

УДК 622.553.982.23.05:470.51 + 470.53

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2021

**Прогноз развития неантиклинальных ловушек углеводородов в верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях на территории северных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции****Н.Е. Соснин, С.Г. Филиппева, С.В. Макарова, Л.Ю. Корепанова, И.А. Вилложева**

Камский научно-исследовательский институт комплексных исследований глубоких и сверхглубоких скважин (Россия, 614016, г. Пермь, ул. Краснофлотская, 15)

**Expected Development of Non-Anticlinal Hydrocarbon Traps in the Upper Devonian-Tournaisian Carbonate Deposits Within the Northern Regions of the Volga-Ural Oil and Gas Province****Nikolay E. Sosnin, Svetlana S. Filipyeva, Svetlana V. Makarova, Lyubov Yu. Korepanova, Irina A. Vilyuzheva**

Kama Research Institute for Integrated Research of Deep and Superdeep Wells (15, Krasnoflotskaya st., Perm, 614016, Russian Federation)

Получена / Received: 31.03.2021. Принята / Accepted: 30.07.2021. Опубликовано / Published: 01.10.2021

**Ключевые слова:**

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, фация, неантиклинальные ловушки, клиноформные тела, риф, скважина, нефть, газ, углеводороды, залежь.

Реализации проблемы поиска и освоения углеводородных залежей, связанных с ловушками неантиклинального типа, в последние годы уделяется самое пристальное внимание, так как именно в этом видится решение задачи по обеспечению разведанными ресурсами нефти и газа районов с развитой нефтедобычей, где главные и основные направления поисков уже в значительной степени выработаны. В связи с этим весьма актуальным является поиск неантиклинальных ловушек к верхнедевонско-турнейскому карбонатному комплексу такого старого нефтегазодобывающего района, как Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

Рассматриваются типы ловушек углеводородов неантиклинального типа, встречающиеся в верхнефранско-турнейских карбонатных отложениях на территории Пермского края и Удмуртской Республики, выявлены зоны их латерального распространения. Среди множества классификаций за основу принята генетическая классификация неантиклинальных ловушек Н.С. Окновой и др. (1999). В пределах изучаемой территории установлены литологически ограниченные и литологически экранированные ловушки. Среди литологически ограниченных обнаружен биогенный подтип ловушек. Подобные ловушки возникают в рифовых системах, одиночных рифах, банках, биогермах, биостромах и т.д. Литологически экранированные ловушки образуются в результате выклинивания пластов-коллекторов по восстановлению слоев или их фациального замещения разновозрастными слабопроницаемыми породами. Среди них вызывают особый интерес ловушки в сложнопостроенных клиноформных телах турнейской толщи заполнения, поскольку перспективы обнаружения новых нефтеносных объектов, связанных с позднедевонскими рифогенными массивами, год от года сокращаются в связи с их высокой изученностью поисковыми работами. На изучаемой территории прослежены пять зон распространения неантиклинальных ловушек.

**Keywords:**

Volga-Ural oil and gas province, facies, non-anticlinal traps, clinoform bodies, reef, well, oil, gas, hydrocarbons, deposits.

Realisation of the issue for hydrocarbon deposit exploration and development, which are associated with non-anticlinal traps, has been given the utmost attention in recent years, since this is precisely the solution to the problem of providing proven oil and gas resources in the areas with developed oil production, where the main and general exploration directions are already largely worked out. In this regard, the search for non-anticlinal traps in the Upper Devonian-Tournaisian carbonate complex of such an old oil and gas producing region as the Volga-Ural Oil and Gas Province is highly relevant.

The types of non-anticlinal hydrocarbon traps found in the Upper Frasnian-Tournaisian carbonate deposits in the Perm Territory and the Udmurt Republic are considered, and their lateral distribution zones are identified. Among the many classifications, the genetic classification of non-anticlinal traps by N.S. Oknova et al. (1999) has been chosen as the basic one. Within the study area, lithologically screened traps limited by facies changes have been identified. Among the ones limited by facies changes, a biogenic subtype of traps has been found. Similar traps occur in reef systems, solitary reefs, banks, bioherms, biostromes, etc. Lithologically screened traps are formed as a result of updip reservoir pinchout or their facies replacement by low-permeable coeval rocks. Among them, traps in complex clinoform bodies of the Tournaisian infill are of particular interest, since the prospects for discovering new oil-bearing places associated with Late Devonian reef massifs are decreasing from year to year due to their high level of exploration. In the study area, we have traced five zones of the of non-anticlinal trap distribution.

**Соснин Николай Евгеньевич** – кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела нефтегазоносности Волго-Урала (тел.: +007 (963) 012 15 52, e-mail: kamnikigs@rusgeology.ru).

**Филиппева Светлана Геннадьевна** – заместитель начальника отдела нефтегазоносности Волго-Урала (тел.: +007 (902) 800 07 23, e-mail: sgfq@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

**Макарова Светлана Васильевна** – старший научный сотрудник (тел.: +007 (919) 708 05 38, e-mail: kamnikigs@rusgeology.ru).

**Корепанова Любовь Юрьевна** – младший научный сотрудник (тел.: +007 (912) 599 60 37, e-mail: l.yu.korepanova@gmail.ru).

**Вилложева Ирина Александровна** – инженер (тел.: +007 (952) 659 07 20, e-mail: ika-199696@mail.ru).

**Nikolay E. Sosnin** – PhD in Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Volga-Ural Oil-and-Gas-Bearing Capacity Department (tel.: +007 (963) 012 15 52, e-mail: kamnikigs@rusgeology.ru).

**Svetlana S. Filipyeva** – Deputy Head of the Volga-Ural Oil-and-Gas-Bearing Capacity Department (tel.: +007 (902) 800 07 23, e-mail: sgfq@mail.ru). The contact person for correspondence.

**Svetlana V. Makarova** – Senior Researcher (tel.: +007 (919) 708 05 38, e-mail: kamnikigs@rusgeology.ru).

**Lyubov Yu. Korepanova** – Junior Researcher (tel.: +007 (912) 599 60 37, e-mail: l.yu.korepanova@gmail.ru).

**Irina A. Vilyuzheva** – Engineer (tel.: +007 (952) 659 07 20, e-mail: ika-199696@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Прогноз развития неантиклинальных ловушек углеводородов в верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях на территории северных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Н.Е. Соснин, С.Г. Филиппева, С.В. Макарова, Л.Ю. Корепанова, И.А. Вилложева // Недропользование. – 2021. – Т.21, №4. – С.156–162. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.2

Please cite this article in English as:

Sosnin N.E., Filipyeva S.G., Makarova S.V., Korepanova L.Yu., Vilyuzheva I.A. Expected Development of Non-Anticlinal Hydrocarbon Traps in the Upper Devonian-Tournaisian Carbonate Deposits Within the Northern Regions of the Volga-Ural Oil and Gas Province. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.4, pp.156-162. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.2

## Введение

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция является старейшим нефтегазодобывающим регионом. Многолетние поисковые и разведочные работы на ее территории привели к истощению фонда антиклинальных ловушек, а в пределах ряда субъектов Федерации наметились не только тенденции к снижению запасов, но и самой добычи. Это поставило в повестку дня вопрос о поисках ловушек неантиклинального типа и связанных с ними залежей нефти и газа.

Поискам и изучению неантиклинальных ловушек посвящены многочисленные публикации отечественных и зарубежных геологов-нефтяников [1–35]. Ниже сделан прогноз распространения неантиклинальных ловушек углеводородов в верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях на территории Пермского края и Удмуртской Республики.

## К истории вопроса

В позднем девоне и раннем карбоне восток Русской платформы представлял собой шельфовую область пассивной окраины континента перед Уральским палеоокеаном. Частью ее является территория севера Урало-Поволжья. По характеру геологического развития на ней выделялась Сысольско-Коми-Пермяцкая суша, которую окаймлял мелководный морской шельф. Северо-западная и западная окраины мелкого шельфа осложнены Камско-Вятской системой впадин – Пономаревско-Тимшерской, Рехинской, Ломикской и Чигиринской. Трансгрессия моря, постепенное погружение дна бассейна со сложным рельефом и неоднократным изменением береговой линии обусловили широкое развитие разнообразных фаций, зон выклинивания, региональных несогласий и литологического замещения отложений в формировавшейся осадочной толще. Существенным событием в истории геологического развития территории явилось начавшееся в позднефранское время формирование Камско-Кинельской системы впадин (ККСВ) восточнее и южнее Ксенофоновско-Кукморского мелководно-морского архипелага. Эта система включает ряд крупных впадин: Чермозско-Чердынскую, Добрянско-Кизеловскую, Калининскую и Шальмскую – в пределах Пермского Прикамья; Можгинскую, Сарапульскую – на территории Удмуртии. Впадины разделены проливами, карбонатными и органогенно-карбонатными массивами разной величины, что обусловило заметные различия в фациальном облике толщ пород и осложнило строение многих ранее образовавшихся палеотектонических элементов Волжско-Камской антеклизы [36, 37].

Особенности седиментации в позднедевонско-раннекаменноугольное время, связанные с тектоническими процессами и вызванными трансгрессивно-регрессивными подвижками морского бассейна, обеспечили сложное литофациальное строение карбонатного комплекса. Фации наращивались и преобразовывались [38]. Развитие трансгрессии сопутствовало карбонатное осадконакопление и рифообразование, с которыми позже связано много залежей нефти и газа. В регрессивные фазы шло накопление преимущественно глинистых пачек, служащих покрывками, а в депрессионных впадинах формировались доминиконидные отложения с характерной фациальной изменчивостью и невыдержанностью толщины пород по площади. Регрессии приводили к размыву выведенных из-под уровня моря поверхностей, сносу материала во впадины с некомпенсированным осадконакоплением и постепенной компенсацией их по принципу бокового заполнения. В результате толща пород, заполняющая прогибы и впадины, представляет собой последовательность седиментационных, чаще всего клиноформных тел, омолаживающихся в направлении регрессивного отступления морского бассейна. То есть впадины развивались по типу компенсированной седиментации – засыпались преимущественно терригенными образованиями (глины, мергели, известняки глинистые), почти лишенными органики. Остатков фауны мало, так как обильное поступление терригенного материала и большая скорость осадконакопления создавали условия, неблагоприятные для жизни большинства организмов. По мере компенсации увеличивалась карбонатность разреза, так как со временем

отложения формировались уже во все более мелководной обстановке. Как подтверждение тому: известняки (снизу вверх по разрезу) содержат все большее количество различной фауны и водорослей. Со временем сдвигалась, омолаживаясь, осевая зона депрессии, уменьшался по площади и мощности конденсированный разрез глубоководных образований.

Палеогеографические и палеотектонические условия накопления верхнедевонско-турнейских карбонатных отложений предопределили формирование ловушек неантиклинального типа. В пределах изучаемой территории установлены литологически ограниченные и литологически экранированные ловушки [39].

Среди литологически ограниченных встречается биогеогенный подтип ловушек. Подобные ловушки в карбонатных породах возникают в случае спокойного тектонического режима и отсутствия горных сооружений на окраинах континентов: рифовых системах, одиночных рифах, банках, биогермах, биостромах и т.д. Ловушки приурочены к карбонатно-аккумулятивным массивам позднего девона в зоне ККСВ. Роль рифогенных массивов достаточно многообразна: с одной стороны, они являются коллекторами, образующими литологические ловушки. С другой – выступают в роли конседиментационных поднятий, вокруг которых образуются зоны выклинивания коллекторов и над которыми в покрывающих отложениях возникают структуры облекания. Распространение позднедевонских карбонатно-аккумулятивных массивов контролируется впадинами Камско-Кинельской системы. Рифогенные массивы сосредоточены в приосевой части ККСВ (островные сооружения) и, главным образом, в краевых частях шельфа позднедевонского времени. Их возникновению благоприятствовал геотектонический режим – частые колебания небольшой амплитуды на общем фоне восходящих движений и одновременного погружения ККСВ. В конечном итоге это привело к полному или частичному размыву отложений турнейского яруса на северо-западе Пермского края и большей части Кировской области с образованием зон кавернозности непосредственно в теле рифа. Возникли благоприятные условия для формирования ловушек под региональной глинистой покрывкой радаевского возраста. Примером могут служить Березниковское палеоплато и Ягано-Бурановский рифогенный массив, разделяющий Можгинскую и Сарапульскую впадины.

Во внутренней зоне ККСВ распространены также одиночные рифы: Гежский, Юрчуский, Чашкинский, Забегаловский, Восточно-Постольский, Тимеевский, Ошворцевско-Дмитриевский (рис. 1) и др., к которым приурочены одноименные месторождения нефти.

Сейсморазведочными работами в пределах Башкирско-Кыновского и Удмуртско-Пермского палеошельфа установлено развитие малоамплитудных органогенных построек (биогермы, биостромы).

Биогермы морфологически выражены холмовидными, штокообразными или линзовидными органогенными сооружениями, не достигающими уровня моря. Мощность их изменяется от нескольких десятков и сотен метров, а длина достигает несколько километров.

Биостромы – это пластообразные линзы значительной протяженности (десятки и сотни метров), сложенные органогенными известняками. Они незначительно возвышались над дном океана, выклиниваясь к краям.

В юго-восточной части Пермского края между Танышско-Тартинским массивом и Дороховским поднятием глубоким бурением установлены Габышевский, Солдатовский, Судановский и другие малоамплитудные биогермы высотой от 90 до 270 м. Черчинский, Тюшевский, Тавдинский биогермы, западный склон Дороховского рассечены разрывными нарушениями. Связь шельфовых биогермов с нефтеносностью проявляется по-разному. В случаях наличия собственно карбонатно-аккумулятивной ловушки массивное тело служит непосредственно вмещающим углеводородов, залежь при этом ограничивается его контурами (позднефранская залежь в вершине Дороховского поднятия). В других случаях малоамплитудные позднефранские биогермы способствуют формированию ловушек лишь в покрывающих отложениях (фаменские залежи над Черчипским, Корневским, Габышевским, Горбатовским биогермами).

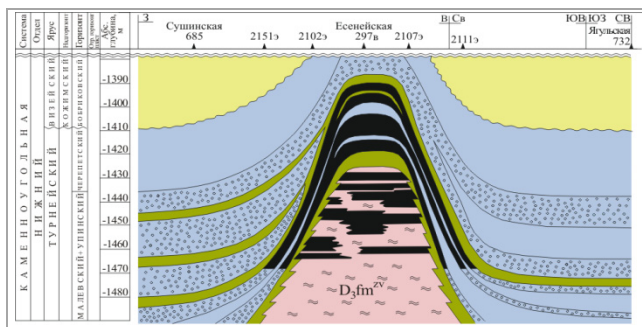


Рис. 1. Литологически ограниченная ловушка, биогенная, Ошворцевско-Дмитриевское месторождение

Литологически экранированные ловушки в основном приурочены к бортовым частям палеобассейнов осадконакопления или впадин и прогибов, обособившихся в их пределах. Это определяет их преимущество с точки зрения накопления нефти и газа перед ловушками, развитыми во внутренних частях бассейнов осадконакопления, где формируются отдельные нефтегазоносные свиты, возможно, бортовые зоны, в пределах которых широко развиты конседиментационные ловушки структурно-литологического типа. Литологически экранированные ловушки образуются в результате выклинивания пород-коллекторов по восстановлению слоев или их фациального замещения одновозрастными слабопроницаемыми породами. Следовательно, здесь породы-коллекторы экранируются слабопроницаемыми породами только по их восстановлению.

При образовании литологически экранированных структур преобладающим является фактор стратиграфического несогласия в залегании пород. Наиболее распространенными являются два. Первый – это выклинивание пласта или пачки пластов на бортах или склонах структур с образованием ловушек нефти клиноформного типа. Второй – эрозионный размыв пород с образованием структурных форм типа врезов, карстовых воронок. Ловушки нефти в таких случаях ограничиваются эрозионной поверхностью. Практический интерес представляют клиноформы, развитые в нижнекаменноугольных отложениях, образованные в результате выклинивания вверх по разрезу песчаных пластов турнейского или визейского возраста. В турнейском ярусе песчаные породы значительной мощности развиты в малевском и упинском горизонтах во внутренней зоне Камско-Кинельской системы впадин вблизи северного борта (Удмуртская Республика). Песчаный материал сносился с Северо-Татарского свода и осаждался на морском дне, образуя отмели, а вблизи преград – наносы. Перекрытые непроницаемыми породами такие неантиклинальные структурные формы в ряде случаев становились ловушками углеводородов. Длина области распространения песчаников малевско-упинского возраста превышает 100 км, ширина достигает 45 км. Мощность песчаников по данным бурения составляет 5–120 м. В этой области располагается Якшур-Бодыинское нефтяное месторождение, где основная нефтеносность связана с песчаниками турнейского возраста, выклинивающимися на бортах одноименной структуры (рис. 2). Ее основу составляет риф верхнефранско-нижнефаменского возраста. В заволжское время произошло облекание этого рифа осадочными карбонатными породами. В малевско-упинское время сформировали клиноформы на склонах поднятия. Помимо выклинивания песчаников на склонах локальных поднятий наблюдается их региональное выклинивание на борту ККСВ. Эта граница четко фиксируется сейсморазведкой.

В Пермском крае в карбонатных отложениях широко развиты карстовые процессы. В верхнедевонских карбонатах высота полостей достигает 2–4 м, длина – от одного до нескольких десятков метров, что определяется по провалу бурового инструмента. Наиболее яркие случаи поглощения промывочной жидкости и провалов инструмента отмечены на Шумовском, Майкорском, Ножовском, Чермозском поднятиях.

Ловушки литологического замещения образуются в русле палеорек. Здесь литологический барьер создается под воздействием эрозионно-аккумулятивных процессов,

когда в результате эрозии образуются врезы в нижележащие карбонатные породы, в которых впоследствии накапливаются песчано-алевритовые породы (рис. 3, а) [40]. Основной особенностью врезов является более древний возраст пород в осевой части вреза, чем на его бортах. Эрозионному разрушению подвергались карбонатные породы, подстилающие визейские терригенные отложения. При седиментационных процессах, сопровождавших эрозионную деятельность и не прекращавшихся в более позднее время, такие эрозионные углубления заполнялись терригенным материалом, что обусловило еще одну отличительную особенность врезов: толщина терригенных отложений в таких углублениях более чем в 2 раза превышает толщину пород на территории, примыкающей к ним. На рис. 3, б, показана геологическая модель центральной части Ельниковского месторождения, построенная по результатам бурения. На приведенном участке выделяются несколько карбонатных останцов, объединенных в три поднятия, к каждому из которых приурочена залежь в пласте C1t-I. Этот пласт залегает в кровле турнейского яруса, его мощность достигает 18 м, как правило, он не расчленен. Залежи литологически ограничены бортами эрозионных врезов, глубина которых такая, что кизеловский горизонт полностью размыт.

На основании анализа распределения фаций и выяснения палеогеографических обстановок их формирования, изучения закономерностей пространственного изменения коллекторов верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса, проведения типизации установленных неантиклинальных ловушек авторами настоящей статьи дан прогноз развития ловушек неантиклинального типа на территории Пермского края и Удмуртской Республики (рис. 4). В отложениях рассматриваемого комплекса главенствующую роль играют зоны бортовых и внутренних прибортовых частей Камско-Кинельской системы палеовпадин, перспективных на формирование неструктурных ловушек в органогенных постройках. Формировавшиеся в основном во франско-фаменское время постройки являются вмещающим углеводородов, накапливающимися в них при определенных литофациальных условиях. С учетом этих условий выделяются следующие зоны.

#### Характеристика выделенных зон

Зона I соответствует западному борту Камско-Кинельской системы на территории Пермского края, переходящему в западном направлении в северный ее борт – на землях Удмуртской Республики. Если восточная граница этой зоны контролируется депрессионной частью палеовпадин, являющейся зоной генерации и аккумуляции углеводородов, мигрирующих впоследствии в сформировавшиеся ловушки, а также внутриформационными массивами скопления этих построек, то западная граница является более условной. В первую очередь сказывается тот факт, что «зарифовые» земли менее изучены как сейсмическими методами исследований, так и глубоким бурением.

В северной части Камско-Кинельской системы (территория Пермского края) зона I совпадает с зоной, перспективной на наличие неструктурных ловушек в девонском терригенном комплексе. Таким образом, при постановке сейсморазведочных работ на землях этой зоны круг решаемых задач расширяется.

Кроме того, в границах региональной зоны I вполне обоснованно можно локализовать подзону Ia, перспективы нефтеносности которой связываются с развитием турнейских клиноформ. Седиментация мощной аргиллитово-карбонатной турнейской толщи с ярко выраженным клиноформным строением происходила в условиях бокового наращивания бортовых склонов палеовпадин Камско-Кинельской системы. Плащеобразное перекрытие этих толщ известняково-аргиллитовыми отложениями поздне-турнейского возраста создает благоприятные условия для сохранения потенциальных залежей углеводородов в клиноформных ловушках. Подзона Ia выделяется в зоне сочленения Соликамской депрессии и Висимской впадины. Клиноформы хорошо трассируются в волновом поле сейсмопрофилей. Подтверждением этого явилось выделение турнейских клиноформ и поверхности

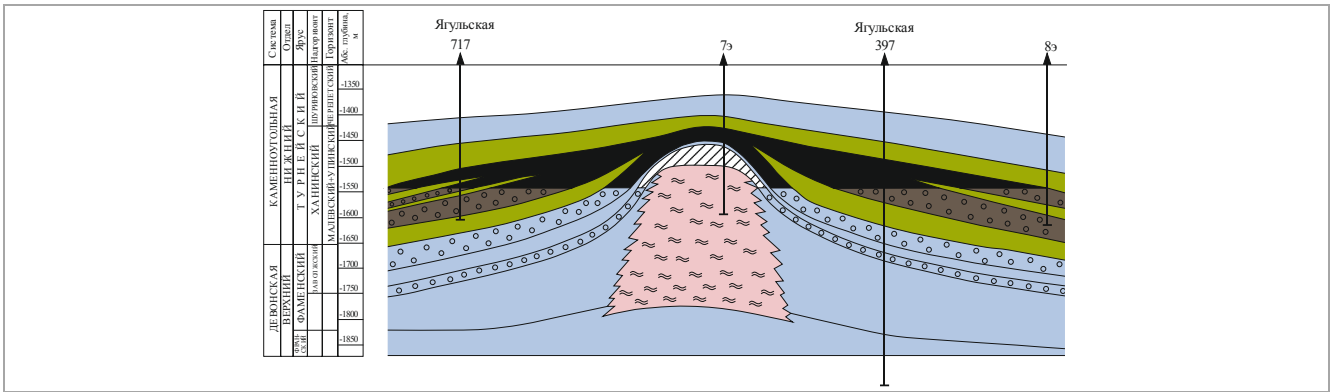


Рис. 2. Литологически экранированная ловушка (клиноформы) Якшур-Бодыньское месторождение

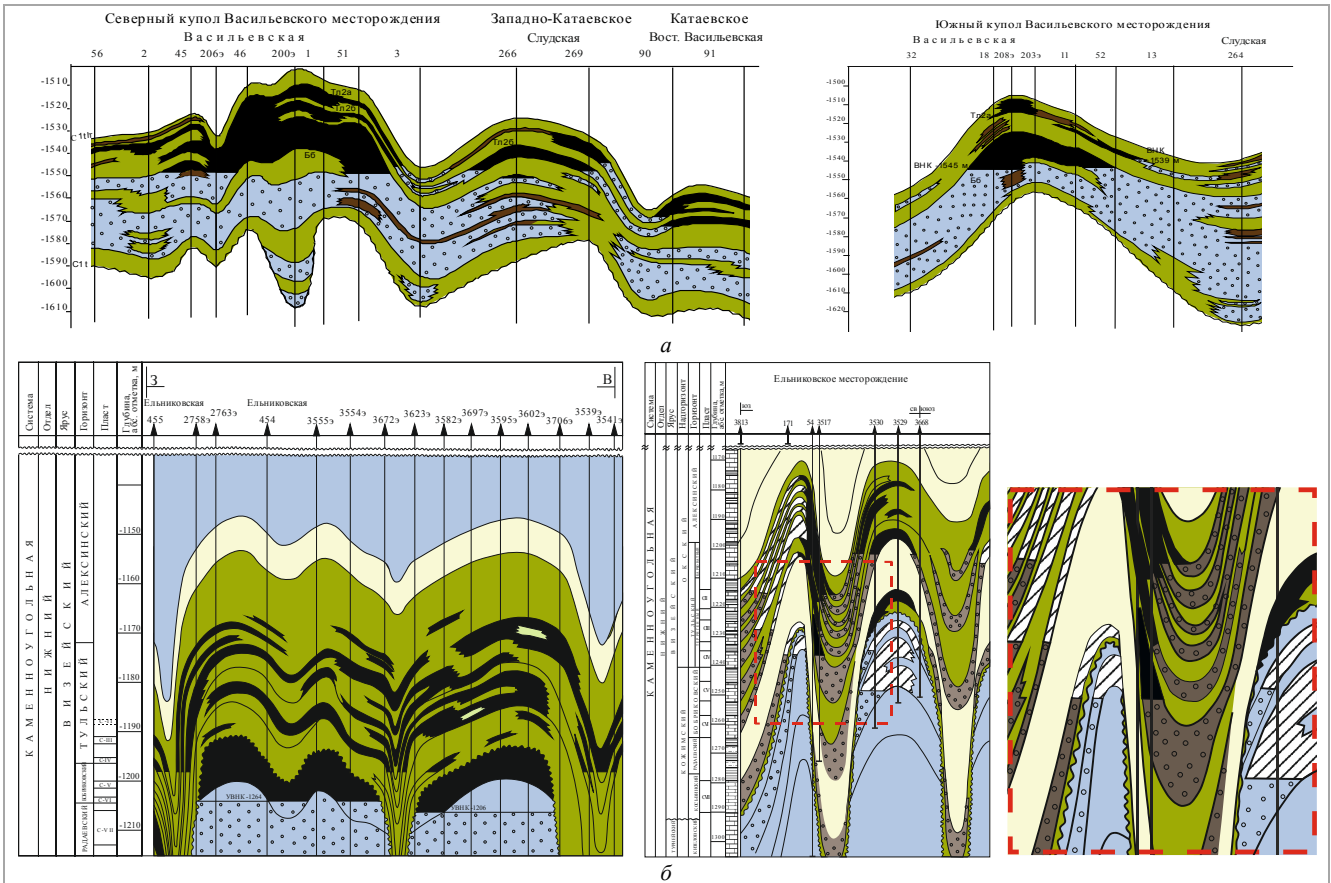


Рис. 3. Литологически экранированная ловушка (врез): а – Васильевское месторождение; б – Ельниковское месторождение

отражающих горизонтов  $K_{л}^к$  и  $K_{л}^п$  по разрезам сейсмопрофилей на Сынвинской и Пестеровской площадях – вдоль западного борта Челвинской впадины ККС (рис. 5) [41].

Зона II выделена в границах территорий Удмуртской Республики и Кировской области и соответствует северному борту ККСВ в его южной части. Данный участок включает в себя западную часть Красногорского вала, северный склон Валамазского палеоплато как зону развития франко-фаменских рифогенных сооружений и разделяющую их Потемкинскую палеовпадину. Палеовпадина характеризуется развитием верхнефаменских (возможно, и верхнефаменско-турнейских) рифовых сооружений в терригенно-карбонатном разрезе франко-фаменской толщи. Региональными сейсморазведочными работами на Никольской площади наличие таких малоразмерных, но высокоамплитудных (до 100 м и более) рифов уже установлено (рис. 6) [42].

Зона III, перспективная на обнаружение в органогенных постройках фаменско-турнейского возраста новых ловушек литологически ограниченного типа, включает в себя восточный борт ККСВ («Веслянская валообразная зона») и его внешнюю склоновую часть (территория Пермского края).

В границы зоны входят частично нефтегазоперспективные земли восточной окраины Бымско-Кунгурской моноклинали. Примеры выделения биогермных построек на Затанынской площади показаны на рис. 7 [43]. На Тартинской структуре открыто Тартинское месторождение нефти, где промышленная нефтеносность связана с тульским горизонтом (пласт Т<sub>2с</sub>), турнейским (пласты Т<sub>1</sub> и Т<sub>3</sub>), фаменским (пласт Ф<sub>м2</sub>) ярусами.

Проведенными на землях Сысвенской впадины сейсморазведочными работами регионального и зонально-регионального характера также установлено наличие массивных органогенных сооружений типа палеоплато, представляющих собой зоны скопления построек биогермного (или биостромного) облика, а также одиночных (разрозненных) таких построек. По возрасту образования эти органогенные сооружения относятся к позднедевонско-турнейскому палеошельфу, предположительно к так называемой Уткинско-Серебрянской системе палеовпадин, природа и границы распространения которой требуют тщательного доизучения. Наличие таких впадин подтверждено глубоким бурением по разрезам скважин № 1, 6 Илимской площади, а также сверхглубокой скважины Аракаевская 1.

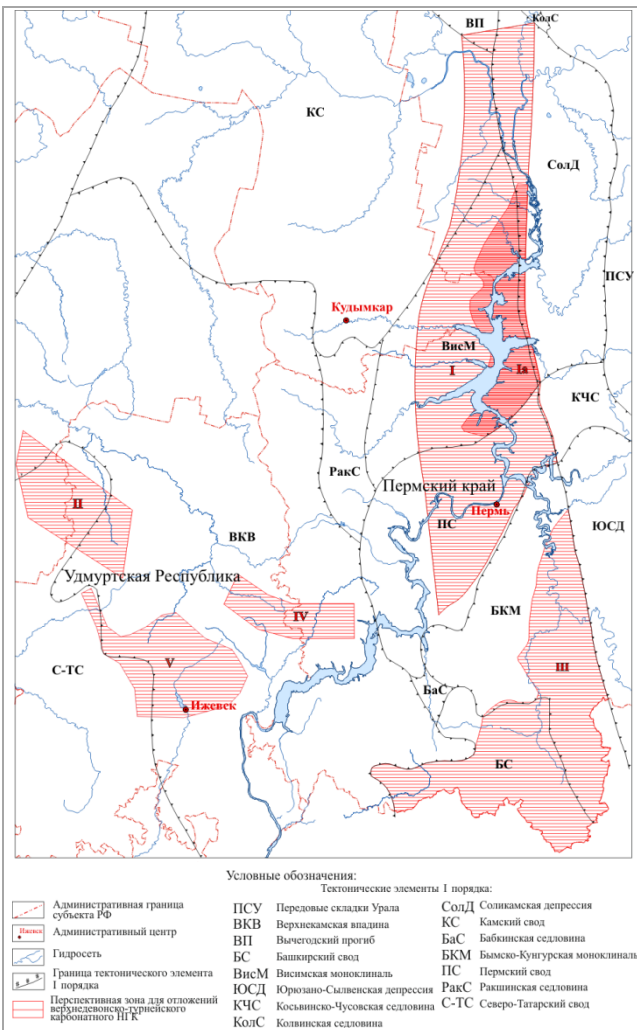


Рис. 4. Схема распространения зон неантиклинальных ловушек, перспективных на обнаружение промышленных скоплений углеводородов в верхнедевонско-турнейском карбонатном комплексе

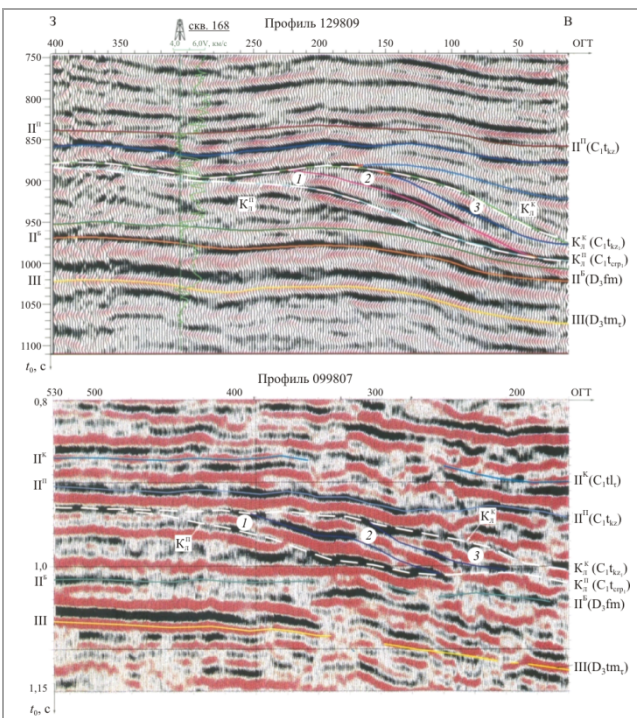


Рис. 5. Выделение турнейских клиноформ на Сынвинской (пр. 129809) и Пестеревской (пр.099807) площадях:  $K^*_d$  – отражающий горизонт; 1, 2, 3 – номера клиноформ

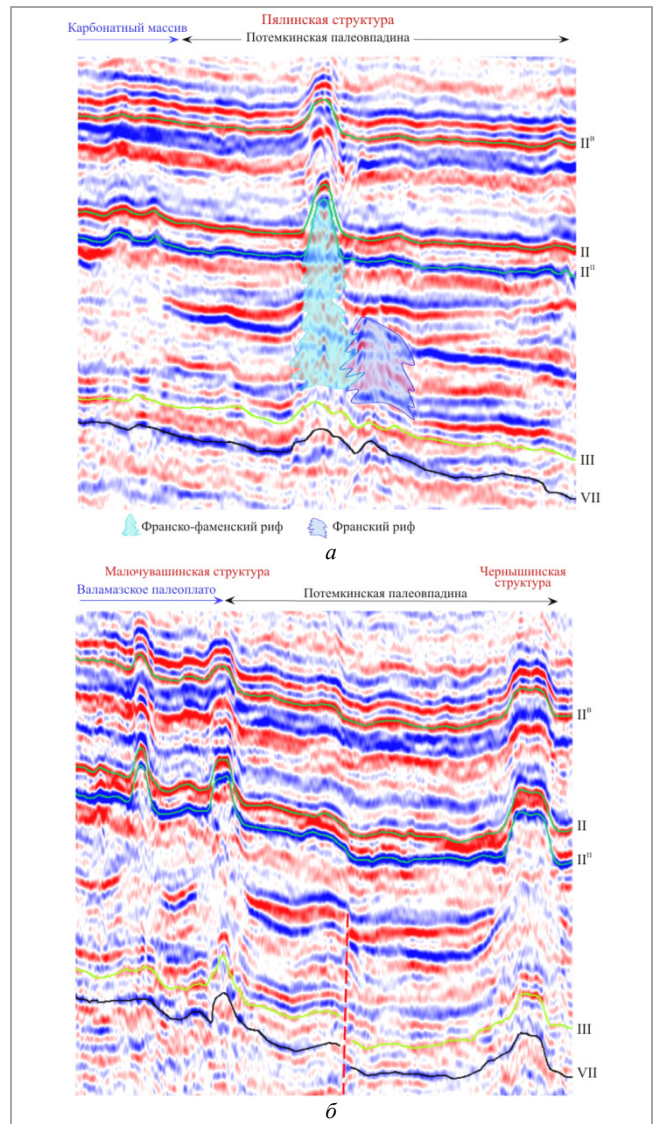


Рис. 6. Выделение: а – рифогенных построек в пределах Потемкинской палеовпадины; б – рифогенных построек в пределах Валамазского палеоплато

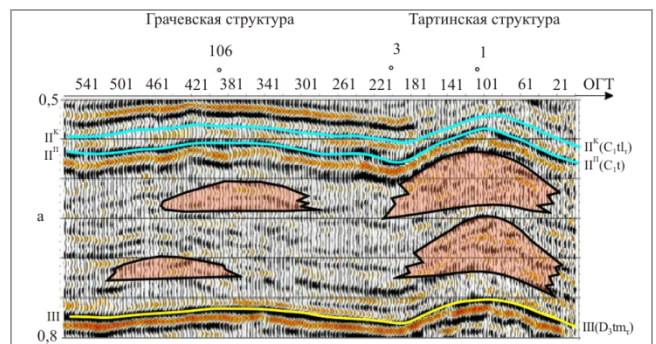


Рис. 7. Примеры выделения биогермных построек на Затанышской площади

Зона IV перспективна на обнаружение ловушек в телах органогенных построек.

В 10–15 км к северу от верхнедевонского барьерного рифа, обрамляющего с севера Сарапульскую (Удмуртия) и Шальмскую (Пермский край) впадины ККСВ, широко представлены позднедевонские (франские) органогенные постройки типа мелководношельфовых биогермов. Данная зона предполагаемого развития девонских рифов была выделена еще в начале 1990-х гг. Ширина ее составляет 10–15 км, протяженность – около 45 км в Удмуртской части палеошельфа и около 20 км – в Пермской его части.

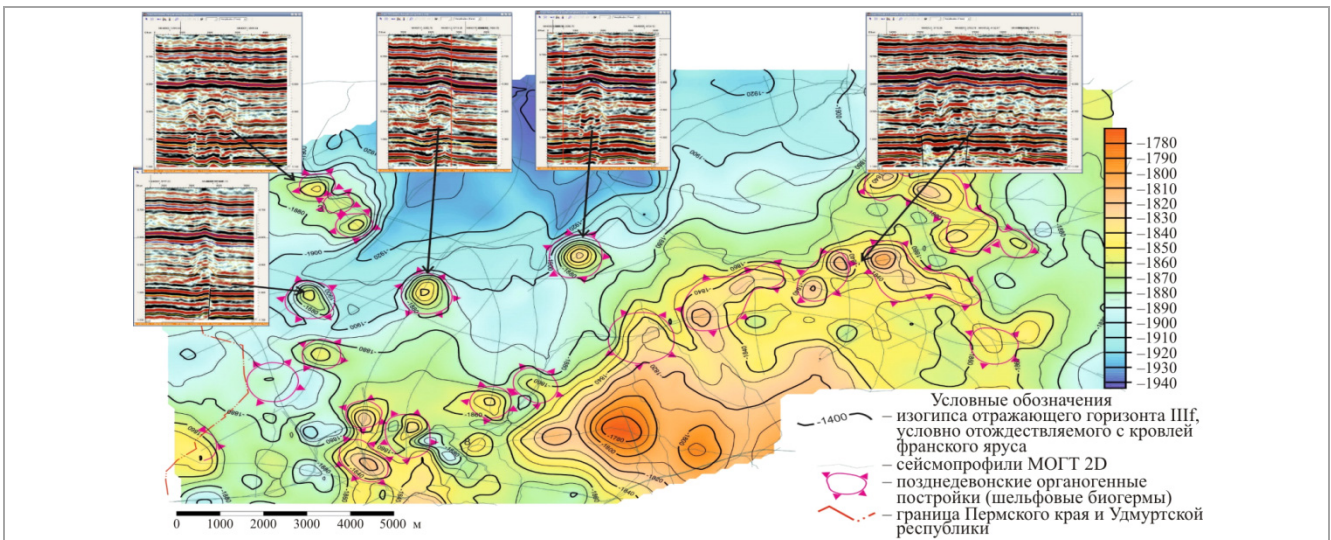


Рис. 8. Структурная карта ОГ IIIf

Такие органогенные структуры достаточно уверенно выделяются по увеличению  $\Delta T$  III–II<sup>п</sup> на 0,006–0,010 с и сокращению  $\Delta T$  II<sup>п</sup>–I<sup>п</sup> на 0,005–0,009 с, а также визуально по характерному рисунку сейсмической записи. По этим параметрам они не уступают, а в отдельных случаях и превосходят нефтеносные бортовые рифогенные структуры. Наиболее контрастно рифогенные структуры выражены по ОГ IIIf, условно отождествляемому с отражением вблизи кровли франского яруса (рис. 8). Амплитуда их по данному горизонту достигает 50–60 м. По опорному ОГ II<sup>к</sup> (кровля тульских терригенных отложений) амплитуды структур облекания органогенных построек достигают 20–30 м. Вверх по разрезу амплитуда быстро затухает до первых метров по ОГ I<sup>п</sup> (кровля башкирского яруса), а еще выше по разрезу структуры полностью нивелируются.

Органогенные постройки в зарифовой зоне в основном сгруппированы в две субширотные полосы, но встречаются и отдельно стоящие биогермы или их группы. В южной полосе биогермы располагаются с интервалом 0,5–1,5 км. В северной полосе интервал между органогенными постройками увеличивается до 2,5–3 км, возрастает также и амплитуда биогермов. Размеры структур в плане варьируются в пределах 1–2 км. На территории Пермского края обе полосы биогермов в плане совпадают с выделенными по нижележащим горизонтам субширотными дизъюнктивными нарушениями.

На территории Удмуртской Республики выявлено или подготовлено под поисковое бурение несколько подобных структур: например, Ново-Ляльшурская, Гондырвайская, Киваринская и Бакаинская структуры. В западной части зоны к структурам облекания таких органогенных построек приурочены Центральное, Вукошурское и Кыквинское месторождения нефти. Залежи нефти в них приурочены к фаменским, визейским терригенным и среднекаменноугольным отложениям.

В Пермском крае в границах данной зоны в 1993 г. была подготовлена Сосняковская сложнопостроенная седиментационно-тектоническая структура и опоискована скважиной. По результатам переинтерпретации сейсмических материалов оказалось, что скважина была заложена не в оптимальных условиях, поскольку сам биогерм вскрыт не был, а скважина остановлена бурением в отложениях турнейского яруса. Соответственно структура требует доизучения.

В отличие от бортовых рифовых систем, в зонах мелководного (зарифового) верхнедевонского шельфа в фаменских отложениях практически повсеместно обнаружены наличие зональных покровышек, обеспечивающих сохранность нефтяных залежей в данном комплексе. Ближайшим примером таких залежей на территории Удмуртии является Дебесское месторождение нефти. Самым представительным примером для Пермского края, безусловно, является юго-восточная внешняя прибортовая зона ККСВ, где установлены десятки фаменских залежей нефти.

В этом аспекте вышеописанные малоамплитудные (для традиционных объектов нижнего и среднего карбона) шельфовые биогермы можно рассматривать в качестве потенциальных и многочисленных ловушек неантиклинального типа.

Перспективы турнейских терригенно-карбонатных отложений с позиции формирования ловушек углеводородов неантиклинального типа связываются также и с клиноформными образованиями на склонах бортовых частей ККСВ, изучение которых возможно параллельно с изучением бортовых зон на предмет обнаружения органогенных построек франско-турнейского возраста. Кроме этого, перспективными являются локализованные во впадинах ККС зоны распространения песчано-алевролитовых пород в малевско-упинской толще, характеризующейся преимущественно известняково-аргиллитовым типом разреза. По результатам промыслово-геофизических исследований представляется возможным трассирование линий фациального замещения пластов-коллекторов синхронными аргиллитовыми или известняковыми породами (ловушки фациального замещения) по примеру Можгинской палеовпадины в Удмуртской Республике (зона V). Здесь песчаная толща мощностью до 115 м, сложенная пористыми песчаниками с прослоями аргиллитов и плотных глинистых алевролитов, подстилается и перекрывается аргиллитами толщиной до 5–6 м, а выше – известняками. Присутствие этой песчаной толщи подтверждено палинологическими исследованиями в скважинах Сушинской, Люкской, Аксеновцевской, Ягульской площадей. Распространение песчаной толщи, имеющей линзовидную форму с максимальной мощностью в районе скважин № 485 Аксеновцевская и № 796 Есенейская в восточном субширотном направлении, ограничивается постепенным замещением ее аргиллитами или известняками [44, 45].

**Заключение**

Таким образом, показано, что на территории Пермского края и Удмуртской Республики в отложениях верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса обнаруживаются два типа неантиклинальных ловушек: литологически ограниченные и литологически экранированные. На основе геофизических критериев, анализа распределения фаций и выяснения палеогеографических обстановок их формирования, изучения закономерностей пространственного изменения коллекторских свойств пород выделены пять зон развития ловушек неантиклинального типа, перспективных на обнаружение промышленных скопления углеводородов. Наибольшее распространение получили органогенные постройки фаменско-турнейского возраста, приуроченные к зонам бортовых и внутренних прибортовых частей Камско-Кинельской системы впадин, а также к Уткинско-Серебрянской системе впадин.

Библиографический список

1. Алексин А.Г., Глотов О.М., Громов В.Т. Проблема поисков скоплений УВ в ловушках неантиклинального типа // Советская геология. – 1983. – № 3. – С. 7–15.
2. Перспективы поисков залежей нефти неструктурного типа (Волго-Уральская НТП) // В.Н. Андреев, А.Г. Алексин [и др.]. – М.: Наука, 1979. – 79 с.
3. Бельшев В.П. Новый нефтеносный горизонт в отложениях фаменианского яруса в северо-восточной части Пермского Приуралья // Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье: тр. ВНИИГНИ. – Пермь, 1971. – Вып. 117. – С. 81–86.
4. Благинных Л.Л. К вопросу о нефтегазонасыщенности отложений турнейского яруса в Пермской области // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1972. – № 4. – С. 7–11.
5. Винниковский Ю.С., Косляк В.А., Зубин И.Л. Верхнедевонские рифовые массивы Татарского свода // Докл. АН СССР. – 1967. – Т. 175, № 5. – С. 1111–1114.
6. Винниковский С.А., Никулин А.В., Шершев К.С. Опыт трассирования Камско-Кинельской впадины и подготовки связанных с нею локальных структур в Пермской области // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань, 1970. – С. 164–168.
7. Габдрахманов Р.М. Рифовые массивы юга Башкирского Приуралья и перспективы нефтегазонасыщенности края платформы // Тр. Уфимск. науч.-исслед. ин-та. – 1966. – Вып. XV. – С. 251–259.
8. Геологическое строение и перспективы нефтегазонасыщенности девонских отложений средней части Предуральяского краевого прогиба (на примере Табынской структуры) // И.А. Тагиров, Н.И. Ключников, И.В. Барикин, А.В. Слепцов // Вопросы геологии восточной окраины Русской платформы и Южного Урала. – Уфа, 1971. – Вып. 14. – С. 76–81.
9. Геологическое строение Камско-Кинельской системы впадин в связи с нефтегазонасыщенностью и угленосностью Пермской области // С.А. Винниковский, И.В. Пахомов, Л.В. Шаронов, О.А. Шербаков // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань, 1970. – С. 58–77.
10. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазонасыщенной провинции / под ред. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1970. – 806 с.
11. Камалетдинов М.А. Перспективы нефтегазонасыщенности девонских рифов Башкирского Урала // Вопросы геологии восточной окраины Русской платформы и Южного Урала. – 1960. – Вып. 6. – С. 55–59.
12. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазонасыщенность. – М.: Недра, 1978. – 304 с.
13. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 638 с.
14. Митрейкин Ю.Б., Трохова А.А. О биогермной природе карбонатных массивов восточной части Восточно-Европейской платформы // Проблемы геологии нефти: тр. ИГИРИ. – М.: Наука, 1971. – Вып. 2. – С. 41–47.
15. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. – М.: Наука, 1964. – 117 с.
16. Направление нефтегазовых работ в области верхнедевонско-турнейского шельфа на северо-востоке Русской плиты // В.М. Проворов, В.К. Серов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1986. – № 6. – С. 11–16.
17. Семенов В.В. Перспективы и направления поисков неантиклинальных ловушек // Литологические и структурно-литологические ловушки нефти и газа: тр. ВНИИГНИ. – М., 1965. – Вып. 173. – С. 7–22.
18. Строение северного борта Сарapul'sкой впадины Камско-Кинельской системы и дальнейшее направление поисков нефти // В.М. Проворов, Ю.И. Кузнецов, В.Н. Шварев // Геология нефти и газа. – 1976. – № 8. – С. 43–46.
19. Хайретдинов Н.Ш. О формировании верхнедевонских биогермов Татарского свода // Докл. АН СССР. – 1969. – Т. 187, № 5. – С. 1135–1138.
20. Халимов Э.М., Сизов Л.П. О залежах нефти верхнедевонских рифов // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1966. – № 4. – С. 11–13.
21. Чувашов В.И. О рифах и рифообразователях в среднем и позднем девоне земного шара // Изв. АН СССР. Серия: Геология. – 1966. – № 4. – С. 100–114.
22. Шаронов Л.В., Винниковский С.А. О северном продолжении и перспективах нефтеносности Камско-Кинельской впадины в Пермской области // Геология нефти и газа. – 1969. – № 3. – С. 15–18.
23. Шеходанов В.А., Армишев В.М. Геологическое строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов в Удмуртской АССР // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. – Казань, 1970. – С. 49–57.
24. Davis W.M. The Coral Reef Problem // Spec. Pub., American Geological Society. – 1928. – № 9. – 596 p.
25. F.G. Walton S. Atlantic Reef Corals. – University of Miami Press, 1948. – 111 p.
26. Geophysical Case Histories // Published by the Society of Exploration Geophysicists. – 1948. – Vol. 1. – P. 671; 1956. – Vol. II. – P. 676.
27. Maxwell R.A. Thomsen W. and Wilson F. Seismic Study of a West Texas Reef // The 31st Meeting of the European Association of Exploration Geophysicists. – Venice Italy, 1969. – P. 35.
28. The Permian Reef Complex of the Guadalupe Mountains Region / N.D. Newell [et al.]. – Texas and New Mexico, W.H. Freeman & Co., San Francisco, 1953. – 236 p.
29. NWT - Alberta Survey Will Map Reef Trends // Oilweek, 1967. – Vol. 18, № 24. – P. 16–17.
30. Pohly Richard A. Seek Reefs with gravity Work // World Oil. – 1968. – Vol. 166, № 5. – P. 89–93.
31. Reef Issue // Jour. Geol. – 1950. – Vol. 58, № 4. – P. 289–487.
32. Van Siclen D.C. Seismic Effects of Pennsylvanian Age in Haskell Country, Texas // Geophysics. – 1957. – Vol. 22. – P. 610–629. DOI: 10.1190/1.1438394
33. Van Siclen D.C. Seismic Velocity Effects May Hide Organic Reefs // World Oil. – 1959. – Vol. 148, № 5. – P. 111–122.
34. Various authors, Stratigraphic Tire Oil Fields. – Amer. Petrol. Geol., Tulsa, Okla, 1941. – 902 p.
35. Vungul S.H. Gravity Prospecting for Reefs. Effects of Sedimentation and Differential Compaction // Geophysics. – 1961. – Vol. XXVI, № 1. – P. 45–56.
36. Кузнецов Ю.И., Проворов В.М. Строение позднедевонско-турнейского шельфа на территории северной части Урало-Поволжья // Тр. ВНИИГНИ. – М., 1977. – Вып. 176. – С. 3–11.
37. Чижова В.А. Опронные геологические разрезы нефтегазонасыщенных провинций европейской части СССР. – М.: Недра, 1985. – 266 с.
38. Сташкова Э.К., Четина Н.В. Модель формирования литолого-фациальной зональности франско-турнейской толщи. Пермский край // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – № 7. – С. 84–92.
39. Проблема поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках на рубеже веков / Н.С. Окнова, Л.Я. Трушкова, А.М. Жарков, Б.В. Самсонов, М.М. Мазурина // Нефтегазовая геология на рубеже веков. – СПб., 1999. – Т. 1. – С. 207–216.
40. Ильяных Г.Ю., Вентсеславская В.А. Выбор перспективных направлений поиска новых залежей УВ на основе анализа распространения ловушек различного генетического типа / ООО "Пермнефтегеофизика". – Пермь, 2001. – 153 с.
41. Поиски нефтеперспективных структур в палеозое на Сынвинской площади методом сейсморазведки / отв. исп. Б.А. Заварзин. – Пермь: Изд-во Пермнефтегеофизика, 1999. – 50 с.
42. Региональные сейсморазведочные работы на Никольской площади / А.Г. Истомин, О.Б. Шутова [и др.]. – Ижевск: Изд-во Удмуртгеофизика, 2008. – 206 с.
43. Поиски нефтеперспективных структур на Затаньской площади методом сейсморазведки / отв. исп. Л.В. Захарова. – Пермь: Изд-во Пермнефтегеофизика, 2001.
44. Запольских Ю.Д. Потенциал неструктурных залежей турнейского руслового песчанника на территории Удмуртской Республики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 2019. – № 10. – С. 18–23. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-10(334)-18-23
45. Малеysko-упинский горизонт – новый нефтеносный объект на севере Урало-Поволжья / В.М. Проворов, Б.Я. Чалов, В.Н. Шаронова, В.Н. Шварев // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1981. – № 12. – С. 18–20.

References

1. Aleksin A.G., Glotov O.M., Gromov V.T. Problema poiskov skoplenii UV v lovushkakh neantiklinal'nogo tipa [The problem of searching for hydrocarbon accumulations in nonanticlinal traps]. *Sovetskaya Geologiya*, 1983, no. 3, pp. 7-15.
2. Andreev V.N., Aleksin A.G. et al. Perspektivy poiskov zalezhei nefiti nestruktur'nogo tipa (Volgo-Uralskaia NGP) [Prospects for finding nonstructural oil deposits (Volga-Urals Oil and Gas Province)]. Moscow: Nauka, 1979, 79 p.
3. Belyshev B.P. Novyi neftenosnyy gorizont v otlozheniiakh famenianskogo iurasa v severo-vostochnoi chasti Permskogo Priural'ia [New oil bearing horizon in the deposits of the Famennian stage in the northeastern part of the Permian Urals]. *Nauchnoe osnovanie napravlenii i metodiki poiskovykh i razvedochnykh rabot na nefit i gaz v Permskom Prikam'e*: trudy VNIIGNI. Perm, 1971, iss. 117, pp. 81-86.
4. Blaginnykh L.L. K voprosu o neftegazonasychennosti otlozhenii turneiskogo iurasa v Permskoi oblasti [On the oil and gas saturation of the Tournaisian sediments in the Perm region]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 1972, no. 4, pp. 7-11.
5. Vinit'skii Iu.S., Koslyak V.A., Zubin I.L. Verkhne-devonskie rifovye massivy Tatarskogo svoda [Upper Devonian reef massifs of the Tatar stage]. *Doklady AN SSSR*, 1967, vol. 175, no. 5, pp. 1111-1114.
6. Vinnikovskii S.A., Nikulin A.V., Shershev K.S. Opyt trassirovaniia Kamsko-Kinelskoi vpadiny i podgotovki svyazannykh s neiu lokalnykh struktur v Permskoi oblasti [Experience in tracing the Kama-Kinelskaya depression and preparation of related local structures in the Perm region]. *Geologiya i neftegasosnykh Kamsko-Kinelskikh progibov*: Kazan', 1970, pp. 164-168.
7. Gabdrakhmanov R.M. Rifovye massivy iuga Bashkirsikogo Priural'ia i perspektivy neftegasosnykh Kamsko-Kinelskikh progibov v Udmurtskoi ASSR [Geological structure and oil and gas prospects of the platform edge]. *Trudy Ufimskogo nauchno-issledovatel'skogo instituta*, 1966, iss. XV, pp. 251-259.
8. Tagirov I.A., Kliuchnikov N.I., Barykin I.V., Sleptsov A.V. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegasosnykh devonskikh otlozhenii srednei chasti Predural'skogo kraevogo progiba (na primere Tabynskoi struktury) [Geological structure and prospects of oil and gas saturation of Devonian deposits in the middle part of the Ural foredeep (the Tabynsk structure as an example)]. *Voprosy geologii vostochnoi okrainy Russkoi platformy i Iuzhnogo Urala*. Ufa, 1971, iss. 14, pp. 76-81.
9. Vinnikovskii S.A., Pakhomov I.V., Sharonov L.V., Shcherbakov O.A. Geologicheskoe stroenie Kamsko-Kinelskoi sistemy vpadin v svyazi s neftegasosnost'iu i uglenosnost'iu Permskoi oblasti [Geological structure of the Kama-Kinelskaya system of depressions in connection with the oil, gas and coal saturation of the Perm region]. *Geologiya i neftegasosnykh Kamsko-Kinelskikh progibov*: Kazan', 1970, pp. 58-77.
10. Geologiya neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Volgo-Uralskoi neftegasosnoy provintsi [Geology of oil and gas fields in the Volga-Ural oil and gas province]. Ed. S.P. Maksimova. Moscow: Nedra, 1970, 806 p.
11. Kamal'etdinov M.A. Perspektivy neftegasosnykh devonskikh rifov Bashkirsikogo Urala [Prospects for oil and gas saturations of the Devonian reefs of the Bashkir Urals]. *Voprosy geologii vostochnoi okrainy Russkoi platformy i Iuzhnogo Urala*, 1960, iss. 6, pp. 55-59.
12. Kuznetsov V.G. Geologiya rifov i ikh neftegasosnost' [Reef geology and oil and gas saturations]. Moscow: Nedra, 1978, 304 p.
13. Levorsen A.I. Geologiya nefiti i gaza [Geology of oil and gas]. Moscow: Mir, 1970, 638 p.
14. Mitr'eikin Iu.B., Trokhova A.A. O biogermnoi prirode karbonatnykh massivov vostochnoi chasti Vostochno-Evropesikoi platformy [On the biogermal nature of carbonate massifs in the eastern part of the East European platform]. *Problemy geologii nefiti: trudy IGIRI*, Moscow, 1971, iss. 2, pp. 41-47.
15. Mkrts'yan O.M. Verkhne-devonskie rify i ikh rol' v formirovani i neftenosnykh struktur vostoika Uralo-Povolzh'ia [Upper Devonian reefs and their role in the formation of oil-bearing structures in the east of the Ural-Volga region]. Moscow: Nauka, 1964, 117 p.
16. Provorov V.M., Serov V.K. et al. Napravlenie neftepoiskovykh rabot v oblasti verkhne-devonsko-turneiskogo shel'fa na severo-vostoke Russkoi plity [Direction of oil explorations in the area of the Upper Devonian-Tournaisian shelf in the northeast of the Russian plate]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1986, no. 6, pp. 11-16.
17. Semenov V.V. Perspektivy i napravleniia poiskov neantiklinalnykh lovushkek [Prospects and areas of searches for non-anticlinal traps]. *Litologicheskii i strukturo-litologicheskii lovushki nefiti i gaza: trudy VNIIGNI*. Moscow, 1965, iss. 173, pp. 7-22.
18. Provorov V.M., Kuznetsov Iu.I., Shvarev V.N. Stroenie severnogo borta Sarapul'skoi vpadiny Kamsko-Kinelskoi sistemy i dal'neishee napravlenie poiskov nefiti [The structure of the northern side of the Sarapul depression of the Kama-Kinelskaya system and further oil search directions]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1976, no. 8, pp. 43-46.
19. Khairetdinov N.Sh. O formirovani verkhne-devonskikh biogermov Tatarskogo svoda [On the formation of the Upper Devonian bioherms of the Tatar arch]. *Doklady AN SSSR*, 1969, vol. 187, no. 5, pp. 1135-1138.
20. Khalimov E.M., Sizov L.P. O zalezakh nefiti verkhne-devonskikh rifov [About oil deposits of the Upper Devonian reefs]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 1966, no. 4, pp. 11-13.
21. Chuvashov B.I. O rifaikh i rifoobrazovatel'nykh v srednem i pozdnem devone zemnogo shara [About reefs and reef-formers in the Middle and Late Devonian of the world]. *Izvestiya AN SSSR. Geologiya*, 1966, no. 4, pp. 100-114.
22. Sharonov L.V., Vinnikovskii S.A. O severnom prodolzhenii i perspektivakh neftegasosnykh Kamsko-Kinelskoi vpadiny v Permskoi oblasti [On the northern continuation and oil-bearing prospects of the Kama-Kinelskaya depression in the Perm region]. *Geologiya nefiti i gaza*, 1969, no. 3, pp. 15-18.
23. Shekhodanov V.A., Armiшев V.M. Geologicheskoe stroenie i neftegasosnost' Kamsko-Kinelskikh progibov v Udmurtskoi ASSR [Geological structure and oil-bearing capacity of the Kama-Kinelsk depressions in the Udmurt Autonomous Soviet Socialist Republic]. *Geologiya i neftegasosnykh Kamsko-Kinelskikh progibov*: Kazan', 1970, pp. 49-57.
24. Davis W.M. The Coral Reef Problem. *Spec. Pub., American Geological Society*, 1928, no. 9, 596 p.
25. Walton F.G. S. Atlantic Reef Corals. University of Miami Press, 1948, 111 p.
26. Geophysical Case Histories. *Published by the Society of Exploration Geophysicists*, 1948, vol. I, 671 p.; 1956, vol. II, 676 p.
27. Maxwell R.A. Thomsen W. and Wilson F. Seismic Study of a West Texas Reef. *The 31st Meeting of the European Association of Exploration Geophysicists*, Venice Italy, 1969, 35 p.
28. Newell N.D. et al. The Permian Reef Complex of the Guadalupe Mountains Region. Texas and New Mexico, W.H. Freeman & Co., San Francisco, 1953, 236 p.
29. NWT - Alberta Survey Will Map Reef Trends. *Oilweek*, 1967, vol. 18, no. 24, pp. 16-17.
30. Pohly Richard A. Seek Reefs with gravity Work. *World Oil*, 1968, vol. 166, no. 5, pp. 89-93.
31. Reef Issue. *Jour. Geol.*, 1950, vol. 58, no. 4, pp. 289-487.
32. Van Siclen D.C. Seismic Effects of Pennsylvanian Age in Haskell Country, Texas. *Geophysics*, 1957, vol. 22, pp. 610-629. DOI: 10.1190/1.1438394
33. Van Siclen D.C. Seismic Velocity Effects May Hide Organic Reefs. *World Oil*, 1959, vol. 148, no. 5, pp. 111-122.
34. Various authors, Stratigraphic Tire Oil Fields. Amer. Petrol. Geol., Tulsa, Okla, 1941, 902 p.
35. Vungul S.H. Gravity Prospecting for Reefs. Effects of Sedimentation and Differential Compaction. *Geophysics*, 1961, vol. XXVI, no. 1, pp. 45-56.
36. Kuznetsov Iu.I., Provorov V.M. Stroenie pozdnedevonsko-turneiskogo shel'fa na territorii severnoi chasti Uralo-Povolzh'ia [The structure of the Late Devonian-Tournaisian shelf in the northern part of the Ural-Volga region]. *Trudy VNIIGNI*. Moscow, 1977, iss. 176, pp. 3-11.
37. Chizhova V.A. Opronnye geologicheskie razrezy neftegasosnykh provintsiy evropeiskoi chasti SSSR [Reference geological sections of oil and gas provinces of the European part of the USSR]. Moscow: Nedra, 1985, 266 p.
38. Stashkova E.K., Chetina N.V. Model' formirovaniia litologo-fatsial'noi zonalnosti fransko-turneiskoi tolshchi. Permskii kraj [Model of the formation of lithological-facies zoning of the Frasnian-Tournaisian strata. Perm Krai]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2014, no. 7, pp. 84-92.
39. Oknova N.S., Trushkova L.A., Zharkov A.M., Samsonov B.V., Mazurina M.M. Problema poiskov zalezhei nefiti i gaza v neantiklinalnykh lovushkakh na rubezhe vekov [Problem of prospecting for oil and gas deposits in nonanticlinal traps at the turn of the centuries]. *Neftegazovaya geologiya na rubezhe vekov*. Saint Petersburg, 1999, vol. 1, pp. 207-216.
40. Ilyanykh G.Iu., Ventseslavskaya V.A. Vybore perspektivnykh napravlenii poiska novykh zalezhei UV na osnove analiza rasprostraneniia lovushkek razlichnogo geneticheskogo tipa. [Selection of promising directions for the search for new hydrocarbon deposits by analyzing the distribution of traps of various genetic types]. Perm, OOO "Permneftegeofizika", 2001, 153 p.
41. Zavarzin B.A. Poiski nefteperspektivnykh struktur v paleozoe na Sынвинskoi ploshchadi metodom seisemorazvedki [Searches for oil-promising structures in the Paleozoic in the Sынвинsk area by seismic exploration]. Perm: Permneftegeofizika, 1999, 50 p.
42. Istomina A.G., Shutova O.B. et al. Regionalnye seisemorazvedochnye raboty na Nикольskoi ploshchadi [Regional seismic surveys at Nikolskaya area]. Izhvesk: Udmurtgeofizika, 2008, 206 p.
43. Zakharova L.V. Poiski nefteperspektivnykh struktur na Zatany'skoi ploshchadi metodom seisemorazvedki [Searches for oil-promising structures in the Zatany area by seismic exploration]. Perm: Permneftegeofizika, 2001.
44. Zapolskikh Iu.D. Potentsial nestrukturnykh zalezhei turneiskogo ruslovogo peschanika na territorii Udmurtskoi Respubliki [Potential of nonstructural deposits of the Tournaisian channel sandstone in the territory of the Udmurt Republic]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 2019, no. 10, pp. 18-23. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-10(334)-18-23
45. Provorov V.M., Chalov B.Ya., Sharonova V.N., Shvarev V.N. Maleysko-упинский горизонт – новый нефтеносный объект на севере Урало-Поволжья [Maleysko-Upinsky horizon as a new oil-bearing facility in the north of the Ural-Volga region]. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*, 1981, no. 12, pp. 18-20.