

УДК 553.982

DOI: 10.15372/ChUR2024552

EDN: ORPQXU

Особенности условий залегания баженовских, доманиковых и куонамских отложений нефтегазоносных бассейнов России

И. Г. ЯЦЕНКО

*Институт химии нефти СО РАН,
Томск, Россия**E-mail: sric@ipc.tsc.ru*

(Поступила 15.12.2023; принята к печати 22.12.2023)

Аннотация

С использованием информации из базы данных Института химии нефти СО РАН и методов статистического и пространственного анализа географических информационных систем проведена оценка данных об условиях залегания нефтей баженовской, доманиковой и куонамской свит нефтегазоносных территорий России, разработка которых позволит открыть новые источники увеличения добычи нефти. Представлены цифровые карты размещения месторождений доманиковых и куонамских отложений на территории Волго-Уральского, Тимано-Печорского и Лено-Тунгусского нефтегазоносных бассейнов. Показано распределение нефтей из указанных отложений по глубине залегания в каждом бассейне. Установлены литологические особенности пород коллекторов. Определены средние значения пластовых параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства залежей указанных отложений. Для проведения анализа условий залегания баженовской нефти использована выборка объемом 2833 образцов нефти из 127 месторождений Западно-Сибирского бассейна, доманиковой нефти – 407 образцов из 195 месторождений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, куонамской нефти – 117 образцов из 28 месторождений Лено-Тунгусского бассейна. Проведен сравнительный анализ геолого-физических характеристик, оказывающих непосредственное влияние на режим разработки и эффективность используемых технологий извлечения этих трудноизвлекаемых нефтей: проницаемость и пористость пород, пластовые температура и давление. Показано, что доманиковые и куонамские отложения наиболее близки по характеристикам к коллекторам разработанных в США месторождений сланцевой нефти, что указывает на возможность эффективного применения положительного опыта этой страны для российских месторождений. Результаты исследования могут быть использованы при разработке новых и совершенствовании существующих методов и технологий добычи и переработки трудноизвлекаемых нефтей исследуемых отложений.

Ключевые слова: трудноизвлекаемая нефть, коллектор, пористость, проницаемость, условия залегания

ВВЕДЕНИЕ

Успехи и перспективы добычи сланцевой нефти за рубежом привлекли значительный интерес геологов и нефтяников к подобным объектам на территории России: баженовской свите (БС) в Западной Сибири, доманиковой свите (ДС) в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах, куонамской свите (КС) в Лено-Тунгусском бассейне как к новым объектам поиска

трудноизвлекаемой нефти в сложно построенных коллекторах.

Первое место по масштабам нефтеобразования занимает БС Западно-Сибирской платформы, второе – ДС Восточно-Европейской платформы, третье – КС Сибирской платформы [1]. В работе [1] приведены основные параметры углеводородного потенциала перечисленных свит.

В США в последние годы активизировалась разработка подобных объектов с нетрадицион-

ТАБЛИЦА 1

Основные параметры углеводородного потенциала баженовской, доманиковой и куонамской свит

Свита	Мощность, м	Площадь развития, тыс. км ²	Суммарная генерация нефти, млрд т	Суммарная генерация УВ-газа, трлн м ³
Баженовская свита (Западно-Сибирский НГБ)	10–1000 Среднее значение 30–40	1500	5700	1800
Доманиковская свита (Волго-Уральский НГБ)	10–200 Среднее значение 30–100	600	2093	339
Доманиковская свита (Тимано-Печорский НГБ)	10–300 Среднее значение 30–150	190	587	115
Куонамская свита (Лено-Тунгусский НГБ)	30–100 Среднее значение 40–50	634	1252	358

Примечание. НГБ – нефтегазоносный бассейн; УВ-газ – углеводородный газ.

ными коллекторами (сланцевые и плотные), наблюдается рост добычи из этих отложений, наиболее крупные залежи относятся к провинциям Bakken, Haynesville, Niobrara, Utica, Antrim, Eagle Ford, New Albany и др. [2]. Ожидается, что ресурсы из нетрадиционных залежей будут в будущем обеспечивать основной рост добычи нефти и газа при высоких инвестициях в их разработку. Российские баженовские, доманиковые и куонамские отложения распространены на больших территориях, ресурсный потенциал данных отложений очень высок (табл. 1). Однако, как подчеркивают многие исследователи [2–8], они слабо разрабатываются, например: баженовские отложения введены в разработку на некоторых месторождениях (Салымское и др.), а в доманиковых и куонамских отложениях добыча не ведется. Недостаточная изученность особенностей условий залегания нефтей БС, ДС и КС, затрудняющая как оценку перспектив и объемов наращивания углеводородного потенциала, так и определение направлений развития отечественного нефтегазодобывающего комплекса, определяет актуальность работы. Исследуемые отложения очень разнообразны по литологическому составу, структуре, геологическим и пластовым характеристикам. В связи с этим цель настоящей работы – выявление особенностей условий залегания трудноизвлекаемых нефтей из баженовских, доманиковых и куонамских отложений с использованием информации из базы данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, созданной в Институте химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН, Томск).

МЕТОДЫ И ХАРАКТЕРИСТИКА ДАННЫХ

Методологическую базу исследования представляют статистические методы анализа информации: сравнительный анализ, корреляционно-регрессионный анализ. Для изучения простран-

ственного распределения трудноизвлекаемых нефтей применялась созданная в ИХН СО РАН геоинформационная система (ГИС) на базе ArcGis 10.8 “Трудноизвлекаемые нефти мира”, перспективная для изучения пространственных, временных, геологических, термобарических, литологических и других закономерностей условий залегания такого типа нефтей на территориях различного масштаба – от континентов до регионального уровня. С использованием данной ГИС выявлены и определены районы локализации трудноизвлекаемых нефтей из БС, ДС и КС.

Исследования проведены на основе информации из БД по физико-химическим свойствам нефтей мира [9, 10], в которой в настоящее время содержатся информационные описания более 45 600 образцов нефти из 7460 месторождений 195 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) на разных континентах. Объектом исследования являются месторождения из баженовских, доманиковых и куонамских отложений на территории следующих НГБ: Западно-Сибирского (ЗСНГБ), Волго-Уральского (ВУНГБ), Тимано-Печорского (ТПНГБ) и Лено-Тунгусского (ЛТНГБ).

Для проведения исследования особенностей условий залегания нефти (глубина залегания, литологический состав коллекторов, пластовые температура и давление, пористость и проницаемость пород) указанных свит на основе информации из БД сформированы выборки в количестве 2833 образца из 127 месторождений БС, 407 образцов из 195 месторождений ДС и 117 образцов из 28 месторождений КС.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Особенности условий залегания нефтей баженовской свиты

В России баженовские отложения выступают как основной ресурс увеличения нефте-

ТАБЛИЦА 2

Информация о месторождениях баженовской свиты

Регион	Количество месторождений / образцов нефтей в БД*	Количество месторождений по категории запасов
Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО)	88 месторождений /1646 образцов	Уникальные – 8 Крупные – 11 Средние – 31 Мелкие – 35
Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО)	15 месторождений /880 образцов	Уникальные – 1 Крупные – 4 Средние – 5 Мелкие – 5
Томская область (ТО)	21 месторождений / 287 образцов	Крупные – 2 Средние – 5 Мелкие – 10
Новосибирская область	3 месторождения /20 образцов	Нет данных

* База данных, созданная в Институте химии нефти СО РАН.

ТАБЛИЦА 3

Литологический состав коллекторов баженовской свиты в регионах Западной Сибири

Литология коллектора	Доля образцов, % (количество)		
	ТО	ХМАО	ЯНАО
Аргиллиты	19.3 (18)	3.6 (19)	7.6 (37)
Битуминовые аргиллиты и глины	–	5.3 (28)	0.4 (2)
Глины	–	0.7 (4)	–
Карбонаты	–	0.2 (1)	–
Песчаники	80.7 (75)	63.7 (339)	45.0 (220)
Песчано-алевролитовые коллекторы	–	21.4 (114)	45.6 (223)
Терригены	–	5.1 (27)	1.4 (7)
Всего образцов	100 (93)	100 (532)	100 (489)

Примечание. Обозн. регионов см. табл. 2.

добычи страны в условиях уменьшения запасов традиционных по физико-химическим свойствам и условиям залегания нефтей. Ресурсный потенциал БС очень высок. Как известно [1], она распространена в ЗСНГБ на территории более 1 млн км² (см. табл. 1), отличается высокой степенью неоднородности и особой сложностью геологического строения.

Нефти БС представлены в базе данных 2833 образцами из 127 месторождений Западной Сибири. В табл. 2 дана общая характеристика информации о количестве месторождений и числе образцов в БД в регионах Западной Сибири. Более подробный анализ пространственного распределения месторождений БС представлен в работе [11].

Согласно [1, 2], БС, распространенная на площади около 1.5 млн км², отличается высокой степенью литологической неоднородности и сложностью геологического строения с чередованием

пластов терригенных пород: песчаников, уплотненных глин (аргиллитов), алевролитов, углестых и слабобитуминовых глин и угольных пластов. По нашим данным, распределение по литологическим характеристикам залежей в среднем следующее: песчаники составили более 56 %; песчано-алевролитовые коллекторы – почти 30 %; аргиллиты – более 7 %; терригены, битуминовые аргиллиты и глины – по 3 %; глины – меньше 1 %. В табл. 3 представлен литологический состав коллекторов месторождений БС каждого административного региона.

Установлен отличительный минералогический состав пластов БС рассматриваемых административных регионов Западной Сибири (см. табл. 3). Видно, что самый разнообразный минералогический состав коллекторов установлен для месторождений Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО). В месторождениях Томской области (ТО) присутствуют только породы ар-

ТАБЛИЦА 4

Частота встречаемости значений проницаемости пород для нефтей баженовской свиты в различных регионах

Проницаемость, мкм ²	Количество образцов		
	ТО	ХМАО	ЯНАО
Низкая (менее 0.5 мкм ²)	33	488	100
Средняя (0.05–0.5 мкм ²)	8	341	113
Высокая (более 0.5 мкм ²)	4	32	24
Всего образцов	45	861	237
Доля от общего числа образцов, %	3.9	75.4	20.7

Примечание. Обозн. регионов см. табл. 2.

гиллитов и песчаников. В целом песчаники продуктивных пластов месторождений БС на территориях изученных регионов занимают лидирующее положение, их доля составляет от 80 % (в ТО) до 45 % (в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО)). В ХМАО и ЯНАО большая доля принадлежит песчано-алевролитовым коллекторам – 21.4 и 45.6 % соответственно. В коллекторах ТО и ЯНАО доля аргиллитов составляет существенную величину, тогда как в месторождениях ХМАО в среднем их доля мала. При этом в продуктивных пластах месторождений ХМАО больше всего битуминозных аргиллитов, глин и терригенных. В целом установлено, что породы коллекторов в БС относятся к терригенному типу, что подтверждается и литературными данными [1, 4, 6, 8].

Известно [1, 4, 11], что термобарические фильтрационно-емкостные показатели залежей являются одними из наиболее важных характеристик условий залегания нефти, ее качества и свойств. Средние значения пластовых показателей баженовских отложений представлены в работе [11] как в целом для бассейна, так и для отдельных регионов. Выявлено, что пластовая температура БС в ТО – самая высокая, но проницаемость и пористость – самые низкие. В ЯНАО в среднем самая низкая температура залежей, но проницаемость и пористость имеют самые высокие значения: проницаемость и пористость выше на 42 и 20 % соответственно, а пористость выше на 20 % по сравнению с данными по ТО.

Как следует из данных табл. 4, 54 % образцов находятся в пластах с низкой проницаемостью (менее 0.5 мкм²): в ТО таких образцов всего 33, в ЯНАО – 100 образцов, наибольшее количество образцов приходится на залежи ХМАО (488). В пластах с проницаемостью пород от 0.05 до 0.5 мкм² залегает более 40 % образцов нефти, из них всего 8 образцов из ТО,

ТАБЛИЦА 5

Частота встречаемости значений пористости пород для нефтей баженовской свиты в различных регионах

Пористость, %	Количество образцов		
	ТО	ХМАО	ЯНАО
Низкая (менее 5 %)	1	5	Нет
Средняя (от 5 до 15 %)	10	120	61
Высокая (более 15 %)	43	789	277
Всего образцов	54	914	338
Доля от общего числа образцов, %	4.1	70.0	25.9

Примечание. Обозн. регионов см. табл. 2.

113 образцов из ЯНАО, остальные – в месторождениях ХМАО (341). Образцов, залегающих в породах с проницаемостью более 0.5 мкм², всего 5 % и большинство составили образцы из месторождений ХМАО и ЯНАО. Таким образом установлено, что большинство образцов нефтей БС находятся в низкопроницаемых коллекторах, а наименьшее их количество – в высокопроницаемых коллекторах.

В табл. 5 для каждого изученного региона представлены закономерности распределения образцов, залегающих в пластах БС разной пористости. Оказалось, что образцов нефти в коллекторах с пористостью менее 5 % мало – всего 0.5 %, в пластах с пористостью от 5 до 15 % находится более 14 % образцов, в породах с высокой пористостью (более 15 %) выявлено 85 % образцов. Установлено для каждого региона, что большинство образцов нефти залегает в высокопористых коллекторах, а наименьшее количество образцов – в низкопористых.

Особенности условий залегания нефтей доманиковой свиты

Следующая по масштабам распространения и нефтяным ресурсам является ДС Восточно-Европейской платформы (ТПНГБ и ВУНГБ). Суммарная площадь развития ДС – 0.8 млн км², где 75 % приходится на ВУНГБ, 25 % – на ТПНГБ. Возраст доманиковых отложений – это верхнедевонский отдел, франкий ярус [2]. В отличие от отложений БС, которые разрабатываются на Салымском и других месторождениях, отложения ДС еще не разрабатываются.

Как указывалось выше, нефти ДС представлены в БД 407 образцами из 195 месторождений, в том числе 165 месторождений ВУНГБ и 30 месторождений ТПНГБ (рис. 1). Видно, что месторождения ДС распространены практически повсеместно в восточных частях ВУНГБ и ТПНГБ.

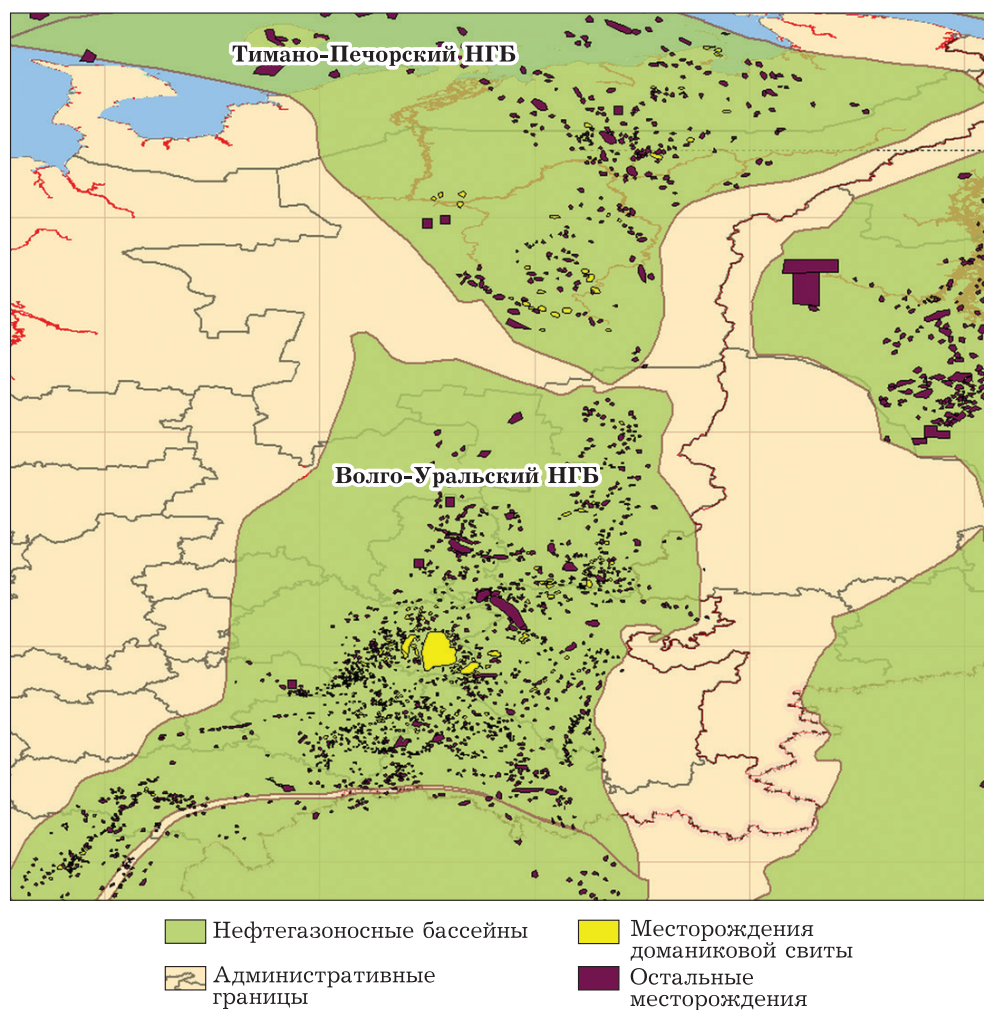


Рис. 1. Карта-схема размещения месторождений доманиковской свиты на территории Волго-Уральского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов (НГБ).

В табл. 6 приведена общая информация о количестве месторождений и числе образцов нефти ДС в БД. Согласно представленным данным, к

доманиковской формации принадлежит 4 уникальных по своим запасам месторождения – это Ромашкинское, Чайкинское, Ново-Елховское и Туй-

ТАБЛИЦА 6

Информация о месторождениях доманиковской свиты

Наименование бассейна	Количество месторождений / образцов нефти в БД*	Количество месторождений по категории запасов
Волго-Уральский НГБ	165 месторождений / 358 образцов	Уникальные – 4 Крупные – 13 Средние – 40 Мелкие – 53
Тимано-Печорский НГБ	30 месторождений / 49 образцов	Крупные – 3 Средние – 6 Мелкие – 12
Итого	195 месторождений / 407 образцов	Уникальные – 4 Крупные – 16 Средние – 47 Мелкие – 65

Примечание. НГБ – нефтегазоносный бассейн.

* База данных, созданная в Институте химии нефти СО РАН.

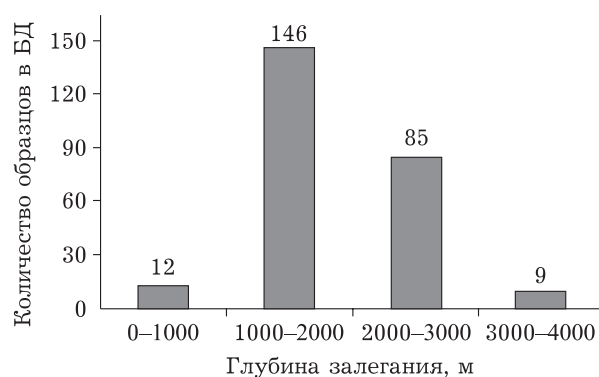


Рис. 2. Распределение количества образцов доманиковой свиты по глубине залегания. БД – база данных, созданная в Институте химии нефти СО РАН.

мазинское из ВУНГБ, 16 крупных месторождений – 3 месторождения из ТПНГБ (Пашнинское, Сюрхаратинское и Харьягинское) и 13 месторождений из ВУНГБ.

Проведен анализ распределения образцов ДС по глубине залегания, пределы изменения глубины составляют 650–3700 м (рис. 2). Определено, что до 1000 м находится 12 образцов нефти из 7 месторождений ТПНГБ. В интервале глубин 1000–2000 м обнаружено 146 образцов (3 образца из Джьерского месторождения ТПНГБ и 143 образца из ВУНГБ). На глубинах 2000–3000 м залегают всего 85 образцов, из них 10 образцов из ТПНГБ и 75 образцов из ВУНГБ. Ниже 3000 м

находятся самые глубокозалегающие нефти ДС – их всего 9 образцов из 4 месторождений ТПНГБ (Баганское, Верхне-Макарихинское, Колвинское и Харьягинское) и 4 месторождений ВУНГБ (Воронцовское, Колганское, Корнеевское и Моисеевское). Средняя глубина залегания составила 1973 м.

В отличие от баженовских отложений, доманиковые отложения приурочены в большой степени к породам глинисто-карбонатно-кремнистого типа с хорошо выраженной слоистостью [1]. По сведениям из БД, отложения ДС сложены в основном из карбонатов, известняков, аргиллитов и доломитов, распределение по литологическим характеристикам для ТПНГБ и ВУНГБ практически однотипно. Коллекторы относятся к карбонатному типу.

Средние значения пластовых характеристик нефтей ДС представлены в табл. 7. Как видно, пористость пластов варьируется от 1 до 26 %, проницаемость – от сотых долей до 2.5 мкм². Широкий диапазон изменений характерен и для термобарических пластовых характеристик – температура пластов варьируется от 15 (месторождение Зеленецкое из ТПНГБ) до 97 °С (месторождение Лещевское из ВУНГБ), пластовое давление – от 5 (месторождение Куш-Коджское из ТПНГБ) до 43 МПа (месторождение Лещевское из ВУНГБ).

Из данных табл. 8 следует, что в среднем доманиковые отложения ТПНГБ имеют более вы-

ТАБЛИЦА 7

Пластовые характеристики залегания доманиковых нефтей

Пластовые характеристики	Среднее значение	Пределы изменения	Объем выборки
Температура пласта, °С	47.3	15.0–97.0	236
Давление пласта, МПа	21.3	5.1–43.5	246
Проницаемость, мкм ²	0.1	0.07–2.5	164
Пористость, %	16.6	1.8–25.8	199

ТАБЛИЦА 8

Пластовые характеристики пород залегания доманиковых нефтей в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах

Пластовые характеристики	ВУНГБ	Количество образцов	ТПНГБ	Количество образцов
Температура пласта, °С	46.9	216	52.5	20
Давление пласта, МПа	21.9	218	17.0	28
Термобарический коэффициент, °С/МПа	2.15		3.09	
Проницаемость, мкм ²	0.1	152	0.30	12
Пористость, %	17.0	177	13.8	22

Примечание. Здесь и в табл. 9, 10: ВУНГБ – Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн; ТПНГБ – Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн.

ТАБЛИЦА 9

Частота встречаемости значений проницаемости пород для нефтей доманиковой свиты в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах

Проницаемость, мкм ²	ВУНГБ		ТПНГБ	
	Количество образцов	Количество месторождений	Количество образцов	Количество месторождений
Низкая (менее 0.5 мкм ²)	12	8	5	5
Средняя (0.05–0.5 мкм ²)	106	65	4	4
Высокая (более 0.5 мкм ²)	34	20	3	3
Всего образцов	152	93	12	12
Доля от общего числа, %	92.7	88.6	7.3	11.4

Примечание. Обозн. см. табл. 8.

ТАБЛИЦА 10

Частота встречаемости значений пористости пород для нефтей доманиковой свиты в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах

Пористость, %	ВУНГБ		ТПНГБ	
	Количество образцов	Количество месторождений	Количество образцов	Количество месторождений
Низкая (менее 5 %)	4	2	нет	нет
Средняя (5–15 %)	40	29	15	12
Высокая (более 15 %)	133	79	7	6
Всего образцов	177	110	22	18
Доля от общего числа, %	88.9	85.9	11.1	14.1

Примечание. Обозн. см. табл. 8.

сокую пластовую температуру (на 11 %) и более низкое давление пласта (на 29 %) по сравнению с ВУНГБ, поэтому термобарический коэффициент доманиковой нефти ТПНГБ больше на 44 %. При этом пористость доманиковых отложений ТПНГБ ниже на 19 %, а проницаемость пород почти в двое выше по сравнению с характеристиками пород ВУНГБ.

Изучены закономерности распределения проницаемости пород ДС (табл. 9). Для обоих НГБ установлено, что образцов, залегающих в пластах с низкой проницаемостью пород (менее 0.5 мкм²) оказалось мало (всего 10 % всей выборки), большинство составили образцы (из 69 месторождений) из пластов со средней проницаемостью 0.05–0.5 мкм² (67 % выборки).

В табл. 10 представлены закономерности распределения пористости пород ДС для ТПНГБ и ВУНГБ. Образцов в интервале пористости менее 5 % оказалось мало: в ТПНГБ таких коллекторов не выявлено, в ВУНГБ низкопористые коллекторы присутствуют только в 2 месторождениях (Ефремо-Зыковское и Соколовогорское). В пластах со средней пористостью (5–15 %) находится более 27 % образцов общей выборки, из них всего 15 образцов из ТПНГБ, остальные 40 нефтей из ВУНГБ. Наконец, 70 % образцов в общей

выборке залегают в породах с высокой пористостью (более 15 %): в ТПНГБ таких образцов всего 7, в ВУНГБ – 133 образцов. В среднем для обоих бассейнов отмечено, что наименьшее количество образцов из выборок относится к низкопористым коллекторам.

Особенности условий залегания нефтей куонамской свиты

Нефтеносность КС полностью не открыта и масштабы нефтегазообразования еще не изучены, но она считается третьей по площади развития после баженовской и доманиковой свит [1]. В основном КС занимает восток Сибирской платформы площадью 634 тыс. км². Нефти КС представлены в БД относительно небольшим массивом данных из 117 образцов 28 месторождений Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (ЛТНГБ). Карта-схема расположения месторождений с залежами куонамской нефти на территории ЛТНГБ приведена на рис. 3. Видно, что наибольшая часть этих залежей и самые крупные месторождения расположены на востоке ЛТНГБ в Иркутской области, 3 месторождения (Нижне-летинское, Сигово-Подкаменное и Сухо-Тунгусское) расположены в Красноярской крае, 3 место-

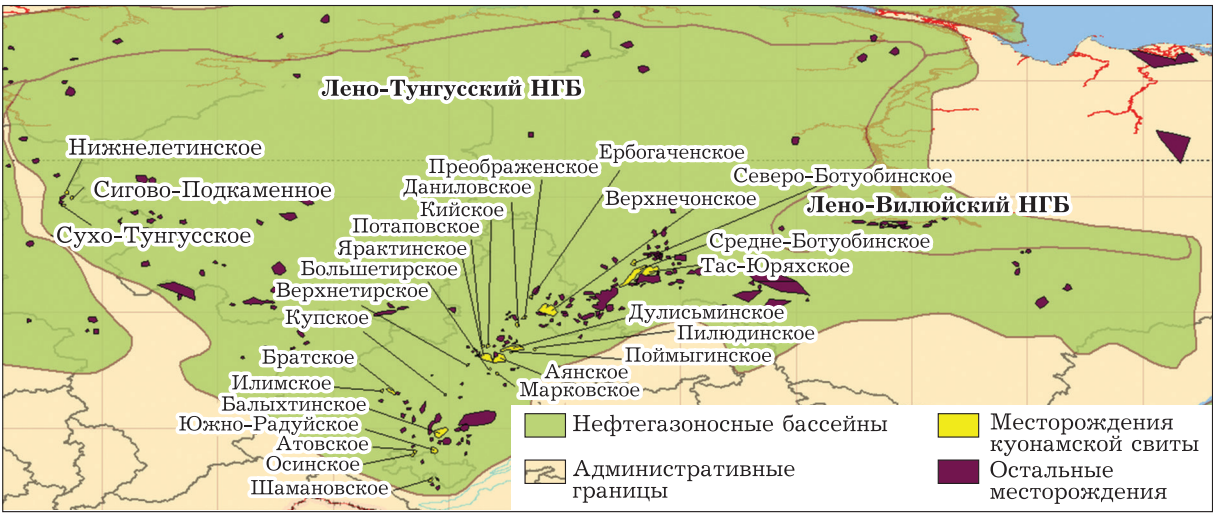


Рис. 3. Карта-схема размещения месторождений куонамской свиты на территории Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

рождения (Тас-Юряхское, Северо-Ботуобинское и Средне-Ботуобинское) – в Якутии. В табл. 11 дана общая характеристика о количестве месторождений КС и числе образцов нефти в БД с указанием запасов.

По нашим данным, залежи куонамской нефти находятся в карбонатных коллекторах, что подтверждается в работах [1, 6, 8]. Распределение по глубине залегания залежей в среднем следующее: от 650 м (месторождение Средне-Ботуобинское) до 2798 м (месторождение Купское). Установлено, что 51 образец (44 % коли-

чества образцов) залегает на глубинах ниже 2000 м, в среднем глубина залегания равна 1820 м.

Из характеристик залегания КС (табл. 12) следует, что пластовые температура и давление имеют относительно низкие величины. Самые высокие значения температуры и давления установлены для Марковского месторождения (Иркутская область), а самые низкие – для Средне-Ботуобинского (Якутия). Коллекторы являются низкопроницаемыми (проницаемость менее 0.05 мкм²) и среднепористыми (пористость изменяется от 9 до 13 %). Пластовые характери-

ТАБЛИЦА 11
Информация о месторождениях куонамской свиты Лено-Тунгусского нефтегазоносного бассейна

Категория запасов	Месторождения	Количество образцов
Крупные (от 30 до 300 млн т)	Верхнечонское	7
	Преображенское	4
	Даниловское	3
	Средне-Ботуобинское	27
	Ербогаченское	1
Средние (от 10 до 30 млн т)	Пилюдинское	1
	Марковское	35
	Ярактинское	4
Мелкие (от 1 до 10 млн т)	Большешетирское	1
	Тас-Юряхское	1
	Атовское	7
Очень мелкие (до 1 млн т)	Осинское	4
Нет данных	Аянское, Балыхтинское, Большешетирское, Братское, Верхнетирское, Дулисьминское, Илимское, Кийское, Купское, Нижнелетинское, Поймыгинское, Северо-Ботуобинское, Сигово-Подкаменное, Сухо-Тунгусское, Шамановское, Южно-Радуйское	22
Итого	28 месторождений	117 образцов

ТАБЛИЦА 12

Пластовые характеристики залегания куонамских нефтей в Лено-Тунгусском нефтегазоносном бассейне

Пластовые характеристики	Среднее значение	Пределы изменения	Объем выборки
Температура пласта, °С	23.0	7.0–38.0	20
Давление пласта, МПа	20.5	14.0–27.1	21
Термобарический коэффициент, °С/МПа	1.12	–	–
Проницаемость, мкм ²	0.02	–	5
Пористость, %	12.4	9.0–13.0	8

ТАБЛИЦА 13

Основные геолого-физические параметры коллекторов

Параметры	Месторождения России		Месторождения США	
	Баженовские отложения	Доманиковые отложения	Куонамские отложения	Сланцевые коллекторы
Глубина залегания, м	2415	1973	1820	1600–1700
Температура пласта, °С	80.5	47.3	23.0	70.0
Давление пласта, МПа	26.5	21.3	20.5	15.0–16.0
Термобарический коэффициент, °С/МПа	3.0	1.5	1.1	4.5
Проницаемость, мкм ²	0.2	0.1	0.02	0.001–0.2
Пористость, %	19.5	16.6	12.4	6.0–10.0
Тип коллектора	Терригенный	Карбонатный	Карбонатный	Карбонатный
Вязкость нефти в пластовых условиях, мм ² /с	2.4	4.8	–	1.5–15.0

стики нефтей КС (см. табл. 12) определяют трудноизвлекаемость большей части запасов при разработке и эксплуатации куонамских залежей.

Сравнительный анализ геолого-физических и химических характеристик баженовских, доманиковых, куонамских отложений

Проведен анализ геолого-физических параметров коллекторов баженовских, доманиковых, куонамских отложений. Для сравнения представлены данные о коллекторских свойствах сланцевых месторождений США [3]. Основные геолого-физические параметры указанных коллекторов приведены в табл. 13.

Видно, что доманиковые и куонамские отложения наиболее близки по характеристикам к сланцевым коллекторам месторождений США (см. табл. 13). Главное различие между ними заключается в низкой пластовой температуре и повышенной пористости. Баженовские отложения характеризуются наибольшими значениями глубины залегания, пластовой температуры и давления, проницаемости и пористости; тип коллектора БС терригенный в отличие от остальных

отложений. Полученные данные (см. табл. 13) указывают на возможность эффективного применения положительного опыта США по разработке подобных коллекторов методом многостадийного гидроразрыва пласта [3], что важно и актуально для российских месторождений трудноизвлекаемых нефтей баженовских, доманиковых, куонамских свит.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработка месторождений с залежами баженовской, доманиковой и куонамской свит в настоящее время ведется недостаточно из-за слабой изученности и отсутствия необходимых технологий добычи. При сравнении геолого-физических параметров коллекторов указанных свит показано, что для разработки месторождений можно эффективно внедрять положительный опыт США по изучению и разработке сланцевых коллекторов с проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Это продвинет вперед технологии и процессы увеличения нефтедобычи трудноизвлекаемых нефтей в России.

С использованием информации из БД проведен анализ условий залегания нефтей баженов-

ской, доманиковой и куонамской свит. Установлено, что большинство баженовских отложений расположено в низкопроницаемых коллекторах на глубинах 2000–4000 м. Доманиковые отложения в основном находятся в среднепроницаемых пластах на глубине 1800–2000 м. Установлено, что почти 44 % образцов куонамской свиты залегает на глубинах ниже 2000 м, в среднем глубина залегания равна 1820 м, в основном в низкопроницаемых и среднепористых породах. Пластовые температура и давление демонстрируют широкие вариации. Показаны особенности литологических, термобарических и коллекторских свойств пород указанных отложений в Западно-Сибирском, Волго-Уральском, Тимано-Печорском и Лено-Тунгусском нефтегазоносных бассейнах.

Выявленные различия и сходства условий залегания следует учитывать при разведке, разработке и добыче трудноизвлекаемых нефтей баженовской, доманиковой и куонамской свит для более эффективного нефтеизвлечения.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Баженова Т. К. Оценка ресурсов УВ битуминозных толщ нефтегазоносных бассейнов России // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 37–50.
- 2 Кирюхина Т. А., Фадеева Н. П., Ступакова А. В., Полу-деткина Е. Н., Сауткин Р. С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87.
- 3 Хисамов Р. С., Ахметгареев В. В., Хакимов С. С., Кенжеханов Ш. Ш. Технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта для разработки сланцевых коллекторов в США и возможность их адаптации к условиям доманиковых отложений Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. 2020. № 3. С. 47–52.
- 4 Конторович А. Э., Родякин С. В., Бурштейн Л. М., Костырева Е. А., Рыжкова С. В., Ян П. А. Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2018. № 5. С. 61–73.
- 5 Ларионова Е. И., Чинаева Т. И., Шпаковская Е. П. Анализ развития нефтегазового сектора в современных условиях // Статистика и Экономика. 2019. Т. 16, № 6. С. 29–36.
- 6 Прищепа О. М. Состояние сырьевой базы и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти в России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019. № 5 (168). С. 14–20.
- 7 Галлямова Д. Х., Шинкевич М. В. Современные вызовы и перспективы развития мирового рынка нефти // Управление устойчивым развитием. 2019. № 2 (21). С. 20–25.
- 8 Prischepa O. M., Nefedov Y. V., Kochneva O. E. Raw material base of hard-to-extract oil reserves of Russia // Periódico Tchê Química. 2020. No. 17 (34). P. 915–924.
- 9 Ященко И. Г., Полищук Ю. М. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и закономерности размещения. Томск: В-Спектр, 2014. 153 с.
- 10 Ященко И. Г., Полищук Ю. М. Классификация трудноизвлекаемых нефтей и анализ их качественных особенностей // Химия и технология топлив и масел. 2016. № 4 (596). С. 50–56.
- 11 Ященко И. Г. Пластовые условия залегания трудноизвлекаемых нефтей баженовской свиты и их физико-химические свойства // Изв. высш. учеб. заведений. Сер. Химия и хим. технология. 2023. Т. 66, № 11. С. 6–17.