

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/42_2015

УДК 552.578.061.4:552.54(470.1)

Галиева Е.Р., Отмас А.А. (старший)Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vniгри.ru**Боровинских А.П.**ООО «Нобельойл», Сыктывкар, Россия, geoservis-komi@yandex.ru

ЗАЛЕЖИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ, ИХ ЗАПАСЫ И ПРОГНОЗНАЯ РЕСУРСНАЯ ОЦЕНКА

Проанализированы отложения верхнеордовикско-нижнедевонского, доманиковотурнейского и верхневизейско-нижнепермского карбонатных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. Приведен статистический анализ распределения величин пористости и проницаемости в данных отложениях, выделена доля низкопроницаемых объектов. Выполнена прогнозная оценка ресурсов нефти в низкопроницаемых коллекторах региона. Показано, что в пределах Тимано-Печорской провинции с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами этих комплексов может быть связано 735 млн. т извлекаемых ресурсов нефти. Из них 387 млн. т не учтено последней (на 01.01.2009 г.) количественной оценкой начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья, эти ресурсы можно рассматривать как ближайший резерв наращивания сырьевой базы Тимано-Печорской провинции.

Ключевые слова: *низкопроницаемый коллектор, нефтегазоносный комплекс, начальные суммарные ресурсы нефти, извлекаемые запасы нефти, Тимано-Печорская провинция.*

На современном этапе в связи с истощением запасов углеводородов (УВ) в традиционных коллекторах с достаточно хорошими характеристиками фильтрационно-емкостных свойств, все больше внимания уделяется низкопроницаемым породам, ранее не рассматриваемым как коллекторы. Это могут быть породы разного литологического состава, общей чертой которых является низкая пористость и низкая проницаемость. Они рассматриваются как некондиционные коллекторы [Волченкова, 2010]. При изучении пород-коллекторов их классифицирование может проводится по генетическим, литологическим, физическим и другим признакам [Белонин и др., 2005; Белоновская и др., 2013].

Общая оценка качества коллекторов, содержащих нефтяные залежи, проводится чаще всего по пористости и проницаемости [Ковалева, 2009]. В многочисленных исследованиях ВНИГРИ - Е.М. Смахова, М.Х. Булач, Б.В. Позиненко и др., разрабатывались принципиальные схемы классификации коллекторов, в основу которых также заложены условия фильтрации флюида в коллекторе – его проницаемости [Методические рекомендации..., 1989].

Из-за отсутствия системного подхода к изучению пород с низкими фильтрационными свойствами, терминология, применяемая к ним, неоднозначна. Очевидными для применения являются термины низкопористый и низкопроницаемый коллекторы. По существующим классификациям (П.П. Авдусин и М.А. Цветкова, 1943; А.И. Кринари, 1963; А.И. Леворсен, 1970 и др.) к низкопористым (плохим, малоёмким) коллекторам относятся терригенные породы с пористостью менее 10% и карбонатные – с пористостью менее 5%. Согласно Государственному Балансу РФ на 01.01.2014 г. коллекторы с матричной проницаемостью менее 0,05 мкм² (50 мД) определяются как низкопроницаемые (малопроницаемые).

Залежи в карбонатных коллекторах Тимано-Печорской провинции

Проанализированы карбонатные отложения верхнеордовикско-нижнедевонского O₃-D₁, доманиково-турнейского D_{3dm}-C_{1t} и верхневизейско-нижнепермского C_{1v2}-P₁ нефтегазоносных комплексов (НГК) Тимано-Печорской провинции (ТПП) с их распределением по основным административным единицам – Ненецкому автономному округу (НАО) и Республике Коми (РК).

Верхнеордовикско-нижнедевонский нефтегазоносный комплекс

С комплексом связано 46 месторождений углеводородного сырья (УВС) или 116 залежей с низкопроницаемыми коллекторами (в некоторых случаях одна и та же залежь с низкопроницаемыми коллекторами может находиться в пределах распределенного и нераспределенного фондов и, таким образом, учитываться в Государственном Балансе РФ на 01.01.2014 г. несколько раз).

Открытая пористость (Кп.) коллекторов изменяется от 0,1 до 1,0% на Тобойско-Мядсейском месторождении (залежь приурочена к отложениям нижнего девона лохковского яруса D_{1l} с глубиной залегания 3804–4204 м), на Северо-Баганском месторождении (залежь приурочена к отложениям нижнего силура венлокского яруса S_{1v} с глубиной залегания 3299 м) до 12-14% на Шорсандивейском месторождении (залежь приурочена к нижнему силуру S₁ с глубиной залегания 3606–3640 м).

Проницаемость (Кпр.) варьирует от 1 до 3 мД на Хосолтинском месторождении (залежь в отложениях нижнего девона лохковского яруса D_{1l} с глубиной залегания 4000 м), на Бадьюском месторождении (залежь в нижнесирурийских S₁ отложениях с глубиной залегания 3490–3508 м) до 930 мД на Усинокушшорском месторождении (залежь приурочена к венлокскому ярусу нижнесирурийских отложений S_{1v} с глубиной залегания 1655–1709 м).

Доля залежей с низкопористыми карбонатными коллекторами составляет 18% от общего числа в комплексе, соответственно, 82% залежей связаны с коллекторами со значениями Кп. > 6%. (рис. 1).



Рис. 1. Распределение залежей с низкопроницаемыми коллекторами верхнеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса по величине открытой пористости коллекторов

Из общего числа продуктивных отложений 55% относятся к низкопроницаемым со значениями, не превышающими 50 мД. Среди них еще четверть залежей имеют $K_{пр.} < 10$ мД [Государственный баланс запасов..., 2014]. При этом здесь и далее в подсчетах запасов за граничное значение проницаемости принималось, как правило, 1 мД (рис. 2).



Рис. 2. Распределение залежей с низкопроницаемыми коллекторами верхнеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса по величине проницаемости коллекторов

Доманиково-турнейский нефтегазоносный комплекс

С комплексом связано 105 месторождений УВС или 270 залежей с низкопроницаемыми карбонатными коллекторами.

Открытая пористость коллекторов изменяется от 0,5 до 4,4% на Возейском месторождении (залежь в доманиковых отложениях верхнего девона D_3dm , приуроченная к Центрально-Возейскому поднятию района скважины 52/2 с глубиной залегания 2800 м), на Восточно-Харьягинском месторождении (залежь в нижнефаменских отложениях верхнего девона D_3fm_1 с глубиной залегания 3395 м) до 15-20% на Южно-Юрьяхинском месторождении (залежь в пачке I, приуроченная к верхнефаменским отложениям верхнего девона D_3fm_3 с глубиной залегания 2587 м) на Западно-Хоседаюском месторождении им. Д. Садецкого (залежь на площади III в фаменских отложениях верхнего девона D_3fm с глубиной залегания 3053–3122 м).

Проницаемость варьирует от 1,6 до 2 мД на Восточно-Харьягинском месторождении (залежь в нижнефаменских отложениях верхнего девона D_3fm_1 приурочена к пачке А в районе скважины 7 с глубиной залегания 3460 м), на Осваньюрском месторождении (залежь в фаменских отложениях верхнего девона D_3fm с глубиной залегания 2259 м) до 803 мД на Восточно-Каджеромском месторождении (залежь в нижнефаменских отложениях верхнего девона D_3fm_1 , глубина залегания залежи 1875,6 м).

На долю низкопористых коллекторов приходится лишь двадцатая часть залежей от общего числа в комплексе, соответственно, 95% залежей характеризуются коллекторами со значениями пористости выше 6% (рис. 3).

Из общего числа продуктивных отложений около половины залежей относятся к низкопроницаемым [Государственный баланс запасов..., 2014]. Из них 12% залежей имеют коэффициент проницаемости ниже 10 мД (рис. 4).

Верхневизейско-нижнепермский нефтегазоносный комплекс

К комплексу приурочено 60 месторождений УВС или 176 залежей с низкопроницаемыми коллекторами.

Открытая пористость коллекторов изменяется от 1,5 до 8% на Падимейском месторождении (залежь приурочена к ниже-среднекаменноугольным отложениям C_1+C_2 с глубиной залегания 1353-1600 м), на Вуктыльском месторождении (залежь в нижекаменноугольных и нижнепермских отложениях C_1-P_1 с глубиной залегания 3450-3500 м) до 18-25% на Возейском месторождении (залежь в ассельских отложениях нижней перми P_{1a} , приурочена к северному куполу Западно-Возейского поднятия с глубиной залегания 1705 м), на месторождении Наульском им. Г. Чернова (залежь в артинских отложениях нижней перми P_{1ag} с глубиной залегания 1420-1500 м).



Рис. 3. Распределение залежей с низкопроницаемыми коллекторами доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса по величине открытой пористости коллекторов

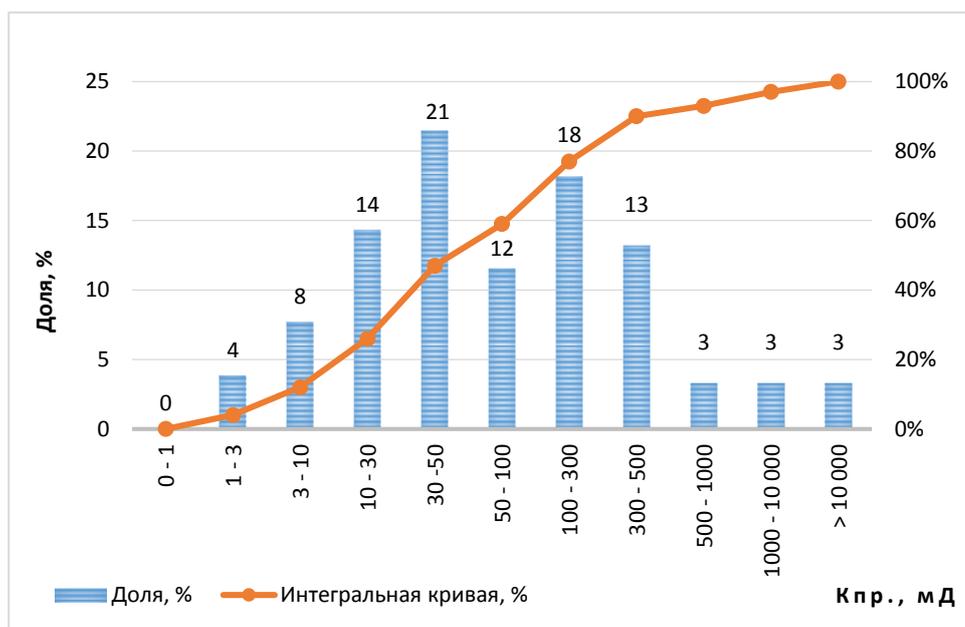


Рис. 4. Распределение залежей с низкопроницаемыми коллекторами доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса по величине проницаемости коллекторов

Проницаемость варьирует от 1 до 3 мД на Печорокожвинском месторождении (массивная залежь в ниже-среднекаменноугольных отложениях C_{1s} - C_{2b} с глубиной залегания 729-735 м), на Лекхарьягинском месторождении (залежь в артинских отложениях нижней перми P_{1ar} с глубиной залегания 1849 м) до 586 мД на Южно-Шапкинском месторождении (залежь в ассельских отложениях нижней перми P_{1a} , приуроченная к Южно-

Шапкинскому куполу, с глубиной залегания 1840 м).

На долю низкопористых коллекторов приходится лишь 1% от общего количества залежей с низкопроницаемыми коллекторами; и наоборот, 99% залежей связаны с коллекторами, чьи показатели открытой пористости выше 6% (рис. 5).



Рис. 5. Распределение залежей с низкопроницаемыми коллекторами верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса по величине открытой пористости коллекторов

Из общего числа продуктивных отложений треть относится к низкопроницаемым карбонатным коллекторам [Государственный баланс запасов..., 2014]. Среди них 13% залежей с низкопроницаемыми коллекторами имеют коэффициент проницаемости даже ниже 10 мД (рис. 6).

Всего по трем рассмотренным НГК доля залежей с низкопроницаемыми коллекторами составляет более 44%; иначе 249 залежей с низкопроницаемыми коллекторами из 562, приуроченных к данным комплексам имеют проницаемость коллекторов не более 50 мД.

Запасы нефти и газа залежей в низкопроницаемых карбонатных коллекторах Тимано-Печорской провинции

С верхнеордовикско-нижнедевонским НГК связано 108 залежей с низкопроницаемыми коллекторами [Государственный баланс запасов..., 2014]. Насчитывается 49 залежей в низкопроницаемых коллекторах с Кпр. до 50 мД (табл. 1). Из них 24 залежи с Кпр. коллекторов до 10 мД и 25 залежей с Кпр. коллекторов 10-50 мД.

Суммарные геологические запасы нефти по 108 залежам с низкопроницаемыми коллекторами составляют 1 204,22 млн. т, извлекаемые – 424,54 млн. т (табл. 2).

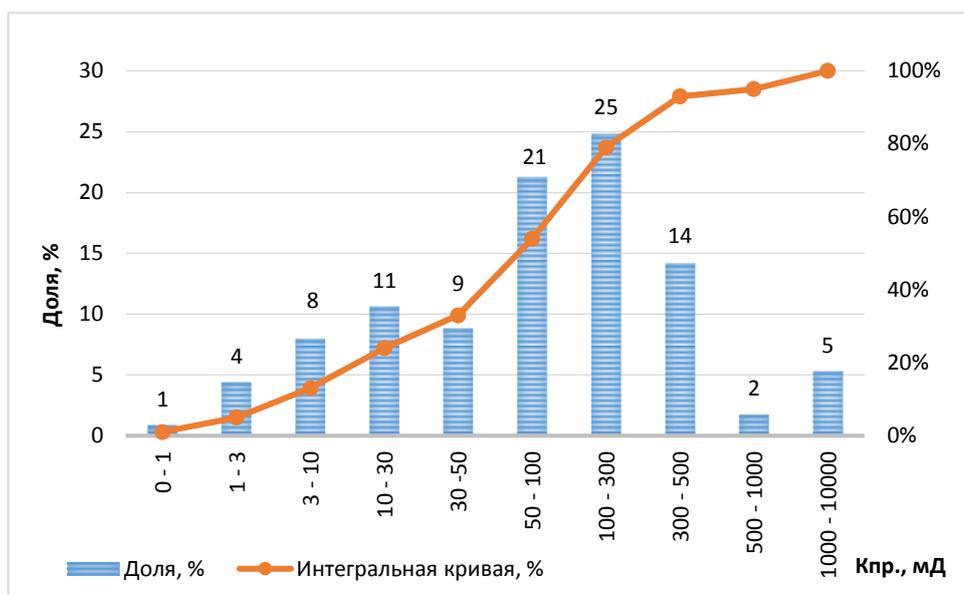


Рис. 6. Распределение залежей с низкопроницаемыми коллекторами верхневизейско-нижнепермского нефтегазоносного комплекса по величине проницаемости коллекторов

Суммарные геологические запасы для категории залежей с проницаемостью коллекторов до 10 мД составляют 218,39 млн. т, извлекаемые – 53,82 млн. т, коэффициент извлечения нефти – 0,24.

Для категории залежей с Кпр. коллекторов 10-50 мД суммарные геологические запасы составляют 198,37 млн. т, извлекаемые – 63,92 млн. т, коэффициент извлечения нефти – 0,32.

С доманиково-турнейским НГК связано 255 залежей с низкопроницаемыми коллекторами [Государственный баланс запасов..., 2014]. Здесь к низкопроницаемым карбонатным коллекторам относятся 71 залежь. Из них 22 залежи с Кпр. коллекторов до 10 мД и 49 залежей с Кпр. коллекторов 10-50 мД.

Суммарные геологические запасы нефти по 255 залежам с низкопроницаемыми коллекторами составляют 1308,71 млн. т, извлекаемые – 469,30 млн. т.

Суммарные геологические запасы для категории залежей с проницаемостью коллекторов до 10 мД составляют 46,78 млн. т, извлекаемые – 101,72 млн. т, коэффициент извлечения нефти – 0,23.

Для категории залежей с Кпр. коллекторов 10-50 мД суммарные геологические запасы составляют 255,92 млн. т, извлекаемые – 72,76 млн. т, коэффициент извлечения нефти – 0,28.

С *верхневизейско-нижнепермским* НГК связано 139 залежей с низкопроницаемыми коллекторами [Государственный баланс запасов..., 2014]. Здесь насчитывается 38 залежей с низкопроницаемыми коллекторами Кпр. до 50 мД, из которых 17 залежей с Кпр. до 10 мД и 21 залежь с Кпр. 10-50 мД.

Таблица 1

Схема стратиграфической приуроченности залежей с низкопроницаемыми коллекторами в Тимано-Печорской провинции

НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ		ТПШ	ИП НГО								ПК НГО					Х НГО	ВА НГО			СП НГО								
			НИ НГР	ТБ	ВТ	ВЛ НГР	МП НГР	ОС НГР	ДБ НГР	МЛ НГР	КП НГР	ШЮ НГР	ЛЛ НГР	Яр НГР	ХУ НГР	Кв НГР	С НГР	Ва	СЛ НГР	Вр НГР	ХН НГР	БсНГР	СпНГР	ВкНГР				
ВОЗРАСТНАЯ КОЛОНКА		НГК	19								39					66	24			10								
			158 залежей	1	3	2	11	1	0	1	1	1	3	4	2	28	66	18	2	4	0	4	2	1	3			
МЕЗОЗОЙСКАЯ	ЮРСКАЯ	МЕЛОВАЯ		J+K																								
		верхний																										
		средний																										
	ТРИАСОВАЯ	T	верхний																									
			ладинский																									
			анизийский																									
			оленинский																									
			индский																									
	ПЕРМСКАЯ	верхний	татарский+казанский		P ₂																							
			уфимский																									
нижний		кунгурский		P ₁ ar+k																								
		артинский																										
КАМЕННОУГОЛЬНАЯ	нижний	сакмарский+ассельский			C ₁ v ₁ + k	11	1			1		1		6	1							1						
		верхний				8								4	3	1												
	средний	московский		3																								
		башкирский		3		1																1						
		серпуховский		3							1		1									1						
	нижний	визейский	окский			C ₁ v ₁ + 2	9								2	4	1						2					
			кожимский				1																					
	ДЕВОНСКАЯ	верхний	фаменский	турнейский		D ₄ dm - Ct	4				1						1		2									
				верхний			5																					
		средний	средний				10	2			1						10				2							
нижний			29						1				2		19													
верхний			12								2		6		1		1											
нижний		франский	средний	доманиковский			D ₂ - D ₃	11	1	3					1		5				1							
				саргаевский																								
нижний		эффельский	тиманский																									
			джъерский																									
			яранский																									
	старооскольский																											
	колвинский																											
	омринский																											
нижний	эффельский	кедровский																										
		бийский																										
		койвенский																										
СИЛУР ИЙ-	O ₃ -D ₁	эмский		49	0																							
		пражский			1																							
		лохковский			17																							
		верхний			2																							
ОРДО-ВИКСКАЯ	O ₁ -2	нижний		O ₁ -2	28																							
		средний			1																							
		верхний			1																							
нижний																												
ПРОТЕРОЗОЙСКАЯ																												

Наименования нефтегазоносных областей (НГО): ИП – Ижма-Печорская, ПК – Печоро-Колвинская, Х – Хорейверская, ВА – Варандей-Адзъвинская, СП – Северо-Предуральская. Наименования нефтегазоносных районов (НГР): Ни – Нижнеижемский, ТН – Тобышско-Нерицкий, ВТ – Велью-Тэбукский, ВЛ – Верхнелыжско-Лемъюский, МП – Мичаю-Паининский, ОС – Омра-Сойвинский, ДБ – Джебольский, МЛ – Мутноматериково-Лебединский, КП – Кыртаельско-Печорогородский, ШЮ – Шапкина-Юрьянский, ЛЛ – Лайско-Лодминский, Яр – Ярейюский, ХУ – Харьяга-Усинский, Кв – Колвависовский, С – Сорокинский, СЛ – Сарембой-Леккейягинский, Вр – Воркутинский, ХВ – Хоседаюско-Воргамусторский, Бс – Большезынинский, Сп – Среднепечорский, Вк – Вуктыльский.

Таблица 2

Характеристика запасов нефти и газа в Тимано-Печорской провинции и их распределение по залежам с низкой проницаемостью коллекторов

Нефтегазоносный комплекс	Число залежей, шт.				Нефть, млн. т											
	всего	в том числе:			всего по залежам			в том числе нефть (добыча+ABC1+C2) с Кпр. до 50 мД								
		до 50 мД	до 10 мД	10-50 мД	добыча+ABC1+C2		К извл.	Всего запасы с Кпр. до 50 мД			в том числе с проницаемостью					
					геол.	извл.		геол.	извл.	К извл.	до 10 мД			10-50 мД		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Тимано-Печорская провинция																
О3-D1	<u>108</u> 100%	<u>49</u> 45%	<u>24</u> 22%	<u>25</u> 23%	<u>1204,2</u> 100%	<u>424,5</u> 100%	0,35	<u>416,8</u> 35%	<u>117,7</u> 28%	0,28	<u>218,4</u> 52%	<u>53,8</u> 46%	0,25	<u>198,4</u> 48%	<u>63,9</u> 54%	0,32
D3dm-C1t	<u>255</u> 100%	<u>71</u> 28%	<u>22</u> 9%	<u>49</u> 19%	<u>1308,7</u> 100%	<u>470,3</u> 100%	0,36	<u>305,9</u> 23%	<u>85,1</u> 18%	0,28	<u>46,8</u> 15%	<u>10,7</u> 13%	0,23	<u>259,1</u> 85%	<u>74,4</u> 87%	0,29
C1v2-3-P1	<u>139</u> 100%	<u>38</u> 27%	<u>17</u> 12%	<u>21</u> 15%	<u>1274,7</u> 100%	<u>386,6</u> 100%	0,30	<u>266,6</u> 21%	<u>88,4</u> 23%	0,33	<u>102,9</u> 39%	<u>32,7</u> 37%	0,32	<u>163,7</u> 61%	<u>55,7</u> 63%	0,34
Всего по ТПП	<u>502</u> 100%	<u>158</u> 31%	<u>63</u> 13%	<u>95</u> 19%	<u>3787,6</u> 100%	<u>1281,4</u> 100%	0,34	<u>989,2</u> 26%	<u>291,3</u> 23%	0,29	<u>368,1</u> 37%	<u>97,3</u> 33%	0,26	<u>621,2</u> 63%	<u>194,0</u> 67%	0,31
Ненецкий автономный округ																
О3-D1	<u>59</u> 100%	<u>22</u> 37%	<u>17</u> 29%	<u>5</u> 8%	<u>893,9</u> 100%	<u>314,5</u> 100%	0,35	<u>256,3</u> 29%	<u>62,5</u> 20%	0,24	<u>203,8</u> 80%	<u>49,2</u> 79%	0,24	<u>52,5</u> 20%	<u>13,3</u> 21%	0,25
D3dm-C1t	<u>117</u> 100%	<u>27</u> 23%	<u>7</u> 6%	<u>20</u> 17%	<u>941,8</u> 100%	<u>344,7</u> 100%	0,37	<u>191,9</u> 20%	<u>50,8</u> 15%	0,26	<u>12,5</u> 7%	<u>4,3</u> 8%	0,34	<u>179,4</u> 93%	<u>46,5</u> 92%	0,26
C1v2-3-P1	<u>69</u> 100%	<u>23</u> 33%	<u>13</u> 19%	<u>10</u> 14%	<u>774,8</u> 100%	<u>233,6</u> 100%	0,30	<u>129,5</u> 17%	<u>41,3</u> 18%	0,32	<u>83,7</u> 65%	<u>24,7</u> 60%	0,29	<u>45,8</u> 35%	<u>16,6</u> 40%	0,36
Всего по НАО	<u>245</u> 100%	<u>72</u> 29%	<u>37</u> 15%	<u>35</u> 14%	<u>2610,5</u> 100%	<u>892,8</u> 100%	0,34	<u>577,7</u> 22%	<u>154,6</u> 17%	0,27	<u>300,0</u> 52%	<u>78,1</u> 51%	0,26	<u>277,7</u> 48%	<u>76,4</u> 49%	0,28
Республика Коми																
О3-D1	<u>49</u> 100%	<u>27</u> 55%	<u>7</u> 14%	<u>20</u> 41%	<u>310,3</u> 100%	<u>110,1</u> 100%	0,35	<u>160,4</u> 52%	<u>55,3</u> 50%	0,34	<u>14,6</u> 9%	<u>4,7</u> 8%	0,32	<u>145,9</u> 91%	<u>50,6</u> 92%	0,35
D3dm-C1t	<u>138</u> 100%	<u>44</u> 32%	<u>15</u> 11%	<u>29</u> 21%	<u>366,9</u> 100%	<u>125,6</u> 100%	0,34	<u>114,0</u> 31%	<u>34,3</u> 27%	0,30	<u>34,3</u> 30%	<u>6,5</u> 19%	0,19	<u>79,7</u> 70%	<u>27,9</u> 81%	0,35
C1v2-3-P1	<u>70</u> 100%	<u>15</u> 21%	<u>4</u> 6%	<u>11</u> 16%	<u>499,9</u> 100%	<u>153,0</u> 100%	0,31	<u>137,1</u> 27%	<u>47,1</u> 31%	0,34	<u>19,2</u> 14%	<u>8,0</u> 17%	0,42	<u>117,9</u> 86%	<u>39,0</u> 83%	0,33
Всего по РК	<u>257</u> 100%	<u>86</u> 33%	<u>26</u> 10%	<u>60</u> 23%	<u>1177,1</u> 100%	<u>388,7</u> 100%	0,33	<u>411,5</u> 35%	<u>136,7</u> 35%	0,33	<u>68,0</u> 17%	<u>19,1</u> 14%	0,28	<u>343,5</u> 83%	<u>117,5</u> 86%	0,34

Суммарные геологические запасы нефти по 139 залежам с низкопроницаемыми коллекторами составляют 1274,71 млн. т, извлекаемые – 386,61 млн. т.

Суммарные геологические запасы для категории залежей с Кпр. коллекторов до 10 мД составляют 102,87 млн. т, извлекаемые – 32,71 млн. т, коэффициент извлечения нефти – 0,31.

Для категории залежей с Кпр. коллекторов 10-50 мД суммарные геологические запасы составляют 163,72 млн. т, извлекаемые – 55,69 млн. т, коэффициент извлечения нефти – 0,34.

В целом по ТПП с карбонатными коллекторами верхнеордовикско-нижнедевонского, верхневизейско-нижнепермского и доманиково-турнейского НГК связано 502 залежи с низкопроницаемыми коллекторами [Государственный баланс запасов..., 2014]. К низкопроницаемым (Кпр. не более 50 мД) относятся 158 залежей. С проницаемостью пород до 10 мД – 63 залежи, с проницаемостью 10-50 мД – 95 залежей.

Начальные суммарные геологические запасы нефти по 502 залежам в низкопроницаемых коллекторах составляют 3787,6 млн. т, извлекаемые – 1281,4 млн. т.

Начальные суммарные геологические запасы нефти для категории залежей с проницаемостью коллекторов до 10 мД составляют 368,1 млн. т (10% от суммарной цифры), извлекаемые – 97,3 млн. т (8%), коэффициент извлечения нефти – 0,26.

Для категории залежей с проницаемостью коллекторов 10-50 мД суммарные геологические запасы составляют 621,2 млн. т (16,3%), извлекаемые – 194,0 млн. т (15%), коэффициент извлечения нефти – 0,31 (рис. 7).

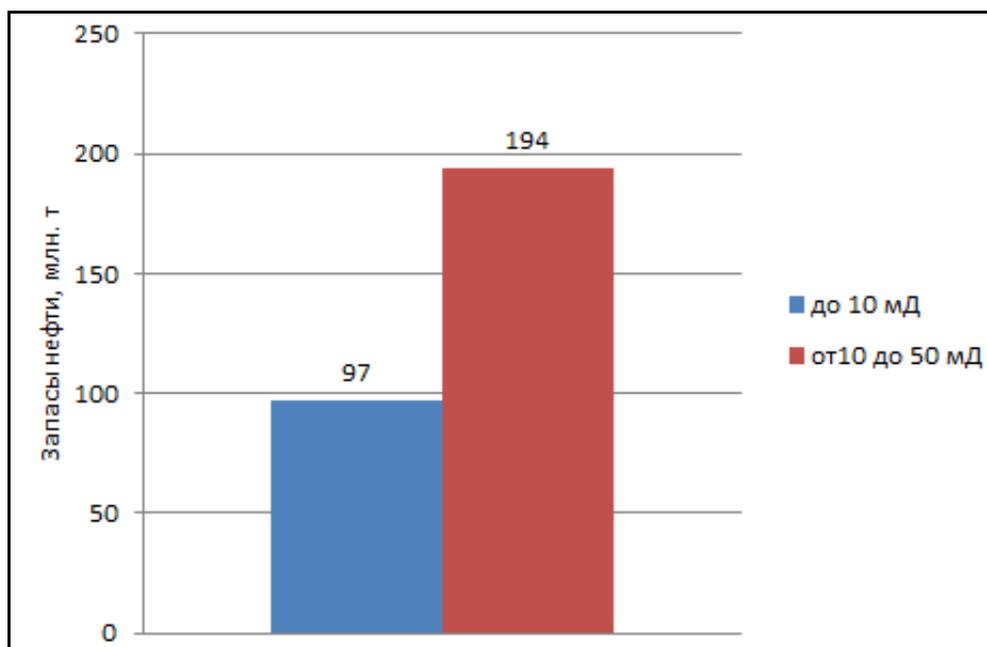


Рис. 7. Распределение запасов нефти в залежах с низкопроницаемыми коллекторами в Тимано-Печорской провинции

Суммарные запасы свободного газа в верхнеордовикско-нижнедевонском НГК составляют 0,477 млрд. м³; в доманиково-турнейском НГК - 13,85 млрд. м³; в верхневизейско-нижнепермском НГК - 924,76 млрд. м³.

В разработке числится 101 залежь с низкопроницаемыми коллекторами, это 20% от их общего числа или 64% от числа встречаемых в низкопроницаемых отложениях.

Суммарные извлекаемые запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах (Кпр. до 50 мД) составляют 23% от всех запасов, учтенных Государственным Балансом на 2014 г. [Государственный баланс запасов..., 2014].

В разработку вовлечены залежи с низкопроницаемыми коллекторами с суммарными начальными извлекаемыми запасами 194,181 млн. т нефти, это 15% от всех запасов региона и 65% от запасов нефти в залежах с низкопроницаемыми коллекторами. На сегодняшний день из них добыто 29,496 млн. т нефти.

Прогнозная оценка ресурсов нефти в низкопроницаемых коллекторах Тимано-Печорской провинции

Прогноз касается начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти в низкопроницаемых коллекторах ТПП, с разделением этих ресурсов на учтенные и неучтенные последней количественной оценкой УВС по состоянию на 01.01.2009 г. При этом, авторы исходили из следующих предпосылок.

1. При выполнении количественной оценки НСР нефти на 01.01.2009 г. методом аналогий, часть ресурсов в низкопроницаемых коллекторах была учтена непосредственно в эталонных участках (как запасы открытых залежей, входящих в эталон) и опосредованно – через расчетные участки и их НСР, к которым применялись вышеуказанные эталоны. При этом были использованы материалы количественной оценки, в первую очередь, подсчетные планы исследуемых НГК. Районы с низкопроницаемыми коллекторами в верхнеордовикско-нижнедевонском, доманиково-турнейском и верхневизейско-нижнепермском карбонатных НГК показаны на рис. 8-10.

2. На остальной части территории залежи в низкопроницаемых карбонатных коллекторах и их запасы в эталонах отсутствуют. Соответственно, не учитываются они и в расчетных участках, к которым применялись данные эталоны. Однако, в связи с общегеологическими представлениями, подтвержденными выделением на этой части территории в разрезе осадочного чехла низкопроницаемых пластов-коллекторов и трассированием их практически по всему региону (в пределах развития нефтегазоносных комплексов). К данным пластам могут быть приурочены и соответствующие ресурсы УВС, которые оказались неучтенными последней количественной оценкой.

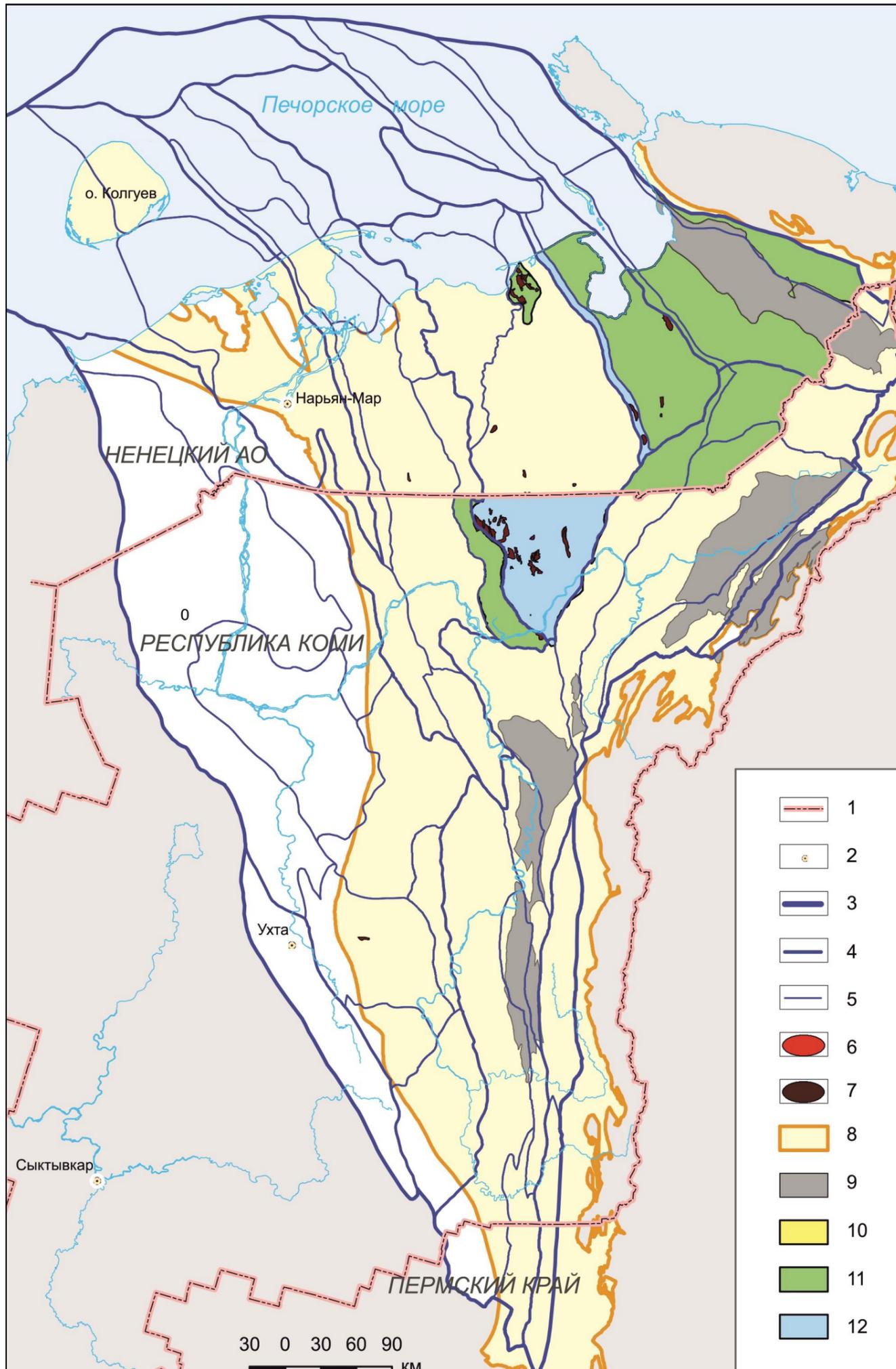


Рис. 8. Районы с низкопроницаемыми коллекторами в верхнеордовикско-нижнедевонском нефтегазоносном комплексе Тимано-Печорской провинции (по материалам количественной оценки углеводородного сырья на 01.01.2009 г.)

1 - границы субъектов РФ; 2 - населенные пункты; 3-5 - границы нефтегазогеологического районирования: 3 - нефтегазоносной провинции, 4 - нефтегазоносной области, 5 - нефтегазоносного района; 6-7 - залежи углеводородов в нефтегазоносных комплексах: 6 - газовые, газоконденсатные, 7 - нефтяные; 8 - граница распространения комплекса; 9 - площади с глубиной залегания отложений более 7 км; 10-12 - районы эталонных и расчетных участков с проницаемостью залежей: 10 - $K_{пр} = 0-10$ мД, 11 - $K_{пр} = 10-50$ мД, 12 - $K_{пр}$ до 50 мД и более 50 мД (смешанный).

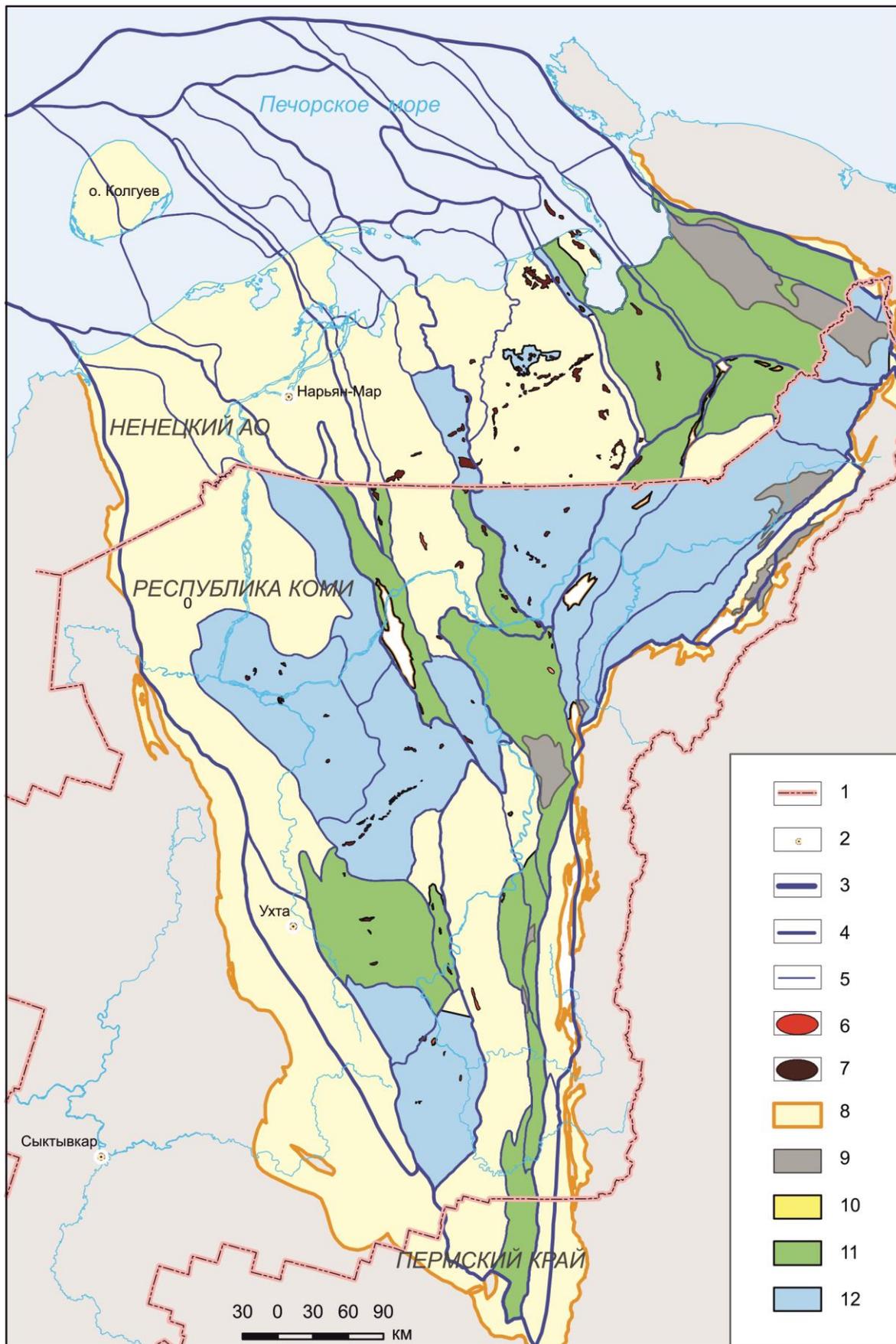


Рис. 9. Районы с низкопроницаемыми коллекторами в доманиково-турнейском нефтегазоносном комплексе Тимано-Печорской провинции
(по материалам количественной оценки углеводородного сырья на 01.01.2009 г.)

Условные обозначения см. на рис. 8.

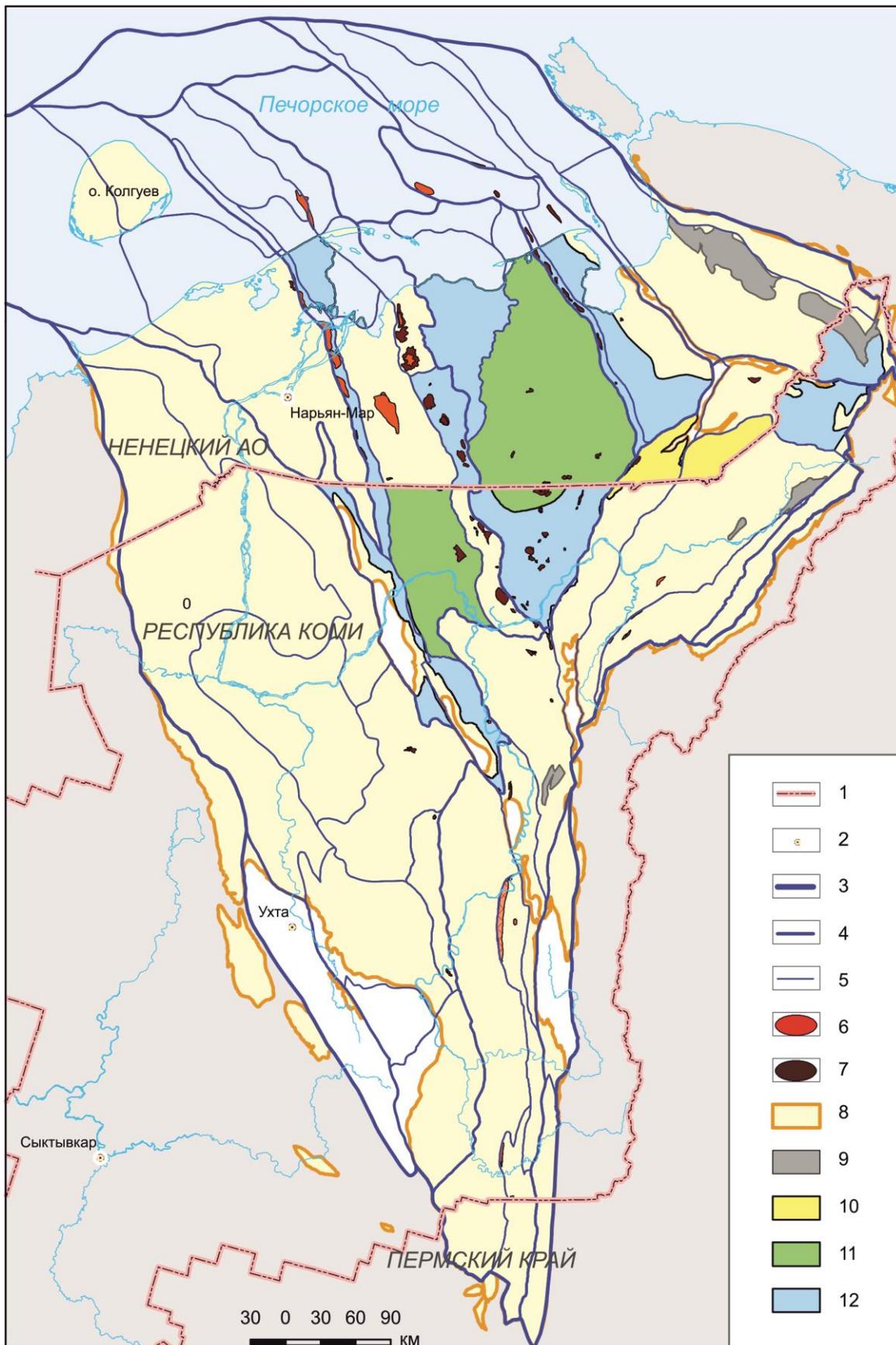


Рис. 10. Районы с низкопроницаемыми коллекторами в верхневизейско-нижнепермском нефтегазоносном комплексе Тимано-Печорской провинции

(по материалам количественной оценки углеводородного сырья на 01.01.2009 г.)

Условные обозначения см. на рис. 8.

При выполнении прогноза неучтенных ресурсов (табл. 3), по материалам количественной оценки УВС на 01.01.2009 г. на подсчетных планах выделены те эталонные участки и расчетные участки, которые так или иначе (непосредственно или опосредованно) приурочены к низкопроницаемым коллекторам. Затем, из соответствующих табличных приложений отчета выбраны все ресурсы в пределах этих участков (см. табл. 3, столбец 5). При этом, учитывая наличие в некоторых эталонных участках залежей как с хорошими, так и с низкопроницаемыми коллекторами (с долей низкопроницаемых коллекторов, как правило не менее 50-70% на таких участках), при оценке НСР (см. табл. 3, столбец 6) территориально использовался поправочный коэффициент, который в среднем по региону принят равным 0,75 с возможностью последующего уточнения.

Остальная часть территории в пределах, рассматриваемых НГК – это эталонные участки и, соответственно, расчетные участки, в которых при количественной оценке были взяты залежи с хорошими по проницаемости (Кпр. более 50 мД) коллекторами, но где также присутствуют низкопроницаемые отложения и ожидается выявление в них залежей УВС.

В таких неучтенных количественной оценкой коллекторах и районах НСР нефти рассчитываются как разность всех НСР нефти в данном НГК и НСР нефти в эталонном участке и расчетном участке, где присутствуют низкопроницаемые коллекторы и соответствующие залежи (см. табл. 3, столбец 8).

После этого через фактическое распределение запасов нефти, связанных с низкопроницаемыми коллекторами, рассчитывается доля последних от всех запасов в открытых залежах данного НГК и переносится на прогноз НСР в аналогичных залежах с низкопроницаемыми коллекторами на неучтенных территориях. При этом, используется в среднем для региона коэффициент аналогии 0,5, поскольку ожидается, что в районах с хорошими (с Кпр. более 50 мД) коллекторами на эталонах, доля низкопроницаемых коллекторов будет, естественно, меньше (ориентировочно, в два раза). Соответствующий подход используется и при прогнозе коллекторов с Кпр. до 10 мД.

Проведенные исследования показывают (рис. 11), что суммарный прирост неучтенных НСР нефти в низкопроницаемых карбонатных коллекторах ТПП может составить (см. табл. 3, столбец 10) 387 млн. т извлекаемой нефти. Это более половины (52%) от всех НСР нефти, связанных с низкопроницаемыми коллекторами (+735,6 млн. т), учтенных последней количественной оценкой или около трети всех возможных НСР региона, связанных с низкопроницаемыми коллекторами рассматриваемых верхнеордовикско-нижнедевонского, доманиково-турнейского и верхневизейско-нижнепермского карбонатных НГК ТПП.

Таблица 3

Расчет неучтенных количественной оценкой на 01.01.2009 г. извлекаемых ресурсов нефти в низкопроницаемых коллекторах Тимано-Печорской провинции

Нефтегазоносный комплекс	Всего по НГК		в том числе:										Всего НСР в низкопроницаемых (с учетом недооцененных ресурсов)
			Учтенные в эталонных и расчетных участках в коллекторах с Кпр. до 50 мД				Неучтенные НСР (прогноз)						
	S, тыс. км ²	НСР нефти (извл.)	S, тыс. км ²	НСР	Поправка с учетом смешанных эталонов	НСР с принятой поправкой (0,7-0,8)	По остальной территории ТПП		Прогнозируемый прирост НСР нефти, связанный с коллекторами до 50 мД				
							S, тыс. км ²	Всего НСР	Доля НСР в коллект. с Кпр до 50 мД	НСР в коллект. с Кпр. до 50 мД	из них в коллекторах до 10 мД		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Ненецкий автономный округ													
O2-D1	151,3	463,3	28,8	62,9	0,9	56,6	122,5	406,7	0,1	40,7	0,4	16,1	97,3
D3dm-C1t	110,6	688,2	32,3	265,9	0,8	212,7	78,3	475,5	0,1	35,7	0,04	1,4	248,4
C1v2-3-P1	204,9	654,0	25,9	75,7	0,75	56,8	179,0	597,2	0,1	53,7	0,3	16,1	110,5
Всего	466,8	1805,5	86,9	404,5	0,81	326,1	379,9	1479,4	0,1	130,1	0,3	33,6	456,1
Республика Коми													
O2-D1	279,2	631,0	17,8	191,0	0,7	133,7	261,3	497,3	0,3	124,3	0,04	5,0	258,0
D3dm-C1t	214,8	451,0	104,2	293,2	0,7	205,2	110,6	245,8	0,2	39,3	0,2	6,5	244,6
C1v2-3-P1	343,9	672,4	20,6	100,8	0,7	70,6	323,3	601,9	0,2	93,3	0,04	3,7	163,9
Всего	837,9	1754,5	142,6	585,0	0,70	409,5	695,3	1345,0	0,2	256,9	0,1	15,2	666,4
Тимано-Печорская провинция													
O2-D1	430,5	1094,3	46,6	253,9	0,75	190,3	383,9	904,0	0,2	165,0	0,1	21,0	355,3
D3dm-C1t	325,4	1139,2	136,5	559,1	0,75	417,9	189,0	721,3	0,1	75,0	0,1	7,9	492,9
C1v2-3-P1	548,8	1326,4	46,5	176,5	0,72	127,3	502,3	1199,1	0,1	147,0	0,1	19,9	274,4
Всего	1304,7	3559,9	229,6	989,4	0,74	735,6	1075,2	2824,4	0,1	387,0	0,1	48,8	1122,6

*K - поправочный коэффициент, равный 1/2 доли запасов нефти, связанной с низкопроницаемыми коллекторами (до 50 мД) в данном нефтегазоносном комплексе по административному региону.

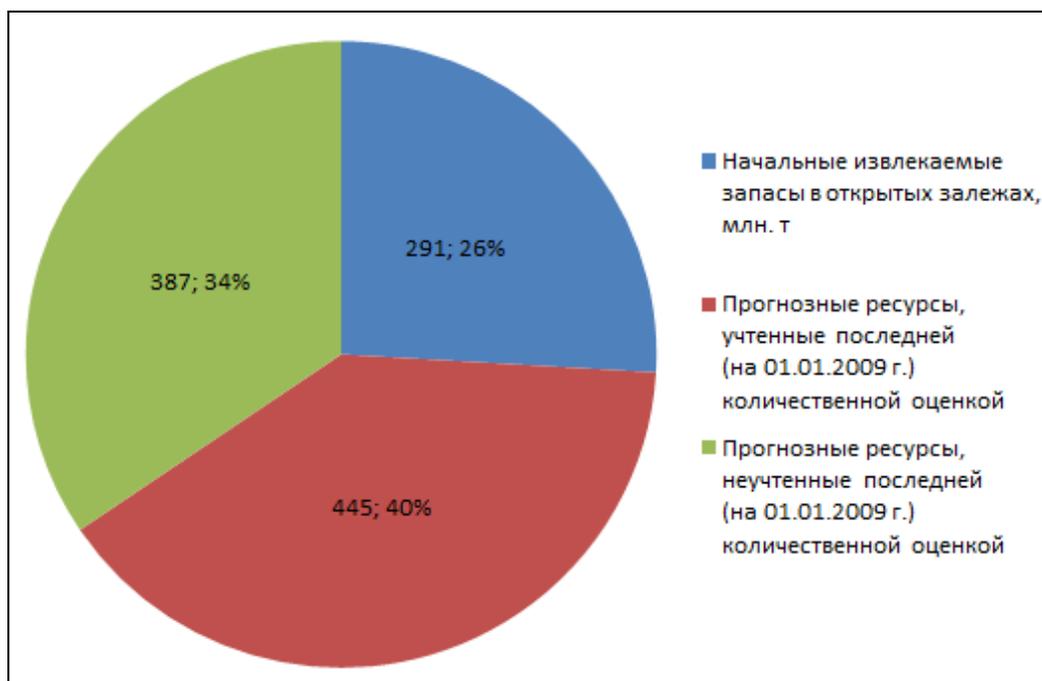


Рис. 11. Прогноз распределения начальных суммарных ресурсов в низкопроницаемых (Кпр. до 50 мД) карбонатных коллекторах Тимано-Печорской провинции

Указанные неучтенные ресурсы нефти низкопроницаемых коллекторов можно рассматривать как резерв наращивания сырьевой базы региона в ближайшем будущем.

Литература

Белонин М.Д., Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П., Шиманский В.В. Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и ее сопредельных территорий. - Санкт-Петербург: Изд-во «Недра», 2005. - Т. 1. - 260 с.

Белоновская Л.Г., Шибина Т.Д., Гмид Л.П., Окнова Н.С., Волченкова Т.Б., Ивановская А.В., Коханова А.Н. Фильтрационно-емкостное пространство пород-коллекторов основных нефтегазоносных провинций России. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. – (Труды ВНИГРИ). – (1-CD-R).

Волченкова Т.Б. Низкокондиционные коллекторы – новый объект нефтегеологической оценки // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2010. – № 4. - С. 8-17.

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2009 года / Под ред. Е.Г. Коваленко. – М., 2009. – Вып. 81. – Нефть – Ч. 2 – 336 с.

Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2014 года / Под ред. Е.Г. Коваленко. – М., 2014. – Вып. 81. – Нефть – Ч. 2 – 345 с.

Ковалева Л.А. Физика нефтяного пласта: учебное пособие. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2009. – 280 с.

Методические рекомендации по изучению и прогнозу коллекторов нефти и газа сложного типа / Под ред. М. Х. Булач, Л. Г. Белоновской. – Л.: ВНИГРИ, 1989. – 103 с.

Galieva E.R., Otmas A.A. (Senior)

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Borovinskikh A.P.

ООО "Nobeloyl", Syktyvkar, Russia, geoservis-komi@yandex.ru

DEPOSITS IN LOW-PERMEABILITY CARBONATE RESERVOIRS OF TIMAN-PECHORA PROVINCE - THEIR RESOURCE AND RESERVES ASSESSMENT

The sediments of the Upper Ordovician - Lower Devonian, Domanik - Tournasian and Upper Visean - Lower Permian carbonate oil and gas complexes of the Timan-Pechora oil and gas province are analyzed. Statistical analysis of the distribution of porosity and permeability values in these deposits is carried out, the share of low-permeability objects are identified. The prognostic resource estimate of oil in low permeability reservoirs of the region is performed. It is shown that 735 million tons of recoverable oil reserves can be associated with low-permeability carbonate reservoirs of these complexes within the Timan-Pechora province. 387 million tons of them were not considered by last (as of 1 January 2009) quantitative assessment of the total initial hydrocarbon resources. These resources can be considered as the reserve for raw material base growth of the Timan-Pechora province.

Keywords: *deposits in low-permeability reservoirs, total initial resources of oil, recoverable oil reserves, porosity, permeability, Timan-Pechora oil and gas province.*

References

Belonin M.D., Belonovskaya L.G., Bulach M.Kh., Gmid L.P., Shimanskiy V.V. *Karbonatnye porody-kollektory fanerozoia neftegazonosnykh basseynov Rossii i ee sopredel'nykh territoriy* [The carbonate reservoir rocks of Phanerozoic of oil and gas basins of Russia and its neighboring territories]. St. Petersburg: «Nedra», 2005, vol. 1, 260 p.

Belonovskaya L.G., Shibina T.D., Gmid L.P., Oknova N.S., Volchenkova T.B., Ivanovskaya A.V., Kokhanova A.N. *Fil'tratsionno-emkostnoe prostranstvo porod-kollektorov osnovnykh neftegazonosnykh provintsiy Rossii* [Reservoir space of reservoir rocks of main oil and gas provinces of Russia]. St. Petersburg: «VNIGRI», 2013 (Trudy VNIGRI).

Kovaleva L.A. *Fizika neftyanogo plasta: uchebnoe posobie* [Physics of oil reservoir: a tutorial]. Ufa: RITs BashGU, 2009, 280 p.

Metodicheskie rekomendatsii po izucheniyu i prognozu kollektorov nefti i gaza slozhnogo tipa [Guidelines for the study and forecast of oil and gas reservoirs of complex type]. Editors M.Kh. Bulach, L.G. Belonovskaya. Leningrad: VNIGRI, 1989, 103 p.

Volchenkova T.B. *Nizkokonditsionnye kollektory – novyy ob"ekt neftegeologicheskoy otsenki* [Low commercial reservoirs - a new object of oil geological estimates]. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2010, no. 4, p. 8-17.

© Галиева Е.Р., Отмас А.А. (старший), Боровинских А.П., 2015