

Среднеордовикско-верхнедевонские природные резервуары шельфа Печорского моря и прилегающей суши Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Е.Б. Риле*, А.В. Ершов

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *lenailinka@yandex.ru

Аннотация. В северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на территории, равной по площади и аналогичной по строению Печорскому морю, на основании анализа залежей углеводородов и их взаимоотношений на многопластовых месторождениях выделены основные региональный и зональные природные резервуары. Дан прогноз их распространения и нефтегазоносности на территории Печорского моря.

Ключевые слова: залежь углеводородов, природный резервуар, истинная покрывка, ложная покрывка, месторождение.

Для цитирования: Риле Е.Б., Ершов А.В. Среднеордовикско-верхнедевонские природные резервуары шельфа Печорского моря и прилегающей суши Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art9>

Печорское море в геологическом смысле является продолжением Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП). В акватории Печорского моря протягиваются все тектонические элементы, выделенные в северной части Тимано-Печорской НГП: Малоземельско-Колгуевская моноклинали, Денисовский прогиб, Колвинский мегавал, Хорейверская впадина, Варандей-Адзвинская структурная зона, Коротайхинская впадина. [1, 2].

Цель предлагаемой статьи состоит в том, чтобы осуществить прогноз распространения природных резервуаров и содержащихся в них запасов углеводородов в акватории Печорского моря на основании исследований, проводимых на равной по площади и аналогичной по строению части суши Тимано-Печорской НГП. Предполагается исследовать в данном аспекте природные резервуары всего осадочного разреза. В этой статье рассмотрены природные резервуары, сложенные среднеордовикско-нижнедевонскими отложениями. Однако в ряде случаев истинной покрывкой для нефтяных залежей, открытых в этих отложениях, оказываются тиманско-саргаевские глины – то есть отложения среднего-верхнего франа верхнего девона. Поэтому в названии

и пришлось указать верхний девон, хотя ни среднедевонские, ни собственно верхнедевонские природные резервуары здесь не рассматриваются.

Среднеордовикско-нижнедевонские отложения распространены в восточной половине исследуемой территории и фрагментарно на западе. Они представлены, главным образом, известняками и доломитами, встречаются рифовые постройки. В среднеордовикско-нижнедевонском интервале разреза открыто 28 месторождений: 26 – на суше, одно – в море (Медынское-море) и одно (Тобойско-Мядсейское) – частично на суше, частично в прибрежных водах [3]. Все месторождения – нефтяные, только Западно-Командиршорское – газоконденсатное. Месторождения распределены по территории неравномерно: половина сосредоточена в Варандей-Алзьвинской структурной зоне, Западно-Командиршорское – на Лайском валу Денисовского прогиба, остальные – в Хорейверской впадине (рис. 1).

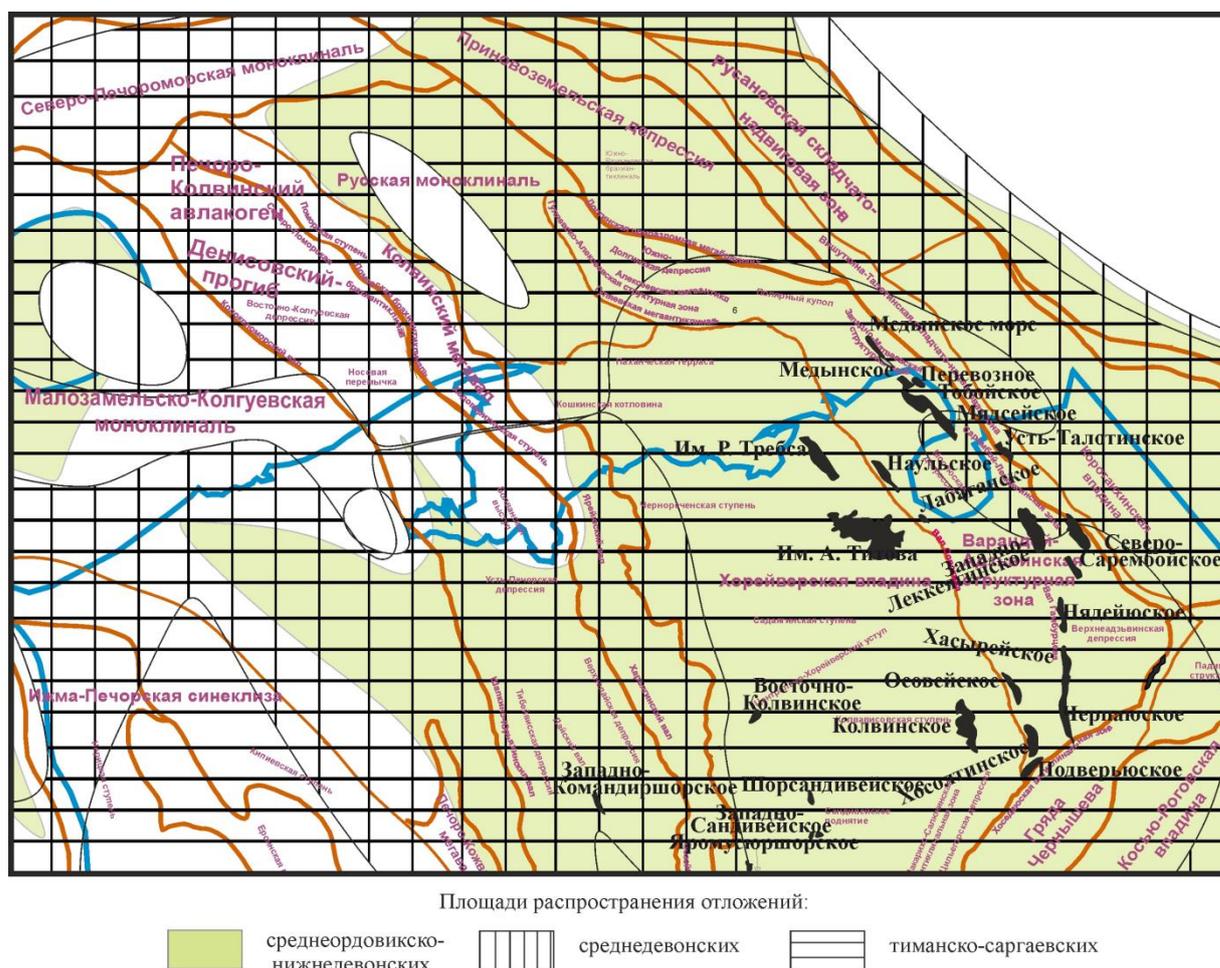


Рис. 1. Распространение среднеордовикско-нижнедевонских, среднедевонских и тиманско-саргаевских (верхнедевонских) отложений (по [4] с изменениями)

Согласно «Государственному балансу запасов полезных ископаемых» [3], 28 месторождений исследуемой территории включают 71 нефтяную залежь, из них около 65% содержится в нижнедевонских, 30% – в нижнесилурийских и 5% – в верхнесилурийских отложениях. Газоконденсатная залежь Западно-Командиршорского месторождения принадлежит нижнему силуру. Продуктивность ордовика пока не установлена. Для многих залежей характерны аномально высокие значения пластового давления (АВПД). Суммарные начальные извлекаемые запасы условного топлива исследуемой суши – около 350 млн т.

В основу исследований легли материалы ВНГИГНИ, ВНИГРИ, ТП НИЦ, ИПНГ, ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» и других организаций. На эталонных месторождениях анализировались каротажные диаграммы интервала разреза, включающего коллектор, перекрывающую и подстилающую его толщи, результаты опробования и структурные карты территории, охватывающей исследуемое месторождение и прилегающие области, по крайней мере, до критической седловины. На остальной территории использованы более краткие сведения о глубинах и площадях залежей, уровнях водонефтяных контактов (ВНК), данные о составе углеводородов (УВ), а также схематические профили и структурные карты, приведенные в справочниках, атласах и балансе [3, 5]. Во внимание принимались только залежи УВ, включенные в «Государственный баланс полезных ископаемых» [3].

Вопросами строения природных резервуаров нижних слоев осадочного чехла севера Тиманско-Печорской НГП занимались многие исследователи, такие как Н.И. Никонов, Е.Л. Теплов, В.И. Богацкий, О.М. Прищепа, А.М. Хитров, А.В. Мартынов, К.А. Мандель и другие.

Природные резервуары, сложенные среднеордовикско-нижнедевонскими отложениями, исследовались с позиций теории трехслойного строения природных резервуаров, согласно которой природные резервуары углеводородов имеют три слоя – истинную покрывку, продуктивную часть, содержащую коллекторы, и ложную покрывку между ними. Глинистые и ангидритовые пласты с высокими экранирующими свойствами или соли становятся истинными покрывками, если они перекрывают весь объект целиком, не прерываясь и не замещаясь более проницаемыми породами. Они не содержат нефтегазопроявлений. Ложная покрывка может отсутствовать, но если в разрезе нет истинной покрывки и коллекторов, то нет и природного резервуара [6].

Здесь используется термин «покрышка», а не «флюидоупор» (для простоты изложения) – это традиционная терминология, применяемая на протяжении многих лет при характеристике трехслойного строения природных резервуаров в многочисленных статьях и методических рекомендациях таких исследователей, как В.Д. Ильин, А.М. Хитров и другие. При замене термина «покрышка» на «флюидоупор» будет необходимо описывать истинную покрышку как «флюидоупор, непрерывно перекрывающий залежь», а ложную – как «толщу коллекторов с крайне и предельно низкой проницаемостью, залегающую под флюидоупором над средне- и высокопроницаемыми коллекторами». Именно эту «толщу низкопроницаемых коллекторов», залегающую непосредственно над продуктивным коллектором и представленную чаще всего либо глинистыми алевролитами, либо плотными и глинистыми карбонатами, большинство геологов и называет «флюидоупором», несмотря на то, что она часто содержит нефтегазопроявления.

Определение того, какой именно покрышкой контролируется каждая залежь углеводородов и какой именно пласт глин является основной истинной покрышкой в регионе, имеет большое значение для планирования поисково-разведочных работ, определения интервалов опробования скважин, подсчета запасов и ресурсов УВ, а также для выбора стратегии освоения месторождений [6]. В основу определения взаимоотношений между залежами положены соотношения разности глубин кровли коллекторов и абсолютных отметок ВНК залежей, соотношения площадей залежей при совпадении структурных планов без учета литологического замещения коллекторов, а также состав и свойства УВ. Так, при совпадении структурных планов для изолированных залежей характерна разница в уровнях водонефтяных контактов, примерно равная толщине отложений между кровлями коллекторов на критическом направлении, а площадь нижележащей залежи (без учета литологического экранирования) примерно равна или больше площади вышележащей залежи.

У гидродинамически связанных залежей уровни ВНК близки, во всяком случае, разница между ними намного меньше толщины отложений между кровлями коллекторов на критическом направлении, площадь нижележащей залежи значительно меньше площади вышележащей, УВ близки по составу и свойствам, часто нефти нижней залежи – более тяжелые и с большим содержанием смол и асфальтенов.

Основная истинная покрывка для залежей среднеордовикско-нижнедевонского интервала осадочного чехла – тиманско-саргаевские глинистые отложения. Ложная покрывка представлена плотными и глинистыми карбонатами силура, нижнего девона и иногда самыми нижними слоями тиманско-саргаевского возраста. В восточной части исследуемой территории, где распространены среднедевонские отложения, они тоже, как правило, входят в состав ложной покрывки. В данной статье не ставится задача рассмотреть строение средне- и верхнедевонских природных резервуаров, тиманско-саргаевские (франский ярус верхнего девона) отложения упомянуты здесь только в качестве истинной покрывки среднеордовикско-нижнедевонских залежей УВ. Многие исследователи полагают, что эта покрывка контролирует большую часть залежей [2, 7]. Проведенные исследования подтверждают этот вывод. Тиманско-саргаевская истинная покрывка экранирует залежи на большей части исследуемой территории, главным образом, в Хорейверской впадине. Здесь распространен среднеордовикско-нижнефранский субрегиональный природный резервуар (название резервуара складывается из возрастов нижнего коллектора и истинной покрывки), содержащий одну (Западно-Лекейгинское, Западно-Сандивейское месторождения и др.) или несколько связанных между собой залежей нефти (Верхневозейское месторождение и др.).

В сложных случаях или при противоречивых данных принимается вариант с единым природным резервуаром – наличие истинной покрывки над верхней залежью очевидно, а над более глубокими залежами – требует доказательств.

Примером такого сложного случая является Хосолтинское месторождение. Под тиманско-саргаевской глинистой истинной покрывкой залегают четыре залежи в нижнедевонских и верхнесилурийских отложениях с одним ВНК [5]. Это свидетельствует о том, что природный резервуар на этом участке является единой гидродинамической системой от среднего ордовика до среднего франа. Однако распределение нефтей по плотности и вязкости отличается от обычного, при котором эти параметры увеличиваются с глубиной. Так, верхние залежи в нижнедевонских лохковских пластах I и II обладают плотностью 0,854–0,888 г/см³, вязкостью 14,400 мПа.с, содержат 0,95–0,99% серы и 2,38–5,14% парафина, а нижние – в нижнедевонском пласте III и верхнесилурийских отложениях – характеризуются плотностью 0,887–0,888 г/см³, вязкостью 0,840–1,44 мПа.с (в 14 раз меньше!), содержат 0,59–0,65% серы и 11,19–11,30% парафина. Такое значительное различие в свойствах нефтей заставляет предполагать, что залежи пластов II

и III разделены истинной покрывкой. В настоящее время принимается модель с гидродинамически связанными залежами, контролируемые общей истинной покрывкой, однако этот вопрос необходимо изучить более детально.

На многих многопластовых месторождениях Хорейверской впадины развиты локальные и зональные истинные покрывки раннедевонского и силурийского возраста, разделяющие среднеордовикско-нижнедевонский интервал разреза на два или три самостоятельных зональных или локальных природных резервуара. Верхняя залежь экранируется основной региональной тиманско-саргаевской глинистой покрывкой, а остальные – локальными или зональными покрывками, представленными пластами глин и ангидритов предположительно овинпармского и сотчемкыртинского горизонтов нижнего девона и гердьюского горизонта верхнего силура (рис. 2).

СИСТЕМА (ПЕРИОД)	ОТДЕЛ (ЭПОХА)	ЯРУС (ВЕК)	ПОДЪЯРУС	ГОРИЗОНТ	Положение предполагаемых истинных покрывок
Девон	Верхний	Франский	СРЕДНИЙ - D3f2	САРГАЕВСКИЙ - D3sr	
			НИЖНИЙ - D3f1	ТИМАНСКИЙ - D3tm ДЖЪЕРСКИЙ ЯРАНСКИЙ	
	Средний	Эйфельский	Живетский	СТАРООСКОЛЬСКИЙ - HГ	
			ВЕРХНИЙ - D2ef2 НИЖНИЙ - D2ef1	КОЛВИНСКИЙ - D2kl ОМРИНСКИЙ - D2om КЕДРОВСКИЙ - D2kd БИИСКИЙ - D2bs КОЙВЕНСКИЙ - D2kv	
	Нижний	Эмский	ВЕРХНИЙ - D1e2	ВЯЗОВСКИЙ - D1vs	
			НИЖНИЙ - D1e1	ТАКАТИНСКИЙ - D1tk	
		Пражский	ФИЛИППЧУКСКИЙ - D1fl		
		Лохковский	ВЕРХНИЙ - D1l2	СОТЧЕМКЫРТИНСКИЙ - D1sk	
			НИЖНИЙ - D1l1	ОВИНПАРМСКИЙ - D1op	
	Силур	Верхний	Пржидольский	ГРЕБЕНСКОЙ - S2gr	
Лудловский			ГЕРДЬЮСКИЙ - S2gj		
Нижний		Венлокский	СЕДЬЕЛЬСКИЙ - S1sd (веякская свита)		
		Лландоверийский	ФИЛИППЪЕЛЬСКИЙ - S1fl (сандивейская свита) ДЖАГАЛСКИЙ - S1dz (макарихинская свита)		
Ордовик	Верхний	Ашгильский	САЛЮКИНСКИЙ - O3sl		
			МАЛОТАВРОТИНСКИЙ - O3mt		
			УСТЬ-ЗЫБСКИЙ - O3uz		
	Средний	Лландейлский	МАЛОМАКАРИХИНСКИЙ - O2mlm		
			Лланвирский		

Рис. 2. Положение основных региональных, зональных и локальных истинных покрывок в разрезе севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и прилегающей части Печорского моря

Таковы месторождения им. Р. Требса, им. А. Титова, Осовейское и другие. Месторождение им. Р. Требса очень сложно построено, разбито разломами на отдельные блоки. В связи с этим трудно определить водонефтяные контакты залежей, и в отчетах по подсчету запасов приводятся абсолютные отметки не ВНК, а УПУ (условного подсчетного уровня), соответственно и взаимоотношения между залежами не всегда можно установить. Но в одном из блоков (блоке скважин 7ТРМ и 4ПСС) эти взаимоотношения определяются четко – видны три гидродинамически изолированные залежи: в верхней части карбонатного пласта овинпармского горизонта нижнего девона, в нижней части этого же пласта и в гребеньском горизонте верхнего силура. Следовательно, здесь существует три самостоятельных природных резервуара – среднеордовикско-верхнесилурийский, верхнесилурийско-овинпармский и овинпармско-среднефранский под региональной тиманско-саргаевской покрывкой. Сходное строение имеет месторождение им. А. Титова.

На большей части территории распространены многопластовые месторождения с изолированными залежами нефти, относящимися к нескольким природным резервуарам (рис. 3).

В Варандей-Адзвинской структурной зоне распространены, главным образом, залежи, экранированные нижедевонской покрывкой, представленные, предположительно, ангидритами нижней части сотчемкыртинского горизонта (лохковский ярус нижнего девона). Это среднеордовикско-сотчемкыртинский природный резервуар. И хотя он занимает несколько меньшую площадь, чем среднеордовикско-среднефранский субрегиональный природный резервуар, его тоже можно назвать субрегиональным. В области развития этого природного резервуара находятся Сарембойское, Северо-Сарембойское, Западно-Лекейягинское и другие месторождения. На этой территории также, как и в Хорейверской впадине, встречаются зональные и локальные истинные покрывки раннедевонского и силурийского возраста, разбивающие среднеордовикско-нижедевонский субрегиональный природный резервуар на несколько зональных и локальных.

Рассмотрим подробнее взаимоотношение залежей Северо-Сарембойского месторождения. Оно содержит три нефтяных залежи: верхнюю – в кровле овинпармских карбонатов (лохковский ярус нижнего девона), среднюю – тоже в карбонатах овинпармского горизонта на 160 м ниже верхней, и нижнюю – верхнесилурийскую,

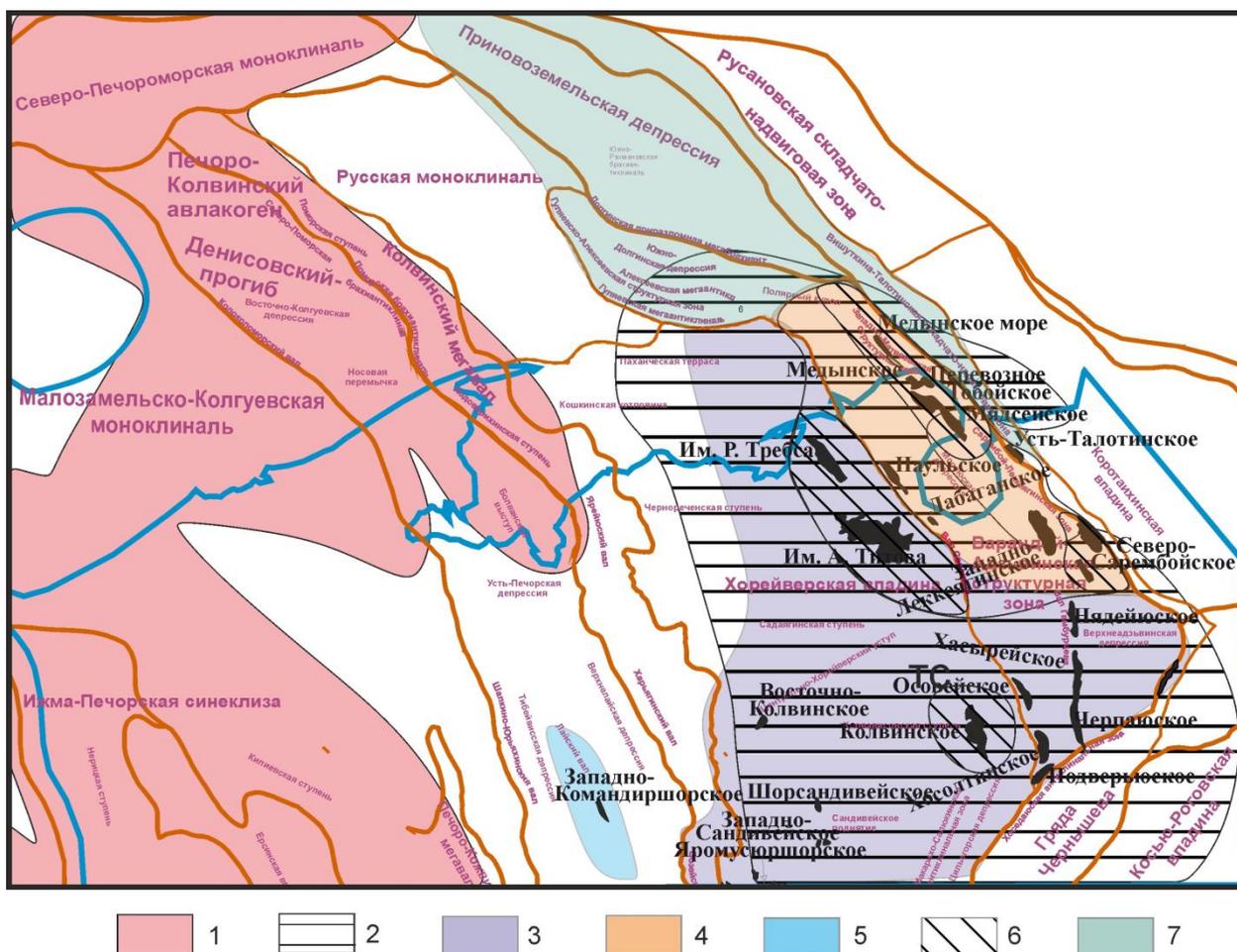


Рис. 3. Природные резервуары среднеордовикско-позднедевонского возраста:

1 – область отсутствия среднеордовикско-нижнедевонских отложений; 2 – область отсутствия среднедевонских отложений; 3–7 – области распространения природных резервуаров: 3 – среднеордовикско-среднефранского субрегионального; 4 – среднеордовикско-сотчемкыртинского субрегионального; 5 – среднеордовикско-нижнесилурийского локального; 6 – других локальных (овинпармского, верхнесилурийско-овинпармского и т.д.); 7 – среднеордовикско-среднефранского и среднеордовикско-сотчемкыртинского субрегиональных, прогнозируемых в акватории Печорского моря на продолжении структур Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны

вскрытую еще на 850 м ниже. ВНК залежей соответственно: -3139 м, -3234 м и -4035 м [5], залежи гидродинамически изолированы, каждая имеет собственную истинную покрывку.

Верхняя залежь экранируется, наиболее вероятно, нижнесотчемкыртинской ангидритовой истинной покрывкой, а ложная покрывка представлена верхнеовинпармскими глинистыми доломитами и имеет толщину около 50 м.

Предположительный возраст истинной покрывки средней залежи ограничен овинпармским веком (вероятно, это слой глин), а истинная покрывка нижней залежи – верхнесилурийская (гердьюская). Нефти силурийской залежи – менее вязкие, чем нижнедевонские, и несколько легче.

Аналогичное соотношение между нижнедевонскими залежами наблюдается на Сарембойском месторождении.

Группа месторождений Варандей-Адзвинской структурной зоны и северо-востока Хорейверской впадины очень важна для уточнения перспектив нефтегазоносности печороморского шельфа. Правда, Хорейверская впадина примерно через 70–80 км сменяется Русской моноклиной, на которой нельзя ожидать большого количества локальных структур, пригодных для формирования ловушек углеводородов, но Варандей-Адзвинская структурная зона протягивается гораздо дальше на северо-запад в виде интенсивно дислоцированной полосы, включающей Южно-Долгинскую депрессию, Алексеевскую мегаантиклиналь, Гуляевско-Алексеевскую структурную зону и Гуляевскую мегаантиклиналь (см. рис. 1).

На Печороморском шельфе в исследованном интервале разреза пока открыто только одно месторождение углеводородов – Медыньское-море. Оно имеет сложное блоковое строение, содержит девять нефтяных залежей в отложениях от нижнедевонских до нижнепермских, из них четыре – в нижнем девоне [3], в пластах (сверху вниз): Д₁-А, Д₁-Б, В-Д и Д₁. Запасы категории С₁ имеют только залежи в пластах Д₁-Б и Д₁, залежи в пластах Д₁-А и В-Д принадлежат категории С₂. Взаимоотношения между залежами не вполне ясны. Предполагается, что верхняя и следующая за ней залежи экранируются нижнесотчемкыртинской ангидритовой истинной покрывкой (подошва тиманско-саргаевских отложений залегает на 300–800 м выше), залежь В-Д отделена собственной, предположительно, овинпармской истинной покрывкой, а залежь в пласте Д₁ составляет с ней единый природный резервуар. В силурийском и нижнедевонском интервале разреза отмечены рифовые постройки.

На других месторождениях Печороморского шельфа, содержащих залежи в более молодых отложениях, есть признаки возможной продуктивности среднеордовикско-нижнедевонских отложений. Так, на Приразломном и Долгинском месторождениях в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях имеются антиклинальные структуры, осложненные рифовыми постройками [1], и прогнозируется распространение тех же

природных резервуаров, что и в Варандей-Адзвинской структурной зоне – субрегиональных, зональных и локальных.

Выводы

В северной части Тимано-Печорской НПП среднеордовикско-нижнедевонские отложения образуют два субрегиональных природных резервуара: среднеордовикско-среднефранский с истинной глинистой покрывкой тиманско-саргаевского возраста, занимающий, главным образом, восточную половину Хорейверской впадины, и среднеордовикско-сотчемкыртинский в Варандей-Адзвинской структурной зоне с ангидритовой истинной покрывкой сотчемкыртинского горизонта нижнего девона.

На большей части территории, на фоне субрегиональных природных резервуаров, распространены зональные и локальные природные резервуары, благодаря чему широко развиты многопластовые месторождения с изолированными залежами углеводородов.

На продолжении Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны в акваторию Печорского моря прогнозируются среднеордовикско-среднефранский и среднеордовикско-сотчемкыртинский субрегиональные природные резервуары, а также зональные и локальные природные резервуары, их осложняющие. Это обеспечивает высокие перспективы нефтегазоносности среднеордовикско-нижнедевонских отложений в этих зонах. В первую очередь это относится к Приразломному и Долгинскому месторождениям, на которых в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях прогнозируются все условия для формирования залежей углеводородов – локальные антиклинали, коллекторы (в том числе и рифовые [1]) и истинные покрывки разных рангов – субрегиональные, зональные и локальные.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях», № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Мандель К.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения северной части Тимано-Печорской провинции (Печорское море): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. СПб., 2005. 28 с.

2. Григорьева В.А., Еремин Н.А., Сурина В.В., Назарова А.Н. Особенности геологического строения и разработки месторождений нефти и газа в карбонатных отложениях шельфа Печорского моря // Геология нефти и газа. 2000. № 3. С. 11–16.

3. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. М.: ФГУНПП «Росгеолфонд», 2017.

4. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт. Ухта, 2000. 67 с.

5. Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа / Под ред. А.В. Гетмана, Е.Н. Кончица. Нарьян-Мар: ГУП НАО «Ненецкий ИАЦ», 2004. 115 с.

6. Риле Е.Б., Ершов А.В., Попова М.Н. Экранирование фаменских залежей нефти Хорейверской впадины и прилегающих территорий (Тимано-Печорская НПП) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 11(335). С. 4–12. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11\(335\)-4-12](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11(335)-4-12)

7. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. СПб.: Реноме, 2011. 285 с.

Middle Ordovician–Upper Devonian natural reservoirs of the Pechora Sea shelf and adjacent Timan-Pechora oil and gas province

E.B. Rile*, A.V. Ershov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow

E-mail: *lenailinka@yandex.ru

Abstract. The main regional and zonal natural reservoirs are identified in the Northern part of the Timan-Pechora oil and gas province, on the territory equal in area and similar in structure to the Pechora Sea according to the analysis of hydrocarbon pools in multi-layer hydrocarbon fields and their relationships. Their distribution and oil and gas potential of the Pechora Sea territory are forecasted.

Keywords: hydrocarbon pool, natural reservoir, genuine seal, false seal, field.

Citation: Rile E.B., Ershov A.V. Middle Ordovician–Upper Devonian natural reservoirs of the Pechora Sea shelf and adjacent Timan-Pechora oil and gas province // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art9> (In Russ.).

References

1. Mandel K.A. Oil and gas potential and prospects of the Northern part of the Timan-Pechora province (Pechora Sea) development: Synopsis of PhD thesis. St. Petersburg, 2005. 28 p. (In Russ.).
2. Grigorieva V.A., Eremin N.A., Surin V.V., Nazarova A.N. Features of geological structure and oil and gas fields development in carbonate formations of offshore Pechora Sea // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2000. No. 3. P. 11–16. (In Russ.).
3. State balance of mineral reserves of the Russian Federation on 01.01.2017. Moscow: Rosgeolfond, 2017. (In Russ.).
4. Timan-Pechora sedimentation basin. Atlas of geological maps. Ukhta, 2000. 67 p. (In Russ.).
5. Atlas of oil and gas potential and prospects of development of hydrocarbon reserves and resources of the Nenets Autonomous Okrug / Ed. by A.V. Getman, E.N. Konchits. Naryan-Mar: SUE NAO Nenets IAC, 2004. 115 p. (In Russ.).
6. Rile E.B., Ershov A.V., Popova M.N. Fammenian oil pools of Khoreyversky depression and neighboring territory sealing (Timan-Pechora oil and gas province) // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019. No. 11(335). P. 4–12. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11\(335\)-4-12](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-11(335)-4-12) (In Russ.).

7. *Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V.* et al. Natural reservoirs of oil and gas complexes of Timan-Pechora province. St. Petersburg: Renome, 2011. 285 p. (In Russ.).