внутрислоеобразование тяжелой высоковязкой нефти месторождения Бока де Харуко // Вестник технологического университета. 2018. Т.21. №10. С. 46–49.  
 9. Зарипова Р.Д., Хайдарова А.Р., Мухаматдинов И.И., Ситнов С.А., Вахин А.В. Влияние температуры на трансформацию смешанных оксидов железа (II, III) в гидротермально-каталитических процессах // Экспозиция. Нефть. Газ. 2019. №4. С. 56–59. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10037.  
 10. Вахин А.В., Ситнов С.А., Мухаматдинов И.И., Славкина О.В., Бугаев К.А., Нургалиев Д.К. Технология термokatалитического воздействия для разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти ООО «РИТЭК» в Самарской области // Нефть. Газ. Новации. 2019. №7. С. 75–78.  
 11. Вахин А.В., Ситнов С.А., Мухаматдинов И.И., Славкина О.В., Бугаев К.А., Дарищев В.И., Нургалиев Д.К. Перспективы применения нанодисперсных катализаторов на основе переходных металлов для повышения нефтеотдачи при освоении месторождений трудноизвлекаемой нефти ООО «РИТЭК» // Нефть. Газ. Новации. 2019. №8. С. 42–46.  
 12. Борисова Ю.Ю., Борисов Д.Н., Якубов М.Р. Метод интенсификации добычи сверхвязких нефтей. Циклические закачки композиционного растворителя для разработки тонких продуктивных пластов // Нефтяная провинция. 2018. №3. С. 81-95. [Электронный ресурс]. DOI: 10.25689/NP.2018.3.81-95.  
 13. Якубов М.Р., Якубова С.Г., Борисов Д.Н., Усманова Г.Ш., Грязнов П.И., Романов Г.В. Изменение состава и свойств асфальтенов при физическом моделировании процесса вытеснения тяжелых нефтей растворителями на основе n-алканов // Вестник технологического университета. 2013. №22. С. 277–280.  
 14. Andersen S.I., Keul A., Stenby E. Variation in Composition of Subfractions of Petroleum Asphaltenes // Petroleum Science and Technology, 1997, vol. 15. Issue, 7, pp. 611–645. DOI: 10.1080/10916469708949678. (In Eng.).  
 15. Саяхов В.А., Хайрутдинова А.А. Оценка влияния температуры и химреагентов на компонентный состав сверхвязкой нефти // Научно-практическая конференция «Булатовские чтения». Краснодар, 2017.  
 16. Абдрафикова И.М., Каюкова Г.П.,

Таб. 2 — Элементный состав исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с растворителями

Tab. 2 — The elemental composition of the initial oil, after thermal treatment with and without solvents

Нефть	C	H	N	S	O	H/C
Исходная нефть	84,35	11,12	0,03	1,8	2,7	1,58
Контроль	84,24	11,91	0,07	1,55	2,23	1,70
Бензол	84,34	11,49	0,06	1,73	2,38	1,64
Толуол	84,25	11,04	0,02	2,06	2,63	1,57
Бензол+толуол 1:1	84,24	11,55	0,19	1,81	2,21	1,65
Петролейный эфир	83,92	11,76	0,22	1,64	2,46	1,68

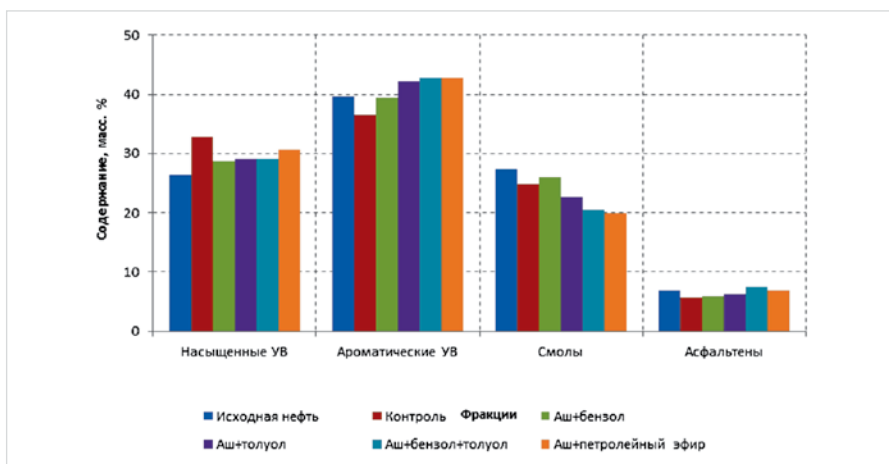


Рис. 2 — Компонентный состав исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с растворителями

Fig. 2 — Group composition of initial crude oil, after thermal treatment with and without solvents

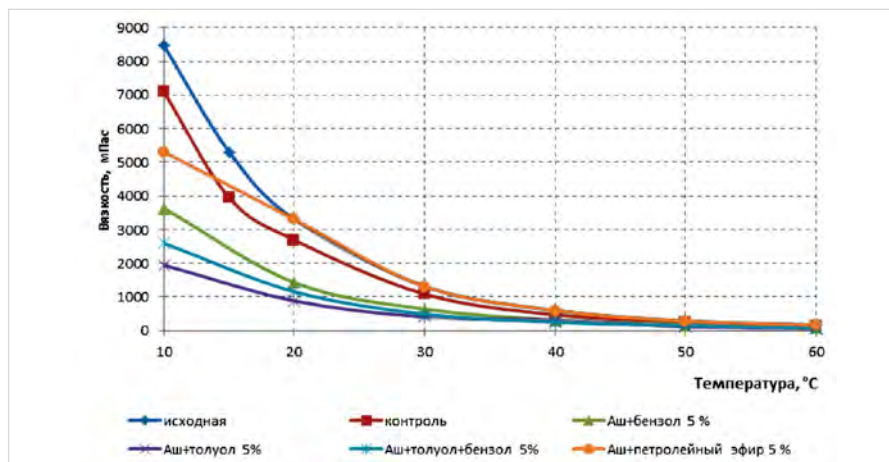


Рис. 3 — Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с растворителями

Fig. 3 — The temperature dependent viscosity characteristics of initial crude oil, after thermal treatment with and without solvents



Вандюкова И.И. Исследование состава асфальтенов и продуктов их фракционирования методом ИК-Фурье спектроскопии // Вестник Технологического университета. 2011. №9. С. 179–183.

17. Asomaning S. Test method for determining asphaltene stability in crude oils // *Petroleum Science and Technology*, 2003, vol. 21, pp. 581–590. DOI: 10.1081/LFT-120018540. (In Eng.).

18. Bazhenova O.K., Bazhenova T.K. Genesis of oil: A fundamental problem of geology // *Lithology and Mineral Resources*, 2008, vol. 43, issue 5, pp. 488–498. DOI: 10.1134/S0024490208050052. (In Eng.).

## ENGLISH

### Results

Thus, a physical simulation of the steam treatment of heavy oil without and with the addition of solvents to the system was carried out. In conclusion, the influence of solvents for in-situ upgrading of heavy oil is directed:

a) to improve the group chemical composition of heavy oil, particularly, to reduce the content of resins and asphaltenes and their molecular weight, as well as to significantly increase the content of saturates and aromatic hydrocarbons;

b) to lower the viscosity of the resulting hydrothermal products;

c) the action of solvents together with steam has a positive effect on the index of colloidal instability and the ratio of hydrogen to carbon H/C.

### Conclusions

The use of solvents in case of heat and steam treatment increases the energy efficiency of heat and steam methods for the extraction of unconventional resources, such as heavy oil and natural bitumen.

### References

1. Wang Y., Chen Y., He J., Li P., Yang C. Mechanism of catalytic aquathermolysis: Influences on heavy oil by two types of efficient catalytic ions: Fe<sup>3+</sup> and Mo<sup>6+</sup> // *Energy & Fuels*, 2010, vol. 24, issue 3, pp. 1502–1510. DOI: 10.1021/ef901339k.
2. Chen G., Jan W., Bai Ya., Zhao V., Gu K., Jang D., Zhezhe A. Aquathermolysis of heavy oil at low temperature in the presence of ethanol using a simple Co (II) complex as a catalyst // *Petrochemistry*, 2007, vol. 57, issue 3, pp. 278–283. DOI: 10.7868/S0028242117030030. (In Russ.).
3. Kayukova G.P., Kiyamova, A.M., Romanov G.V. Hydrothermal transformations of asphaltenes // *Petrochemistry*, 2012, vol. 52, issue 1, pp. 7–16. (In Russ.).
4. Rana M.S., Sámano V., Ancheyta J, Diaz J.A. A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua // *Fuel*, 2007, vol. 86, pp. 1216–1231. DOI: 10.1016/j.fuel.2006.08.004.
5. Maity S.K., Ancheyta J., Marroquín G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: a review // *Energy&Fuels*, 2010, vol. 24, pp. 2809–2816. DOI: 10.1021/ef100230k.
6. Zhang C., Lee C.W., Keogh R.A., Demirel B., Davis B.H. Thermal and catalytic conversion of asphaltenes // *Fuel*, 2001, vol. 80, pp. 1131–1146. DOI: 10.1016/S0016-2361(00)00178-2.
7. Lipaev A.A. Development of heavy oil and natural bitumen deposits. Moscow: Institute of Computer Research, 2013, 483 p. (In Russ.).
8. Aliev F.A., Salih I.Sh.S., Mukhamatdinov I.I., Vakhin A.V. The effect of aquathermolysis catalysts on the in-situ conversion of heavy high-viscosity oil from the Boca de Haruko field // *Herald of Technological University*, 2018, vol. 21, issue 10, pp. 46–49. (In Russ.).
9. Zaripova R.D., Khaidarova A.R., Mukhamatdinov I.I., Sitnov S.A., Vakhin A.V. The effect of temperature on the transformation of mixed iron (II, III) oxides in hydrothermal-catalytic processes // *Exposition Oil Gas*, 2019, issue 4, pp. 56–59. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10037. (In Russ.).
10. Vakhin A.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Nurgaliev D.K. The technology of thermocatalytic exposure for the development of hard-to-recover oil deposits of RITEK LLC in the Samara Region // *Oil. Gas. Novation*, 2019, issue 7, pp. 75–78. (In Russ.).
11. Vakhin A.V., Sitnov S.A., Mukhamatdinov I.I., Slavkina O.V., Bugaev K.A., Darishchev V.I., Nurgaliev D.K. Prospects for the use of nanodispersed catalysts based on transition metals to enhance oil recovery in the development of hard-to-recover oil deposits of RITEK LLC // *Oil. Gas. Novation*, 2019, issue 8, pp. 42–46. (In Russ.).
12. Borisova Yu.Yu., Borisov D.N., Yakubov M.R. Method for intensifying the production of super-viscous oils. Cyclic injection of a composite solvent for the development of thin productive formations // *Oil Province*, 2018, issue 3, pp. 81–95. DOI: 10.25689/NP.2018.3.81-95. (In Russ.).
13. Yakubov M.R., Yakubova S.G., Borisov D.N., Usmanova G.Sh., Gryaznov P.I., Romanov G.V. Changes in the composition and properties of asphaltenes during physical modeling of the process of displacing heavy oils with solvents based on n-alkanes // *Herald of the Technological University*, 2013, issue 22, pp. 277–280. (In Russ.).
14. Andersen S.I., Keul A., Stenby E. Variation in Composition of Subfractions of Petroleum Asphaltenes // *Petroleum Science and Technology*, 1997, vol. 15. Issue, 7, pp. 611–645. DOI: 10.1080/10916469708949678.
15. Sayakhov V.A., Khayrutdinova A.A. Evaluation of the effect of temperature and chemicals on the component composition of super-viscous oil // Scientific and practical conference "Bulatov Readings", Krasnodar, 2017. (In Russ.).
16. Abdrafikova I.M., Kayukova G.P., Vandyukova I.I. The study of the composition of asphaltenes and products of their fractionation by IR-Fourier spectroscopy // *Herald of the Technological University*, 2011, issue 9, pp. 179–183. (In Russ.).
17. Asomaning S. Test method for determining asphaltene stability in crude oils // *Petroleum Science and Technology*, 2003, vol. 21, pp. 581–590. DOI: 10.1081/LFT-120018540.
18. Bazhenova O.K., Bazhenova T.K. Genesis of oil: A fundamental problem of geology // *Lithology and Mineral Resources*, 2008, vol. 43, issue 5, pp. 488–498. DOI: 10.1134/S0024490208050052.

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Салих Индад Шариф** Салих, младший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия.

**Ишимбаев Азат Кайратович**, магистрант кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия.

**Мухаматдинов Ирек Изайлович**, кандидат технических наук, старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия. Для контактов: mc-gross@mail.ru

**Вахин Алексей Владимирович**, кандидат технических наук, руководитель НИЛ «Внутрипластовое горение» Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. Казань, Россия.

**Salih Indad Shareef** Salih, junior researcher of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University. Kazan, Russian Federation.

**Ishimbaev Azat Kairatovich**, master student of the department for development and operation of hard hydrocarbon fields of the Institute of Geology and Petroleum Technologies of Kazan (Volga Region) Federal University. Kazan, Russian Federation.

**Mukhamatdinov Irek Izailovich**, Ph.D., senior researcher of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University. Kazan, Russian Federation. Corresponding author: mc-gross@mail.ru

**Vakhin Alexey Vladimirovich**, Ph.D., supervisor of «In-situ combustion» laboratory, Institute of Geology and Petroleum technologies, Kazan (Volga region) Federal University. Kazan, Russian Federation.