

ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫЕ НЕФТИ: ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ И ВРЕМЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ИХ СВОЙСТВ

Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Яценко И.Г.

*Институт химии нефти СО РАН,
Россия, 634021 г. Томск, пр. Академический, 3
e-mail: ian@ipc.tsc.ru, факс (3822)49-14-57*

Проведен анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств нефтей с высоким содержанием парафинов. Рассмотрены закономерности регионального размещения таких нефтей. Изучены особенности изменения содержания парафинов в нефтях в зависимости от глубины залегания. Рассмотрены закономерности изменения свойств нефтей в геологическом времени. Показано, что максимальное содержание парафинов в таких нефтях наблюдается в мезозойских нефтемещающих породах, а минимальное значение – в протерозойских отложениях. По физико-химическим свойствам парафинистые нефти в среднем являются малосернистыми, смолистыми, малоасфальтенистыми, со средним содержанием фракции н.к. 200 °С и имеют среднюю плотность.

Введение

В работе рассматриваются нефти с высоким содержанием парафинов, при добыче и транспортировке которых возникают проблемы, связанные с парафиновыми отложениями. Отложение парафинов из нефти в призабойной зоне пласта и на поверхности нефтепромыслового оборудования является одним из серьезных осложнений при эксплуатации скважин [1]. Парафиновые отложения снижают фильтрационные характеристики пласта, закупоривают поры, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб и, как следствие, значительно осложняют добычу нефти, увеличивают расход электроэнергии при механизированном способе добычи, приводят к повышенному износу оборудования.

В литературе такие нефти называются парафинистыми или высокопарафинистыми. В настоящей работе далее будем придерживаться названия парафинистые нефти (ПН). В решении задач оптимизации процессов добычи и путей транспортировки ПН большое значение приобретают знания о закономерностях пространственного размещения нефтей с высоким содержанием парафинов, а в задачах нефтепоисковой геологии представляет интерес знание закономерностей изменений свойств нефтей в геологическом времени [2, 3]. В связи с этим целью данной работы явилось изучение закономерностей

пространственных и временных изменений физико-химических и других свойств парафинистых нефтей.

Основой для проведения исследований послужила информация о ПН из глобальной базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефтей [4, 5]. БД была создана в Институте химии нефти СО РАН с использованием материалов справочных изданий, монографий, научных статей, диссертаций и других многочисленных отечественных и зарубежных источников информации. Наиболее полный перечень источников информации для формирования БД дан в монографии [6].

Методические вопросы анализа пространственных и временных изменений свойств парафинистых нефтей

Вследствие пространственного характера информации о свойствах нефтей исследования закономерностей распределения парафинистых нефтей и изменения их свойств проводились с использованием геостатистического подхода [7], основанного на сочетании методов статистического и пространственного анализов. Пространственный анализ требует применения картографических материалов и на современном уровне осуществляется с использованием средств геоинформационных систем и ГИС-технологий [8-10]. При этом картографические материалы используются как для проведения пространственного анализа данных, так и для картографического отображения результатов анализа.

Для проведения исследований необходима классификация ПН. Существуют различные классификации нефтей по содержанию парафинов. В [6] предлагается разделять нефти по содержанию парафинов на три класса: малопарафинистые (содержание парафинов менее 1,5 %), среднепарафинистые (от 1,5 % до 6 %) и парафинистые (более 6 %). Здесь пороговые значения определены с учетом отраслевого стандарта ОСТ 38.01197-80. В соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 далее будем считать нефти парафинистыми, если содержание парафинов в них более 6 %.

Для удобства представления и интерпретации результатов исследований изменения свойств ПН, на основе статистического анализа данных из БД, разделим класс парафинистых нефтей на следующие подклассы: умеренно парафинистые, высокопарафинистые и сверхвысокопарафинистые. При таком разделении ПН на подклассы ставилась цель получить достаточно простую классификацию и, кроме того, более-менее равномерно распределить число записей по подклассам. Полученная таким образом двухуровневая классификация нефтей по содержанию парафинов представлена в табл. 1, а на рис. 1 представлено распределение информации в БД о нефтях по классам и подклассам. Как видно из рис. 1-а, доля парафинистых нефтей значительна и составляет более $\frac{1}{4}$ от всех нефтей мира. Распределение образцов ПН из БД по подклассам согласно представленной в табл. 1 классификации дано на рис. 1-б, из которого видно, что половину набора ПН составляют умеренно парафинистые нефти.

Таблица 1

Классификация нефтей по содержанию парафинов

Класс нефтей	Подкласс нефтей	Пределы изменения классификационных интервалов, %
малопарафинистые		до 1,5
среднепарафинистая		от 1,5 до 6
парафинистая	умеренно парафинистая	от 6 до 10
	высокопарафинистая	от 10 до 20
	сверхвысокопарафинистая	более 20



Рисунок 1. Распределение нефтей мира по содержанию парафинов согласно классификации, представленной в табл. 1

Общая характеристика информации о парафинистых нефтях в базе данных по химии нефти

Для проведения анализа использован массив данных объемом около 2000 образцов парафинистых нефтей, в котором основное их число приходится на Евразию, в том числе, в Восточной Европе - 854 образцов, в Северной Азии - 345 образцов и в Юго-Восточной Азии - 218 образцов. Всего в БД содержится информация о 29 нефтегазоносных бассейнах, в которых средне-бассейновое (усредненное по территории нефтеносного бассейна) содержание парафинов более 6 %. Информация об этих бассейнах представлена в табл. 2, где в качестве средне-бассейнового значения содержания парафинов использовано среднеарифметическое значение, а для нефтегазоносных бассейнов с менее чем десятью образцами ПН использовано медианное значение.

Таблица 2

Распределение парафинистых нефтей по нефтегазоносным бассейнам мира

Нефтегазоносный бассейн	Общее количество образцов	Количество образцов с парафинистой нефтью	Средне-бассейновое содержание парафинов, %
Предальпийский	1	1	6,00
Афгано-Таджикский	94	45	6,00
Балтийский	21	12	6,04
Тимано-Печорский	183	62	6,34
Предкарпатско-Балканский	39	23	6,35
Андалузско-Предрифский	2	1	6,40
Паннонский	28	15	6,42
Мексиканского Залива	1	1	6,60
Рейнский	1	1	7,10
Карпатский	178	115	7,20
Ферганский	102	72	7,37
Саравакский	1	1	7,50
Северо-Кавказско-Мангышлакский	674	369	8,02
Южно-Лусонский	1	1	8,10
Лено-Виллюйский	83	40	8,26
Сунляо	9	5	8,71
Преднанышанский	4	4	8,87
Ассамский	16	11	9,80
Ордосский	1	1	10,83

Нефтегазоносный бассейн	Общее количество образцов	Количество образцов с парафинистой нефтью	Средне-бассейновое содержание парафинов, %
Камбейский	20	16	12,00
Тургайский	19	16	12,51
Сычуаньский	1	1	13,10
Сержипи-Алагоас	3	3	15,00
Фанг	2	2	16,00
Восточно-Гобийский	19	19	17,49
Тамцакско-Хайларский	13	13	17,51
Реконкаву	3	3	18,00
Пенжинский	2	2	19,50
Вунг-Тау	215	214	22,27

На рис. 2 приведена карта-схема распределения основных нефтегазоносных бассейнов на указанных континентах. Здесь изображены зоны размещения бассейнов со среднебассейновыми значениями содержания парафинов, попадающими в следующие интервалы: 1-ый – от 0 до 1,5 %; 2-ой – от 1,5 % до 6 %; 3-ий – от 6 % до 10 %; 4-ый - от 10 % до 20 %.

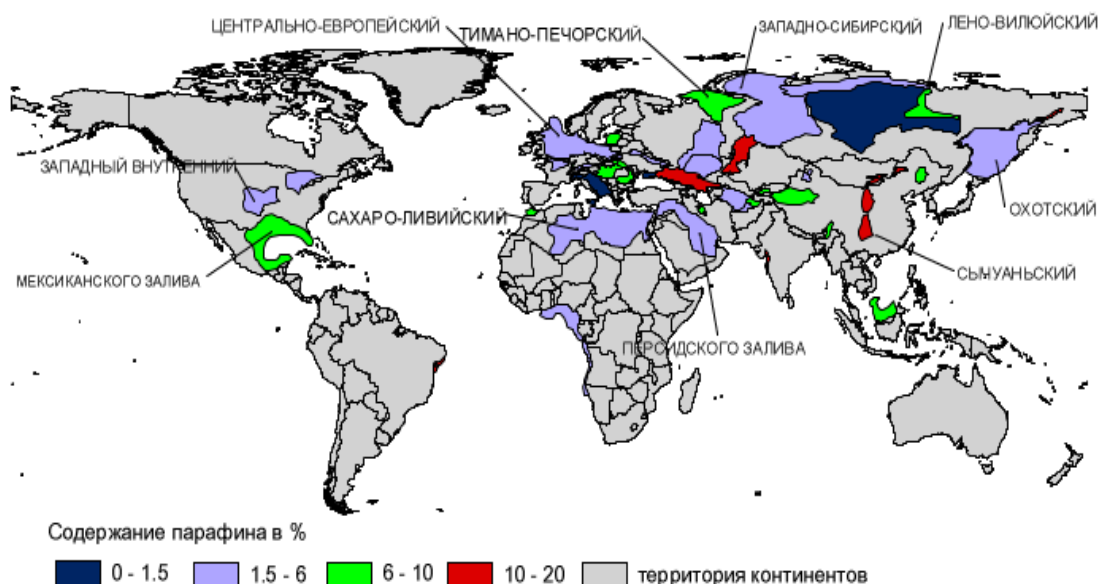


Рисунок 2. Карта-схема пространственного распределения нефтеносных бассейнов по содержанию парафинов в нефтях

Анализ закономерностей пространственного размещения парафинистых нефтей

Рассмотрим распределение российских ПН по нефтегазоносным бассейнам. В табл. 3 дана общая информация по нефтяным бассейнам России с указанием объемов выборки, количества образцов ПН и среднее содержание парафинов в бассейнах. Из табл. 3 следует, что нефти Лено-Виллюйского, Тимано-Печорского и Северо-Кавказско-Мангышлакского бассейнов, в которых среднее бассейновое содержание парафинов превышает 6 %, являются в среднем парафинистыми.

Таблица 3

Распределение парафинистых нефтей России по нефтегазоносным бассейнам

Нефтегазоносный бассейн	Общее количество образцов	Количество образцов с парафинистой нефтью	Средне-бассейновое содержание парафинов, %
Лено-Тунгусский	330	3	1,01
Охотский	213	9	1,74
Енисейско-Анабарский	19	1	1,92
Западно-Сибирский	1680	291	4,23
Волго-Уральский	2084	330	4,47
Балтийский	18	9	5,72
Тимано-Печорский	183	62	6,34
Северо-Кавказско-Мангышлакский	519	239	8,02
Лено-Виллюйский	83	40	8,26

На рис. 3 представлено распределение ПН по нефтегазоносным бассейнам России. Как видно из рис. 3, большинство ПН находится в Волго-Уральском (34 %), Западно-Сибирском (30 %) и Северо-Кавказско-Мангышлакском (24 %) бассейнах. Заметим, что общее количество образцов ПН составляет более 1000.

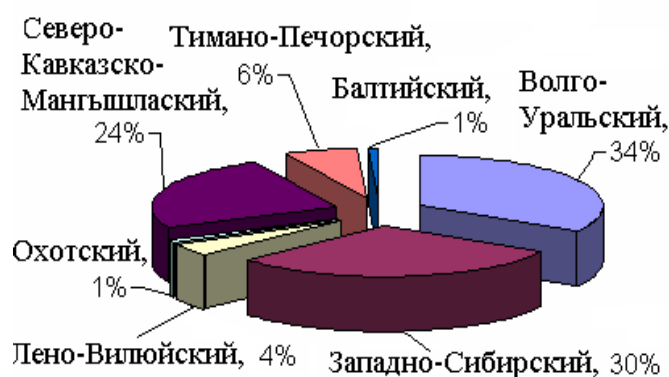


Рисунок 3. Распределение парафинистых нефтей России по бассейнам

Общая информация о свойствах ПН дана табл. 4. Из неё видно, что в среднем ПН нефти согласно классификации, представленной в монографии [6], малосернистые, смолистые, малоасфальтенистые и имеют среднюю плотность ($0,84 \pm 0,88$ г/см³) и среднее содержание фракции н.к. 200 °С. Доверительные интервалы, указанные в табл. 4, определены для вероятности 95 %.

Таблица 4

Физико-химические свойства парафинистых нефтей мира

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	621	0,85	0,00
Вязкость, мм ² /с	316	25,56	10,42
Содержание серы, мас. %	556	0,46	0,05
Содержание смол, мас. %	501	8,06	0,46
Содержание асфальтенов, мас. %	500	1,90	0,17
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	423	20,15	0,68
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	401	39,80	0,86
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	345	51,39	0,92
Содержание ванадия, мас. %	70	3,05	2,18
Содержание никеля, мас. %	54	0,12	0,10
Содержание железа, мас. %	4	0,03	0,04
Температура пласта, °С	283	75,83	2,65
Пластовое давление, мПа	284	24,80	1,79

В табл. 5 дана общая информация о ПН России. Из нее видно, что в среднем эти нефти среднесернистые, малосмолистые, малоасфальтенистые и имеют среднюю плотность и среднее содержание фракции н.к. 200 °С. Отличие российских ПН от среднемировых проявляется в большем содержании серы и меньшем содержании смол и асфальтенов.

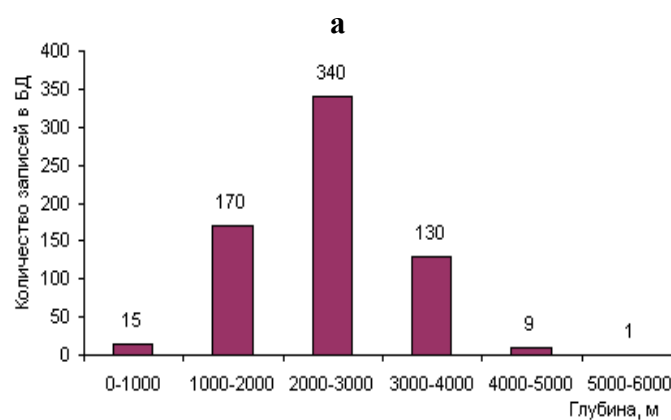
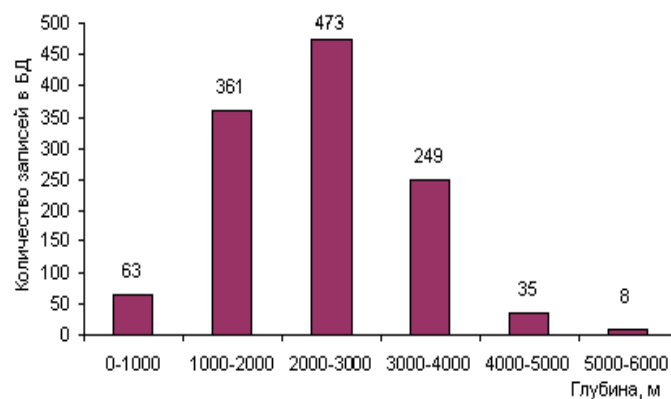
Таблица 5

Физико-химические свойства парафинистых нефтей России

Показатели нефти	Объем выборки	Среднее значение	Доверительный интервал
Плотность, г/см ³	370	0,84	0,00
Вязкость, мм ² /с	233	16,40	1,97
Содержание серы, мас. %	358	0,53	0,05
Содержание смол, мас. %	354	5,78	0,31
Содержание асфальтенов, мас. %	352	1,13	0,10
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	227	22,27	0,95
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	211	41,76	1,31
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	150	52,52	1,53
Содержание ванадия, мас. %	33	6,99	4,63
Содержание никеля, мас. %	17	0,38	0,33
Температура пласта, °С	187	77,32	3,94
Пластовое давление, мПа	190	27,26	2,54

Исследование зависимости содержания парафинов в нефти от глубины залегания

Анализ изменений содержания парафинов в ПН в зависимости от глубины залегания основывался на исследовании 1189 образцов ПН из БД, для которых была известна глубина залегания. Как видно из рис. 4а, основное количество образцов ПН приходится на глубины от 1000 до 4000 м (около 91 % образцов из общей выборки). Максимум приходится на интервал глубины от 2000 до 3000 м. Для сравнения на рис. 4б приведено распределение ПН России. Из этого рисунка видно, что основное количество образцов, как и для среднемировых, приходится на интервалы от 1000 до 4000 м.



б

Рисунок 4. Распределение парафинистых нефтей мира (а) и России (б) по глубине залегания

Рассмотрим далее зависимость содержания парафинов в нефтях от глубины залегания. Из рис. 5 следует, что на глубинах от 3 до 5 км среднее содержание парафинов в российских ПН достигает до 12 - 18 %. Согласно табл. 1, это высокопарафинистые нефти. Установлено, что на всех исследованных глубинах среднее содержание парафинов в парафинистых нефтях мира и России превышает более 8 %.

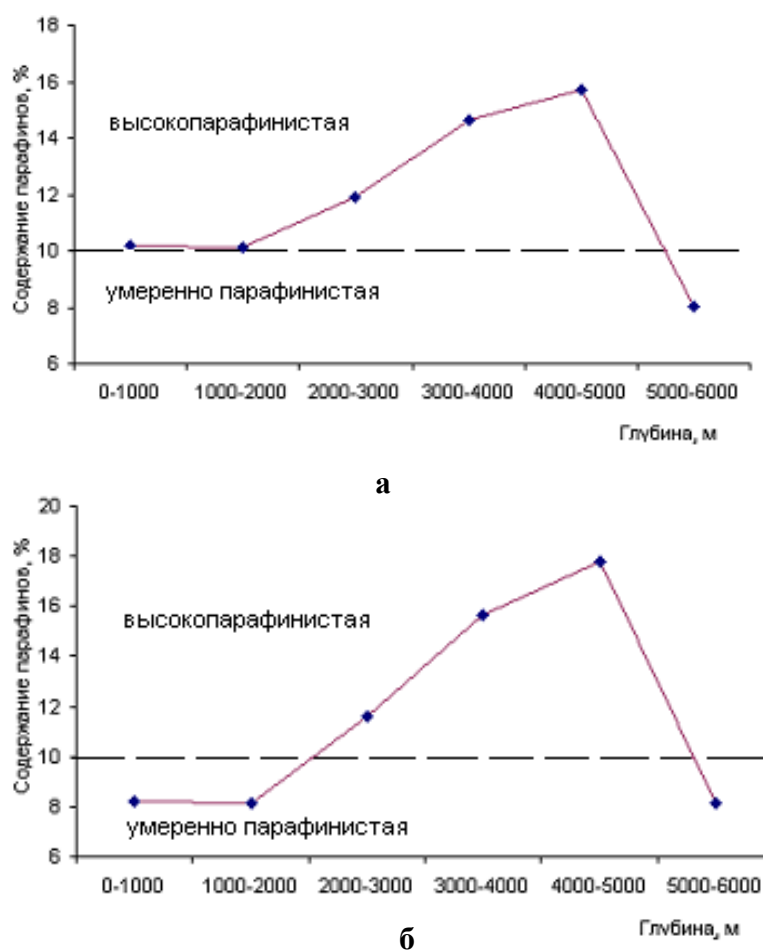


Рисунок 5. Зависимость содержания парафинов в парафинистых нефтях мира (а) и России (б) от глубины залегания

Исследование зависимости содержания парафинов в нефти от возраста нефтемещающих пород

Анализ изменений содержания парафинов в нефтях от геологического возраста нефтемещающих пород основывался на исследовании 1705 образцов с известным возрастом. На рис. 6а приведено распределение фактического материала по геологическим эрам, а на рис. 6б - по периодам. Из рис. 7а видно, что наиболее обширный материал относится к мезозою (764 образца ПН, что составляет около 45 % от общего количества образцов ПН). Примерно равное количество ПН залегает в отложениях палеозоя и кайнозоя (28 % и 27 %

соответственно), а в протерозойских отложениях их менее 1 %. Как видно из рис. 6б большинство образцов ПН относится к следующим эпохам: нижнему каменноугольному отделу, средней юре, верхней юре и нижнему мелу.

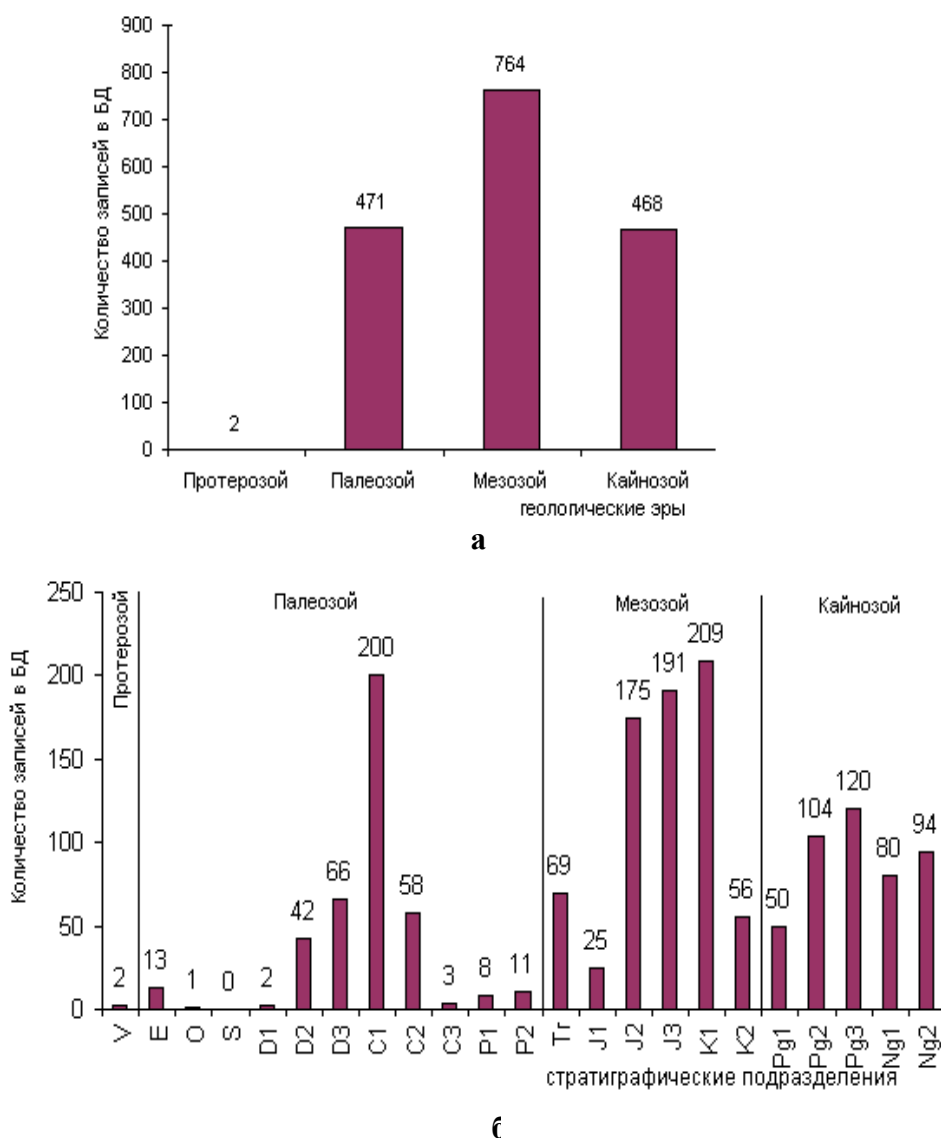
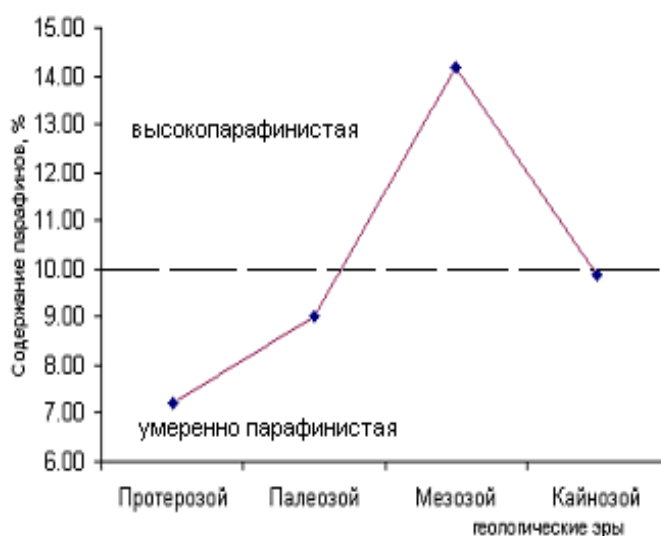
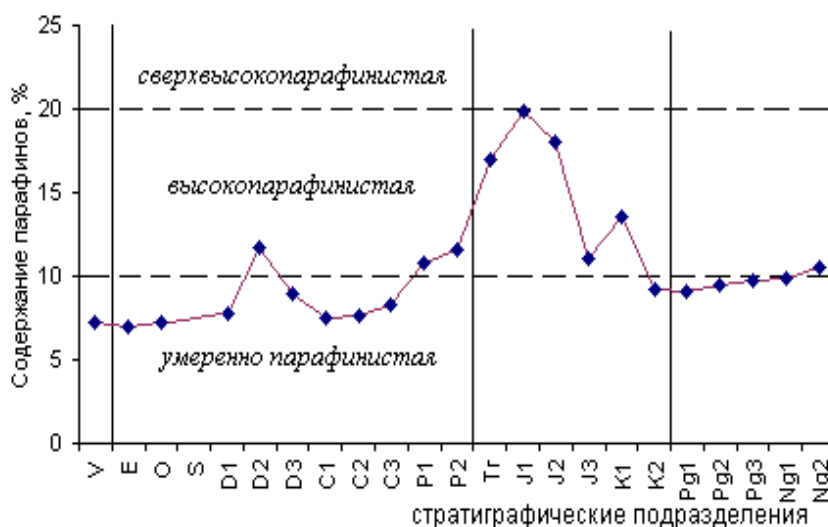


Рисунок 6. Распределение парафинистых нефтей мира по геологическим эрам (а) и стратиграфическим периодам (б)

На рис. 7 показано изменение содержания парафинов в нефтях в зависимости от возраста. Из рис. 7а следует, что в мезозое в среднем ПН относятся к подклассу высокопарафинистые, а в других геологических эрах - к умеренно парафинистые. На рис. 7б видно, что в среднем ПН наблюдаются высокопарафинистые в мезозое, в палеозое (средний девон), мезозое (от триаса и до нижнего мела). В кайнозое практически во всех стратиграфических периодах содержание парафина не превышает 10 % и нефти относятся к подклассу умеренно парафинистых, за исключением нефтей верхнего неогена.



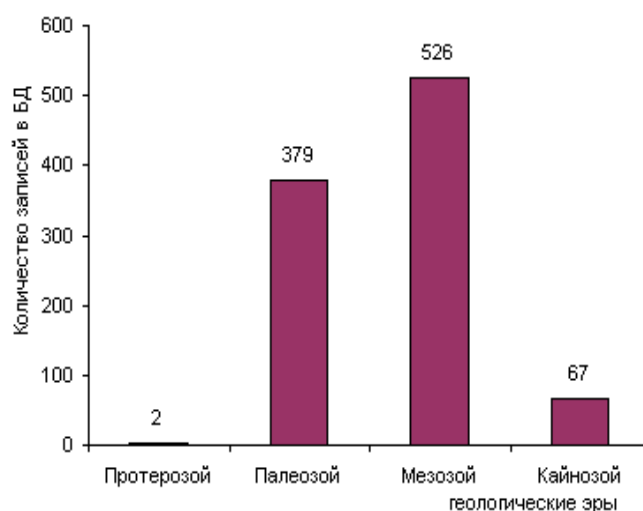
а



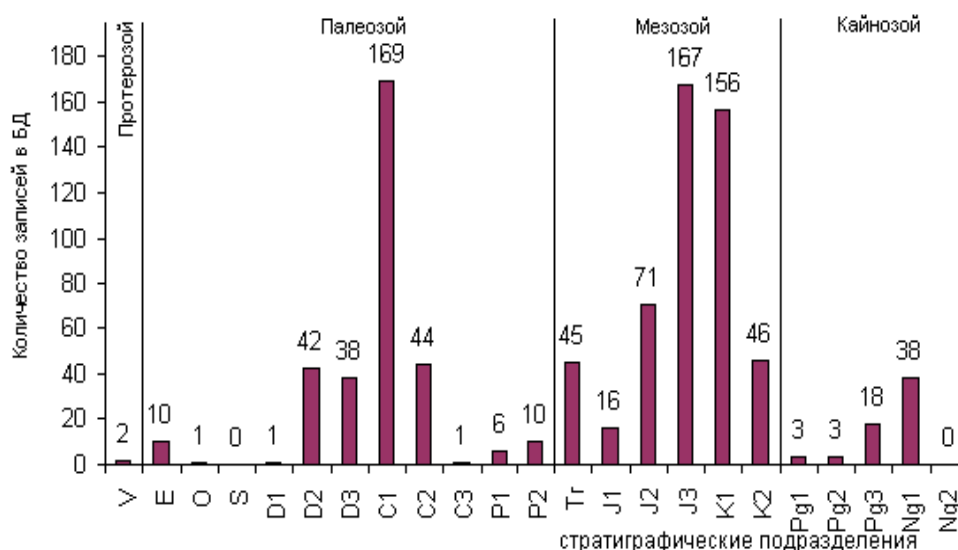
б

Рисунок 7. Изменение содержания парафинов в нефтях мира в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим периодам (б)

На рис. 8 показано распределение ПН России по геологическим эрам и стратиграфическим интервалам. Из рис. 8а следует что, большинство образцов российских ПН приходится на мезозойскую эру. В отличие от среднемировых ПН наблюдается сокращение числа образцов в кайнозойской эре. Из рис. 8б следует, что большинство образцов ПН России относится к нижнему каменноугольному периоду, верхней юре и нижнему мелу.



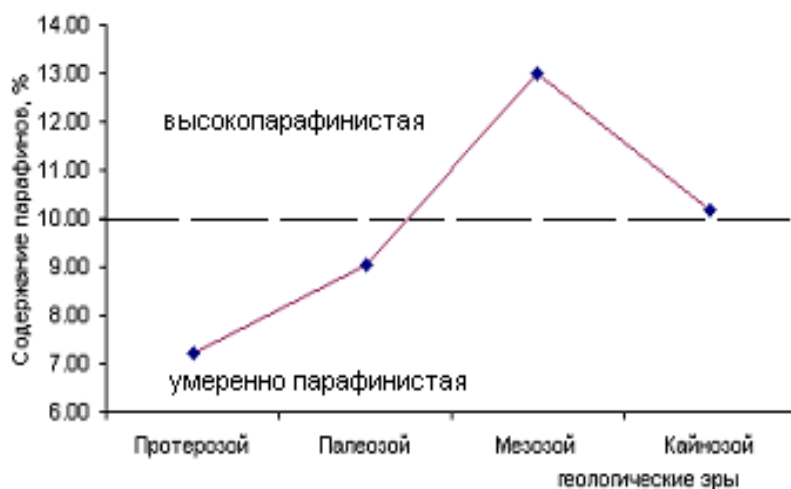
а



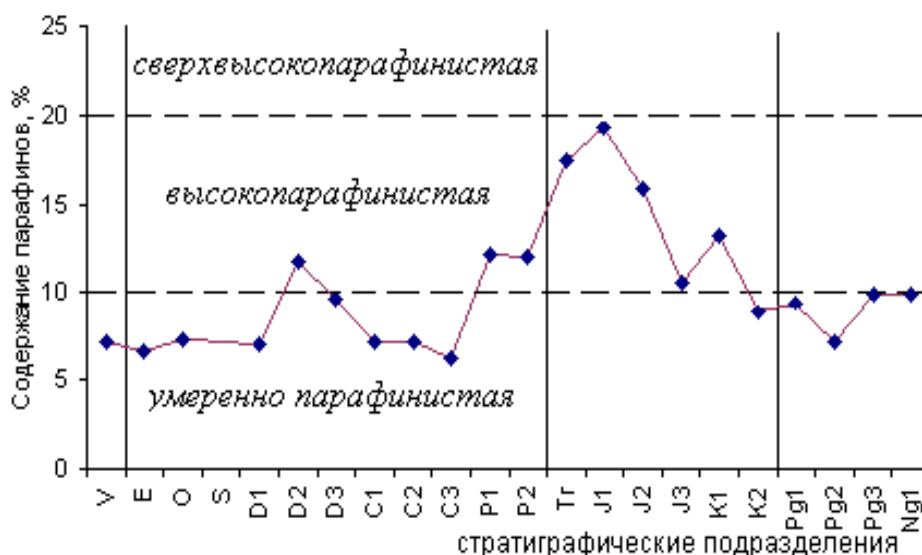
б

Рисунок 8. Распределение парафинистых нефтей России по геологическим эрам (а) и стратиграфическим периодам (б)

На рис. 9 показано изменение содержания парафинов в ПН России в зависимости от возраста пород. Из рис. 9а видно, что в мезозое среднее содержание парафинов в ПН наибольшее. Как видно из рис. 10б, в большинстве стратиграфических подразделений палеозоя и кайнозоя российские ПН относятся к подклассу умеренно парафинистых нефтей.



а



б

Рисунок 9. Изменение содержания парафинов в нефтях России в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим периодам (б)

Литература

1. Насыров А.М. и др. Способы борьбы с отложениями парафина. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 44 с.
2. Ahn V.V. Some results obtained on the study of chemical composition of Eurasian oils depending on the depth and age of reservoir rock / V.V. Ahn, Yu.M. Polichtchouk, I.G. Yaschenko // J. Organic Geochemistry. – 2002. - V. 33. – N. 12. – pp. 1381-1387
3. Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. Possible Correlations between Crude Oil Chemical Composition and Reservoir Age // Petroleum Geology. – 2006. – Vo29. – No. 2 - pp. 189 – 194.
4. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа), зарегистрирована в Роспатенте, свидетельство № 2001620067 от 16.05.2001 г.
5. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Официальный бюллетень Российского агентства по патентам и товарным знакам. – 2001. - № 3. – С. 340 - 341.
6. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
7. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004.–№ 2.–С.18-28.
8. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
9. Polichtchouk Y.M., Yashchenko I.G. Regularities of oil distribution induced by density and viscosity differences // Progress in Mining and Oilfield Chemistry. – V. 5. - Advances in Incremental Petroleum Production. Ed. by Istvan Lakatos. Akademiai Kiado, Budapest – 2003. – P. 331-338.
10. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Географические закономерности в изменчивости физико-химических свойств нефтяных ресурсов Евразии // География и природные ресурсы. – 2001. - № 4. – С. 60 – 66.