

УДК 551.24:553.98(470.1+470.5)

НОВЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ ПРЕДУРАЛЬЯ

К.О. Соборнов

ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания»,
142784, Москва, Киевское шоссе, 1, корп. 1, 412-а, Россия

На протяжении многих десятилетий поиски нефти и газа в складчатых зонах и краевом прогибе Предуралья сводились к разбурированию относительно просто выявляемых антиклинальных структур и рифов, залегающих на небольших глубинах. В итоге был сделан ряд важных открытий, однако общая результативность работ была относительно низкой. С одной стороны, это объясняется недостаточной информативностью данных для надежной подготовки структур в районах сложного строения. С другой стороны, оценка поисковых объектов не учитывала особенности развития нефтегазовых систем этих районов. По сравнению с центрами традиционной добычи в платформенных районах Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов эта специфика обусловлена большей мощностью осадочного чехла, изменчивостью его состава и строения, многофазностью структурного развития. Многие неудачи были обусловлены формированием ловушек после прохождения первичного миграционного потока нефти и газа, низкой емкостью резервуаров и их нарушенностью разломами. Интерпретация новых геоданных с использованием современных знаний о нефтегазоносности районов аналогичного строения показывает, что в Предуралье существуют слабоизученные зоны нефтегазоаккумуляции, способные содержать крупные залежи. К их числу относятся районы распространения слепых надвигов, подсолевые ловушки в зонах развития дислоцированных диапиров, а также стратиграфические и комбинированные ловушки, связанные с несогласиями и фациальными изменениями. Наибольший интерес представляют новые поисковые объекты в Тимано-Печорском бассейне, где увеличена толщина палеозойского чехла. Подготовка новых перспективных объектов в этих зонах стала возможной за счет новых знаний и повышения геологической информативности геофизических данных.

Ловушки углеводородов, слепые надвиги, рифы, дислоцированные диапиры, комплекс низкого стояния уровня моря, сейсмическая интерпретация

NEW OIL AND GAS PLAYS IN THE CIS-URALS

K.O. Sobornov

The search for oil and gas in folded zones and in the foredeep of the cis-Uralian region for many decades was reduced to drilling quite easily identified anticlinal structures and reefs located at shallow depths. Many important discoveries were made as a result, but the overall effectiveness of the work remained relatively low. On the one hand, this was due to the insufficient information content of the data for reliable preparation of structures in regions of complex structure. On the other hand, the peculiarities of the development of oil and gas systems in these regions were ignored during the assessment of prospecting sites. In comparison with traditional producing centers in the platform regions of the Volga-Ural and Timan-Pechora basins, this distinguishing feature was caused by a thicker sedimentary cover, the variability of its composition and structure, and multiple phases of structural development. Many failures were due to the formation of traps after the passage of the primary migration flow of oil and gas, low capacity of reservoirs, and their breaching by faults. As shown by interpretation of new geodata using modern knowledge about the oil and gas potential of regions of similar structure, the cis-Uralian region contains poorly studied oil and gas accumulation zones that can contain large deposits. These include blind thrust regions, subsalt traps in zones of dislocated diapirs, and also stratigraphic and combined traps associated with unconformities and facies changes. The utmost attention is paid to new prospecting objects in the Timan-Pechora basin in which the thickness of the Paleozoic cover has increased. The delineation of new promising objects in these zones has become possible due to new knowledge and better geophysical data.

Hydrocarbon traps, blind thrusts, reefs, dislocated diapirs, lowstand sea level complex, seismic interpretation

ВВЕДЕНИЕ

Первая нефть индустриальной эпохи Предуралья была получена в 1929 г. в районе Верхнечусовских Городков на территории Пермского края. В последующие годы поисковые работы распространились на обширные районы Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов. В результате в их пределах были открыты новые нефтегазоносные регионы, которые до середины 1970-х годов обеспечивали

большую часть добычи нефти и газа СССР [Шеин, 2012; Конторович и др., 2016; и др.]. Крупнейшим достижением этого периода геологоразведки было открытие уникальных залежей нефти в кыновско-пашийских отложениях на Ромашкинском месторождении в 1948 г. в Татарстане. Их разработка позволила ПАО «Татнефть» стать лидером в производстве нефти. В период с 1970 по 1976 г. ее годовая добыча превышала 100 млн т. [Нефтегазоносность..., 2007].

Интенсивное освоение месторождений Волго-Уральского региона со временем привело к истощению ресурсной базы. В 1970-х годах новые открытия уже не компенсировали добычу нефти и газа. Величина запасов вновь открываемых залежей резко сократилась. Например, на территории Башкортостана последнее среднее по запасам месторождение было открыто в 1972 г. [Конторович и др., 2016]. В настоящее время в сухопутной части Волго-Уральского бассейна открываются главным образом мелкие месторождения [Итоги..., 2023]. За счет длительной разработки основных залежей дебитность фонда скважин на старых месторождениях неуклонно снижается, а обводненность нефти часто превышает 90 %. Несколько лучше обстоят дела в Тимано-Печорском бассейне. Однако и здесь с некоторой задержкой отмечаются те же тенденции. В этих условиях возникает естественный вопрос: возможно ли наращивание ресурсной базы в этих бассейнах? Если да, то какие направления работ могут обеспечить прирост новых запасов?

Рассматривая создавшуюся ситуацию, полезно взглянуть на нее в более широком историческом контексте. Дело в том, что истощение ресурсной базы зрелых нефтегазоносных районов не является уникальной чертой рассматриваемых бассейнов. В прошлом то же самое происходило во многих регионах мира. При этом неоднократно возникали опасения, что выработка запасов приведет к неизбежному упадку нефтегазовой отрасли. Впервые наиболее убедительно эти опасения были сформулированы американским геологом Кингом Хаббертом в 1956 г. Основываясь на статистических данных, он прогнозировал, что к 1970 г. добыча нефти в США достигнет своего пика, после чего ее ждет безудержное падение [Hubbert, 1967]. Ожидалось, что это произойдет и в других нефтегазодобывающих районах, а мировой пик добычи нефти будет пройден примерно в 2000 г. Эта концепция стала очень популярной. Продолжительное время она оказывала влияние на экономическое и политическое прогнозирование.

Прошедшие годы показали, что гипотеза «пика нефти» была ошибкой. Спустя десятилетия после прохождения предсказанных локальных и глобальных пиков, добыча нефти в США, России и ряде других ключевых нефтегазовых регионов вернулась на высокий уровень, а в некоторых случаях существенно его превзошла. Нефтегазовая отрасль находила возможности преодолеть негативные тенденции и заместить истощенные запасы новыми. Есть основание полагать, что Предуралье не будет исключением.

Источники новых запасов в Предуралье являются предметом дискуссий. Одним из возможных путей прироста запасов и поддержания добычи является вовлечение в нефтегазовый бизнес большого числа мелких компаний [Конторович, Эдер, 2015; и др.]. Предполагается, что за счет низких издержек и льгот эти компании могли бы открывать и разрабатывать многочисленные мелкие месторождения, нерентабельные для крупных игроков. Этот сценарий позволил сдержать падение добычи в Северной Америке в 1970—1990-х годах. Альтернативой может быть поддержание добычи за счет вовлечения в разработку битуминозных сланцев доманиковой свиты [Кирюхина и др., 2013; и др.]. В Татарстане и Коми поддержание ресурсной базы связывается с залежами тяжелых нефтей на малых глубинах [Нефтегазоносность..., 2007; Гатиятуллин, 2010]. Кроме этого, в Татарстане прилагают значительные усилия для опоискования кристаллического фундамента [Муслимов, 2019; и др.]. В Южном Предуралье предполагается возможность значительного прироста добычи газа из флишоидных отложений [Ефимов и др., 2017]. Не отрицая потенциала большинства из перечисленных направлений прироста запасов, следует, однако, заметить, что в современных экономических условиях они представляются проблематичными. В основном это связано со сложностями в получении передовых технологий для разработки трудноизвлекаемых запасов, а также исключительной трудностью привлечения инвестиций для малых компаний.

Между тем международный опыт показывает, что применение современных знаний и технологий делает возможным значительный прирост конвенциональных запасов в районах традиционной добычи и по соседству с ними [Lottaroli et al., 2017; Bally et al., 2020; Sternbach, 2020]. Во многих случаях прирост был обеспечен за счет пересмотра сложившихся геологических представлений на основе современных знаний и данных, что позволило найти новые зоны нефтегазоаккумуляции. Появляется все больше свидетельств того, что такие возможности есть в складчатых зонах и краевом прогибе Предуралья [Соборнов, 2015, 2023а, 2023б; Данилов и др., 2015]. Перспективные направления поисков традиционной нефти и газа являются предметом данного исследования.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОЧЕРК

Восточное Предуралье включает зону передовой складчатости Урала и Пай-Хоя, а также расположенный перед ними краевой прогиб на окраине Восточно-Европейской платформы (рис. 1). Его разме-

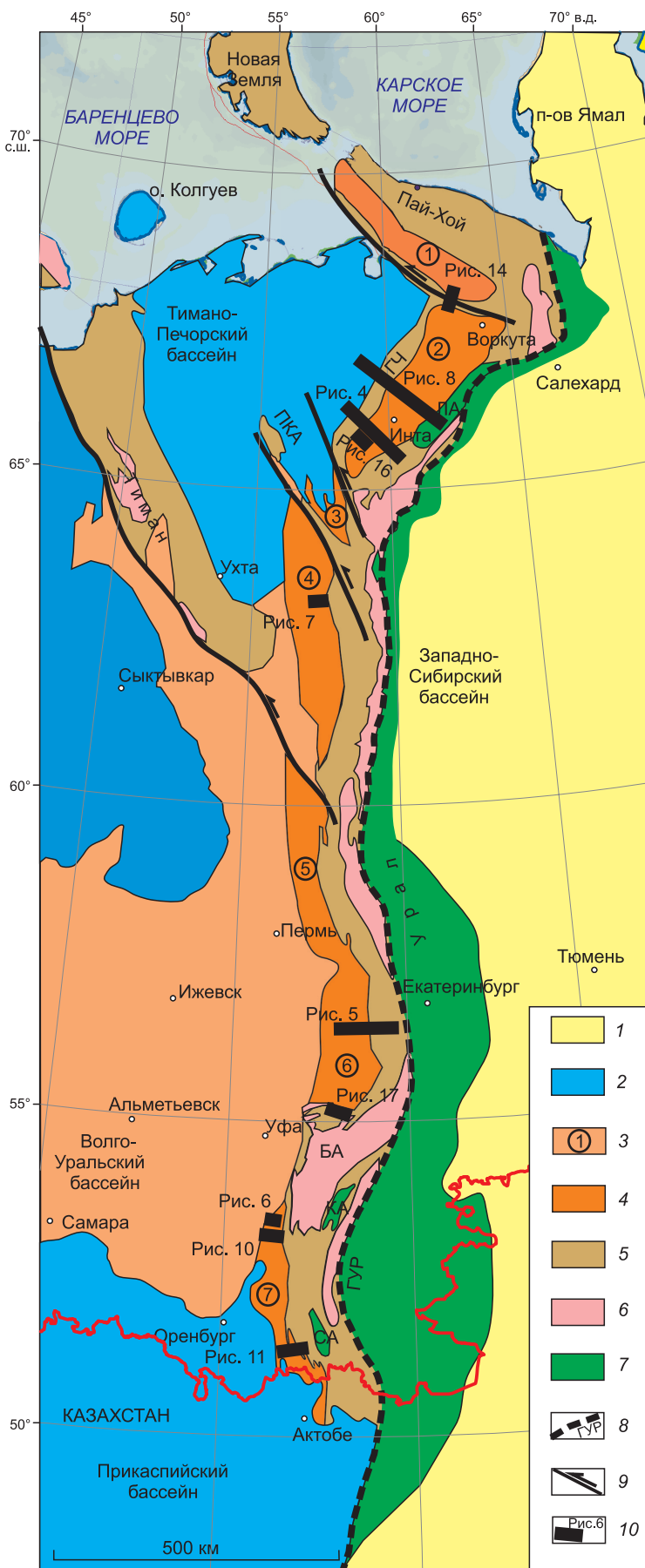
Рис. 1. Схема основных структурных элементов Урала и Пай-Хоя с прилегающими бассейнами.

1 — юрско-кайнозойский чехол Зауралья; 2 — мезозой-кайнозойский чехол Восточно-Европейской платформы и Прикаспийского бассейна; 3 — пермские отложения Предуралья; 4 — Предуральский краевой прогиб; 5, 6 — структурные зоны Урала: 5 — палеозойские отложения континентальной окраины, 6 — докембрийские отложения континентальной окраины; 7 — океанический сектор Урала; 8 — Главный Уральский разлом; 9 — сдвиги с указанием направления перемещения; 10 — положение разрезов, представленных в статье. Впадины краевого прогиба Урала и Пай-Хоя (цифры в кружках): 1 — Кортаихинская; 2 — Косью-Роговская; 3 — Большесынинская; 4 — Верхнепечорская; 5 — Соликамская; 6 — Юрюзано-Сылвенская; 7 — Бельско-Мраковская. Буквенные обозначения избранных структурных элементов: ПКА — Печоро-Колвинский авлакоген; БА — Башкирский антиклинорий; ЛА — Лемвинский аллохтон.

ры в пределах Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов составляют около 2400 км, ширина варьирует от 30 до 160 км.

Урал представляет собой коллизионный ороген, образованный за счет закрытия Уральского океана. Это произошло в результате столкновения окраины Восточно-Европейской платформы с островными дугами и микроконтинентами Зауралья в конце палеозоя [Зоненшайн и др., 1990; Шеин и др., 2020]. Главная шовная зона Урала следует вдоль Главного Уральского разлома (ГУР), которая делит его на восточный океанический и западный континентальный сегменты. Последний представляет собой обширный надвиговый пояс западной вергенции, включающий фундамент и осадочный чехол окраины Восточно-Европейской платформы. Складчатый пояс Пай-Хоя наложен на структурный тренд Урала. Основная складчатость в его пределах произошла в конце триаса.

Сопоставление состава и строения осадочного чехла северной (тимано-печорской) и южной (волго-уральской) частей Предуралья обнаруживает существенные различия. В основном эти различия отражают условия плитно-тектонической эволюции континентальной окраины Восточно-Европейской платформы и Уральского океана [Зоненшайн и др., 1990; Шеин и др., 2020]. На севере Предуралья осадочный чехол сложен



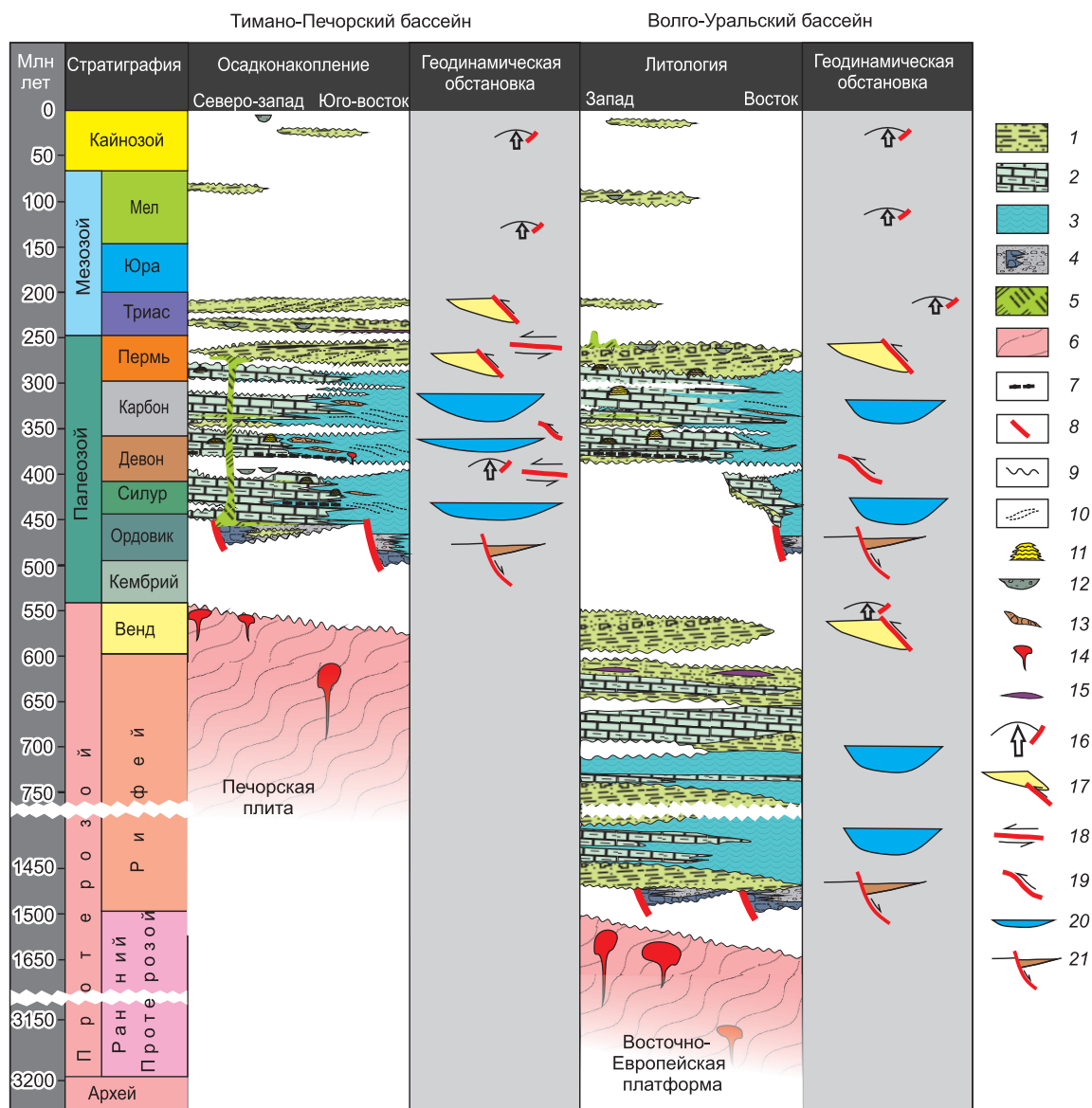


Рис. 2. Тектоностратиграфическая схема Северного и Южного Предуралья.

1 — пески, глины; 2 — карбонаты; 3 — толщи заполнения; 4 — грубообломочные терригенные отложения; 5 — соли; 6 — метаморфиты; 7 — доманикиты; 8 — разломы; 9 — несогласия; 10 — клиноформы; 11 — рифы; 12 — каналы; 13 — обломочные шлейфы; 14 — граниты; 15 — базальты; 16 — поднятие; 17 — передовой прогиб; 18 — транспрессия; 19 — сжатие; 20 — термическое погружение; 21 — рифтинг.

мощными фанерозойскими толщами, залегающими на кристаллическом фундаменте позднепротерозойской Печорской плиты. Палеозойский разрез характеризуется стратиграфической полнотой. В южном сегменте Предуралья фундамент образован архей-нижнепротерозойскими породами. Осадочный чехол включает две совмещенные мегапоследовательности континентальной окраины Восточно-Европейской платформы — рифей-вендскую и палеозойскую. Палеозойская последовательность на большей части бассейна значительно редуцирована, она начинается со среднедевонских отложений. Это балансируется многокилометровой мощностью рифей-вендских отложений. На рисунке 2 схематически показана схема, сопоставляющая тектоностратиграфию Северного и Южного Предуралья.

Основными нефтегазоматеринскими породами палеозоя в Предуралье являются доманиковые (франские) битуминозные сланцы [Баженова, Богословский, 2012; Кирюхина и др., 2013]. В Тимано-Печорском бассейне и в Южном Предуралье к ним относится также ряд интервалов в силурийско-нижнедевонских и артинских отложениях [Клименко, Анищенко, 2010]. Крупные объемы нефти были произведены рифейскими отложениями окраины Восточно-Европейской платформы, что объясняет высокую концентрацию запасов в пределах Татарстана и запада Башкирии [Соборнов, 2023а; и др.].

В развитии Предуралья выделяются тиманский и уральский этапы формирования бассейнов континентальной окраины [Пучков, 2010; и др.]. В рифее в ходе тиманского цикла развития в Мезенском и Волго-Уральском бассейнах накопились многокилометровые осадочные толщи. В позднем протерозое окраины этих бассейнов подверглись коллизионной складчатости. В это время Печорская плита столкнулась с Восточно-Европейской платформой, образовав с ней единый континентальный массив. Шву столкновения этих плит отвечает складчатый пояс Тимана. В венде тиманиды (байкалиды) были эродированы и несогласно перекрыты чехлом вендских отложений.

Уральский этап развития начался в позднем кембрии—раннем ордовике с образованием одноименного океана. В силуре—раннем девоне его развитие определялось термическим погружением литосферы. Начиная со среднего девона, уральская континентальная окраина испытала несколько эпизодов деформаций, связанных с аккрецией островных дуг и микроконтинентов на окраине Восточно-Европейской платформы. В наибольшей степени эти деформации проявились в его южной части — в районе Башкирского антиклинория и прилегающих районов. Здесь столкновение с Магнитогорской дугой в позднем девоне привело к тектоническому утолщению многокилометрового рифейского прогиба за счет реактивации разломов древнего заложения [Соборнов, 2023а]. В результате Южное Предуралье претерпело обширное воздымание. Этот процесс существенно повлиял на седиментационные условия Предуралья, что нашло выражение в размещении внутришельфовых впадин, в которых накапливались доманиковые отложения (рис. 3). В северной части Предуралья депрессионные отложения распространены перед фронтом Урала. На юге района подъем Башкирского антиклинория «сместил» зону Камско-Кинельских впадин во внутреннюю часть Волго-Уральского бассейна.

В каменноугольное время большая часть океанической коры Урала была субдуцирована [Зоненшайн и др., 1990]. За этим последовал этап континентальной коллизии. Из-за разнонаправленности перемещения плит и островных дуг, а также их сложной конфигурации деформации на Урале были диахронными [Пучков, 2010; и др.]. Первоначально они проявились на юге Урала, позднее они охватили его северную часть. Коллизия привела к формированию надвигового пояса Урала. В его фронтальной части деформации происходили за счет расслоения осадочного чехла на тектонические пластины, а также инверсии сбросов, возникших на стадии растяжения. Это сопровождалось крупными преимущественно левосторонними сдвиговыми перемещениями. Наиболее уверенно такие деформации интерпретируются в пределах Северного Предуралья. Они, в частности, определяют ломаную форму фациальных границ доманиковых отложений (см. рис. 3).

Важным событием в мезозойской истории Уральского региона явилось столкновение Евразии с Южно-Карской плитой в конце триаса, в результате чего образовалась складчатость на Пай-Хое. Это привело к реактивации разломов Урала. Последующие тектонические события в Уральском регионе были связаны с деформациями на окраинах Евразии [Пучков, 2010; Шеин и др., 2020].

Различия в геодинамическом развитии северного и южного сегментов Предуралья отчетливо проявляются в строении зон передовой складчатости и краевого прогиба. Мощный (до 15 км и более), реологически стратифицированный осадочный чехол восточной окраины Тимано-Печорского бассейна отличается распространением дисгармоничной складчатости и тектонической расслоенностью. В его пределах широко развиты многообразные надвиговые, сдвиговые, диапировые и инверсионные структуры (рис. 4). Ширина зоны распространения предуральских складчатых деформаций местами достигает 160 км. Она особенно велика в районе присутствия верхнеордовикских солей, которые в северо-восточных районах бассейна представляют собой региональную поверхность расслоения осадочного чехла. Характерным является изменчивость вергенции надвиговых структур, что в большинстве случаев обусловлено наличием вдвиговых структур. Нередко они развиты на нескольких структурных уровнях.

В пределах волго-уральского сегмента Предуралья складчато-надвиговые деформации выделяются на двух структурных уровнях — в рифей-вендских и палеозойских отложениях. Мощность рифей-вендских отложений достигает 10 км и более. Вторичное тектоническое утолщение этих отложений за счет реактивации позднекембрийских разломов на уральском этапе структурного развития привело к ограничению зоны распространения складчатости в палеозойских толщах [Соборнов, 2023а]. Мощность палеозойского чехла в этих районах редко превышает 5 км, а ширина зоны распространения складчато-надвиговых деформаций в этой части Предуралья заметно уже, чем на севере. Она не превышает 50 км. Структурные стили деформаций в большинстве случаев представлены системами чешуйчатых надвигов, которые выходят на эрозионную поверхность (рис. 5).

ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА

Освоение нефтегазоносного потенциала Предуралья началось с приразломных антиклинальных складок и верхнепермских рифов, залегающих на малых глубинах. Они выявлялись с помощью геологической съемки в складчатых предгорьях Урала. Примером открытий, сделанных на начальном этапе

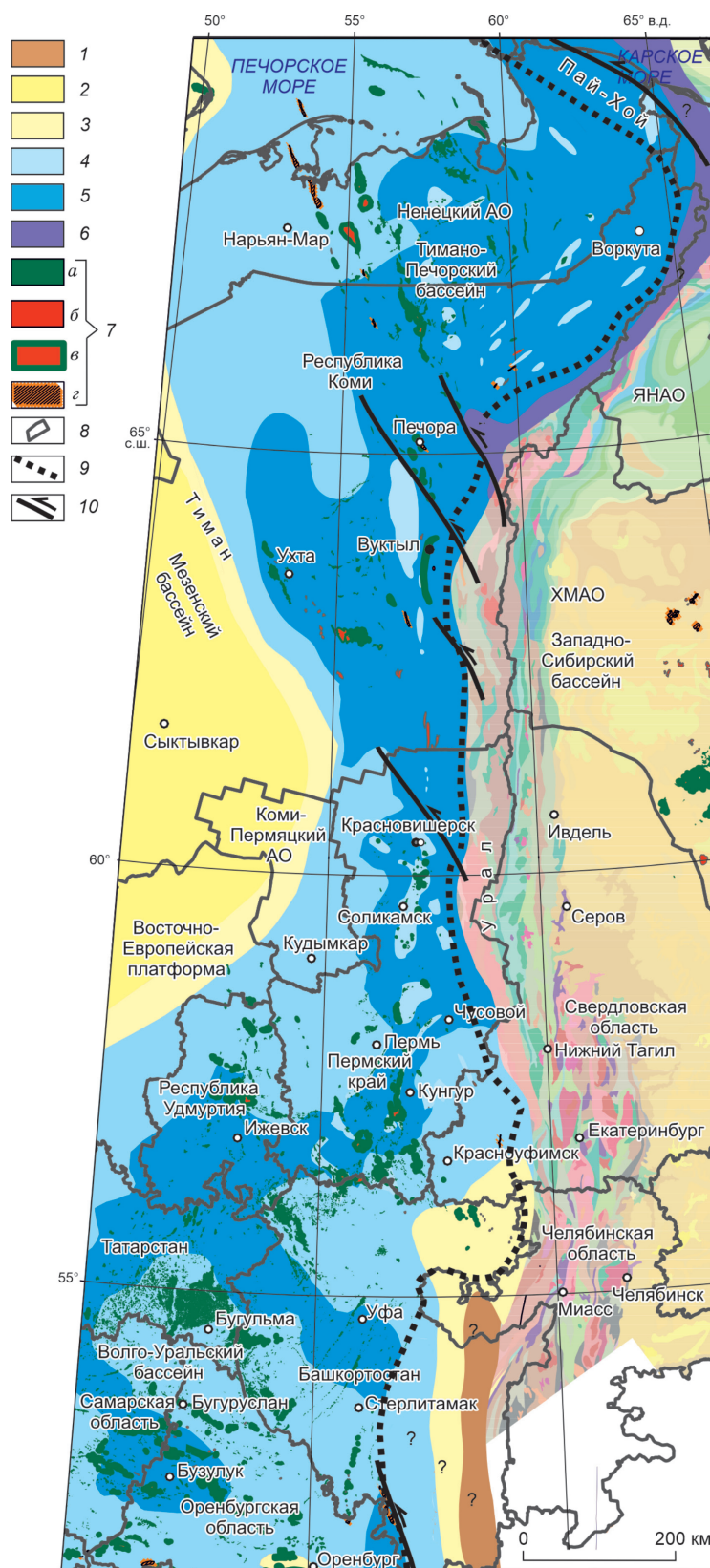


Рис. 3. Схема седиментационных обстановок доманиковых отложений Приуралья с указанием размещения месторождений нефти и газа на основе геологической карты.

1 — возвышенность; 2 — суша; 3 — литораль; 4 — мелководное море; 5 — шельфовые впадины; 6 — глубоководный бассейн; 7 — месторождения: а — нефти, б — газа, в — нефти и газа, г — газоконденсата; 8 — административные границы; 9 — надвиговой фронт Урала и Пай-Хоя; 10 — разломы.

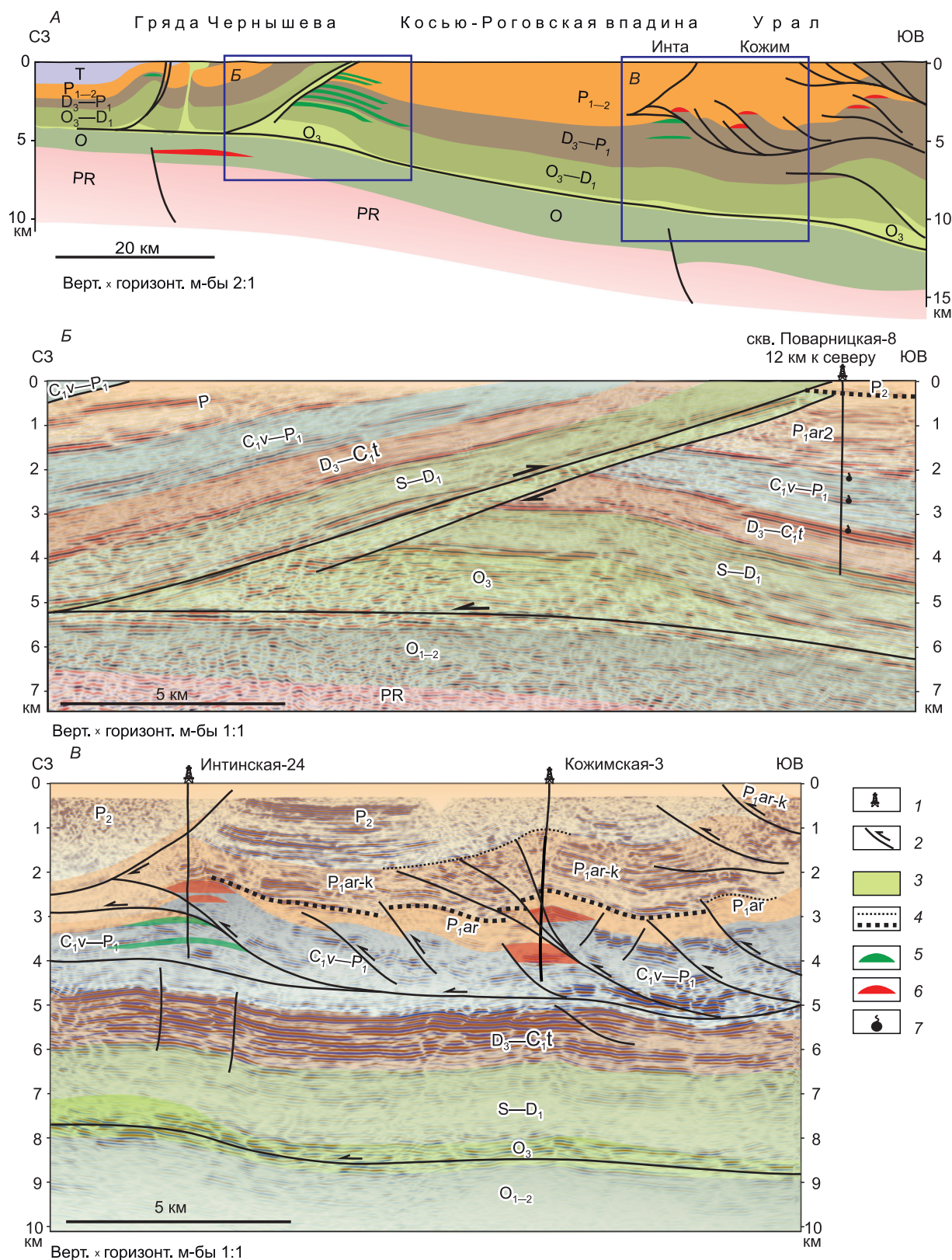


Рис. 4. Схематический геологический разрез Косью-Роговской впадины и прилегающих складчатых зон (А). Б и В — интерпретированные глубинные сейсмические разрезы.

Положение разреза А см. на рис. 1 и 12. Б — зоны сочленения Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева в районе Поварницкого поднятия, В — Интинской складчатой зоны. Положение сейсмических разрезов показано рамками на геологическом разрезе (А). 1 — скважина; 2 — разлом; 3 — соль; 4 — несогласие; 5, 6 — известные и предполагаемые залежи: 5 — нефти, 6 — газа; 7 — нефтепроявление.

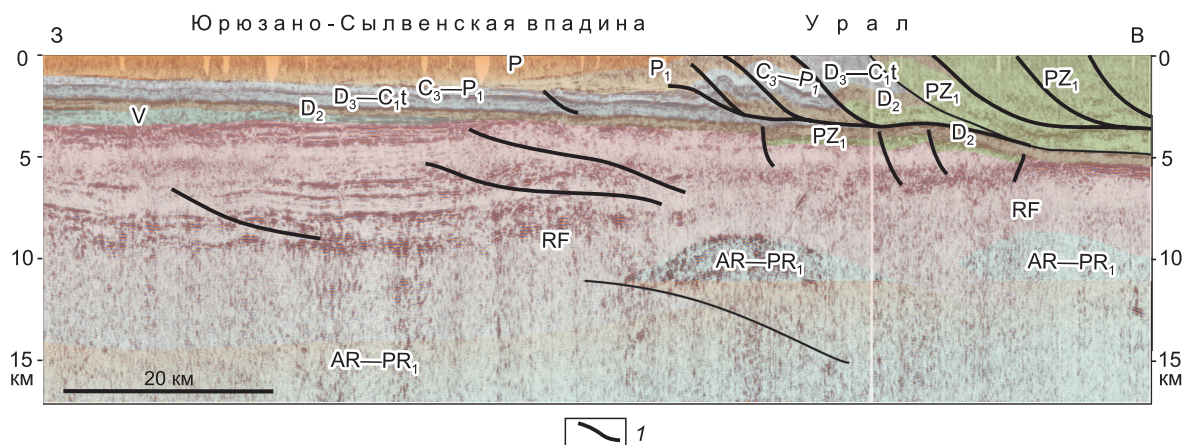


Рис. 5. Интерпретированный глубинный сейсмический разрез зоны сочленения Юрюзано-Сылвенской впадины и Урала (фрагмент Михайловского регионального профиля).

1 — разлом. Положение профиля см. на рис. 1.

изучения этого региона, является Кинзебулатовское месторождение (рис. 6). Это первое высокодебитное нефтяное месторождение было открыто на территории Башкортостана в 1943 г. Нефтеносны трещиноватые известняки артинского яруса. Глубина залегания отложений до 600 м. Открывателем этого месторождения был А.А. Трофимук, ставший в последующем одним из наиболее авторитетных нефтегазовых геологов СССР.

В последующие годы в складчатых зонах Предуралья был сделан ряд новых открытий [Камалетдинов, 1974; Казанцев, 1984; Нефтегазоносность..., 2007; Шеин, 2012; и др.]. Они были сосредоточены в основном на территории Башкирии. К их числу относятся Саратовское, Исимовское, Беркутовское и другие месторождения. Все они приурочены к приразломным складкам и относятся к месторождениям с массивным типом залежей с пористо-трещиноватым и трещиноватым типом коллекторов. Ряд значительных открытий был сделан в нижнепермских рифах Предуралья прогиба. К ним относятся Ишимбайское, Совхозное и другие месторождения.

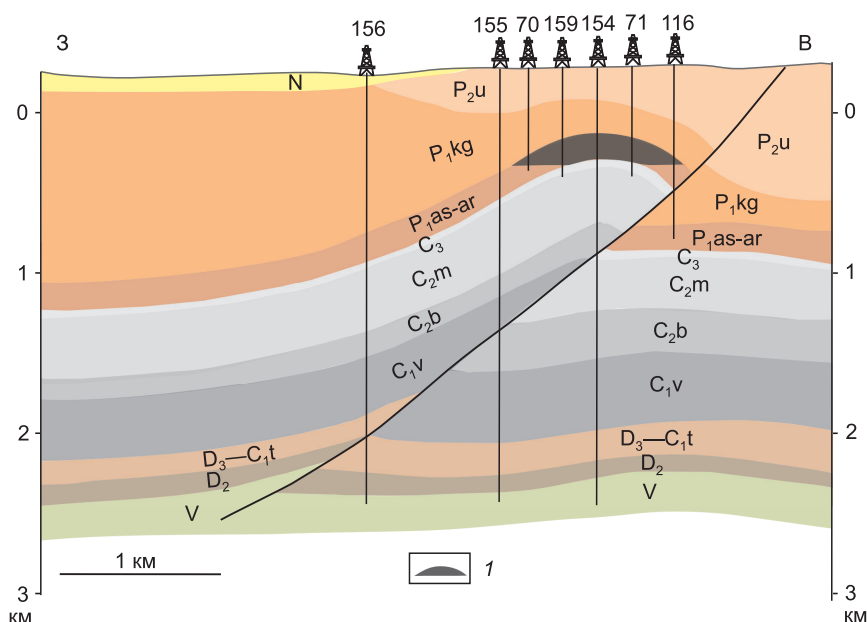


Рис. 6. Геологический разрез Кинзебулатовского нефтяного месторождения (по [Казанцев, 1984] и данным АО «Башнефтегеофизика»).

Положение разреза см. на рис. 1. *1* — залежи нефти. Остальные усл. обозн. см. на рис. 4.

Рис. 7. Геологический разрез Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения ([Соборнов, 2015] с дополнениями).

1 — залежь газоконденсата, 2 — нефтепроявление, 3 — несогласия, 4 — риф, 5 — обломочный шлейф. Положение разрезов см. на рис. 1, 12.

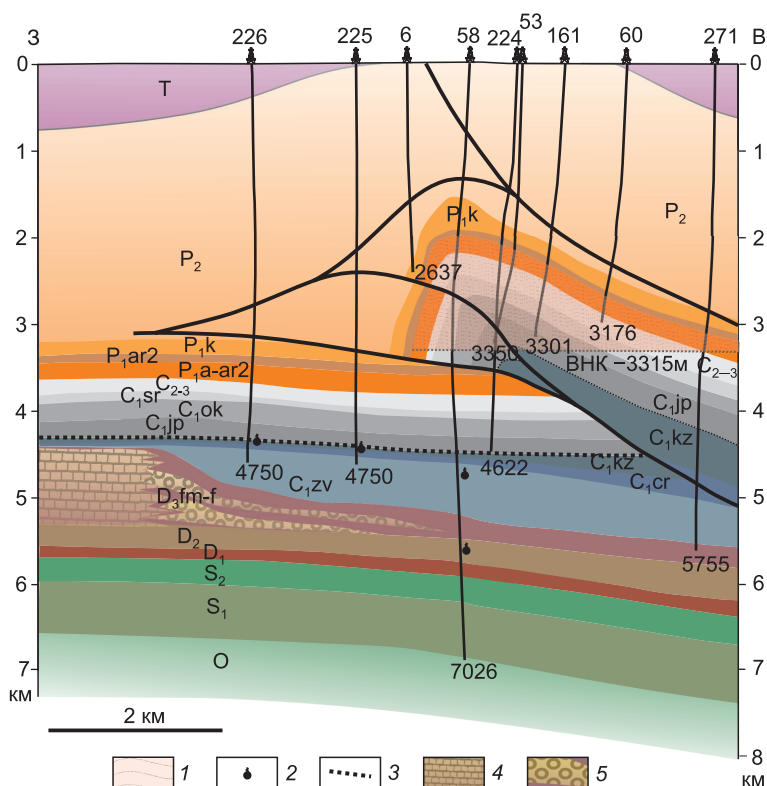
В 1964 г. крупный успех был достигнут в Республике Коми. На восточном складчатом борту Верхнепечорской впадины было открыто уникальное Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение (рис. 7). Оно приурочено к крупной линейной антиклинальной складке в лобовой части надвиговой пластины. Протяженность этой складки около 80 км при ширине 3—5 км. Высота массивной газоконденсатной залежи этого месторождения составляет 1440 м. Покрышкой являются ангидритовая толща кунгурского яруса. До настоящего времени это открытие является крупнейшим в Предуралье.

В 1970-х годах в практику геолого-разведочных работ начала широко внедряться сейсморазведка. Это позволило распространить поиски нефти и газа на обширные плохо обнаженные территории Предуралья. В результате был сделан ряд открытий как в складчато-надвиговых зонах, так и прилегающих впадинах краевого прогиба. Примерами могут служить Интинское и Кожимское месторождения в республике Коми (см. рис. 4). Залежи этих месторождений приурочены к рельефным приразломным складкам. В краевом прогибе преобладали залежи, связанные с рифами ранней перми и позднего девона.

Несмотря на значительные усилия, опосредованное обнаружение многих крупных перспективных структур и до-разведка выявленных месторождений во многих случаях не оправдали ожиданий. Нередко структуры оказывались сухими или углеводороды заполняли небольшую часть ловушек. Разведка месторождений показала сильную изменчивость свойств резервуаров и блоковое строение залежей. Свойства коллекторов были невысокими и часто зависели от трудно прогнозируемой локальной трещиноватости.

В целом результативность геолого-разведочных работ в Предуралье существенно уступала платформенным районам Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Отдельные обнадеживающие результаты, как, например, открытие в 2016 г. Нерцетинского месторождения в Косью-Роговской впадине [Лазеев и др., 2016], которое стало самым крупным открытием этого года в России, не меняло общей тенденции. Активность геолого-разведочных работ на нефть и газ в Предуралье в последние годы снижалась. Сложилось представление, что Предуралье является районом высоких рисков поисковых проектов. В большинстве случаев риски связывались с высокой нарушенностью разреза разломами и уплотненностью коллекторов.

Несмотря на наличие рисков, есть указания на то, что нефтегазоносный потенциал Предуралья явно недооценен. В частности, данные геохимических исследований показывают, что в пределах впадин Предуральского краевого прогиба на территории Тимано-Печорского бассейна эмиграция нефти составила 629 млрд т, газа — 308 трлн м³ [Баженова, Богословский, 2012]. Суммарно этот объем более чем в 1000 раз превышает общую величину выявленных запасов. Естественно, что величина эмиграции УВ повсеместно превышает величину запасов, однако столь разительный диспаритет представляется аномальным, что говорит о большом поисковом потенциале. В ряде сходных по строению складчатых поясов мира выявлены многочисленные крупные месторождения. Кроме этого, новые геолого-геофизические данные показывают признаки существования новых зон нефтегазоаккумуляции, которые способны содержать крупные месторождения. Эти обстоятельства требуют переосмысления накопленного опыта поисковых работ с учетом современных знаний и определения новых приоритетов поисков.



КРИТЕРИИ ВЫЯВЛЕНИЯ ПОИСКОВЫХ ОБЪЕКТОВ

Изучение результатов геолого-разведочных работ показывает, что основным критерием выявления перспективных объектов являлось наличие замкнутой антиклинальной структуры. Не отрицая важности существования поднятий для формирования залежей нефти и газа, нельзя не видеть, что большое число антиклинальных структур в этом районе либо непродуктивно, либо имеет небольшую степень заполнения нефтью и газом.

Критический анализ накопленного опыта показывает, что традиционный «рецепт» успешной геологоразведки, который сводится к разбуриванию легковыявляемых антиклиналей, малоэффективен в складчатых поясах и краевых прогибах. Такой подход оправдал себя в неглубоких (2—5 км) платформенных районах, имеющих высокопродуктивные нефтегазоносные системы. К их числу принадлежат Западно-Сибирский бассейн, платформенные районы Восточной Сибири, Волго-Уральского, Тимано-Печорского, Терско-Каспийского и других бассейнов. Для них характерна относительная выдержанность основных факторов нефтегазоносности на больших площадях. К ним относятся: катагенетическая преобразованность нефтегазоматеринских отложений, пластовые термобарические условия основных нефтегазоносных комплексов, свойства коллекторов и покрышек. Данные обстоятельства обусловлены главным образом тем, что накопление нефтегазоносных комплексов в их пределах происходило в тектонически стабильных мелководно-шельфовых условиях, а деформации имеют сходный платформенный характер. Это создавало условия для формирования многочисленных залежей однотипного строения на больших площадях. При условии надежной подготовки структур их схожесть позволяла запустить конвейер открытий. Очевидно, что тиражирование таких открытий не могло продолжаться долго. По мере исчерпания фонда подготовленных структур эти районы ждало неизбежное падение результативности геологоразведки. Это в полной мере проявилось в районах традиционной добычи платформенных частей Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов.

По-иному выглядит развитие ресурсной базы в сложно построенных частях этих бассейнов. В них нет стабильности факторов нефтегазовых систем, характерных для платформенных районов. Крупные залежи могут соседствовать с пустыми ловушками. Примером является уникальное месторождение Вуктыл (см. рис. 7). Несмотря на значительные поисковые усилия по соседству с ним существенных открытий сделано не было.

Большое своеобразие нефтегазоносности складчато-надвиговых зон и впадин Предуралья объясняется существенно более широким кругом факторов, определяющих условия формирования зон нефтегазонакопления. Их влияние на нефтегазоносность разнонаправленно. К наиболее важным особенностям этих районов относятся:

- 1) значительно большие толщины осадочного чехла и его структурная асимметрия;
- 2) преимущественно бассейновые седиментационные условия и повышенная катагенетическая преобразованность пород;
- 3) разнообразие типов ловушек, обусловленных многоэтапностью и наличием нескольких структурных механизмов их формирования.

Ниже приводится краткое рассмотрение этих факторов.

Мощность осадочного чехла. Следствием повышенной мощности осадочного чехла Предуралья, которая во многих районах превышает 15 км (см. рис. 4), является высокий генерационный потенциал этих районов [Баженова, Богословский, 2012]. Однако часто из рассмотрения выпадает тот факт, что условия катагенетической зрелости в их пределах достигаются гораздо раньше, чем в платформенных зонах. Соответственно, миграционные потоки углеводородов здесь также возникают с опережением. Структурная асимметрия континентальной окраины Предуралья способствовала преимущественно односторонней миграции нефти по восстанию осадочного чехла в направлении приподнятого платформенного борта. В этом отношении аналогами Предуралья в раннем—среднем палеозое являются высокопродуктивные бассейны пассивных континентальных окраин, таких как атлантические окраины Южной Америки и Африки. Коллизионная складчатость в конце палеозоя—начале мезозоя, сформировавшая большинство ловушек, произошла после реализации нефтегазоносного потенциала основных нефтегазоматеринских толщ силура—девона [Соборнов, 2023а]. Иными словами, многие антиклинальные ловушки не существовали во время прохождения основных миграционных потоков, являясь постмиграционными. Такие ловушки могли заполняться преимущественно либо за счет поздней миграции из относительно молодых отложений краевого прогиба, либо ремиграции из ранее возникших ловушек. Это объясняет многие неудачи геологоразведки, ориентированной на разбуривание антиклиналей, образованных на стадии континентальной коллизии. В то же время ловушки раннего заложения, которые возникли до- или во время миграции, имеют высокий шанс быть продуктивными.

Седиментационные условия и дефицит коллекторов. Седиментационные условия Предуралья являются причиной того, что значительная часть нефтегазоносных комплексов силура—нижней перми представлена преимущественно депрессионными глинистыми отложениями. Это связано с принадлеж-

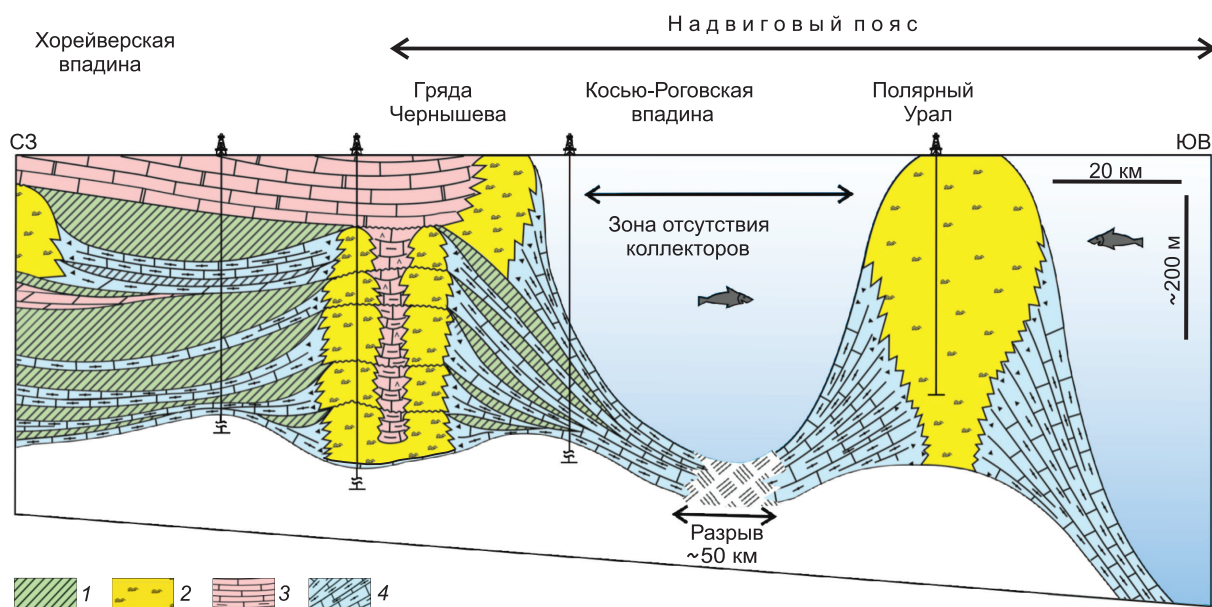


Рис. 8. Схематический палеоседиментационный разрез позднедевонских отложений восточных районов Хорейверской впадины, гряды Чернышева, Косью-Роговской впадины и Полярного Урала (по неопубликованным данным Б.П. Богданова с дополнениями).

1 — риф, 2 — мелководные карбонаты, 3 — глинистые толщи, 4 — бассейновые карбонаты. Ориентировочное положение разреза показано на рис. 1.

ностью Предуралья к внешней погруженной части континентальной окраины. Это иллюстрирует палео-фациальный профиль позднедевонских отложений, пересекающий восточную часть Тимано-Печорского бассейна (рис. 8).

Профиль показывает, что в предуральской части бассейна благоприятные условия для образования коллекторских горизонтов в верхнем девоне имеют локальное распространение. В основном они представлены глинистыми отложениями внутришельфовых впадин. Это ограничивает возможность выявления в Предуралье перспективных ловушек в этих отложениях. В то же время с ними связано большое число залежей в платформенной части бассейна. Кроме того, даже при наличии благоприятных первичных фациальных условий, в перспективных интервалах пористость может быть очень низкой. Как правило, это обусловлено высокой степенью уплотнения пород и связано с большими глубинами погружения до наступления складчатости, вследствие чего даже рифовые массивы и пласты их облекания, подобные Лемвинскому рифу (см. рис. 7), могут иметь низкую пористость. Примером является крупный девонский риф, вскрытый скв. Юньяхинская-1 в Косью-Роговской впадине. Скважина прошла по этому рифу, который не содержит емких коллекторов [Данилов и др., 2015; и др.], около 1.5 км. Соответственно, важным критерием поисковых работ в Предуралье является выявление зон распространения коллекторов.

Разнообразие типов ловушек. Близость Предуралья к окраине континента обусловила проявление многочисленных эпизодов деформаций. На начальном этапе развития преобладали структуры растяжения, на заключительном этапе доминировали условия сжатия и транспрессии (сжатие + сдвиг). Тектонические события сопровождалось структурными перестройками, что приводило к резким изменениям седиментационных условий и формированию несогласий. Совокупность этих факторов вела к образованию разнообразных ловушек, многие из которых не имеют аналогов в платформенных частях бассейнов. При этом наиболее простые для выявления антиклинальные структуры и рифы на малых глубинах, на которые были ориентированы поиски прошлых лет, составляют лишь небольшую их часть.

Кроме специфики геологического строения Предуралья, успешность работ в его пределах затруднялась недостаточной информативностью данных, на основании которых велись поисковые работы в 1970—1990-х гг. Это способствовало сосредоточению геологоразведки в менее рискованных платформенных районах, а складчатые зоны были оставлены «до лучших времен». В этом Предуралье не уникально. Сходным образом работы велись и в других бассейнах. В результате во многих складчатых поясах крупные открытия были сделаны спустя десятилетия после начала поисковых работ [Lottaroli et

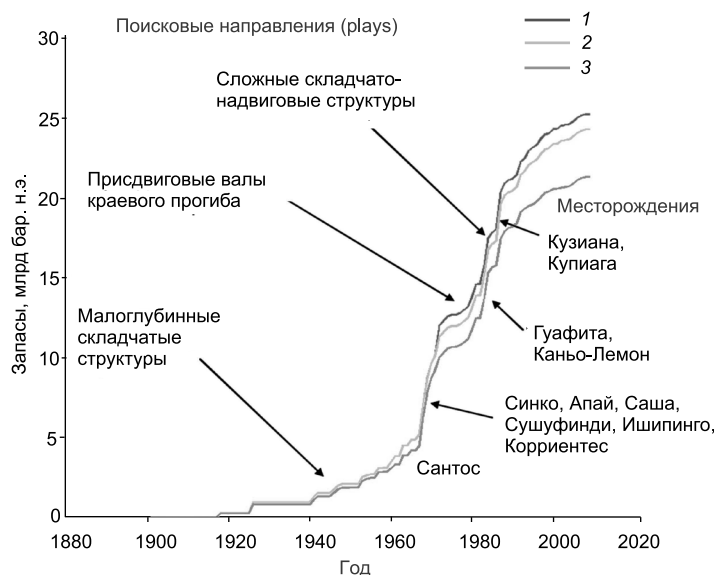


Рис. 9. Кривая прироста запасов в бассейнах Мараньён, Путумайо, Магдалена и Лльянос, Южная Америка [Rosso et al., 2009]. Отмечена геохронологическая последовательность основных поисковых направлений работ, обеспечивших прирост запасов.

1 — нефть, 2 — нефть + газ, 3 — нефть + газ + конденсат.

al., 2017; Bally et al., 2020; Sternbach, 2020]. Как правило, это происходило за счет появления новых знаний и технологий.

Иллюстрацией скачкообразного развития ресурсной базы районов сложного строения могут служить складчато-надвиговые зоны Южной Америки. На рисунке 9 показана кривая прироста запасов в Предандийских бассейнах Мараньён, Путумайо,

Магдалена и Лльянос на территории Венесуэлы, Колумбии и Перу. Этот график показывает, что за счет выявления новых зон нефтегазонакопления прирост запасов носил скачкообразный характер. При этом освоение нефтегазоносного потенциала этих районов растянулось на многие десятилетия. Новые открытия в их пределах показывают, что этот процесс не завершен.

Таким образом, в силу существенных различий в геологическом развитии складчато-надвиговых зон и краевого прогиба Предуралья от платформенных районов Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, методика проведения поисковых работ на нефть и газ должна быть адаптирована к его специфическим особенностям. Поиск антиклинальных структур является важным, но недостаточным условием успешных поисковых работ. Проведение геолого-разведочных работ в Предуралье требует учета большего числа критериев нефтегазоносности. Принципиальное значение имеют факторы пространственно-временных соотношений формирования ловушек и миграционных потоков углеводородов, седиментологических условий образования коллекторов, а также структурного развития.

НОВЫЕ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Интерпретация новых геолого-геофизических данных с использованием знаний, полученных при изучении районов сходного строения, показывает, что как в платформенной, так и складчатой зонах в Предуралье будут выявлены новые зоны нефтегазонакопления. Важная роль рифейских прогибов в формировании залежей Волго-Уральского бассейна дает основание полагать, что приоритетной целью геологоразведки в этих регионах может стать изучение путей миграции нефти, которые фокусировались в пределах Южно-Татарского свода и других районов этого бассейна. На путях миграции как в осадочном чехле, так и в проницаемых зонах фундамента могут быть выявлены дополнительные запасы нефти. Значительный интерес представляют стратиграфические ловушки, зоны несогласий, рифовые комплексы. В складчато-надвиговых зонах прогнозируются несколько новых перспективных направлений работ на традиционные нефть и газ в складчатых зонах. К ним в первую очередь относятся: 1) зоны слепых надвигов; 2) районы развития дислоцированных солей; 3) стратиграфические и комбинированные ловушки.

Ниже приводится краткое рассмотрение этих направлений работ.

Зоны слепых надвигов. Опыт изучения складчато-надвиговых поясов различных районов мира показывает, что многие продуктивные антиклинальные складки не имеют выражения в приповерхностных слоях. Как можно видеть, например на рис. 3, структурные планы на разных глубинных и стратиграфических уровнях не совпадают. Это обусловлено структурной расслоенностью осадочного чехла и дисгармоничной складчатостью. В результате скважины, заложенные на поверхностные структуры, часто оказывались в неблагоприятных структурных условиях на глубине. Это характерно для зон развития слепых надвигов, которые не выходят на эрозионную поверхность. С ними часто связаны многоярусные структуры, сложенные пакетами надвиговых пластин, образующих тектонические клинья. Подобная морфология разломов вероятно, обусловлена тем, что надвиговые структуры возникли в ходе ранних фаз деформаций, а в последующем были несогласно перекрыты более молодыми слоями. Их формирование могло также происходить за счет вдвигового механизма, приводящего к расщеплению

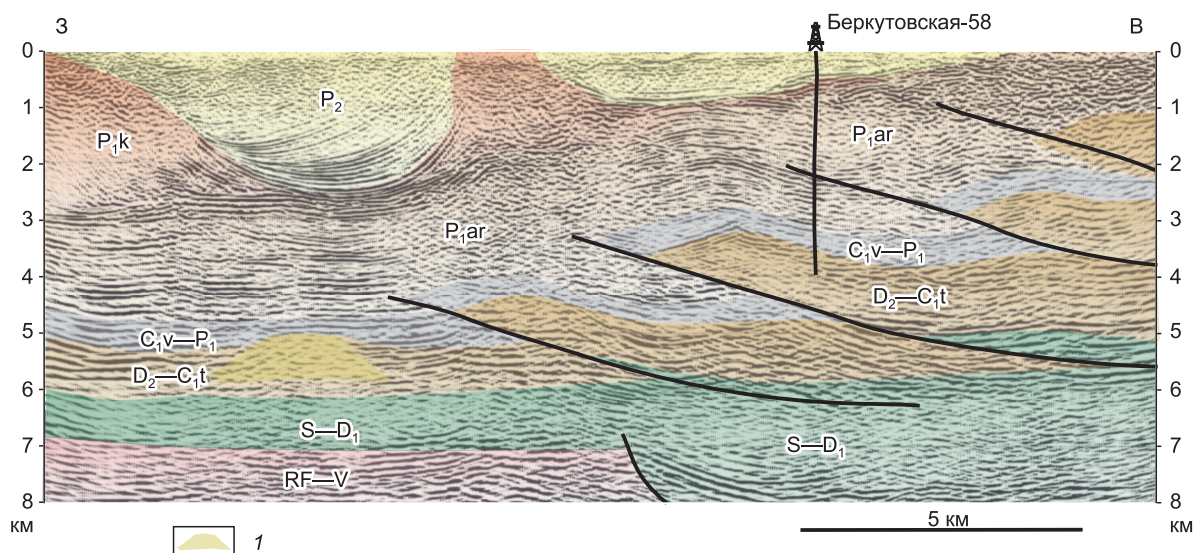


Рис. 10. Интерпретированный сейсмический разрез Южного Предуралья в глубинной области, пересекающий Беркутовское газовое месторождение.

1 — риф. Остальные обозначения см. на рис. 6. Положение разреза см. на рис. 1.

разреза краевого прогиба компетентными аллохтонными пластинами на уровне пластичных горизонтов [Соборнов, 2015; и др.]. Вероятна комбинация этих факторов структурного развития.

Существующие данные показывают, что системы многоярусных дуплексных тектонических пластин имеют широкое распространение в зонах передовой складчатости Урала и Пай-Хоя. Такие структуры выделяются в Верхнепечорской, Косью-Роговской, Кортаихинской впадинах Тимано-Печорского бассейна, а также во Мраковской впадине на юге Предуралья. Пример зоны распространения слепых надвигов на юге Башкортостана приведен на рис. 10.

Этот разрез пересекает Беркутовское месторождение. Как можно видеть, система антиклинальных складок, сложенная девонско-нижнепермскими регионально нефтегазоносными отложениями и ограниченная пологими разломами, не имеет выражения в верхней части разреза. Вышележащие пермские слои моноклинально погружаются в краевой прогиб. Их деформированность в основном вызвана диапиризмом кунгурских солей. Кроме продуктивной складки Беркутовского месторождения, здесь выделяются дополнительные перспективные структуры и рифы. Поступление углеводородов в эти ловушки возможно из доманикоидных раннесреднепалеозойских отложений и верхнеартинских глинистых толщ краевого прогиба, облекающих массивные тектонические пластины, сложенные девонско-нижнепермскими карбонатами.

Интерпретация данных сейсморазведки показывает, что подобный структурный стиль характерен для значительной части Южного Предуралья. В схематическом виде типы ловушек нефти и газа южной части рассматриваемого района показаны на рис. 11.

В зонах распространения слепых надвигов открыты крупнейшие месторождения нефти и газа в предгорьях Загроса (Иран, Ирак), Терско-Каспийском, Таримском, Сычуаньском бассейнах, Кордильерах Северной Америки, Колумбии, Венесуэле и других районах [Najafi et al., 2018; Li et al., 2021]. Сохранность залежей в пределах этих районов обеспечивается тем, что структурообразующие надвиги не нарушают целостность покровов [Bishop, 2023]. Этот структурный стиль деформаций благоприятен для сохранности залежей, так как проводящие разломы не выходят на поверхность, что сохраняет залежи от разрушения. По всей видимости, именно то, что надвиг в основании Вуктыльской складки не выходит на поверхность, обеспечило сохранность уникальной залежи этого месторождения (см. рис. 7). Основным фактором риска в зонах слепых надвигов может быть постмиграционное образование антиклинальных ловушек. Их насыщение нефтью и газом происходит за счет нефтегазоматеринских толщ краевого прогиба, остаточной миграции из складчатого пояса и ремиграции.

Зоны развития дислоцированных солей. Зоны распространения соляных деформаций в Предуралье ранее связывались только с эвапоритовыми отложениями кунгурского яруса. Эти отложения достигают наибольшего распространения в юге Предуралья. Новые данные показывают, что важную роль в строении северных районов Предуралья играют верхнеордовикские соли [Грунис и др., 2016;

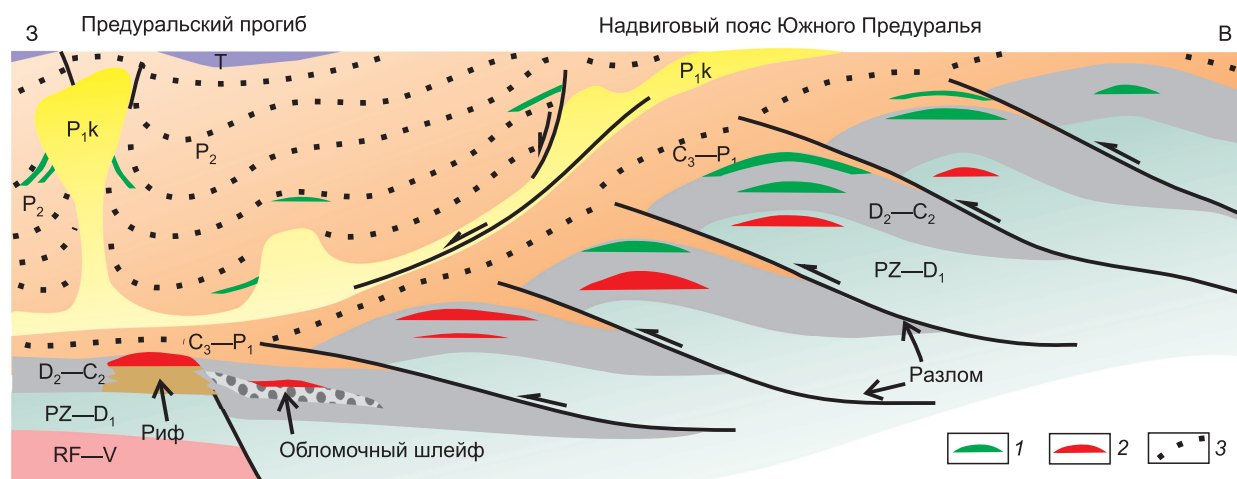


Рис. 11. Схематический геологический разрез Южного Предуралья, показывающий возможные типы залежей нефти и газа.

Вне масштаба. Ориентировочное положение разреза см. на рис. 1. Залежи: 1 — нефти, 2 — газа, 3 — слоистость.

Соборнов, 2023б]. Дислокации этих солей определяют структурный стиль деформаций гряд Чернова, Чернышева, зоны Талотинского надвига, кроме этого, их наличие возможно на юге Верхнепечорской впадины (рис. 12). Интерпретация современных геолого-геофизических данных показывает, что зоны распространения верхнеордовикских солей могут вмещать крупные перспективные ловушки.

Особый интерес к солям не случаен. Как известно, соли играют исключительно важную роль в развитии нефтегазовых систем многих богатейших нефтегазоносных бассейнов. В частности, одной из основных причин уникальной продуктивности бассейна Персидского залива является наличие дислоцированных солей на нескольких стратиграфических уровнях [Najafi et al., 2018; и др.].

Изучение верхнеордовикских солей на севере Предуралья позволяют выделить новый для данного района тип структур — раздавленные диапиры [Соборнов и др., 2021]. Они наиболее уверенно выделяются в пределах гряд Чернышева и Чернова. Ранее подобные образования (squeezed diapirs) были установлены в ряде бассейнов мира [Graham et al., 2012; Tamas et al., 2018]. Пример такой структуры приведен на рис. 4, Б, иллюстрирующем строение Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева в районе Поварницкого поднятия. Представленная интерпретация основана на изучении совокупности геолого-геофизических данных, включающих данные сейсморазведки 3D, МТЗ, бурения, потенциальных полей, геологического картирования [Соборнов и др., 2021].

Выделяемая поднадвиговая структура принадлежит зоне «тупиковых» ловушек, которые находятся на пути долговременной миграции нефти из обширного асимметричного Предуральского прогиба. На рисунке 13 эта структура показана в объемном представлении. Ее характеризует глубинная поверхность визейского несогласия и ряд сейсмических разрезов, демонстрирующих надвиговое перекрытие этой структуры тектоническим фронтом гряды Чернышева. Площадь составляет более 250 км², высота — не менее 1 км. Скважины, пробуренные в этом районе в 1980-х годах, расположены на далекой периферии структуры. Из-за низкой информативности сейсмических данных их заложение не учитывало нахождение свода структуры в поднадвиге гряды Чернышева. В одной из них (скв. Поварницкая-21) получен приток нефти, кроме этого во всех отмечены нефтепроявления.

Анализ строения зон развития раздавленных диапиров, включая рассмотренное выше Поварницкое поднятие, показывает существование симбиоза соляных структур и карбонатных построек. Суть этого явления состоит в том, что растущие соляные поднятия находили выражение в рельефе седиментационного бассейна, что способствовало образованию над ними карбонатных банок и рифов. В условиях коллизионного сжатия соляные структуры были трансформированы в раздавленные диапиры. Один из примеров структур такого рода приведен на рис. 14.

В схематическом виде ход образования рассматриваемой структуры показан на рис. 15.

Интерпретация сейсмических данных дает основание полагать, что формирование соляных валов гряды Чернышева началось уже в силуре [Соборнов и др., 2021]. Это происходило за счет перетока солей из погруженной части форландового бассейна по восстанию слоев. В обстановке мелководного шельфа над зонами соляных поднятий локально возникали карбонатные банки (см. рис. 15, А). В их пределах развивались оолитовые отмели, органогенные постройки, субэральные несогласия и зоны

карстования. Эти интервалы, вероятно, содержат высокочемкие коллекторы, которые были способны аккумулировать нефть и газ ранних миграционных потоков. С подобными надсолевыми карбонатными банками связаны высокопродуктивные резервуары [Shann et al., 2020].

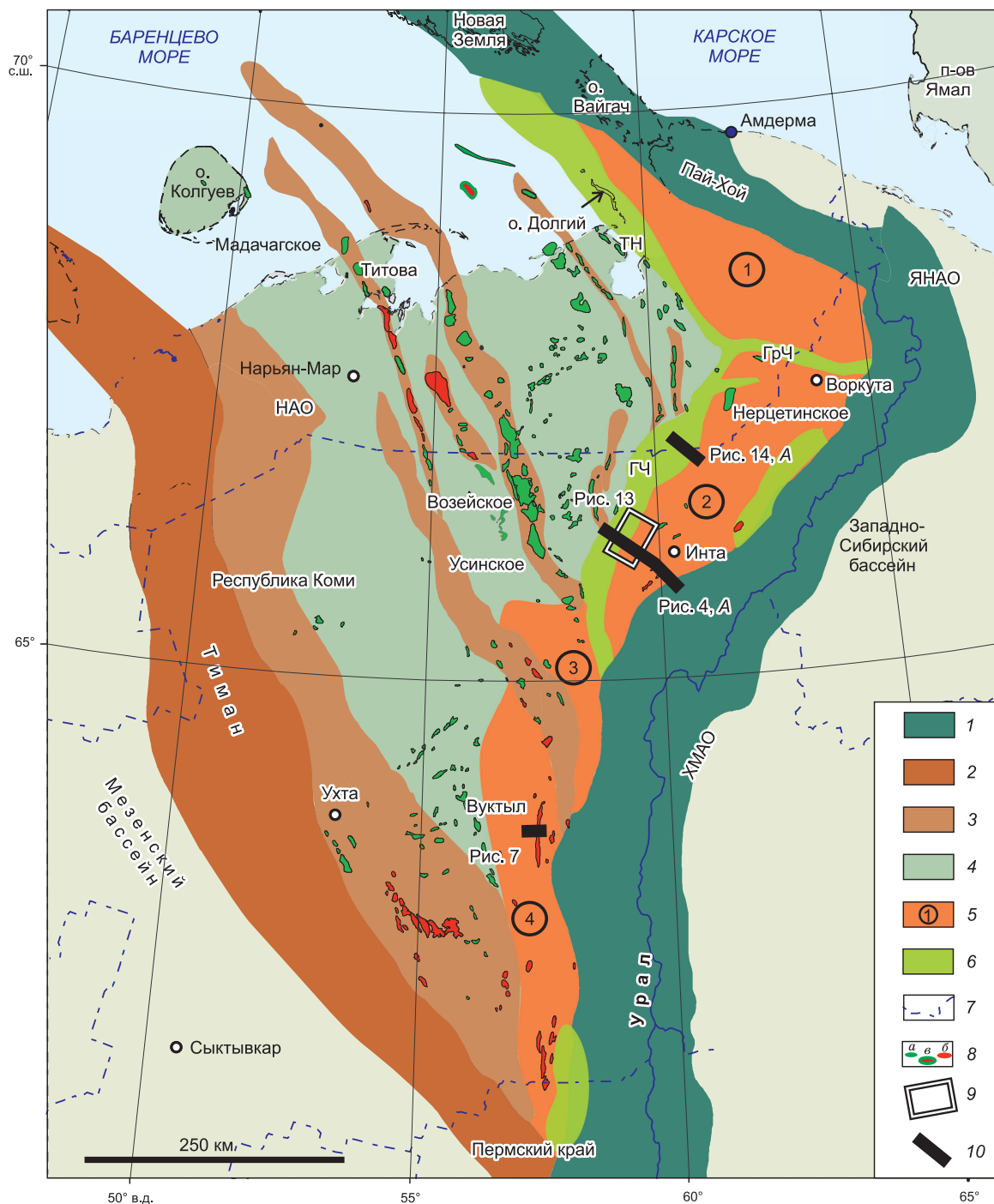


Рис. 12. Структурная схема Тимано-Печорского бассейна с размещением месторождений нефти и газа ([Соборнов, 2023б] с дополнениями).

Впадины краевого прогиба Урала и Пай-Хоя (цифры в кружках): 1 — Кортаихинская; 2 — Косью-Роговская; 3 — Большесынинская; 4 — Верхнепечорская. Обозначения упоминаемых структурных элементов: ТН — Талотинский надвиг, ГрЧ — гряда Чернова, ГЧ — гряда Чернышева. Показано положение разрезов на рис. 4, 7, 14 и данных 3D на рис. 13. Складчатые пояса: 1 — орогенетические сооружения Урала и Пай-Хоя, 2 — складчатые сооружения Тимана. Структурные зоны Тимано-Печорского бассейна: 3 — поднятия, валы, Притиманская моноклинал; 4 — синклинальные зоны, впадины; 5 — краевые прогибы; 6 — зоны соляных деформаций; 7 — административные границы; 8 — месторождения: а — нефти, б — газа, в — нефти и газа; 9 — район, показанный на рис. 13; 10 — сейсмический/геологический разрез.

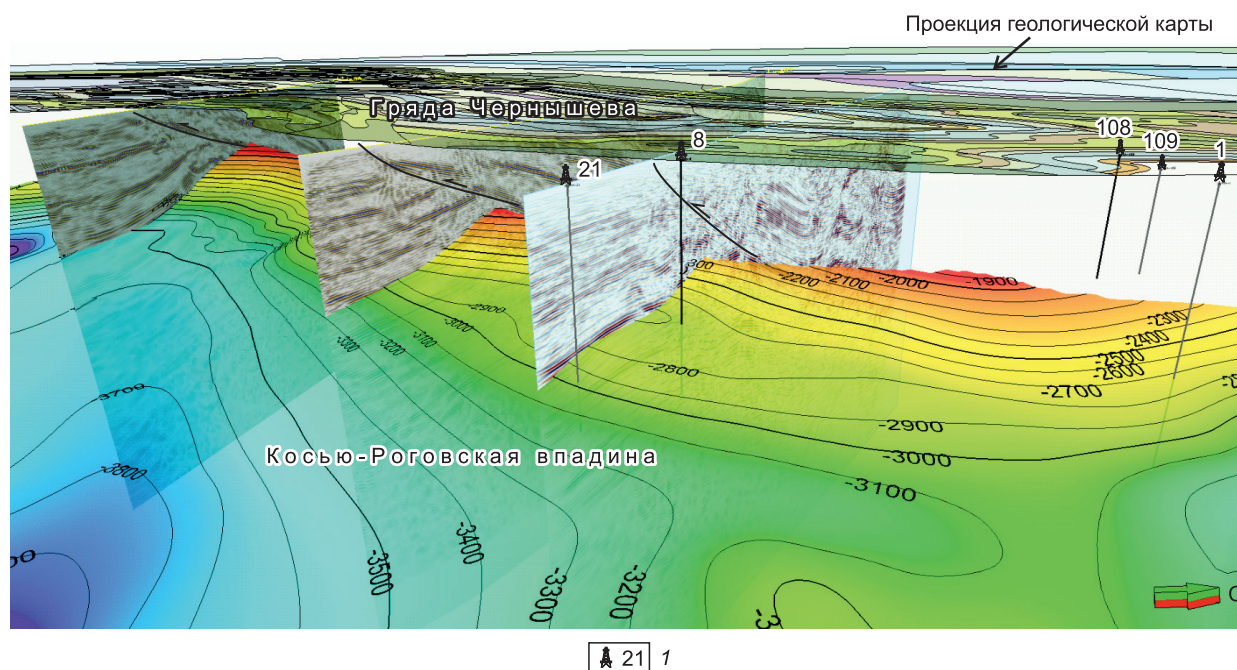


Рис. 13. Объемное представление строения Поварницкой поднадвиговой структуры по данным 2D и 3D сейсморазведки.

Показана глубинная структурная поверхность визейского несогласия (м). 1 — Поварнинская скважина и ее номер.

В ходе сжатия, вызванного коллизионной складчатостью, соль выжималась на поверхность, где образовывала покровы-глетчеры (см. рис. 15, Б). Это происходило за счет того, что пространство, занимаемое солью, замещалось компетентными породами аллохтонной пластины, сорванной по солям и перемещенной из зоны уральской коллизии. При этом выжатая соль представляла собой буферный слой, который обеспечивал взаимное перемещение тектонических пластин над и под ней. Образцы керн на скважин, вскрывших выжатые соли, содержат эвапоритовый меланж и обломки вмещающих пород (см. рис. 15, Б). В результате формировались асимметричные грибовидные диапиры и покровы, характерные для зон раздавленных соляных структур [Graham et al., 2012; Tamas et al., 2018]. В Тимано-Печорском бассейне такие структуры наиболее полно представлены в юго-восточной части Печорского моря [Соборнов, 2023б]. На суше последующая эрозия и растворения солей, как правило, приводили к удалению «шляпы» грибовидного диапира (см. рис. 15, Б).

Рассмотренный механизм деформаций создал высокоамплитудные структуры, содержащие резервуары в широком стратиграфическом диапазоне. Основной покрывкой являются соляные покровы. Эти ловушки способны аккумулировать нефть и газ как до-, так и синколлизонных миграционных потоков. Продуктивность ловушек, связанных с раздавленными диапирами, доказана целым рядом крупных открытий в разных нефтегазоносных бассейнах. Особенно важно это направление работ в пределах зоны распространения аллохтонных солей в бассейне Мексиканского залива. Именно здесь в последние десятилетия выявляются самые крупные месторождения конвенциональной нефти и газа в США [Weimer et al., 2017].

До настоящего времени единичные скважины, пробуренные на подобные подсолевые ловушки, не дали ожидаемых открытий, хотя сопровождалась значительными нефтегазопроявлениями [Данилов, 2017]. Критический анализ проведенных работ показал, что причиной этого явилось неудачное размещение скважин [Грунис и др., 2016]. В зоне поисков в подсолевом разрезе отсутствовали замкнутые ловушки. Бурение велось на основании разряженной сети данных 2D, что не позволило получить надежную структурную основу. Подготовка структур в этих зонах с использованием современных геолого-разведочных технологий позволяет рассчитывать на новые крупные открытия.

Стратиграфические и комбинированные ловушки. При интерпретации современных данных можно рассчитывать на значительный нефтегазоносный потенциал стратиграфических и комбинированных ловушек Предуралья, связанных с резкими изменениями уровня моря. Эти изменения привели к формированию обломочных шлейфов карбонатных платформ, конусов выноса, зон несогласий, что обеспечивало формирование высокеемких коллекторов.

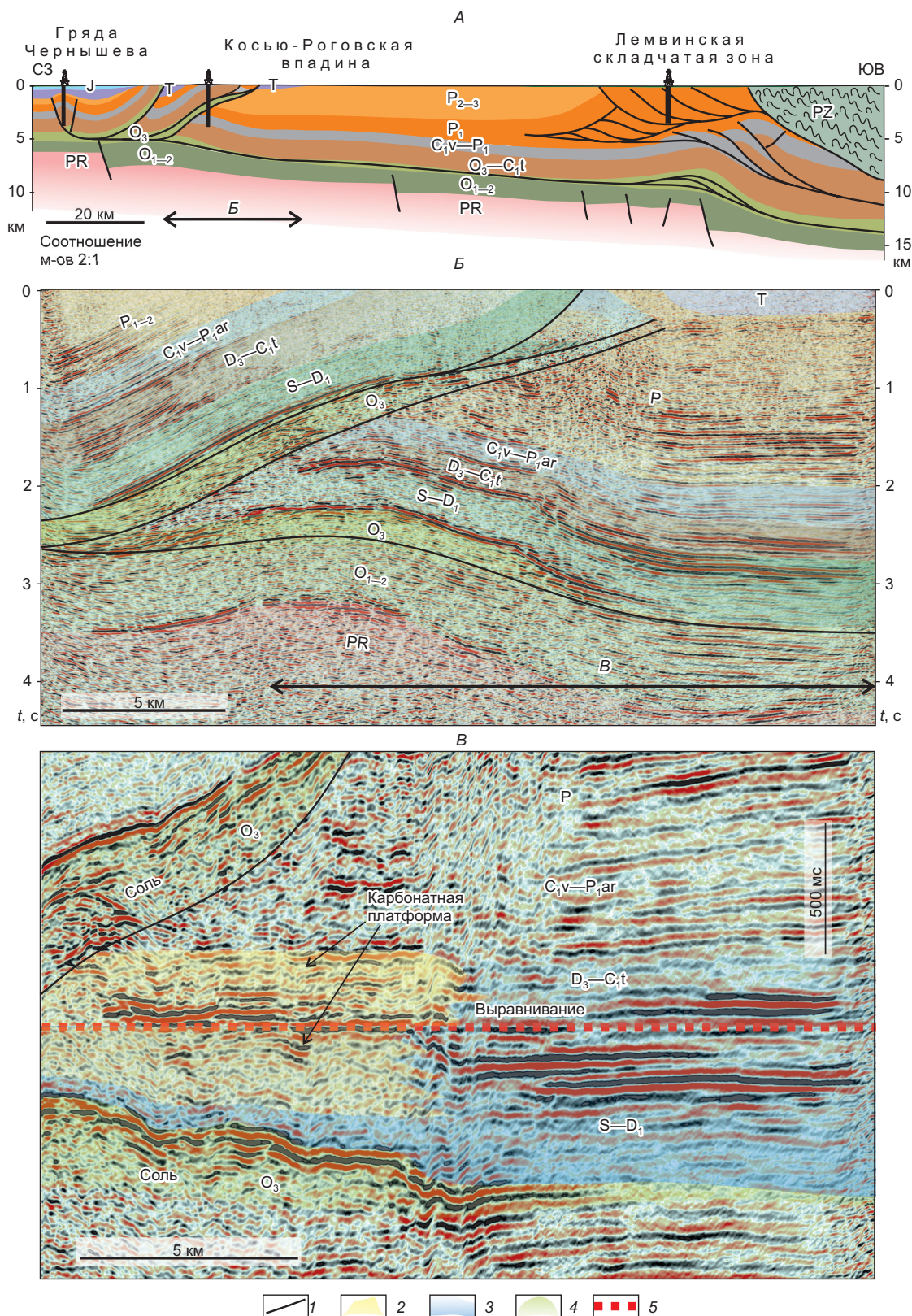


Рис. 14. Схематический геологический разрез центральной части Косью-Роговской впадины (А), интерпретированный сейсмический разрез, пересекающий зону сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины (Б), фрагмент того же разреза, выровненный по поверхности франского несогласия и увеличенным вертикальным масштабом, показывающий симбиоз соляного поднятия и карбонатных банок в перекрывающих силурийско-турнейских отложениях (В).

Положение разреза см. на рис. 1 и 12. 1 — разлом, 2 — карбонатная банка, 3 — бассейновые отложения, 4 — эвапориты, 5 — поверхность выравнивания.

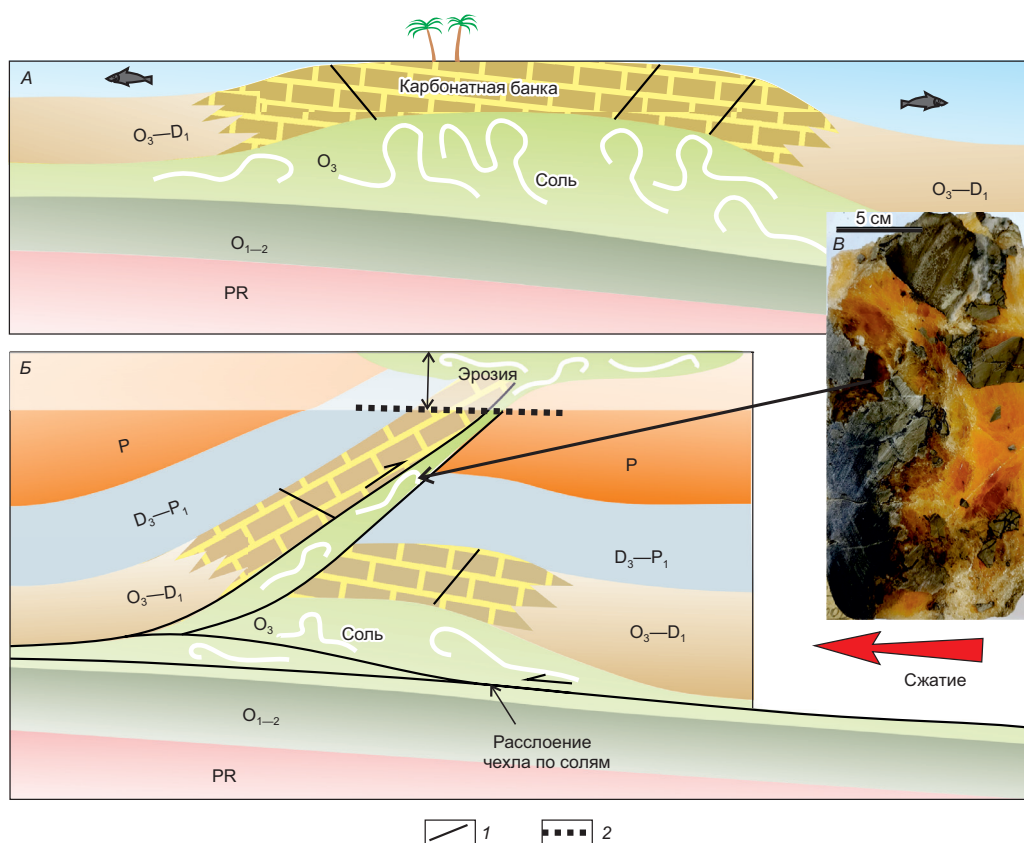


Рис. 15. Схема развития раздавленного соляного диапира.

А — рост соляного вала и формирование над ним карбонатной банки. *Б* — коллизийное сжатие, сопровождаемое формированием надвига и экструзией соли. *В* — образец ядра, представленный соляным меланжем и обломками вмещающих отложений, из зоны раздавленного диапира (ядро ПАО «Газпром»). 1 — разлом, 2 — несогласие.

К стратиграфическим ловушкам приурочены крупные залежи нефти в эродированных и закарстованных нижнедевонских карбонатах месторождений им. А. Титова и Р. Требса на севере Тимано-Печорского бассейна. Примечательно, что эта зона нефтенакпления была установлена случайно. Целью поисков в этом районе были верхнедевонские рифы. В 2022 г. на акваториальном продолжении этого продуктивного тренда было открыто крупное Мадачагское месторождение. Запасы нефти этого месторождения по сумме категорий $C_1 + C_2 = 82.3$ млн т [Итоги..., 2023].

В зонах передовой складчатости Урала и Пай-Хоя, а также в краевом прогибе залежи такой величины неизвестны. Причина этого в том, что выявление малоамплитудных стратиграфических и комбинированных ловушек в зонах сложного геологического строения представляет значительно более сложную задачу, чем нахождение высокоамплитудных поднятий. Однако современные методы работ позволяют уверенно выделять такие ловушки, один из примеров приведен на рис. 16. Он демонстрирует строение визейско-среднекаменноугольных отложений в юго-западной части Косью-Роговской впадины, которые проградационно наращивают позднедевонско-турнейский шельф (см. рис. 8).

Высота рассматриваемой карбонатной постройки составляет около 300 м. Она является частью протяженного структурного тренда, представляющего очевидный поисковый интерес. Как видно на сейсмическом разрезе, эти структуры практически не выражены в перекрывающих и подстилающих стратиграфических комплексах, так как ограничены снизу и сверху эрозионными несогласиями. Ее выявление стало возможным благодаря проведению сейсморазведки 3D, что дало высокоинформативные данные.

Современные сейсмические данные позволяют выделять зоны резкого сокращения толщины потенциально нефтегазоносных интервалов в районах интенсивных складчато-надвиговых деформаций. Их происхождение связано с резкими изменениями уровня моря в комбинации с активными тектоническими движениями на континентальной окраине. Пример резкого выклинивания отложений в Юрюзано-Сылвенской впадине показан на рис. 17. Ранее информативность сейсмических данных в складчатых зонах затрудняла выявление подобных седиментационных тел.

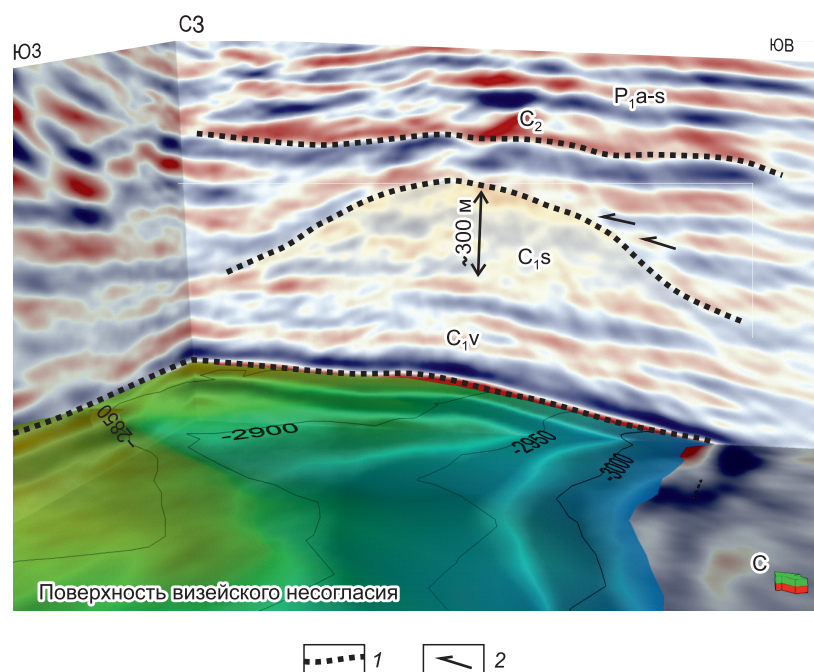


Рис. 16. Объемное представление внутриформационной карбонатной постройки на северо-западном борту Косью-Роговской впадины.

Положение разреза см. на рис. 1. 1 — отраженный горизонт, 2 — подошвенное налегание.

Очевидно, что стратиграфические и комбинированные ловушки представляют значительный поисковый интерес. Эти структуры образуют ловушки, сформированные до и/или во время основных миграционных потоков. Это выгодно отличает их от многих постмиграционных ловушек складчатых зон Предуралья. Они со значительно большей вероятностью будут содержать залежи нефти и газа.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Анализ размещения перспективных зон нефтегазонакопления Предуралья обнаруживает их связь с геодинамическими условиями развития Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Сокращение мощности и стратиграфической полноты палеозойского осадочного чехла на значительной волго-уральской части зоны предгорной складчатости Предуралья существенно ограничивает ее нефтегазовый потенциал. Это обстоятельство компенсируется увеличенной толщиной рифейских отложений, которые, вероятно, явились основным источником нефти для платформенных районов Волго-Уральского бассейна, включая уникальное Ромашкинское месторождение [Соборнов, 2023a]. По-видимому, наибольший поисковый интерес в предуральской части этого бассейна представляет зона распространения слепых надвигов на его юге (см. рис. 9, 10). Здесь происходит быстрое погружение Предуралья в направлении Прикаспийской впадины, которая может служить источником нефти и газа.

В предгорьях Тимано-Печорского бассейна рифейские осадочные отложения отсутствуют. Вероятно, по этой причине запасы нефти и газа платформенной части этого бассейна существенно меньше, чем в Волго-Уральском. Между тем это компенсируется существенно более высоким нефтегазовым потенциалом палеозойских отложений складчатого борта бассейна. Динамика развития этого бассейна способствовала формированию мощного осадочного чехла, богатого нефтегазоматеринскими отложениями на протяжении почти всего палеозоя (см. рис. 2). В его пределах накопились верхнеордовикские соли, которые отсутствуют в Центральном и Южном Предуралье. Условия коллизии и реологическая неоднородность мощного чехла привели к формированию многообразных надвиговых, сдвиговых, диапировых и инверсионных структур. Кроме этого, в разрезе палеозойских отложений проявлено несколько эпизодов резких изменений уровня моря, что способствовало формированию стратиграфических и комбинированных ловушек. Эти факторы не оставляют сомнений в том, что в предуральской части Тимано-Печорского бассейна могут быть сделаны крупные новые открытия. Высокий нефтегазовый потенциал северной части Предуралья подтверждается наличием здесь уникального Вуктыльского месторождения.

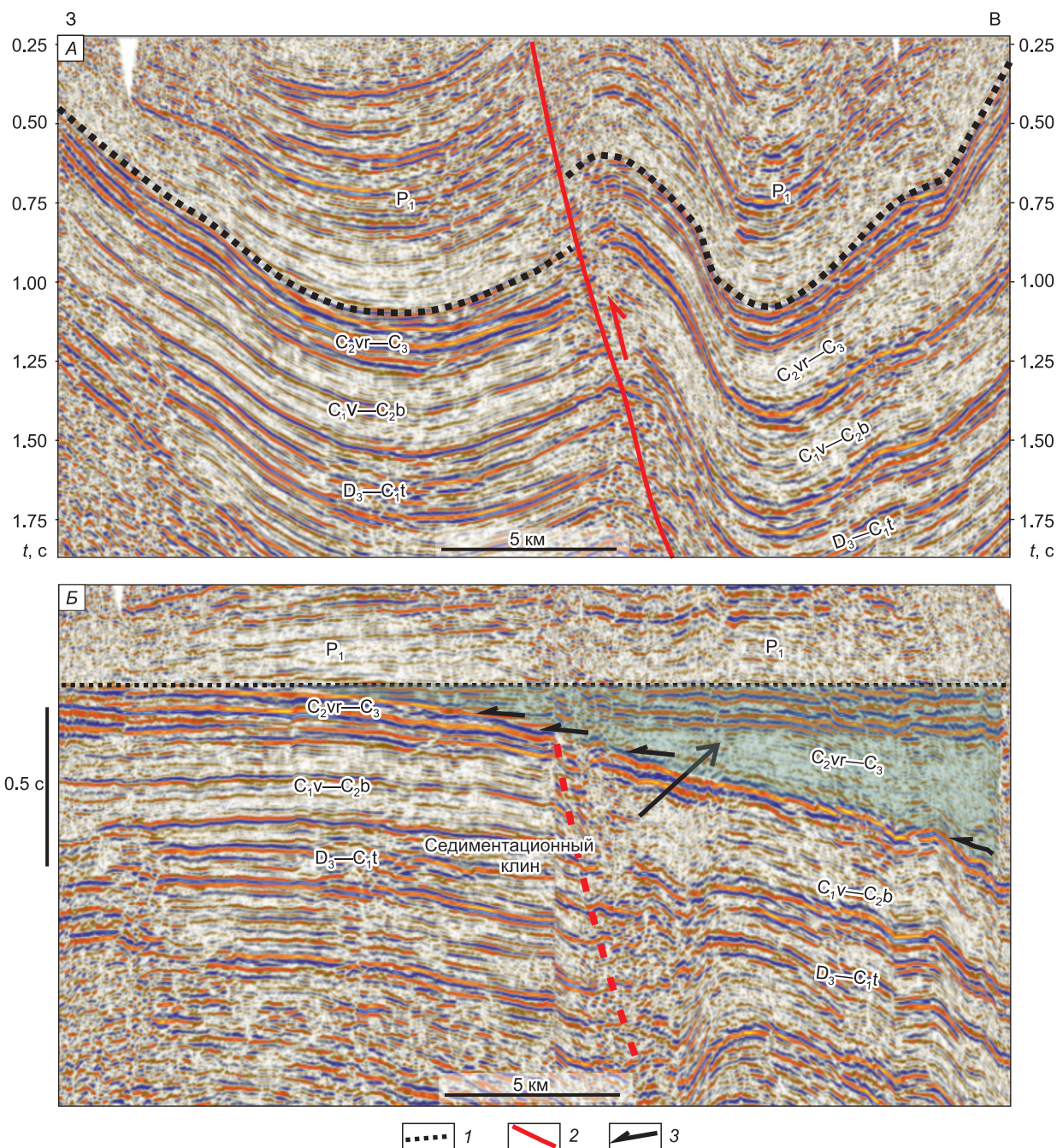


Рис. 17. Выражение верейско-верхнекаменноугольного седиментационного клина в зоне складчатости по сейсмическим данным (выделен зеленым).

A — интерпретированный сейсмический разрез; *B* — то же, с выравниванием по кровле верхнекаменноугольных отложений. 1 — кровля верхнекаменноугольных отложений, 2 — разлом, 3 — подошвенное налегание. Положение разреза см. на рис 1.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На протяжении многих десятилетий поиски нефти и газа в складчатых зонах и краевом прогибе Предуралья сводились к разбурированию относительно просто выявляемых антиклинальных структур и рифов на небольших глубинах. Это позволило сделать ряд важных открытий, однако общая результативность работ была низкой. Изучение полученного опыта показывает, что, с одной стороны, это объясняется недостаточной информативностью данных для надежной подготовки структур в районах сложного строения. С другой стороны, оценка поисковых объектов не учитывала особенности развития нефтегазо-

вых систем этих районов. По сравнению с центрами традиционной добычи в платформенных районах Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов эта специфика обусловлена большей мощностью осадочного чехла, изменчивостью его состава и строения, многофазностью структурного развития.

В силу существенных отличий в геологическом развитии складчато-надвиговых зон и краевого прогиба Предуралья от платформенных районов Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов методика проведения поисковых работ на нефть и газ должна быть адаптирована к специфическим особенностям развития их нефтегазовых систем. Выявление антиклинальных структур важное, но недостаточное условие успешных поисковых работ. Многие неудачи были обусловлены постмиграционным происхождением структур, низкой емкостью резервуаров и нарушенностью покрышек разломами.

Интерпретация геолого-геофизических данных с использованием новых знаний показывает, что в Предуралье существуют слабоизученные зоны нефтегазонакопления, способные содержать крупные залежи традиционной нефти и газа. К их числу относятся районы распространения слепых надвигов, подсолевые ловушки в зонах развития дислоцированных солей, а также стратиграфические и комбинированные ловушки, связанные с фациальной неоднородностью. Их опосредованное с большой вероятностью даст «второе дыхание» геологоразведке в Предуралье. Наибольший поисковый интерес представляет Тимано-Печорский сегмент Предуралья, обладающий мощным высокопродуктивным палеозойским чехлом и большим разнообразием ловушек нефти и газа.

Автор выражает глубокую признательность В.Н. Данилову, В.А. Жемчуговой, И.П. Короткову, Н.И. Никонову, П.И. Сафронову, Н.С. Соколову за обсуждение различных аспектов сейсмической интерпретации и геологии Предуралья, а также замечания по содержанию статьи. ООО «Северо-Уральская нефтегазовая компания» и ООО «Северо-Запад» оказали техническую поддержку в проведении исследований.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К., Богословский С.А. Результаты расчетного моделирования нефте- и газообразования в прогибах Тимано-Печорского бассейна. Доклад на научно-практической конференции «Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России», СПб, ВНИГРИ, 2012, CD-ROM.

Гатиятуллин Н.С. Особенность пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефти на территории Республики Татарстан // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2010, т. 5, № 3, https://www.ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf.

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.

Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. СПб, Реноме, 2017, 288 с.

Данилов В.Н., Гудельман А.А., Уткина О.Л., Каравай Е.Г., Табрин В.Л., Вишератина Л.П., Мартынов А.В., Огданец Л.В., Лютиков Н.В., Анищенко Л.А., Клименко С.С., Приймак П.И., Макарова И.Р. Геологическое строение и перспективы газонаосности западного склона Полярного и Приполярного Урала (по результатам геолого-разведочных работ) / Ред. В.Н. Данилов. СПб, ВНИГРИ, 2015, 264 с.

Ефимов А.Г., Политыкина М.А., Тюрин А.М., Багманова С.В., Побережский С.М. Флишоидный газ Оренбуржья — новый нетрадиционный источник природного газа (аналог сланцевого газа) // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России, 2017, № 3 (31), с. 281—291.

Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. Кн. 1. М., Недра, 1990, 328 с.

Итоги работы Федерального агентства по недропользованию в 2022 году и планы на 2023 год. Информационно-аналитические материалы. 108 с. <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/8866.pdf>.

Казанцев Ю.В. Структурная геология Предуралья. М., Наука, 1984, 185 с.

Камалетдинов М.А. Покровные структуры Урала. М., Наука, 1974, 236 с.

Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа, 2013, № 3, с. 76—87.

Клименко С.С., Анищенко Л.А. Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне // Изв. Коми НЦ УрО РАН, 2010, № 2, с. 61—70.

Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2015, № 5, с. 8—17.

Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Немов В.Ю. Нефтяная промышленность исторически главных центров Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, элементы их истории, ближайшие и отдаленные перспективы // Геология и геофизика, 2016, т. 57 (12), с. 2097—2114.

Лазеев А.Н., Гайдук А.В., Гнутова Э.Н., Никитин Ю.И., Попов В.Г., Стрельников Т.М., Фищенко А.Н., Хайруллина Е.А. Геолого-разведочные работы ПАО «НК «Роснефть». Результаты, достижения, планы // Геология нефти и газа, 2016, № 5, с. 75—84.

Муслимов Р.Х. Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов — вение времени // Георесурсы, 2019, т. 21, № 4, с. 55—62.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Ред. Р.Х. Муслимов. Казань, Изд-во «Фэн», 2007, 316 с.

Пучков В.Н. Геология Урала и Предуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа, ДизайнПолиграфСервис, 2010, 280 с.

Соборнов К.О. Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2015, т. 10, № 1, https://www.ngtr.ru/rub/4/6_2015.pdf.

Соборнов К.О. Геодинамический контроль нефтегазоносности Предуралья // Георесурсы, 2023а, т. 25, № 2, с. 187—202.

Соборнов К.О. Региональная структура, диапиризм солей и нефтегазоносный потенциал акваториальной части Тимано-Печорского бассейна // Научный журнал Российского газового общества, 2023б, т. 1, № 37, с. 18—31.

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.

Шенин В.С., Алференок А.В., Долматова И.В., Мельникова Н.А. Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента // Геология нефти и газа, 2020, № 1, с. 35—55.

Шенин В.С. Геология и нефтегазоносность России. М., ВНИГНИ, 2012, 848 с.

Bally A.W., Sawyer D., Sinkewich A. Global tectonic and basin maps // Search and Discovery. 2020. Article #30444, https://www.searchanddiscovery.com/documents/2020/30444bally/ndx_bally.pdf.

Bishop R.S. Origins and habitats of supergiant fields: An interpretation // AAPG Bull., 2023, v. 107 (8), p. 1199—1256.

Graham R., Jackson M., Pilcher R., Kilsdonk B. Allochthonous salt in the sub-Alpine fold-thrust belt of Haute Provence, France // Geol. Soc. London, Spec. Publ., 2012, v. 363, p. 595—615.

Hubbert M.K. Degree of advancement of petroleum exploration in United States // AAPG Bull., 1967, v. 51 (11), p. 2207—2227.

Li W., Chen Z., Huang P., Yu Z., Min L., Lu X. Formation of overpressure system and its relationship with the distribution of large gas fields in typical foreland basins in central and western China // Pet. Explor. Dev., 2021, v. 48 (3), p. 625—640.

Lottaroli F., Craig J., Cozzi A. Evaluating a vintage play fairway exercise using subsequent exploration results: did it work? // Pet. Geosci., 2018, v. 24 (2), 159—171, doi: 10.1144/petgeo2016-150.

Najafi M., Vergés J., Etemad-Saeed N., Karimnejad H.R. Folding, thrusting and diapirism: Competing mechanisms for shaping the structure of the north Dezful Embayment, Zagros, Iran // Basin Res., 2018, v. 30, p. 1200—1229.

Rosso M., Malone P., Vergani G. The gas potential of the Sub-Andean basins; the current exploration status and the future prospectivity as an energy resource for the regional market // 24 World Gas Conf. Buenos-Aires, 2009, p. 1—34.

Shann M.V., Vazquez-Reyes K., Ali H.M., Horbury A.D. The Sureste Super Basin of southern Mexico // AAPG Bull., 2020, v. 104, p. 2643—2700.

Sternbach C.A. Super basin thinking: Methods to explore and revitalize the world's greatest petroleum basins // AAPG Bull., 2020, v. 104 (12), p. 2463—2506.

Tămaș D.M., Schlöder Z., Krézsek C., Man S., Filipescu S. Understanding salt in orogenic settings: The evolution of ideas in the Romanian Carpathians // AAPG Bull., 2018, v. 102 (6), p. 941—958.

Weimer P., Bouroullec R., Adson J., Cossey S.P.J. An overview of the petroleum systems of the northern deep-water Gulf of Mexico // AAPG Bull., 2017, v. 101 (7), p. 941—993.