

Научная статья

УДК 553.982

DOI: 10.15372/KhUR2025651

EDN: MRBOVE

Низкопоровые коллекторы основных нефтегазоносных бассейнов России

И. Г. ЯЩЕНКО

Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Аннотация

В связи с истощением резервов традиционно добываемой нефти как в России, так и во всем мире разработка нефти из низкопоровых коллекторов актуальна и перспективна. Приведен статистический анализ распределения величины пористости в отложениях основных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) России – Волго-Уральском, Тимано-Печорском, Северо-Кавказском и Западно-Сибирском. Эти бассейны обладают большими резервами трудноизвлекаемой нефти из сложнопостроенных низкопоровых пластов. Представлены компьютерные карты размещения месторождений с низкопоровыми коллекторами. В Западно-Сибирском НГБ выявлено 15 таких месторождений, в Тимано-Печорском – 13, в Северо-Кавказском – 63, самое большое количество месторождений находится в Волго-Уральском НГБ – 82. Показана большая роль низкопоровых пород в нефтегазовом потенциале бассейнов, в Волго-Уральском НГБ сосредоточено 80 % российских запасов низкопоровых отложений. По литологическим характеристикам низкопоровые коллекторы в основном относятся к карбонатным отложениям, но пористость терригенных пород выше по сравнению с последними. Установлена приуроченность коллекторов к различным стратиграфическим отделам от кайнозоя до палеозоя, но большинство пород относится к палеозойскому возрасту. Проанализировано распределение низкопоровых коллекторов с возрастанием глубин. Показано, что пористость уменьшается на больших глубинах (более 5000 м) в 2–3 раза, при этом доля низкопоровых отложений по сравнению со средне- и высокопористыми породами с глубиной увеличивается. В перспективе на больших глубинах роль низкопоровых коллекторов как источника добычи трудноизвлекаемой нефти будет только расти.

Ключевые слова: трудноизвлекаемая нефть, месторождения, коллектор, пористость, нефтегазоносный бассейн, глубина, возраст

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания Института химии нефти СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации (НИОКТР № 121031500048-1).

Для цитирования: Ященко И. Г. Низкопоровые коллекторы основных нефтегазоносных бассейнов России // Химия в интересах устойчивого развития. 2025. Т. 33, № 2. С. 267–276. DOI: 10.15372/KhUR2025651. EDN: MRBOVE.

Low-permeable reservoirs of the main oil and gas basins of Russia

I. G. YASHCHENKO

Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russia

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Abstract

Oil production from low-permeable reservoirs is an urgent and promising issue because of the depleted reserves of oil extracted using traditional procedures, both in Russia and abroad. The statistical analysis of porosity distribution in the sediments of the main oil and gas basins (OGB) of Russia is presented: the Volga-Ural, Timan-Pechora, North Caucasus and West Siberian. These basins have large reserves of hard-to-recover oil from complex formations with low porosity. Computer maps of the deposits with low-pressure reservoirs are presented. In the West Siberian basin, 15 deposits of this kind have been identified, 13 deposits in the Timan-Pechora basin, 63 in the North Caucasus, and the largest number of deposits is located in the Volga-Ural basin – 82. The great role of low-porosity rocks in the oil and gas potential of basins is shown, 80 % of the Russian reserves of low-porosity sediments are concentrated in the Volga-Ural basin. According to lithological characteristics, low-permeable reservoirs mainly belong to carbonate sediments, but the porosity of terrigenous rocks is higher, compared to carbonate deposits. The presence of reservoirs in various stratigraphic layers has been established, starting from the Cenozoic and ending with the Paleozoic, but most rocks belong to the Paleozoic age. The distribution of reservoirs with low porosity is analysed as the depths increase. It is shown that porosity decreases at great depths (over 5000 m) by a factor of 2–3, while the proportion of low-porosity sediments increases with depth, compared to medium-pored and highly porous rocks. In the future, at great depths, the role of low-permeable reservoirs as the sources of hard-to-recover oil will only increase.

Keywords: hard-to-recover oil, deposits, reservoir, porosity, oil and gas basin, depth, age

ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на внушительный объем ресурсов углеводородов во всем мире, большая их часть (80–90 %) относится к разряду трудноизвлекаемых [1, 2]. К таким ресурсам относятся запасы, залегающие в сложных геологических условиях, освоение которых нуждается в применении новых методов и способов их разведки, добычи, переработки и транспортировки с учетом геолого-технических, экономических, социальных и экологических факторов [3, 4]. В табл. 1 приведена классификация основных видов трудноизвлекаемого углеводородного сырья (нефти и газа) и их прогнозные ресурсы.

По оценкам специалистов [1], прогноз мирового нефтепроизводства следующий: добыча тра-

диционной нефти в первой половине XXI века достигнет максимума, затем уровень добычи начнет снижаться ввиду истощения этих запасов. Трудноизвлекаемое углеводородное сырье станет основным источником нефтедобычи и нефтепереработки. Данные тенденции отражаются и в российском секторе нефтепроизводства.

В настоящее время Россия является ведущим участником мирового энергетического рынка: нефтяная отрасль нашей страны обеспечивает значительную долю в объеме поставок нефти и нефтепродуктов в основном в Азиатско-Тихоокеанский регион [1, 5]. Сохранение объемов добычи служит важным условием пополнения бюджета России и отстаивания геополитических интересов. Восполнение ресурсов и запасов углеводородов возможно путем продол-

ТАБЛИЦА 1

Классификация трудноизвлекаемых видов углеводородного сырья

Трудноизвлекаемые виды углеводородного сырья	Классификация и прогнозные ресурсы
Сланцевый газ	Газ, состоящий из метана, заключенный в микротрещинном пространстве газоносных сланцев. Прогнозные ресурсы – 200 трлн т ³
Метан угольных пластов	Природный газ, содержащийся в угленосных отложениях. Прогнозные ресурсы – 200 трлн т ³
Сверхтяжелая нефть	Нефть, имеющую плотность выше 1.0 г/см ³ . Прогнозные ресурсы – 0.3 трлн т.
Битумная нефть	Нефть, добываемая из битуминозных песчаников, представляющая собой смесь песка, глины, воды и нефтебитума с последующей частичной переработкой в синтетическую нефть. Прогнозные ресурсы – 0.4 трлн т
Нефть низкопористых и низкопроницаемых (плотных) пород	Нефть, содержащаяся в низкопроницаемых породах со смешанной литологией. Прогнозные ресурсы – 0.1 трлн т
Сланцевая нефть	Синтетическая нефть, полученная при технологической переработке горючих сланцев на основе керогена. Прогнозные ресурсы – 0.6 трлн т.

жения работ в привычных регионах добычи в России (Западно- и Восточно-Сибирские, Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Северо-Кавказский нефтегазоносные бассейны (НГБ) и др.) как в детально изученных отложениях (“традиционная” нефть), так и на новых нетрадиционных объектах. Среди таких новых перспективных направлений поиска и освоения нефтегазовых ресурсов, где возможен существенный прирост добычи нефти и газа, представляются следующие:

- глубокозалегающие горизонты;
- низкопористые и низкопроницаемые породы;
- освоение месторождений, содержащих тяжелые высоковязкие нефти;
- восстановление “старых” простаивающих скважин, добыча остаточных запасов;
- повышение коэффициента извлечения нефти и газа [1, 6].

Доля прогнозных ресурсов нефти из низкопористых отложений (НПО) составляет примерно 7–8 % суммы прогнозных ресурсов сверхтяжелой, битуминозной и сланцевой трудноизвлекаемой нефти (см. табл. 1). В России сосредоточены колоссальные запасы трудноизвлекаемой нефти из низкопористых коллекторов. К низкопористым и низкопроницаемым пластам относятся породы из баженовской, куонамской, доманиковой, абалакской и хадумской свит. В России нефтегазоносность в низкопористых породах-коллекторах установлена в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печорском и Волго-Уральском НГБ, в Предкавказье.

Канада и США в настоящее время в промышленных масштабах ведут добычу нефти из низкопористых отложений, к 2035 г. объем добычи нефти из низкопористых отложений Кана-

ды значительно увеличится и составит почти 25 млн т, в США – 102.3 млн т. По прогнозным оценкам, в скором времени рост добычи нефти из низкопористых отложений также будет установлен в Китае (около 10 млн т), Аргентине (около 7.4 млн т) и в Колумбии [2, 7].

В России на современном этапе не осуществляется масштабной разработки НПО, что подчеркивает актуальность восполнения ресурсов углеводородного сырья из низкопористых коллекторов. Значительный потенциал добычи нефти из низкопроницаемых отложений и несколько успешных проектов имеет баженовская свита Западно-Сибирского НГБ, разработка которой уже ведется компаниями “Роснефть”, “Лукойл”, “Сургутнефтегаз” и “Газпромнефть”. Россия может стать одним из мировых лидеров (после США и Канады) по добыче нефти из НПО, доведя объем добычи до 70 млн т к 2030 г. Для этого необходимо обеспечить государственную поддержку развития собственных технологий и инновационных проектов добычи трудноизвлекаемой нефти [1, 2, 6, 8–11].

Цель работы – изучение пространственного распределения месторождений с низкопористыми коллекторами на территориях основных НГБ России (Волго-Уральский, Западно-Сибирский, Северо-Кавказский и Тимано-Печорский), закономерностей изменения пористости пород в зависимости от глубины и возраста, физико-химических свойств залегаемой нефти.

МЕТОДЫ И ХАРАКТЕРИСТИКА ДАННЫХ

Для изучения распределения значений пористости в продуктивных отложениях основ-

ТАБЛИЦА 2

Частота встречаемости различных величин пористости продуктивных пород в нефтегазоносных бассейнах России

Нефтегазоносный бассейн	Пористость низкая (менее 5 %)		Пористость средняя (от 5 до 15 %)		Пористость высокая (более 15 %)	
	Количество месторождений	Количество образцов	Количество месторождений	Количество образцов	Количество месторождений	Количество образцов
Балтийский	2	2	21	31	1	1
Баренцево-Карский	–	–	1	1	5	15
Волго-Уральский	82	132	1072	3277	1045	3757
Днепровско-Припятский (территория России)	2	3	12	27	9	13
Енисейско-Анабарский	–	–	6	14	18	50
Западно-Сибирский	15	22	317	715	609	4179
Лено-Виллюйский	–	–	8	29	7	60
Лено-Тунгусский	6	19	38	165	8	21
Охотский	1	1	14	30	80	878
Прикаспийский (территория России)	2	2	26	42	13	27
Притихоокеанский	–	–	2	5	2	18
Северо-Кавказский (территория России)	63	98	162	301	280	812
Северо-Крымский	–	–	2	7	4	13
Тимано-Печорский	13	18	181	510	92	417
Всего	186	297	1862	5154	2173	10261

Примечание. Прочерк – данные отсутствуют.

ТАБЛИЦА 3

Распределение запасов нефти при различных величинах пористости продуктивных пород основных нефтегазоносных бассейнов России

Нефтегазоносный бассейн	Доля запасов нефти в пластах с различной пористостью, %		
	Пористость низкая (менее 5 %)	Пористость средняя (от 5 до 15 %)	Пористость высокая (более 15 %)
Волго-Уральский	81.52	56.35	31.63
Западно-Сибирский	2.99	36.78	60.25
Северо-Кавказский (территория России)	1.85	0.29	0.79
Тимано-Печорский	2.62	3.48	4.87

ных НГБ России применялись методы статистического анализа данных и геоинформационных систем. Исследования проведены на основе информации из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти и условиям ее залегания, созданной в Институте химии нефти СО РАН (Томск) [12–14]. В БД в настоящее время содержится информация о более 45 600 образцах нефти из 7247 месторождений 195 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на разных континентах. Объектом исследования служили месторождения с пористостью пород коллекторов не выше 5 %, такие коллекторы называются низкопоровые. Кроме того, по классификации, основанной на характеристике пористости, кол-

лекторы делятся на среднепоровые (пористость от 5 до 15 %) и высокопоровые (пористость пород выше 15 %) [12, 15].

Для статистического анализа на основе информации из указанной выше БД сформированы выборки с различными значениями пористости пород: пористость больше 15 % – массив данных содержит 10 261 образец из 2173 месторождений 14 НГБ России, пористость от 5 до 15 % – 5154 образца из 1862 месторождений 14 НГБ, пористость до 5 % – 297 образцов из 186 месторождений 9 НГБ России. В табл. 2 представлено распределение числа месторождений и образцов по значению пористости продуктивных отложений в различных российских НГБ.

Приведенные данные (см. табл. 2) свидетельствуют о том, что подавляющее число залежей сосредоточено в коллекторах, пористость которых выше 15 %. В низкопоровых коллекторах с пористостью менее 5 % содержится наименьшее количество залежей. Низкопоровые коллекторы в основном характерны для пород баженовской, доманиковой, абалакской и хадумской свит Волго-Уральского, Западно-Сибирского, Северо-Кавказского и Тимано-Печорского НГБ. Наибольшее количество месторождений с низкопоровыми коллекторами находится в Волго-Уральском и Северо-Кавказском НГБ (суммарная доля месторождений – более 78 %), доля месторождений Западно-Сибирского и Тимано-Печорского НГБ – 8 и 7 % соответственно.

Распределение запасов нефти из коллекторов различной пористости основных НГБ России представлено в табл. 3.

Самые большие запасы НПО сосредоточены в Волго-Уральском НГБ: уникальными являются Таймузинское, Цветаевское, Малышевское, крупными – Буруновское, Ишимбайское, Шкаповское, Серафимовское – из Башкортостана и Архангельское – из Татарстана. В Западно-Сибирском НГБ уникальным по запасам является месторождение Салымское (ХМАО), в Северо-Кавказском НГБ крупные по запасам – это Малгобек-Горское (Чеченская Республика) и Сарматское (шельф Каспийского моря) месторождения.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Пространственное распределение месторождений нефти с залежами низкой пористости

На рис. 1 представлены карты распределения месторождений нефти с низкопоровыми коллекторами на территориях основных НГБ России – Волго-Уральском, Западно-Сибирском, Северо-Кавказском и Тимано-Печорском.

В Волго-Уральском НГБ (см. рис. 1, а) месторождения с НПО размещены практически повсеместно, но большинство находится на восточных (45 месторождений в Башкортостане, 5 – в Оренбургской и 2 – в Свердловской областях) и южных границах бассейна (15 – в Саратовской и 3 – в Волгоградской областях). В центральной части бассейна, в Татарстане, находится 7 месторождений. В Западно-Сибирском НГБ (см. рис. 1, б) показано 15 месторождений с НПО: основная часть (8 месторождений в Томской области и 1 месторождение в Новосибирской области) сосредоточена на юго-востоке

бассейна, 3 – в ХМАО (Салымское, Правдинское и Верхне-Шапшинское) и 3 – на севере НГБ в ЯНАО (Восточно-Ярайнерское, Южно-Пырейное и Южно-Пямалияхское). Подавляющее число месторождений Северо-Кавказского НГБ (см. рис. 1, в) находится в Чеченской Республике в южной части бассейна (25 месторождений). В центральной части, в Ставропольском крае и Республике Дагестан расположено 19 и 10 месторождений соответственно. Самое северное месторождение (Тенгутинское) находится в Калмыкии, самое западное (Бейсугское) – в Краснодарском крае. В Тимано-Печорском НГБ (см. рис. 1, г) большинство месторождений с НПО сосредоточено на арктических территориях Ненецкого автономного округа, в Республике Коми – 4 месторождения (Возейское, Кожимское, Курьинское и Средне-Макарихинское).

Анализ литологических особенностей низкопоровых коллекторов

В литологическом отношении низкопоровые коллекторы отличаются высокой степенью неоднородностей и сложностью строения [15]. В табл. 4 представлено распределение терригенных и карбонатных пород в низкопоровых коллекторах НГБ с указанием средних значений пористости для каждого типа коллекторов. Показано, что пласты с низкой пористостью преимущественно сложены из карбонатных отложений – от 80 (в Западно-Сибирском НГБ) до 88.9 % (в Тимано-Печорском НГБ). Терригенные породы представлены в основном песчаниками, песками, доля их составляет от 11.1 (в Тимано-Печорском НГБ) до 20 % (в Западно-Сибирском НГБ). Отличительная особенность карбонатных коллекторов заключается в большом разнообразии типов пород, их частом переслаивании и взаимозаменяемости. Карбонатные породы по химическим свойствам являются более активными, что приводит к изменчивости коллекторских показателей пластов и отражается на физико-химических характеристиках залегаемой нефти, терригенные коллекторы более однородны и стабильны.

Для продуктивных терригенных пород низкопоровых коллекторов характерны более высокие значения пористости, чем для карбонатных (см. табл. 4). Среднее значение пористости для терригенных коллекторов изменяется от 1.74 (Северо-Кавказский НГБ) до 4.10 % (Тимано-Печорский НГБ), а для карбонатных – от 1.71 (Северо-Кавказский НГБ) до 3.35 % (Западно-Сибирский НГБ). Следует отметить, что самыми низкопоровыми породами характеризуются кол-

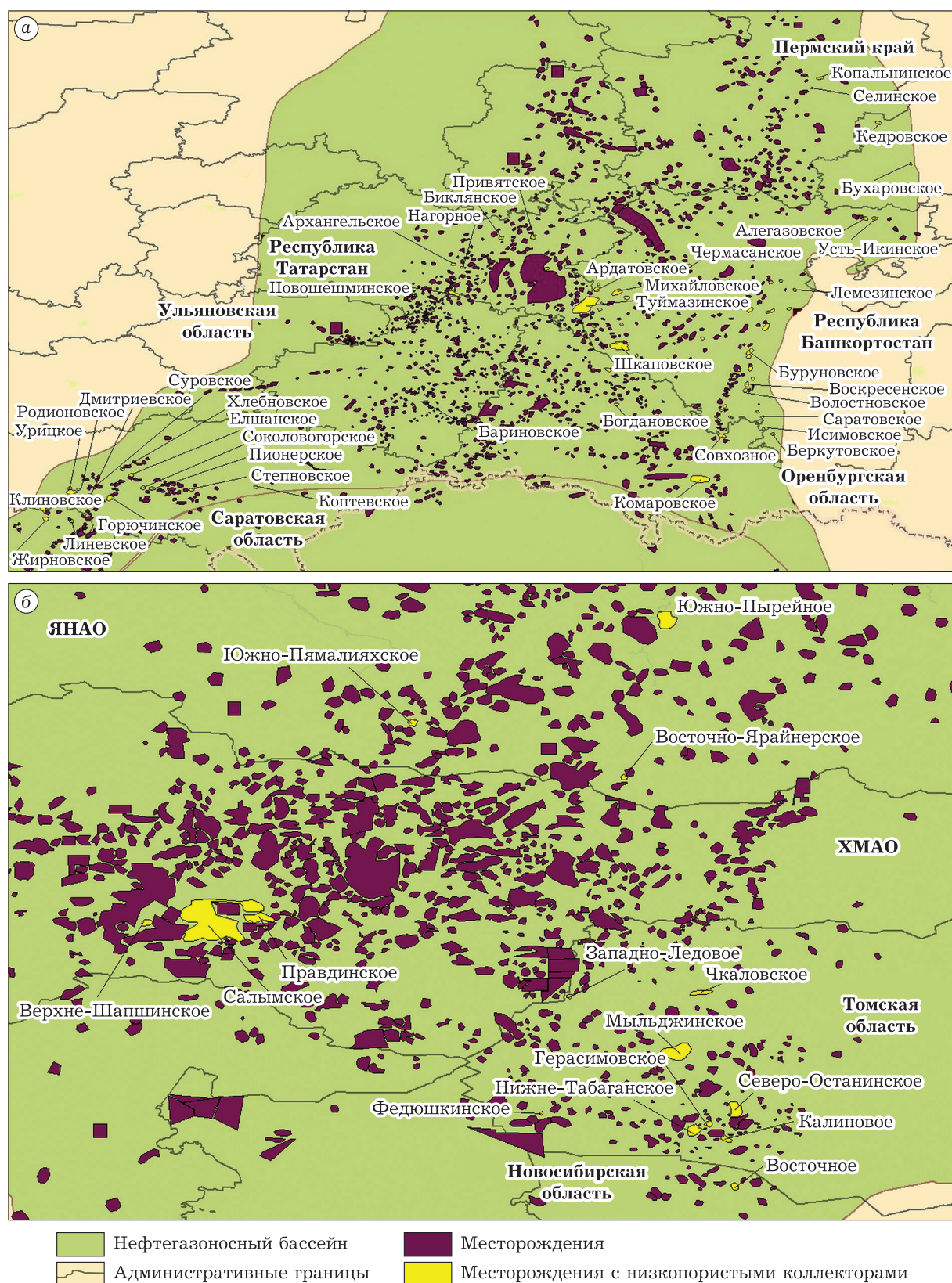


Рис. 1. (Начало).

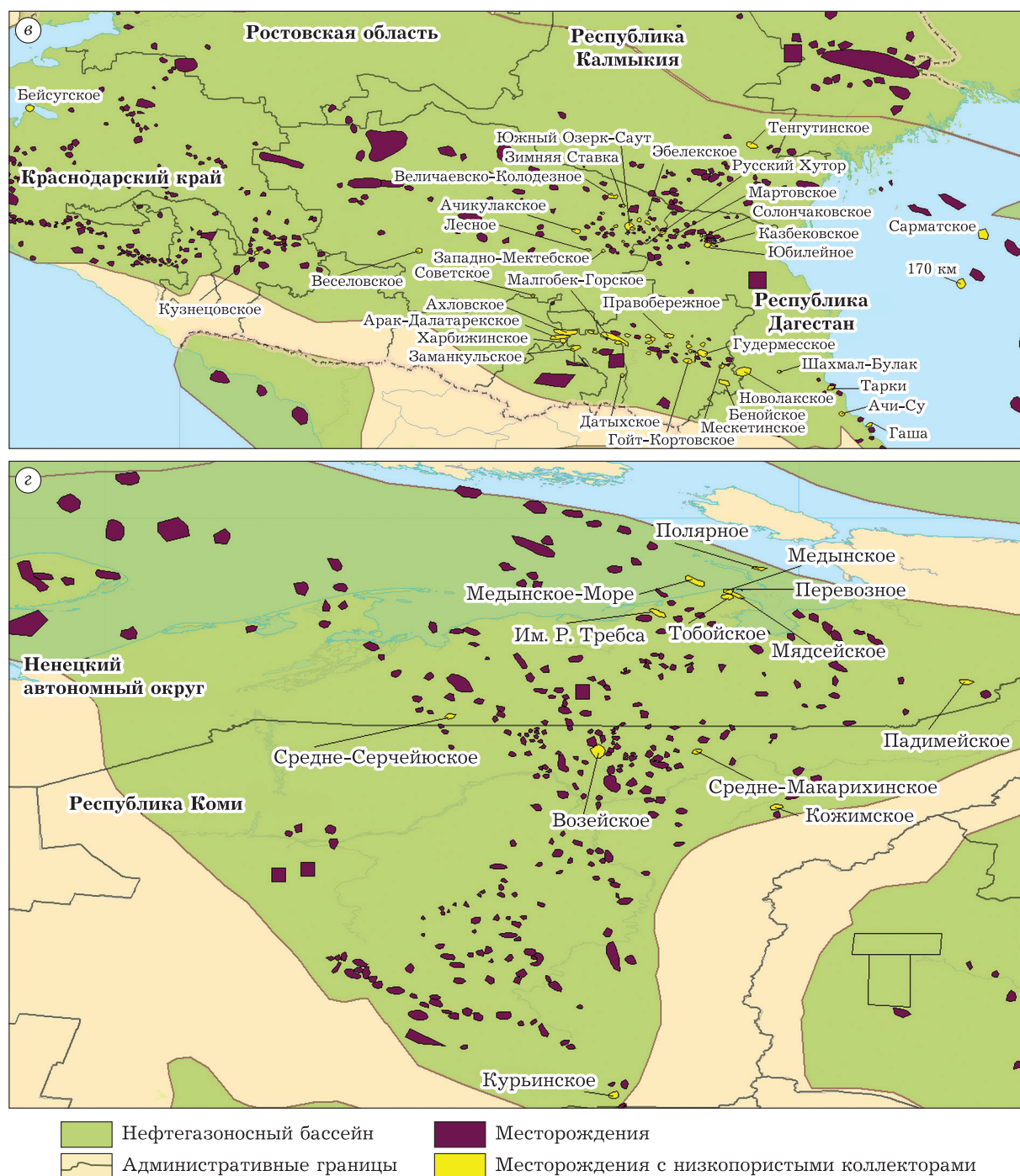


Рис. 1. (Окончание). Карты размещения месторождений с низкопористыми коллекторами в Волго-Уральском (а), Западно-Сибирском (б), Северо-Кавказском (в) и Тимано-Печорском (г) нефтегазоносных бассейнах.

лекторы Северо-Кавказского НГБ как терригенного типа, так и карбонатного.

Стратиграфическое распределение пород низкопористых коллекторов

Проанализирована приуроченность низкопористых коллекторов рассматриваемых НГБ к различным по возрасту отложениям. В табл. 5

показано, что в Волго-Уральском НГБ низкопористые коллекторы встречаются в нижнепермских-верхнедевонских пластах палеозоя, пористость при этом изменяется от 2.86 до 3.63 %. В Западно-Сибирском НГБ палеозойские отложения составили большинство записей в БД, пористость изменяется в интервале 1.00–3.98 %. В Северо-Кавказском НГБ наименьшее количество записей в БД зафиксировано в олигоцене и

ТАБЛИЦА 4

Частота встречаемости терригенных и карбонатных пород в различных типах низкопоровых коллекторов с указанием средней пористости для каждого нефтегазоносного бассейна (НГБ)

Тип низкопорового коллектора	Волго-Уральский НГБ		Западно-Сибирский НГБ		Северо-Кавказский НГБ (Россия)		Тимано-Печорский НГБ	
	Число залежей (доля, %)	Пористость, %	Число залежей (доля, %)	Пористость, %	Число залежей (доля, %)	Пористость, %	Число залежей (доля, %)	Пористость, %
Терригенный	13 (11.3)	2.75	3 (20)	3.67	11 (11.5)	1.74	2 (11.1)	4.10
Карбонатный	102 (88.7)	2.72	12 (80)	3.35	85 (88.5)	1.71	16 (88.9)	2.66

ТАБЛИЦА 5

Частота встречаемости отложений низкопоровых коллекторов в стратиграфических отделах с указанием средней пористости пород

Возраст	Число залежей	Пористость, %
Волго-Уральский бассейн		
Палеозой – нижняя пермь	7	4.59
Палеозой – средний карбон	12	2.86
Палеозой – нижний карбон	10	3.61
Палеозой – верхний девон	7	3.63
Западно-Сибирский бассейн		
Мезозой – верхняя юра	3	3.98
Мезозой – средняя юра	1	1.00
Палеозой	7	3.26
Северо-Кавказский бассейн (Россия)		
Кайнозой – олигоцен	1	2.00
Мезозой – верхний мел	8	2.40
Мезозой – нижний мел	11	1.76
Мезозой – верхняя юра	4	0.93
Мезозой – триас	3	4.33
Палеозой – нижняя пермь	1	0.40

нижнепермском отделе, большинство залежей находится в мезозое от верхнемелового до верхнеюрского отдела. Информация о возрасте пород низкопоровых коллекторов Тимано-Печорского НГБ отсутствует в БД. В работе [15] отмечено, что в этом бассейне породы приурочены к верхнему девону и нижнему силуру палеозоя. Следует отметить, что в целом низкопоровые коллекторы в большинстве случаев приурочены к палеозойским пластам (более 55 % общего количества залежей).

Установлено, что пористость пород в среднем уменьшается с увеличением их возраста: в Волго-Уральском НГБ – от 4.59 до 3.63 %, в Западно-Сибирском НГБ – от 3.98 до 3.26 %, в Северо-Кавказском НГБ – от 2.4 до 0.4 % (см. табл. 5). Следовательно, с увеличением возраста пород коллекторские фильтрационно-емкостные харак-

теристики ухудшаются и осложняются условия разработки НПО.

Распределение низкопоровых коллекторов по глубине залегания

Низкопоровые коллекторы достаточно широко распространены по глубине залегания (табл. 6) – от малых глубин до 6000 м, особенно это видно на примере Северо-Кавказского и Тимано-Печорского НГБ. В Северо-Кавказском бассейне НПО находятся в интервале от 5000 до 6000 м в месторождениях Андреевское, Северо-Джалкинское и Новолакское, в Тимано-Печорском бассейне глубокозалегающими залежами отличаются месторождения Среднемакарихинское, им. Р. Требса, Перевозное. В Волго-Уральском НГБ низкопоровые коллекторы в основном находятся на средних глубинах – от 2000 до 4000 м (см. табл. 6), самые глубокозалегающие пласты в Белоглинском, Беркутовском и Тавакановском месторождениях. В Западно-Сибирском НГБ распределение по глубине низкопоровых коллекторов подобно Волго-Уральскому бассейну – от 2000 до 4000 м (см. табл. 6), самые глубокозалегающие находятся в месторождениях Южно-Пямалихское, Южно-Пырейное и Нижнетабганское.

По данным табл. 6 установлена зависимость увеличения доли низкопоровых коллекторов с возрастанием глубин. Так, для всех российских бассейнов доля низкопоровых коллекторов на глубине до 6000 м составила в среднем 65 %. Для отложений рассматриваемых бассейнов данная тенденция в целом сохраняется, особенно это четко проявляется на примере залегания отложений Северо-Кавказского НГБ – доля низкопоровых коллекторов с ростом глубины выросла от 0.35 % на малых глубинах до 72 % на глубине ниже 5000 м (см. табл. 6). Однозначно можно заключить, что на больших глубинах будут иметь место низкопоровые коллекторы. Это еще раз подчеркивает важность их изучения.

ТАБЛИЦА 6

Частота встречаемости залежей с разной глубиной залегания

Пористость	Число залежей					
	Глубина залегания залежей, м					
	0–1000	1000–2000	2000–3000	3000–4000	4000–5000	5000–6000
Нефтегазоносные бассейны России						
Низкая (менее 5 %)	37	74	77	48	27	13
Средняя (от 5 до 15 %)	590	1857	1306	769	143	7
Высокая (более 15 %)	1192	4230	3534	450	7	–
Доля низкопоровых коллекторов, %	2.03	1.20	1.57	3.79	16.17	65.00
Волго-Уральский бассейн						
Низкая (менее 5 %)	31	61	17	6	–	–
Средняя (от 5 до 15 %)	492	1570	549	198	78	1
Высокая (более 15 %)	442	2291	507	54	–	–
Доля низкопоровых коллекторов, %	3.21	1.56	1.58	2.30	–	–
Западно-Сибирский бассейн						
Низкая (менее 5 %)	–	–	19	3	–	–
Средняя (от 5 до 15 %)	2	13	440	218	–	–
Высокая (более 15 %)	96	1085	2572	137	–	–
Доля низкопоровых коллекторов, %	–	–	0.63	0.84	–	–
Северо-Кавказский бассейн (Россия)						
Низкая (менее 5 %)	1	2	26	29	23	13
Средняя (от 5 до 15 %)	46	34	38	127	35	5
Высокая (более 15 %)	235	175	167	202	6	–
Доля низкопоровых коллекторов, %	0.35	1.80	11.25	8.10	35.94	72.22
Тимано-Печорский бассейн						
Низкая (менее 5 %)	1	3	1	10	3	–
Средняя (от 5 до 15 %)	31	98	133	186	25	–
Высокая (более 15 %)	110	200	49	5	–	–
Доля низкопоровых коллекторов, %	0.70	0.99	0.55	4.80	10.71	–

Примечание. Прочерк – данные отсутствуют.

ТАБЛИЦА 7

Пористость пород низкопоровых коллекторов на различной глубине залегания

Нефтегазоносный бассейн	Пористость, %					
	Глубина залегания залежей, м					
	0–1000	1000–2000	2000–3000	3000–4000	4000–5000	5000–6000
Нефтегазоносные бассейны России	3.04	3.51	2.63	2.24	0.89	0.62
Волго-Уральский бассейн	3.10	3.47	2.04	3.33	–	–
Западно-Сибирский бассейн	–	–	3.53	3.75	–	–
Северо-Кавказский бассейн (Россия)	2.00	4.50	2.00	1.76	1.23	0.68
Тимано-Печорский бассейн	4.50	4.23	0.50	2.33	1.85	–

Примечание. Прочерк – данные отсутствуют.

Рассчитаны значения пористости низкопоровых отложений с ростом глубины залегания (табл. 7). Практически для всех бассейнов (кроме Волго-Уральского НГБ) выявлена тенденция уменьшения значения пористости с увеличением глубины. Так, для нефтегазоносной территории России в отложениях ниже 5000 м пористость в среднем меньше 1 %, а на малых глубинах (до 1000 м) – от 2 до 4 %. Уменьшение пористости происходит в 2–3 раза, что важно

учитывать при прогнозировании низкопоровых коллекторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На современном этапе важное место в решении проблем нефтегазового комплекса занимает задача восполнения запасов углеводородов, обеспечения объемов добычи на высоком

уровне. Среди перспективных направлений поиска и освоения нефтегазовых ресурсов, где возможен существенный прирост запасов, – это разработка отложений с низкой пористостью. Доля прогнозных ресурсов нефти из низкопористых отложений составляет примерно 7–8 % как в мире, так и в России. В статье приводится информация по наиболее значимым для России регионам скопления трудноизвлекаемой нефти из низкопористых пластов, которая в будущем займет одно из главных мест в сырьевой базе углеводородов. Представлены компьютерные карты размещения месторождений с низкопористыми коллекторами на территории основных российских нефтегазоносных бассейнов – Волго-Уральского (82 месторождения), Западно-Сибирского (15 месторождений), Северо-Кавказского (63 месторождения) и Тимано-Печорского (13 месторождений). В Западно-Сибирском и Тимано-Печорском бассейнах пока открыто небольшое количество месторождений в низкопористых породах, основные запасы нефти из низкопористых отложений сосредоточены в Волго-Уральском бассейне.

Проведен статистический анализ низкопористых коллекторов с различными литологическими характеристиками. Показано, что пласты с низкой пористостью преимущественно (80–85 %) сложены из карбонатных отложений. Приведены данные распределения количества низкопористых залежей в разных стратиграфических отделах бассейнов. Установлено, что низкопористые породы в большей части приурочены к палеозойским отложениям (более 55 % общего количества залежей).

Проанализировано распределение низкопористых коллекторов с возрастанием глубин. Показано, что пористость уменьшается на больших глубинах (более 5000 м) в 2–3 раза, при этом доля НПО по сравнению со средне- и высокопористыми породами с глубиной увеличивается. В перспективе на больших глубинах роль низкопористых коллекторов как источников добычи трудноизвлекаемой нефти будет только расти.

В США и Канаде в низкопористых породах открыт целый ряд значительных по запасам месторождений нефти и газа. Россия, где сосредоточены огромные запасы углеводородов в НПО, в настоящее время не осуществляет их масштабной разработки, но она может стать одним из мировых лидеров по добыче нефти из низкопористых коллекторов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Носков А., Казаков М. Перспективы использования нетрадиционного углеводородного сырья в ТЭК России // Энергетическая политика. 2021. № 5 (159). С. 14–25.
2. Бахтизина Н. В. Освоение мировых ресурсов нетрадиционной нефти: вызовы для России // Нац. интересы: приоритеты и безопасность. 2013. Т. 9, № 35 (224). С. 30–35.
3. Шустер В. Л., Пуанова С. А. Нетрадиционные трудноизвлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 3 (63). С. 14–18.
4. Малюков В. П., Олмасханов Н. П. Воздействие на окружающую среду при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Горн. информ.-аналит. бюл. (науч.-техн. журн.). 2016. № 12. С. 270–278.
5. Миляев Д. В., Савельева А. Д. Оценка перспективности освоения сланцевой нефти куонамской свиты Восточной Сибири в современных условиях // Вестн. Томского гос. ун-та. Экономика. 2017. № 40. С. 68–82.
6. Абукова Л. А., Шустер В. Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 7 (53). С. 12–15.
7. Муслимов Р. Х., Плотникова И. Н. Основные проблемы освоения залежей нетрадиционных углеводородов в ультранизкопроницаемых и сланцевых отложениях // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 3. С. 198–205.
8. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю. Нефтегазоносные сланцы Восточно-Европейской платформы // Oil & Gas Journal Russia. 2014. № 1–2. С. 48–52.
9. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю. Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ и низкопроницаемых коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 6. С. 4–15.
10. Морариу Д., Аверьянова О. Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база. Возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. журн. 2013. Т. 8, № 1. Ст. 13. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2013/3_2013.html (дата обращения: 02.11.2024).
11. Прищепа О. М., Аверьянова О. Ю., Ильинский А. А., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб.: ВНИГРИ, 2014. 323 с.
12. Ященко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. Томск: В-Спектр, 2014. 153 с.
13. Аббасова С. В. Анализ, классификация и оценка качества трудноизвлекаемых нефтей: современное состояние проблемы // Азербайджанское нефтян. хоз-во. 2022. № 2. С. 27–32.
14. Akhmetov D. A., Efendiyev G. M., Karazhanova M. K., Koylibaev B. N. Classification of hard-to-recover hydrocarbon reserves of Kazakhstan with the use of fuzzy cluster-analysis // 13th International Conference on Theory and Application of Fuzzy Systems and Soft Computing – ICAFS-2018. Cham: Springer, 2019. P. 865–872.
15. Булач М. Х., Белоновская Л. Г., Гмид Л. П. Низкопористые коллекторы нефтегазоносных провинций России и СНГ // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. журн. 2007. Т. 2. Ст. 33. URL: <https://www.ngtp.ru/rub/10/029.pdf> (дата обращения: 02.11.2024).