

Антоновская Т.В.Независимый эксперт-геолог, Ухта, Россия, tat-atv@yandex.ru

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДЕВОНСКИХ И ТУРНЕЙСКИХ КАРБОНАТОВ ВЕРХНЕГО ПАЛЕОЗОЯ ЮГО-ВОСТОКА ПЕЧОРО-БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО РЕГИОНА

Поиски и разведка залежей нефти и газа в палеозойских карбонатных отложениях шельфа Баренцева моря являются важной задачей на перспективу развития нефтегазовой отрасли в Российской Западной Арктике, несмотря на то, что они находятся в более сложных тектонических условиях, на больших глубинах и с большим количеством неизвестных подсчётных параметров ресурсов и запасов, чем залежи углеводородов в мезозойских отложениях, являющиеся в настоящий момент основными подготовленными объектами для разработки Баренцевоморского шельфа. Анализ месторождений нефти и газа в акватории Печорского моря, юго-восточной составляющей Баренцева, и прилегающей суши значительно облегчит задачу поисков залежей углеводородов в аналогичных отложениях Баренцевоморской Арктики.

Ключевые слова: залежи нефти и газа, девонские и турнейские карбонаты, шельф Баренцевоморской Арктики.

Карбонатные отложения акваторий Печорского и Баренцева морей являются перспективными геологическими объектами для поисков залежей нефти и газа в Российской Западной Арктике [Каминский и др., 2017]. В настоящий момент проводить поиски и разведку с последующей добычей углеводородов (УВ) из данных отложений не рентабельно в связи с тем, что есть залежи нефти и газа в более молодых мезозойских, гипсометрически выше расположенных горизонтах, в структурных ловушках, хорошо картируемых сейсморазведкой, участками подтверждённых бурением. Для прогнозирования УВ залежей в акватории, где коллекторами могут быть разногенетические известняки, доломиты и их переходные разности, с соответствующими фильтрационно-емкостными свойствами, основной задачей является проанализировать и выявить особенности и закономерности распространения карбонатных коллекторов и их свойств на существующих месторождениях нефти и газа как в акватории, так и в пределах прилегающей суши. Печорское море, являясь юго-восточным окончанием Баренцева, рассматривается как самостоятельный геологический объект; район исследований автором принят как юго-восток Печоро-Баренцевоморского региона.

Промышленные нефтегазопродуктивные карбонаты верхнего палеозоя входят в состав среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса (O₂-D₁ НГК), приурочены к его кровельной части – нижнедевонским отложениям в составе лохковского яруса (D_{1l}),

доманиково-турнейского ($D_{3dm}-C_{1t}$) НГК, где залежи нефти присутствуют в доманиковых (D_{3dm}), верхнефранских (D_{3f3}), фаменских (D_{3fm}) и нижнекаменноугольных турнейских (C_{1t}) отложениях; *верхневизейско-нижнепермского* ($C_{1v2}-P_1$) НГК с залежами УВ в каменноугольных (C_1-C_3), нижнепермских ассельских и сакмарских (P_{1a-s}), а также артинских (P_{1ar}) породах-коллекторах [Тимано-Печорская провинция..., 2004].

Ранее проведённые исследования [Каминский и др., 2017] показали, что месторождения Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны и Садаягинской ступени северо-востока Хорейверской впадины содержат преимущественно нефтяные залежи, сконцентрированные в девонских и турнейских карбонатах среднеордовикско-нижнедевонского и доманиково-турнейского НГК, а месторождения Печоро-Колвинского авлакогена в основном газоконденсатные, где залежи приурочены к верхневизейско-нижнепермскому НГК (рис. 1).



Рис. 1. Обзорная схема региона исследований [Каминский и др., 2017]

1 - акватория; 2 - суша; месторождения: 3 - нефтяные, 4 - нефтегазоконденсатные, 5 - газоконденсатные; границы тектонических элементов: 6 - I порядка: E_1 - Малоземельско-Колгуевская моноклираль, $Ж_2$ - Денисовский прогиб Печоро-Колвинского авлакогена, $Ж_3$ - Колвинский мегавал Печоро-Колвинского авлакогена, $З_1$ - Хорейверская впадина, $И_2$ - Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона, $К_1$ - Северо-Печорская моноклираль, $Л_3$ - Кортаихинская впадина; 7 - II порядка: $Ж_2^1$ - Колоколморский вал, $Ж_2^2$ - Шапкина-Юрьяхинский вал, $Ж_3^1$ - Поморский вал, $Ж_3^2$ - Ярейюский вал, $З_1^2$ - Гуляевская перемычка, $З_1^3$ - Садаягинская ступень, $И_2^1$ - вал Сорокина, $И_2^3$ - Сарембой-Лёккейгагинская зона; 8 - индексы тектонических элементов.

Объектом комплексного анализа в данной статье являются месторождения, расположенные на суше и мелководном шельфе Печорского моря, включающие залежи нефти в девонских и турнейских карбонатах Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны (ВАСЗ) и Хорейверской впадины, куда входят месторождения шельфа – Медыньское-море, и суши – Перевозное, Медыньское, Тобойское, Мядсейское, Торавейское, Южно-Торавейское, Наульское им. Г. Чернова, Лабаганское им. В. Шмергельского, им. Р. Требса, Пасседское, им. А. Титова.

Методика комплексного анализа геолого-геофизических, геохимических и технологических данных (МКА) [Неантиклинальные ловушки..., 2013] применена автором для решения поставленной задачи (рис. 2). В основе методики лежит анализ фактического материала, полученного технологическими, стратиграфическими, палеогеографическими, геохимическими, графическими методами. Технологические методы включают результаты бурения, геолого-технологические исследования, опробование и испытание скважин. Стратиграфические методы объединяют сейсмостратиграфические, промыслово-геофизические, литологические и палеонтологические исследования; палеогеографические – литолого-фациальные и палеогеоморфологические; палеотектонические – анализ геологического разреза, перерывов в осадконакоплении и несогласий. Геохимические методы включают физико-химические исследования, пиролиз, термогазовую и газожидкостную хроматографии. Графические методы – картирование и иллюстрации, необходимы для наглядного представления результатов анализа. Данная методика является алгоритмом любого геологического предприятия, занятого вопросами поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, чему автор посвятил более тридцати лет работы в нефтегазовой отрасли, сгруппировав и обосновав данный алгоритм работы нефтегазового геолога как МКА, направленную для поэтапного исследования недр с целью выявления залежей нефти и газа, а также оценки ресурсов и подсчёта запасов УВ.

Анализ условий формирования и нефтегазоносности месторождений прибрежной части и мелководного шельфа ВАСЗ и Хорейверской впадины, а именно - первичных условий седиментации пород-коллекторов, вмещающих ныне промышленно продуктивные залежи нефти в девонских и турнейских карбонатах, предпринят в данной работе (рис. 3).

Нефтепродуктивными являются нижнедевонские карбонаты лоховского яруса, верхнедевонские – доманикового горизонта, франского и фаменского ярусов, и нижнекаменноугольные – турнейского яруса, формирование которых происходило в разнофациальных условиях осадконакопления [Атлас геологических карт..., 2000].

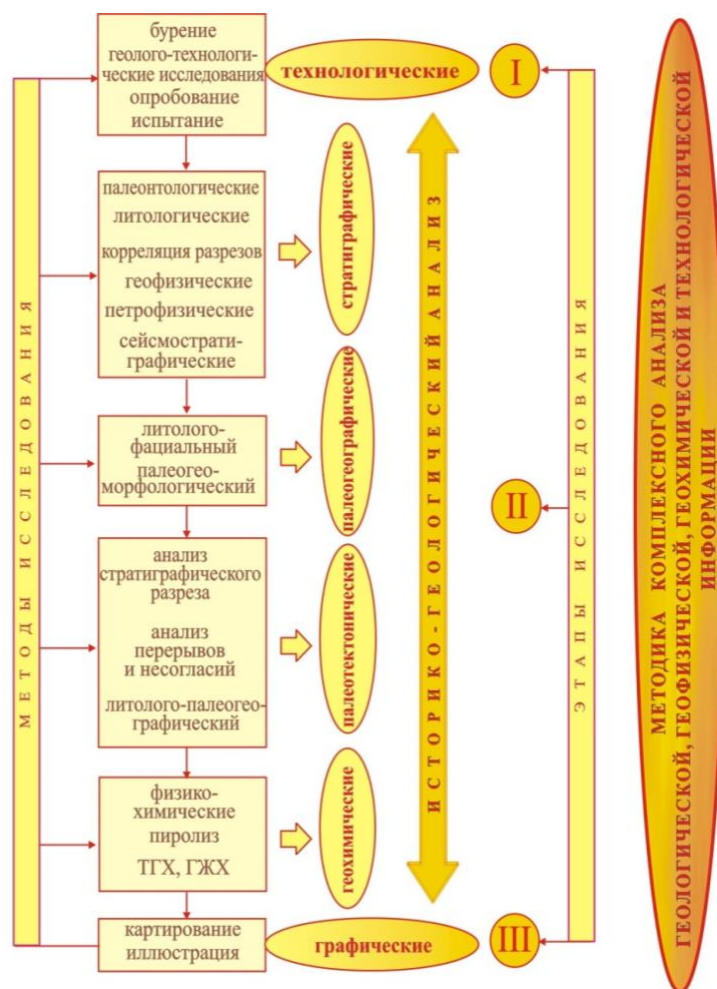


Рис. 2. Методика комплексного анализа геолого-геофизических, геохимических и технологических данных [Неантиклинальные ловушки..., 2013]

Палеозойская - PZ	Эратема				Стратиграфия	Тект. эл-ты	I порядка		Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона				Хорейверская впадина					
	D ₁	D ₃ dm	D ₃ f ₃	D ₃ f _m			C ₁ t	II порядка		Сарембой-Лёксейгинская зона		Вал Сорокина		Садаятгинская ступень				
						Нефтегазоносные комплексы (НГК)	Месторождения	Мельниковское море, н										
								Перевозное, н										
								Мельниковское, н										
								Мягдсейское, н										
								Тобойское, н										
								Южно-Торайевское, н										
								Наульское им. Г. Чернова, н										
								Лабуганское им. В. Шмергельского, н										
								им. Р. Требаса, н										
								Пасселдское, н										
						им. А. Титова, н												

Среднеордовикско-нижнедевонский (O_2-D_1) НГК содержит в кровельной части залежи нефти в карбонатах лохковского яруса нижнего отдела девона (D_{1l}), на всех исследуемых месторождениях Сарембой-Лёккейгинской зоны, Наульском им. Г. Чернова и Лабаганском им. В. Шмергельского - вала Сорокина, приуроченных к ВАСЗ, а также на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова Садаягинской ступени Хорейверской впадины (рис. 4).

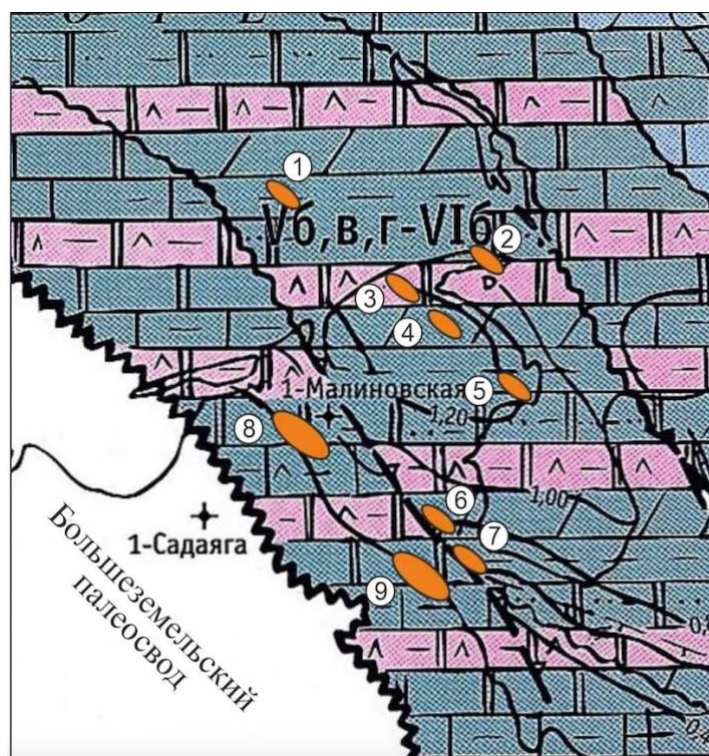


Рис. 4. Схема расположения месторождений нефти в лохковских карбонатах
(на литолого-фациальной основе D_1 ТП НИЦ [Атлас геологических карт..., 2000])

Месторождения нефти в D_{1l} : 1 – Медынское-море, 2 – Перевозное, 3 – Медынское, 4 – Тобойское, 5 – Мядсейское, 6 – Наульское им. Г. Чернова, 7 – Лабаганское им. В. Шмергельского, 8 – им. Р. Требса, 9 – им. А. Титова. Условия осадконакопления в D_{1l} : V б, в, г - VI б (D_1) – полузакрытые водоёмы и прибрежные приливно-отливные зоны с глинистым, сульфатно-карбонатно-глинистым и карбонатно-глинистым осадконакоплением [Атлас геологических карт..., 2000].

В нижнедевонских лохковских отложениях, вмещающих залежи нефти, породы-коллекторы сложены известняками органогенными (иловыми, водорослевыми) и органогенно-обломочными, а также вторичными доломитами. Известняки преобладают в пределах ВАСЗ, вторичные доломиты – Садаягинской ступени Хорейверской впадины.

В ВАСЗ залежи нефти на морском месторождении находятся на глубинах 3050-3700 м, на месторождениях суши - 3800-4210 м, в Хорейверской впадине - 3770-4110 м. На месторождении Медынское-море нефть особо лёгкая (805 кг/м^3), находится в карбонатном коллекторе с трещинным типом пористости, где коэффициент пористости составляет 4-5%, проницаемость - менее 1 мД. Низкие коэффициенты проницаемости в карбонатах на

значительных глубинах, где преобладает трещинный тип пористости, - явление частое [Методика изучения..., 1969; Методическое руководство..., 2009]. В породах данного типа фильтрация пластовых флюидов возможна не по порам, а преимущественно по тонким трещинам в ослабленных зонах вблизи тектонических нарушений, периодическая активизация которых в конце каждого цикла тектогенеза, в том числе герцинского, киммерийско-альпийского, привела к зонам повышенной трещиноватости при контакте друг с другом разных тектонических блоков.

На месторождениях ВАСЗ, расположенных на суше, нефть средняя (851-864 кг/м³). Залежи массивные и массивно-пластовые, тектонически экранированные. На месторождениях Хорейверской впадины залежи находятся примерно в тех же интервалах глубин, что и месторождения суши ВАСЗ, содержат нефти от особо лёгких (817-825 кг/м³) до тяжёлых (883 кг/м³); наиболее тяжёлые нефти приурочены к наиболее погруженным блокам, что хорошо наблюдается на месторождении им. А. Титова [Карбонатные породы-коллекторы..., 2005]. Нефти находятся в карбонатных коллекторах с трещинным и порово-каверново-трещинным типом пористости, где трещинная составляющая преобладает. Коэффициент пористости - от 1,5-4 до 11-12%, проницаемость - от 0,3 до 280 мД. Залежи пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Характеристика нижнедевонских залежей и нефтей [Инструкция по применению..., 2013] района исследований представлена в табл. 1.

Таблица 1

Характеристика залежей нефти и коллекторов нижнего девона (D₁)

Параметры	Варандей-Адзьевинская структурно-тектоническая зона		Хорейверская впадина
	море	суша	
Глубина, м	3050-3700	3800-4210	3770-4110
Плотность нефти, кг/м ³	805	854-864	825; 834-883
Коэф. пористости, %	4-5	6-10	1,5-4; 11-12
Коэф. проницаемости, мД	0,15-0,7	нет данных	0,3-283
Тип коллектора	трещинный	порово-трещинный; трещинный	трещинный; порово-каверново-трещинный
Тип залежи	массивные, массивно-пластовые, тектонически экранированные		пластовые сводовые и на моноклинали, тектонически, литологически и стратиграфически экранированные
Вязкость, мПа·с	маловязкие (до 3,5)		
Сера, %	малосернистые (0,33-0,87)		малосернистые (0,39-0,53)
Парафины, %	парафинистые (3,18-4,2)		парафинистые и высокопарафинистые (4,9-7,9; 9,76-17,6)
Смоли и асфальтены, %	смолистые (5,8-11,8)		малосмолистые и смолистые (3,5; 6,96-15,7)

В пределах ВАСЗ основными коллекторами являются известняки тонкокристаллические, массивные, чередующиеся с тонкослоистыми, сильно перекристаллизованные от пелитоморфных до тонкокристаллических, участками массивно-комковатые, с фауной. Породы пропитаны нефтью по стилолитам, порам, трещинам и межформенным образованиям (рис. 5).

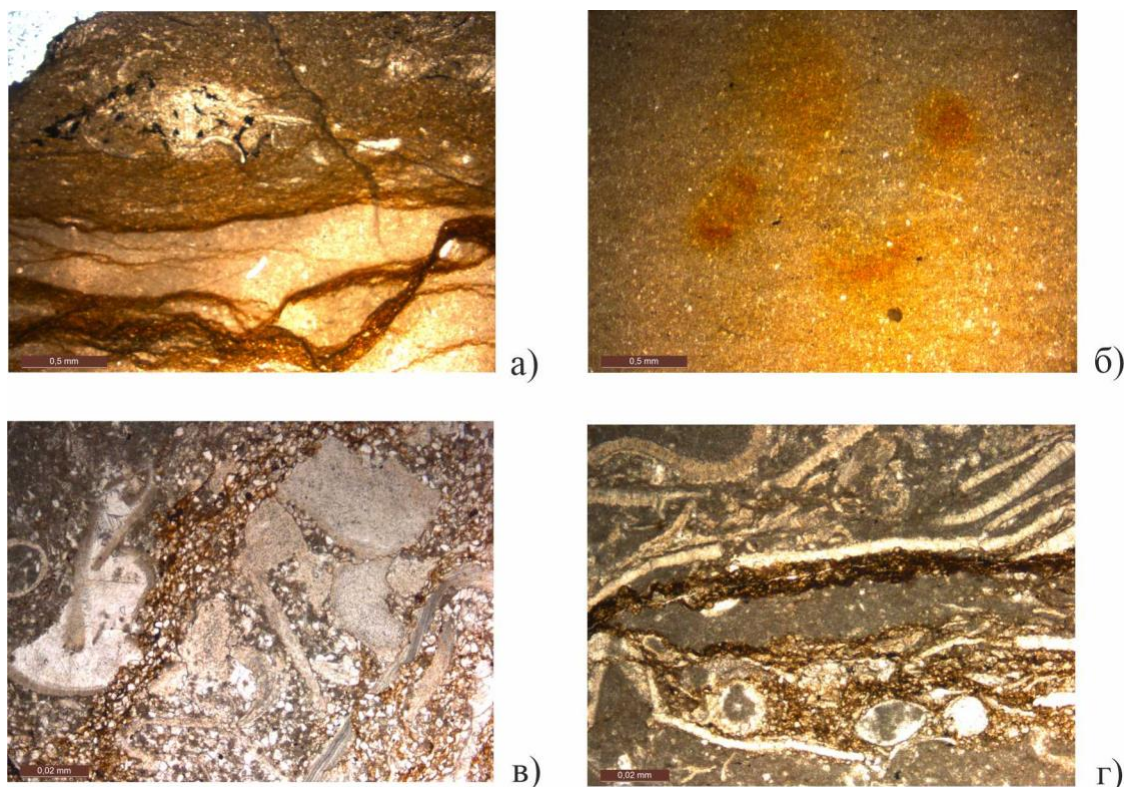


Рис. 5. Фотографии лохковских карбонатов, пропитанных нефтью по стилолитам (а, ×25), порам (б, ×25), трещинам (в, г, ×50) и межформенным образованиям (г), из скв. 4-Медынское-море (D₁l)

Вторичные доломиты являются основными коллекторами в пределах Садаггинской ступени Хорейверской на исследуемых месторождениях. Залежи нефти пластовые сводовые и пластовые на моноклинали, литологически, стратиграфически и тектонически экранированные. Стратиграфические экраны более приурочены к восточному борту Большеземельского палеосвода, где на нижнедевонских карбонатных отложениях с глубоким стратиграфическим перерывом залегают верхнедевонские преимущественно глинистые породы тиманского горизонта франского яруса; среднедевонские отложения отсутствуют (рис. 6). Тектонические экраны чаще наблюдаются в зонах контакта тектонических элементов, в том числе на границе Хорейверской впадины и ВАСЗ. Доломиты известковистые, светло-серые в верхних слоях, преимущественно тёмно- и коричневатосерые, ближе к основанию лохковского яруса – с буроватым оттенком; массивные, мелко- и

скрытокристаллические, плотные, участками брекчированные, средней крепости, прослоями мелкопористые, с кавернами, инкрустированными кристаллами доломита. Диаметр каверн достигает 4-10 мм, многие из них открытые в керне.

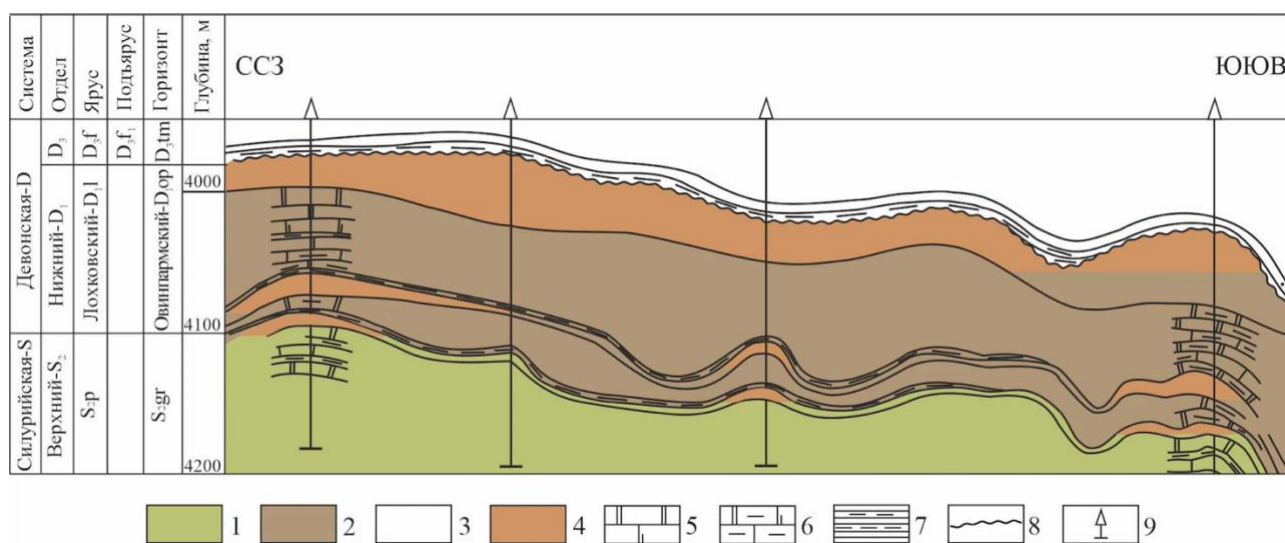


Рис. 6. Субмеридиональный геологический разрез вдоль Большеземельского палеосвода в районе месторождения им. Р. Требса [Турышев и др., 2020]

1 - силурийская система; 2 - нижний отдел девонской системы (лохковский ярус, овинпармский горизонт); 3 - верхний отдел девонской системы (франский ярус, тиманский горизонт); 4 - нефть; 5 - доломиты и доломитизированные известняки; 6 - доломиты и известняки глинистые; 7 - глины и аргиллиты; 8 - стратиграфический перерыв в осадконакоплении; 9 - скважины.

В центральной и нижней частях лохковского яруса доломиты в разной степени трещиноваты; трещины разнонаправлены, встречаются субгоризонтальные, иногда хаотично расположенные, залеченные белым кальцитом, чаще трещины залечены тёмно-серым глинистым веществом. В керне на стенках каверн, на поверхности среза по порам и трещинам наблюдаются примазки и слабые выпоты нефти; на свежем сколе запах УВ. Прослои аргиллитов и известняков доломитовых, глинистых, тёмно-серых не имеют признаков УВ. Редкие прослои доломитовых известняков - с признаками УВ в виде запаха на свежем сколе керна, обладают более низкими коллекторскими свойствами. Доломиты отличаются более высокими фильтрационно-емкостными характеристиками; их коэффициенты пористости достигают 12%, проницаемости – до 106 мД (по керну); в известняках пористость - 1,1-4%, проницаемость - до 5,4 мД (см. табл. 1).

Микроисследования шлифов, выполненные О.Г. Зариповым во ВНИГИК (1998-2002 гг.) по лохковским отложениям месторождения им. Р. Требса, показали, что пласты-коллекторы сложены в основном эпигенетическими доломитами замещения, развитыми по известково-доломитовой породе с биоморфно-детритовой структурой. В структурно-генетическом отношении преобладают илово-водорослевые и илово-водорослево-

остракодовые разности доломитов и ракушечники, включающие раковины остракод, створки раковин пелеципод, брахиопод и гастропод, пластинки криноидей. Первичный известняковый материал весь преобразован в эпигенетический доломит, мелко-среднекристаллический, структура которого меняется от микро-тонкозернистой до мелко-среднезернистой.

Анализ кернового материала нижнедевонских месторождений показал, что особенностью пород-коллекторов лохковского яруса является значительная стилолитизация пород, начиная от зачаточных микростилолитов до крупных стилолитовых швов с шириной раскрытия до 0,2-1,0 мм, залеченных глинистым и глинисто-битуминозным веществом. Стилиолитизированные прослои часто пропитаны жёлтой и светло-коричневой нефтью по швам и микротрещинам. Пористость в коллекторах складывается из пор вторичной доломитизации, каверн и разногогенетических трещин, распределённых неравномерно по продуктивным горизонтам, что создаёт определённые трудности при подсчёте запасов нефти [Тимано-Печорская провинция..., 2004; 2005; Природные резервуары..., 2011].

Породами-флюидоупорами для нижнедевонских залежей являются вышележащие плохопроницаемые сульфатно-карбонатные отложения верхней части лохковского яруса, приуроченные к сотчемкыртинскому горизонту, а также преимущественно глинистые отложения тиманского горизонта верхнего девона в тех участках, где сотчемкыртинский горизонт отсутствует, выклиниваясь в сторону Большеземельского палеосвода, и где породы верхнего девона с глубоким стратиграфическим перерывом залегают на лохковских нефтенасыщенных карбонатах [Карбонатные породы-коллекторы..., 2005; Турышев и др., 2020]. Комплексный анализ (МКА) материалов показал, что на участках глубокого размыва, где из разреза выпадают целые отделы систем (в данном случае – средний отдел девонской системы) достаточно 4-8 м плохопроницаемых глинистых пород на глубине, более 4 км, с низкими значениями кажущихся сопротивлений, замеренных градиент-зондом (10-50 Ом·м) и потенциал-зондом (10-100 Ом·м), аномально высокими показаниями гамма-каротажа (5,8-11 мкР/ч) и каверномера (220-620 мм), чтобы удерживать напор пластовых флюидов, содержащих нефть в нижележащих карбонатных пластах-коллекторах, и поддерживать в равновесии систему «коллектор-флюидоупор-пластовый флюид» [Турышев и др., 2020].

Количество нефти в залежах карбонатных коллекторов лохковского яруса нижнего девона в регионе исследований на 2010 г. составило более 220 млн. т [Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017].

Доманиково-турнейский (D_{3dm}-C_{1t}) НГК объединяет залежи нефти и газа в карбонатных породах-коллекторах в пределах франского и фаменского ярусов верхнего девона (D_{3f2-3}, D_{3fm}) и турнейского яруса нижнего карбона (C_{1t}). Все существующие

верхнедевонские залежи нефти связаны с органогенными постройками, развивавшимися в позднедевонское время в исследуемом регионе (рис. 7).

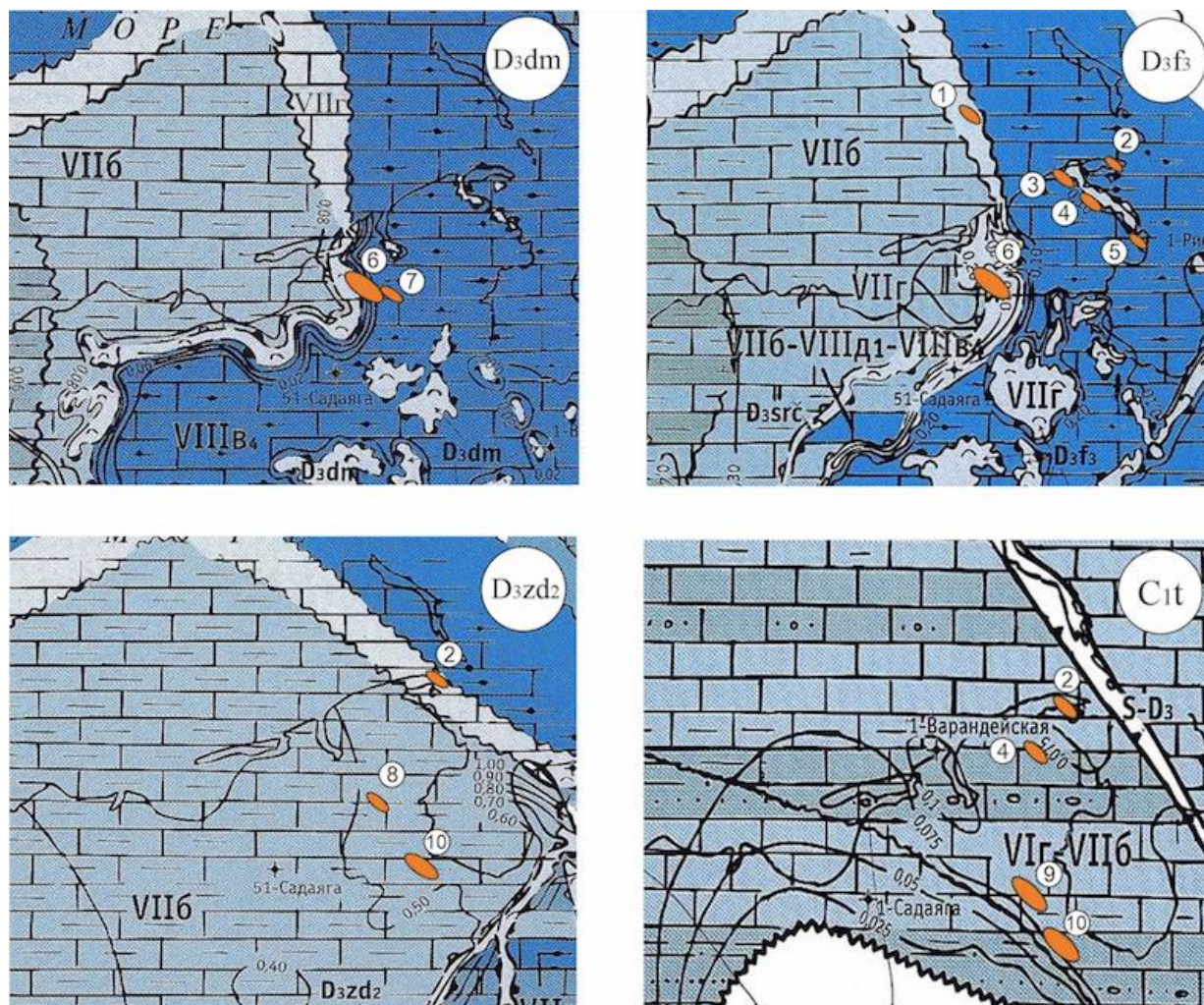


Рис. 7. Схема расположения месторождений нефти в карбонатах доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса

(на литолого-фациальной основе D_3 [Атлас геологических карт..., 2000])

Месторождения нефти в D_3dm-C_{1t} НГК: 1 – Медынское-море, 2 – Перевозное, 3 – Медынское, 5 – Мядсейское, 6 – им. Р. Требса, 7 – Пасседское, 8 – Южно-Торавейское, 9 – Наульское им. Г. Чернова, 10 – Лабаганское им. В. Шмергельского. Условия осадконакопления в $D_{3f2-3} - C_{1t}$: VI – прибрежно-приливно-отливная зона с карбонатным осадконакоплением (б); VII – мелководно-шельфовые с биогермами (б) и барьерными рифовыми системами (г); VIII – умеренно-глубоководные, толщи заполнения доманикового типа (в4) [Атлас геологических карт..., 2000].

Залежи приурочены к рифовым, надрифовым (толщам облекания) и околорифовым (зарифовым, межрифовым и предрифовым толщам заполнения) фациям (рис. 8).

Залежи нефти в карбонатах доманикового горизонта (D_3dm) присутствуют на месторождениях им. Р. Требса и Пасседском, на глубинах 3800-3900 и 3700-3760 м.

На месторождении им. Р. Требса (скв. 12) нефть битуминозная (907 кг/м^3), малопарафинистая (0,13%), высокосернистая (2,25%), смолистая (12,71%), асфальтенистая 5,88%, температура застывания минус 27°C ; на Пасседском – от тяжелой (895 кг/м^3) до

битуминозной (965 кг/м^3) [Инструкция по применению..., 2013]. Коллекторами являются известняки органогенно-обломочные, глинисто-битуминозные, пористостью 5-11%. Тип коллекторов порово-трещинный. Непосредственно под залежью в интервале глубин 3286-3295 м разрез представлен тёмно-серыми, почти чёрными глинисто-битуминозными известняками.

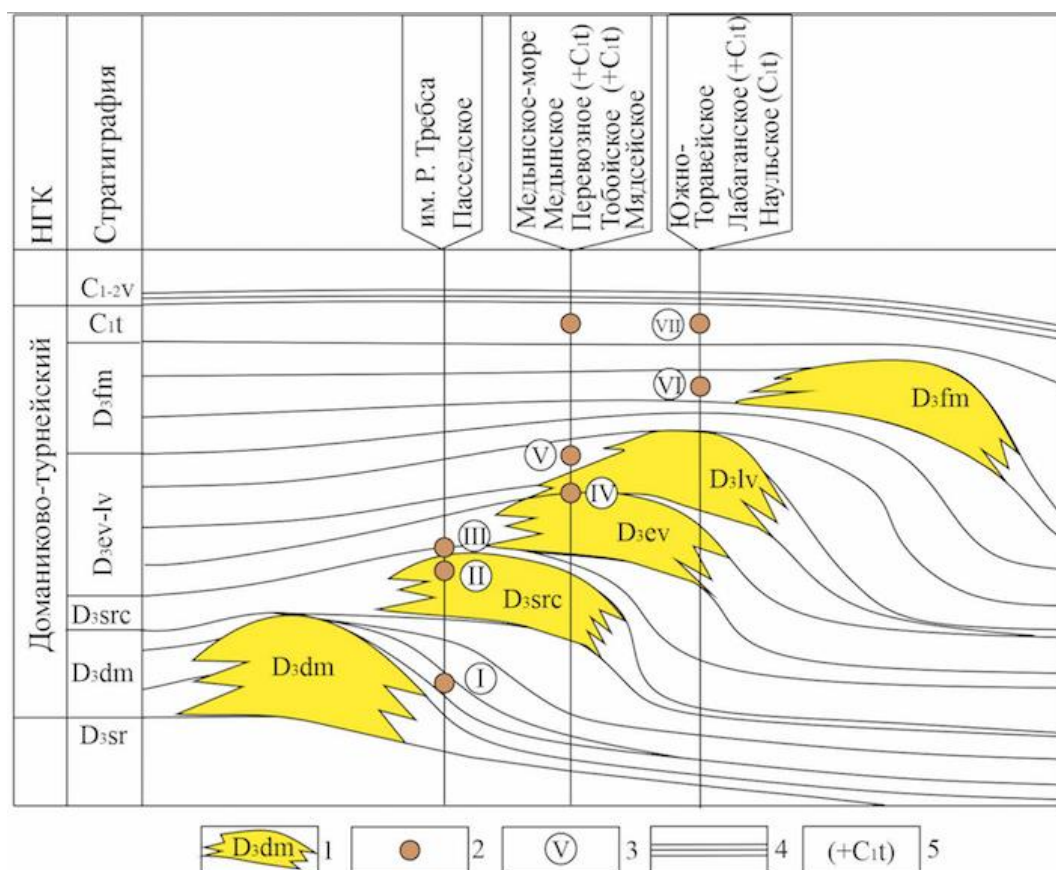


Рис. 8. Схема расположение залежей нефти в верхнедевонских и турнейских карбонатных отложениях [Антоновская, 2020]

1 - органогенные массивы (риффы) и их возраст; 2 - залежи нефти; 3 - условия осадконакопления пород-коллекторов; 4 - визейский флюидоупор; 5 - в том числе залежь в турне. Условия осадконакопления пород-коллекторов: I – предрифовые, относительно глубоководные; II – мелководно-шельфовые, в кровле сирачойского рифа (D_{3src}); III – мелководно-шельфовые, в толще облекания сирачойского рифа (D_{3ev-lv}); IV – мелководно-шельфовые, в тыловой части евланово-ливенского рифа (D_{3ev-lv}); V – лагунные, в зарифовой зоне евланово-ливенского рифа (D_{3ev-lv}); VI – прибрежно- и мелководно-шельфовые, лагунные, в зарифовой зоне фаменского рифа (D_{3fm}); VII – прибрежно-шельфовые, в толще облекания фаменского рифа (D_{3fm}).

Известняки тонкокристаллические, с ядрами мелких брахиопод, конодонтами и многочисленными кониконхами. Конодонты характерны для нижней части доманикового горизонта [Деулин, 2001]. Покрышкой для залежей служат ветласянские глинистые породы. Залежи нефти расположены в неантиклинальных ловушках, приурочены к проницаемым интервалам толщ заполнения предрифового склона доманикового органогенного массива, расположенного западнее. Тип залежей пластовый на моноклинали, литологически

ограниченный. Водонефтяной контакт на месторождении им. Р. Требса не установлен и принят условный.

Количество нефти в залежах доманикового горизонта в регионе исследований на 2010 г. составило более 15,5 млн. т [Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017].

Залежи нефти сирачойского горизонта (D_{3src}) выявлены на месторождении им. Р. Требса (Хорейверская впадина): три - в кровельной части органогенного массива (D_{3src} -I, III, V) и две – в толщах его облекания (D_{3src} -II, IV); в интервале глубин 3600-3900 м (материалы РосГеолФондов, 1998-2010 гг.). В органогенном массиве нефть от тяжёлой ($887,6 \text{ кг/м}^3$) до битуминозной ($923,6 \text{ кг/м}^3$), малосмолистая (4,34%) и смолистая (5,47-7,81%), от мало- до высокопарафинистой (0,93–8,41%), сернистая (1,3-1,8%). Тип залежей массивный. Коллекторами являются известняки светло-серые, сферово-узорчатые, сгустково-комковатые, водорослевые, в различной степени перекристаллизованные, доломитизированные с примесью обломков органогенного материала; неравномерно пористые, кавернозные. Пористость по данным промысловой геофизики (ГИС) составляет 7-8,6%; проницаемость – 6,2-11,4 мД. Тип коллектора каверново-порово-трещинный.

В толщах облекания нефть тяжёлая ($876,4$ - $882,2 \text{ кг/м}^3$), смолистая (5,29-7,81%), от парафинистой (2,4-5,65%) до высокопарафинистой (14,2%), сернистая (1,5-1,52%) и высокосернистая (1,96%) [Инструкция по применению..., 2013]. Тип залежей пластовый сводовый. Коллекторы представлены известняками органогенно-обломочными и органогенными. Известняки светло-серые, белёные, с коричневато-чёрными пятнами за счёт пропитки нефтью, скрыто-тонкозернистые, участками плотные, крепкие, массивные, пористые, трещиноватые; трещины тонкие субвертикальные. В порах наблюдаются следы нефти. Пористость по ГИС составляет 8,2-9,7%; проницаемость – 18,8-32,6 мД; тип коллектора порово-трещинный. Покрышкой для сирачойских залежей нефти на месторождении им. Р. Требса являются евланово-ливенские отложения, сформированные в зарифовой зоне евланово-ливенского органогенного массива, расположенного восточнее.

Плохопроницаемые породы представлены аргиллитами с прослоями известняков, доломитов, алевролитов с редкими прослоями ангидритов. Коллекторские свойства в залежах толщи облекания несколько выше, чем в кровельной части органогенного массива, что может быть связано с более интенсивной трещиноватостью пород.

Количество нефти в залежах сирачойского горизонта верхнего франа составляет около 16 млн. т (на 2010 г.) [Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017].

Залежи нефти евлановского и ливенского горизонтов (D_{3ev-lv}) выявлены на месторождениях ВАСЗ только в пределах Сарембой-Лёккейягинской зоны; приурочены к евланово-ливенским рифовым, межрифовым лагунным и зарифовым мелководно-

шельфовым фациям [Природные резервуары..., 2011]. *На суше* залежи битуминозной нефти (922 кг/м^3) расположены в интервалах глубин 2470-2890 м на Перевозном, Медынском, Тобойском и Мядсейском месторождениях. Залежи массивные, массивно-пластовые, литологически ограниченные. Коллекторы преимущественно вторичные (эпигенетические) доломиты, образованные по органогенным и органогенно-обломочным известнякам, неравномерно пористо-кавернозные с кавернами до 1 см, и микротрещиноватые с разноориентированными трещинами, с примазками битума и пятнами нефти на стенках пустот. Наблюдаются прослои известняков сферолито-оолитовых со спаритовым вторичным кальцитовым цементом, и биоморфных; известняки в разной степени доломитизированные. Пористость пород-коллекторов в залежи Мядсейского месторождения - 4-12,2%, средневзвешенная - 7-8%, проницаемость изменяется от 2,55 мД, увеличиваясь к кровельной части до 6,64 мД, в единичных случаях - до 660 мД, средневзвешенная по керну составляет 133,6 мД, по гидродинамическим исследованиям - 22-23,4 мД. Коэффициент пористости на Тобойском и Медынском месторождениях 3 и 11%, соответственно, проницаемость на Тобойском - 362,8 мД (по керну). Тип коллектора порово-трещинный. *В акватории* на месторождении Медынского-море присутствует залежь средней нефти (851 кг/м^3) на глубине 2360-2420 м, где коллекторами являются известняки органогенные и органогенно-обломочные фации тыловой части рифа (органогенного массива). Пористость достигает 11%, проницаемость (по керну) - 0,35 мД, тип коллектора трещинно-поровый. Покрышкой для франских залежей нефти ВАСЗ являются карбонатно-глинистые слои верхней части франского яруса, аналог ухтинской свиты центральных районов Тимано-Печорской провинции (ТПП) (репер «ухтинский»). В случаях, когда репер «ухтинский» не является флюидоупором, а более играет роль толщи рассеивания, тогда роль покрышки переходит глинистым слоям нижнего фамена, наиболее значимый из которых приурочен к низам фаменского яруса, выделяемый в ТПП, как репер «Г» [Меннер, 1989]. Детально охарактеризованы породы-коллекторы Тобойско-Мядсейской группы месторождений специалистами Тимано-Печорского научно-исследовательского центра (ТП НИЦ) с выделением пачек во франско-фаменском органогенном массиве барьерного типа [Природные резервуары..., 2011].

Количество нефти в залежах евлановского и ливенского горизонтов верхнефранского подъяруса в верхнедевонских отложениях составляет около 30 млн. т (на 2010 г.) [Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017].

Залежи нефти задонского, елецкого и устьпечорского горизонтов фаменского яруса (Dzdz-el-up) выявлены на месторождениях Южно-Торавейском и Лабаганском им. В. Шмергельского в пределах вала Сорокина ВАСЗ, на глубинах 2400-2500 и 2320-

2400 м, соответственно. На Перевозном месторождении залежь позднефаменско-турнейского возраста, более тяготеет к турнейскому ярусу; её характеристика рассмотрена в турнейской части разреза. На Южно-Торавейском месторождении нефть битуминозная (992 кг/м³), высокосмолистая (18,93%), парафинистая 2,30%), высокосернистая (2,9%); на Лабаганском – средняя (870 кг/м³), смолистая (7,37-9,54%), парафинистая (4,24-5,16%), малосернистая и сернистая (0,58-0,84%). На обоих месторождениях нефтяные залежи многопластовые, приурочены к пластам Φ_0 , Φ_{el} , Φ_{1-5} , сложенным органогенно-обломочными и водорослевыми известняками пористыми и кавернозными с фенестровой пористостью 7-14%, которые разделены карбонатно-глинистыми межпластовыми пачками. Пласты «Ф» и межпластовые пачки первоначально выделены в 1980-90-е гг. в Ижма-Печорской впадине [Меннер, 1989]. Позднее их аналоги прокоррелированы по всей ТПП, где отмечены похожие с Ижма-Печорскими условия осадконакопления в фаменское время, в том числе и в предшельфовой части юго-востока Печоро-Баренцевоморского региона. Формирование проницаемых пластов и плохопроницаемых пачек происходило в прибрежно- и мелководно-шельфовых условиях с периодически меняющимся уровнем моря, в непосредственной близости от островов суши, по краям которых росли органогенные постройки [Атлас геологических карт..., 2000]. Тип коллекторов поровый. Для залежей пласта Φ_0 крышкой является преимущественно глинистый пласт, принятый в промысловой геофизике как репер «Г». Для вышележащих проницаемых пластов Φ_{el} , Φ_{1-5} локальные флюидоупоры - межпластовые карбонатно-глинистые пачки. Основным флюидоупором для фаменских залежей принят глинистый слой позднефаменского возраста зеленецко-нюмылгского времени формирования.

Количество нефти в фаменских отложениях на месторождениях вала Сорокина составляет около 7 млн. т (на 2010 г.) [Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017].

Залежи нефти турнейского яруса нижнего карбона (C_{1t}) выявлены на месторождениях Перевозное (совместно с фаменским, рассмотрено в турне), Тобойское, Южно-Торавейское (совместно с фаменским, рассмотрено выше), Наульское им. Г. Чернова, Лабаганское им. В. Шмергельского в пределах ВАСЗ. Глубина залегания продуктивных интервалов от 1920 до 2120 м на месторождениях Сарембой-Лёккейягинской зоны, от 2270 до 2350 м - на месторождениях вала Сорокина. На Наульском и Лабаганском месторождениях нефти средние (855, 870 кг/м³), на остальных - битуминозные (906 кг/м³) [Инструкция по применению..., 2013]. Коллекторами являются известняки и вторичные доломиты. Коэффициент пористости достигает 12,5%. Тип коллектора трещинно-каверново-поровый.

Количество нефти в залежах турнейского яруса составляет более 39 млн. т (на 2010 г.) [Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017].

Характеристики условий формирования и нефтегазоносности верхнедевонских и турнейских отложений сведены в табл. 2.

В результате исследования верхнедевонских и турнейских нижнекаменноугольных карбонатных отложений можно сказать, что:

1) в юго-восточной части Печоро-Баренцевоморского региона в интервале глубин 1920-3900 м присутствуют залежи нефти в доманиково-турнейском НГК на месторождениях акватории и прилегающей к ней суши, в которых содержится более 107 млн. т нефти;

2) первичные условия осадконакопления карбонатных пород связаны с органическими постройками франского и фаменского времени формирования (II, IV), а также с их предрифовыми (I), надрифовыми (толщи облекания) (III), зарифовыми лагунными (V), зарифовыми прибрежно-и мелководно-шельфовыми (VI) и прибрежно-шельфовыми (VII) фациями;

3) наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы в толщах облекания рифов (III, VII) и зарифовых (V, VI) фациях, в то время как коллекторы предрифовых (I) и рифовых (II, IV) фаций имеют более низкие фильтрационно-емкостные показатели;

4) залежи нефти расположены в интервале глубин 1920-3900 м, где пластовые температуры увеличиваются с глубиной от 40 до 90⁰С, давления - от 20 до более 50 МПа.

Анализ условий седиментации показал, что карбонатное осадконакопление в регионе исследований в девоне и турне происходило в разных литолого-фациальных условиях.

В раннедевонское время в пределах северо-восточной части Хорейверской впадины и ВАСЗ существовал, экранированный с запада Большеземельским палеосводом, мелководный шельф, а также иловые лагуны с морской водой нормальной и повышенной солёности, где наряду с известковыми и известково-доломитовыми образованиями отлагались и первичные доломиты, прослоями гипсы и ангидриты (сотчемкыртинский горизонт лохковского яруса) [Карбонатные породы-коллекторы..., 2005]. В морской воде с нормальной солёностью отлагались иловые и водорослевые осадки с изобилием бентоса; на выступах дна восточнее района исследований росли одиночные постройки - биостромы и биогермы. К востоку и северо-востоку продолжал формироваться Палеоуральский океан, начавший своё развитие ещё в доордовикское время [Тектоника литосферных..., 1990]. Большеземельский свод сыграл значительную роль в образовании первичных форм ловушек в раннем девоне. Являясь конседиментационным древним палеоподнятием, свод давал о себе знать в течение всего позднего палеозоя, влияя на форму и расположение барьерных органических построек франского и фаменского возраста, и связанных с ними разнофациальных обстановок осадконакопления, и дальнейшего формирования ловушек, ныне заполненных нефтью.

Таблица 2

Характеристика залежей нефти и коллекторов доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса

Стратиграфия	Глубина залегания, м	Пористость, Кп, %	Проницаемость, Кпр., мД	Тип коллектора	Плотность нефти, кг/м ³	Рпл., МПа	Тпл., °С	Глубина замера, м	Условия осадконакопления
C _{1t}	1920-2350	11-12,5	4-400	т-к-п	855, 870, 906	23,7	47	2270	VII
D _{3fm1-2}	2320-2500	7-14	0,3-300	п	870, 992	26	52	2460	VI
D _{3f3} (ev-lv)	2470-2890	3-12	0,3-660	п-т	922	н.д.	н.д.	н.д.	V
D _{3f3} (ev-lv)	2360-2740	1-11	0,3-6	т-п	851, 922	н.д.	н.д.	н.д.	IV
D _{3f3} (src-ev)	3600-3900	8-10	19-32	п-т	876, 882	36,5	н.д.	3640	III
D _{3f3} (src)	3600-3900	7-8,6	6-11	к-п-т	887, 895, 923	39,5	83	3737	II
D _{3dm}	3700-3900	5-11	около 0,3	п-т	895, 907, 965	49,9	84,5	3800	I

Примечание: Рпл. – давление пластовое; Тпл. – температура пластовая; н.д. – нет данных; п – поры, к – каверны, т – трещины; I – VII – условия осадконакопления (см. рис. 8).

В начале позднего девона в доманиковое время на границе между мелководной и глубоководной частями моря росли органогенные постройки, являющиеся барьерным сооружением, протягивающимся субмеридионально по всей ТПП, огибая восточные склоны и их продолжения Большеземельского палеосвода; и северная часть доманикового барьерного рифа охватила и регион исследований [Атлас геологических карт..., 2000]. Толщи заполнения доманиковых органогенных массивов содержат залежи нефти.

В позднефранское время при дальнейшем отступлении моря в восточном-северо-восточном направлении происходило формирование и рост более молодых органогенных построек, также барьером протягивающихся через всю ТПП, охватив и регион исследований. Одновременно растут и одиночные органогенные сооружения в некотором отдалении от барьерных рифов в сторону открытого моря [Атлас геологических карт..., 2000]. Сирачойские и евлановско-ливенские органогенные массивы (тыловая и центральная части ближе к кровле) и толщи их облекания содержат промышленные скопления нефти.

В фаменское и турнейское время на территории исследований органогенные постройки формировались в более восточных и юго-восточных районах [Атлас геологических карт..., 2000]; осадки накапливались в мелководно-морских условиях прибрежно-морского шельфа. Обмеление бассейна происходило вплоть до выхода на дневную поверхность пород в раннем визе, когда осадконакопление отсутствовало, и до новой трансгрессии моря в предокское время визейского века (C_{1v}), когда произошло накопление глинистых осадков, ставших к настоящему моменту зональным флюидоупором для залежей нефти доманиково-турнейского НГК.

Во всех вышеперечисленных случаях происходило формирование и накопление карбонатных отложений, иловых, водорослевых, ракушечников, так или иначе связанных с прибрежно-морскими и мелководно-морскими условиями осадконакопления с органогенными массивами, толщами их облекания и заполнения, с зарифовыми лагунами и предрифовыми склоновыми фациями. В ходе геологической истории развития региона значительная часть органогенных и органогенно-обломочных известняков преобразована вторичными процессами в *эпигенетические доломиты, которые в настоящий момент являются основными нефтенасыщенными коллекторами в нефтяных залежах лохковского яруса*, и существенную роль в коллекторских свойствах играют в доманиково-турнейских карбонатах.

Анализ нефтегазоносности показал, что нефтяные залежи доманиково-турнейского НГК гипсометрически расположены выше, чем нижнедевонские среднеордовикско-нижнедевонского НГК. Нефти нижнего девона преимущественно особо лёгкие, лёгкие и средние, редко – битуминозные, в то время как нефти верхнедевонско-турнейские в

основном тяжёлые и битуминозные, где плотность их достигает 965, 992 кг/м³. Наблюдается гравитационная дифференциация нефтей в пределах каждого стратиграфического подразделения (D_{1l}, D_{3dm}, D_{3fz}, D_{3fm}, D_{3t}), где в нижних слоях залегают нефти более тяжёлые, в верхних – более лёгкие, что нельзя сказать в целом по доманиково-турнейскому комплексу, где битуминозные нефти плотностью 992 кг/м³ залегают намного выше нефтей лёгких-средних плотностью 871 кг/м³, как видно из табл. 2. Этот момент говорит в пользу того, что в каждом стратиграфическом подразделении присутствует свой природный резервуар с породами-коллекторами и флюидоупором, который способен держать в равновесии флюидодинамическую систему именно данного стратиграфического подразделения. То есть доманиковые нефти не связаны с верхнефранскими, верхнефранские с фаменскими, фаменские с турнейскими. Между ними есть флюидупоры, позволяющие удерживать нефть в каждом подразделении настолько долго, чтобы последние могли в пределах данного подразделения саморассортироваться по плотности: более тяжёлые – в основании резервуара, более лёгкие – выше. Наиболее лёгкие нефти доманиково-турнейского НГК встречаются только в турнейских отложениях непосредственно под глинистой визейской покрывкой, перекрывшей со стратиграфическим перерывом (отсутствует терригенный визе) турнейские карбонаты. Анализируя разрез по распределению нефтей по их плотности и глубинам залегания, можно говорить о качестве флюидоупоров, над проницаемыми карбонатными нефтенасыщенными слоями. Тиманский глинистый флюидоупор самого лучшего качества, потому что под ним находятся нефти от особо лёгких до средних, что наблюдается в нижнедевонских залежах. Вторым по качеству флюидоупором являются визейские глины, под ними также присутствуют нефти средние, почти лёгкие (855 кг/м³). Третий по качеству флюидоупор - глинистые отложения в основании верхнего фамена, потому что в нижезалегающих фаменских залежах находятся нефти средние (870 кг/м³). На четвёртом месте флюидоупоры, удерживающие в равновесии верхнефранские залежи, породы-коллекторы которых формировались в разнофациальных условиях. Наиболее худшего качества флюидоупор - над залежами нефти в доманиковом горизонте; он способен удержать нефти плотностью, не менее 895 кг/м³; все более лёгкие УВ мигрировали в гипсометрически более верхние слои. Данные особенности пород-коллекторов и флюидоупоров следует учесть при оценке количества и качества нефти на месторождениях, которые будут открыты в ближайшее время, а также при переоценке запасов нефти на существующих месторождениях. В одних случаях все стратиграфические подразделения НГК работают как единая флюидодинамическая система, где из-за отсутствия пород-флюидоупоров наблюдаются перетоки нефти из нижних горизонтов в верхние. В данном случае представлен пример иной, когда каждое стратиграфическое подразделение

внутри единого НГК работает самостоятельно, судя по гравитационной дифференциации нефти внутри каждого подразделения (см. табл. 2).

Также следует отметить, что нижнедевонские лохковские отложения представляют большой интерес для поисков залежей УВ в похожих геологических условиях, поскольку в районе исследований они вмещают более 220 млн. т нефти; верхнедевонские и турнейские – почти в два раза меньше, где суммарное количество нефти составляет около 107 млн. т (данные на 2010 г.) [Каминский и др., 2017; Антоновская, Зуйкова, Бабич, 2017]. На диаграмме представлено распределение нефти по стратиграфическим подразделениям доманиково-турнейского НГК (рис. 9).

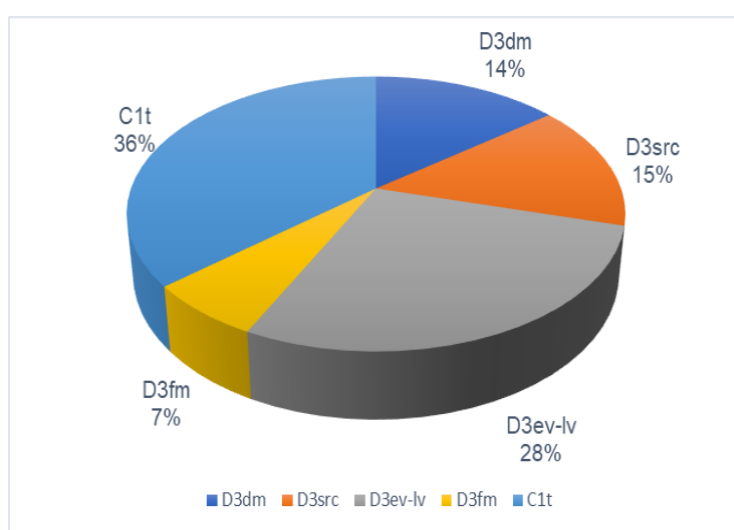


Рис. 9. Диаграмма распределения нефти по стратиграфическим подразделениям доманиково-турнейского нефтегазонасного комплекса в регионе исследований

Рисунок демонстрирует, что наибольшее количество нефти доманиково-турнейского НГК сконцентрировано в турнейских отложениях, залегающих непосредственно под зональным глинистым флюидоупором раннекаменноугольного визейского времени образования (C1v).

Выводы, полученные в результате комплексного анализа условий формирования и нефтегазонасности ниже- и верхнедевонских, а также нижекаменноугольных (турнейских) карбонатов:

1) первичные условия осадконакопления играют важную роль в образовании пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов и плохопроницаемых пород-флюидоупоров;

2) лучшими коллекторскими свойствами на глубинах более двух километров обладают вторичные доломиты, сформированные в результате постседиментационных преобразований известняков различного генезиса в ходе геологического времени;

3) глинистые слои толщиной 4-8 м на глубинах, более 3500-4000 м, могут быть качественными флюидоупорами, удерживающими не только тяжёлые, но и лёгкие, а также особо лёгкие нефти, возможно – и конденсатный газ;

4) полученные результаты можно применять для более точного прогноза местоположения и рабочих характеристик ещё не открытых залежей УВ на шельфе, где основным источником информации являются данные полевой сейсморазведки и выходы горных пород суши, прилегающей к шельфу;

5) МКА является оптимальной для поисков и разведки залежей УВ в глубокозалегающих палеозойских карбонатных отложениях как на суше, так и Печоро-Баренцевоморском шельфе Арктики.

Литература

Антоновская Т.В. Особенности распределения залежей нефти в карбонатных коллекторах доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса юго-востока Печоро-Баренцевоморского региона // Геология рифов: материалы Всероссийского литологического совещания, посвящённого 130-летию В.А. Варсановича (г. Сыктывкар, 25-26 июня 2020 г.). – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. – С. 16-19.

Антоновская Т.В., Зуйкова О.Н., Бабич Т.Ю. Тимано-Печорская провинция – форпост для разведки палеозойских углеводородных систем Баренцевоморского шельфа России // Neftegaz.RU offshore. - 2017. - № 5. - С. 58-69.

Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеонтологических). Тимано-Печорский седиментационный бассейн / В.И. Богацкий, Л.В. Галкина, Е.Г. Довжикова, О.Л. Ермакова, П.К. Костыгова, П.К. Куранова, З.В. Ларионова, В.М. Ласкин, А.В. Мартынов, К.А. Москаленко, Н.И. Никонов, Ю.А. Панкратов, Е.Л. Петренко, Е.В. Попова, А.И. Сурина, Г.А. Шабанова. - Ухта: ТП НИЦ, 2000. - 64 с.

Деулин Ю.В. Доманиковый горизонт Тимано-Печорской провинции (Территория Ненецкого Автономного Округа) // Литология и геохимия карбонатных отложений: материалы Второго Всероссийского литологического совещания ИГ Коми НЦ УрО РАН. - Сыктывкар: Геопринт, 2001. - С. 15-17.

Инструкция по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. - М.: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2013. - 25 с.

Каминский В.Д., Алексеева А.К., Антоновская Т.В., Зуйкова О.Н., Черных А.А. Карбонаты – первоочередной объект для поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Арктического шельфа России // Neftegaz.RU offshore. - 2017. - № 1. - С. 84-90.

Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и её

сопредельных территорий. В 2-х кн. Кн. 1 / М.Д. Белонин, Л.Г. Белоновская, М.Х. Булач, Л.П. Гмид, В.В. Шиманский. - СПб: Недра, 2005. - 260 с.

Меннер В.Вл. Литологические критерии нефтегазоносности палеозойских толщ северо-востока Русской платформы. – М.: Наука, 1989. – 133 с.

Методика изучения трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа / Под ред. Е. М. Смехова. – Ленинград: Изд-во «Недра», 1969 (Труды ВНИГРИ). – 129 с.

Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л.Г. Белоновская, Т.Д. Шибина, Н.С. Окнова, А.В. Ивановская. – СПб.: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.

Неантиклинальные ловушки среднедевонско-турнейских отложений юго-востока Тимано-Печорской провинции (условия формирования и нефтегазоносность) / Т.В. Антоновская. - СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. - 228 с.

Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, З.В. Ларионова, И.Ю. Беда, Е.Г. Довжикова. - СПб: ООО «Реноме», 2011. - 288 с.

Тектоника литосферных плит территории СССР. В 2 кн. Кн. 1 / Л.П. Зоненшайн, М.И. Кузьмин, Л.М. Натапов. - М.: Недра, 1990. - 328 с.

Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, Г.Ф. Буданов, С.А. Данилевский, О.М. Прищеп, Е.Л. Теплов. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

Турьшев В.В., Антоновская Т.В. Геолого-геофизическая характеристика нефтеносных поддоманиковых карбонатов прибрежной части Печорского моря Арктики (на примере месторождения нефти им. Р. Требса) // Геология рифов: материалы Всероссийского литологического совещания, посвящённого 130-летию В.А. Варсановича (г. Сыктывкар, 25-26 июня 2020 г.). – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. – С. 23-26.

Antonovskaya T.V.

Independent expert geologist, Ukhta, Russia, tat-atv@yandex.ru

GENESIS AND PETROLEUM POTENTIAL OF DEVONIAN AND TURNAISIAN CARBONATES OF THE SOUTH-EASTERN PECHORA-BARENTS SEA AREA

Exploration of petroleum accumulations in the Paleozoic carbonate section of the Barents Sea shelf is an important task for the future development of the oil and gas industry in the Russian Western Arctic, despite the fact that they are located in very complex tectonic conditions, at greater depths, with a large number of difficult to calculate parameters. The resources and reserves of hydrocarbon accumulations in the Mesozoic strata, easier to prospect are currently the main prepared objects for the development of the Barents Sea shelf. Analysis of oil and gas fields in the Pechora Sea, the southeastern part of the Barents Sea, and the adjacent onshore area will considerably facilitate the task of searching for hydrocarbon accumulations in similar accumulations of the Barents Sea Arctic.

Keywords: petroleum accumulations, Devonian and Tournaisian carbonates, Barents Sea Arctic shelf.

References

Antonovskaya T.V. *Osobennosti raspredeleniya zalezhey nefti v karbonatnykh kollektoakh domanikovo-turneyskogo neftegazonosnogo kompleksa yugo-vostoka Pechoro-Barentsevomorskogo regiona* [Features of the distribution of oil accumulations in carbonate reservoirs of the Domanik-Tournaisian oil and gas bearing area in the southeastern of the Pechora-Barents Sea region]. *Geologiya rifov: materialy Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya, posvyashchennogo 130-letiyu V.A. Varsanof'evoy* (Syktyvkar, 25-26 June 2020). Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, 2020, pp. 16-19.

Antonovskaya T.V., Zuykova O.N., Babich T.Yu. *Timano-Pechorskaya provintsia – forpost dlya razvedki paleozoyskikh uglevodorodnykh sistem Barentsevomorskogo shel'fa Rossii* [Timan-Pechora Province - an outpost for exploration of the Paleozoic hydrocarbon systems of the Barents Sea shelf of Russia]. *Neftgaz.RU offshore*, 2017, no. 5, pp. 58-69.

Atlas geologicheskikh kart (litologo-fatsial'nykh, strukturnykh i paleontologicheskikh). Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn [Atlas of geological maps (lithological-facies, structural and paleontological). Timan-Pechora sedimentary basin]. V.I. Bogatskiy, L.V. Galkina, E.G. Dovzhikova, O.L. Ermakova, P.K. Kostygova, P.K. Kuranova, Z.V. Larionova, V.M. Laskin, A.V. Martynov, K.A. Moskalenko, N.I. Nikonov, Yu.A. Pankratov, E.L. Petrenko, E.V. Popova, A.I. Surina, G.A. Shabanova. Ukhta, TP NITs, 2000, 64 p.

Deulin Yu.V. *Domanikovyy gorizont Timano-Pechorskoy provintsii (Territoriya Nenetskogo Avtonomnogo Okruga)* [Domanik Formation of the Timan-Pechora province (Territory of the Nenets Autonomous Okrug)]. *Litologiya i geokhimiya karbonatnykh otlozheniy: materialy Vtorogo Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya IG Komi NTs UrO RAN*. Syktyvkar: Geoprint, 2001, pp. 15-17.

Instruktsiya po primeneniyu klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov Ministerstvo prirodnikh resursov i ekologii Rossiyskoy Federatsii [Instructions for the application of the classification of reserves and resources of oil and combustible gases]. Moscow: 2013, 25 p.

Kaminskiy V.D., Alekseeva A.K., Antonovskaya T.V., Zuykova O.N., Chernykh A.A. *Karbonaty – pervoocherednoy ob'ekt dlya poiskov zalezhey nefti i gaza v paleozoyskikh otlozheniyakh Arkticheskogo shel'fa Rossii* [Carbonates are the primary target for prospecting for oil and gas accumulations in the Paleozoic strata of the Arctic shelf of Russia]. *Neftgaz.RU offshore*, 2017, no. 1, pp. 84-90.

Karbonatnye porody-kollektory fanerozoia neftegazonosnykh basseynov Rossii i ee sopredel'nykh territoriy [Carbonate reservoir rocks of the Phanerozoic of petroleum bearing basins of Russia and its adjacent territories]. M.D. Belonin, L.G. Belonovskaya, M.Kh. Bulach, L.P. Gmid,

V.V. Shimanskiy. Book 1, St. Petersburg: Nedra, 2005, 260 p.

Menner V.Vl. *Litologicheskie kriterii neftegazonosnosti paleozoyskikh tolshch severo-vostoka Russkoy platformy* [Lithological criteria for the oil and gas content of the Paleozoic strata of the northeast of the Russian platform]. Moscow: Nauka, 1989, 133 p.

Metodicheskoe rukovodstvo po litologo-petrograficheskomu i petrokhimicheskomu izucheniyu osadochnykh porod-kollektorov [Methodological guide for lithological-petrographic and petrochemical study of sedimentary reservoir rocks]. L.P. Gmid, L.G. Belonovskaya, T.D. Shibina, N.S. Oknova, A.V. Ivanovskaya, St. Petersburg: VNIGRI, 2009, 160 p.

Metodika izucheniya treshchinovatosti gornykh porod i treshchinnykh kollektorov nefti i gaza [Methods for studying fracturing of rocks and fractured reservoirs of oil and gas]. Editor E.M. Smekhova, Leningrad: Izd-vo «Nedra», 1969 (Trudy VNIGRI), 129 p.

Neantiklinal'nye lovushki srednedevonsko-turneyskikh otlozheniy yugo-vostoka Timano-Pechorskoy provintsii (usloviya formirovaniya i neftegazonosnost') [Middle Devonian-Tournaisian non-anticlinal traps in the southeastern part of the Timan-Pechora Province (genesis conditions and oil and gas content)]. T.V. Antonovskaya. St. Petersburg: FGUP «VNIGRI», 2013, 228 p.

Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoy provintsii [Oil and gas reservoirs of the Timan-Pechora province]. E.L. Teplov, P.K. Kostygova, Z.V. Larionova, I.Yu. Beda, E.G. Dovzhikova. St. Petersburg: OOO «Renome», 2011, 288 p.

Tektonika litosfernykh plit territorii SSSR [Tectonics of the USSR lithospheric plates]. L.P. Zonenshayn, M.I. Kuz'min, L.M. Natapov. Book 1. Moscow: Nedra, 1990, 328 p.

Timano-Pechorskaya provintsiya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya [Timan-Pechora Province: geological structure, oil and gas potential and development prospects]. M.D. Belonin, G.F. Budanov, S.A. Danilevskiy, O.M. Prishchepa, E.L. Teplov. St. Petersburg: Nedra, 2004, 396 p.

Turyshch V.V., Antonovskaya T.V. *Geologo-geofizicheskaya kharakteristika neftenosnykh poddomanikovykh karbonatov pribrezhnoy chasti Pechorskogo morya Arktiki (na primere mestorozhdeniya nefti im. R. Trebsa)* [Geological and geophysical characteristics of oil-bearing infradomanic carbonates in the offshore of the Pechora Sea in the Arctic (for example the R. Trebs oil field)]. *Geologiya rifov: materialy Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya, posvyashchennogo 130-letiyu V.A. Varsanof'evoy* (Syktyvkar, 25-26 June 2020). Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, 2020, pp. 23-26.

© Антоновская Т.В., 2021

