

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.18>

УДК 622.276.72

Экспериментальные исследования для прогнозирования рисков осаждения асфальтенов в процессе добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

И.А. Гуськова*, Т.Л. Гайфуллин, Д.Т. Ахметшина, И.М. Храмушина

Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

Флокуляция и осаждение асфальтенов являются причиной снижения фильтрационно-емкостных характеристик нефтяного пласта и призабойной зоны скважины, образования высоковязких эмульсий, формирования высокомолекулярных органических и комплексных отложений, недостижения запланированной технологической эффективности при применении физико-химических методов добычи. В работе представлены результаты экспериментальных лабораторных исследований параметров, которые характеризуют устойчивость коллоидной структуры образцов нефти из скважин различных залежей. Несмотря на достаточно высокую однородность структурно-группового состава исследованных образцов, выявлены отличия спектральных характеристик нефти отдельных залежей. Для показателей ароматичности и парафинистости установлено наличие прямолинейной связи с высоким коэффициентом корреляции. Выявлен высокий коэффициент корреляции оптических характеристик нефти и ее структурно-группового состава. Методологические подходы, изложенные в работе, могут быть использованы при выборе объектов и минимизации технологических рисков, связанных с осаждением асфальтенов.

Ключевые слова: коллоидная устойчивость, инфракрасная спектроскопия, спектральные коэффициенты, коэффициент ароматичности, спектрофотометрия, структурно-групповой состав нефти, технологические риски

Для цитирования: Гуськова И.А., Гайфуллин Т.Л., Ахметшина Д.Т., Храмушина И.М. (2025). Экспериментальные исследования для прогнозирования рисков осаждения асфальтенов в процессе добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. *Георесурсы*, 27(4), с. 286–294. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.18>

Введение

Значительная часть нефтяных месторождений в мире относится к категории залежей с трудноизвлекаемыми (нетрадиционными) запасами нефти (Хисамов, 2012; Крюков, Токарев, 2022). Согласно (Eveloy, Elsheikh, 2022), нетрадиционная нефть, к которой обычно относят легкую трудноизвлекаемую нефть, тяжелую нефть и природный битум, а также глубоководную и керогенную нефть, составляют до 80% от запасов углеводородов. В этих условиях одним из направлений стабилизации и увеличения добычи трудноизвлекаемых запасов является повышение эффективности применения физико-химических технологий стимуляции скважин и методов увеличения нефтеизвлечения с минимальными технологическими рисками.

Применение физико-химических технологий для добычи нефти эффективно используется в широком спектре геолого-физических характеристик залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Однако из-за различий в закономерностях поведения и физико-химических свойствах нефтяной системы в пределах одного месторождения даже при одинаковом химическом составе нефти возможно снижение эффективности технологий и появление осложнений. Агрегация и осаждение асфальтенов могут оказывать отрицательное влияние на различных этапах нефтедобычи: от бурения скважин до переработки нефти. При этом исследования в области прогнозирования технологических рисков, связанных с осаждением асфальтенов, носят достаточно частный характер. Вопрос возможности экстраполяции уже имеющихся результатов на потенциальные объекты внедрения технологий остается открытым. Поэтому получение информации о структурно-групповом составе нефти, оптических свойствах и коллоидной устойчивости нефтяных дисперсных систем отдельных объектов (залежей, скважин) для прогнозирования на ее основе рисков осаждения асфальтенов является актуальной задачей.

*Ответственный автор: Ирина Алексеевна Гуськова
e-mail: guskovaagni1@rambler.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

В процессе разработки происходят существенные изменения термодинамических, геолого-физических характеристик, состава и свойств нефти отдельных залежей (Романов и др., 2015; Якубов и др., 2010; Якубов и др., 2013; Романов, 2007). Наиболее сложными и наименее изученными нефтяными компонентами, которые могут входить в состав высокомолекулярных отложений (Тронов, 1970; Ибрагимов 2010) или шлама (Azizian, Khosravi, 2019; Корнелисс, 2002), являются асфальтены и смолы. Риски выпадения асфальтенов достаточно высоки, поэтому изучению причин снижения устойчивости нефти к выпадению асфальтенов посвящено большое число исследований, но механизмы этих процессов до конца все еще не раскрыты. Согласно (Романов и др., 2015), одним из наиболее важных факторов, влияющих на устойчивость нефти к выпадению асфальтенов, является их природа. Асфальтены из неустойчивых нефтей характеризуются высокой ароматичностью, низким содержанием водорода, высокой конденсированностью ароматических колец. Есть также точка зрения, что уменьшение содержания асфальтенов в добываемой нефти может свидетельствовать об их осаждении (Hussein, 2022).

На дестабилизацию асфальтенов оказывают влияние термодинамические параметры технологических процессов (<http://www.neftelib.ru/>), тип используемых в них жидкостей (Якубов, 2019; Якубов и др., 2010; Ноздреев, 1935.) и газов (Ahmadi et al., 2015; Novosad, Costain, 1990; Deo, Parra, 2012; Elturki, Imqam, 2023; Соромотин и др., 2022).

Существуют различные методы оценки склонности нефти к осаждению асфальтенов, в том числе гравиметрический (Струк, 2022), флокуляционный (Hammami, Raines, 1999), с использованием ядерного магнитного резонанса (Николин и др., 2006) график De Boer (Ahmed, 2007; Rodrigues, 2008; de Boer et al., 1995), критериальный график индекса стабильности асфальтенов (ASI) компании Schlumberger (Jamaluddin et al., 2001), инфракрасной спектроскопии (ИК-спектроскопии) и спектрофотометрии (Барская и др., 2012; Михайлова и др., 2017; Якубов и др., 2013; Милордов, 2016).

Учитывая, что агрегация и выпадение асфальтенов зависят от состава нефти, термодинамических условий, предыстории разработки и технологий, применяемых на залежи, технологические риски их осаждения определяются конкретными характеристиками объекта. Для прогнозирования и снижения рисков, а также затрат на добычу трудноизвлекаемых запасов нефти необходим анализ характеристик нефтяной дисперсной системы для отдельных залежей и скважин.

Экспериментальная часть

Программа исследований предусматривала отбор проб нефти из 23 скважин 3 месторождений: X1, X2, X3, их подготовку, проведение ИК-спектроскопических и динамических спектрофотометрических исследований, анализ экспериментальных результатов. Данные месторождения длительное время разрабатывались методом заводнения с температурой закачиваемой воды ниже температуры в пласте. Продуктивные отложения в разрезе месторождений (Муслимов, 2007) отличаются неоднородностью по площади и разрезу. Залежи по своему строению

в терригенных коллекторах относятся к пластово-сводовым и в карбонатных – к массивным. Коллекторы отложений кыновского, пашийского, тульского и бобриковского горизонта сложены песчано-алевролитовыми породами (поровый тип), башкирско-серпуховского и турнейского яруса – преимущественно известняками с прослоями доломитов, характеризующихся микро- и макротрециноватостью хаотичного и субвертикального направления.

Структурно-групповой состав образцов нефти определяли методом инфракрасной спектроскопии с применением ИК Фурье спектрометра «IRAffinity-1S» в области от 350 до 7800 cm^{-1} . Согласно (Иванова и др., 2008) для средней молекулы оценивалось содержание метиленовых групп (CH_2) по полосе поглощения 720 cm^{-1} , метильных групп (CH_3) по полосе поглощения 1380 cm^{-1} , сульфоксильных групп (SO) по 1030 cm^{-1} и карбонильных групп (CO) в области 1720–1700 cm^{-1} . Учитывая сложность состава нефти, определение структурно-группового состава образцов проводилось на основании спектральных коэффициентов, представляющих собой характеристические полосы поглощения различных типов связей, характерных для парафиновых и ароматических структур, карбонильных и гидроксильных групп кислородсодержащих и других соединений. Результаты исследований представлены в виде спектральных коэффициентов: ароматичности, алифатичности, окисленности и осерненности (Иванова и др., 2008; Каюкова и др., 2009).

Коэффициент ароматичности:

$$K_{ap} = \frac{D_{1600}}{D_{720}}. \quad (1)$$

Коэффициент парафинистости:

$$K_{par} = \frac{D_{720} + D_{1380}}{D_{1600}}. \quad (2)$$

Коэффициент окисленности:

$$K_{ok} = \frac{D_{1710}}{D_{1465}}. \quad (3)$$

Коэффициент разветвленности:

$$K_p = \frac{D_{1380}}{D_{1465}}. \quad (4)$$

Коэффициент осерненности:

$$K_{oc} = \frac{D_{1030}}{D_{1465}}, \quad (5)$$

где D_{720} , D_{1030} , D_{1380} , D_{1465} , D_{1600} , D_{1710} – поглощение на длинах волн 720, 1030, 1380, 1465, 1600, 1710 cm^{-1} соответственно.

Результаты определения спектральных характеристик исследованных флюидов месторождений X1, X2 и X3 приведены в табл. 1.

Как видно из табл. 1, для всех исследованных флюидов отмечаются достаточно близкие значения средних значений спектральных коэффициентов, что свидетельствует об общих чертах и сходстве структурно-группового состава средней молекулы исследованных образцов нефти. По структурно-групповому составу нефти месторождений X1, X2 и X3 можно считать достаточно однородными. Коэффициенты вариации спектральных показателей по скважинам X1 месторождения находятся в пределах 1,97–33,45%, по скважинам X2 месторождения – 0,98–20,15%, по скважинам X3 месторождения – 1,00–13,07%.

Месторождение / скважина	Спектральные показатели				
	K _{ap}	K _{OK}	K _p	K _{пар}	K _{oc}
Месторождение X1					
1	0,313	0,049	0,609	7,84	0,152
2	0,283	0,041	0,606	9,375	0,128
3	0,279	0,039	0,596	9,277	0,121
4	0,291	0,077	0,652	9,576	0,126
5	0,296	0,028	0,599	8,970	0,128
6	0,301	0,054	0,591	8,566	0,127
7	0,254	0,011	0,596	10,371	0,127
8	0,268	0,034	0,606	10,142	0,113
Минимальное значение	0,254	0,011	0,591	7,84	0,113
Максимальное значение	0,313	0,077	0,652	10,371	0,152
Среднее значение	0,286	0,041	0,607	9,264	0,128
Среднеквадратичное отклонение	0,015	0,014	0,012	0,604	0,006
Коэф. вариации	5,103	33,445	1,969	6,525	4,935
Размах	0,059	0,066	0,061	2,531	0,039
Месторождение X2					
9	0,333	0,048	0,612	7,913	0,148
10	0,271	0,038	0,588	9,629	0,117
11	0,284	0,029	0,602	9,136	0,13
12	0,247	0,029	0,598	10,727	0,117
13	0,241	0,028	0,601	10,944	0,121
Минимальное значение	0,241	0,028	0,588	7,913	0,117
Максимальное значение	0,333	0,048	0,612	10,944	0,148
Среднее значение	0,275	0,035	0,6	9,67	0,127
Среднеквадратичное отклонение	0,027	0,007	0,006	0,933	0,010
Коэф. вариации	9,781	20,153	0,979	9,646	7,810
Размах	0,092	0,020	0,024	3,031	0,031
Месторождение X3					
14	0,265	0,048	0,588	9,925	0,120
15	0,252	0,041	0,600	10,368	0,118
16	0,240	0,043	0,602	11,316	0,114
17	0,249	0,042	0,587	10,333	0,111
18	0,251	0,041	0,591	10,030	0,118
19	0,239	0,035	0,589	10,459	0,115
20	0,223	0,029	0,592	11,753	0,113
21	0,246	0,040	0,597	10,669	0,113
22	0,259	0,050	0,610	10,186	0,122
23	0,237	0,058	0,595	9,089	0,134
Минимальное значение	0,223	0,029	0,587	9,089	0,111
Максимальное значение	0,265	0,058	0,610	11,753	0,134
Среднее значение	0,246	0,043	0,595	10,413	0,118
Среднеквадратичное отклонение	0,009	0,006	0,006	0,509	0,005
Коэф. вариации	3,726	13,075	0,997	4,89	3,905
Размах	0,042	0,029	0,023	2,664	0,023

Табл. 1. Характеристика образцов нефти месторождений X1, X2 и X3 по данным ИК-Фурье спектроскопии

При этом образцы нефти, отобранные из скважин месторождений X1 и X2, выделяются более высоким содержанием ароматических структур, что может свидетельствовать о более значительном преобразовании нефти в процессе разработки. Нефть месторождения X3 характеризуется минимальным средним коэффициентом ароматичности и наиболее однородными параметрами структурно-группового состава нефти (минимальным коэффициентом вариации).

Согласно методическим подходам (Каюкова Г.П. и др., 2009), построены зависимости между спектральными показателями K_{ap} и K_{par} (рис. 1), а также зависимость между спектральными показателями K_{ap} и K_{ok} (рис. 2).

Как видно из рис. 1, практически для всех залежей для исследованных проб наблюдается прямолинейная связь с высоким коэффициентом корреляции между показателями ароматичности и парафинистости (рис. 1).

Из рис. 2 также видно достаточно четкое разделение нефти из скважин месторождений X3, X2 и X1 по спектральным показателям окисленности и ароматичности. В работе (Каюкова и др., 2009) отмечается, что коэффициент окисленности позволяет в некоторой степени судить об особенностях состава кислородосодержащих соединений в исследуемых флюидах. В частности, кислородосодержащие соединения в разных химических формах проявляются в ИК-спектрах по поглощению в области колебаний 1710 cm^{-1} .

Как известно, асфальтены имеют тенденцию к осаждению при внешнем воздействии. Согласно (Каюкова и др., 2015), между частицами дисперсной фазы (в межслоевом пространстве асфальтенов) может находиться часть дисперсионной среды, которая под воздействием растворителей может удаляться из межчастичного пространства асфальтенов. Следовательно, под воздействием химических реагентов, применяемых в технологических процессах добычи нефти, возможно разрушение надмолекулярных структур асфальтенов и изменение структуры нефтяной дисперсной системы в целом. Для исследований устойчивости нефтяной дисперсной системы к осаждению асфальтенов использовался метод спектрофотометрии. Согласно (Ибатуллин и др., 2004), данный метод

является наиболее чувствительным, быстро и точно определяемым параметром нефти. Этот метод анализа заключается в определении степени поглощения раствором света с определенной длиной волны, при этом используют понятие оптической плотности. Интенсивность окраски нефти зависит в основном от содержания в них смол и асфальтенов, в которых сосредоточена наибольшая часть хромофорных (определяющих цвет) структурных групп. С использованием спектрофотометра UV-1800 регистрировалась оптическая плотность контрольных образцов нефти и оптическая плотность верхнего слоя нефти при добавлении дестабилизатора (н-гептан). Результаты обрабатывались при помощи стандартного программного обеспечения UVP Probe. По полученным значениям оптической плотности при длине волны 410 нм определялся коэффициент светопоглощения на основании закона Бугера-Ламберта-Бера. Результаты определения коэффициентов светопоглощения исходной и дестабилизированной нефти приведены в табл. 2

Как видно из таблицы 2, нефти из скважин одной площади неоднородны по величине коэффициента светопоглощения, который коррелирует с содержанием асфальтенов. По всем скважинам в результате дестабилизации нефти и осаждения асфальтенов коэффициент светопоглощения верхнего слоя нефти уменьшился на 55–70%. Результаты статистического оценивания влияния растворителя на дестабилизацию нефтяной дисперсной системы показывает, что средние значения коэффициентов светопоглощения контрольных проб нефти месторождений X1 и X2 различаются незначительно, для месторождения X3 коэффициент светопоглощения почти в 1,5 раза меньше.

На основе полученных данных спектрофотометрических исследований построены графики зависимости коэффициентов светопоглощения образцов нефти для отдельных залежей от соответствующих спектральных коэффициентов.

Обсуждение результатов

Результаты комплексного ИК-спектроскопического и спектрофотометрического анализа показали, что для исследованных образцов отмечаются достаточно близкие средние значения спектральных коэффициентов.

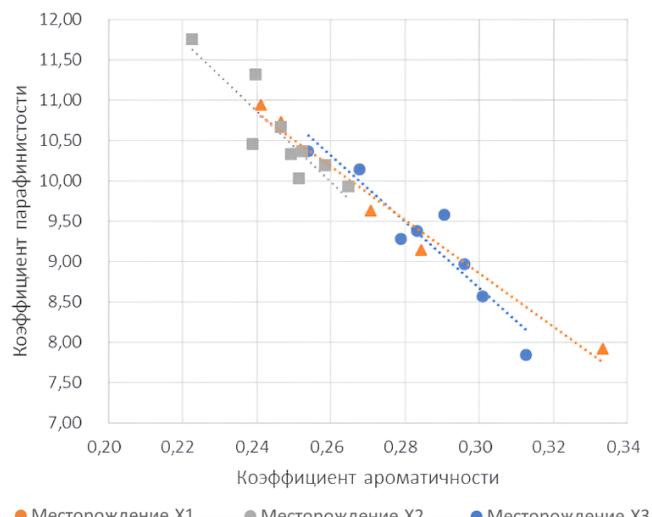


Рис. 1. Зависимость между спектральными показателями ароматичности и парафинистости

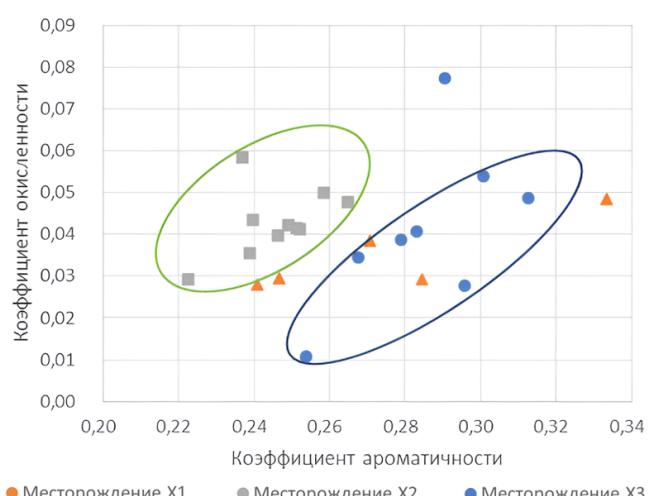


Рис. 2. Зависимость между спектральными показателями ароматичности и окисленности

Месторождение	Скважина	Коэффициент светопоглощения		Изменение коэффициента светопоглощения после дестабилизации	
		Исходной нефти, см ⁻¹	Дестабилизированной нефти, см ⁻¹	см ⁻¹	%
X1	1	4212,09	1559,75	2652,34	62,97
X1	2	4470,76	1494,11	2976,65	66,58
X1	3	4582,72	1698,73	2883,99	62,93
X1	4	4547,97	1613,8	2934,17	64,52
X1	5	4497,78	1648,54	2849,24	63,35
Минимальное значение		4212,09	1494,11	2652,34	62,93
Максимальное значение		4582,72	1698,73	2976,65	66,58
Среднее значение		4462,26	1602,99	2859,28	64,07
Среднеквадратичное отклонение		146,44	79,19	125,42	1,54
Коэф. вариации		3,28	4,94	4,39	2,41
Размах		370,63	204,62	324,31	3,65
<hr/>					
X2	6	5262,21	2158,16	3104,05	58,99
X2	7	4520,95	1575,19	2945,76	65,16
X2	8	4528,67	1752,78	2775,89	61,3
X2	9	4100,12	1814,56	2285,56	55,74
X2	10	4069,24	1679,43	2389,81	58,73
Минимальное значение		4069,24	1575,19	2285,56	55,74
Максимальное значение		5262,21	2158,16	3104,05	65,16
Среднее значение		4496,24	1796,02	2700,21	59,98
Среднеквадратичное отклонение		481,56	221,20	352,63	3,50
Коэф. вариации		10,71	12,32	13,06	5,84
Размах		1192,97	582,97	818,49	9,42
<hr/>					
X3	11	2988,22	1038,54	1949,68	65,25
X3	12	2733,42	969,05	1764,37	64,55
X3	13	3216,01	1146,65	2069,36	64,35
X3	14	2775,89	980,63	1795,26	64,67
X3	15	3246,9	988,35	2258,55	69,56
Минимальное значение		2733,42	969,05	1764,37	64,35
Максимальное значение		3246,9	1146,65	2258,55	69,56
Среднее значение		2992,09	1024,64	1967,44	65,68
Среднеквадратичное отклонение		239,13	73,18	203,92	2,20
Коэф. вариации		7,99	7,14	10,36	3,35
Размах		513,48	177,6	494,18	5,21

Табл. 2. Результаты исследования коэффициентов светопоглощения образцов нефти

По структурно-групповому составу нефти месторождений X1, X2 и X3 можно считать достаточно однородными. Исследование взаимосвязи между коэффициентом светопоглощения нефти и спектральными коэффициентами показало, что для месторождения X2 выявляется достаточно высокая прямая корреляционная связь между коэффициентом светопоглощения и спектральными коэффициентами ароматичности, окисленности, осерненности. Для нефтей месторождений X2 и X3 существует высокая обратная корреляционная связь между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом парафинистости

(−0,96 и −0,73 соответственно). Результаты исследований свидетельствуют, что по величине показателей ароматичности, окисленности, осерненности может быть определено содержание в нефти асфальто-смолистых компонентов. Необходимо отметить, что аналогичная зависимость для образцов нефти месторождения X1 отсутствует. Для данного месторождения также выявлены зависимости, но с меньшим коэффициентом аппроксимации. Это может быть результатом взаимодействия нефти с водой, закачиваемой для системы ППД, о чем свидетельствует высокое значение вариации спектрального коэффициента

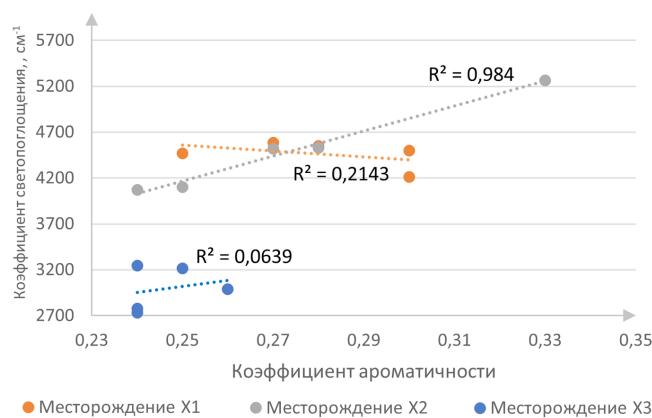


Рис. 3. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом ароматичности

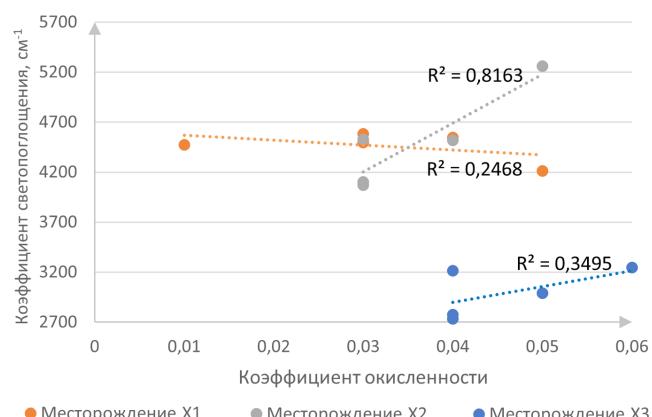


Рис. 4. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом окисленности

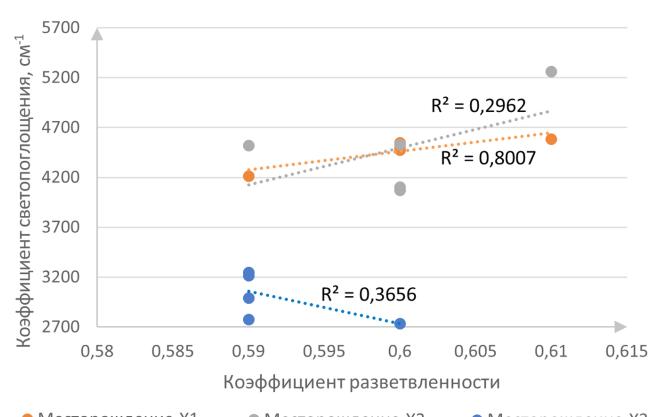


Рис. 5. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом разветвленности

окисленности (33,445). Таким образом, поскольку нефтяная дисперсная система является чувствительной к внешнему воздействию, можно говорить о возможности прогнозирования и предупреждения техногенных осложнений, связанных с осаждением асфальтенов, на основе проведения большого количества исследований и получении статистически значимых данных с использованием в качестве дестабилизаторов планируемых к применению в технологических процессах химических реагентов. Для решения этой задачи предложен комплекс параметров и свойств.

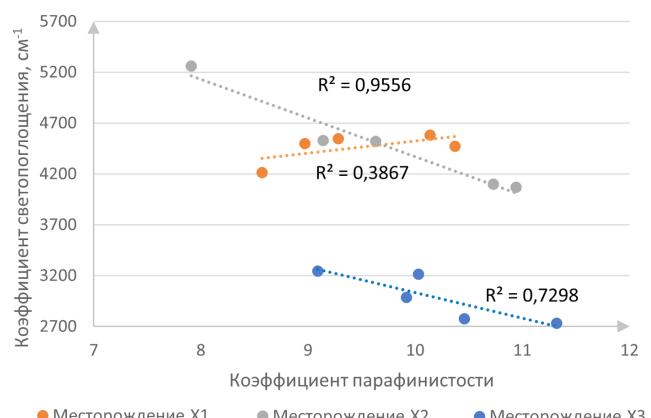


Рис. 6. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом парaffинистости

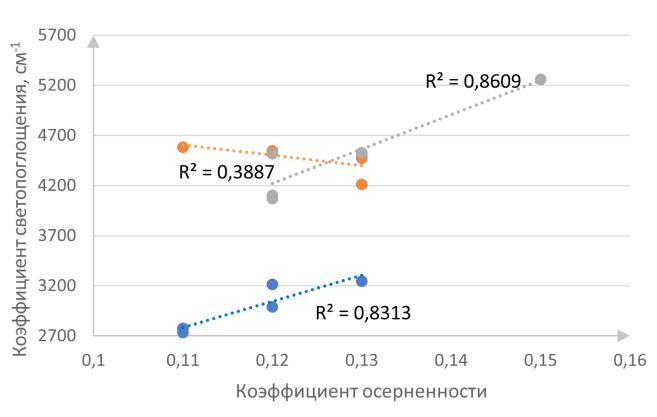


Рис. 7. Зависимость между коэффициентом светопоглощения и коэффициентом осернности

Заключение

Как правило, успешность технологии добычи нефти с применением химических реагентов принято связывать с составом реагента и геолого-физическими характеристиками коллектора. Однако при проектировании внедрения новых технологий необходимо также учитывать неоднородность отклика нефтяной дисперсной системы на внешнее воздействие. Результаты исследований показывают, что перед выбором объекта для реализации технологии необходимо проведение скрининговых исследований нефти по скважинам залежи с целью прогнозирования рисков осаждения асфальтенов. В качестве обязательных элементов программы скрининговых исследований предлагается комплексное проведение ИК-спектроскопических и спектрофотометрических исследований проб нефти. Для реализации технологии, предусматривающей физико-химическое воздействие, в качестве приоритетного может быть выбран объект (залежь), нефть которой характеризуется минимальными изменениями оптической плотности нефти после взаимодействия с планируемым к использованию реагентом и более высокой однородностью коэффициентов, характеризующих спектрально-групповой состав нефти. Расширение исследований в данной области имеет высокую научную и практическую значимость для дальнейшего развития и повышения эффективности технологий добычи трудноизвлекаемых запасов.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Барская Е.Е., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Даянова Д.И. (2012). Прогнозирование проблем при добыче нефти на основе анализа их химического состава и физико-химических свойств. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 166–170.
- Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. (2004). Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 292 с.
- Иванова Л.В., Сафиева Р.З., Кошелев В.Н. (2008). ИК-спектрометрия в анализе нефти и нефтепродуктов. *Вестник Башкирского университета*, 13(4), с. 869–874.
- Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. (2015). Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС, 343 с.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г. и др. (2009). Органическая геохимия осадочной тощи и фундамента территории Татарстана. М.: ГЕОС, 487 с.
- Крюков В.А., Токарев А.Н. (2022). Формирование условий для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти: необходимость учета региональных аспектов. *Экономика региона*, 18(3), с. 755–769. <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2022-3-10>
- Милордов Д.В. (2016). Состав и свойства порфиринов тяжелых нефтей и нефтяных остатков с повышенным содержанием ванадия и никеля. Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КНЦ РАН, Казань.
- Михайлова А.Н., Габдрахманов Д.Т., Каюкова Г.П., Бабаев В.М., Вандюкова И.И. (2017). Сравнительное исследование структурно-группового состава асфальтенов из продуктов гидротермальных превращений органического вещества пород доманиковых и пермских отложений с применением метода ИК-спектроскопии. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 45–50.
- Муслимов Р.Х. (2007). Нефтегазоносность Республики Татарстан. *Геология и разработка нефтяных месторождений*, 2, с. 524.
- Николин И.В., Сафонов С.С., Скирда В.Д., Шкаликов Н.В. (2006). Способ определения молекулярно-массового распределения парафинов в смеси углеводородов с помощью метода ядерного магнитного резонанса. Описание изобретения к патенту. <https://patents.google.com/patent/RU2423686C1/gu>
- Ноздреев В.А. (1935). Способ осаждения асфальтенов из смолы. Описание изобретения к патенту. <https://findpatent.ru/patent/4/44290.html>.
- Корнелисс П.М.В. (2002). Способ солубилизации асфальтенов в углеводородной смеси и смесь для осуществления способа. Описание изобретения к патенту. <https://patentimages.storage.googleapis.com/cb/2d/1a/e1f2cf8006e15da/RU2280672C2.pdf>
- Романов А.Г. (2007). Основные типы нефти остаточных запасов и успешность методов увеличения нефтеотдачи пластов: на примере Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. *Диссертация кандидата технических наук*. Казанский государственный технологический университет, Казань.
- Романов Г.В., Юсупова Т.Н., Ганеева Ю.М., Барская Е.Е. (2015). Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах. М.: Наука, с. 412.
- Соромотин А.В., Лекомцев А.В., Илюшин П.Ю. (2022). Анализ особенностей применения технологии CO₂ huff-n-puff. *Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов*, с. 178–190.
- Струк Д.А. (2022). Гравиметрическое определение содержания асфальтенов в нефти, нефтепродуктах и асфальтосмолопарафиновых отложениях. *Вестник ДВО РАН*, 6, с. 135–143.
- Хисамов Р.С. (2012). Проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и инновационные технологии их решения. *Георесурсы*, 3(45), с. 8–13. <https://old.geors.ru/archive/article/99/>
- Якубов М.Р., Минниаева С.Н., Борисов Д.Н., Грязнов П.И., Романов Г.В. (2010). Состав и свойства продуктов взаимодействия асфальтенов тяжелых нефтей с серной кислотой. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 227–234.
- Якубов М.Р. (2019). Состав и свойства асфальтенов тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия. *Диссертации доктора химических наук*. Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа.
- Якубов М.Р., Якубова С.Г., Борисов Д.Н., Усманова Г.Ш., Грязнов П.И. (2013). Изменение состава и свойств асфальтенов при физическом моделировании процесса вытеснения тяжелых нефтей растворителями на основе н-алканов. *Вестник Казанского технологического университета*, с. 277–281.
- Ahmadi Y. et al. (2015). Comprehensive Water–Alternating–Gas (WAG) injection study to evaluate the most effective method based on heavy oil recovery and asphaltene precipitation tests. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, pp. 123–129. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.05.003>
- Ahmed T. (2007). Equations of state and PVT analysis. Houston: Gulf Publishing Company, c. 562.
- Azizian S., Khosravi M. (2019). Advanced oil spill decontamination techniques. *Advanced Low-Cost Separation Techniques in Interface Science*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814178-6.00012-1>
- de Boer, R. B., Leerlooyen, Klaas, Eigner, M. R. P., and A. R. D. van Bergen (1995). Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. *SPE Prod & Fac*, 10, pp. 55–61. <https://doi.org/10.2118/24987-PA>
- Deo M., Parra M. (2012). Characterization of Carbon-Dioxide-Induced Asphaltene Precipitation. *Energy & Fuels*, 26(5), pp. 2672–2679. <https://doi.org/10.1021/ef201402v>
- Elturki M., Imqam A. (2023). Experimental Investigation of Asphaltene Deposition and Its Impact on Oil Recovery in Eagle Ford Shale during Miscible and Immiscible CO₂ Huff-n-Puff Gas Injection. *Energy & Fuels*, 37(4), pp. 2993–3010. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c0335
- Eveloy V., Elsheikh H. (2022). Unconventional oil prospects and challenges in the Covid-19 era. *Frontiers in Energy Research*, 10. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.829398>
- Hammami Ahmed, Raines M. A. (1999). Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results With Field Data. *SPE J.*, 4, pp. 9–18. <https://doi.org/10.2118/54021-PA>
- Hussein A. (2022). Essentials of Flow Assurance Solids in Oil and Gas Operations. Elsevier Science. <https://doi.org/10.1016/C2021-0-00361-8>
- Jamaluddin A. K. M., Nighswander J., Joshi N. (2001). A Systematic Approach in Deepwater Flow Assurance Fluid Characterization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. <https://doi.org/10.2118/71546-MS>
- Novosad Z., Costain T.G. (1990). Experimental and Modeling Studies of Asphaltene Equilibria for a Reservoir Under CO₂ Injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. <https://doi.org/10.2118/20530-MS>
- Rodrigues D.L.G. (2008). Modeling of Asphaltene Precipitation and Deposition Tendency using the PC-SAFT Equation of State. Doctor of Philosophy, Chemical and Biomolecular Engineering, Rice University, HOUSTON, TEXAS, USA, 3309879.

Сведения об авторах

Ирина Алексеевна Гуськова – профессор, доктор тех. наук, профессор кафедры РиЭНГМ, руководитель Центра компетенций по исследованию осложнений и взаимовлияния технологий в процессах нефтедобычи, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: guskovaagni1@rambler.ru

Тимур Ленарович Гайфуллин – аспирант кафедры РиЭНГМ, заместитель руководителя Центра компетенций по исследованию осложнений и взаимовлияния технологий в процессах нефтедобычи, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: gayfullin@agni-rt.ru

Диана Тимеряновна Ахметшина – аспирант кафедры РиЭНГМ, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: dianka.ismagilova.2015@mail.ru

Ирина Михайловна Храмушина – заведующий экспертизно-аналитической лабораторией Центра компетенций по исследованию осложнений и взаимовлияния технологий в процессах нефтедобычи, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Советская, д. 186А
e-mail: hramushina@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 02.04.2025;
Принята к публикации 28.07.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Experimental Studies to Predict the Risks of Asphaltene Precipitation During the Extraction of Hard-To-Recover Oil Reserves

I.A. Guskova*, T.L. Gaifullin, D.T. Akhmetshina, I.M. Khramushina

Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Irina A. Guskova, e-mail: guskovaagni1@rambler.ru

Abstract. Asphaltene flocculation and precipitation are the cause of a number of complications in oil production, including a decrease in the filtration-capacitive properties of the reservoir and bottomhole zone, the formation of highly viscous emulsions, and the formation of high-molecular organic and complex deposits. When designing physicochemical technologies for oil production, it is necessary to take into account the phase behavior of the oil dispersed system, including predicting the effect of process parameters and reagents on the stability of asphaltenes in oil. In the process of long-term development of a deposit, the heterogeneity of the reservoir system increases and, accordingly, obtaining experimental data on the stability of asphaltenes in oil is an urgent task for preventing technological risks at the stage of designing technologies for long-term developed deposits. Experimental studies on the analysis of asphaltene stability were carried out using oil samples taken from 23 wells of 3 fields. All fields have been developed for a long time and are characterized by heterogeneity of deposits in area and section. The obtained data are summarized in the form of graphs and diagrams reflecting the heterogeneity of the response of the oil dispersed system to external influences. Interpretation of the obtained results revealed the dependence of the colloidal stability of oil on its structural-group composition. The research results can be used in the design of physical and chemical technologies, minimization of technological risks associated with asphaltene precipitation and selection of wells objects for implementation.

Keywords: asphaltene precipitation, aromaticity coefficient, infrared spectrometric studies, spectrophotometric studies, structural-group composition of oil, inhibitor efficiency, high-molecular hydrocarbon deposits

Recommended citation: Guskova I.A., Gaifullin T.L., Akhmetshina D.T., Khramushina I.M. (2025). Experimental Studies to Predict the Risks of Asphaltene Precipitation During the Extraction of Hard-To-Recover Oil Reserves. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 286–294. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.18>

Acknowledgements

The work was carried out within the framework of the research agreement concluded by the State Autonomous Educational Institution of Higher Education Agrarian University Higher School of Science with PJSC Tatneft, financed by PJSC Tatneft.

The authors express their gratitude to the reviewers for valuable comments and suggestions that contributed to the improvement of the work.

References

- Ahmadi Y. et al. (2015). Comprehensive Water–Alternating–Gas (WAG) injection study to evaluate the most effective method based on heavy oil recovery and asphaltene precipitation tests. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, pp. 123–129. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.05.003>
- Ahmed T. (2007). Equations of state and PVT analysis. Houston: Gulf Publishing Company, c. 562.
- Azizian S., Khosravi M. (2019). Advanced oil spill decontamination techniques. Advanced Low-Cost Separation Techniques in Interface Science. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814178-6.00012-1>
- Barskaya E.E., Ganeeva Yu.M., Yusupova T.N., Dayanova D.I. (2012). Forecasting Oil Production Problems Based on Analysis of Their Chemical Composition and Physicochemical Properties. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 166–170. (In Russ.)
- Corneliss P.M.V. (2002). Method for solubilizing asphaltenes in a hydrocarbon mixture and a mixture for implementing the method. Description of the invention to the patent. <https://patentimages.storage.googleapis.com/cb/2d/1a/ef2cf8006e15da/RU2280672C2.pdf>
- de Boer, R. B., Leerlooyer, Klaas, Eigner, M. R. P., and A. R. D. van Bergen (1995). Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. *SPE Prod & Fac*, 10, pp. 55–61. <https://doi.org/10.2118/24987-PA>
- Deo M., Parra M. (2012). Characterization of Carbon-Dioxide-Induced Asphaltene Hamami A., Raines M.A. (1999). Paraffin deposition from crude oils: comparison of laboratory results with field data. *SPE Journ*, Vol. 4, N 1, p. 9–18.
- Elturki M., Imqam A. (2023). Experimental Investigation of Asphaltene Deposition and Its Impact on Oil Recovery in Eagle Ford Shale during Miscible and Immiscible CO₂ Huff-n-Puff Gas Injection. *Energy & Fuels*, 37(4), pp. 2993–3010. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.2c0335
- Eveloy V., Elsheikh H. (2022). Unconventional oil prospects and challenges in the Covid-19 era. *Frontiers in Energy Research*, 10. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.829398>
- Hammami Ahmed, Raines M. A. (1999). Paraffin Deposition From Crude Oils: Comparison of Laboratory Results With Field Data. *SPE J.*, 4, pp. 9–18. <https://doi.org/10.2118/54021-PA>

- Hussein A. (2022). Essentials of Flow Assurance Solids in Oil and Gas Operations. Elsevier Science. <https://doi.org/10.1016/C2021-0-00361-8>
- Ibatullin R.R., Ibragimov N.G., Takhautdinov Sh.F., Khisamov R.S. (2004). Increased oil recovery at late stage of field development. Theory. Methods. Practice. Moscow: OOO Nedra-Business Center, 292 p. (In Russ.)
- Ivanova L.V., Safieva R.Z., Koshelev V.N. (2008). IR Spectrometry in Oil and Oil Product Analysis. *Bulletin of the Bashkir University*, 13(4), pp. 869–874. (In Russ.)
- Jamaluddin A. K. M., Nighswander J., Joshi N. (2001). A Systematic Approach in Deepwater Flow Assurance Fluid Characterization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. <https://doi.org/10.2118/71546-MS>
- Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspensky B.V. (2015). Properties of heavy oils and bitumens of the Permian deposits of Tatarstan in natural and technogenic processes. Moscow: GEOS, 343 p. (In Russ.)
- Kayukova G.P., Romanov G.V., Lukyanova R.G. et al. (2009). Organic geochemistry of sedimentary thickness and basement of the territory of Tatarstan. Moscow: GEOS, 487 p. (In Russ.)
- Khisamov R.S. (2012). Production of oil reserves difficult to recover issues on the late stage of development and innovative technologies of their solution. *Georesursy = Georesources*, 3(45), pp. 8–13. (In Russ.) <https://old.geors.ru/archive/article/99/>
- Kryukov V.A., Tokarev A.N. (2022). Formation of conditions for the development of hard-to-recover oil reserves: the need to take into account regional aspects. *Economy of the region*, 18(3), pp. 755–769. (In Russ.) <https://doi.org/10.17059/ekon.reg.2022-3-10>
- Mikhailova A.N., Gabdrakhmanov D.T., Kayukova G.P., Babaev V.M., Vandyukova I.I. (2017). Comparative study of the structural and group composition of asphaltenes from the products of hydrothermal transformations of organic matter of Domanik and Permian rocks using the IR spectroscopy method. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 45–50. (In Russ.)
- Milordov D.V. (2016). Composition and properties of porphyrins of heavy oils and oil residues with increased content of vanadium and nickel. A.E. Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Kazan. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2007). Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. *Geology and development of oil fields*, 2, 524 p. (In Russ.)
- Nikolin I.V., Safonov S.S., Skirda V.D., Shkalikov N.V. (2006). Method for determining the molecular weight distribution of paraffins in a hydrocarbon mixture using the nuclear magnetic resonance method. Description of the invention to the patent. (In Russ.) <https://patents.google.com/patent/RU2423686C1/ru>
- Novosad Z., Costain T.G. (1990). Experimental and Modeling Studies of Asphaltene Equilibria for a Reservoir Under CO₂ Injection. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, September. <https://doi.org/10.2118/20530-MS>
- Nozdreev V.A. (1935). Method for precipitation of asphaltenes from resin. Description of the invention to the patent. (In Russ.) <https://findpatent.ru/patent/4/44290.html>
- Rodrigues D.L.G. (2008). Modeling of Asphaltene Precipitation and Deposition Tendency using the PC-SAFT Equation of State. Doctor of Philosophy, Chemical and Biomolecular Engineering, Rice University, HOUSTON, TEXAS, USA, 3309879.
- Romanov A.G. (2007). The main types of residual oils and the success of enhanced oil recovery methods: on the example of the Abdrrakhmanovskaya area of the Romashkinskoye field. *Cand. tech. sci. diss.* Kazan State Technological University, Kazan. (In Russ.)
- Romanov G.V., Yusupova T.N., Ganeeva Yu.M., Barskaya E.E. (2015). Physicochemical processes in productive oil reservoirs. Moscow: Nauka, 412 p. (In Russ.)
- Soromotin A.V., Lekomtsev A.V., Ilyushin P.Yu. (2022). Analysis of the features of the application of CO₂ huff-n-puff technology. *Bulletin of Tomsk Polytechnic University. Engineering of Georesources*, pp. 178–190. (In Russ.)
- Struk D. A. (2022). Gravimetric determination of asphaltene content in oil, oil products and asphaltene-resin-paraffin deposits. *Bulletin of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences*, 6, pp. 135–143. (In Russ.)
- Yakubov M.R. (2019). Composition and properties of asphaltenes of heavy oils with increased vanadium content. *Dr. chem. sci. diss.* Ufa State Petroleum Technological University, Ufa. (In Russ.)
- Yakubov M.R., Minikaeva S.N., Borisov D.N., Gryaznov P.I., Romanov G.V. (2010). Composition and properties of the products of interaction of asphaltenes of heavy oils with sulfuric acid. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 227–234. (In Russ.)
- Yakubov M.R., Yakubova S.G., Borisov D.N., Usmanova G.Sh., Gryaznov P.I. (2013). Changes in the composition and properties of asphaltenes in physical modeling of the process of displacement of heavy oils by solvents based on n-alkanes. *Bulletin of the Kazan Technological University*, pp. 277–281. (In Russ.)

About the Authors

Irina A. Guskova – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of the Competence Center for the Study of Complications and Interaction of Technologies in Oil Production Processes, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: guskovaagni1@rambler.ru

Timur L. Gaifullin – Postgraduate student, Deputy Head of the Competence Center for the Study of Complications and Interaction of Technologies in Oil Production Processes, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: gayfullin@agni-rt.ru

Diana T. Akhmetshina – Postgraduate Student, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

e-mail: dianka.ismagilova.2015@mail.ru

Irina M. Khramushina – Head of the Expert-Analytical Laboratory of the Competence Center for the Study of Complications and Interaction of Technologies in Oil Production Processes, Almetyevsk State Technological University – Higher School of Petroleum

186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation

*Manuscript received 2 April 2025;
Accepted 28 July 2025; Published 20 December 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)