



### Нефтегазоносный потенциал и результаты геолого-разведочных работ

Согласно результатам геохимических исследований Тимано-Печорского бассейна, выполненными ведущими специалистами ВНИГРИ, основной объем нефти и газа был генерирован во впадинах Северного Предуралья. Совокупные объемы эмиграции нефти в этой части бассейна составили 629 млрд т, газа — 308 трлн м<sup>3</sup> [1]. Наиболее продуктивной в Предуралье является нефтегазовая система Косью-Роговской впадины. Величина эмиграции в ее пределах составила 305 млрд т нефти и 137 трлн м<sup>3</sup> газа, что значительно превышает соответствующие значения для других впадин Тимано-Печорского бассейна.

Косью-Роговская впадина расположена в северо-восточной части Тимано-Печорского бассейна (рис. 1). Она является крупнейшей впадиной в системе краевых прогибов Предуралья. Толщина ее осадочного чехла превышает 15 км, в его составе участвуют преимущественно карбонатные отложения силура – нижней перми, образованные в пределах бассейна континентальной окраины [2]. Их перекрывают терригенные пермские отложения, накопление которых связано с коллизионной складчатостью Урала. Впадина протягивается на 300 км вдоль складчатого сооружения Урала, ее ширина достигает 120 км.

Общее представление о структуре Косью-Роговской впадины дает геологический разрез (рис. 2). Важной особенностью Косью-Роговской впадины является распространение верхнеордовикских солей, которые оказали большое и разностороннее влияние на строение и фациальную зональность на разных этапах ее развития ([3] и др.). Как можно видеть, большая часть впадины относительно слабо деформирована. Осадочный чехол впадины залегает преимущественно моноклинально, погружаясь на юго-восток в направлении фронта Урала. Складчато-надвиговые дислокации концентрируются на ее флангах — на востоке в предгорьях Урала и в районе гряды Чернышева на западе. На восточном предуральском борту впадины тектоническая расчлененность на нескольких стратиграфических уровнях создает дисгармоничную бескорневую складчатость. На западе, в пределах гряды Чернышева, складчатость во многом обусловлена деформациями соляных валов, из которых в условиях коллизионного сжатия частично была выжата соль [4].

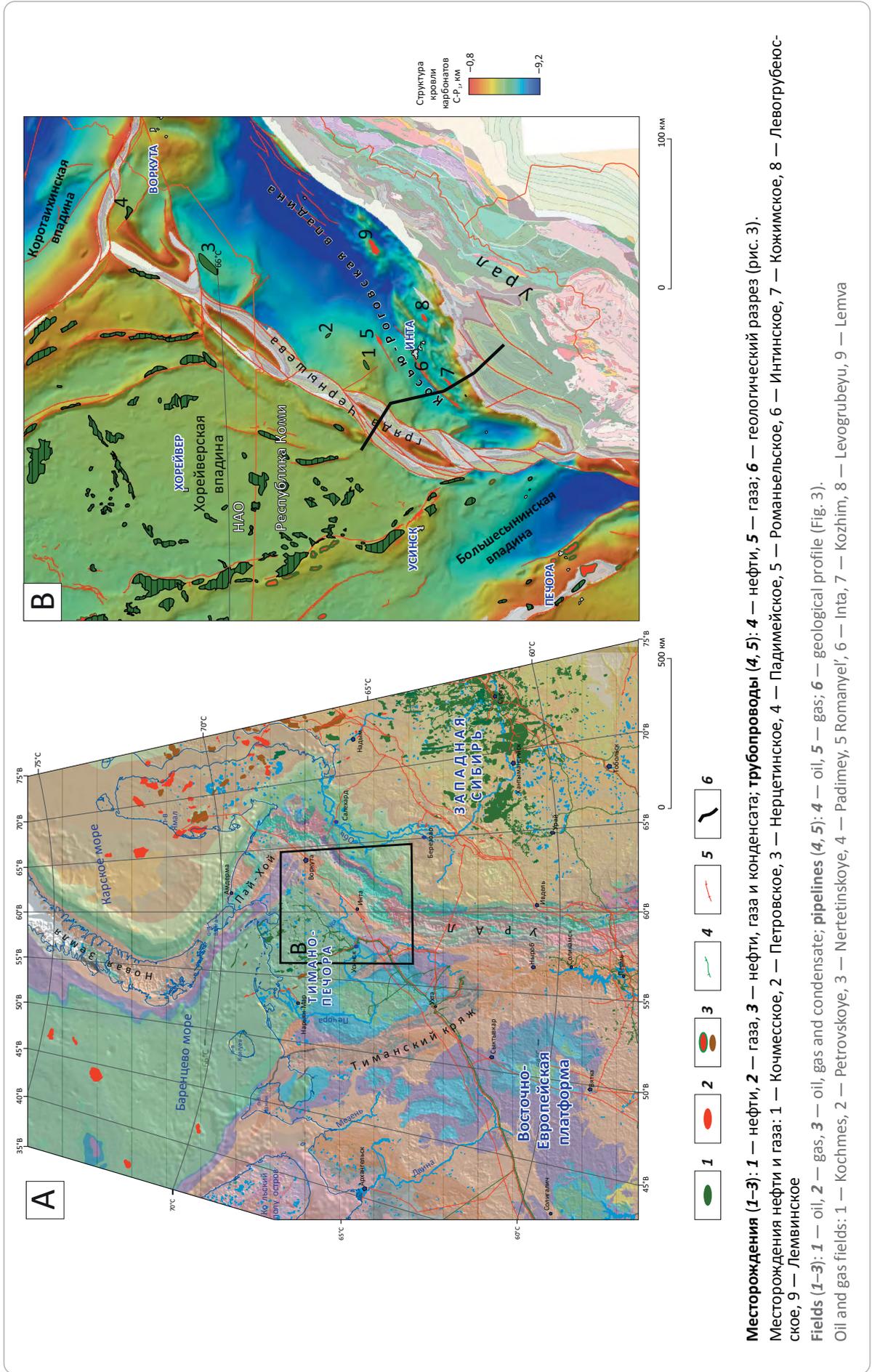
Огромный нефтегазоносный потенциал Косью-Роговской впадины во многом является следствием широкого распространения и термической зрелости нефтегазоматеринских доманиковых отложений [5, 6]. В пределах Косью-Роговской впадины и прилегающей гряды Чернышева эти отложения характеризуются высоким содержанием рассеянного ОВ, которое в южной части гряды Чернышева достигает максимальных значений для Тимано-Печорского бассейна — 34,3 % [7].

Представляется естественным предполагать, что высокопродуктивная нефтегазовая система в совокупности с наличием большого числа крупных высокоамплитудных ловушек краевого прогиба должны обеспечить эффективность поисково-разведочных работ в пределах Косью-Роговской впадины и прилегающей гряды Чернышева. Между тем до настоящего времени поисковые работы в этом районе не дали ожидаемых результатов. В настоящее время в Косью-Роговской впадине открыто 4 нефтяных (Кочмесское, Падимейское, Нерцетинское и Петровское) и 5 газовых (Романьельское, Интинское, Кожимское, Левогрубеюское и Лемвинское) месторождений (см. рис. 1). Подавляющее большинство выявленных залежей заключено в визейско-нижнепермских карбонатных отложениях. На Падимейском месторождении установлена нефтеносность силурийских отложений. На месторождении Кочмес была выявлена мелкая залежь газа, которая приурочена к линзе карбонатных пород, находящихся в соленосной толще верхнего ордовика. Все установленные месторождения не разрабатываются, так как их запасы и дебитность скважин не обеспечивают рентабельность добычных проектов.

Совокупные геологические запасы нефти и газа всех выявленных здесь залежей почти в 1000 раз меньше, чем упомянутый выше объем УВ, эмигрировавших в пределах Косью-Роговской впадины. При этом многие крупные ловушки характеризуются низкой степенью заполнения, что является одной из причин невысоких дебитов нефти и газа. Естественно, что объем эмиграции УВ значительно превышает установленные в их пределах геологические запасы нефти и газа. Основная часть эмигрировавших УВ рассеивается на путях миграции, попадает в мелкие ловушки, подвергается термическому крекингу, окислению, биодеградации. Однако, даже принимая во внимание все эти обстоятельства, следует признать аномальной наблюдаемую диспропорцию между огромным генетическим нефтегазоносным потенциалом и очень скромной величиной выявленных запасов.

Низкая успешность поисковых работ породила ожидаемый скептицизм нефтегазовых компаний в отношении перспектив развития новых проектов в Косью-Роговской впадине. В результате геологоразведка в этом районе в последние годы стагнирует. Причины низкой результативности этих работ являются предметом дискуссий различных групп исследователей, которые до настоящего времени не привели к ясному заключению. Это обстоятельство мотивирует критический анализ накопленного опыта. По всей видимости, без пересмотра стратегии поисково-разведочных работ успехи в этом районе едва ли будут достигнуты. Важно установить, что не позволило добиться ожидаемых результатов в прошлом, и выявить новые зоны нефтегазоаккумуляции, опосредованное которыми может решительно повысить результативность геологоразведки.

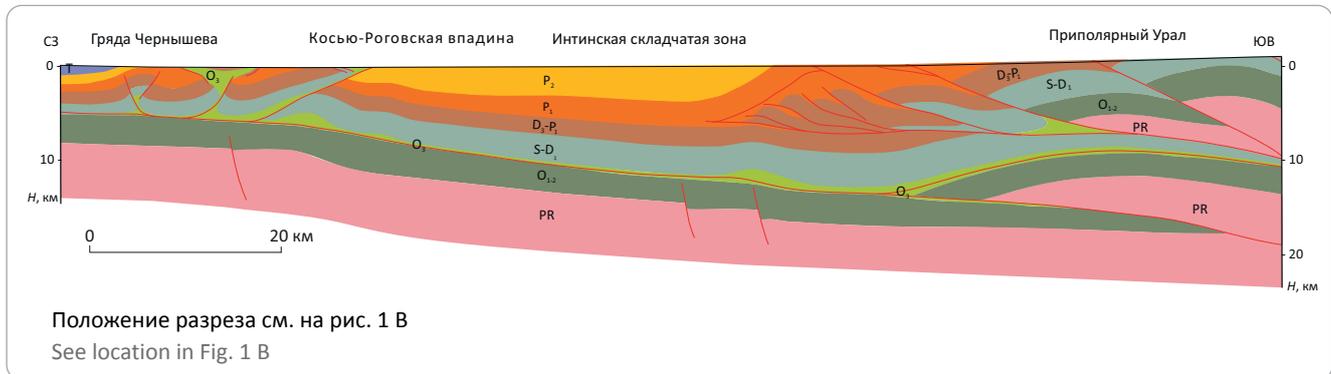
**Рис. 1.** Обзорная геологическая карта Североуральского региона и прилегающих бассейнов с размещением месторождений нефти и газа и магистральных трубопроводов (А) и структурная карта по поверхности карбонатно-нижнепермских карбонатов Косью-Роговской впадины и прилегающих районов, наложенная на геологическую карту (В)  
**Fig. 1.** Overview geological map of the North Urals region and adjacent basins showing distribution of oil and gas fields, and pipelines (А) and Top Carboniferous-Lower Permian carbonate structural map of the Kosyu-Rogov Foredeep and adjacent areas overlying geological map (В)



**Месторождения (1–3):** 1 — нефти, 2 — газа, 3 — нефти, газа и конденсата, **трубопроводы (4, 5):** 4 — нефти, 5 — газа; 6 — геологический разрез (рис. 3).  
**Месторождения нефти и газа:** 1 — Кочмеское, 2 — Петровское, 3 — Нерцетинское, 4 — Падимейское, 5 — Романьельское, 6 — Интинское, 7 — Кожимское, 8 — Левогрубевское, 9 — Лемвинское  
**Fields (1–3):** 1 — oil, 2 — gas, 3 — oil, gas and condensate; **pipelines (4, 5):** 4 — oil, 5 — gas; 6 — geological profile (Fig. 3).  
**Oil and gas fields:** 1 — Kochmes, 2 — Petrovskoye, 3 — Nertetsinskoye, 4 — Padimey, 5 Romanyel', 6 — Inta, 7 — Kozhim, 8 — Levogrubeyu, 9 — Lemva



**Рис. 2.** Схематический геологический разрез южной части Косью-Роговской впадины и прилегающих складчатых зон  
**Fig. 2.** Schematic geological section through the southern part of the Kosyu-Rogov Foredeep and adjacent fold zones



### Причины низкой результативности геолого-разведки

Анализ опыта геолого-разведочных работ в пределах Косью-Роговской впадины показывает, что основным критерием в выборе поисковых объектов являлось наличие замкнутой антиклинальной структуры. Этот критерий традиционно воспринимался как безусловный рецепт успешной геологоразведки. Следует заметить, что этот подход вполне оправдан во многих нефтегазоносных бассейнах. В своем большинстве они относятся к неглубоким бассейнам простого строения, которые имеют доказанные эффективные нефтегазоносные системы. К их числу принадлежат Западно-Сибирский бассейн, платформенные районы Восточной Сибири, Волго-Уральского, Тимано-Печорского, Терско-Каспийского и многих других бассейнов. Наблюдаемое снижение эффективности геолого-разведки в этих районах в последние годы связано преимущественно с тем, что размеры новых поисковых объектов уменьшаются и часто оказываются сопоставимы с разрешением современной сейсмо-разведки. В то же время в районах сложного геологического строения, к которым относятся краевые прогибы, включая Косью-Роговскую впадину, наличие замкнутых антиклинальных структур является важным, но не решающим критерием нефтегазоносности. Этот вывод опирается на опыт проведения поисковых работ в районах сходного геологического строения в различных бассейнах мира ([8] и др.). Этот опыт показывает, что развитие таких бассейнов характеризуется многоэтапностью, резкими изменениями толщины осадочного чехла, структурными перестройками, влиянием соляной тектоники, глубокими эрозиями, изменениями региональных уклонов залегания перспективных отложений, фациальной неоднородностью, значительными вариациями термобарических условий пластов. В результате крупные месторождения могут соседствовать с непродуктивными структурами. Примером может служить уникальное Вуктыльское газоконденсатное месторождение в надвиговой зоне Верхнепечорской впадины, открытое в 1964 г. До настоящего времени на тренде этого место-

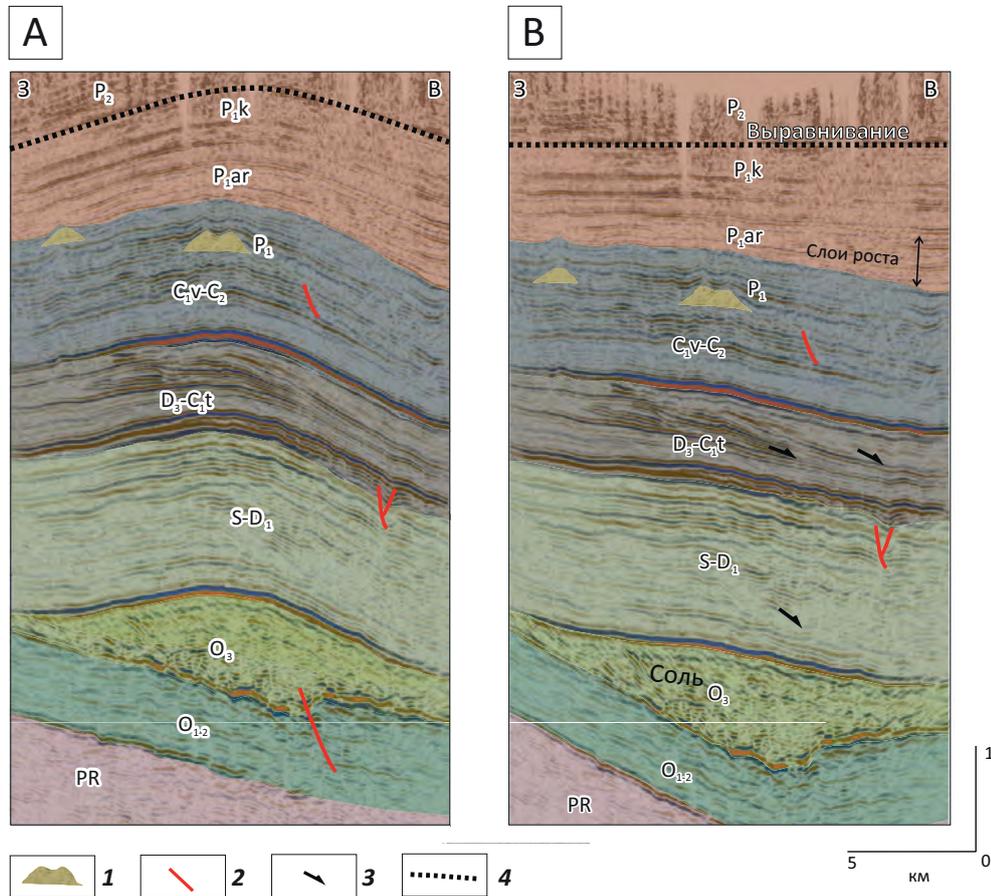
рождения не удалось сделать новых значимых открытий.

Изучение накопленной геолого-геофизической информации, характеризующей геологическое строение и нефтегазоносность Предуралья, дает основание предполагать, что одним из важнейших факторов, определяющих продуктивности ловушек, являются благоприятные пространственно-временные связи миграционных потоков из очагов генерации УВ и формирования ловушек. Важность этого фактора в рассматриваемом районе может быть продемонстрирована на примере нефтяного месторождения Кочмес. Это месторождение расположено в юго-западной части Косью-Роговской впадины (см. рис. 1). Оно является наиболее изученным в этой впадине: в его пределах пробурено 16 глубоких скважин и выполнены большие объемы сейсморазведочных работ 2D и 3D.

Кочмесская структура приурочена к крупной куполовидной складке, ядро которой образовано линзой верхнеордовикской соли [3]. Толщина этой линзы достигает 1 км. На начальном этапе геолого-разведочных работ ожидалось, что в пределах этой крупной складки, затрагивающей широкий стратиграфический диапазон чехла от верхнего ордовика до верхней перми, будут открыты большие запасы нефти и газа. К сожалению, в ее пределах выявлено только два нефтеносных пласта в нижнепермских отложениях. Оба содержат мелкие залежи нефти.

Реконструкция развития купола Кочмес с использованием современных сейсмических данных 3D показывает, что обескураживающий результат, с наибольшей вероятностью, был предопределен ходом геологического развития этой складки. Структурный анализ свидетельствует о том, что формирование складки произошло в послекунгурское время (рис. 3). Этот вывод следует из того, что, при выравнивании сейсмического разреза по кровле кунгурских отложений, нижележащие слои приобретают моноклиналиное залегание с устойчивым погружением к юго-востоку. Сейсмические данные показывают, что с северо-запада на юго-восток про-

**Рис. 3.** Интерпретированный сейсмический разрез купола Кочмес (данные 3D в глубинной области) (A) и тот же разрез с выравниванием по поверхности кровли кунгурских отложений (B)  
**Fig. 3.** Interpreted seismic profile through the Kochmes Dome (3D data in depth domain) (A) and the same profile flattened at the top of the Kungurian section (B)



1 — риф; 2 — разлом; 3 — клиноформная проградация; 4 — горизонт выравнивания.

Положение купола Кочмес см. на рис. 1 В

1 — reef; 2 — fault; 3 — clinoform progradation; 4 — leveling horizon.

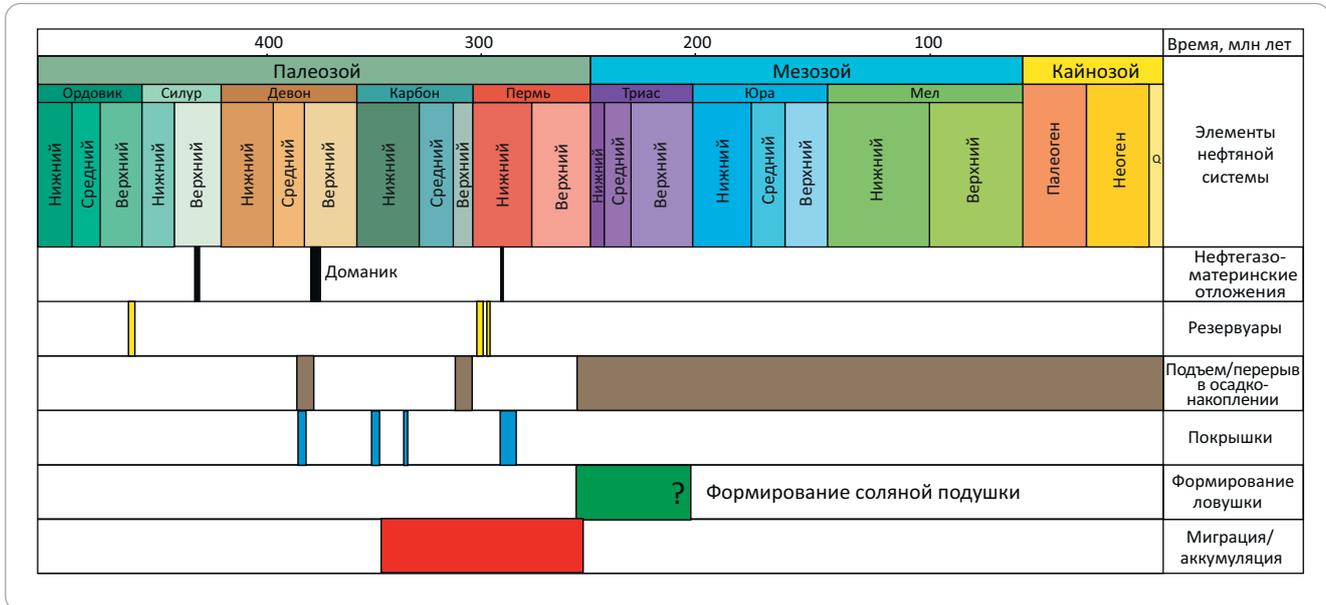
See the Kochmes Dome location in Fig. 1 B

исходит изменение толщин и фациального облика силур-нижнепермских отложений, отражающее общее углубление бассейна к востоку. Это подчеркивается клиноформной проградацией на уровне позднедевон-турнейских отложений. В разрезе нижнепермских карбонатных отложений отмечается зона небольших рифовых построек, которая маркирует границу шельфа и склона бассейна на этом стратиграфическом уровне. На уровне артинских отложений выделяется клинообразное тело слоев роста, образованное во время быстрого погружения краевого прогиба перед фронтом растущего пояса надвигов Урала. Совокупность этих фактов показывает, что во время накопления силур-нижнепермских отложений купола Кочмес не существовало. Образование поднятия за счет формирования соляной линзы в ядре этой складки произошло в послекунгурское время.

Между тем анализ развития нефтегазовой системы Косью-Роговской впадины свидетельствует о том, что в районе купола Кочмес основная фаза миграции нефти имела место до поздней перми. Это было связано с большой мощностью осадочного чехла, которая достигала не менее 6–8 км в осевой зоне впадины, что обеспечило попадание основной нефтегазоматеринской толщи (доманиковых отложений) в условия главной фазы нефтеобразования не позднее ранней перми. В это время ускорилось погружение прогиба вследствие трансформации бассейна континентальной окраины в краевой прогиб перед фронтом перемещающегося на Печорскую плиту коллизионного сооружения Урала. В дальнейшем надвиговые деформации значительно сократили размеры бассейна и привели к подъему и глубокой эрозии его восточной предуральской части.



**Рис. 4.** Развитие нефтегазовой системы в районе купола Кочмес  
**Fig. 4.** Kochmes Dome petroleum system event chart



Этапу быстрого погружения бассейна краевого прогиба соответствуют слои роста артинских терригенных отложений на склоне купола Кочмес (см. рис. 3 В). Вероятно, что литостатическая нагрузка аллохтонных образований Урала и быстрая седиментация в краевом прогибе стимулировали мобилизацию соли [4]. Это активизировало перемещение солей в область более низких давлений по восстанию осадочного чехла в направлении западной части Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева. Следствием чего явилось образование соляной подушки в ядре купола Кочмес.

Временная задержка формирования Кочмеской антиклинали относительно максимальной эмиграции нефти и газа, по всей видимости, являлась причиной низкой продуктивности этой структуры (рис. 4). Представленная схема составлена по методике, предложенной в работе [9]. Во время прохождения потока УВ этот район представлял собой транзитную зону, в пределах которой не существовало ловушки нефти и газа. Выявленные залежи, вероятно, были образованы за счет вторичной и/или остаточной миграции, что объясняет их небольшие размеры.

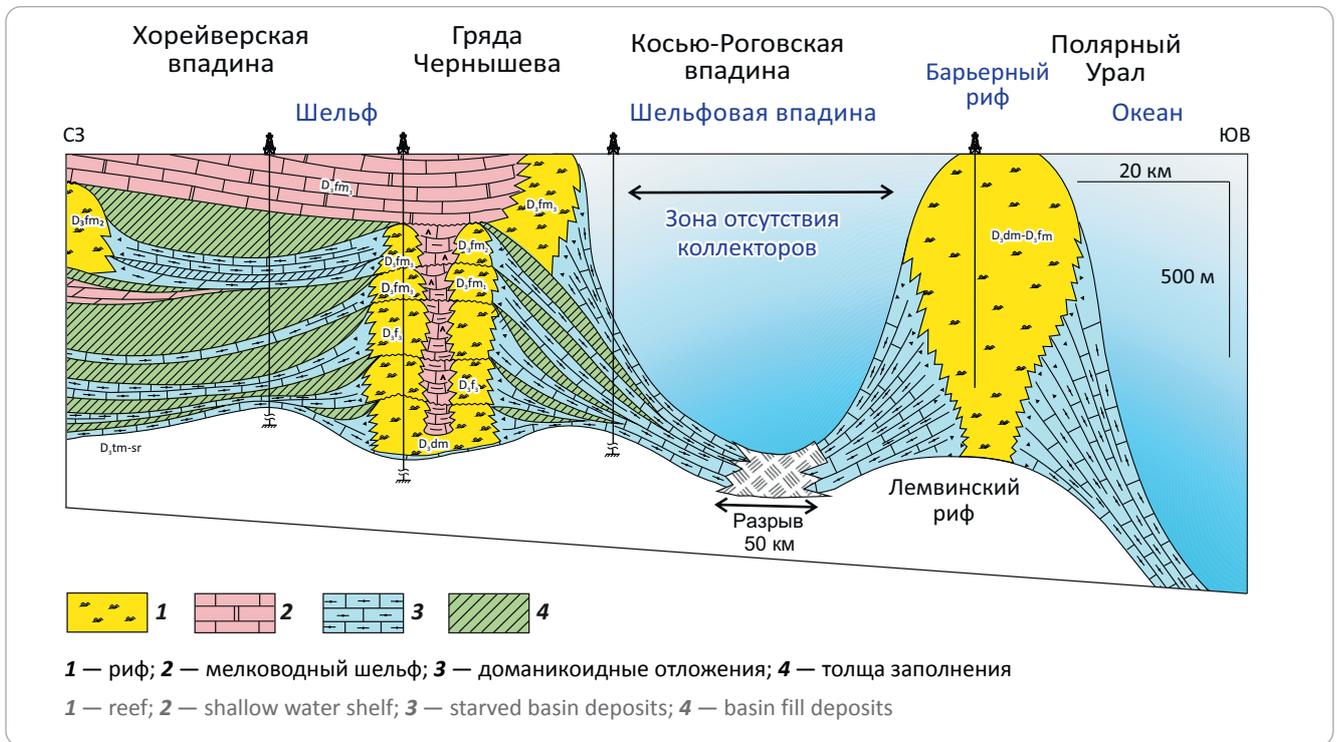
Таким образом, позднее формирование ловушки представляет собой наиболее вероятную причину низкой продуктивности купола Кочмес. Исследование автора статьи показывает, что подобно этой антиклинальной складке многие другие структуры Косью-Роговской впадины формировались и перестроивались в период финальных эпизодов коллизионной складчатости и мобилизации верхнеордовикских солей. К ним, в частности, относятся крупные Ярвожская, Берганты-Мьлькская, Кымбоужская складки. Их рост происходил преимущественно после прохождения основных миграционных потоков нефти и газа. Это препятствова-

ло формированию в них значительных скоплений нефти и газа.

Другим важным фактором, определяющим низкую продуктивность известных месторождений на большей части Косью-Роговской впадины, является дефицит качественных коллекторов. Одной из причин является то, что шельфовые верхнедевонские карбонаты, высокопродуктивные на большей части Тимано-Печорского бассейна, в пределах Косью-Роговской впадины представлены преимущественно депрессионными глинистыми отложениями (рис. 5). Их накопление происходило в некомпенсированной шельфовой впадине, заключенной между шельфом платформенной части бассейна и рифовым барьером, отделяющим ее от глубоководного бассейна Уральского океана. Из-за обширной трансгрессии в позднем девоне источники сноса были значительно удалены, что ограничивало привнос обломочного материала и снижало скорость осадконакопления. В результате в этой впадине существовали благоприятные условия для накопления битуминозных доманикитов, но не коллекторов. Некомпенсированность впадины подчеркивается клиноформной проградационной слоистостью в верхнедевонских отложениях (см. рис. 3). Граница между шельфом и впадиной простиралась вдоль гряды Чернышева (см. рис. 5). Таким образом, в силу седиментационных условий, на большей части Косью-Роговской впадины верхнедевонские отложения не содержат качественных коллекторов и не представляют существенного поискового интереса в отношении конвенциональной нефти и газа.

В пределах восточных районов Косью-Роговской впадины дефицит коллекторов вызван высоким уровнем уплотненности перспективных комплексов, обусловленным глубокой эрозией.

**Рис. 5.** Схематический палеоседиментационный разрез позднедевонских отложений восточных районов Хорейверской впадины, гряды Чернышева, Косью-Роговской впадины и Полярного Урала (по данным Б.П. Богданова с дополнениями)  
**Fig. 5.** Schematic paleo-sedimentological section of the Late Devonian deposits of the Khoreyver Depression-Chernyshev Swell, Kosyu-Rogov Foredeep and the Polar Urals (after B.P. Bogdanov with modifications)



Свидетельством эрозии является то, что на поверхности здесь залегают каменные угли высоких степеней углефикации ([10] и др.). Они широко распространены в Воркутинском и Интинском угольных районах. Это свидетельствует о том, что величина эрозионного среза осадочного чехла здесь составляет не менее 2–3 км. Причиной является складчато-надвиговые деформации, которые привели к тектоническому утолщению осадочного чехла. Соответственно вблизи поверхности распространены отложения, которые ранее залежали на значительно больших глубинах и были сильно уплотнены. Так, в скв. Юньяхинская-1, вскрывшей около 1300 м верхнедевонских рифогенных отложений, из-за высокой уплотненности не было выявлено коллекторов [11]. Вскрытый на этой площади риф, вероятно, представляет собой элемент внешней барьерной системы (см. рис. 5). Высокая катагенетическая преобразованность нефтегазоматеринских толщ на востоке впадины объясняет преобладание здесь залежей газа. Наличие большинства коллекторов в этом районе зависит от трещиноватости, что локально улучшает их свойства.

Таким образом, «классический» для Тимано-Печорского бассейна подход к выделению поисковых объектов, предполагающий наличие крупных поднятий желательнее по регионально продуктивным верхнедевонским отложениям, в Косью-Роговской впадине обнаружил свою неработоспособность. Анализ накопленных данных показывает, что постмиграционное формирование структур и

дефицит коллекторов, связанный с фаціальными условиями седиментации и высокой уплотненностью на востоке впадины, являются критическими рисками геологоразведки в этом районе. Данное обстоятельство приводит к заключению, что перспективные ловушки должны быть сформированы до прохождения основного миграционного потока и расположены в фаціальных зонах, которые благоприятны для образования коллекторских горизонтов. С учетом закономерностей распределения катагенетической преобразованности осадочного чехла месторождения нефти будут преимущественно распространены в пределах западной части Косью-Роговской впадины. Из-за устойчивой асимметрии бассейна континентальной окраины, которая позднее была преобразована в краевой прогиб, именно в этом направлении в течение длительного времени мигрировали основные объемы производимой нефти. В ее восточной части можно ожидать преобладание газовых месторождений, приуроченных к трещинным коллекторам.

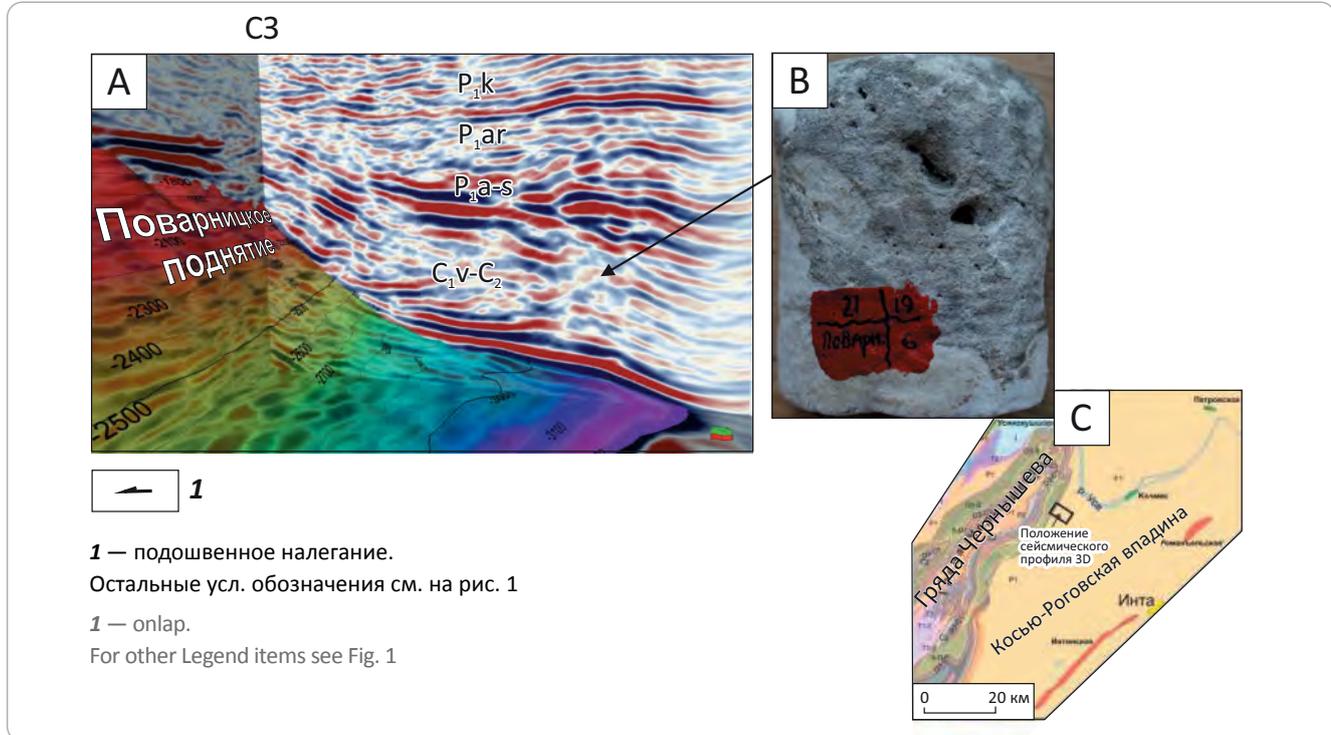
#### Каменноугольный комплекс низкого стояния уровня моря

Переинтерпретация регионального геологического строения Косью-Роговской впадины показывает вероятность существования перспективных объектов, отвечающих ранее упомянутым критериям нефтеносности. Скорее всего, наиболее крупные из них связаны с зонами тупиковых ловушек, распространенных в зонах развития надвигов анти-



**Рис. 6.** Трехмерное сейсмическое представление строения каменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в районе Поварницкого поднятия в глубинной области (поверхность подошвы визейского несогласия показана полупрозрачным гридом, м) (А), керн закарстованных серпуховских карбонатно-ангидритовых отложений (скв. Поварницкая-21) (В) и геологическая карта с положением сейсмических данных (С)

**Fig. 6.** Combined view of 3D seismic data showing the carboniferous low stand complex in the area of the Povarnitsa High in and a grid of the base Visian depth surface in depth domain (in meters) (A), core of karstified carbotate-anhydrite rock (well Povarnitsky-21) (B) and geological map showing location of seismic data (C)



уральской вергенции на восточном фланге гряды Чернышева. Формирование этих структур, вероятно, обусловлено выдавливанием солей из длительно развивавшихся соляных валов [4]. Новые данные показывают, что эта зона вероятного нефтегазоаккумуляции соседствует с еще одним перспективным трендом. Он связан с комплексом низкого стояния уровня моря, образованным визейско-среднекаменноугольными отложениями и облегающими их нижнепермскими слоями. Исследование пород этого комплекса на современном уровне стало возможным благодаря появлению новых высокоинформативных данных сейсморазведки 3D. Для изучения строения этих отложений на западе Косью-Роговской впадины были переинтерпретированы данные сейсморазведки, включая съемки 3D. Часть материалов была специально переработана Северо-Уральской нефтегазовой компанией для повышения их геологической информативности.

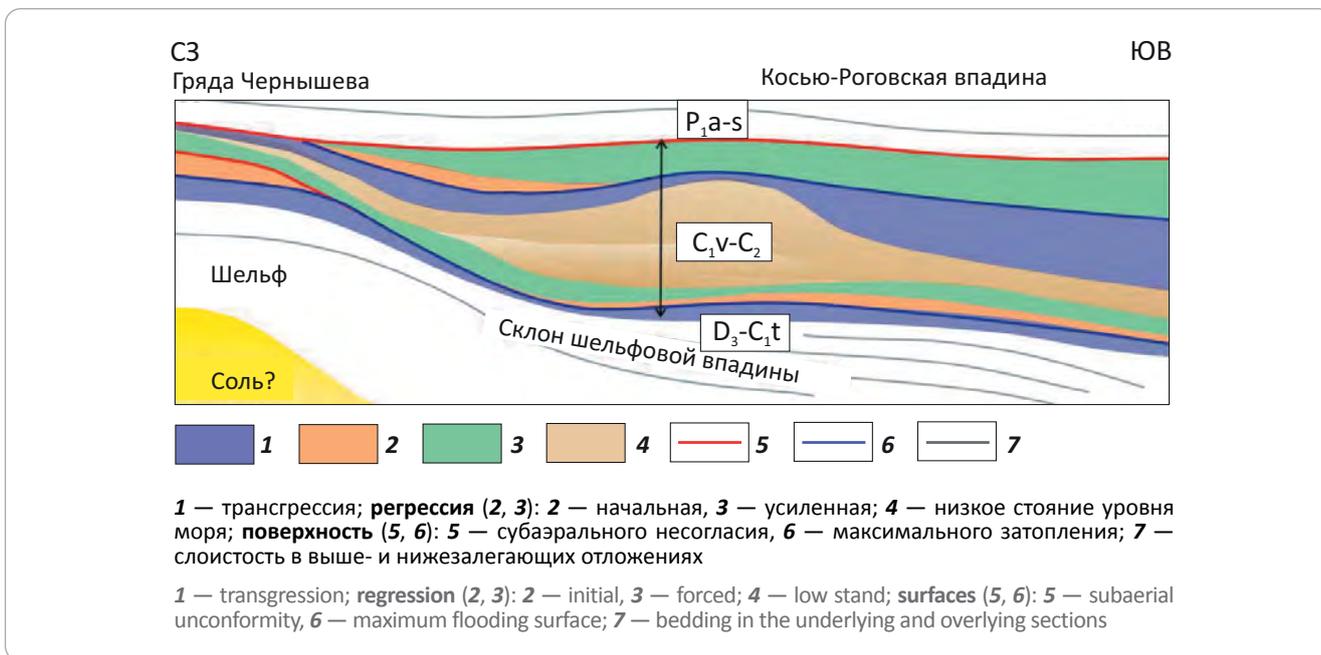
Данные сейсморазведки 3D в районе Поварницкого поднятия показывают резкие изменения условий залегания визейско-среднекаменноугольных и нижнепермских отложений на западном борту Косью-Роговской впадины. Нормальная сейсмическая запись, свойственная отложениям этого стратиграфического интервала, здесь приобретает хаотический характер, местами становится полупрозрачной (рис. 6 А). В направлении гряды Чернышева происходит резкое сокращение толщины

этого комплекса. В его основании фиксируется подошвенное налегание на подстилающие верхнедевон-турнейские отложения. По данным бурения, значительная часть этого интервала сложена серпуховскими отложениями. В образцах керна они представлены неясно-слоистыми карбонатно-ангидритовыми отложениями (см. рис. 6 В). В них отмечаются признаки карстования. В некоторых интервалах этих отложений при бурении наблюдалась потеря бурового раствора.

Интерпретация данных сейсморазведки и бурения с учетом регионального геологического контекста позволяет сделать заключение, что визейско-среднекаменноугольные отложения на западе Косью-Роговской впадины образуют комплекс низкого стояния уровня моря. Он прослеживается восточнее бортовой зоны позднедевон-турнейского шельфа. Отложения визейско-среднекаменноугольного комплекса содержат небольшие атолловидные карбонатные постройки. Последние образуют рельефные поднятия, над которыми развиты структуры облекания. Интерпретация данных 3D в районе Поварницкого поднятия дает основание предполагать сложное внутреннее строение визейско-среднекаменноугольных отложений. Оно может быть осложнено развитием оползневых структур и сбросов, по которым блоки карбонатных пород сползли в бассейн. Примечательно, что расчлененный структурный план этого комплекса контрастирует

**Рис. 7.** Сейсмостратиграфическая интерпретация строения визейско-среднекаменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в районе Поварницкого поднятия

**Fig. 7.** Seismostratigraphic interpretation of the Viséan-Middle Carboniferous low stand complex in the area of the Povarnitsa High



с моноклинальным залеганием подстилающего визейского несогласия (см. рис. 6 А).

В целом взаимоотношение позднедевон-турнейской карбонатной платформы и визейско-среднекаменноугольных отложений соответствует проградации бортовой зоны шельфа в восточном направлении, вызванной резким снижением уровня моря. Такое явление является частью глобальной регрессии моря в это время ([12] и др.). Этот период характеризуется глобальным похолоданием климата [13]. Уместно заметить, что на Урале данный временной интервал соответствует нарастающей фазе тектонической активности и вулканической деятельности. Вероятно, что это было обусловлено поэтапной сменой геодинамического режима с островодужного на аккреционно-коллизийный ([14] и др.). Тектоническая активность и нестабильная гидродинамика окраины шельфа предопределили невыдержанность залегания слоев в рассматриваемой зоне. Резкие изменения уровня моря способствовали возникновению закарстованных интервалов, образованных в периоды возникновения субаэральных условий.

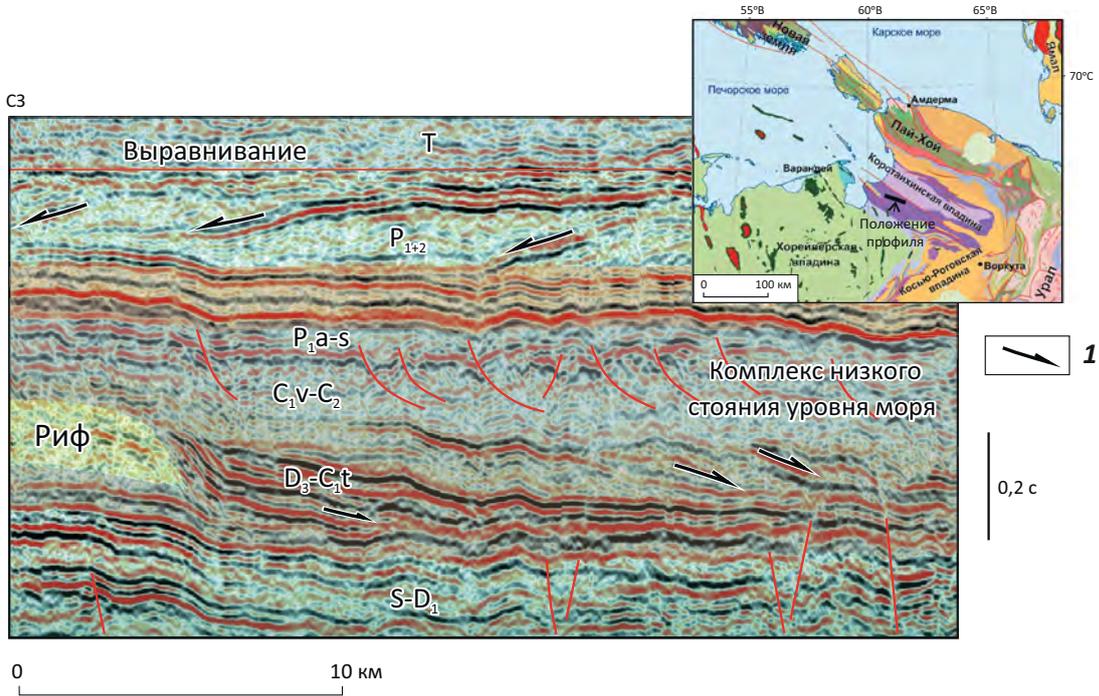
Сейсмостратиграфическая интерпретация строения визейско-среднекаменноугольных отложений предполагает, что основная часть пород визейско-среднекаменноугольного комплекса была образована во время падения уровня моря (рис. 7). В целом этот комплекс проградационно наращивает позднедевон-турнейский шельф в направлении континентальной окраины. К западу его толщина сокращается за счет подошвенного налегания на склон позднедевон-турнейской шельфовой платформы. Сложность корреляции сейсмических отло-

жений в этом комплексе затрудняет его детальное стратиграфическое расчленение. Верхняя граница комплекса соответствует региональному несогласию в подошве нижнепермских отложений. Она выражена неотчетливо. Это, вероятно, связано с расчлененностью этой поверхности за счет субаэрального карстования и эрозии.

Положение рассматриваемого каменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в западной части Косью-Роговской впадины требует дополнительно изучения. Имеющиеся данные позволяют установить его присутствие лишь в ряде районов, строение которых освещено достаточно информативными сейсмическими данными. В настоящее время наиболее уверенно этот комплекс прослеживается в юго-западной части впадины, в районе Поварницкого поднятия и расположенной южнее зоне Неченской структурной террасы. Вероятно, этот комплекс представляет собой зону переменной толщины, примыкающую к бортовой зоне позднедевон-турнейского шельфа.

О широком распространении комплекса свидетельствуют результаты интерпретации сейсмических данных в других районах Тимано-Печорского бассейна. На рис. 8 показан интерпретированный сейсмический разрез, проходящий через западную часть Коротаихинской впадины. В этом районе также выделяется каменноугольный комплекс низкого стояния уровня моря. Он проградационно наращивает позднедевон-турнейскую платформу, обрамленную рифовыми постройками. В сейсмическом поле этому комплексу соответствует зона хаотической записи. Вероятно, это обусловлено прерывистым характером слоистости и наличием разломов,

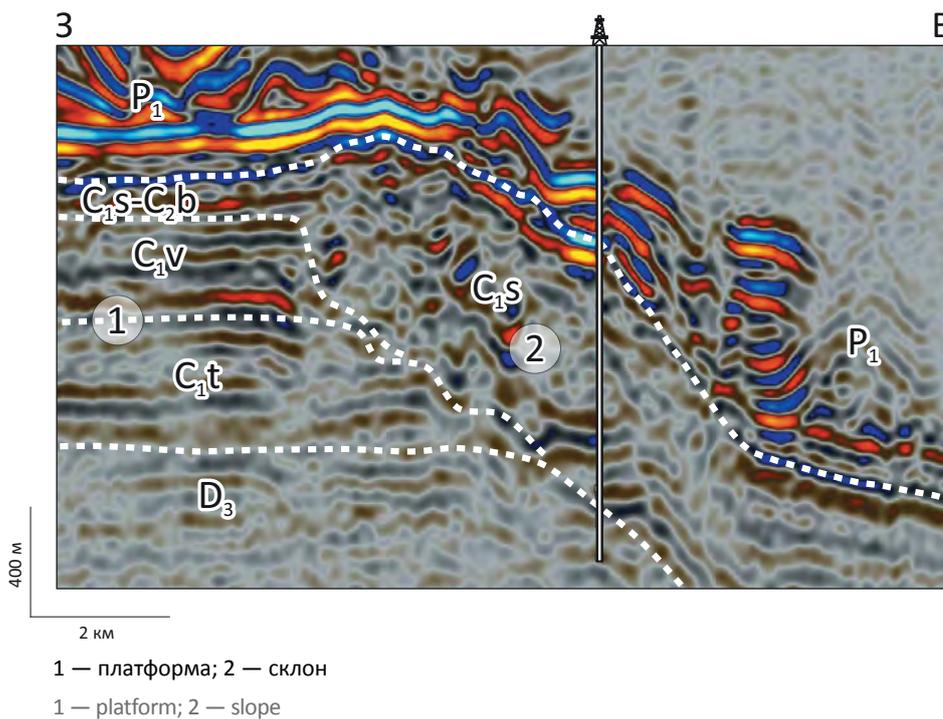
**Рис. 8.** Интерпретированный сейсмический профиль, проходящий через западную часть Коротаихинской впадины  
**Fig. 8.** Interpreted seismic profile through the western part of the Korotaikha Foredeep



**1** — проградационное напластование.  
 Положение профиля см. на карте-врезке.  
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 1, 3

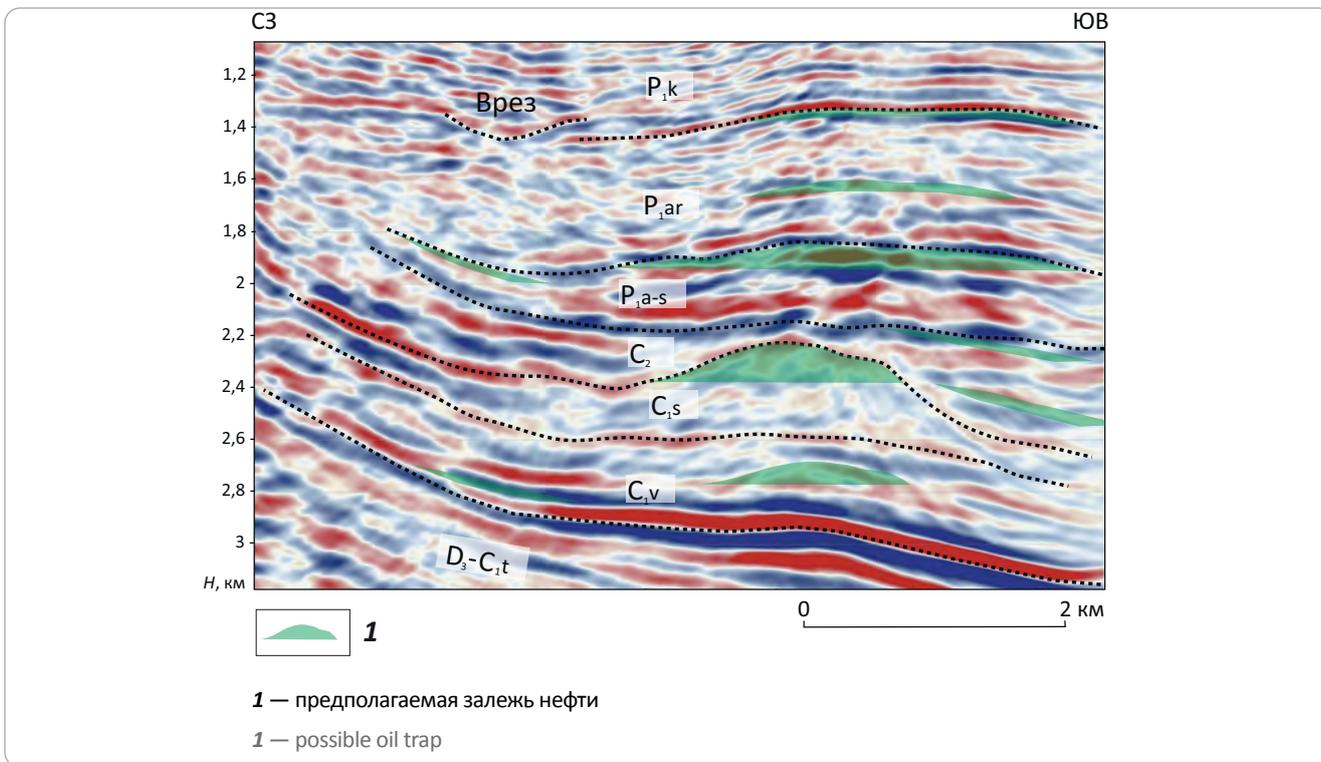
**1** — progradation.  
 See location in the insert map.  
 For other Legend items see Fig. 1, 3

**Рис. 9.** Сейсмический профиль восточного склона Тенгизской карбонатной платформы (по [15] с упрощением)  
**Fig. 9.** Interpreted seismic profile through eastern flank of the Tengiz carbonate platform (simplified after [15])



**Рис. 10.** Интерпретированный сейсмический разрез визейско-среднекаменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря и облегающих нижнепермских отложений в районе Поварницкого поднятия (данные 3D в глубинной области)

**Fig. 10.** Interpreted seismic profile of the Visean-Middle Carboniferous low stand complex and overlying Lower Permian deposits in the area of the Povarnitsa High (3D data in depth domain)



по которым происходило оползание осадков на поградирующем склоне шельфа. Рассматриваемый комплекс низкого стояния окаймляет позднедевон-турнейскую карбонатную платформу, в пределах которой выделяется крупный риф.

Следует отметить, что комплексы низкого стояния уровня моря описаны во многих бассейнах. Ярким примером может служить комплекс низкого стояния уровня моря на восточном борту Тенгизской платформы ([15] и др.). Как можно видеть на сейсмическом профиле, он образован серпуховско-башкирскими отложениями (рис. 9). Они формируют зону проградации на борту позднедевон-визейской карбонатной платформы. Каменноугольные отложения перекрываются кунгурскими соленосными отложениями. Комплекс низкого стояния здесь представлен главным образом мелководными обломочными карбонатными породами. В них отмечено значительное карстование и трещиноватость. Эти отложения содержат самые емкие резервуары в пределах уникального Тенгизского месторождения. Максимальные дебиты нефти из этих отложений достигали 3300 т/сут [15]. Это значительно больше, чем в скважинах, пробуренных в центральной части платформы, где карбонатная матрица является низкопористой.

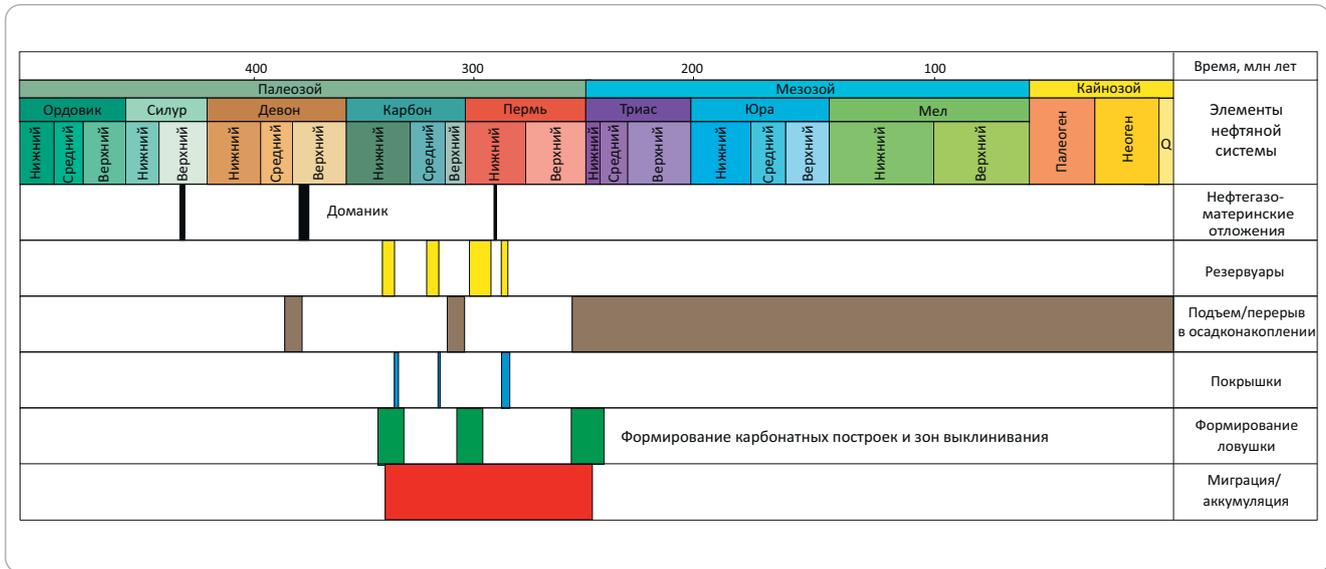
Другим важным примером залежей нефти в комплексах низкого стояния уровня моря является уникальное высокодебитное месторождение Поза-Рика в Мексике ([16] и др.). Это месторожде-

ние связано с конусами обломочных карбонатов формации Тамабра, окаймляющими меловую карбонатную платформу. Сама платформа содержит группу крупных месторождений, образующих зону Голден Лэйн.

### Перспективы нефтегазоносности

Оценка перспектив нефтегазоносности каменноугольного комплекса низкого стояния уровня моря в контексте рассмотренных критериев нефтегазоносности Косью-Роговской впадины позволяет предполагать, что этот комплекс может содержать целый ряд высокодебитных мезозалежных месторождений нефти. В схематическом виде возможные типы залежей нефти и газа в визейско-среднекаменноугольных и перекрывающих их нижнепермских отложениях показаны на рис. 10. Эти ловушки включают антиклинальные структуры, приуроченные к атоллвидным карбонатным постройкам и структурам их облекания, зоны стратиграфического срезания пластов-коллекторов и конуса выноса, закарстованные интервалы. Зоны выклинивания наиболее перспективны в зоне налегания на склон позднедевон-турнейской платформы, в зоне выклинивания артинских терригенных отложений. Наличие залежей нефти, связанных с зонами выклинивания и литологического замещения коллекторов, подтверждается открытием Петровского нефтяного месторождения. Залежи этого месторождения не связаны с антиклинальной ловушкой. Вероятно, что большой поисковый интерес могут


**Рис. 11.** Развитие нефтегазовой системы в районе структуры Гусиная (восточная периферия Поварницкого поднятия)

**Fig. 11.** Petroleum system event chart of the Gusinaya structure of the low stand complex (eastern periphery of the Povarnitsky uplift)


представлять конусы выноса обломочных карбонатов, расположенных у подножия позднедевон-турнейской карбонатной платформы.

Формирование ловушек комплекса низкого стояния уровня моря имело место до прохождения основного миграционного потока нефти из очага нефтеобразования в погруженной части Косью-Роговской впадины. Данное обстоятельство определяется седиментационной (не структурной) природой ловушек этого комплекса, что подчеркивается их бескорневым строением. Последнее следует из того, что они не выражены в поверхности подстилающего визейского несогласия (см. рис. 6 А). Это обеспечивает ловушкам такого комплекса безусловное преимущество над структурами позднего формирования, подобными куполу Кочмес (см. рис. 4). В схематическом виде последовательность событий в развитии нефтегазовой системы этой зоны нефтегазонакопления в пределах структуры Гусиная, выявленной на периферии Поварницкого поднятия, показана на рис. 11.

Преимуществом предполагаемой зоны нефтегазонакопления комплекса низкого стояния уровня моря является небольшая глубина залегания перспективных объектов (см. рис. 9). В исследованной юго-западной части Косью-Роговской впадины выделяется не менее 5 структур, в пределах которых перспективные нефтеносные интервалы залегают в диапазоне глубин от 1,5 до 3,2 км. Небольшие глубины залегания, наличие горизонтов мелководных обломочных карбонатов и зон карстования позволяют предполагать локальное распространение высокочемких коллекторов. Ожидается, что они могут давать высокие дебиты нефти. В целом опосредованное этой зоны нефтегазонакопления может резко повысить эффективность геолого-разведочных работ в Косью-Роговской впадине.

## Заключение

Косью-Роговская впадина Северного Предуралья обладает огромным нефтегазоносным потенциалом. Вместе с тем, несмотря на значительные усилия, геолого-разведочные работы в ее пределах не принесли ожидаемых результатов. Анализ накопленных геолого-геофизических данных показывает, что наиболее вероятной причиной низкой эффективности этих работ являлось ошибочное определение критериев выделения поисковых объектов. Проведенные исследования показали, что наличие антиклинальных ловушек, выраженных по верхнедевонским либо иным стратиграфическим комплексам, не является достаточным условием для формирования скопления нефти и газа в рассматриваемом районе. Структурный анализ показывает, что большая часть разбуренных в Косью-Роговской впадине антиклинальных складок была образована после прохождения основного миграционного потока нефти и газа. Это не позволило аккумулировать в них значительные скопления УВ. В этой связи до- или синмиграционное время образования ловушек, а также наличие седиментологических условий для развития коллекторов и благоприятные катагенетические условия рассматриваются как ключевые критерии их продуктивности. Этим критериям отвечает выделяемая зона нефтегазонакопления, связанная с визейско-среднекаменноугольным комплексом низкого стояния уровня моря, а также перекрывающие их нижнепермские отложения. В разрезе этого комплекса выделяется ряд перспективных объектов как структурного, так и стратиграфического типов. Эта зона расположена в западной части Косью-Роговской впадины, будучи генетически связанной с окраиной позднедевон-турнейского шельфа. Мировой опыт показывает высокую перспективность геологоразведки на комплексы

низкого стояния уровня моря, окаймляющие карбонатные платформы.

Целенаправленные геолого-разведочные работы, ориентированные на перспективные объекты этой зоны, могут переломить негативные тен-

денции в освоении нефтегазоносного потенциала Косью-Роговской впадины. Этот опыт может быть использован для проведения геологоразведки в других районах сходного строения Тимано-Печорского и прочих бассейнов.

### Литература

1. Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России : мат-лы науч.-практ. конф. (Санкт-Петербург, 2012). – СПб. : ВНИГРИ, 2012.
2. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. – М. : МГУ, 2002. – 243 с.
3. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Богданов Б.П. Соли ордовика и их роль в особенностях строения и нефтегазоносности северо-востока Тимано-Печорской провинции // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 1. – С. 13–23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3.
4. Соборнов К.О., Коротков И.П., Яковлев Д.В., Куликов В.А., Кудрявцев К.Ю., Колесник В.Ф. Раздавленные соляные диапиры гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн): комплексное изучение и влияние на нефтегазоносный потенциал // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 73–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88.
5. Klimenko S.S., Anischenko L.A., Antoshkina A.I. The Timan-Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems // Geological Society Memoir. – 2011. – Т. 35. – С. 223–236. DOI: 10.1144/M35.13.
6. Котик И.С., Котик О.С. Органическое вещество углеродистых среднефранских отложений Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. 13. – № 3. – Режим доступа: [https://ngtp.ru/rub/1/24\\_2018.pdf](https://ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf) (дата обращения: 10.06.2022 г.). DOI: 10.17353/2070-5379/24\_2018.
7. Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Журавлев А.В. Органическое вещество верхнедевонских отложений гряды Чернышева // Геохимия. – 2017. – № 6. – С. 527–538. DOI: 10.7868/S0016752517060024.
8. Kendall J., Vergès J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia // Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration. Geological Society, London, Special Publications. – 2019. – Т. 490. DOI: 10.1144/SP490-2018-102.
9. Exploration handbook. – Halliburton/Landmark, 2021.
10. Пронина Н.В., Лужбина М.С., Макаров Д.В. Возвращение к оценке катагенеза осадочной толщи Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна углепетрографическими методами // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 1. – С. 80–87. DOI: 10.18599/grs.19.9.
11. Данилов В.Н., Гудельман А.А., Уткина О.Л. и др. Геологическое строение и перспективы газоносности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геолого-разведочных работ) / Под ред. В.Н. Данилова. – СПб. : ВНИГРИ, 2015. – 264 с.
12. Haq B.U., Schutter S.R. A Chronology of Paleozoic Sea-Level Changes // Science. – 2008. – Т. 322. – № 3. – С. 64–68. DOI:10.1126/science.1161648.
13. Montañez I.P. Current synthesis of the penultimate icehouse and its imprint on the Upper Devonian through Permian stratigraphic record // The Carboniferous Timescale. Geological Society, London, Special Publications. – 2022. – Т. 512. – С. 213–245. DOI: 10.1144/SP512-2021-124.
14. Салихов Д.Н., Холоднов В.В., Пучков В.Н., Рахимов И.Р. Вулканизм и интрузивный магматизм Магнитогорской палеодуги в эпоху «мягкой» коллизии с окраиной Восточно-Европейского континента // Литосфера. – 2020. – Т. 20. – № 5. – С. 630–651. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-20-5-630-651.
15. Collins J.F., Katz D., Harris P.M., Narr W. Burial cementation and dissolution in Carboniferous slope facies, Tengiz field, Kazakhstan: evidence for hydrothermal activity // AAPG Search and Discovery Article. – 2014. – № 20234.
16. Janson X., Kerans Ch., Loucks R., Marhx M.A., Reyes C., Murguia F. Seismic architecture of a Lower Cretaceous platform-to-slope system, Santa Agueda and Poza Rica fields, Mexico // AAPG Bulletin. – 2021. – Т. 95. – № 3. – С. 105-146. DOI: 10.1306/06301009107.

### References

1. Bazhenova T.K., Bogoslovskiy S.A. Results of numerical modeling of oil and gas generation in foredeeps of the Timan-Pechora Basin. In: Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoi bazy nefti i gaza severa evropeiskoi chasti Rossii: mat-ly nauch.-prakt. konf. (Sankt-Peterburg, 2012). St. Petersburg: VNIIGRI; 2012. In Russ.
2. Zhemchugova V.A. Prirodnye rezervuary v karbonatnykh formatsiyakh Pechorskogo neftegazonosnogo basseina [Natural reservoirs in carbonate formations of the Pechora Petroliferous basin]. Moscow: MGU; 2002. 243 p. In Russ.
3. Grunis E.B., Rostovshchikov V.B., Bogdanov B.P. Ordovician Salts and Their Role in the Structure and Oil and Gas Potential of the Northeast of the Timan-Pechora Province. *Georesursy = Georesources*. 2016;18(1):13–23. DOI: 10.18599/grs.18.1.3. In Russ.
4. Sobornov K.O., Korotkov I.P., Yakovlev D.V., Kulikov V.A., Kudryavtsev K.Yu., Kolesnik V.F. Squeezed diapirs of the Chernyshev Swell (the Timan Pechora Basin): integrated study and petroleum habitat. *Geologiya nefti i gaza*. 2021;(1):73–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-73-88. In Russ.
5. Klimenko S.S., Anischenko L.A., Antoshkina A.I. The Timan–Pechora sedimentary basin: Palaeozoic reef formations and petroleum systems. *Geological Society Memoir*. 2012;35:223–236. DOI: 10.1144/M35.13.
6. Kotik I.S., Kotik O.S. Organic matter in the carbonaceous Middle Frasnian section of the Kosyu-Rogov Depression and Chernyshev Ridge (Timan-Pechora Basin). *Petroleum Geology. Theory and Practice*. 2018;13(3). URL: [https://ngtp.ru/rub/1/24\\_2018.pdf](https://ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf) (accessed on: 10.06.2022). DOI: 10.17353/2070-5379/24\_2018. In Russ.
7. Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Zhuravlev A.V. Organic matter in Upper Devonian deposits of the Chernyshev ridge. *Geochemistry International*. 2017;55(6):548–558. DOI: 10.1134/S0016702917060027.

8. Kendall J., Vergès J., Koshnaw R., Louterbach M. Petroleum tectonic comparison of fold and thrust belts: the Zagros of Iraq and Iran, the Pyrenees of Spain, the Sevier of Western USA and the Beni Sub-Andean of Bolivia. In: *Fold and Thrust Belts: Structural Style, Evolution and Exploration*. Geological Society, London, Special Publications. 2019. V. 490. DOI: 10.1144/SP490-2018-102.
9. *Exploration handbook*. Halliburton/Landmark; 2021.
10. Pronina N.V., Luzhbina M.S., Makarov D.V. A return to assessment of maturation of the sedimentary section of the Timan-Pechora oil and gas basin with coal-petrography methods. *Georesursy = Georesources*. 2017;Special issue. Part 1:80–87. DOI: 10.18599/grs.19.9. In Russ.
11. Danilov V.N., Gudelman A.A., Utkina O.L. et al. Geological Structure and Gas Potential of Western Slope of the Polar and Sub-Polar Urals (Based on Exploration Data). In: V.N. Danilov, ed. St. Petersburg: VNIGRI; 2015. 264 p. In Russ.
12. Haq B.U., Schutter S.R. A Chronology of Paleozoic Sea-Level Changes. *Science*. 2008;322(3):64–68. DOI:10.1126/science.1161648.
13. Montañez I.P. Current synthesis of the penultimate icehouse and its imprint on the Upper Devonian through Permian stratigraphic record. In: *The Carboniferous Timescale*. Geological Society, London, Special Publications. 2022. V. 512. pp. 213–245. DOI: 10.1144/SP512-2021-124.
14. Salikhov D.N., Kholodnov V.V., Puchkov V.N., Rakhimov I.R. Volcanism and intrusive magmatism of the Magnitogorsk paleoarc in the epoch of its “soft” collision with a margin of the East European continent. *Litosfera*. 2020;20(5):630–651. DOI: 10.24930/1681-9004-2020-5-630-651. In Russ.
15. Collins J.F., Katz D., Harris P.M., Narr W. Burial cementation and dissolution in Carboniferous slope facies, Tengiz field, Kazakhstan: evidence for hydrothermal activity. *AAPG Search and Discovery Article*. 2014. № 20234.
16. Janson X., Kerans Ch., Loucks R., Marhx M.A., Reyes C., Murguia F. Seismic architecture of a Lower Cretaceous platform-to-slope system, Santa Agueda and Poza Rica fields, Mexico // *AAPG Bulletin*. 2021;95(3):105–146. DOI: 10.1306/06301009107.

### Информация об авторе

#### Соборнов Константин Олегович

Доктор геолого-минералогических наук, главный геолог

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»,

142784 Москва, Киевское ш. 1, корп. 1, 412-а

e-mail: ksobornov@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492

### Information about author

#### Konstantin O. Sobornov

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Geologist

North Uralian Petroleum Company,

1, korp. 1, Kievskoe Shosse, Moscow, 142784, Russia

e-mail: ksobornov@yandex.ru

ORCID ID: 0000-0002-9073-8492