

УДК 553.982.2

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ ВЕРХНЕФРАНСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ УДМУРТСКО-ПЕРМСКОГО ПАЛЕОШЕЛЬФА

**Чихирин А.А., Шостак А.В., Кириллов К.А.**

*ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, e-mail: aachihirin@udmurtneft.ru*

В статье рассматриваются общие закономерности нефтеносности карбонатных отложений верхнефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса в пределах северной части Удмуртской Республики. Верхнедевонско-турнейский мелководный палеошельф, традиционно относился к зоне с потенциальной нефтеносностью средне- и отчасти верхнекарбонатных отложений. Слабая изученность верхнедевонско-турнейского карбонатного разреза, а также факт открытия нескольких месторождений с нефтеносностью фаменского разреза требует пересмотра взглядов на перспективы данных земель. Затронуты общие вопросы нефтеносности территории с позиции региональных геологических процессов, основных факторов деструкции или предпосылок для аккумуляции ловушками углеводородов. Отмечается значительная роль в процессе аккумуляции и переформирования залежей углеводородов масштабного предвизейского размыва. Приводится предположение, что все углеводородные залежи в пределах данной территории не сингенетичны вмещающим коллекторам. Предположен возможный механизм их деструкции и переформирования. Как одна из наиболее перспективных зон рассматриваемой территории палеошельфа выделяется его юго-восточная часть. Для выявления критериев аккумуляции и сохранности углеводородных залежей в карбонатном разрезе фаменских и турнейских отложений был проведен анализ более 80 продуктивных и «пустых» структур бортовой и шельфовой зон изучаемой территории. Сделаны выводы относительно влияния на сохранность нефтяных залежей таких параметров, как геоморфологические особенности ловушек, качество и распространение коллекторов и флюидоупоров, общей продуктивности и региональных предпосылок аккумуляции и консервации углеводородов, геохимических характеристик флюидов. Наличие пород черепетского горизонта является ключевым фактором экранирования и сохранения нефтяных залежей в верхнедевонско-турнейских разрезах. Наибольшие перспективы в отношении нефтеносности верхнефранско-турнейского разреза связываются с юго-восточной частью палеошельфа.

**Ключевые слова:** палеошельф, бортовой карбонатный массив, разрез, углеводороды, миграция, аккумуляция, размыв, покрывка, агглютигермы, критерии нефтеносности

## PROSPECT OF OIL POTENTIAL OF LATE FRASNIAN-TOURNAISIAN SEDIMENTS WITHIN THE UDMURT-PERM PALEOSHELF

**Chikhirin A.A., Shostak A.V., Kirillov K.A.**

*Izhevsk Petroleum Scientific Centre, CJSC, Izhevsk, e-mail: aachihirin@udmurtneft.ru*

The article deals with the general regularities of the oil content of carbonate deposits of the Verkhnefransk-Tournaisky oil and gas complex within the northern part of the Udmurt Republic. The Upper Devonian-Tournaisian shallow paleoshelf traditionally belonged to the zone with potential oil content of middle and partly upper carboniferous deposits. The weak knowledge of the Upper Devonian-Tournaisian carbonate section, as well as the fact of the discovery of several fields with the oil content of the Famensky section, requires a revision of views on the prospects of these lands. The general issues of the oil content of the territory from the perspective of regional geological processes, the main factors of destruction or prerequisites for the accumulation of hydrocarbons by traps are touched upon. A significant role in the process of accumulation and reformation of hydrocarbon deposits of large-scale pre-Vissean erosion is noted. It is assumed that all hydrocarbon deposits within this territory are not syngenetic to the host reservoirs. A possible mechanism of their destruction and reformation is suggested. As one of the most promising zones of the considered territory of the paleoshelf, its south-eastern part is distinguished. To identify the criteria for the accumulation and preservation of hydrocarbon deposits in the carbonate section of the Famennian and Tournaisian deposits, an analysis of more than 80 productive and «empty» structures of the on-board and shelf zones of the territory under consideration was carried out. Conclusions are drawn regarding the influence of such parameters on the preservation of oil deposits, geomorphological features of traps, the quality and distribution of reservoirs and fluid barriers, the overall productivity and regional prerequisites for the accumulation and conservation of hydrocarbons, geochemical characteristics of fluids. The presence of rocks of the Cherepetsky horizon is a key factor in the screening and preservation of oil deposits in the Upper Devonian-Tournaisian section. The greatest prospects for the oil content of the Frasnian-Tournaisky section are associated with the south-eastern part of the paleoshelf.

**Keywords:** paleoshelf, on-board carbonate array, section, hydrocarbons, migration, accumulation, erosion, cap, agglutagers, oil-bearing criteria

Позднедевонско-турнейский карбонатный палеошельф мелководного развития в региональном отношении развит в северной и западной частях Западного Прикамья. Данная территория в литературе имеет

различные названия: Удмуртско-Пермский палеошельф, Красногорско-Киенгопский шельф, зарифовый палеошельф и др. Под южной его границей нами принимается пологая поверхность первых террас тыльных частей кар-

бонатных франско-фаменских бортовых массивов Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов (Мишкинский, Киенгопский и др.). В сейсмическом поле для территории фиксируются франские одиночные биогермы в нижней части разреза и структуры их облекания в шельфовом слоистом разрезе фаменско-турнейского возраста. По мере продвижения на север для фаменского интервала характерно появление одиночных локальных относительно маломощных биогермов. Современная северная граница шельфовой части разреза связывается с зоной полного размыва верхнедевонской карбонатной толщи в пределах Камско-Вятского впадинного обрамления Сысольско-Коми-Пермяцкой палеосуши [1].

Рассматриваемый мелководный палеошельф, занимая около четверти территории Удмуртской Республики, традиционно оценивается как зона с потенциальной нефтеносностью средне- и отчасти верхнекаменноугольных отложений. Это в свою очередь обусловило целенаправленное изучение поисково-разведочным бурением именно этих отложений и довольно слабую изученность верхнедевонско-турнейского карбонатного разреза (не более 20% от пробуренного фонда скважин). При этом открытие многопластового Дебесского месторождения с продуктивностью средне-нижнефаменских пластов, а также недавнее подтверждение промышленной нефтеносности коллекторов заволжского надгоризонта на ряде площадей (Староягинское, Пихтовкинское и др.) очевидно, требует пересмотра взглядов на перспективы данных земель.

Целью работы являлось выделение основных факторов, определяющих потенциал нефтегазоносности отложений изучаемого разреза для снижения геологических рисков. Минимизация последних, как известно, является ключевым условием успешности геологоразведочных работ и экономической эффективности проектов [2–4].

#### **Материалы и методы исследования**

Для выявления критериев аккумуляции и сохранности углеводородных залежей в карбонатном разрезе фаменских и турнейских отложений был проведен статистический анализ более 80 продуктивных и «пустых» структур бортовой и шельфовой зон изучаемой территории. Исследуемые параметры включали

геоморфологические особенности, качество и распространение коллекторов и флюидоупоров, общей продуктивности и региональных предпосылок аккумуляции и консервации УВ, геохимических характеристик флюидов. Основная задача при этом состояла в систематизации общих критериев оценки перспективности ловушек и в первую очередь в переходе к их количественному выражению.

#### **Результаты исследования и их обсуждение**

*Региональные особенности строения.* Одной из основных особенностей данной территории являются значительные эрозионные процессы, затронувшие весь франско-турнейский карбонатный разрез большей части палеошельфа. На приблизительно половине последнего, визейские карбонатно-терригенные отложения залегают непосредственно на среднефаменских, южнее – на нижнекаменноугольных (малевско-упинских) и отчасти на верхнефаменских (рис. 1).

Природа этого процесса связана с воздыманием в конце турнейского века крупного тектонического элемента Волжско-Камской антеклизы – Камского свода, когда Сысольско-Коми-Пермяцкая палеосуша являлась источником масштабного сноса терригенного материала в южные и юго-западные районы региона. В целом размыв затронул порядка 50 тыс. км<sup>2</sup> земель, при этом для удмуртской части шельфа с юга на север эрозия верхнефаменских и турнейских карбонатных отложений составила от 30 до 100 м. Кроме того, в пределах этой территории ранее установлена обширная Глазовская зона развития верхнедевонской эрозионно-карстовой поверхности. При этом площадь палеошельфа расчленяется на несколько эрозионно-карстовых гряд северо-западного простирания, разделенных эрозионными впадинами, выполненных визейскими отложениями [1].

*Условия миграции и аккумуляции УВ.* По нашему мнению, предвизейский размыв северной части палеошельфа сыграл одну из ключевых ролей в отношении потенциала его нефтеносности и в первую очередь исходя из возможности аккумуляции углеводородов (УВ). Текущая изученность территории и определенная закономерность размещения открытых залежей позволяют предположить, что все залежи в пределах описываемой части региона не сингенетичны вмещающим коллекторам.

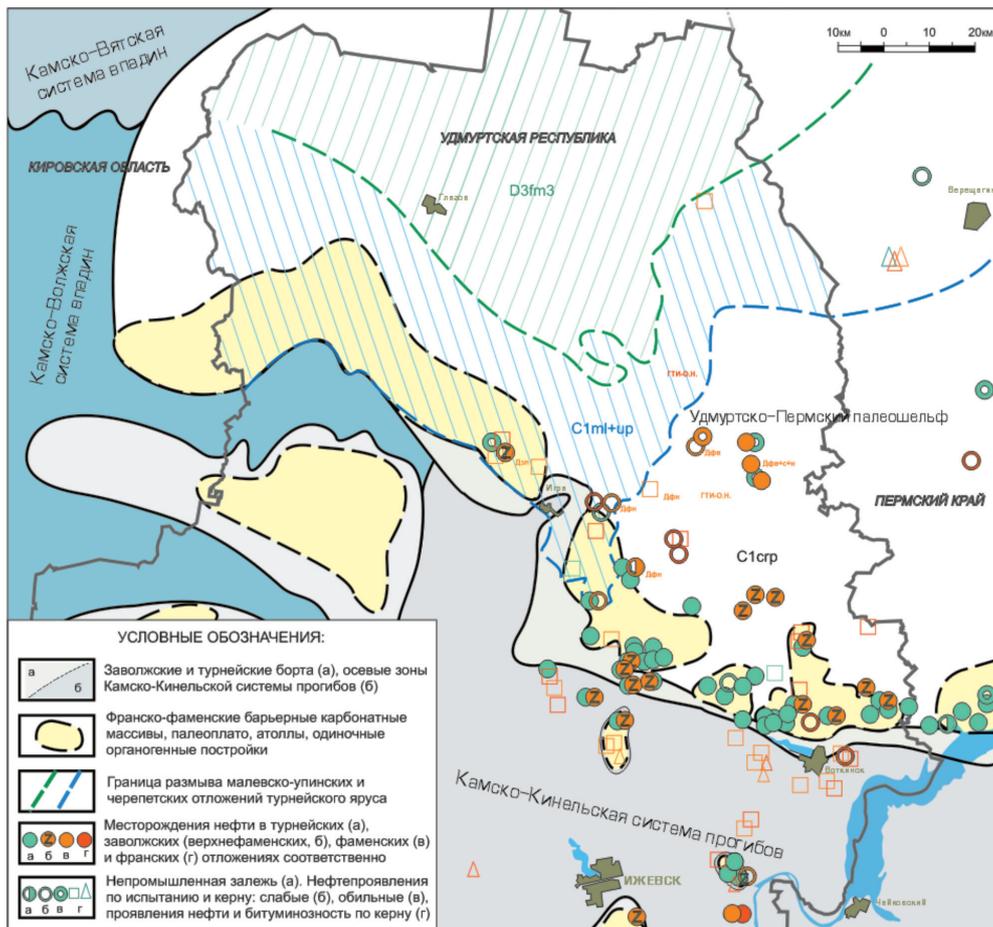


Рис. 1. Схема строения и нефтеносность верхнедевонско-турнейского палеошельфа (с учетом данных В.М. Проворова (2001), Н.М. Кузнецовой (2007), В.М. Неганова (2011) и др.)

Наиболее вероятными очагами или ближайшими транзитными участками для миграции УВ являлись два прогиба Камско-Кинельской системы (ККСП) – Можгинский и Сарапульский. Несмотря на значительные по площади и в разрезе интервалы пород обогащенных органическим веществом (ОВ), их роль как основных поставщиков УВ в последнее время оспаривается. Тем не менее близость и группировка ареала нефтяных месторождений к бортовым зонам прогибов указывает на то, что они являются возможными зонами транзита УВ флюидов и указывают на преобладающее направление миграции УВ в северном направлении.

Касаясь заполнения ловушек и общего тренда перемещения УВ флюидов в площадном отношении, следует указать на высокую степень заполнения ловушек, расположенных на внешнем бортовом склоне

карбонатных массивов. Здесь, в условиях значительных углов падения крыльев обращенных к указанным прогибам, формировались локальные одиночные склоновые рифы (Рудинский, Лудошурский и др.). Ввиду значительной амплитудной выраженности и обособленности последних, заполнение нефтью вышележащих ловушек облекания достигает порядка 90%. Данный факт также подтверждает преимущественную миграцию УВ из погруженных участков ККСП.

На последнем этапе формирования системы некомпенсированных ветвей прогибов Камско-Кинельской системы в связи с воздыманием Северо-Татарского и Коми-Пермяцкого сводов территория была подвержена региональному воздыманию северной удаленной части. Это условие определило общий тренд начального латерального перемещения УВ. При масштабной мигра-

ции УВ из ККСП, очевидно, до замковых точек заполнялись амплитудные крупные ловушки бортовых карбонатных массивов (Мишкинское, Чутырско-Киенгопское, Красногорское и др.). В дальнейшем боковая миграция привела к заполнению ловушек-сателлитов прибортовых зон и более мелких структур непосредственно в пределах обширной части палеошельфа. В предвизейское время, относительно кратковременный перерыв осадконакопления привел к деструкции большей части турнейско-фаменских залежей северной области. Вероятно, данная зона служила определенным «окном» для эмиграции УВ, которая, возможно, продолжается вплоть до настоящего времени.

Последующая палеозойская история развития территории была связана с новыми событиями трансгрессий и краткосрочных регрессий моря и сопровождалась общим субгоризонтальным залеганием пластов в региональном плане. Площадное перераспределение залежей носило локальный характер при подавляющей роли межрезервуарной (вертикальной) миграции УВ. Однако эродированная территория погребенного палеошельфа по-прежнему имела северный тренд подъема с продолжающимся процессом эвакуации УВ из ниже- и верхнефранко-фаменских отложений.

По нашему мнению, последний масштабный процесс переформирования палеоскоплений УВ в регионе связан с послепермским воздыманием Южно-Татарского сводового поднятия и сопутствующей эрозией пермских отложений (более 600 м). В этот период залегание горизонтов палеозойского чехла изменилось на противоположное, одновременно началось перераспределение и ремиграция УВ в сторону уже бортовых участков палеошельфа. При этом немаловажно, что значительный объем УВ переместился и дозаполнил ловушки южной части шельфа, другой, посредством вертикальной миграции через эрозионные зоны сформировал залежи в отложениях среднего карбона (рис. 2). В настоящий момент в разрезе последнего выявлено порядка 15 месторождений.

О возможности вертикальной миграции в пределах северной зоны свидетельствуют, прежде всего, полное отсутствие или уменьшение толщины черепетских отложений, а также незначительная мощность перекрывающих глинистых пород бобриковского горизонта нижнего карбона. Совместное наличие пород этих стратиграфических горизонтов, при прочих благоприятных факторах, является залогом экранирования большинства залежей в разрезе малевско-упинского и верхнедевонского возраста.

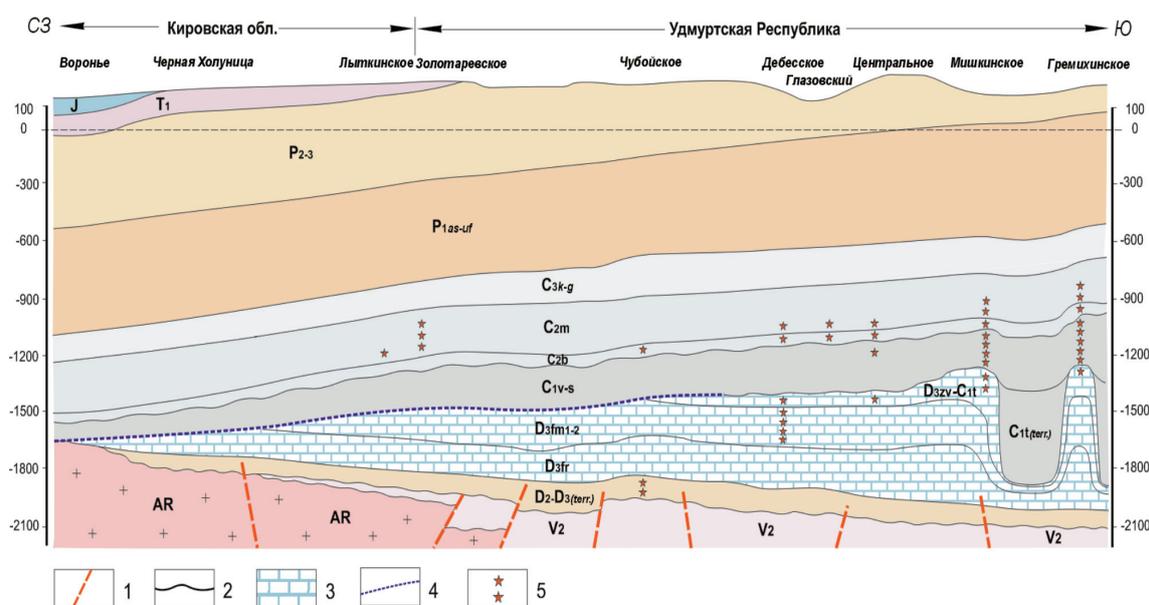


Рис. 2. Схематический геологический разрез по линии Воронье – Гремиха [5].  
Условные обозначения: 1 – разрывные нарушения, 2 – стратиграфическое несогласие,  
3 – франко-турнейская карбонатная толща, 4 – зона размыва, 5 – нефтяные залежи

Мощность глинистых прослоев подошвенной части бобриковского горизонта изменчива даже в пределах соседних скважин и локально достигает на ряде участков 17–19 м. Однако, как показывает общий анализ, в пределах каждого поискового участка фиксируются участки уменьшения мощности глинистых пластов до 1–2 м (Золотаревское, Кезское, Поломское и др. месторождения), т.е. каналы для эмиграции УВ отмечаются практически повсеместно.

Черепетские уплотненные карбонатные разности также рассматриваются как экраняющие. Степень их размыва значительно шире, чем эрозия малевско-упинских карбонатов нижнего карбона. На юго-востоке удмуртской части шельфа мощность пород черепетского горизонта изменяется от 10 до 20 м (рис. 1).

Влияние черепетского горизонта на продуктивность турнейского и верхнедевонского разреза фиксируется в пределах отдельных участков бортовых карбонатных массивов. Наиболее показательным примером является Чутырско-Киенгопское месторождение, где нефтяные залежи турнейских резервуаров сосредоточены на Киенгопском участке. Здесь мощность покрывки черепетского возраста в среднем составляет 12 м. На Чутырском участке отложения черепетского горизонта размыты практически повсеместно и, несмотря на наличие ряда амплитудных структур с относительно хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, все коллекторы водонасыщенны. В пределах соседнего, Красногорского месторождения, в одной из скважин была выявлена непромышленная (остаточная) УВ скопление в заволжских отложениях, при этом мощность перекрывающей бобриковской покрывки составляет около 3 м.

В целом в пределах зон размыва турнейских отложений в открытом стволе проведено опробование фаменско-турнейских отложений в 15 скважинах, в 11 получен приток пластовой воды, в 4 притока не получено, признаки нефтеносности по керну получены только на Кулигинской площади. Следует отметить, что в нескольких скважинах при прохождении фаменского разреза были зафиксированы поглощения бурового раствора (до 45 м<sup>3</sup> в час), в трех наблюдался периодический провал бурильных колонн до метра и более, одну скважину так и не смогли довести до проектного забоя из-за катастрофических по-

глощений промывочной жидкости и провалов бурового инструмента. Эти данные свидетельствуют о немаловажной роли процессов выщелачивания карбонатов фаменской толщи и определяющей роли вторичного порообразования.

Все вышесказанное, в отношении мелководного палеошельфа, позволяет сделать вывод о низких перспективах нефтеносности верхнедевонско-турнейского комплекса в зоне полного размыва турнейско-заволжских отложений, неясных перспективах для участков размыва черепетских отложений и достаточно высоком потенциале его юго-восточной части.

В результате региональных сейсмических работ, высказывались предположения о наличии в пределах палеошельфа малоамплитудных фаменских рифогенных построек перспективных в отношении нефтеносности (профили Шуни-Лытка, Уни-Кленовка). На наш взгляд, основные перспективы рассматриваемого разреза связаны с выявлением структур облекарания специфичных позднедевонских построек, так называемых «иловых холмов» (рис. 3). Последние, ввиду почти полного отсутствия каркасных рифостроителей, в литературе относят к псевдобиогермам микробильно-водорослевой природы или «массивам особого типа». Их формирование связывается с глобальными перерывами каркасного рифообразования, наиболее масштабное из которых протекало в фамене – среднем визе [6, 7]. Структуры выражены в виде небольших изометричных поднятий (Вукошурское, Западно-Вукошурское, Пихтовкинское и др.). Размеры построек в среднем составляют 1–2 км в диаметре, высота от 20 до 60 м. При этом нефтеносность разреза, как правило, связана с заволжскими и турнейскими облекарными отложениями. Для этого типа структур характерна слабая выраженность по кровле турнейских отложений и практически отсутствие выраженной морфологии по вышележащим отложениям. Очевидно, данное обстоятельство необходимо учитывать при обработке сейсмических материалов.

*Критерии нефтеносности ловушек и оценка рисков.* При исследовании геоморфологии ловушек учитывались значения амплитуд, площади, углов падения крыльев, а также простираемость структур относительно общего тренда погружения поверхности фаменского палеошельфа. Проведенный анализ показывает, что при опоскова-

нии структур в прибортовой и палеошельфовой зоне в отношении их морфологических особенностей следует учитывать следующие аспекты:

– для нижнекаменноугольных и верхнедевонских структур определенная минимальная граничная величина амплитуды составляет 10 м, ловушки с меньшими значениями амплитуд не содержат УВ флюидов даже непромышленного значения;

– при равнозначных амплитудах и площади резервуаров приоритетными для опознания с позиции транзита и аккумуляции УВ флюидов являются многокупольные структуры, состоящие из нескольких локальных структур;

– наблюдается общий тренд уменьшения площадей ловушек с увеличением глубины залегания опорного турнейского горизонта;

– ввиду регионального уклона территории в северном направлении (около 7 м/км), одним из ключевых факторов сдерживающих процессы деструкции залежей является наличие амплитудного гидравлического

замка (критической седловины) в пределах более ближнего к бортовым массивам крыла структуры;

– при учете рисков по амплитудному фактору, особенно для малоамплитудных структур, стоит учитывать среднюю статистическую погрешность сейсмических данных для нижнекаменноугольных отложений (5–6 м).

Коллекторские характеристики пород включают такие их параметры, как тип емкостного пространства, пористость, проницаемость, расчлененность и доля эффективной мощности коллекторов.

Турнейско-фаменский разрез палеошельфовой зоны может быть представлен различными типами карбонатных пород: микрозернистыми, органогенно-детритовыми, детрито-фораминиферовыми, водорослевыми или вторично-микромковатыми известняками, а также известковистыми доломитами. В общем, для рассматриваемого карбонатного разреза характерен поровый и смешанный тип коллекторов.

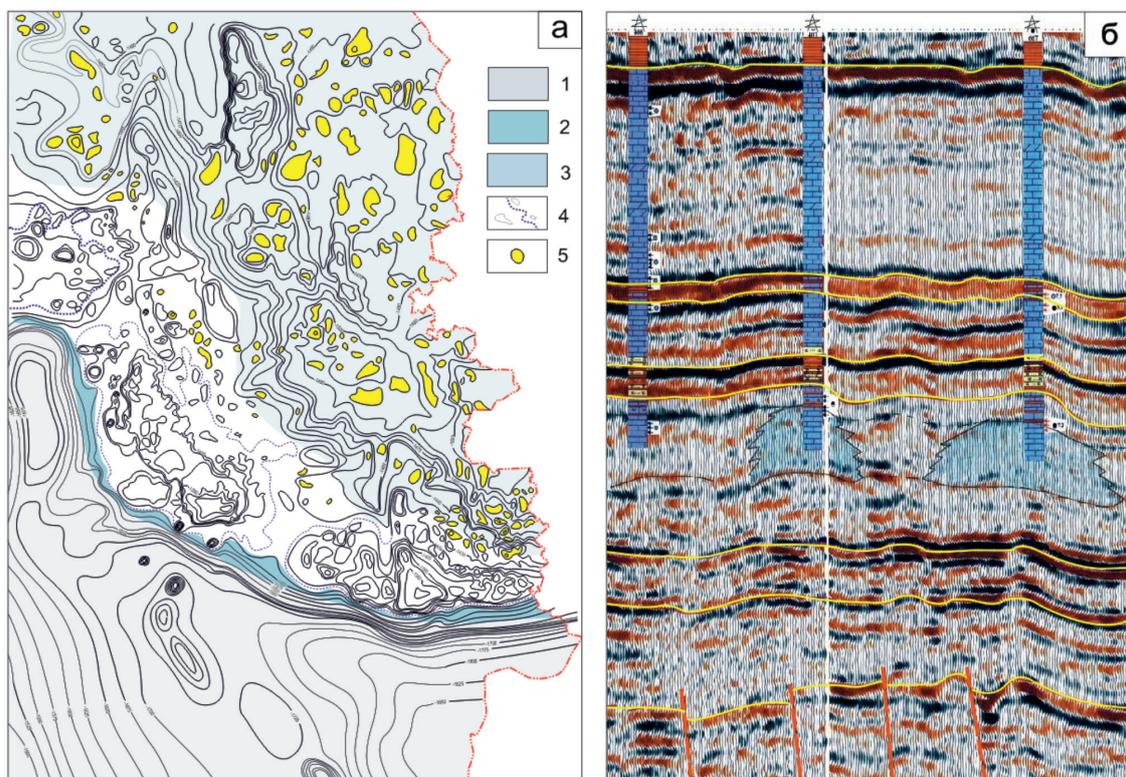


Рис. 3. Структурная карта кровли турнейского яруса юго-восточной части палеошельфа (а) и пример облекания иловых холмов по данным сейсморазведки (б).  
Условные обозначения: 1 – впадинная часть ККСП, 2 – внутренний борт ККСП, 3 – мелководный палеошельф, 4 – зона бортовых карбонатных массивов, 5 – перспективные поднятия

Основные выводы касательно оценки рисков, связанных с коллекторскими свойствами изучаемого разреза, следующие:

- однотипность осадконакопления для шельфовой части территории определяет большую изменчивость ФЕС коллекторов не по площади, а по глубине залегания;

- с абсолютных глубин 1,5 и 1,6 км прогнозируется ухудшение общей пористости коллекторов турнейского и фаменского разреза соответственно;

- снижение эффективной пустотности карбонатных пород, при граничных значениях для порового типа коллекторов (6 и 8% для известняков и доломитов соответственно), может быть компенсировано с глубиной кавернозной составляющей (смешанным типом коллектора);

- расчлененность не является определяющим фактором насыщения коллектора, в связи с этим при обрисовании структур является косвенным показателем;

- прогнозное значение эффективной доли коллектора менее 0,3 несет значительную неопределенность по нефтенасыщенности резервуара;

- проницаемость и, соответственно, потенциал нефтеотдачи для фаменского разреза на порядок ниже турнейского (среднее значение 0,02 против 0,07 мкм<sup>2</sup>).

Экранирующие свойства пород-покрышек определяются, прежде всего, их типом и мощностью. Для отложений изучаемого разреза покрышками служат карбонатно-глинистые породы черепетского горизонта, а также перекрывающие их глины косьвинского и радаевского горизонтов. Для заволжских коллекторов, как правило, экранами для флюидов являются уплотненные карбонатные прослои, залегающие в кровельной части заволжского надгоризонта и в подошвенной части малевско-упинского горизонта. В пределах барьерных массивов заволжские резервуары практически не имеют покрышек и содержат залежи, гидродинамически связанные с турнейскими. Улучшение качества флюидоупоров в зоне палеошельфа связано с более спокойной гидродинамической обстановкой и, вследствие этого, появлением глинистых разностей в разрезе. Обобщенно, при обрисовании структур и резервуаров по качеству флюидоупоров целесообразно учитывать ряд аспектов:

- нижняя граничная величина толщины покрышки для удержания УВ в турнейско-фаменских резервуарах по статистическим данным составляет 4–5 м;

- наиболее надежные покрышки приурочены к структурам во впадинной зоне, наименее – к зоне барьерных карбонатных массивов;

- наличие «ложной» или отсутствие надежной покрышки, для продуктивных ловушек в пределах барьерных массивов, может косвенно свидетельствовать о возможных перспективах нижележащих отложений в присводовых частях данных массивов (залежи с единой гидродинамической связью);

- при оценке рисков по потенциалу экранирования залежей в карбонатных ловушках необходимо учитывать наличие и толщину глинистых разностей в перекрывающем разрезе.

Наиболее информативными показателями общей продуктивности и региональных предпосылок аккумуляции УВ являются такие параметры, как высота залежей, степень заполнения ловушек УВ, тренды снижения гипсометрических водонефтяных контактов залежей, общий этаж нефтеносности разреза в зависимости от удаленности от барьерного карбонатного массива, а также региональный уклон поверхностей палеошельфа.

Относительно выделенных особенностей общей продуктивности разреза и региональных предпосылок аккумуляции УВ (на основе информации по 71 установленной залежи), целесообразно отметить следующее:

- один из последних этапов перераспределения и переформирования залежей УВ в пределах палеошельфа связан с общим погружением (порядка 300 м) северной части территории в послепермский период;

- наблюдается тренд опускания этажа нефтеносности в зависимости от удаления от бортовой зоны в погруженные участки шельфовой части (рост перспектив для отложений фаменского яруса и снижение – для турнейского);

- при оценке структур с позиции аккумуляции УВ следует акцентировать внимание, прежде всего на истории развития ловушки в послепермский период (анализ карт интервальных скоростей между отражающими сейсмическими горизонтами);

- при гидравлическом градиенте, равном 0,007 ед., к группе поднятий, требующих большего обрисовывания по углам падения периклиналей, относятся пологие ловушки с углами падения менее одного градуса (риск механического разрушения залежей УВ).

### Заключение

Таким образом, наиболее перспективной зоной в отношении нефтеносности верхнефранско-турнейского разреза является юго-восточная часть палеошельфа, включая территорию Пермского края. При этом наличие пород черепетского горизонта является ключевым фактором экранирования и сохранения нефтяных залежей в верхнедевонско-турнейском разрезе. Основными объектами поиска в пределах палеошельфа являются структуры облекания построек типа иловых холмов и органогенных франских построек в наиболее погруженных участках палеошельфа.

### Список литературы / References

1. Проворов В.М. Особенности геологического строения верхнедевонско-турнейского палеошельфа и нефтеносности территории Западного Прикамья // *Технология ТЭК*. Изд. Дом «Нефть и капитал». 2003. № 5 (12). С. 9–13.
2. Проворов В.М. Features of the geological structure of the Upper Devonian-Tournaisian paleoshelf and the oil content of the territory of the Western Kama region // *Tekhnologiya TEK*. Izd. Dom «Nef't' i kapital». 2003. No. 5 (12). P. 9–13 (in Russian).
3. Евстафьев И.Л., Долинский И.Г. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождений // *Научно-технический сборник Вести газовой науки*. 2018. № 4 (36). С. 19–23.
4. Evstafyev I.L., Dolinsky I.G. Assessment of geological risks when planning geological exploration at the stage of field search // *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik Vesti gazovoy nauki*. 2018. No. 4 (36). P. 19–23 (in Russian).
5. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Хоштария В.Н. Оценка геологических рисков при поиске и разведке месторождений углеводородов // *Нефтяное хозяйство*. 2017. № 8. С. 36–41.
6. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Khoshtariya V.N. Assessment of geological risks in the search and exploration of hydrocarbon deposits // *Neftyanoye khozyaystvo*. 2017. No. 8. P. 36–41 (in Russian).
7. Истратов И., Бондарев А. Риски ГПП на нефть и газ и оценка геологических рисков // *Offshore Russia*. 2018. № 5. С. 14–19.
8. Istratov I., Bondarev A. Risks of exploration for oil and gas and assessment of geological risks // *Offshore Russia*. 2018. No. 5. P. 14–19 (in Russian).
9. Шеходанов В.А., Проворов В.М., Федорчук З.А. Геология и нефтеносность Удмуртской АССР. Ижевск: «Удмуртия», 1976. 128 с.
10. Shekhodanov V.A., Provorov V.M., Fedorchuk Z.A. Geology and oil content of the Udmurt ASSR. Izhevsk: «Udmurtia», 1976. 128 p. (in Russian).
11. Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Геологические и биологические причины прекращения рифообразования, палеозой // *Литология и полезные ископаемые*. 2019. № 2. С. 119–129.
12. Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Geological and Biological Reasons for the Cessation of Reef Formation: Evidence from the Paleozoic // *Litologiya i poleznye iskopaemye*. 2019. No. 2. P. 119–129 (in Russian).
13. Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Асинхронность развития рифов и рифостроящей биоты. Палеозой // *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020. № 1. С. 54–62.
14. Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Asynchrony of reef development and reef-building biota. Paleozoic // *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Geologiya i razvedka*. 2020. No. 1. P. 54–62. (in Russian).