

УДК 553.98 (470.5)

DOI 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72

## Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба

© 2021 г. | В.Н. Данилов

danuhta@yandex.ru

Поступила 25.11.2020 г.

Доработана 30.11.2020 г.

Принята к печати 04.12.2020 г.

**Ключевые слова:** прогиб; надвиговая тектоника; структуры; аллохтон; автохтон; трещиноватость; коллекторы; нефтегазоносность.

**Аннотация:** В статье рассмотрены вопросы надвиговой тектоники, широко представленной в Предуральском краевом прогибе, возникшей в конвергентный период развития Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. На конкретных примерах показана взаимосвязь надвигов с нефтегазоносностью основных продуктивных комплексов. Сделана попытка ранжирования надвиговых структур на территории прогиба, дана краткая характеристика коллекторов основных природных резервуаров, показана закономерность их улучшения в аллохтонных блоках. Выделены надвиговые нарушения трех порядков: III (локального), II (зонального) и I (регионального). Надвиг регионального уровня пока один, но может быть установлен бурением на западном склоне Коротаихинской впадины. Нарушения разного порядка рассмотрены на конкретных примерах – различных структурах и месторождениях. Как правило, коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами приурочены к аллохтонным блокам. Это связано с более широким развитием трещиноватости. Определены наиболее перспективные зоны возможного газо- и нефтенакпления, приуроченные к надвиговым дислокациям.

Для цитирования: Данилов В.Н. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа. – 2021. – № 1. – С. 57–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72.

## Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep

© 2021 | V.N. Danilov

danuhta@yandex.ru

Received 25.11.2020

Revised 30.11.2020

Accepted for publication 04.12.2020

**Key words:** trough; thrust tectonics; structures; allochthon; autochthon; fracture; reservoirs; hydrocarbon potential.

**Abstract:** The paper presents the study of thrust tectonics widely represented in the Urals Foredeep and formed during the convergent evolution of the Timan-Pechora Petroleum Basin. The correlation between thrust faults and hydrocarbon potential of the main plays is illustrated by specific examples. The authors make an attempt in classification of thrust structures in the foredeep, brief description of the main natural oil reservoirs, and illustrate much better porosity of reservoirs in allochthonous blocks as compared to autochthonous ones. Three orders of thrust faults are identified, they are: local (III), zonal (II) and regional (I). There is only one regional thrust fault identified at the moment, one more can be confirmed in the future by drilling on the western slope of the Korotaikhinsky depression. Different-order faults are illustrated by specific examples — various structures and oil and gas fields. As a rule, reservoirs with high porosity and permeability are associated with allochthonous blocks because of wider development of fracture. The most promising oil- and gas-bearing zones are determined in the areas of the thrust dislocations.

For citation: Danilov V.N. Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(1):57–72. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-1-57-72. In Russ.

### Введение

Взаимосвязь разломной тектоники и нефтегазоносности на примере Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) рассматривалась широко. Из наиболее полных обзоров следует отметить исследования Н.В. Шаблинской, И.В. Запорожцевой, В.А. Дедеева, Н.В. Малышева [1–4] и других авторов. Однако основное внимание в упомянутых работах уделено тектонике всего бассейна без выделения типов разломов. Кроме того, авторы рассматривали тер-

ритории, имеющие наибольшую геологическую изученность и, соответственно, с более богатым фактическим материалом. Предуральский краевой прогиб как в то время, так и сейчас характеризуется меньшей степенью геологической изученности и имеет более сложное строение, в связи с чем ему уделяется существенно меньше внимания. Поэтому в предлагаемой статье сделана попытка глубже рассмотреть данный вопрос на основе полученных в последнее время геолого-геофизических материалов. Основное

## HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Табл. 1. Классификация надвиговых дислокаций Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна

Tab. 1. Classification of thrust dislocations of Timan-Pechora Petroleum Basin

Масштаб надвиговой дислокации	Некомпетентная толща срыва	Пример
I порядка	Позднеордовикская галогенная	Гряда Чернышева
II порядка	Позднеордовикская галогенная	Макариха-Салюкинская антиклинальная зона*
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Интинская складчато-чешуйчатая зона
	Позднедевонские глинистые отложения	Вуктыльская тектоническая пластина
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Курьинская антиклинальная зона
III порядка	Позднеордовикская галогенная	Хоседаю-Неруюское нефтяное месторождение
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Курьинское газовое месторождение
	Раннекаменноугольные глинистые отложения	Романьельское газовое месторождение

\*Не входит в состав прогиба, но является его резонансной структурой.

внимание уделено разломам надвигового характера, которые широко развиты в прогибе.

### Исторический аспект надвигообразования

Складчато-надвиговые зоны совместно с системой впадин Предуралья и Припайхойско-Приюжноновоземельского краевых прогибов обрамляют Тимано-Печорский НГБ с восточной и юго-восточной сторон, от Полюдовского поднятия на юге до побережья Печорского моря на севере, на протяжении почти 1000 км.

Процесс формирования разломной тектоники надвигового типа в пределах Тимано-Печорского НГБ в конвергентный период развития можно разделить на две стадии. Первая стадия охватывает время от раннего карбона до ранней перми, а вторая — от ранней перми до триаса [5].

Первая стадия характеризовалась тектонической стабильностью. Для данного времени типичны мелководно-шельфовые условия осадконакопления с формированием карбонатных отложений с незначительными прослоями сульфатов и широким развитием биогермных образований. На приподнятых участках отмечались локальные и зональные перерывы.

Вторая стадия ознаменовалась окончанием главного цикла седиментации в пределах Тимано-Печорского НГБ [6] и широким проявлением орогенических движений на востоке, где закрывался Урало-Монгольский подвижный пояс и формировался Уральский ороген.

В это время происходит инверсия всех основных тектонических элементов бассейна. Приподнятые участки подвергаются размыву, в восточной части бассейна формируется краевой прогиб с проявлением интенсивного надвигообразования, а также происходит переформирование залежей нефти и газа. Следы интенсивной вертикальной миграции, фиксирующие процессы переформирования и разрушения залежей УВ, прослеживаются в зонах практически всех основных разломов. В пределах прогиба

это Югидское и Каменское месторождения, Войская структура на юге Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поднятия, Усино-Кушшорское месторождение гряды Чернышева, Падимейское месторождение Воркутского поперечного поднятия. Отмечается обильное насыщение песчаников триасового и пермского возраста тяжелой нефтью на западном борту Коротаихинской впадины (район скважин ВК-1 и ВК-14). С этим периодом связано и формирование газоконденсатных месторождений.

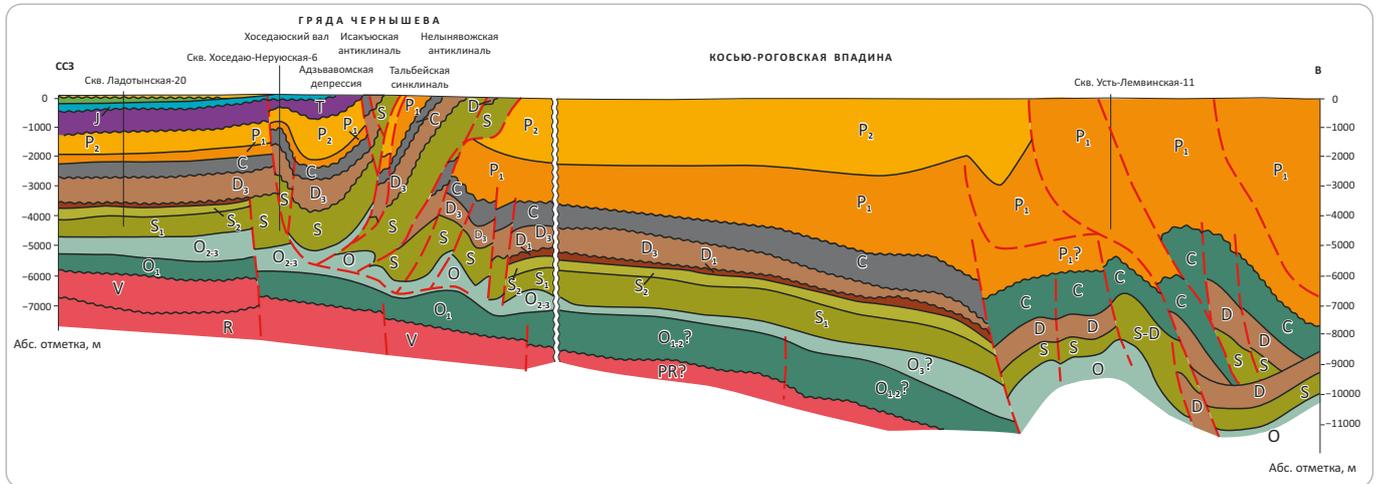
### Ранжирование надвиговых дислокаций

С позиции оценки перспектив нефтегазоносности интерес геологов ограничивается границей распространения отложений платформенного типа, которые перекрыты серией надвигов, выполненных аллохтонными отложениями. Результаты геолого-геофизических исследований и глубокого бурения, проведенных в бассейне, показывают наличие разномасштабных надвиговых дислокаций, развитых в его пределах. Надвиги можно попытаться классифицировать, исходя из размера проявления дислокаций такого рода (табл. 1). Несмотря на то, что в названии приведенных примеров, в соответствии с принятым тектоническим районированием [7], отсутствует термин «надвиг», по существу он везде не только присутствует, но и является определяющим структурным элементом. Попробуем рассмотреть этот вопрос более детально.

*Надвиговые дислокации I порядка.* К данной категории пока можно отнести только гряду Чернышева, где геофизическими и буровыми работами доказано тектоническое нарушение типа надвиг, образованное по солям позднеордовикского возраста [8]. Но не исключено, что и в пределах Коротаихинской впадины Припайхойско-Приюжноновоземельского прогиба развиты аналогичные тектонические нарушения, связанные с сульфатно-галогенными породами позднеордовикского возраста. По крайней мере, надвиги Ва-шуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоны и

Рис. 1. Фрагмент геолого-геофизического разреза по профилю 12-РС (Никонов Н.И., 2008)

Fig. 1. Fragment of geological and geophysical section along 12-PC Line (Nikonov N.I., 2008)



горста Чернова тождественны по своей природе надвигом Степковожского и Тальбейского блоков гряды Чернышева. Однако все ранее высказанные предположения могут быть подтверждены только в результате глубокого бурения, как и на гряде Чернышева<sup>1</sup> ([9, 10] и др.).

Результаты геолого-разведочных работ, проведенных на территории гряды в последние годы [8], подтвердили основные положения, касающиеся ее формирования.

1. Гряда возникла в зоне глубинного разлома в фундаменте, на месте которого в период перикратонного опускания территории Печорской плиты была образована флексура. Этот тектонический фактор стал причиной появления границы, к востоку от которой в позднеордовикское время возник засоленный бассейн, отделенный от Предуральского океана системой краевых рифов. К западу от гряды накапливались карбонатно-сульфатные отложения.

2. Гряда формировалась в период Уральского орогенеза за счет тангенциального сжатия и срыва осадочного чехла Косью-Роговской впадины и Воркутского поперечного поднятия по верхнеордовикской некомпетентной толще солей [11].

3. Выклинивание соленосных отложений на границе гряды Чернышева и Хорейверской впадины привело к проявлению «вдвиговой» тектоники [12] с падением плоскости надвигов в западном направлении, но только в зоне Лемвинского поперечного опускания. В пределах Степковожского блока гряды со стороны Воркутского поперечного поднятия, а также Яньюского блока со стороны Кожимского поперечного поднятия элементы «вдвиговой» тектоники отсутствуют.

4. Чешуйчато-надвиговое строение гряды формировалось дискретно. Выделяется не менее восьми циклов надвигообразования, которые сопровожда-

лись сдвиговыми деформациями по границам тектонических блоков.

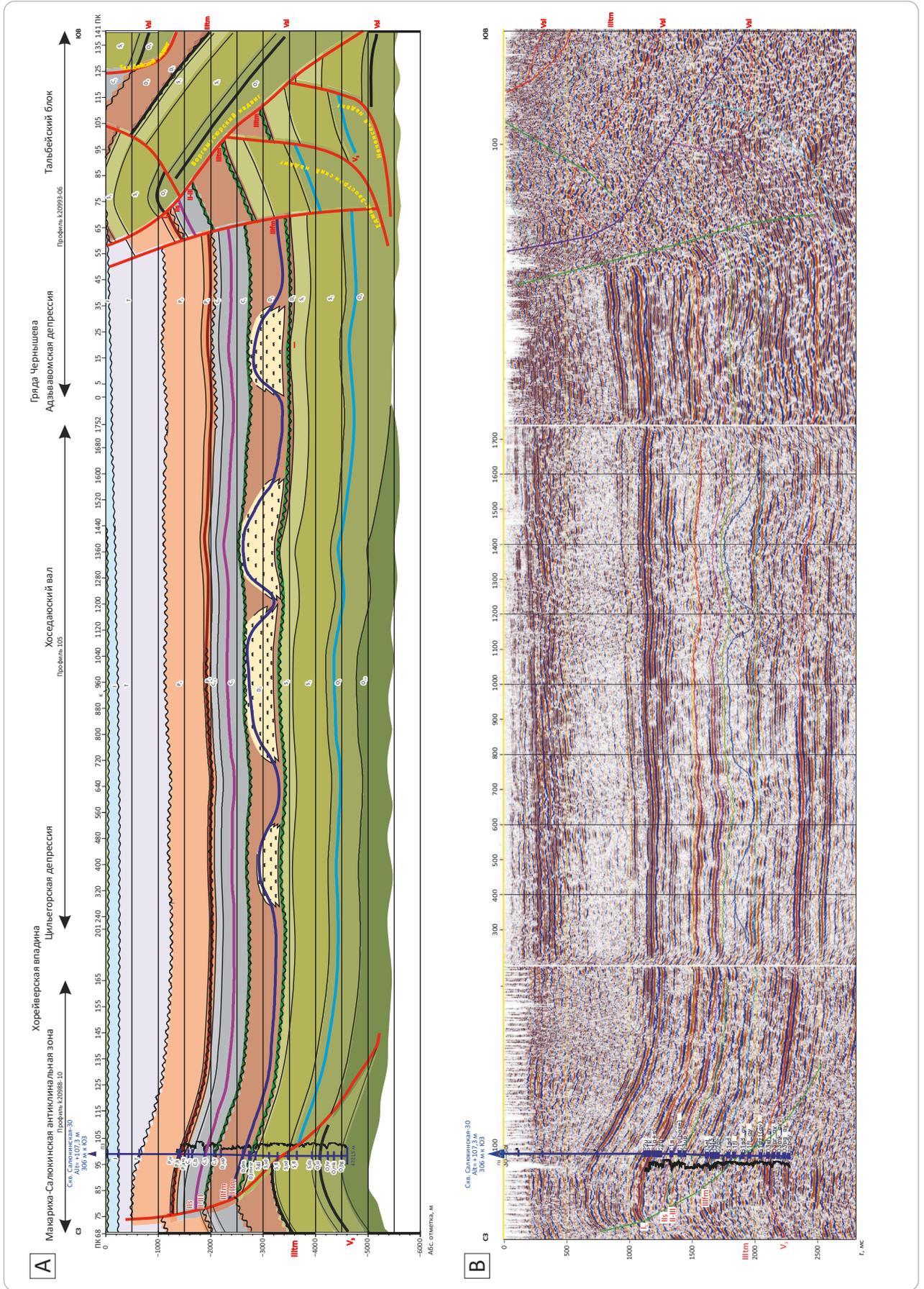
Таким образом, формирование надвиговой дислокации I порядка — гряды Чернышева — обусловлено двумя основными факторами: тектоническим и литологическим. Тектонический фактор включает в себя наличие к северо-западу «жесткой» структуры в виде Большеземельского палеосвода и тектонического уступа в виде флексуры в раннем палеозое на месте современной гряды. Литологический фактор, как следствие тектонического фактора, определил формирование позднеордовикского формационного профиля, в результате которого накопились отложения будущих некомпетентных толщ — солей и ангидритов. Граница перехода солей в ангидриты послужила той граничной зоной, по которой формировался надвиг I порядка — гряда Чернышева (рис. 1), а фациальный переход сульфатов в карбонаты способствовал образованию надвига II порядка в виде Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны (рис. 2). Между грядой Чернышева и Макариха-Салюкинской антиклинальной зоной в пределах Цильгорской депрессии локальные структуры осложнены простыми надвигами III порядка. Плоскости надвигов приурочены к глинисто-карбонатным отложениям верхнего девона (толщам заполнения), как, например, на Усть-Молваюнской или Хоседаю-Нерууской структурах (рис. 3). Время их формирования, по всей видимости, приходится на заключительные стадии надвигообразования [8]. В то же время произошло формирование резонансных надвиговых дислокаций II порядка в пределах Варандей-Адзввинской структурно-тектонической зоны — валов Гамбурцева и Сорокина.

Более молодые надвиговые дислокации широко представлены во внутренней зоне Косью-Роговской впадины. Наиболее изученной является Интинская складчато-чешуйчатая зона (надвиговая дислокация



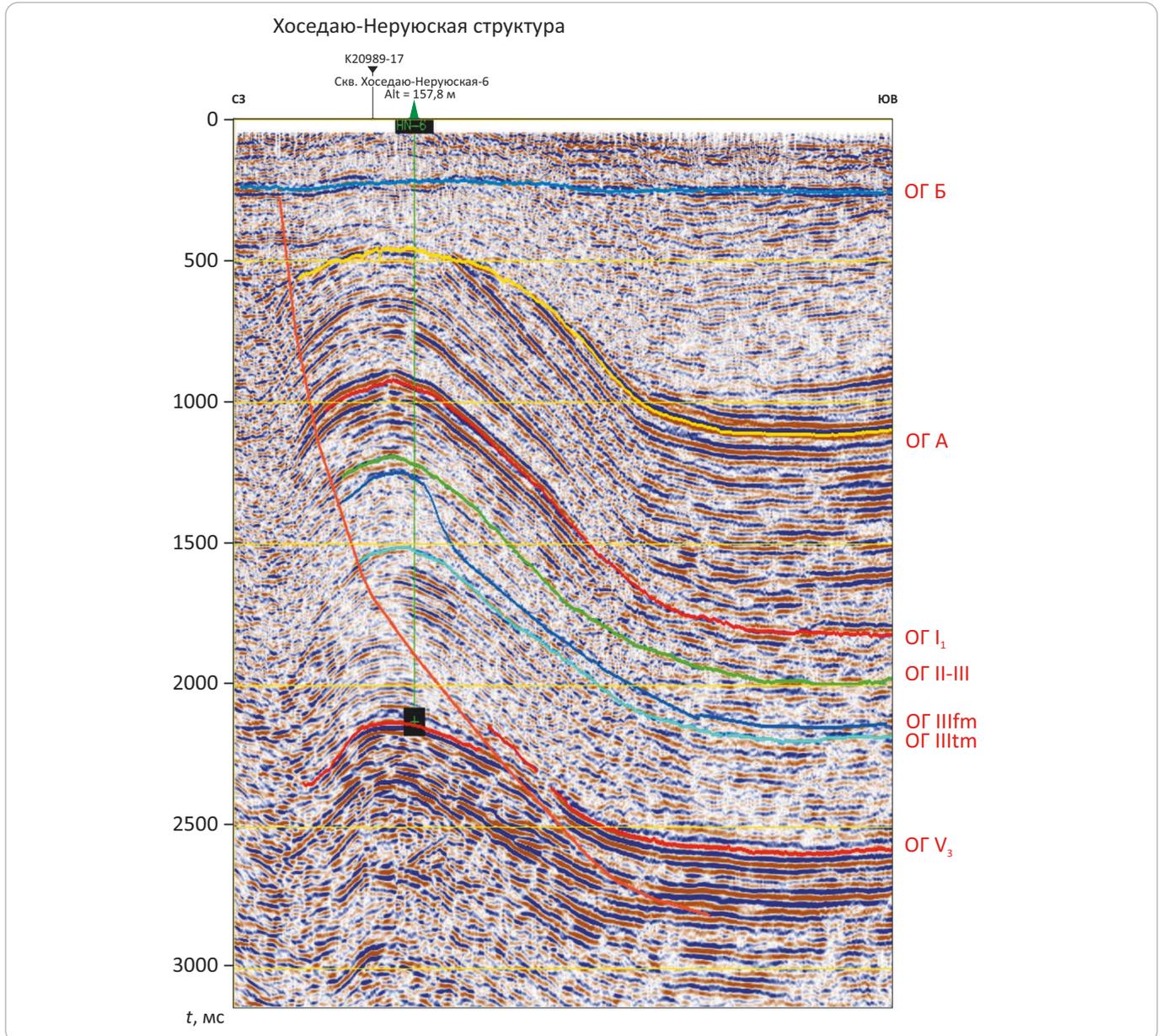
HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Рис. 2. Временной (А) и сейсмогеологический (В) разрезы по профилям k20988-10 – 105 – k20993-06 (Ходневич О.Л., 2009)  
 Fig. 2. Time section (A) and geoseismic section (B) along k20988-10 – 105 – k20993-06 lines (Khodnevich O.L., 2009)



**Рис. 3.** Временной разрез, характеризующий формирование надвиговых складок в западной части гряды Чернышева (Ходневич О.Л., 2009)

**Fig. 3.** Time section demonstrating the formation of overthrust folds in the western part of the Chernyshev ridge (Khodnevich O.L., 2009)



II порядка), к которой приурочен ряд газоконденсатных месторождений (рис. 4). Поверхности срыва в этой зоне приурочены к глинистым отложениям нижней части каменноугольных отложений. Кроме основных надвигов в этой зоне наблюдается серия других, более мелких и менее амплитудных надвигов более позднего времени (позднеаргинского?) проявления тектонических движений (рис. 5).

К западу от Интинской чешуи расположена карбонатная банка позднедевонского возраста, в которую практически упирается юго-западное крыло Интинской складки (рис. 6). Жесткий упор в виде органогенной постройки и глинистые отложения за-

рифовых фаций, развитые в восточном направлении, послужили соответственно тектоническим и литологическим факторами формирования в позднепермское время Интинской складчато-чешуйчатой зоны.

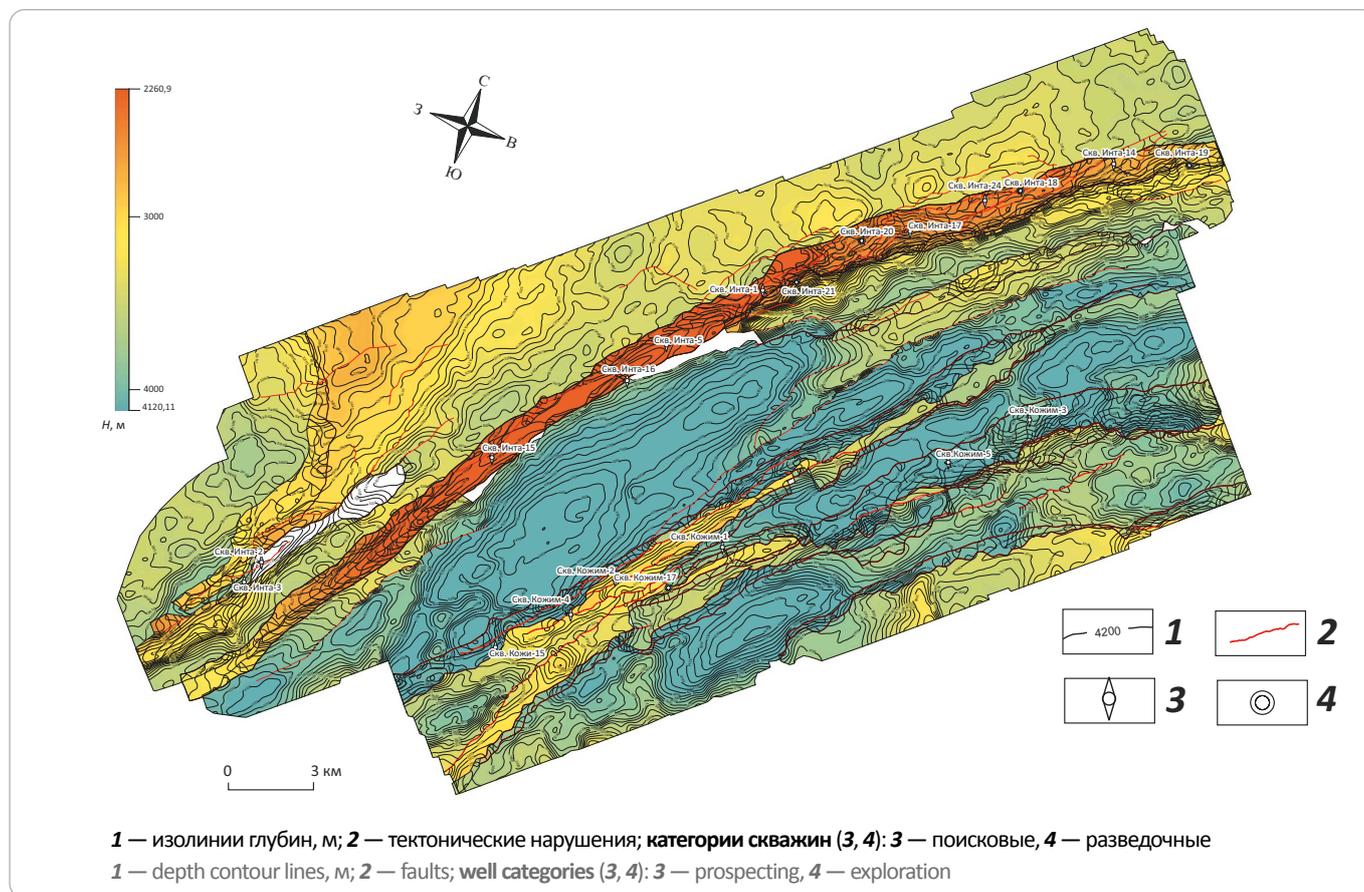
В этом аспекте очень интересна Вуктыльская тектоническая пластина (надвиговая дислокация II порядка). На поперечном геологическом разрезе Вуктыльской структуры заметна ее схожесть с Интинским надвигом. Вуктыльская тектоническая пластина, как и Интинская складчато-чешуйчатая зона, сформированы перед фронтом карбонатных построек позднедевонского возраста, а некомпетентной толщей, по которой произошло надвигообразование,



## HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

**Рис. 4.** Структурная карта по отражающему горизонту Ia, Интинско-Кожимская площадь (Птецов С.Н., 2017)

**Fig. 4.** Depth map over Ia Reflector, Intinsky-Kozhimsky area (Ptetsov S.N., 2017)



послужили глинисто-карбонатные отложения толщ заполнения, формировавшиеся в восточном направлении (рис. 7).

Юг Верхнепечорской впадины также характеризуется широким развитием надвиговых дислокаций с элементами сдвиговой тектоники, что вполне объяснимо (рис. 8). Присутствие жесткого «упора» в виде Тиманского кряжа и некомпетентных пород в подошве каменноугольных отложений способствовало в позднепермское время (в период Уральского орогенеза) формированию серии надвигов II порядка. Элементы сдвиговой тектоники, морфологически картируемые руслом р. Печора, фиксируют основные фазы складчатости.

Типичным примером надвиговой дислокации III порядка является Курьинское газовое месторождение (рис. 9). Как и в других случаях, образование надвига произошло по некомпетентным породам нижнего карбона.

### Взаимосвязь нефтегазоносности с надвигообразованием

Как известно, основным результатом надвиговых дислокаций является формирование линейных

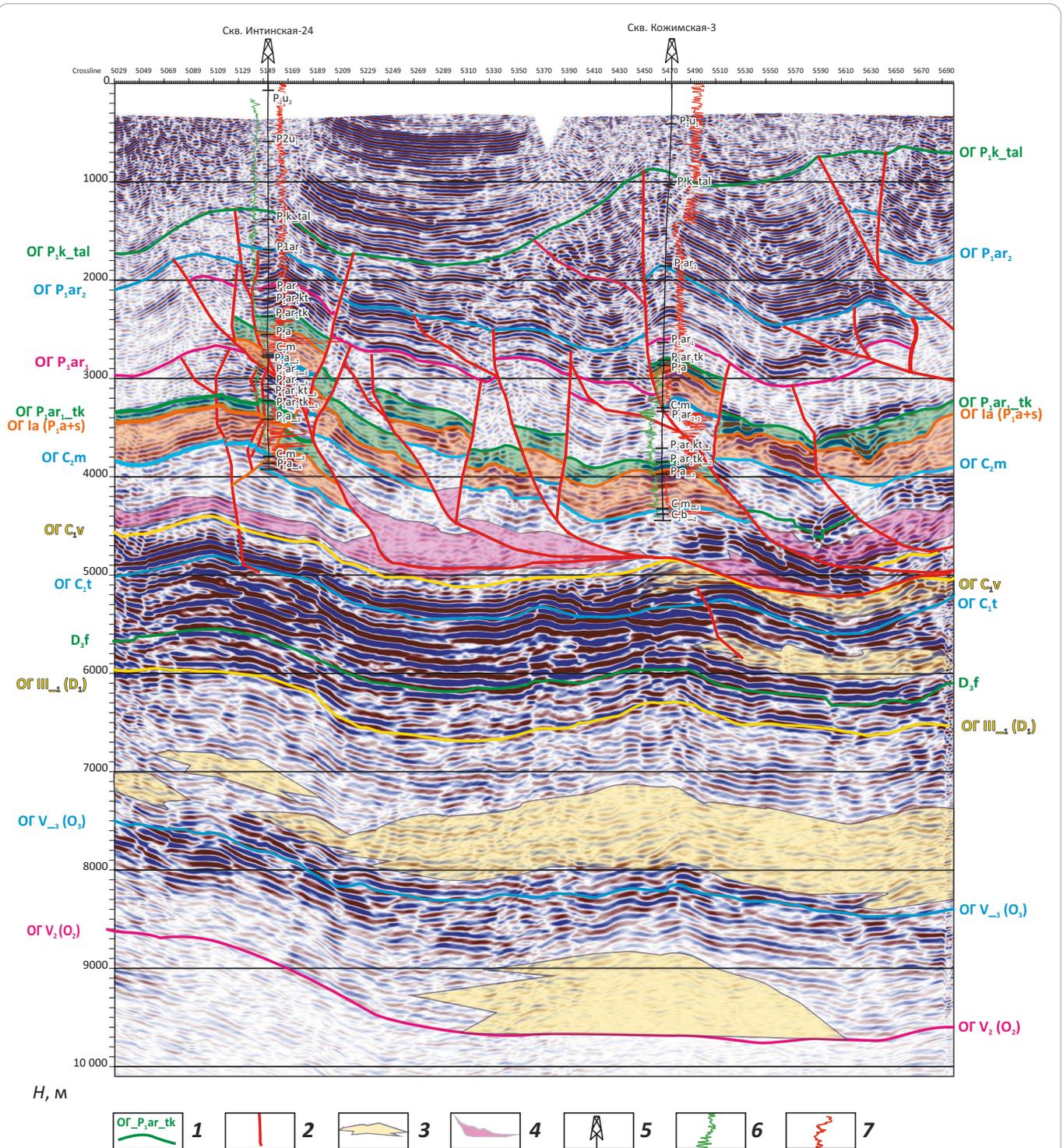
антиклиналей [13]. Как правило, это высокоамплитудные складки с крутыми западными и пологими восточными крыльями (в случае Предуральского краевого прогиба). Другими словами, в результате надвиговых дислокаций образуются структурные и структурно-тектонические ловушки.

По данным последней официальной оценки начальных суммарных ресурсов УВ-сырья, почти 55 % ресурсов свободного газа сосредоточено в средне-визейско-нижнепермском нефтегазовом комплексе (НГК) [14]. В пределах северной части Предуральского краевого прогиба он представлен повсеместно и с достаточной полнотой. Такая ресурсная доминанта объясняется залеганием данного НГК под региональным флюидоупором раннепермского возраста. К югу от широты Вуктыльской складки флюидоупор представлен глинисто-сульфатно-галогенными породами, на севере — глинисто-мергелистой толщей сезымской свиты.

Таким образом, исходя из наличия благоприятных структурных форм, присутствия регионального флюидоупора, главным фактором и условием формирования залежей в структурах надвигового типа различного уровня является пространственное со-

Рис. 5. Сейсмогеологический разрез через скважины Интинская-24 и Кожимская-3 (Птецов С.Н., 2017)

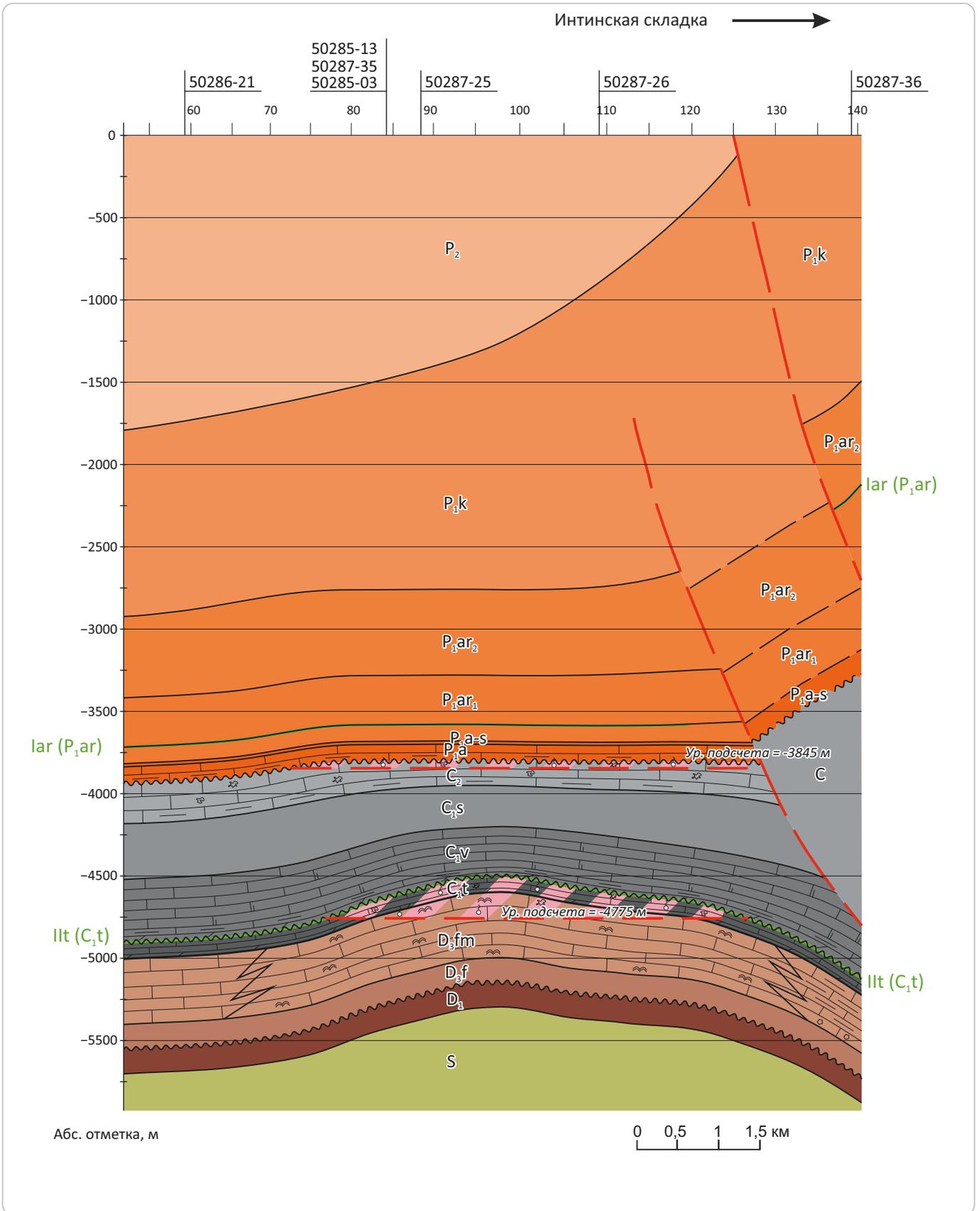
Fig. 5. Geoseismic section across Intinsky-24 and Kozhimsky-3 wells (Ptetsov S.N., 2017)



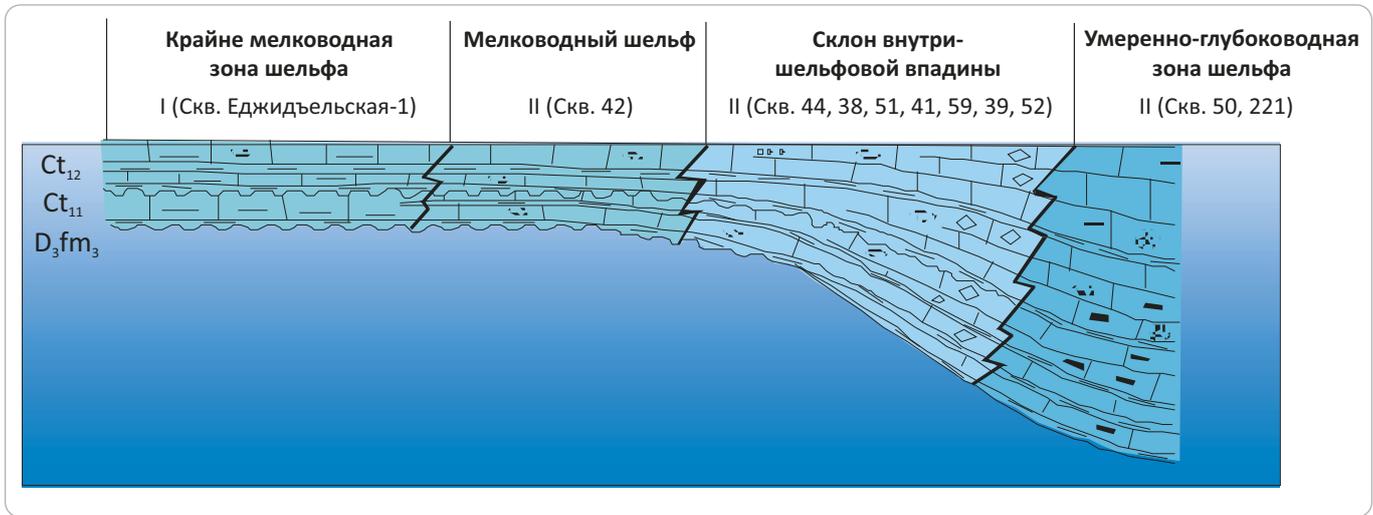
1 — отражающий горизонт; 2 — тектонические нарушения; 3 — органогенные постройки; 4 — ангидритодоломитовая толща  $C_{1S1}$ ; 5 — скважина; стадии катагенеза (6, 7): 6 — АК, 7 — ГК  
 1 — reflector horizon; 2 — faults; 3 — organic buildups; 4 — anhydrite-dolomitic series  $C_{1S1}$ ; 5 — well; stages of catagenesis (6, 7): 6 — ASL, 7 — GR

**HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP**

**Рис. 6.** Сейсмогеологический разрез, Западно-Интинская площадь (Мартынов А.В., 2016)  
**Fig. 6.** Geoseismic section, West Intinsky area (Martynov A.V., 2016)



**Рис. 7.** Фациальный профиль позднедевон-турнейских отложений Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения  
**Fig. 7.** Facies section of Late Devonian-Tournaisian deposits, the Vuktyl'sky oil and gas condensate field



впадение ловушки и зон развития коллекторских толщ средневизейско-нижнепермского карбонатного НГК. По данным исследования специалистов ТП НИЦ [15], толщина комплекса составляет 800 м в плитной части бассейна и достигает 1400 м в Предуральском краевом прогибе. При этом на ряде участков (юг Печоро-Кожвинского мегавала, ряд блоков гряды Чернышева) породы комплекса подверглись размыву, местами до полного выклинивания.

В составе средневизейско-нижнепермского карбонатного НГК выделяется четыре продуктивных горизонта: окско-серпуховский, средне-верхнекаменноугольный, нижнепермский (ассельско-сакмарский), нижнепермский (артинский) карбонатный.

При этом, как правильно отмечают многие исследователи [15], только окско-серпуховской (серпуховской ярус в составе заборьевского надгоризонта) продуктивный горизонт имеет в ряде районов Тимано-Печорского НГБ зональный флюидопор сульфатного состава, что создает условия для формирования пластовых залежей. Остальные продуктивные горизонты, как правило, не имеют межпластовых покрышек и в той или иной степени образуют единый пластово-массивный резервуар в зависимости от его стратиграфического наполнения.

В Предуральском краевом прогибе средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК представлен и продуктивен в полном составе только на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении, где присутствует шесть продуктивных пластов, выделенных как отдельные подсчетные объекты с единой гидродинамической связью (Савинкин П.Т., 1972).

Таким образом, Вуктыльское месторождение представляет собой единую массивно-пластовую залежь (рис. 10), в которой в массивном резервуаре продуктивные горизонты имеют пластовое залегание с единым газовойодяным контактом. Такая ситуа-

ция обусловлена значительной амплитудой надвиговой структуры, достигающей 1400 м (см. рис. 7).

Реконструкция истории осадконакопления и тепловой эволюции осадочной толщи Вуктыльского месторождения [16] свидетельствует о том, что девонские отложения уже в каменноугольный период достигли зоны катагенеза МК<sub>1-3</sub> и были способны генерировать жидкие УВ, а начиная с триасового периода вступили в зону генерации газообразных УВ (градиация катагенеза МК<sub>4-5</sub>). Каменноугольные и частично нижнепермские поднадвиговые отложения начиная с триасового периода находятся в зоне «нефтяного окна» и дальнейшее катагенетическое преобразование не испытывали.

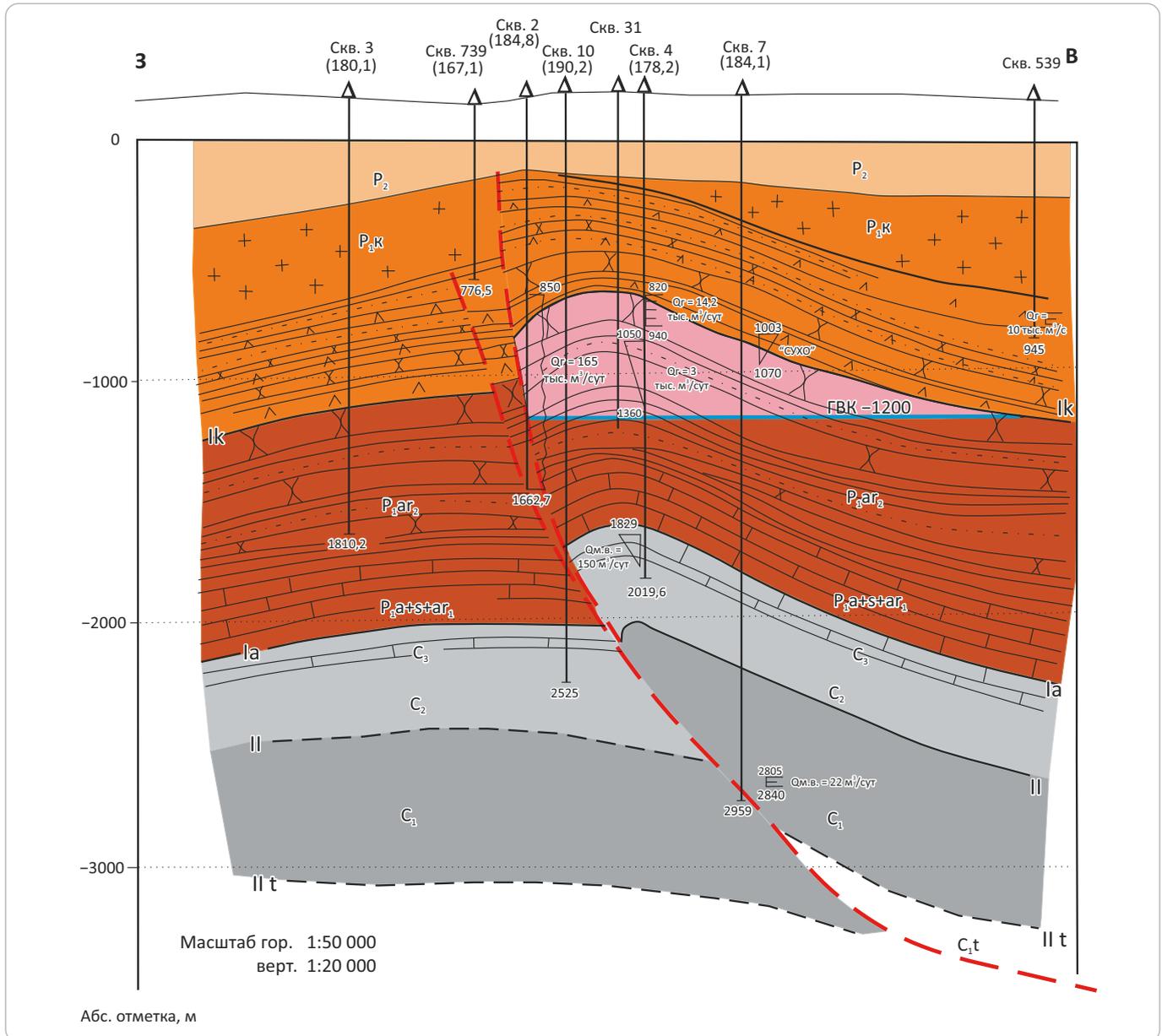
Комплексный анализ данных пиролитизации пород, степени катагенеза ОВ отложений, результатов изучения физико-химических свойств и индивидуального состава УВ пластовых флюидов, выполненный авторами [16], позволяет утверждать, что флюиды основной нефтегазоконденсатной залежи пермокаменноугольных отложений Вуктыльского месторождения сформированы за счет реализации нефтегазоматеринского потенциала исходного ОВ гумусово-сапропелевого типа отложений девонского возраста, преобразованных до высокой степени катагенеза. Формирование залежи происходило в результате неоднократного заполнения ловушки УВ различного фазового состояния (сначала нефтью, а затем газом) за счет ступенчатой латерально-вертикальной миграции. Высокое содержание конденсата в пластовом газе связано со вторичным преобразованием исходной залежи нефти, в которой переизбыток поступивших газовых УВ привел к ретроградному испарению низкокипящих нефтяных УВ.

Источником поступления нефтяных и газовых УВ, несомненно, является мощная толща отложений нижнего и среднего палеозоя, накопившаяся в пределах юго-восточного окончания Печоро-Кожвинского



Рис. 9. Геологический разрез по линии с/п 809-01, Кур'инское месторождение (Данилов В.Н., 2018)

Fig. 9. Geological cross-section along 809-01 Line, Kur'insky field (Danilov V.N., 2018)



палеограбена [16]. Уральский орогенез, сформировавший высокоамплитудную Вуктыльскую ловушку, стал также механизмом для ее «инъекционного» заполнения генерированными в палеограбене УВ. По всей видимости, по такому же сценарию сформированы и газовые месторождения Интинской складчато-чешуйчатой зоны, где в ряде скважин на уровне газовой контакта были получены признаки нефтенасыщения и даже незначительные притоки нефти. Отсутствие мощного очага генерации УВ, как в случае с Вуктыльским месторождением, не привело к накоплению значительных запасов, а исходное ОВ сапропелевого типа из карбонатных отложений явилось источником кислых компонентов в составе природного газа [17].

Собственно продуктивный резервуар в пределах Интинской складчато-чешуйчатой зоны имеет строение, подобное Вуктыльскому месторождению, отличающееся меньшими масштабами и более широким развитием трещинных коллекторов, не только традиционно в нижнепермской, но и в каменноугольной части разреза. Для обоих месторождений эта ситуация типична в большей степени для аллохтонной части разреза.

На Вуктыльском месторождении в результате тематических работ, проведенных специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в Ухте совместно со специалистами ТП НИЦ, на основе анализа материалов ГИС, керн более чем из 20 скважин и материалов сейсморазведки 3D (в пакете Stratimagic), были выде-

**HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP**

**Рис. 10.** Геолого-статистический разрез нижнепермско-каменноугольной залежи Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (Данилов В.Н., 2019)

**Fig. 10.** Vertical proportion curve of the Lower Permian-Carboniferous accumulation of the Vuktyl'sky oil and gas condensate field (Danilov V.N., 2019)

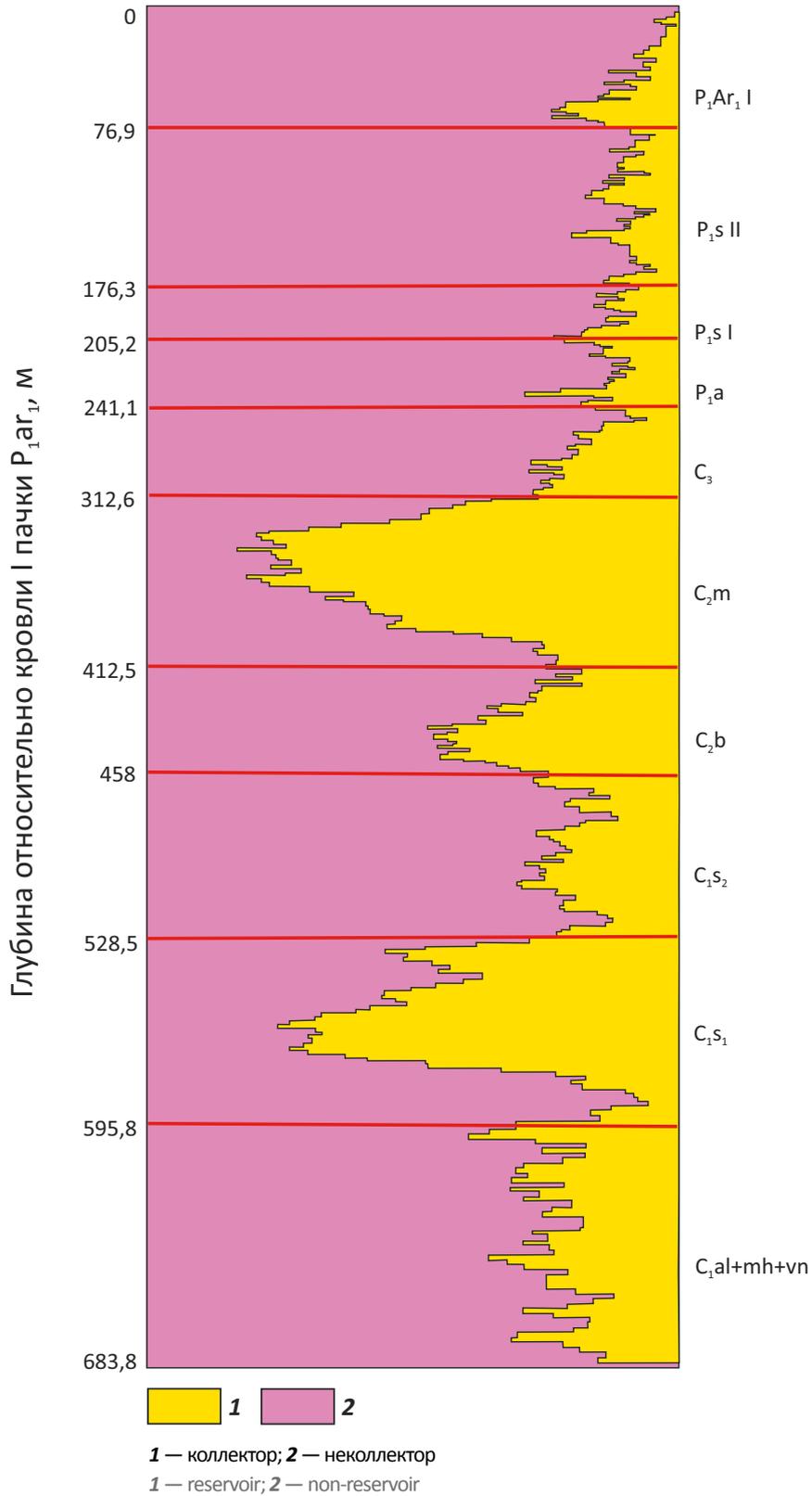
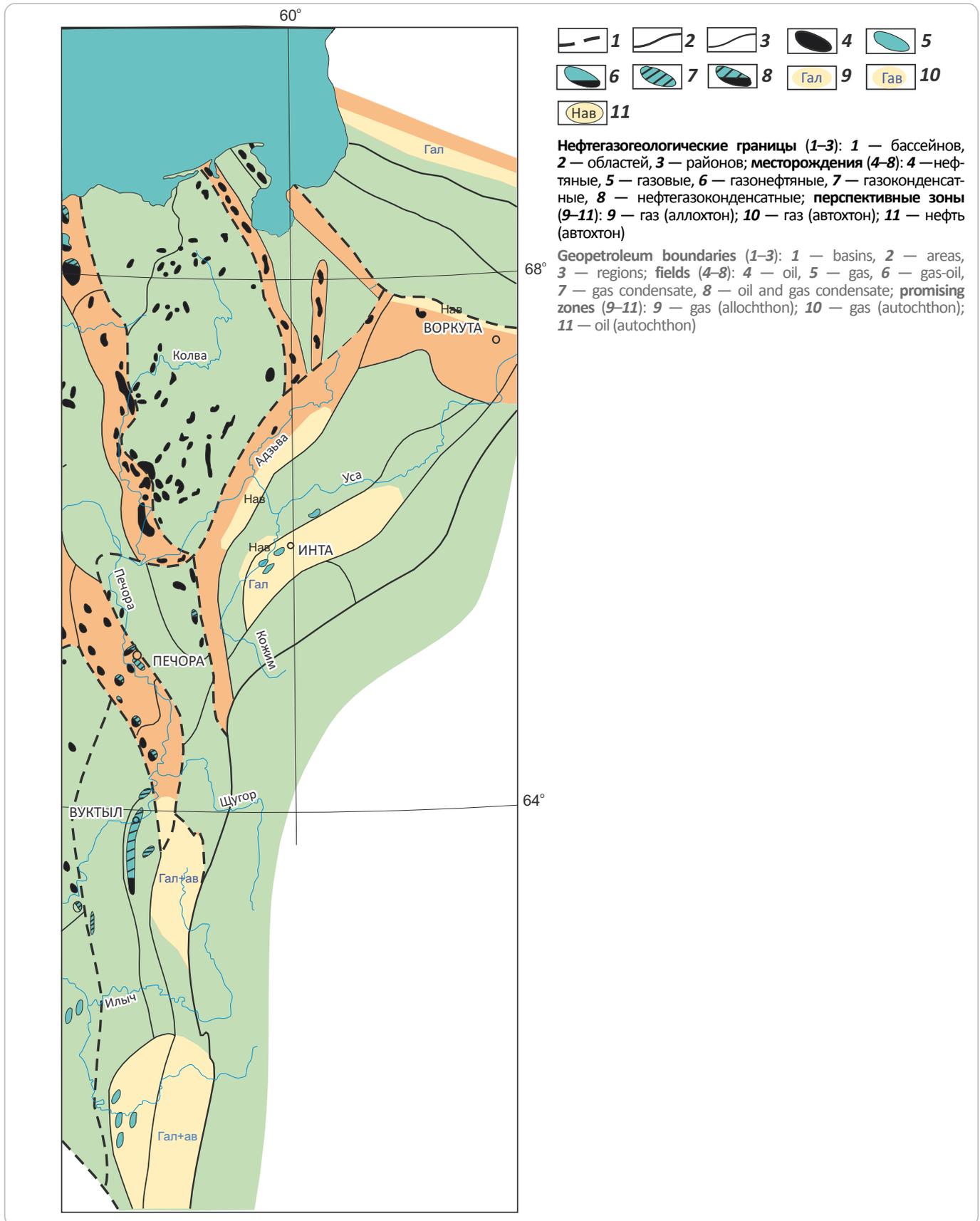


Рис. 11. Схематическая карта перспектив нефтегазоносности надвиговых зон (Данилов В.Н., 2020)  
 Fig. 11. Schematic map of thrust zones hydrocarbon potential (Danilov V.N., 2020)



## HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP

Табл. 2. Результаты испытания отложений автохтона Интинской складчато-надвиговой зоны

Tab. 2. Test results of autochthon deposits of Intinsky fold-thrust zone

Скважина	Горизонт	Интервал, м	Результат	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>
Кожимская-1	P <sub>1</sub> ar + a + s	3088–3370	Открытый ствол. Снижение уровня. Соляно-кислотная обработка. Q <sub>ч</sub> = 3,6 м <sup>3</sup> /сут; Q <sub>г</sub> = 15–20 тыс. м <sup>3</sup> /сут	0,7842
Интинская-17	P <sub>1</sub> ar	3616–3544	Колонна. Кумулятивный перфоратор ПКС-105, 1080 отв. Соляно-кислотная обработка. Q <sub>ч</sub> = 0,5 м <sup>3</sup> /сут по подъему уровня	0,816
Интинская-24	P <sub>1</sub> ar	3225–3321,6	Испытание пласта. Q <sub>ч</sub> = 7,9 м <sup>3</sup> /сут	0,87

лены полосовые зоны развития органогенно-обломочных пород в поднадвиговой (автохтонной) зоне месторождения (см. рис. 8), сформировавшиеся в результате периодического разрушения рифового массива позднедевонского возраста, расположенного к западу [18].

Емкостное пространство пород-коллекторов (известняков и доломитов) в позднедевон-турнейских отложениях Вуктыльского месторождения представляет собой сложную систему, состоящую из пор (в основном вторичных), каверн (в незначительном объеме) и трещин. Трещины развиты повсеместно. О сильно развитой микротрещиноватости свидетельствуют микроскопические исследования керна из всех фациальных зон как турнейского, так и фаменского возраста. Трещины разнонаправленные, слабоизвилистые, реже прямолинейные, протяженные и известковистые. Раскрытость микротрещин изменяется от 5 до 10 мкм. Плотность трещин колеблется от 0 до 357 на 1 м. Значение трещинной пористости изменяется от 0 до 0,3 %, трещинной проницаемости — от 0 до  $43,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , т. е. при весьма низкой трещинной емкости породы обладают довольно высокой проницаемостью.

Результаты бурения поисково-оценочной скв. Интинская-24 также подтвердили ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов автохтона. Это связано с существенно меньшей трещиноватостью пород данной части разреза.

При этом в ряде скважин Интинской складчато-чешуйчатой зоны из отложений артинского яруса в автохтонном залегании были получены незначительные притоки легкой нефти (табл. 2), что еще

раз доказывает первичность нефтяной фазы исходных залежей аллохтона.

На остальной территории прогиба продуктивность комплекса связана только с его отдельными частями. Продуктивные отложения представлены, как правило, коллекторами сложного состава — порово-трещинными, трещинно-кавернозными и пр. При этом сохраняется закономерность улучшения коллекторских свойств в породах аллохтона в отличие от автохтонной части разреза. Естественно, это относится к структурам, сформированным нарушениями III порядка.

### Заключение

Необходимо отметить, что, за исключением рассмотренного нижнекаменноугольно-нижнепермского НГК, нижележащие комплексы надвиговой тектоникой затронуты мало. Только верхнедевон-турнейский комплекс осложнен незначительными надвигами в гряде Чернышева и к западу от нее.

Полученные данные о природе и механизме формирования надвиговых структур позволяют проводить поисково-разведочные работы более целенаправленно [19]. Автохтонные части рассмотренных складчатых зон будут преимущественно нефтеносными практически на всей территории прогиба за исключением подсоловых отложений позднего ордовика, а залежи в надвинутых аллохтонах — преимущественно газовыми и газоконденсатными с остаточными нефтяными оторочками (рис. 11). Интерес представляют органогенные постройки перед фронтом надвиговых дислокаций, которые пока практически не изучены глубоким бурением.

### Литература

1. Шаблинская Н.В. Разломная тектоника Западно-Сибирской и Тимано-Печорской плит и вопросы нефтегазоносности палеозоя. — Л. : Недра, 1982. — 155 с.
2. Запорожцева И.В. Блоковая структура земной коры как основа нефтегазогеологического районирования Европейского северо-востока СССР // Тектоника Европейского севера СССР. Тр. Ин-та геологии Коми фил. АН СССР. — Вып. 55. — Сыктывкар, 1986. — С. 3–13.
3. Дедеев В.А., Аминов Л.З., Гецен В.Г., Запорожцева И.В., Малышев Н.А., Рыжов И.Н., Соенко В.Л., Тимонин Н.И., Удовиченко Л.А., Юдин В.В. Тектонические критерии прогноза нефтегазоносности Печорской плиты. — Л. : Наука, 1986. — 217 с.
4. Малышев Н.А. Разломы Европейского северо-востока СССР в связи с нефтегазоносностью. — Л. : Наука, 1986. — 112 с.
5. Данилов В.Н. Влияние разломной тектоники на нефтегазоносность осадочных бассейнов // Материалы юбилейной научно-практической конференции, посвященной 75-летию ТП НИЦ. — Ухта, 2013. — С. 36–42.

6. Дедеев В.А., Аминов Л.З., Беляева Н.В., Черных В.А. Циклы седиментогенеза и нефтегазоносные комплексы Печорского бассейна // Нефтегазоносные комплексы Печорской синеклизы. Тр. Ин-та геологии Коми фил. АН СССР. – Вып. 35. – Сыктывкар, 1981. – С. 3–27.
7. Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 4. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf) (дата обращения: 19.08.2020).
8. Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. – СПб. : ООО «Реноме», 2017. – 288 с.
9. Щусь Т.К., Москалюк З.В. Особенности тектонического строения Варандей-Адзвинской структурной зоны и перспективы ее нефтегазоносности // Геотектоника Европейского Северо-Востока СССР: Тр. X Геол. конф. Коми АССР. – Сыктывкар, 1988. – С. 109–112.
10. Данилов В.Н. Особенности парагенеза нефтегазоносности и надвиговой тектоники на конвергентных стадиях развития осадочных бассейнов // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: матер. XIV Геол. съезда республики Коми. – Сыктывкар, 2004. – С. 109–111.
11. Юдин В.В. Послойные срывы в чехле востока Печорской плиты — возможный объект поиска углеводородов // Печорский нефтегазоносный бассейн. Тр. Ин-та геол. Коми фил. АН СССР. – Вып. 52. – Сыктывкар, 1985. – С. 38–45.
12. Соборнов К.О., Пильник Л.Ф. Гряда Чернышева — фронт вдвиговой пластины? // ДАН СССР. – 1991. – Т. 317. – № 2. – С. 430–433.
13. Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Происхождение складчатости. – М. : Наука, 1981. – 136 с.
14. Прищепа О.М., Отмас А.А., Куранов А.В. Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе // Геология нефти и газа. – 2012. – № 5. – С. 75–80.
15. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. – СПб : ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
16. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В. К вопросу о формировании Вуктыльского НГКМ // Научно-технический сборник вестей газовой науки. – 2018. – Т. 35. – № 3. – С. 144–156.
17. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. – Ухта, 2003. – 298 с.
18. Данилов В.Н., Иванов В.В. Техно-экономические расчеты целесообразности проведения глубокого бурения на поднадвиговые отложения Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (по состоянию на 01.04.2010 г.) // Материалы XV Координационного геологического совещания. – М., 2010. – С. 255–262.
19. Данилов В.Н., Кочкина Ю.В., Антоновская Т.В. Газовые и газоконденсатные месторождения Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. – СПб: ООО «Реноме», 2018. – 262 с.

## References

1. Shablinskaya N.V. Razlomnaya tektonika Zapadno-Sibirskoi i Timano-Pechorskoi plit i voprosy neftegazonosnosti paleozoya [Fault tectonics of the West Siberian and Timan-Pechora plates and issues of oil and gas potential of the Paleozoic]. Leningrad: Nedra; 1982. 155 p. In Russ.
2. Zaporozhtseva I.V. Blokovaya struktura zemnoi kory kak osnova neftegeozogeologicheskogo raionirovaniya Evropeiskogo severo-vostoka SSSR [Blocked structure of the Earth's crust as a basis for geopetroleum zoning of USSR European north-east]. In: Tektonika Evropeiskogo severa SSSR. Tr. In-ta geologii Komi fil. AN SSSR. Vyp. 55. Syktyvkar; 1986. pp. 3–13. In Russ.
3. Dedeev V.A., Aminov L.Z., Getsen V.G., Zaporozhtseva I.V., Malyshev N.A., Ryzhov I.N., Soenko V.L., Timonin N.I., Udovichenko L.A., Yudin V.V. Tektonicheskie kriterii prognoza neftegazonosnosti Pechorskoi plity [Tectonic criteria of oil and gas occurrence prediction within Pechorsky Plate]. Leningrad: Nauka; 1986. 217 p. In Russ.
4. Malyshev N.A. Razlomy Evropeiskogo severo-vostoka SSSR v svyazi s neftegazonosnost'yu [Faults of USSR European north-east in the context of oil and gas occurrence]. Leningrad: Nauka; 1986. 112 p. In Russ.
5. Danilov V.N. Vliyaniye razlomnoi tektoniki na neftegazonosnost' osadochnykh basseinov [Fault tectonics influence on petroleum potential of sedimentary basins]. In: Materialy yubileinoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, posvyashchennoi 75-letiyu TP NITs. Ukhta; 2013. pp. 36–42. In Russ.
6. Dedeev V.A., Aminov L.Z., Belyaeva N.V., Chernykh V.A. Tsikly sedimentogeneza i neftegazonosnye komplekсы Pechorskogo basseina [Sedimentogenesis cycles and plays of Pechorsky Basin]. In: Neftegazonosnye komplekсы Pechorskoi sineklizy. Tr. In-ta geologii Komi fil. AN SSSR. Vyp. 35. Syktyvkar; 1981. pp. 3–27. In Russ.
7. Prishchepa O.M., Bogatskii V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegeozogeologicheskome raionirovanii Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [The Timan-Pechora oil-bearing province — new tectonical insight]. *Neftegeozovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011;6(4). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf) (accessed: 19.08.2020). In Russ.
8. Danilov V.N. The Chernyshev ridge: geological structure and petroleum potential. St. Petersburg: ООО “Renome”; 2017. 288 p. In Russ.
9. Shchus' T.K., Moskalyuk Z.V. Osobennosti tektonicheskogo stroeniya Varandei-Adz'vinskoi strukturnoi zony i perspektivy ee neftegazonosnosti [Varandey-Adz'vinsky structural zone: features of tectonic framework and petroleum potential]. In: Geotektonika Evropeiskogo Severo-Vostoka SSSR: Tr. X Geol. konf. Komi ASSR. Syktyvkar; 1988. pp. 109–112. In Russ.
10. Danilov V.N. Osobennosti parageneza neftegazonosnosti i nadvigovoi tektoniki na konvergentnykh stadiyakh razvitiya osadochnykh basseinov [Stages of convergence in evolution of sedimentary basins: features of oil and gas occurrence paragenesis and thrust tectonics]. In: Geologiya i mineral'nye resursy Evropeiskogo Severo-Vostoka Rossii: mater. XIV Geol. s'ezda respubliky Komi. Syktyvkar; 2004. pp. 109–111. In Russ.

**HYDROCARBON POTENTIAL OF URALS FOREDEEP**

11. *Yudin V.V.* Posloinye sryvy v chekhle vostoka Pechorskoi plity — vozmozhnyi ob"ekt poiska uglevodorodov [Layer-by-layer thrusts in the cover of Pechorsky Plate east — possible target for hydrocarbon exploration]. In: Pechorskii neftegazonosnyi bassein. Tr. Int-ta geol. Komi fil. AN SSSR. Vyp. 52. Syktyvkar; 1985. pp. 38–45. In Russ.
12. *Sobornov K.O., Pil'nik L.F.* Gryada Chernysheva — front vdvigovoi plastiny? [Is Chernyshev Ridge the front of a sliding-in sheet?]. DAN SSSR. 1991;317(2):430–433. In Russ.
13. *Kamaletdinov M.A., Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T.* Proiskhozhdenie skladchatosti [Origins of folding]. Moscow: Nauka; 1981. 136 p. In Russ.
14. *Prishepa O.M., Otmas A.A., Kuranov A.V.* The state and prospects of hydrocarbon resource base in Timano-Pechora region. *Geologiya nefti i gaza*. 2012;(5):75–80. In Russ.
15. *Teplov E.L., Kostygova P.K., Larionova Z.V. et al.* Prirodnye rezervuary neftegazonosnykh kompleksov Timano-Pechorskoi provintsii [Natural reservoirs of hydrocarbon plays in the Timan-Pechora Province]. St. Petersburg: OOO "Renome"; 2011. 286 p. In Russ.
16. *Danilov V.N., Kochkina Yu.V.* To generation of Vuktyl oil-gas-condensate field. *Scientific-technical collection book "Vesti gazovoy nauki"*. 2018;35(3):144–156. In Russ.
17. *Danilevskii S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M.* Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoi provintsii [Geofluid systems of Timan-Pechora Province]. Ukhta; 2003. 298 p. In Russ.
18. *Danilov V.N., Ivanov V.V.* Tekhniko-ekonomicheskie raschety tselesoobraznosti provedeniya glubokogo bureniya na podnadvigovye otlozheniya Vuktyl'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (as of 01.04.2010) [Feasibility analysis of deep drilling for subthrust deposits in Vuktyl'sky oil and gas condensate field (as on 01.04.2010)]. In: Mat-ly XV Koordinatsionnogo geologicheskogo soveshchaniya. Moscow; 2010. pp. 255–262. In Russ.
19. *Danilov V.N., Kochkina Yu.V., Antonovskaya T.V.* Gas and gas-condensate fields of the Timan-Pechora oil and gas basin [Gas and gas condensate fields of Timan-Pechora Petroleum Basin]. St. Petersburg: OOO "Renome"; 2018. 262 p. In Russ.

**Информация об авторе****Данилов Владимир Николаевич**

Кандидат геолого-минералогических наук

e-mail danuhta@yandex.ru

**Information about author****Vladimir N. Danilov**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences

e-mail: danuhta@yandex.ru