

УДК 553.982

И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук

© И.Г. Яценко, Ю.М. Полищук

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ГЕОГРАФИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗМЕЩЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ

Введение

В связи с истощением запасов наиболее доступных нефтей трудноизвлекаемые запасы в последние годы становятся основным источником прироста нефтедобычи. Увеличение объемов добычи труднодоступных нефтей создает различные технологические, экологические и экономические проблемы как при добыче, так и при их транспортировке и переработке.

Некоторые особенности трудноизвлекаемых нефтей (ТИН), обусловленные аномальностью их физико-химических свойств и осложненными геологическими условиями залегания, рассмотрены в [1-3]. Однако географические особенности их территориального размещения изучены недостаточно, что затрудняет оценку перспектив и определение направлений развития нефтегазодобывающего и нефтехимического комплексов. В связи с этим целью настоящей работы явилось проведение анализа географических особенностей размещения различных видов трудноизвлекаемых нефтей с использованием методов и средств геоинформатики.

Общая характеристика трудноизвлекаемых нефтей

Известно, что основные принципы и критерии отнесения запасов нефти к трудноизвлекаемым были сформулированы Э.М. Халимовым и Н.Н. Лисовским [4]. На основе этих критериев и с учетом предложений других специалистов в наших работах [2, 5] введен в рассмотрение перечень основных видов трудноизвлекаемых нефтей, согласно которому к трудноизвлекаемым относятся нефти с нижеперечисленными свойствами и условиями залегания:

1. С аномальными физико-химическими свойствами (высокие вязкость и плотность, высокое содержание серы, парафинов, смол и асфальтенов).
2. Заключенные в водонефтяных и газонефтяных зонах.
3. С высокой (более 500 м³/т) или низкой (менее 200 м³/т) газонасыщенностью либо при наличии

в растворенном и/или свободном газе агрессивных компонентов (H₂S, CO₂) в количествах, требующих применения специального оборудования при бурении скважин и добыче нефти.

4. Залегающие на больших глубинах (более 4500 м).
5. С пластовой температурой выше 100 °С либо ниже 20 °С (последнее условие обусловлено низкой разницей между пластовой температурой и температурой застывания парафина).
6. С высокой степенью обводненности продукции (до 80%).
7. Заключенные в слабопроницаемых (проницаемость менее 0,05 мкм²) и низкопористых (пористость менее 8%) коллекторах.
8. Залегающие на территории распространения многолетнемерзлых пород толщиной более 100 м.

Согласно [4, 6-13], к первому из вышеперечисленных видов трудноизвлекаемых нефтей относятся запасы малоподвижных нефтей, в частности с высокими вязкостью и/или плотностью и высоким содержанием твердых парафинов, серы, смол и асфальтенов; нефти с высокой (более 500 м³/т) или низкой (менее 200 м³/т) газонасыщенностью либо содержащих в растворенном и/или свободном газе агрессивные компоненты (сероводород, углекислый газ) в количествах, требующих применения специального оборудования при бурении скважин и добыче нефти. Нефти этого вида составляют группу, называемую трудноизвлекаемыми нефтями с аномальными свойствами. К этой довольно многочисленной группе также будем относить нефти с высоким содержанием металлов (в первую очередь ванадия и никеля).

Вторую группу трудноизвлекаемых нефтей, согласно [4], составляют нефти с осложненными условиями залегания (заключенные в геологически сложно-построенных пластах и залежах, в водонефтяных и газонефтяных зонах, в слабопроницаемых и низкопористых коллекторах, коллекторах с аномально высокой или аномально низкой температурой и др.),

а также нефти, залегающие на территории многолетней мерзлоты и на шельфах морей [8, 14].

Методические аспекты проведения анализа

Рассмотрим методические вопросы проведения геоинформационного анализа пространственных закономерностей размещения трудноизвлекаемых нефтей. Основу методологии геоинформационного анализа составляет подход, изложенный в [15], который предполагает выявление особенностей территориального размещения нефтей на нефтеносных территориях разных регионов, стран и континентов путем проведения пространственного анализа данных об изменениях их физико-химических свойств. Схема геоинформационного анализа особенностей размещения разных видов ТИН представлена на рисунке 1.

На 1-м этапе (рис. 1) проводится формирование выборочных совокупностей данных о разных типах ТИН на основе информации из базы данных (БД) Института химии нефти СО РАН. База данных, зарегистрированная в Государственном регистре баз данных и в Роспатенте (свидетельство № 2001620067) [2, 16, 17], содержит в настоящее время более 31 800 образцов нефтей 6000 нефтяных

месторождений из 191 нефтегазоносных бассейнов (НГБ), расположенных на территории 94 стран. Объемы выборочных совокупностей данных о разных типах ТИН, перечень которых был составлен на основе обобщения критериев отнесения нефтяных запасов к трудноизвлекаемым, обсуждавшихся в [4-11, 18, 19], представлены в табл. 1.

Из табл. 1 видно, что изучаемые в настоящей работе трудноизвлекаемые нефти с аномальными свойствами представлены 23 150 образцами, трудноизвлекаемые нефти с осложненными условиями залегания – 9620 образцами. Достаточно представительные объемы выборочных совокупностей данных о нефтях каждого из рассматриваемых типов трудноизвлекаемых нефтей позволяют получить статистически обоснованные результаты анализа.

На этапе 2 (рис. 1) проводится формирование массива данных о физико-химических показателях разных типов ТИН, определяющих уровень качества нефтей. Перечень этих показателей определяется исходя из формулы расчета введенного в [3, 5] индекса качества нефти Q , учитывающего основные потребительские свойства нефти [20]. Индекс качества нефти рассчитывается, согласно [3, 5, 20], в виде:

$$Q = 1/K, \tag{1}$$

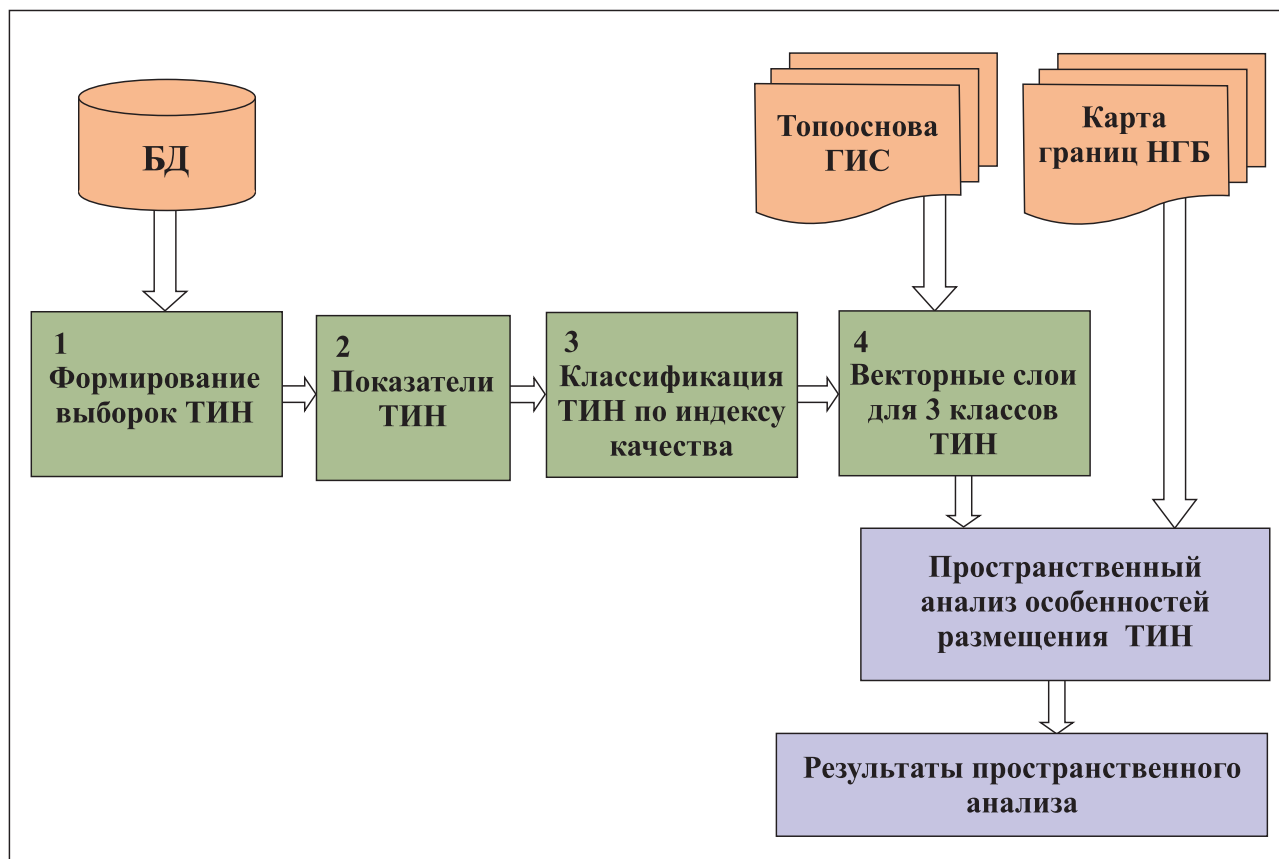


Рис. 1. Схема геоинформационной технологии анализа особенностей территориального размещения ТИН разного качества

Таблица 1

Характеристика выборочных совокупностей данных о физико-химических свойствах разных типов трудноизвлекаемых нефтей на основе базы данных

Типы трудноизвлекаемых нефтей	Объем выборки	Количество бассейнов	Количество месторождений
<i>Нефти с аномальными свойствами</i>			
Тяжелая (плотность более 880 кг/м ³)	7153	129	2024
Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20 °С)	4170	68	1034
Сернистая (содержание серы более 3% мас.)	975	39	384
Смолистая (содержание смол более 13% мас.)	2339	55	774
Асфальтеновая (содержание асфальтенов более 10% мас.)	442	45	226
Парафинистая (содержание парафинов более 6% мас.)	2634	59	892
С высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т)	135	25	84
С низкой газонасыщенностью (менее 200 м ³ /т)	4343	68	1448
С высоким содержанием сероводорода (более 5% мас.)	138	20	72
С высоким содержанием ванадия (более 0,003% мас.)	636	29	275
С высоким содержанием никеля (более 0,007% мас.)	187	24	103
<i>Нефти в сложных условиях залегания</i>			
В слабопроницаемых коллекторах (проницаемость менее 0,05 мкм ²)	1623	45	869
В коллекторах с низкой пористостью (менее 8%)	251	25	184
Большие глубины залегания (более 4500 м)	461	26	216
В прерывисто-сплошной криолитозоне	2467	7	680
В островной криолитозоне	3126	3	932
Высокая пластовая температура (выше 100 °С)	1255	53	581
Низкая пластовая температура (ниже 20 °С)	446	37	214

где $K = 0,04S + 0,00054C + 1,74\rho - 0,0087\Phi_{200} - 0,0056\Phi_{300} - 0,0049\Phi_{350}$ –

S – содержание общей серы в нефти (%);

C – концентрация хлористых солей (мг/л);

ρ – плотность нефти (г/см³);

Φ_{200} , Φ_{300} и Φ_{350} – содержание светлых фракций (%) н. к. 200, 300 и 350 °С соответственно.

Методические вопросы определения коэффициентов уравнения (1) излагаются в [20]. Величина показателя C , согласно [20], принимается равной концентрации хлористых солей эталонной нефти, т.е. 100 мг/л. Остальные физико-химические показатели нефти, перечисленные выше (плотность, содержание серы и фракционный состав) и используемые для оценки индекса качества, были получены из БД и оформлены в виде атрибутивной таблицы в геоинформационной системе (ГИС) ArcGIS 10.2.2. Для общей характеристики сформированных массивов данных о содержании серы, плотности и показателях

фракционного состава всех типов ТИН в табл. 2 приведены их средние значения.

На этапе 3, согласно рис. 1, предполагается сформировать классификацию ТИН по качеству с целью определения видов ТИН различного качества (от низкого до высокого уровня). Согласно результатам исследования, проведенного в нашей работе [5], наиболее удобным для выявления качественных различий разных видов нефтей критерием является индекс качества Q . С использованием сформированных на предыдущем этапе выборочных совокупностей данных о физико-химических показателях нефтей был рассчитан индекс качества Q для различных типов ТИН, средние значения которого представлены в табл. 3 для разных типов нефтей. В этой таблице рассматриваемые типы ТИН расположены в порядке убывания среднего значения индекса качества. Приведенные в табл. 3 значения Q показывают возможность однозначно идентифицировать разные

Таблица 2

Средние значения качественных показателей нефтей разных типов ТИН

Типы трудноизвлекаемых нефтей	Содержание серы, % мас.	Плотность, г/см ³	Φ ₂₀₀ , % мас.	Φ ₃₀₀ , % мас.	Φ ₃₅₀ , % мас.
<i>Нефти с аномальными свойствами</i>					
Тяжелая (плотность более 0,880 г/см ³)	1,97	0,9192	12,25	28,12	34,53
Вязкая (вязкость более 35 мм ² /с при 20 °С)	1,92	0,9075	13,30	29,98	37,50
Сернистая (содержание серы более 3% мас.)	4,13	0,9323	13,61	28,22	30,96
Смолистая (содержание смол более 13% мас.)	2,12	0,9047	14,92	30,49	34,33
Асфальтеновая (содержание асфальтенов более 10% мас.)	3,05	0,9477	9,73	26,94	23,45
Парафинистая (содержание парафинов более 6% мас.)	0,57	0,8488	20,67	40,81	51,96
С высокой газонасыщенностью (более 500 м ³ /т)	0,36	0,8151	34,93	50,48	58,21
С низкой газонасыщенностью (менее 200 м ³ /т)	1,30	0,8650	22,44	41,13	49,13
С высоким содержанием сероводорода (более 5% мас.)	1,67	0,8431	35,20	62,90	-
С высоким содержанием ванадия (более 0,003% мас.)	2,51	0,9119	15,12	29,80	35,41
С высоким содержанием никеля (более 0,007% мас.)	2,43	0,9091	18,07	28,04	31,85
<i>Нефти в сложных условиях залегания</i>					
В слабопроницаемых коллекторах (проницаемость менее 0,05 мкм ²)	0,97	0,8609	26,77	43,52	53,42
В коллекторах с низкой пористостью (менее 8%)	1,04	0,8496	29,43	45,22	48,72
Большие глубины залегания (более 4500 м)	0,47	0,8345	29,78	45,81	57,23
В прерывисто-сплошной криолитозоне	0,52	0,8346	31,22	46,59	-
В островной криолитозоне	0,81	0,8429	27,41	44,66	-
Высокая пластовая температура (выше 100 °С)	0,36	0,8246	29,00	47,50	56,44
Низкая пластовая температура (ниже 20 °С)	1,28	0,8849	17,24	31,52	43,11

Применение ГИС-технологий

типы нефтей по качеству, что удобно для проведения сравнительного анализа трудноизвлекаемых нефтей. Так, например, согласно данным табл. 3, наиболее высоким значением индекса качества отличаются трудноизвлекаемые нефти с высокой газонасыщенностью, а наиболее низким – сернистые и асфальтеновые нефти.

Как показано в табл. 3, трудноизвлекаемые нефти разных типов могут быть условно сгруппированы в зависимости от величины индекса качества Q в три класса: низкого, среднего и высокого качества. Граничные значения интервалов изменения индекса качества нефтей для формирования трех классов качества выбирались равными 0,9 и 1,3 из условия приблизительно равномерного распределения нефтей разного типа по классам (по 5-7 типов). Получена следующая классификация нефтей по качеству:

Класс 1 – нефть высокого качества, при $Q > 1,3$;

Класс 2 – нефть среднего качества, при $0,9 < Q \leq 1,3$;

Класс 3 – нефть низкого качества, при $Q \leq 0,9$.

На 4-м этапе (рис. 1) с использованием карты-топоосновы ГИС формируются векторные слои границ нефтегазоносных бассейнов, содержащих те типы ТИН, которые входят, согласно табл. 3, в каждый из трех классов качества. Согласно схеме на рис. 1, проведение пространственного анализа полученных данных с использованием средств ГИС предполагает «наложение» сформированных векторных слоев границ НГБ разного класса качества на векторную карту размещения нефтегазоносных бассейнов мира. Результаты пространственного анализа данных о ТИН представляются в ГИС ArcGIS 10.2.2 в виде цифровых карт размещения нефтегазоносных бассейнов, содержащих ТИН трех разных классов качества, анализируемых и обсуждаемых в следующем разделе.

Таблица 3

Классификация типов трудноизвлекаемых нефтей по индексу качества

Типы трудноизвлекаемых нефтей	Значение индекса качества Q
<i>Нефти класса 1 ($Q > 1,3$) – высокого качества</i>	
С высокой газонасыщенностью	2,22
С высоким содержанием сероводорода	1,51
С высокой пластовой температурой	1,47
В прерывисто-сплошной криолитозоне	1,41
С большой глубиной залегания	1,40
<i>Нефти класса 2 ($0,9 < Q \leq 1,3$) – среднего качества</i>	
В островной криолитозоне	1,26
В слабопроницаемых коллекторах	1,14
Парафинистые	1,12
С низкой газонасыщенностью	1,07
В коллекторах с низкой пористостью	0,98
С низкой пластовой температурой	0,92
<i>Нефти класса 3 ($Q \leq 0,9$) – низкого качества</i>	
Смолистые	0,81
Вязкие	0,80
С высоким содержанием никеля	0,79
С высоким содержанием ванадия	0,78
Тяжелые	0,76
Сернистые	0,71
Асфальтеновые	0,69

Анализ планетарного размещения трудноизвлекаемых нефтей различных классов качества

Указанные карты позволяют изучить географические особенности территориального размещения трудноизвлекаемых нефтей, относящихся к трем классам качества нефтей. На рис. 2 представлено распределение нефтегазоносных бассейнов с трудноизвлекаемыми нефтями, относящимися к классу «нефти высокого качества». Как видно из рис. 2, трудноизвлекаемые нефти указанного класса встречаются в 63 нефтегазоносных бассейнах на всех континентах.

На рис. 3 показано распределение нефтегазоносных бассейнов мира с нефтями, которые относятся к классу «нефти среднего качества». Как видно из рис. 3, трудноизвлекаемые нефти указанного класса встречаются в 102 нефтегазоносных бассейнах на всех континентах.

На рис. 4 показано распределение нефтегазоносных бассейнов, которые относятся к классу «нефти низкого качества». Как видно из рис. 4,

трудноизвлекаемые нефти указанного класса встречаются в 129 нефтегазоносных бассейнах на всех континентах.

Сравнительный анализ трех картосхем позволяет установить, что в 45 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) размещаются нефти всех трех классов качества, которые характеризуются широким диапазоном изменения физико-химических свойств. Например, в Северной Америке это наблюдается в большинстве известных НГБ (исключая Денвер, Новошотландский и Сведруп). В Южной Америке нефти Маракаибского и Оринокского бассейнов также являются нефтями как высокого, так и среднего и низкого качества. В Африке в 4 бассейнах (Гвинейского залива, Сахаро-Ливийском, Суэцкого залива и Шари) имеются нефти всех 3 классов качества. А в Евразии в 27 бассейнах размещены нефти высокого, среднего и низкого качества. В частности, к таковым относятся все основные НГБ России (Волго-Уральский, Западно-Сибирский, Лено-Тунгусский, Северо-Кавказский, Северо-Крымский и Тимано-Печорский).

Заключение

В работе представлены результаты геоинформационного анализа информации о трудноизвлекаемых нефтях из базы данных по физико-химическим свойствам нефтей, направленного на выявление закономерностей пространственных изменений качественных свойств нефтей на нефтеносных территориях разных регионов, стран и континентов. В качестве наиболее удобного для проведения пространственного анализа качественных показателей разных типов трудноизвлекаемых нефтей использован агрегированный показатель – индекс качества нефти, учитывающий основные потребительские свойства нефти. С помощью этого показателя рассмотрены основные типы трудноизвлекаемых нефтей разделены на три класса – высокого, среднего и низкого качества нефти.

С использованием пространственного анализа данных о свойствах нефтей, реализованного с применением средств геоинформационной системы ArcGIS 10.2.2, проведено зонирование территории

земного шара, позволившее установить зоны размещения нефтей разных классов качества. В результате проведенного геоинформационного анализа созданы три картосхемы размещения нефтегазоносных бассейнов с нефтями высокого, среднего и низкого качества на земном шаре.

Анализ полученных картосхем показывает, в частности, что трудноизвлекаемые нефти высокого качества располагаются в 63 нефтегазоносных бассейнах на всех континентах, нефти среднего качества встречаются в 102 нефтегазоносных бассейнах разных континентов, нефти низкого качества – в 129 нефтегазоносных бассейнах на всех континентах. Важно отметить, что в 45 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) размещаются нефти всех трех классов качества, большая часть которых располагается в Евразии (27 бассейнов). В России к таковым относятся все основные НГБ (Волго-Уральский, Западно-Сибирский, Лено-Тунгусский, Северо-Кавказский и Тимано-Печорский).

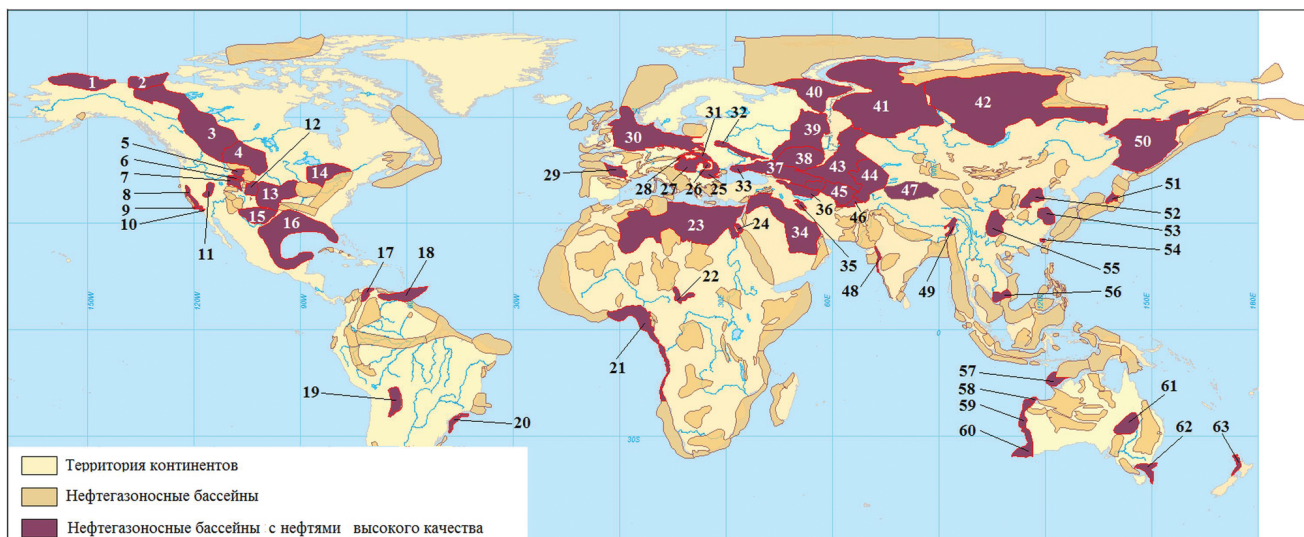


Рис. 2. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов с нефтями высокого качества.

Обозначения:

Бассейны в Северной и Южной Америке:

- 1 – Арктического склона Аляски, 2 – Бофорта, 3 – Западно-Канадский, 4 – Уиллистонский, 5 – Биг-Хорн, 6 – Уинд-Ривер, 7 – Грин-Ривер, 8 – Грейт-Валли, 9 – Вентура-Санта-Барбара, 10 – Лос-Анджелес, 11 – Юта-Невадинский, 12 – Денвер, 13 – Западный Внутренний, 14 – Мичиганский, 15 – Пермский, 16 – Мексиканского залива, 17 – Маракаибский; 18 – Оринокский; 19 – Центрально-Предандийский, 20 – Сантос.

В Африке:

- 21 – Гвинейского залива, 22 – Шари, 23 – Сахаро-Ливийский, 24 – Суэцкого залива.

В Евразии:

- 25 – Предкарпатско-Балканский, 26 – Трансильванский, 27 – Паннонский, 28 – Венский, 29 – Аквитанский, 30 – Центрально-Европейский, 31 – Карпатский, 32 – Днепровско-Припятский, 33 – Северо-Крымский, 34 – Персидского залива, 35 – Центрально-Иранский, 36 – Южно-Каспийский, 37 – Северо-Кавказский, 38 – Прикаспийский, 39 – Волго-Уральский, 40 – Тимано-Печорский, 41 – Западно-Сибирский, 42 – Лено-Тунгусский, 43 – Туранский, 44 – Афгано-Таджикский, 45 – Амударьинский, 46 – Каракумский, 47 – Таримский, 48 – Камбейский, 49 – Ассамский, 50 – Охотский, 51 – Ниигата, 52 – Бохайский, 53 – Желтоморский, 54 – Северо-Тайваньский, 55 – Сычуаньский, 56 – Вунг-Тау.

В Австралии:

- 57 – Броуз, 58 – Дампьер, 59 – Северный Карнарвон, 60 – Перт, 61 – Внутренний Восточно-Австралийский, 62 – Гилсленд, 63 – Таранак

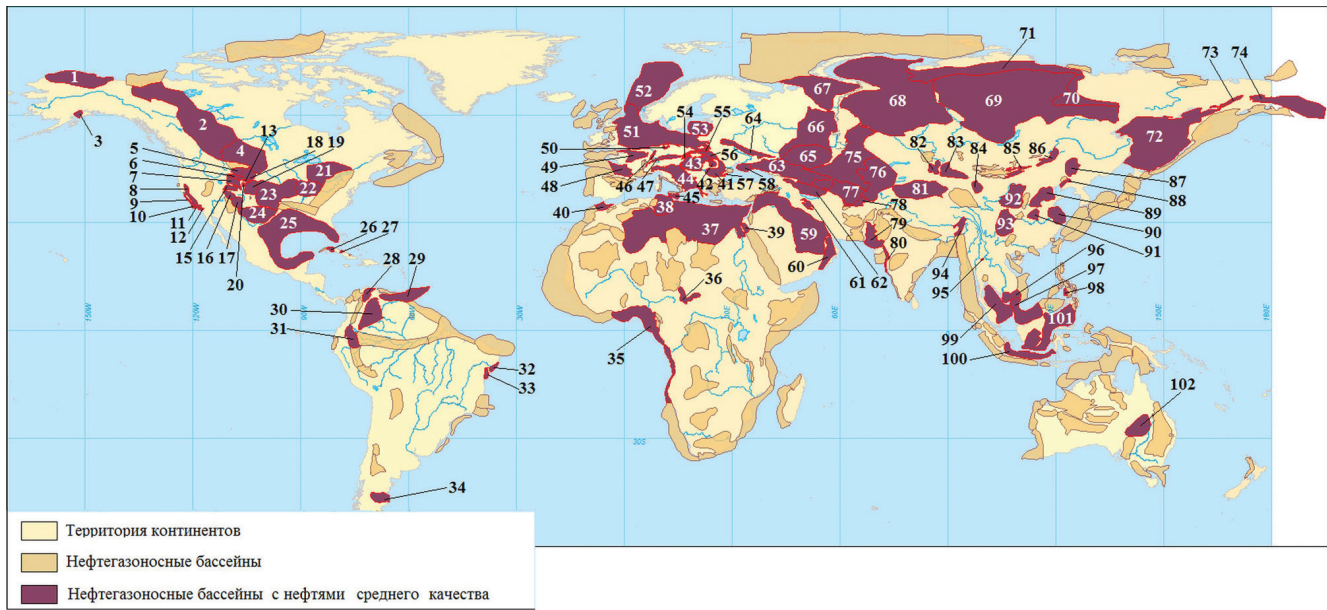


Рис. 3. Схема размещения нефтегазовых бассейнов с нефтями среднего качества.

Обозначения:

Бассейны в Северной и Южной Америке:

1 – Арктического склона Аляски, 2 – Западно-Канадский, 3 – Залив Кука, 4 – Уиллистонский, 5 – Биг-Хорн, 6 – Уинта-Ривер, 7 – Грин-Ривер, 8 – Грейт-Валли, 9 – Хаф-Мун-Салинас-Кайама, 10 – Санта-Мария, 11 – Вентура-Санта-Барбара, 12 – Лос-Анджелес, 13 – Ханна-Ларами, 15 – Уинта-Пайсенс, 16 – Парадокс, 17 – Сан-Хуан, 18 – Паудер-Ривер, 19 – Денвер, 20 – Норт-Мидл-Парк, 21 – Мичиганский, 22 – Иллинойский, 23 – Западный Внутренний, 24 – Пермский, 25 – Мексиканского залива, 26 – Северо-Кубинский, 27 – Центрально-Кубинский, 28 – Маракаибский, 29 – Оринокский, 30 – Баринас-Апуре, 31 – Верхнеамазонский, 32 – Сержипи-Алагоас, 33 – Реконкаву, 34 – Сан-Хорхе.

В Африке:

35 – Гвинейского залива, 36 – Шари, 37 – Сахаро-Ливийский, 38 – Тунисско-Сицилийский, 39 – Суэцкого залива, 40 – Андалузско-Предрифский.

В Евразии:

41 – Предкарпатско-Балканский, 42 – Трансильванский, 43 – Паннонский, 44 – Адриатический, 45 – Сицилийский, 46 – Рейнский, 47 – Предальпийский, 48 – Аквитанский, 49 – Англо-Парижский, 50 – Тюрингский, 51 – Центрально-Европейский, 52 – Норвежскоморский, 53 – Балтийский, 54 – Венский, 55 – Северо-Предкарпатский, 56 – Карпатский, 57 – Западно-Черноморский, 58 – Северо-Крымский, 59 – Персидского залива, 60 – Омано-Макранский, 61 – Центрально-Иранский, 62 – Южно-Каспийский, 63 – Северо-Кавказский, 64 – Днепровско-Припятский, 65 – Прикаспийский, 66 – Волго-Уральский, 67 – Тимано-Печорский, 68 – Западно-Сибирский, 69 – Лено-Тунгусский, 70 – Лено-Виллюйский, 71 – Енисейско-Анабарский, 72 – Охотский, 73 – Пенжинский, 74 – Анадырско-Наваринский, 75 – Туранский, 76 – Афгано-Таджикский, 77 – Амударьинский, 78 – Каракумский, 79 – Нижнеиндский, 80 – Камбейский, 81 – Таримский, 82 – Джунгарский, 83 – Турфанский, 84 – Преднарьшаньский, 85 – Восточно-Гобийский, 86 – Тамцагско-Хайларский, 87 – Сунляо, 88 – Ляохэ, 89 – Бохайский, 90 – Желтоморский, 91 – Хуабэйский, 92 – Ордосский, 93 – Сычуаньский, 94 – Ассамский, 95 – Фанг, 96 – Вунг-Тау, 97 – Саравакский, 98 – Илоило, 99 – Сиамский, 100 – Северо-Яванский, 101 – Восточно-Калимантанский.

В Австралии:

102 – Внутренний Восточно-Австралийский

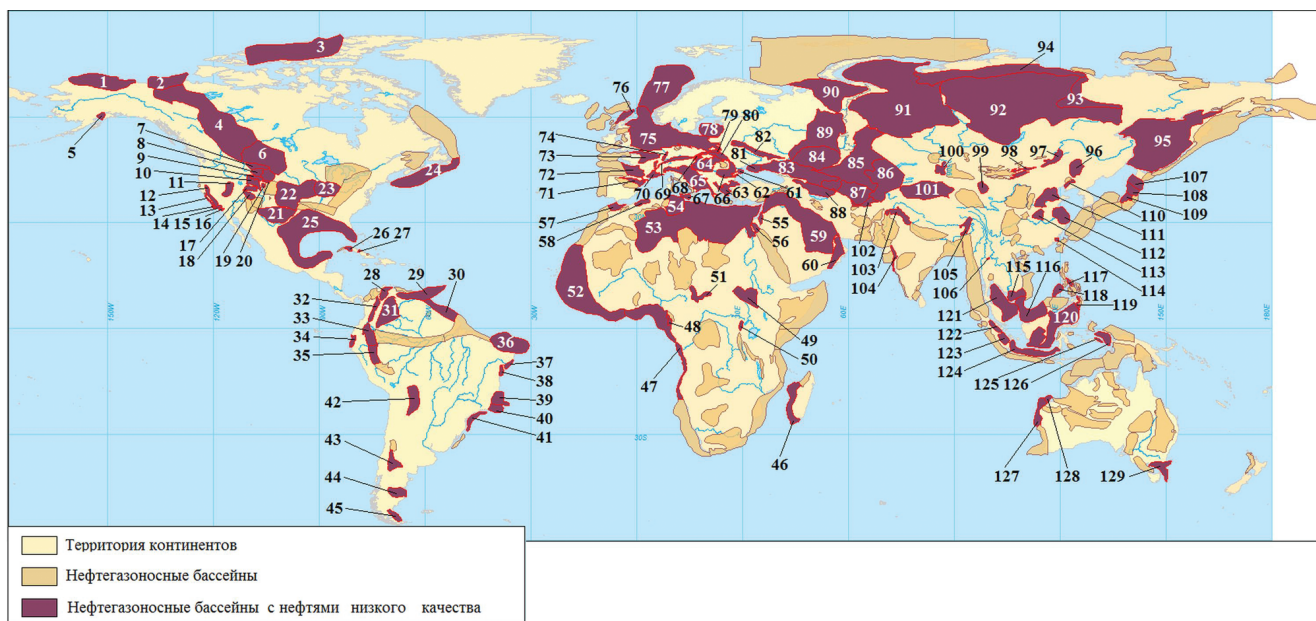


Рис. 4. Схема размещения нефтегазоносных бассейнов с нефтями низкого качества.

Обозначения:

Бассейны в Северной и Южной Америке:

1 – Арктического склона Аляски, 2 – Бофорта, 3 – Сведруп, 4 – Западно-Канадский, 5 – Залив Кука, 6 – Уиллистонский, 7 – Крейзи-Булл-Маунтинс, 8 – Биг-Хорн, 9 – Уинта-Ривер, 10 – Грин-Ривер, 11 – Юта-Невадинский, 12 – Грейт-Валли, 13 – Хаф-Мун-Салинас-Кайама, 14 – Санта-Мария, 15 – Вентура-Санта-Барбара, 16 – Лос-Анджелес, 17 – Уинта-Пайсенс, 18 – Парадокс, 19 – Норт-Мидл-Парк, 20 – Ханна-Ларами, 21 – Пермский, 22 – Западный Внутренний, 23 – Иллинойский, 24 – Новошотланский, 25 – Мексиканского залива, 26 – Северо-Кубинский, 27 – Центрально-Кубинский, 28 – Маракайбский, 29 – Оринокский, 30 – Прибрежно-Гвианский, 31 – Баринас-Апуре, 32 – Верхняя и Средняя Магдалена, 33 – Верхнеамазонский, 34 – Гуаякиль-Прогрессо, 35 – Укаяли, 36 – Сеара-Потигуар, 37 – Сержипи-Алагоас, 38 – Реконкаву, 39 – Эспириту-Санто, 40 – Кампос, 41 – Сантос, 42 – Центрально-Предандийский, 43 – Неукен, 44 – Сан-Хорхе, 45 – Магелланов.

В Африке:

46 – Морондава, 47 – Гвинейского залива, 48 – Рио-Муни, 49 – Верхненильский, 50 – Альберта, 51 – Шари, 52 – Сенегальский, 53 – Сахаро-Ливийский, 54 – Тунисско-Сицилийский, 55 – Восточно-Средиземноморский, 56 – Суэцкого залива, 57 – Андалузско-Предрифский, 58 – Западно-Тельский.

В Евразии:

59 – Персидского залива, 60 – Омано-Макранский, 61 – Истрия, 62 – Западно-Черноморский, 63 – Северо-Эгейский, 64 – Паннонский, 65 – Адриатический, 66 – Предкарпатско-Балканский, 67 – Сицилийский, 68 – Венский, 69 – Предальпийский, 70 – Ронский, 71 – Эбро, 72 – Аквитанский, 73 – Англо-Парижский, 74 – Рейнский, 75 – Центрально-Европейский, 76 – Западно-Шотландский, 77 – Норвежскоморский, 78 – Балтийский, 79 – Северо-Предкарпатский, 80 – Карпатский, 81 – Северо-Крымский, 82 – Днепровско-Припятский, 83 – Северо-Кавказский, 84 – Прикаспийский, 85 – Туранский, 86 – Афгано-Таджикский, 87 – Амударьинский, 88 – Южно-Каспийский, 89 – Волго-Уральский, 90 – Тимано-Печорский, 91 – Западно-Сибирский, 92 – Лено-Тунгусский, 93 – Лено-Вилуйский, 94 – Енисейско-Анабарский, 95 – Охотский, 96 – Сунляо, 97 – Тамцагско-Хайларский, 98 – Восточно-Гобийский, 99 – Преднанышаньский, 100 – Джунгарский, 101 – Таримский, 102 – Каракумский, 103 – Пенджабский, 104 – Камбейский, 105 – Ассамский, 106 – Фанг, 107 – Исикари-Западно-Сахалинский, 108 – Акита, 109 – Ниигата, 110 – Ляохэ, 111 – Бохайский, 112 – Желтоморский, 113 – Хуабэйский, 114 – Северо-Тайваньский, 115 – Вунг-Тау, 116 – Саравакский, 117 – Бондокский, 118 – Западно-Палаванский, 119 – Котабаты, 120 – Восточно-Калимантанский, 121 – Сиамский, 122 – Центрально-Суматринский, 123 – Южно-Суматринский, 124 – Северо-Яванский, 125 – Серамский, 126 – Вогелкоп.

Австралии:

127 – Северный Карнарвон, 128 – Дампьер, 129 – Гилсленд

Ключевые слова: трудноизвлекаемые нефти, индекс качества нефти, класс качества нефти, нефти с аномальными свойствами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36-40.
2. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения / под ред. А.А. Новикова. – Томск : В-Спектр, 2014. – 154 с.
3. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. Особенности физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей и условий их залегания // Газовая промышленность. – 2013. – № 696, спецвыпуск. – С. 45-49.
4. Лисовский Н.Н., Халимов Э.М. О классификации трудноизвлекаемых запасов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 6. – С. 33-35.
5. Yashchenko I.G., Polishchuk Y.M. Hard-to-recover oils: classification and analysis of quality features // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – № 11. – P. 64-70.
6. Пуртова И.П., Вариченко А.И., Шпуров И.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 21-26.
7. Ибраев В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири. – Тюмень : ОАО «Тюменский дом печати», 2006. – 208 с.
8. Шпуров И.В., Растрогин А.Е., Браткова В.Г. О проблеме освоения трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 95-97.
9. Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений. Избранные труды (1958-2000 гг.). – М. : ИГиРГИ, 2001. – 656 с.
10. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 11. – С. 44-50.
11. Лукьянов Э.Г., Тренин Ю.А., Деревягин А.А. Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти // Нефтегазовое дело. – 2008. – № 1. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (дата обращения 12.03.2016).
12. Якуцени С.П. Распространенность углеводородного сырья, обогащенного тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. – СПб. : Изд-во «Недра», 2005. – 372 с.
13. Бортников Н.С. Стратегические минеральные ресурсы российской Арктики и проблемы их освоения // Научно-технические проблемы освоения Арктики. Научная сессия Общего собрания членов РАН 16 декабря 2014 г. / Российская академия наук. – М. : Наука, 2014. – С. 40-47.
14. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Сравнительный анализ химического состава нефтей России на территории вечной мерзлоты и вне ее // Криосфера Земли. – 2007. – Т. 11, № 1. – С. 45-51.
15. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Геоинформационный анализ особенностей размещения и свойств нефтей на территории вечной мерзлоты // Геоинформатика. – 2010. – № 1. – С. 53-59.
16. Polishchuk Yu.M., Yashchenko I.G. Statistical Analysis of Regional Variation in the Chemical Composition of Eurasian Crude Oils // Petroleum Chemistry. – 2001. – Vol. 41, № 4. – P. 247-251.
17. Polichtchouk Yu.M., Yashchenko I.G. Possible Correlations between Crude Oil Chemical Composition and Reservoir Age // Journal of Petroleum Geology. – 2006. – Vol. 29, № 2 – P. 189-194.
18. Антониади Д.Г., Кошелев А.Т., Пустовой П.А. Проблемы повышения добычи нефти в условиях месторождений России // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 12. – С. 60-63.
19. Рыльков А.В., Потеряев В.В. Нафтеновые нефти мира (распространение, генезис, применение) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 1. – С. 32-43.
20. Дегтярев В.Н. О Банке качества нефти // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 3. – С. 62-63.