

И. В. Паскевич, А. В. Шарифуллин, И. И. Сафарова

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О СТРУКТУРЕ И СОСТАВЕ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ***Ключевые слова: АСПО, состав нефтяных отложений, старение АСПО.*

*Во многих работах уделяется внимание проблеме удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), однако универсальной методики ингибирования и растворения АСПО не существует. Это обусловлено различными условиями добычи нефти, отличиями в составе нефтепродуктов и рядом других факторов. Изучение состава и структуры нефтяных отложений имеет важное значение для разработки технологий и методов их удаления и ингибирования. В мировой экономике наблюдается постепенное истощение традиционных легкодобываемых природных ресурсов. Снижение добычи легкой нефти и нефти средней плотности – особенность современного нефтедобывающего сектора. В связи с этим тяжёлая нефть занимает всё большие позиции в структуре добычи углеводородного сырья. Россия обладает существенным запасом тяжёлой и высоковязкой нефти. Однако разработка и переработка тяжёлой нефти требует больших вложений средств. В условиях растущего спроса на углеводородные энергоносители в Российской Федерации необходимо применять более эффективные способы добычи нефти. Устранение проблем, связанных с АСПО, облегчит эксплуатацию и разработку месторождений, увеличит скорость добычи и рентабельность сверхвязкой тяжёлой нефти. Для достижения этой цели следует вести работу в области исследований, нацеленных на улучшение эффективности растворителей, удаляющих отложения. Знание компонентного состава и свойств нефтяных отложений способствует подбору наиболее эффективных растворителей, поэтому важно иметь представление о характеристиках отдельных компонентов АСПО. Для создания новых подходов и оптимизации существующих методов удаления отложений требуются существенные исследования в данной области. Это приведёт к повышению общей производительности и эффективности работы в нефтегазовой сфере.*

I. V. Paskevich, A. V. Sharifullin, I. I. Safarova

**MODERN VIEWS ON THE STRUCTURE AND COMPOSITION OF OIL DEPOSITS***Key words: ARPD, composition of oil deposits, aging of the ARPD.*

*Many works pay attention to the problem of asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) removal, but there is no universal methodology of ARPD inhibition and dissolution. This is due to different conditions of oil production, differences in the composition of oil products and a number of other factors. Studying the composition and structure of oil deposits is important for the development of technologies and methods of their removal and inhibition. The world economy is witnessing a gradual depletion of traditional easily extractable natural resources. Decreasing production of light and medium density oil is a feature of the modern oil production sector. In this regard, heavy oil takes more and more positions in the structure of hydrocarbon production. Russia has significant reserves of heavy and high-viscosity oil. However, the development and refining of heavy oil requires large investments. With the growing demand for hydrocarbon energy carriers in the Russian Federation, it is necessary to apply more efficient methods of oil production. Elimination of the problems associated with ARPD will facilitate field operation and development, increase the production rate and profitability of extra-viscous heavy oil. In order to achieve this goal, research efforts should be made to improve the effectiveness of deposit removal solvents. Knowledge of the component composition and properties of oil sediments facilitates the selection of the most effective solvents, so it is important to have an understanding of the characteristics of the individual components of ARPD. Substantial research in this area is required to develop new approaches and optimise existing methods of deposit removal. This will lead to improved overall productivity and efficiency in the oil and gas industry.*

Строение отложений и их компонентный состав зависит от состава и свойств нефти данного месторождения, от скважины и глубины отбора пробы, также оказывают влияние геофизические и термодинамические факторы [1].

В малых количествах АСПО могут содержать некоторые металлы в виде оксидов и сульфидов (железо, ванадий и др.). Переходные металлы способны образовывать соединения комплексного типа с молекулами, обладающими поверхностной активностью. Таким образом, межмолекулярные связи внутри отложений упрочняются. Содержание алканов в АСПО достигает 69% по массе, на смолисто-асфальтеновые вещества может приходиться до 40 массовых процентов. В составе нефтяных отложений присутствуют также механические примеси нерастворимых измельчённых пород, алюмосиликатов, кремнезёма и воды. Цвет отложений чаще всего тёмно-бурый или серо-чёрный, но может варьироваться в зависимости

от цвета исходной нефти. На ощупь АСПО напоминают пластилин, твёрдость и вязкость отложений зависит от возраста отложений и их состава [2].

Состав отложений на внутренних поверхностях нефтедобывающего оборудования коррелирует с составом нефти. На одном и том же месторождении содержание смолисто-асфальтеновых веществ различается в зависимости от скважины, глубины залегания продуктивного пласта, температуры нефти [3].

Усреднённый групповой состав и физические характеристики различных горизонтов Татарстана приведены в таблице 1 и 2 соответственно [4].

Для Ромашкинского месторождения характерно ухудшение термобарических условий (температура пласта снижена до температуры насыщения нефти парафинами). Выяснено, что для скважины, эксплуатирующейся более 10 лет, температура пласта снижается на 10-15°C от температуры, измеренной в начале эксплуатации [5, 6].

**Таблица 1 – Усреднённый состав высокомолекулярных компонентов нефти различных стратиграфических подразделений Татарстана при условиях пласта****Table 1 – Average composition of high molecular weight components of oil of different stratigraphic subdivisions of Tatarstan under reservoir conditions**

Нефтегазоносный горизонт (ярус)	Массовое содержание, %				Температура насыщения нефти парафином, °С
	Серы	Смол силикагелевых	Асфальтенов	Парафинов	
Пашийский	1.6	17.6	4.1	4.9	20-28
Кыновский	1.8	17.1	5.0	5.3	29-31
Турнейский	3.2	23.2	3.4	3.0	11-14
Бобриковский	3.4	22.5	5.9	3.6	12-16

**Таблица 2 – Физические характеристики различных горизонтов Татарстана****Table 2 – Physical characteristics of different horizons of Tatarstan**

Нефтегазоносный горизонт (ярус)	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость, Па × с	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Давление насыщения нефти газом, МПа
Пашийский	0.80	4.5	63.4	9.0
Кыновский	0.81	4.3	59.9	8.7
Данково-Лебед.	0.90	15.3	12.4	3.1
Заволжский	0.89	29.1	14.6	3.3
Бобриковский	0.88	29.5	13.4	4.1
Верейский	0.88	41.6	4.1	0.8

Снижение температуры пласта и температуры насыщения нефти парафином расширяет область образования отложений.

Несмотря на то, что источником АСПО является нефть, состав отложений отличается от состава нефти. Группа учёных Татарстана [7] провела масштабную работу по изучению состава и строения АСПО с использованием современных физико-химических методов анализа. Было показано, что в пределах Ромашкинского месторождения состав нефтяных отложений отличается. При равном содержании парафинов в составе АСПО отличаются их распределения [8].

Основа АСПО состоит из высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда [9].

Также отложения содержат асфальтены, сырую нефть, смолы, воду, песок, глину, соли и др. [10].

Состав и скорость накопления АСПО зависят от термодинамических условий и состава добываемой нефти. Главная причина образования на стенках оборудования парафиновых отложений – достижение температуры более низкой, чем температура насыщения нефти парафинами [11].

### Природа АСПО

Смолисто-асфальтеновые вещества (далее САВ) являются одной из больших групп высокомолекулярных соединений нефти. Для САВ характерна склонность к образованию ассоциатов, полярность, высокое значение относительной атомной массы, присутствие гетероциклических соединений, парамагнетизм, полидисперсность. САВ хорошо растворимы во многих органических растворителях, включая алканы [12].

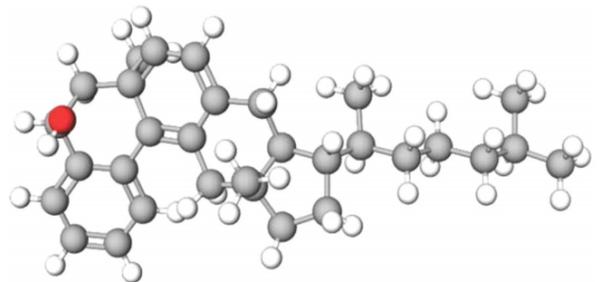
Асфальтены отличаются от смол большим разнообразием гетероатомов.

Многочисленные ученые [13, 14, 15] предложили в своих работах использование веществ для растворения асфальтенов [16].

Их порядок для улучшения этой способности следующий: н-декан → н-гептан → н-додекан → н-гексадекан → сквалан [17].

### Природа асфальтенов

Как было сказано ранее, асфальтены - фракция нефти, состоящая из разнообразных высокомолекулярных соединений с большим количеством атомов (рис. 1).

**Рис. 1 – Общая молекулярная структура асфальтена****Fig. 1 – General molecular structure of asphaltene**

Наиболее высокомолекулярная и полярная среди нефтяных фракций асфальтеновая фракция. В процессах переработки сырой нефти асфальтены присутствуют в остатке как не поддающаяся дистилляции часть сырой нефти после сбора более легких фракций [18, 19].

Асфальтены образуют темно-коричнево-черные твердые отложения, которые не имеют фиксированную температуру плавления, при нагревании они обычно вспениваются и увеличиваются в размерах с остатками углеродистой накипи [20, 21].

Состав асфальтенов варьируется от скважины к скважине, поэтому они не обладают точной молекулярной массой. Благодаря своей ароматической природе асфальтены легко растворимы в ароматических растворителях (толуоле, бензоле, ксилоле, четыреххлористом углероде, сероуглероде и пиридине), имеющих поверхностное натяжение выше 25 дин/см<sup>-1</sup>, в то время как они нерастворимы в сжиженных газах, например метане, этане и пропане, и n-алкановых растворителях такие, как n-гексан и n-гептан.

При снижении плотности сырой нефти содержание асфальтена в составе сырой нефти, следовательно, уменьшится [22].

Молекулы асфальтенов - ароматические соединения, у которых 3 и более ароматических колец [23].

Согласно статье [24] существуют две различные модели структуры молекулы асфальтена, а именно: модели «океана», или «острова и архипелага», или «розария». Модель «океана», или «острова» показывает, что мономер асфальтена имеет молекулярную массу 500-1000 Да. Принимается, что каждый мономер состоит из 6-8 ароматических колец, связанных насыщенными связями гетерогенного атома (рис. 2).

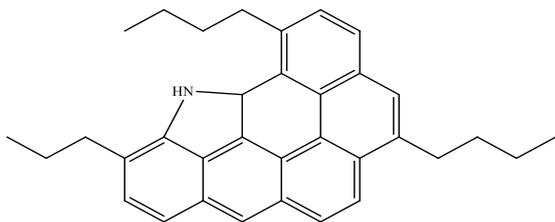


Рис. 2 – Модель «океана» или «острова» для мономера асфальтена

Fig. 2 – An 'ocean' or 'island' model for asphaltene monomer

Вторая модель, типа «архипелага или розария», предлагаемая для структуры асфальтена в литературе. Она гласит о том, что мономер асфальтена состоит из массы поликонденсированных кластеров, содержащих 5-7 ароматических колец. Эти группы объединены неполярными связями, а иногда и полярными связями (рис. 3).

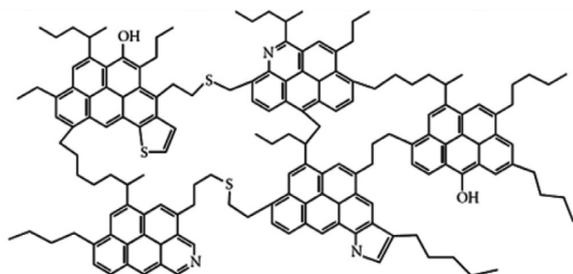


Рис. 3 – Модель архипелага, или розария для мономера асфальтена

Fig. 3 – Model of an archipelago, or rosary for monomer asphaltene

## СМОЛЫ

Плотность смол бывает находится в диапазоне от 0,97 до 1,09 г/см<sup>3</sup> [25].

Основным компонентом АСПО являются парафины, которые представляют собой алкановые углеводороды с общей формулой C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>. Как правило, количество углеродов в алканах нефтяных отложений от 16 до 64 [26].

В составе нефтяных отложений парафины в зависимости от условий транспортировки, пластовых условий парафины могут быть в кристаллическом или во взвешенном агрегатном состоянии [27].

В растворённом виде парафины находятся при высокой температуре и давлении пласта. При стандартных условиях парафины начинают плавиться при температуре от 45°C. У алканов низкая полярность, поэтому парафины растворимы в аренах, бензиновой фракции, спиртах и кетонах, минеральных маслах и нефтепродуктах [28].

Скорость образования и накопления отложений зависит от множества факторов, которые детально описаны в работах авторов [29, 30, 31].

## Старение АСПО

Со временем начинает происходить процесс, который называется старение. При старении в АСПО меняется состав, а сами отложения становятся твердыми [32].

Начинает увеличиваться концентрация молекул парафина, а вследствие и их плотность в АСПО [33, 34, 35, 36].

При старении находящаяся в порах геля нефть извлекается от тяжелых углеводородов, а их минимальное число углеродов можно охарактеризовать таким понятием, как критическое углеродное число [37].

При этом процессе происходит молекулярная диффузия парафинов в гелеобразную структуру, так как в ней уменьшается концентрация углеводородов, у которых углеродное число выше критического углеродного числа. Также происходит обратная диффузия депарафинизированной нефти. Данный процесс представлен на рис. 4.

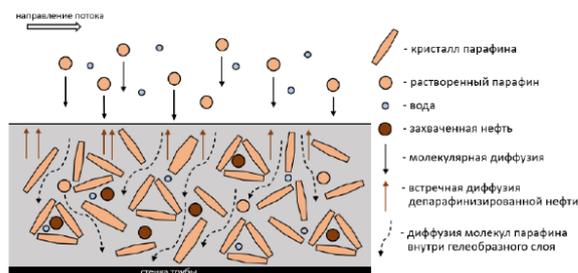


Рис. 4 – Процесс старения нефтяных отложений

Fig. 4 – Aging process of oil deposits

В работе [38] в результате исследований кристаллов методом построения кривых ДСК и кросс-поляризованной микроскопии выяснено, что в отложениях происходит перекристаллизация. Таким образом, эффект Оствальда является одним из объяснений причины упрочнения и уплотнения АСПО.

Вследствие этого растворение и удаление нефтяных отложений из законсервированных скважин из-за их более высокой прочности является сложной задачей, решение которой предстоит найти.

Так как образование АСПО в реальных случаях является результатом совместного действия множества разнообразных физических процессов, в настоящее время принято считать, что он происходит по смешанному механизму образования.

### Заключение

Представления о строении нефтяных отложений помогают оптимизировать добычу нефти, предотвращают забивание скважин, порчу трубопроводов и оборудования. Изучение состава и структуры АСПО способствует созданию более эффективных и экологически безопасных способов нефтедобычи и нефтепереработки [39, 40].

АСПО актуальная проблема современной нефтепромышленной отрасли, борьбу с которой можно глобально разделить на два направления:

- Непосредственное удаление уже образовавшихся отложения с помощью тепловых, механических и физических методов, а также при использовании растворителей [41, 42];

- Предупреждение образования парафиновых отложений на поверхности нефтяных трубопроводов с помощью использования специальных лакокрасочных покрытий внутренней части труб, а также с помощью добавления ингибиторов в нефтяной флюид [43, 44].

Для борьбы с образованием АСПО важно их природу, а также механизм образования. В основе образования АСПО лежит кристаллизация имеющихся в нефти растворенных парафинов. Механизм кристаллизации парафинов с дальнейшим образованием АСПО может быть объяснен тремя теориями Тронава:

1. Осадочно-объемная теория;
2. Кристаллизационно – поверхностная теория;
3. Смешанная теория.

Важным сравнительным количественным показателем образования АСПО является ТНКП, которую можно изучать различными методами. К наиболее классическим методам относятся метод «холодного стержня» и микроскопия в поляризованном свете.

### Литература

1. Л.К. Маркес, А.Л. Макадо, Р.Л. Гарсиа, А.Р. Солдан, Э.А. Кампаноло, Нефтегазовые технологии, **1**, 27-31 (1998).
2. S.M. Akhmetov, Z.B. Shayakhmetova, G.E. Suyungariyev, Journal of Applied Engineering Science, **19**, 4, 1099-1107 (2021).
3. И.Н. Дияров, И.Ю. Батуева, А.Н. Садыков, Н.Л. Солодова, *Химия нефти. Руководство к лабораторным занятиям. Учебное пособие для вузов*, Химия, Ленинград, 1990. 240 с.
4. Р.Х. Муслимов, *Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения*, Изд-во КГУ, Казань, 2003. 596 с.
5. Р.Х. Муслимов, *Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения*, Издательство Казанского университета, Казань, 1979. 211 с.
6. Ф.Ф. Хамидуллин, Р.Н. Дияшев, И.И. Амерханов, Нефтяное хозяйство, **7**, 31-33 (2000).
7. А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Р.Ф. Хамидуллин, Технологии нефти и газа, **4**, 34-41 (2006).
8. А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов, Р.Ф. Хамидуллин, В.Н. Шарифуллин, Технологии нефти и газа, **47**, 6, 19-24 (2006).
9. M. Freund, *Paraffin Products: Properties, Technologies, Applications*, Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1982, 335 p.
10. А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Л.И. Фаррахова, Р.Ф. Хамидуллин, Вестник Казанского технологического университета, **1**, 190-197 (2006).
11. С.Ф. Люшин, Р.Р. Иксанова, *О влиянии состава твердых углеводородов при формировании парафиновых отложений*, Недра, Москва, 1970. 114 с.
12. А.В. Шарифуллин, В.Н. Шарифуллин, Нефтепромышленное дело, **9**, 39-45 (2010).
13. O.C. Mullins, E.Y. Sheu, A. Hammami, A.G. Marshall, *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroelomics*, Springer, New York, 2007, 677 p.
14. O.C. Mullins, Annual Review of Analyt. Chem., **4**, 393-418 (2011).
15. J.J. Adams, Energy Fuels, **28**, 2831-2856 (2014).
16. В.И. Марьин, В.А. Акчурин, *Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти*, ВНИИОЭНГ, Москва, 2001. 156 с.
17. M. Rezakazemi, S. Mirzaei, M. Asghari, J. Ivakpour, Oil Gas Sci. Technol. Rev. IFP Energies Nouvelles, **72**, 34, 1-9 (2017).
18. С.Р. Сергиенко, *Высокомолекулярные соединения нефти*, Химия, Москва, 1964. 540 с.
19. С.Р. Сергиенко, Состав и свойства высокомолекулярной части нефти, Химия, Москва, 1958. 380 с.
20. J.G. Speight, Oil Gas Sci. Technol. Rev., **59**, 5, 467-477 (2004).
21. R-T. Li, X.-W. Liao, J.-D. Zou, C.-W. Gao, D.-F. Zhao, Y.-D. Zhang, Geofluids, 1-14 (2021).
22. M.Z. Hasanvand, M. Montazeri, M.A. Salehzadeh, J. Oil Gas Petrochem. Sci., **1**, 3, 83-89 (2018).
23. G.V. Mamin, M.R. Gafurov, R.V. Yusupov, I.N. Gracheva, Y.M. Ganeeva, T.N. Yusupova, Energy Fuels, **30**, 9, 6942-6946 (2016).
24. H. Nakhli, A. Alizadeh, M.S. Moqadam, S. Afshari, R. Kharrat, M.H. Ghazanfari, J. Pet. Sci. Eng., **78**, 2, 384-395 (2011).
25. Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев, *Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело"*, **1**, 268 - 284 (2011).
26. A. Hammami, M.A. Raines, SPE Journal, **4**, 01, 9-18 (1999).
27. G.H. Couto, H. Chen, E. Delle-case, C. Sarica, M. Volk, SPE Production & Operations, **23**, 01, 49-55 (2008).
28. N. Buktukov, M. Mergenov, Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, **6**, 23-28 (2021).
29. G.Zh. Moldabayeva, R.T. Suleimenova, K.B. Bimagambetov, A. Logvinenko, S.R. Tuzelbayeva, News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences, **448**, 4, 50-58 (2021).
30. Yu.L. Shishkin, Thermochimica Acta, **453**, 113-119 (2007).
31. G.Zh. Moldabayeva, A.Kh. Agzamov, D.K. Elefteriadi, S.Zh. Abisheva, B.A. Baldanov, Complex use of mineral raw materials, **317**, 2, 14-22 (2021).
32. P. Singh, AIChE Journal, **46**, 5, 1059-1074, (2000).
33. S.T. Thota, C.C. Onyeana, International Journal of Engineering Research and Reviews, **4**, 4, 39-47, (2016).
34. O.A. Adeyanju, L.O. Oyekunle, ASPES, **5**, 2, 1-17, (2013).
35. J. Bai, X. Jin, J.T. Wu, Petroleum Science, **16**, 619-631, (2019).
36. E.D. Burger, T.K. Perkins, J.H. Striegler, Journal of Petroleum Technology, **33**, 6, 1075-1086, (1981).
37. Q. Quan, J Pet Sci Eng., **130**, 1-5, (2015).
38. Coutinho J.A.P. Pet Sci Technol., **21**, 3-4, 381-391, (2003).
39. Б.М. Рыбак, *Анализ нефти и нефтепродуктов*, ГНТИНГТЛ, Москва, 1962. 880 с.
40. Н.Н. Абриютина, В.В. Абушаева, О.А. Арефьев, *Современные методы исследования нефти: справ.-метод. пособ.* под ред. А.И. Богомолова, М.Б. Темьянко, Л.И. Хотынцевой, Недра, Ленинград, 1984. 431 с.
41. С.Н. Головкин, Ю.В. Шамрай, В.И. Гусев, С.Ф. Люшин, В.А. Рагулин, В.Ф. Новиков, *Эффективность применения растворителей в добыче нефти*, Сер: Нефтепромышленное дело, ВНИИОЭНГ, Москва, 17, 89, 1984. 66 с.

42. В.Г. Козин, А.В. Шарифуллин, Н.М. Нагимов, Нефтепромысловое дело, **9**, 25-29, (2001).
43. А.В. Шарифуллин. Дисс. докт. техн. наук. Каз. гос. технол. ун-т, Казань, 2009. 493 с.
44. А.В. Шарифуллин, Р.Ф. Хамидуллин, Л.Р. Байбекова, А.Т. Сулейманов, В.Н. Шарифуллин, Химическая технология топлив и масел, **1**, 14-16, (2006).

### References

1. L.C. Marquez, A.L. Macado, R.L. Garcia, A.R. Soldan, E.A. Campanolu, Oil and Gas Technology, **1**, 27-31 (1998).
2. S.M. Akhmetov, Z.B. Shayakhmetova, G.E. Suyungariyev, Journal of Applied Engineering Science, **19**, 4, 1099-1107 (2021).
3. I.N. Diyarov, I.Yu. Batueva, A.N. Sadykov, N.L. Solodova, *Chemistry of Oil. Manual for laboratory classes: Textbook for universities*, Chemistry, Leningrad, 1990. 240 с.
4. R.KH. Muslimov, *Modern methods of management of development of oil fields with application of water flooding*, Izd-vo KSU, Kazan, 2003. 596 p.
5. R.KH. Muslimov, *Influence of features of geological structure on efficiency of development of Romashkinskoye oilfield*, Kazan University Publishing House, Kazan, 1979. 211 p.
6. F.F. Khamidullin, R.N. Diyashev, I.I. Amerkhanov, Oil Economy, **7**, 31-33 (2000).
7. A. V. Sharifullin, L. R. Baibekova, R. F. Khamidullin, Oil and Gas Technology, **4**, 34-41 (2006).
8. A.V. Sharifullin, L.R. Baibekova, A.T. Suleimanov, R.F. Khamidullin, V.N. Sharifullin, Oil and Gas Technology, **47**, 6, 19-24 (2006).
9. M. Freund, *Paraffin Products: Properties, Technologies, Applications*, Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1982, 335 p.
10. A.V. Sharifullin, L.R. Baibekova, L.I. Farrakhova, R.F. Khamidullin, *Herald of Kazan Technological University*, **1**, 190-197 (2006).
11. S.F. Lyushin, P.P. Iksanova, *On the influence of the composition of solid hydrocarbons in the formation of paraffin deposits*, Nedra, Moscow, 1970. 114 p.
12. A.V. Sharifullin, V.N. Sharifullin, *Neftepromyshlivoje Delo*, **9**, 39-45 (2010).
13. O.C. Mullins, E.Y. Sheu, A. Hammami, A.G. Marshall, *Asphaltenes, Heavy Oils and Petroelomics*, Springer, New York, 2007, 677 p.
14. O.C. Mullins, *Annual Review of Analyt. Chem.*, **4**, 393-418 (2011).
15. J.J. Adams, *Energy Fuels*, **28**, 2831-2856 (2014).
16. V.I. Marin, V.A. Akhchurin, *Chemical Methods of Removal and Prevention of ARPD Formation during Oil Production*, VNIIO-ENG, Moscow, 2001. 156 p.
17. M. Rezakazemi, S. Mirzaei, M. Asghari, J. Ivakpour, *Oil Gas Sci. Technol. Rev. IFP Energies Nouvelles*, **72**, 34, 1-9 (2017).
18. S.R. Sergienko, *High-molecular compounds of oil*, Khimiya, Moscow, 1964. 540 p.
19. S.R. Sergienko, *Composition and properties of the high molecular weight part of oil*, Khimiya, Moscow, 1958. 380 p.
20. J.G. Speight, *Oil Gas Sci. Technol. Rev.*, **59**, 5, 467-477 (2004).
21. R-T. Li, X.-W. Liao, J.-D. Zou, C.-W. Gao, D.-F. Zhao, Y.-D. Zhang, *Geofluids*, 1-14 (2021).
22. M.Z. Hasanvand, M. Montazeri, M.A. Salehzadeh, *J. Oil Gas Petrochem. Sci.*, **1**, 3, 83-89 (2018).
23. G.V. Mamin, M.R. Gafurov, R.V. Yusupov, I.N. Gracheva, Y.M. Ganeeva, T.N. Yusupova, *Energy Fuels*, **30**, 9, 6942-6946 (2016).
24. H. Nakhli, A. Alizadeh, M.S. Moqadam, S. Afshari, R. Kharrat, M.H. Ghazanfari, *J. Pet. Sci. Eng.*, **78**, 2, 384-395 (2011).
25. L.V. Ivanova, E.A. Burov, V.N. Koshelev, *Electronic scientific journal 'Neftegazovoye delo'*, **1**, 268 - 284 (2011).
26. A. Hammami, M.A. Raines, *SPE Journal*, **4**, 01, 9-18 (1999).
27. G.H. Couto, H. Chen, E. Delle-case, C. Sarica, M. Volk, *SPE Production & Operations*, **23**, 01, 49-55 (2008).
28. N. Buktukov, M. Mergenov, *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, **6**, 23-28 (2021).
29. G.Zh. Moldabayeva, R.T. Suleimenova, K.B. Bimagambetov, A. Logvinenko, S.R. Tuzelbayeva, *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*, **448**, 4, 50-58 (2021).
30. Yu.L. Shishkin, *Thermochimica Acta*, **453**, 113-119 (2007).
31. G.Zh. Moldabayeva, A.Kh. Agzamov, D.K. Elefteriadi, S.Zh. Abisheva, B.A. Baldanov, *Complex use of mineral raw materials*, **317**, 2, 14-22 (2021).
32. P. Singh, *AIChE Journal*, **46**, 5, 1059-1074, (2000).
33. S.T. Thota, C.C. Onyeanuna, *International Journal of Engineering Research and Reviews*, **4**, 4, 39-47, (2016).
34. O.A. Adeyanju, L.O. Oyekunle, *ASPES*, **5**, 2, 1-17, (2013).
35. J. Bai, X. Jin, J.T. Wu, *Petroleum Science*, **16**, 619-631, (2019).
36. E.D. Burger, T.K. Perkins, J.H. Striegler, *Journal of Petroleum Technology*, **33**, 6, 1075-1086, (1981).
37. Q. Quan, *J Pet Sci Eng.*, **130**, 1-5, (2015).
38. Coutinho, J.A.P. *Pet Sci Technol.*, **21**, 3-4, 381-391, (2003).
39. B.M. Rybak, *Analysis of oil and petroleum products*, GNTINGTL, Moscow, 1962. 880 p.
40. N.N. Abryutina, V.V. Abushaeva, O.A. Arefiev, *Modern methods of oil research: reference-methodical manual*, ed. by A.I. Bogomolov, M.B. Temyanko, L.I. Khotintseva, Nedra, Leningrad, 1984. 431 p.
41. S.N. Golovko, Y.V. Shamrai, V.I. Gusev, S.F. Lyushin, V.A. Ragulin, V.F. Novikov, *Efficiency of solvent application in oil production*, Ser: Oilfield Business, VNIIOENG, Moscow, **17**, 89, 1984. 66 p.
42. V.G. Kozin, A.V. Sharifullin, N.M. Nagimov, *Neftepromyshlovoje delo*, **9**, 25-29, (2001).
43. A.V. Sharifullin. Dissertation. doctor of technical sciences. Kazan State Technological University, Kazan, 2009. 493 p.
44. A.B. Sharifullin, R.F. Khamidullin, L.R. Baibekova, A.T. Suleymanov, V.N. Sharifullin, *Chemical Technology of Fuels and Oils*, **1**, 14-16, (2006).

© **И. В. Паскевич** – аспирант кафедры Химической технологии переработки нефти и газа (ХТПНГ), Казанский национальный исследовательский технологический университет (КНИТУ), Казань, Россия, [ilyapaskevich@gmail.com](mailto:ilyapaskevich@gmail.com); **А. В. Шарифуллин** – д-р техн. наук, профессор кафедры ХТПНГ, КНИТУ, [sharifullin67@mail.ru](mailto:sharifullin67@mail.ru); **И. И. Сафарова** – канд. техн. наук, заведующий лабораторией АО «ВНИИУС», Казань, Россия, [vniiuslab8@mail.ru](mailto:vniiuslab8@mail.ru).

© **I. V. Paskevich** – PhD-student of the Department of Chemical Technology of Petroleum and Gas Processing (CTP&GP), Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan, Russia, [ilyapaskevich@gmail.com](mailto:ilyapaskevich@gmail.com); **A. V. Sharifullin** – Doctor of Sciences (Technical Sci.), Professor, the CTP&GP department, KNRTU, [sharifullin67@mail.ru](mailto:sharifullin67@mail.ru); **I. I. Safarova** – PhD (Technical Sci.), Head of the Laboratory “J.S. VNIUS”, Kazan, Russia, [vniiuslab8@mail.ru](mailto:vniiuslab8@mail.ru).