

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 17.07.2026 г.

Принята к публикации 14.08.2026 г.

EDN: SOQDKG

УДК 551.2:553.98:551.734.5/.736(574)

Быкадоров В.А., Антипов М.П., Курина Е.Е., Третьяков А.А., Фомина В.В.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геологический институт Российской академии наук (ГИН РАН), Москва, Россия, vbykadorov@yandex.ru, mpantipov@yandex.ru, bokatr@yandex.ru, and8486@yandex.ru, valery.fomina17@gmail.com

ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ КАЗАХСТАНСКОГО ПАЛЕОКОНТИНЕНТА И ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Рассмотрены особенности строения верхнего палеозоя и показано, что активные геодинамические процессы в конце палеозоя привели к орогенезу, складчатости, проявлениям магматизма, ликвидации гранулярных коллекторов, денудации и разрушению вероятных залежей углеводородов. Лишь в центре палеоконтинента в Тенизской и Чу-Сарысуйской впадинах имеются условия для формирования и сохранения залежей газа. Небольшие залежи углеводородов по аналогии с Зайсанской впадиной прогнозируются в Павлодарском Прииртышье в мульдах, выполненных среднекаменноугольно-нижнепермскими угленосными породами и перекрытых триасово-юрскими породами.

Ключевые слова: *фаменско-пермские отложения, Казахстанский палеоконтинент, геодинамические процессы, перспективы нефтегазоносности.*

Для цитирования: Быкадоров В.А., Антипов М.П., Курина Е.Е., Третьяков А.А., Фомина В.В. Верхнепалеозойские отложения Казахстанского палеоконтинента и их нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/21_2026.html EDN: SOQDKG

Введение

Практикой нефтепоисковых работ установлено, что формирование нефтегазовых залежей происходит в слабо дислоцированных осадочных бассейнах, где имеются надежные покрывки, ловушки, нефтематеринские толщи, погруженные в благоприятные температурные условия. Такие условия возникают в различных геодинамических обстановках на окраинах и внутри дрейфующих континентов. Они наиболее благоприятны на пассивных континентальных окраинах и во внутриконтинентальных бассейнах. На активных окраинах в результате субдукции и коллизии возникают обширные орогенические пояса с интенсивными магматическими и тектоническими процессами. Временами субдукция затухает, и возникают условия для формирования залежей углеводородов, однако их век недолог, коллизия и длительная эрозия их разрушают. Только в удаленных от орогена частях подобных континентов залежи углеводородов могут сохраняться. Это характерно как для крупных, так и для небольших континентов, периодически возникающих в процессе эволюции Земли. Масштабы нефтегазонакопления на последних скромные. К ним относится Казахстанский палеоконтинент (КПК), существовавший самостоятельно в ордовикско-пермское время.

Площадь Казахстанского палеоконтинента около – 2,5 млн км². В него входят современные структуры юга Западной Сибири, Казахстанского щита с Тенизской и Чу-Сарысуьской впадинами, Тургая, Восточных Кызылкумов, Южного Прибалхашья, Северного Тянь-Шаня (рис. 1).

Интерес с точки зрения нефтегазоносности вызывают с конца 40-х гг. прошлого века фаменско-нижнекаменноугольные отложения КПК, сложенные мелководными карбонатно-терригенными, в том числе и рифогенными породами, содержащими включения нефти. Поисковые исследования не привели к существенным результатам, однако в ряде последних публикаций очень высоко оцениваются перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений осадочных бассейнов КПК с ресурсами углеводородов более 10 млрд. т [Атлас нефтегазоносных..., 2014]. Всесторонний анализ обширной геолого-геофизической информации, в том числе сейсмической и геодинамической, такие прогнозы не подтверждает. Казахстанский палеоконтинент сформирован в результате аккреционных и коллизионных процессов в конце ордовика – начале силура и состоит из древних докембрийских террейнов, островных дуг и нижнепалеозойских складчатых систем [Атлас литолого-палеогеографических..., 2002; Ужкенов и др., 2004]. В течение девонско-раннекаменноугольного времени Казахстанский континент окружен вулканоплутоническими поясами (рис. 2). На рубеже девонского и каменноугольного периодов активный вулканизм на его окраинах, за исключением Прибалхашской окраины, резко ослабел. Большая часть КПК покрыта мелководными морями с накоплением карбонатов. В центр Чу-Сарысуьского бассейна в фаменское время прорвались морские воды, и началось накопление соленосно-карбонатных пород. В турнейско-ранневизейское время шельфовое море с терригенно-карбонатными осадками покрыло почти весь КПК, за исключением Кокчетавского района и юга Северного Тянь-Шаня. Его северо-восточная часть оказалась в условиях прибрежной равнины, периодически заливаемой морем, и стала областью угленакопления. В поздневизейско-серпуховское время активизировались процессы субдукции с вулканизмом. На Уральской окраине развивалась Валерьяновская вулканическая дуга. На границе с Туркестанским океаном активизировался Прибалхашско-Илийский окраинно-континентальный вулканический пояс. В Обь-Зайсанском океане проявилась Жарма-Саурская вулканическая дуга, по восточному краю которой по Чарско-Горностаевской сутурной зоне сочленяются Казахстанский и Сибирский палеоконтиненты с их аккреционными приращениями [Глубинное строение..., 2002а]. В поздневизейско-серпуховское время в Центральном и Восточном Казахстане существовали обширные прибрежные равнины с угленакоплением. В Чу-Сарысуьском и Тенизском бассейнах море оставалось мелким. В нем отлагались глинисто-карбонатные осадки, местами гипсоносные или угленосные. В средне-

позднекаменноугольное время началась коллизия. В пределах окраинно-континентальных дуг верхнепалеозойский комплекс интенсивно смят в складки, подвергся магматизму и контактовому метаморфизму, что сформировало крупные рудные месторождения железа, меди, золота и др. За окраинно-континентальными дугами дислоцированность этого комплекса остается значительной (обычно 30-60°), местами имеются дайки и гранитные интрузии. Верхнекаменноугольные и пермские отложения почти повсеместно уничтожены эрозией. Гидротермальные процессы привели к заполнению порового пространства песчаников и известняков вторичными минералами.

В центре КПК в течение среднекаменноугольно-пермского времени обособились обширные Тенизская и Чу-Сарысуйская впадины с накоплением в основном озерно-аллювиальных отложений без явных признаков магматизма и слабо дислоцированных. В позднепермское время завершается коллизия с очаговым магматизмом (вулканическим и интрузивным). КПК стал частью суперконтинента Пангея. На восточной окраине КПК в тылу Жарма-Саурской дуги на месте задугового бассейна в C_2-P_1 существовали отдельные озерные бассейны с накоплением углей и горючих сланцев. В конце триасового периода (T_3) в связи с закрытием Палеотетиса активизировались сдвиговые перемещения, что привело к образованию многочисленных грабенов, выполненных юрскими угленосно-терригенными отложениями. Большая часть Казахстана в интервале от пермского до юрского времени подвергалась эрозии, что при крутом залегании слоев вело к разрушению возможных залежей углеводородов. В позднеальпийское время (олигоцен-квартер) коллизионные процессы на юге Азии привели к возникновению цепи орогенических хребтов Тянь-Шаня.

Чу-Сарысуйская впадина

Впадина вытянута в северо-западном направлении на 650 км при ширине 200-250 км, площадь её превышает 150 тыс. км (рис. 3). Во впадине установлены две соленосно-терригенные толщи: верхнедевонская-лагунная и пермская-континентальная. Верхнедевонские (фаменские) терригенно-соленосные отложения мощностью 500-1000 м распространены на Нижне-Чуйской седловине и Тастинском поднятии, в юго-восточных частях Кокпансорского и Тесбулакского прогибов и в северной части Муюнкумского прогиба. На остальных площадях породы верхнего девона отсутствуют или их мощности не превышают 50-100 м (рис. 4, 5). Мощности шельфовых нижнекаменноугольных терригенно-карбонатных пород возрастают с юго-запада на северо-восток с 500-800 м до 1800-2000 м на северо-востоке Муюнкумского прогиба. Средне-верхнекаменноугольные терригенные красноцветные отложения в прогибах имеют мощности 500-700 м, у восточной границы бассейна – от 1000-1500 м. Мощность соленосно-терригенных пермских отложений в прогибах достигает 1500-2000 м. Углы падения верхнепалеозойских слоев не превышают 8-10°.

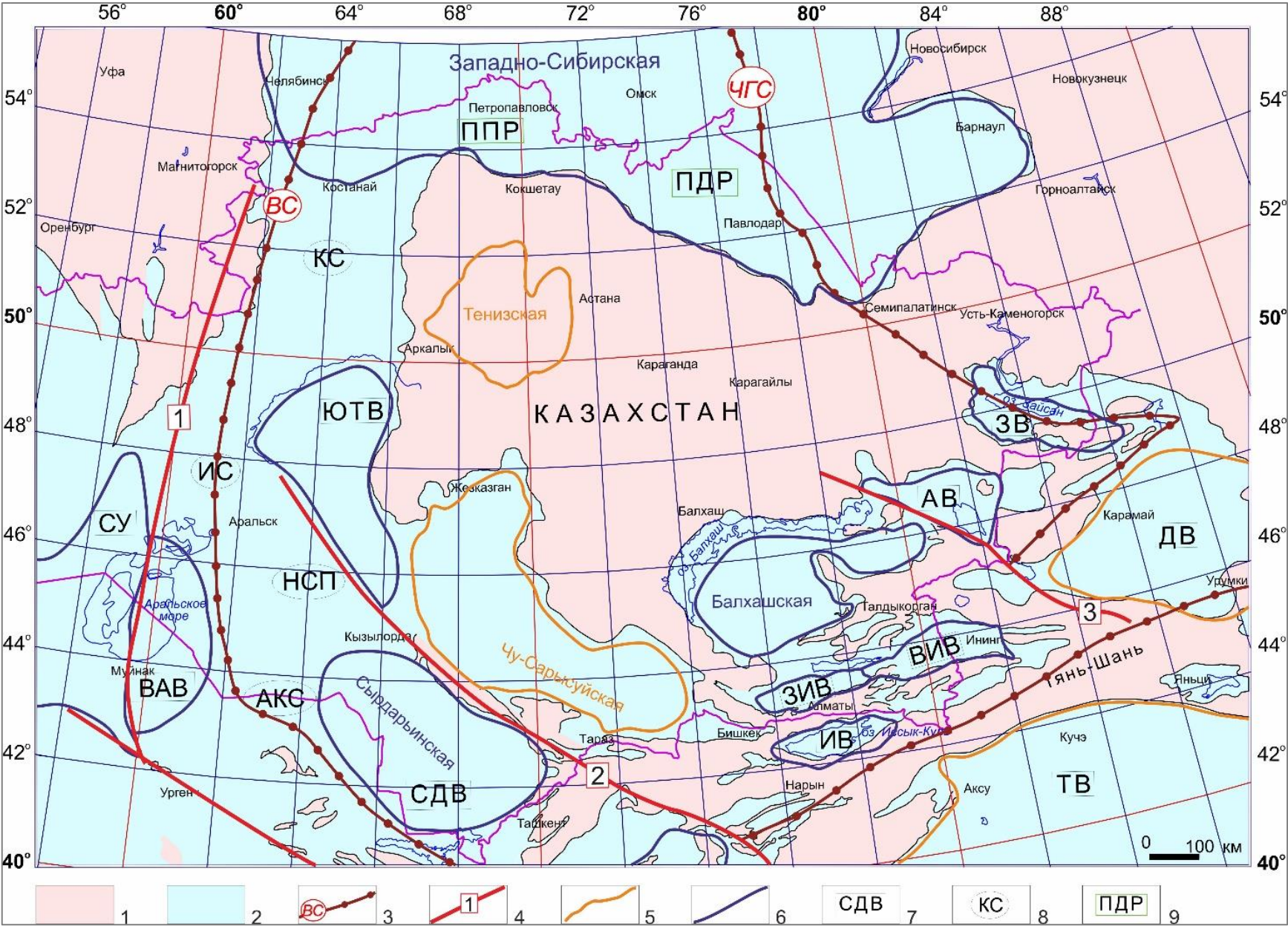


Рис. 1. Обзорная схема Казахстанского палеоконтинента

1 - выходы домезозойских пород на поверхность; 2 - области развития мезозой-кайнозойского осадочного чехла; 3 - границы КПК по сутурным зонам: ЧГС - Чарско-Горностаевская сутура, ВС - Валерьяновская сутура; 4 - разломы (1 - Арало-Кызылкумский, 2 - Каратау-Ферганский, 3 - Джунгарский); 5 - контуры палеозойских впадин; 6 - контуры мезозойско-кайнозойских впадин; 7 - обозначение впадин: ЗВ - Зайсанская, АВ - Алакольская, ДВ - Джунгарская, ВИВ - Восточно-Илийская, ЗИВ - Западно-Илийская, ИВ - Иссык-Кульская, ТВ - Таримская, СДВ - Сырдарьинская, ЮТВ - Южно-Тургайская, ВАВ - Восточно-Аральская, СУ - Северо-Устюртская; 8 - положительные структуры: КС - Кустанайская седловина, ИС - Иртышская седловина, АКС - Аккырко-Кумкалинская седловина, НСП - Нижне-Сырдарьинское поднятие; 9 - сегменты на юге Западно-Сибирской впадины: ППР - Петропавловский, ПДР - Павлодарский.

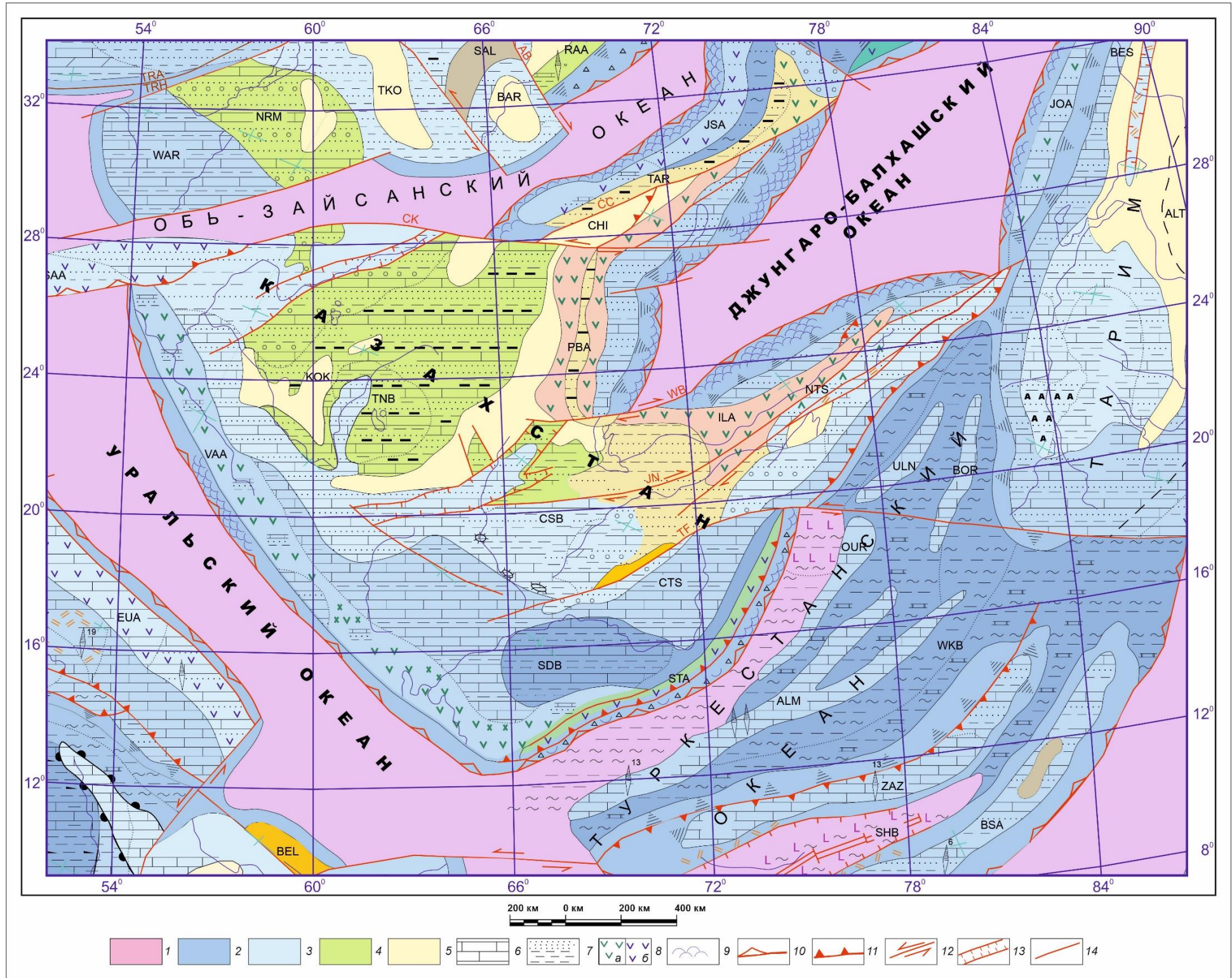


Рис. 2. Палинспастическая карта конца визейского времени (330 млн. лет) [Атлас литолого-палеогеографических..., 2002]

Палеогеографические обстановки: 1 - океаны; 2 - глубоководный шельф; 3 - мелководный шельф; 4 - озерно-аллювиальные равнины; 5 - суша. Осадочные комплексы: 6 - карбонатные; 7 - терригенные; 8 - вулканогенные комплексы: а) активных континентальных окраин; б) островных дуг; 9 - аккреционные призмы; 10 - зоны субдукции; 11 - тектонические покровы; 12 - трансформы, сдвиги; 13 - континентальные рифты; 14 - разломы. Вулканические дуги: VAA - Валерьяновская, EUA - Восточно-Уральская, JSA - Жарма-Саурская, STA - Южно-Тяньшанская, ILA - Илийская, PBA - Прибалхашская. Бассейны: CSB - Чу-Сарысуйский, TNB - Тенизский, SDB - Сырдарынский, NT - Северный Тургай. Массивы и блоки: KOK - Кокчетавский, CTS - Центрально-Тяньшанский, NTS - Северо-Тяньшанский, CHI - Чингизский, ST - Южный Тургай, TAR - Тарбагатай, NRM - Нюрольский, ALM - Алайский.

В течение верхнемелового и неогенового времени образовался маломощный (200-800 м) терригенный комплекс. Системой поднятий северо-западного и субширотного простирания бассейн расчленен на четыре крупных прогиба – Кокпансорский, Тесбулакский, Муюнкумский и Сузакско-Байкадамский. Сочленение поднятий с прогибами обычно происходит по разломам надвигового и сдвига-надвигового характера, секущих весь палеозойский чехол. Крупнейшей внутренней положительной структурой впадины является Тастинское поднятие. Поднятие разбито крупными продольными разломами на отдельные блоки. Блоки интенсивно дислоцированы и эродированы и в них отсутствуют залежи углеводородов. С востока поднятие ограничено Жезказган-Кокшетауским правым сдвиго-надвигом с амплитудой 100-120 км [Быкадоров, Волож, Антипов, 2015].

Геолого-геофизическая изученность впадины высокая, и накопленные материалы позволяют оценить неразведанный потенциал бассейна. Впадина интенсивно исследовалась в прошлом веке в течение 30 лет силами нефтеразведочной и трех геофизических экспедиций. В новом веке сейсмические работы выполнялись в Муюнкумском прогибе, на севере впадины пробурены поисковые скважины на трех структурах, на месторождении Амангельды началась добыча газа. Во впадине разбурено более 70 структур. Объем глубокого бурения составляет около 550 тыс. м³ (более 200 скважин). Выявлено и разведано 10 месторождений газа, в том числе семь углеводородного и три азотно-метанового. Разведанные запасы горючего газа более 3 млрд. м³ имеют месторождения: Амангельды (18), Придорожное (7,3), Айрақты (6,8), Анабай (3,1). Общие разведанные запасы горючего газа во впадине – 47 млрд. м³, из них 80% находится в Муюнкумском прогибе. В этом прогибе залежи горючего газа сосредоточены в турнейско-нижневизейских терригенных отложениях, в Кокпансорском прогибе в фаменско-нижнетурнейских песчаниках. Небольшие залежи газа установлены также в нижнепермских подсолевых и визейско-серпуховских песчаниках. Коллекторские свойства газоносных горизонтов – сложные, невыдержанные, трещинно-поровые, реже поровые. В связи с этим дебиты скважин в пределах одного месторождения резко изменчивы – от первых тысяч до 100 тыс. м³/сут. Нефтегазоматеринским комплексом во впадине являются нижнекаменноугольные терригенно-карбонатные отложения. Однако содержание $C_{орг}$ на большей части впадины низкое (менее 0,5%), и только в Муюнкумском прогибе показатели возрастают до 0,8% и здесь имеются углистые аргиллиты, а на севере прогиба каменные угли. Степень преобразования органического вещества (ОВ) высокая – от МК₃-до МК₅. Общие оценки неразведанных прогнозных ресурсов колеблются от 50 до 150 млрд. м³. Более реальной представляется первая цифра. Это подтверждают отрицательные результаты недавнего бурения в северной части бассейна на структурах Талап, Северный Кызылбак и Сарысуйская. На этих площадях вскрыты породы с низкими коллекторскими свойствами, без признаков газа.

Реальные возможности прироста запасов горючего газа остаются в Муюнкумском прогибе в основном за счет дополнительной разведки современными техническими средствами. Это – выявленные сложные месторождения и газопроявления Молдыбай, Анабай, Жаркум, Кумырлы и некоторые другие.

Тенизская впадина

Впадина расположена в Северном Казахстане, её протяженность составляет 250-300 км при ширине 150-180 км, площадь – около 40 тыс. км². Доплитный фаменско-пермский осадочный комплекс имеет мощности от 4500-5000 м на юге до сотен метров на севере. Увеличенные мощности установлены вблизи Сарысу-Тенизского поднятия. Структуры Сарысу-Тенизского поднятия надвинуты на впадину. Отложения фаменского яруса в южной части впадины сложены карбонатными породами мощностью до 1000 м. В центральных и северных частях мощности сокращаются до 200 м, местами до полного выклинивания, при этом известняки замещаются песчаниками с прослоями ангидритов и доломитов. Каменноугольные отложения распространены повсеместно. В турнейское время на юге и юго-востоке накапливались известняки с прослоями песчаников, темно-серых алевролитов и аргиллитов. На юге и юго-востоке мощности достигают 700 м, на крайнем севере они уменьшаются до 50 м. В визейско-серпуховское время преобладают песчаники, черные алевролиты и аргиллиты с прослоями известняков. На юге в кровле установлены тонкие прослои углей. Мощности на юге превышают 1000 м (скв. Истембет П-1), на севере сокращаются до 400-450 м.

В среднекаменноугольно-пермское время впадина заполнялась озерно-аллювиальными пестроцветными песчаниками и алевролитами с прослоями конгломератов, аргиллитов, туфов, мергелей мощностью от 3000 м на юге и до 1500 м на севере. Палеозойский комплекс впадины перекрыт континентальными верхнемеловыми и кайнозойскими песчано-глинистыми породами мощностью до 150 м. На большей части Тенизской впадины отложения доплитного фаменско-пермского комплекса рассечены многочисленными разломами северо-западной и северо-восточной ориентировки на ряд узких поднятий и широких мульд (рис. 6). Углы падения пород обычно не превышают 5-10°, и сейсморазведка четко картирует серию опорных отражающих горизонтов, в том числе в подошве фаменских, визейских, верхнекаменноугольных и нижнепермских отложений (рис. 7). Крупным приразломным Кокпектинским поднятием северо-западная неглубокая часть впадины отделена от сложного Восточно-Тенизского прогиба, где глубины до подошвы доплитного комплекса меняются от 2-2,5 до 4-5 км.

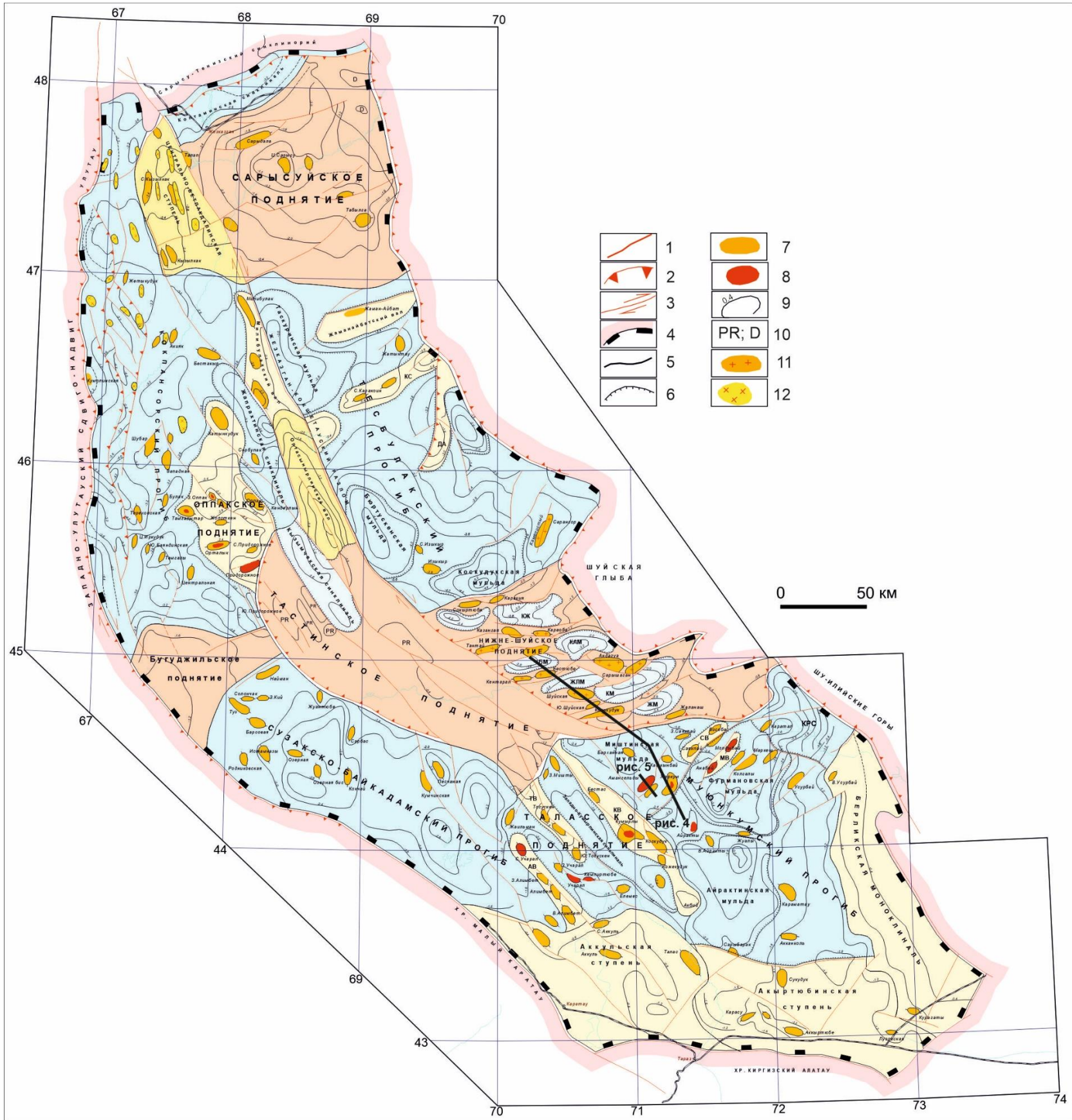


Рис. 3. Тектоническая схема палеозойского (D₃fm-P) комплекса Чу-Сарысу́йской впадины
1 - разломы, 2 - надвиги, 3 - сдвиги, 4 - границы впадины, 5 - границы крупных структурных элементов I порядка, 6 - границы структурных элементов II порядка, 7 - локальные структуры, 8 - газовые месторождения, 9 - изогипсы по нижней части каменноугольных отложений, 10 - выходы докембрийских пород на домезозойскую поверхность внутри бассейна. Соляные купола (подушки): 11 - D₃fm, 12 - P₁. СВ - Саякпайский вал, МВ - Молдыбайский вал, КВ - Коскудук-Норбайский вал, АВ - Алимбетский вал, ТВ - Тогузкенский вал, ЖМ - Жаланаишская мульда, КМ - Кызылтузская мульда, БМ - Бестюбинская мульда, КС - Каракоинский вал, ДА - Даутбайская антиклиналь, КРС - Каракольская синклиналь, КЖ - Каракия-Жапракская мульда, ЖЛМ - Жайляукольская мульда, КАМ - Койтас-Андагульская мульда.

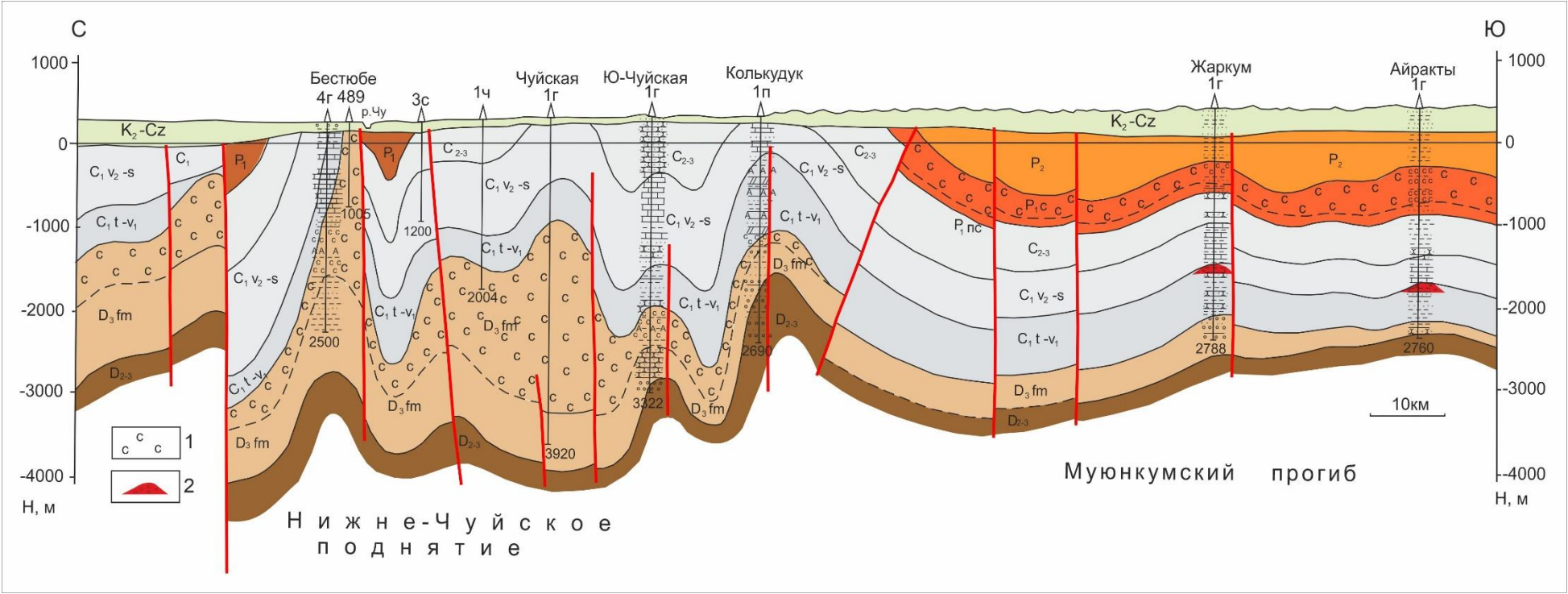


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез Нижне-Чуйского поднятия и северной части Муюнкумского прогиба
(по [Быкадоров, Волож, Антипов, 2015] с изменениями)
1 - соленосные отложения, 2 - газовые залежи. Положение разреза см. на рис. 3.

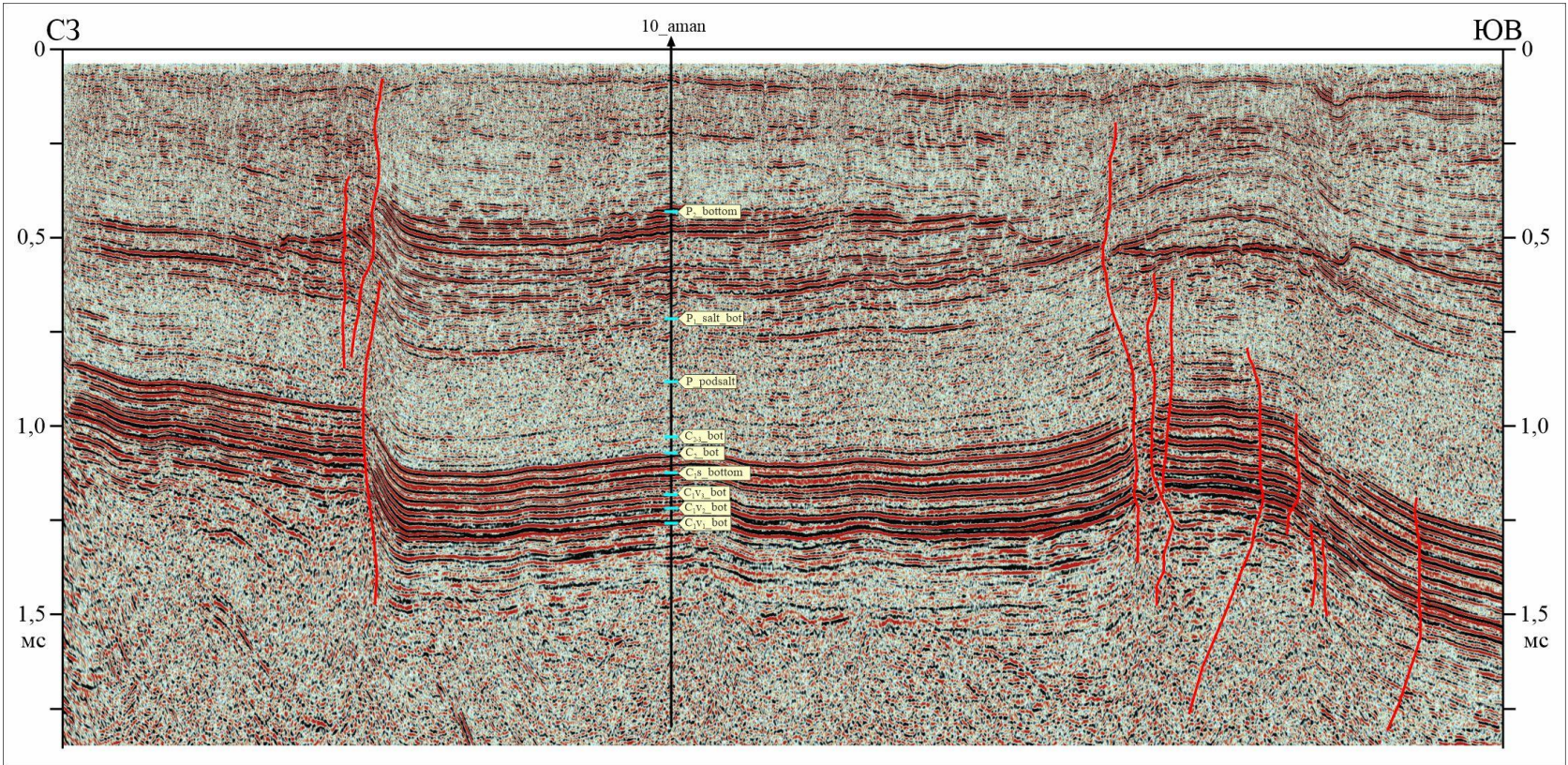


Рис. 5. Типичный сейсмический разрез Чу-Сарысуйской впадины
Муюнкумский прогиб со скважиной 10 на периферии месторождения Амангельды (60 км). Положение разреза см. на рис. 3.

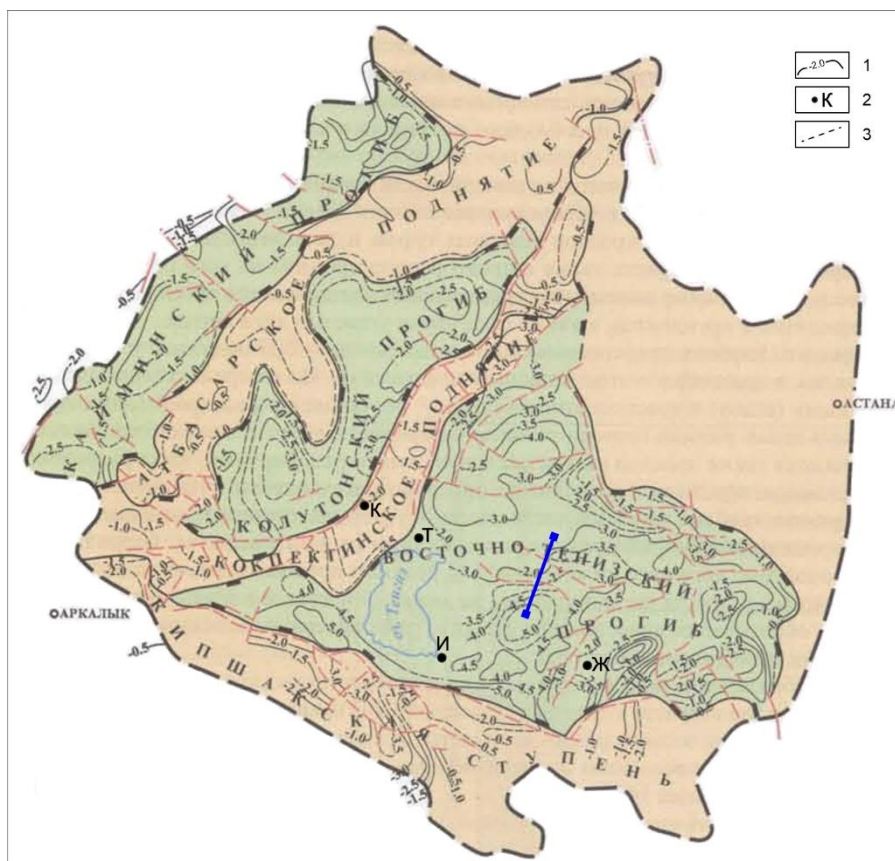


Рис. 6. Структурная схема Тенизской впадины по подошве доплитного комплекса (D_3^{fm-P})
(по [Глубинное строение..., 20026] с изменениями)

1 - изогипсы подошвы доплитного комплекса; 2 - глубокие скважины: К - Кокпекты, Т - Тенгиз, И - Истембет, Ж - Жараспай; 3 - разломы. Синяя линия показывает расположение профиля, приведенного на рис. 7.

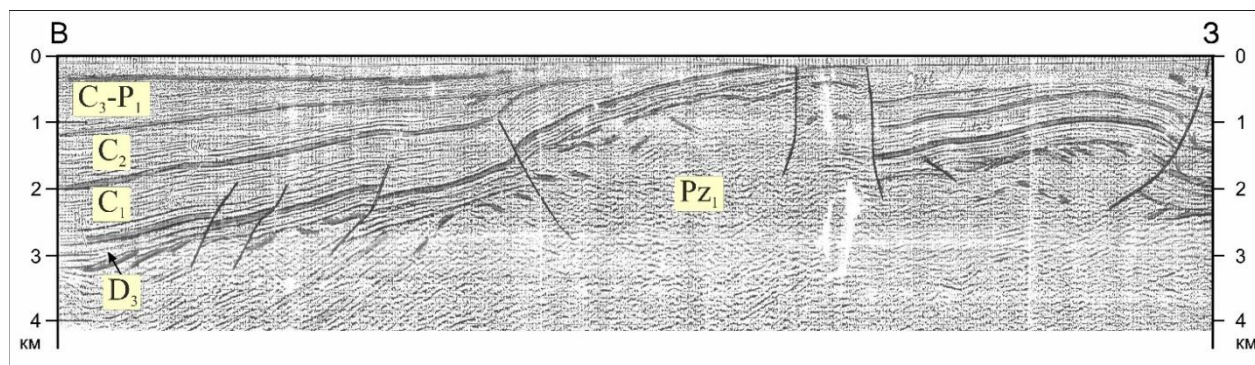


Рис. 7. Глубинный сейсмический разрез доплитного комплекса D_3-P_1 Тенизской впадины

Разрез характеризует умеренную дислоцированность. Положение разреза показано на рис. 6. В желтых прямоугольниках указан возраст отложений.

В Тенизской впадине геофизические и буровые нефтепоисковые работы проводились в 50-х гг. прошлого века. Пробурены четыре глубокие скважины без признаков нефти и газа. Две скважины глубиной 3002 м и 2496 м в 20 км к юго-востоку от озера Тенгиз на Истембетском поднятии вскрыли мощную (более 2 км) сероцветную морскую терригенную визейско-серпуховскую толщу. Тенизская опорная скв. ОП-1 в 20 км к северо-востоку от озера Тенгиз на

глубине 1496 м вошла в граниты, выше которых лежат нижнекаменноугольные терригенно-карбонатные породы мощностью 516 м и среднекаменноугольно-пермские терригенные мощностью 953 м. Пористость песчаников этой скважины составила всего 3-6,5%. Глубокая скважина на Кокпектинском поднятии в интервале 857-1210 м вскрыла эффузивно-осадочную красноцветную толщу девона. Выше залегают песчаники, аргиллиты и фаменско-нижнекаменноугольные известняки (мощностью 607 м), перекрытые средне-верхнекаменноугольными песчаниками мощностью 250 м. По полученным в 50-х гг. прошлого века данным впадина отнесена к малоперспективным районам [Дитмар, 1966]. Во впадине в прошлом веке проведены также значительные объемы поисковых работ на медистые песчаники с сейсморазведкой МОГТ и бурением более 20 скважин глубиной от 1200 до 2105 м [Александров, Нурлыбаев, 1990]. Горизонты медистых песчаников с борнитом, хальказином, халькопиритом установлены в девонско-верхнепермских отложениях. В поисковой на медь скв. О-15 вблизи скв. Г-1 Кокпекты с глубины 812 м из каменноугольных песчаников произошел выброс газа высотой около 50 м с содержанием 74-77% метана и 22-25% азота. Газ фонтанировал около 30 час. В юго-восточной части впадины в 2008 г. пробурена скв. П-1 Жараспай глубиной 2105 м, она показала отсутствие коллекторов в каменноугольных отложениях [Акчулаков, Бигараев, 2014]. Анализ геологических данных позволяет прогнозировать во впадине открытие небольших газовых месторождений. Обоснованием (кроме газопроявления) служат повышенные до 2% содержания $C_{орг}$, битумы до 0,1% в фаменско-нижнекаменноугольных отложениях и прослой углей. Более благоприятные условия для образования месторождений имеются в юго-восточной более погруженной части впадины (Восточно-Тенизский прогиб). Здесь нефтематеринские породы на глубине до 4-5 км прошли стадию генерации углеводородов и перекрыты мощными среднекаменноугольно-пермскими терригенными с локальными глинистыми покрывками. Но основным отрицательным фактором при оценке нефтегазоносности является интенсивная нарушенность осадочного чехла позднепалеозойскими разломами. На отдельных выступах эродированы отложения до раннекаменноугольного возраста и даже до фундамента. Установлено, что по разломам повсеместно циркулировали глубинные гидротермальные растворы, осаждавшие медные минералы в фаменско-пермских песчаниках [Александров, Нурлыбаев, 1990]. Отсутствие коллекторов или их низкое качество также, вероятно, обусловлено гидротермальными растворами, осаждавшими медные минералы и кальцит. Ухудшил коллекторы и пелитовый туфовый материал. Здесь отсутствует надежная региональная покрывка. В таких условиях можно прогнозировать открытие единичных мелких месторождений горючего газа.

Петропавловский район

В Петропавловском районе поисковые работы на нефть проведены в середине прошлого

века. Восточнее Петропавловска на пять локальных поднятия пройдено 16 скважин, вскрывших палеозойские отложения на глубинах от 1200 до 1880 м. Признаки нефтегазоносности не обнаружены [Мусагалиев, Быкадоров, Федоренко, 2005]. Платформенный чехол сложен в основном мел-неогеновыми терригенными породами. Юрские терригенные отложения небольшой мощности (70-150 м) развиты спорадически. В строении доюрского основания преобладают магматические и сложно дислоцированные отложения нижнего палеозоя и докембрия. К востоку от Петропавловска в Рявкинской мульде с размерами 70x40 км вскрыто около 400 м визейских серых аргиллитов, песчаников, известняков и туфов с углами падения 15-20°, иногда до 40-45°. В палеозойских отложениях отсутствуют коллекторы и притоки воды. Петропавловский район по сумме геологических признаков и условий относится к неперспективным на нефть и газ районам, как по мезозойским, так и палеозойским отложениям.

Павлодарское Прииртышье

Площадь Павлодарского Прииртышья – около 70 тыс. км. В 50-70-е гг. прошлого века в юго-западной части района выполнялись сейсморазведочные и буровые работы с целью поисков углей и бокситов. Помимо юрских установлены пермские угленосные отложения. В 1992-1997 гг. в районе проведены региональные сейсмические исследования МОГТ в объеме 4235 пог. км. Материалы МОГТ позволили получить представления о структуре и возрасте доплитных палеозойских отложений. В 2022 г. на севере района пробурена первая глубокая нефтепоисковая скважина на Кызылтауском поднятии глубиной 2520 м. С юго-запада район ограничен выходами на поверхность, в основном, нижнепалеозойских осадочно-вулканогенных и интрузивных образований. На них в разрозненных мульдах залегают умеренно дислоцированные мелководные карбонатно-терригенные отложения фаменско-турнейского возраста и терригенно-угленосные породы визейско-среднекаменноугольного возраста. Восточная граница КПК фиксируется по Чарско-Горностаевской аккреционной сутурной зоне шириной до 20 км. Зона сложена аллохтонными пластинами меланжированных серпентинитов, базальтов O₂-D₂, вулканитов, кремнистых сланцев D₃-C_{1v} [Глубинное строение..., 2002a]. Западнее располагается Жарма-Саурская вулканическая дуга с мощными островодужными осадочно-вулканогенными толщами позднедевонско-нижнекаменноугольного возраста, прорванными гранитными штоками. Дуга занимает большую правобережную часть региона, она прослежена по магнитным данным и подтверждена недавно глубокой скважиной на Кызылтауском поднятии, где вскрыто 1300 м вулканогенно-осадочных пород. По керну установлены сероцветные алевролиты, туффиты, кислые эффузивы, дациты, базальты. В пределах дуги слабо дислоцированные верхнепалеозойские и юрские отложения отсутствуют. С запада к дуге примыкал задуговый

бассейн, который в течение среднекаменноугольно-пермского времени оставался областью прогибания и осадконакопления в озеро-болотных условиях [Антонюк, Васюков, 2004]. Сейсморазведкой МОГТ в этом бассейне вдоль р. Иртыш севернее Павлодара закартирована серия мульд со слабо дислоцированными палеозойскими отложениями (рис. 8, 9). Для стратификации палеозойских отложений мульд привлечены материалы по хорошо изученной Белогорской угленосной мульде, расположенной в 100-120 км южнее Павлодара. Мульда ограничена крупными разломами, ее протяженность – около 40 км при ширине 8-10 км, углы падения пород – от 10 до 30° [Геология СССР..., 1989]. Самые древние отложения мульды – визейско-серпуховские вулканиты (кокпектинская свита) мощностью до 2000 м. Среднекаменноугольные отложения сложены морскими песчаниками, кремнистыми алевролитами, мергелями, туффитами, и порфиритами, с отдельными тонкими пластами углистых аргиллитов и каменных углей. Выше залегают красцветные терригенные отложения позднекаменноугольного возраста мощностью более 500 м. Нижнепермская угленосная толща мощностью до 1000 м представлена сероцветными терригенными породами с многочисленными угольными пластами мощностью до 3 м. Угли каменные, средней степени метаморфизма. Верхнепермские породы мощностью до 900 м сложены пестроцветными терригенными отложениями. Наиболее крупными являются Баракбайская и Разумовская мульды с размерами соответственно 60 x 45 км и 60 x 30 км при мощности слабо дислоцированных (доплитных) палеозойских отложений до 4 км. Достаточно активно эти мульды прогибались и в триасово-юрское время, когда накопилось до 500 м терригенных сероцветных озерно-аллювиальных отложений (см. рис. 9). В позднеюрско-раннемеловое время сформировались коры выветривания и озерные глины. Выше залегает готеривско-барремская киялинская, преимущественно глинистая, свита мощностью в первые сотни метров. Глубины залегания подошвы мезозойских отложений на большей части района не превышают 2 км.

После выполнения региональных сейсмических исследований МОГТ в 90-е гг. прошлого века регион во многих публикациях стал оцениваться как нефтегазоперспективный, но недостаточно изученный. При этом залежи углеводородов по аналогии с Западной Сибирью прогнозировались в выступах палеозоя и в основании мезозойского чехла в пределах всего региона [Акчулаков, Бигараев, 2015]. Но месторождения нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири известны в 500-600 км севернее Павлодара на Нюрольском блоке, где платформенный чехол имеет мощности около 3 км, а в юрских отложениях появляются нефтегазоматеринские породы и залежи нефти. Притоки нефти установлены на выступах палеозойских пород в коре выветривания и в зонах дезинтеграции, а также в юрских отложениях.

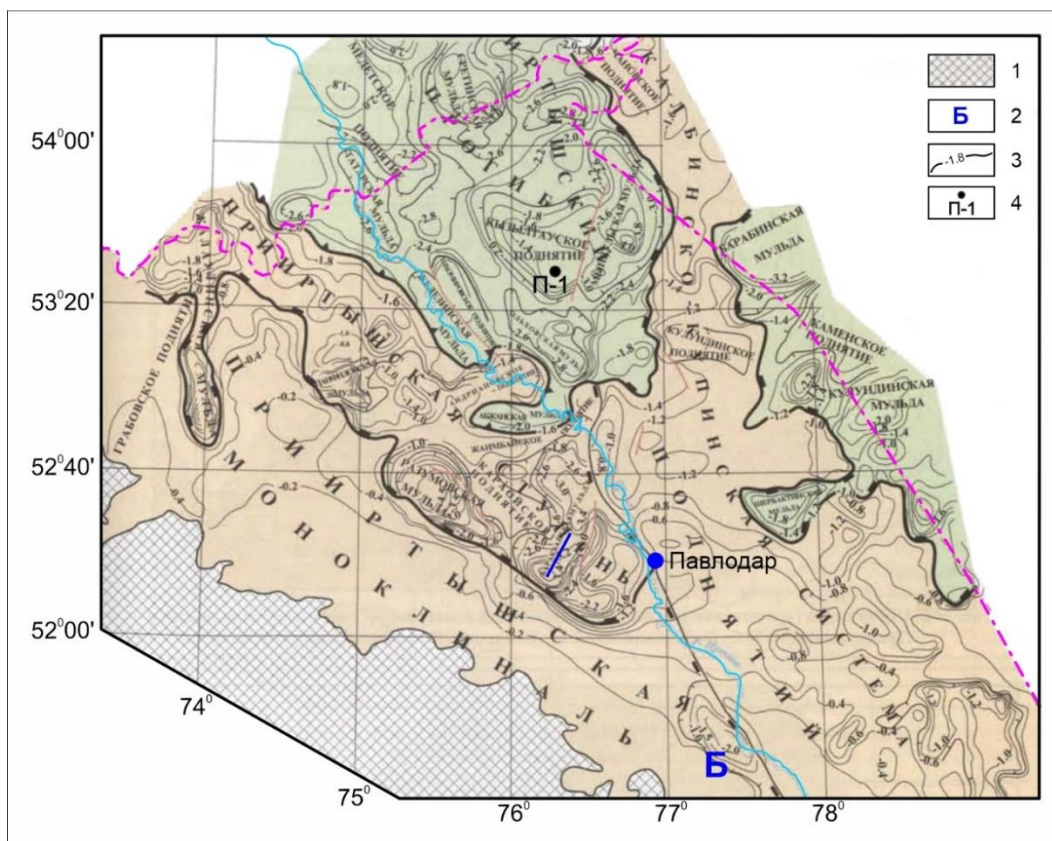


Рис. 8. Структурная схема по подошве доплитного комплекса Павлодарского Прииртышья
(по [Глубинное строение..., 20026] с изменениями)

1 - выходы палеозоя на поверхность, 2 - Белогорская муфта, 3 - изогипсы подошвы доплитного комплекса (C_2-P_1), 4 - скв. П-1 Кызылтауская. Синяя линия показывает расположение профиля, приведенного на рис. 9.

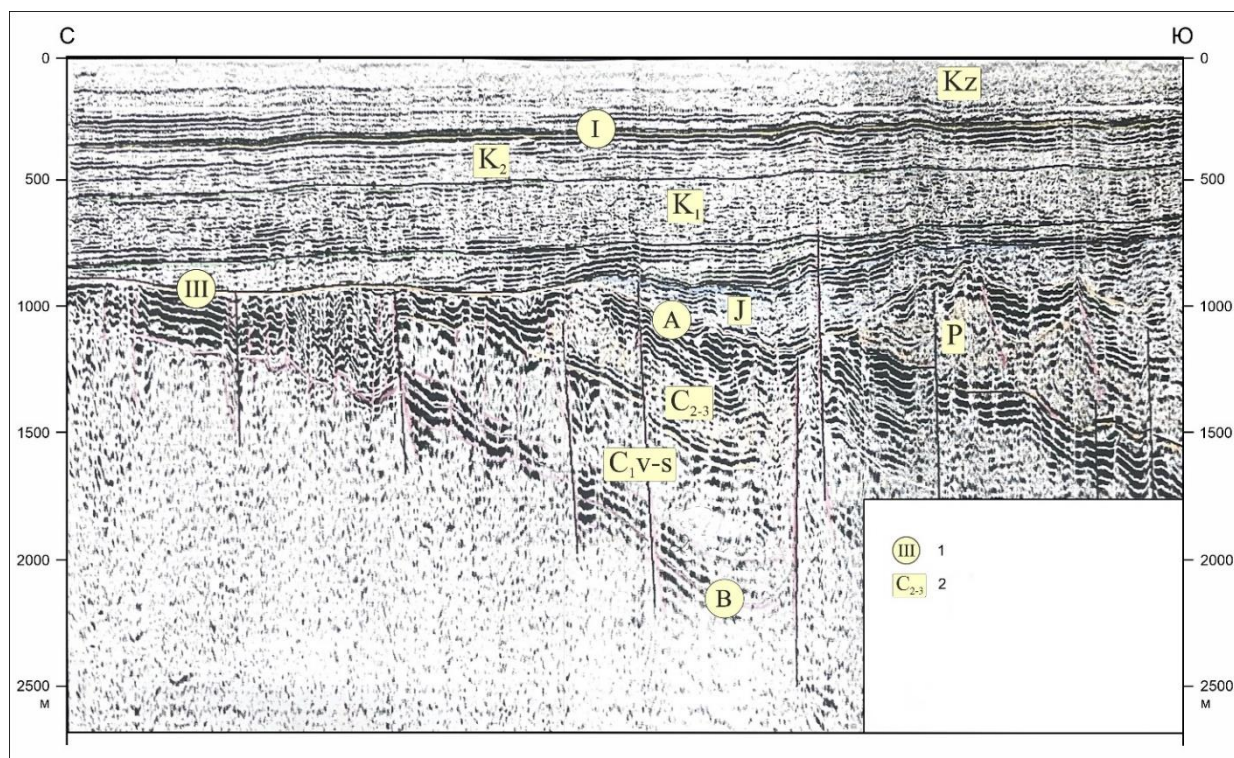


Рис. 9. Сейсмический разрез через Баракбайскую муфту (28 км)

1 - опорные отражающие горизонты, 2 - возраст пород.

Это указывает, что вероятный и основной источник нефти в палеозое – юрские толщи. Такой вывод подтверждают геохимические особенности нефтей со значительной долей гумусового ОБ [Ступакова и др., 2015]. Но наряду с гумусовым ОБ в нефтях имеется и морское сапропелевое ОБ из палеозойских пород. В Павлодарском районе Прииртышья платформенный чехол не обладает нефтегенерирующими способностями из-за малых мощностей (до 1200 м) и локального распространения юрских отложений, а девонско-нижекаменноугольные отложения сложены вулканогенно-осадочными породами, прорванными гранитами. Верхнепалеозойские отложения Павлодарского и Зайсанского районов сформированы в тылу Жарма-Саурской дуги в условиях остаточного опресненного бассейна. В Зайсанской впадине эти отложения сохранились в её глубокой части на юге, где они перекрыты континентальными триасово-юрскими песчано-глинистыми породами мощностью в первые сотни метров, а выше залегают мощные (до 1500 м) кайнозойские красноцветные отложения. В центре этой впадины открыто газонефтяное месторождение Сарыбулак, связанное с приразломным поднятием, с залежами в палеогеновых (газ), юрских (нефть), триасовых (нефть и газ) и пермских (тяжелая нефть) отложениях (рис. 10). Извлекаемые запасы нефти - 10,5 млн. т, газа - 4 млрд. м³. Основная часть запасов нефти содержится в палеозойских залежах. По биомаркерам установлено, что нефтематеринскими породами для юрских и пермских нефтей Зайсана являются пермские майчатские глинисто-сланцевые породы, образовавшиеся в озерных условиях [Zhu et al., 2022]. Вся Зайсанская впадина хорошо изучена сейсморазведкой и десятками поисковых скважин. На палеозойских выступах отсутствовали триас-юрские отложения и залежи углеводородов.

В Павлодарском Прииртышье условия для формирования залежей палеозойских углеводородов в северо-восточной части региона с интенсивным вулканизмом в девонско-каменноугольное время неблагоприятны. После пермской коллизии здесь протекали интенсивные процессы эрозии вплоть до середины неокомского времени. Это подтверждено скважиной на поднятии Кызылтау, где на глубине 1200-2520 м вскрыта эффузивно-осадочная толща, перекрытая глинистой киялинской свитой поздне-неокомского возраста. Во всем вскрытом разрезе перспективных горизонтов по ГИС и газовому каротажу не выявлено, и скважина закрыта без опробования.

В западной части региона в Баракбайской, Разумовской, Панфиловской и других мульдах перспективны умеренно дислоцированные (доплитные) верхнепалеозойские отложения (см. рис. 8). По аналогии с хорошо изученными Белогорской и Экибастузской мульдами можно обоснованно предполагать наличие в них угленосных и битуминозных пород среднекаменноугольно-нижнепермского возраста мощностью до 2500 м. Центральные части мульд перекрыты верхнетриасово(?)–нижнемеловыми терригенными отложениями

мощностью до 500-600 м. В позднеюрско-раннемеловое время при таких мощностях осадочного чехла, вероятно, активно протекала генерация углеводородов, но значительная их часть уходила в атмосферу на поднятиях за пределами контура юрско-нижнеленокомских отложений. По аналогии с Зайсанской впадиной залежи могли формироваться и сохраниться в основном в глубоких частях мульды в антиклиналях с юрскими отложениями и выступами палеозойских пород под ними. Такая приразломная антиклиналь вырисовывается в южной части сейсмического профиля (см. рис. 9). Таким образом, сходство строения доплитного комплекса региона и Зайсанской впадины позволяет прогнозировать наличие здесь месторождений углеводородов. В качестве первоочередной территории для постановки поисковых работ предлагается левобережье р. Иртыш к северо-западу от Павлодара со смежными мульдами Разумовской, Баракбайской и Абжанской. Здесь следует провести поисковые сейсмические работы МОГТ с подготовкой двух-трех структур по подошве юрских отложений и пробурить на них скважины глубиной около 3000 м. Прогнозируются небольшие месторождения преимущественно горючего газа.

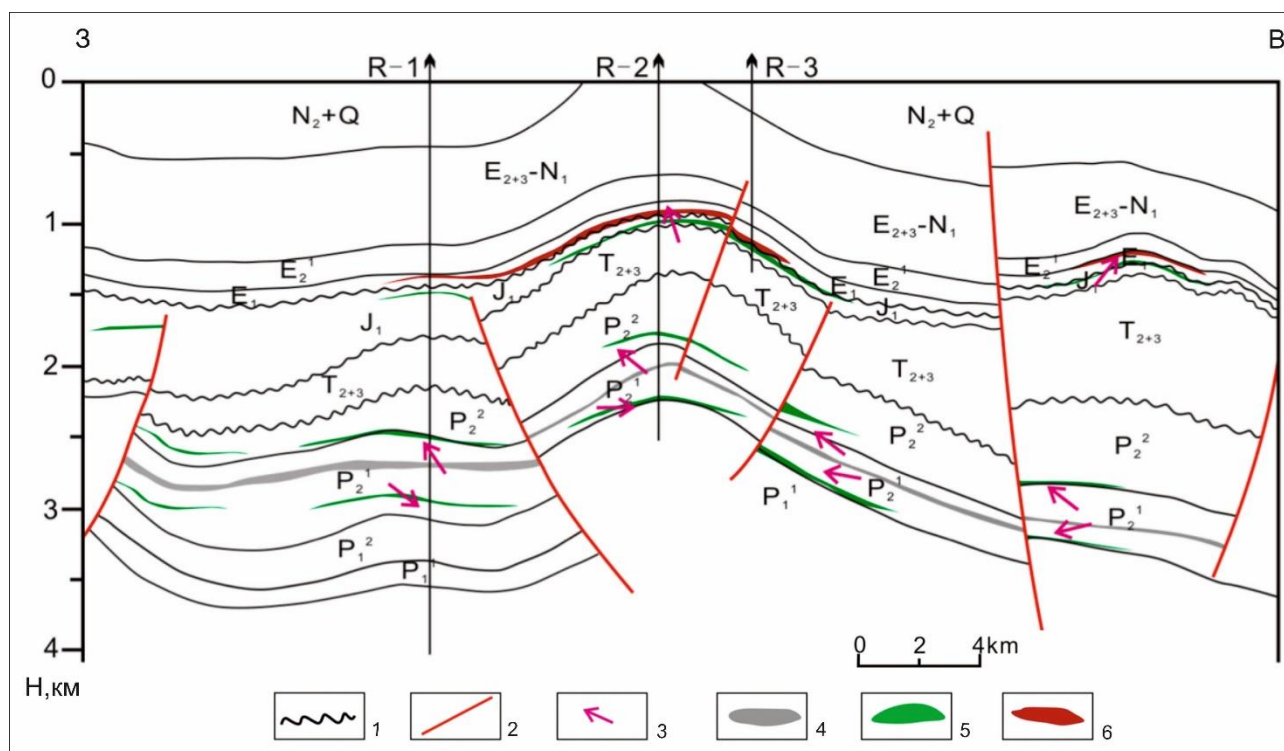


Рис. 10. Продольный разрез месторождения Сарыбулак [Zhu et al., 2022]

1 - несогласия, 2 - разломы, 3 - направление миграции углеводородов, 4 - материнские породы, 5 - нефтяные залежи, 6 - газовые залежи.

Кустанайская седловина

Кустанайская седловина расположена в северной части Тургайского прогиба между складчатыми сооружениями Урала и Казахстана с глубинами залегания палеозойских

отложений 200-500 м. Она разделяет Западно-Сибирскую и Южно-Тургайскую впадины. Нефтепоисковые работы в значительных объемах проводились в 60-80-х гг. прошлого века в пределах Боровской и Вагай-Ишимской зон, где развиты фаменско-нижнекаменноугольные терригенно-карбонатные отложения с признаками нефти (рис. 11). В те годы в Кустанайском районе для изучения палеозоя пробурено 250 колонковых скважин глубиной от 400 до 1600 м с полным выходом керна. Отмечено большое количество нефтепроявлений, а в скв. 119 получена тяжелая нефть. Для изучения глубоких горизонтов палеозоя в 3,8 км к западу от скв. 119 в 1973 г. пробурена скв. П-2 глубиной 2951 м. В Курганском районе в 1970-1985 гг. пройдено более 60 скважин глубиной от 950 до 2800 м, среди них 12 параметрических со вскрытием палеозойских пород на многие сотни метров и с высоким выходом керна; но залежей и существенных нефтепроявлений не установлено. В начале 21 века нефтепоисковые сейсмические и буровые работы на отдельных блоках седловины возобновлены. Сейсморазведка МОГТ, как и ранее, оказалась малоинформативной из-за крутых углов залегания пород. В Кустанайской области на Новонежинской площади пробурены три глубокие скважины. Одна скважина под триасовыми вулканогенными породами на глубине 1615 м вскрыла терригенные осадки предположительно каменноугольного возраста.

Вторая скважина глубиной 2250 м не вышла из триасовых отложений. Обе скважины оказались без нефтепроявлений. Сква. Н-1 (Новонежинская) глубиной 1496 м пробурена рядом со скв. 119, из неё после соляно-кислотной ванны получено около 2 т тяжелой нефти. В восточной части Курганской области в 2007-2008 гг. в Вагай-Ишимской зоне после проведения сейсмических исследований МОГТ на условных структурах пробурены 4 скважины глубиной 2400-2897 м. Существенных признаков углеводородов в палеозойских породах не обнаружено.

Несмотря на отрицательные результаты в ряде последних публикаций появились утверждения о перспективности на нефть палеозоя Кустанайской седловины [Акчулаков, 2015; Атлас нефтегазоносных..., 2014]. Однако всесторонний анализ накопленных материалов это не подтверждает [Волож и др., 2016]. Валерьяновская окраинно-континентальная вулканическая дуга маркирует внешнюю границу Казахстанского микроконтинента с Уральским палеоокеаном (см. рис. 2).

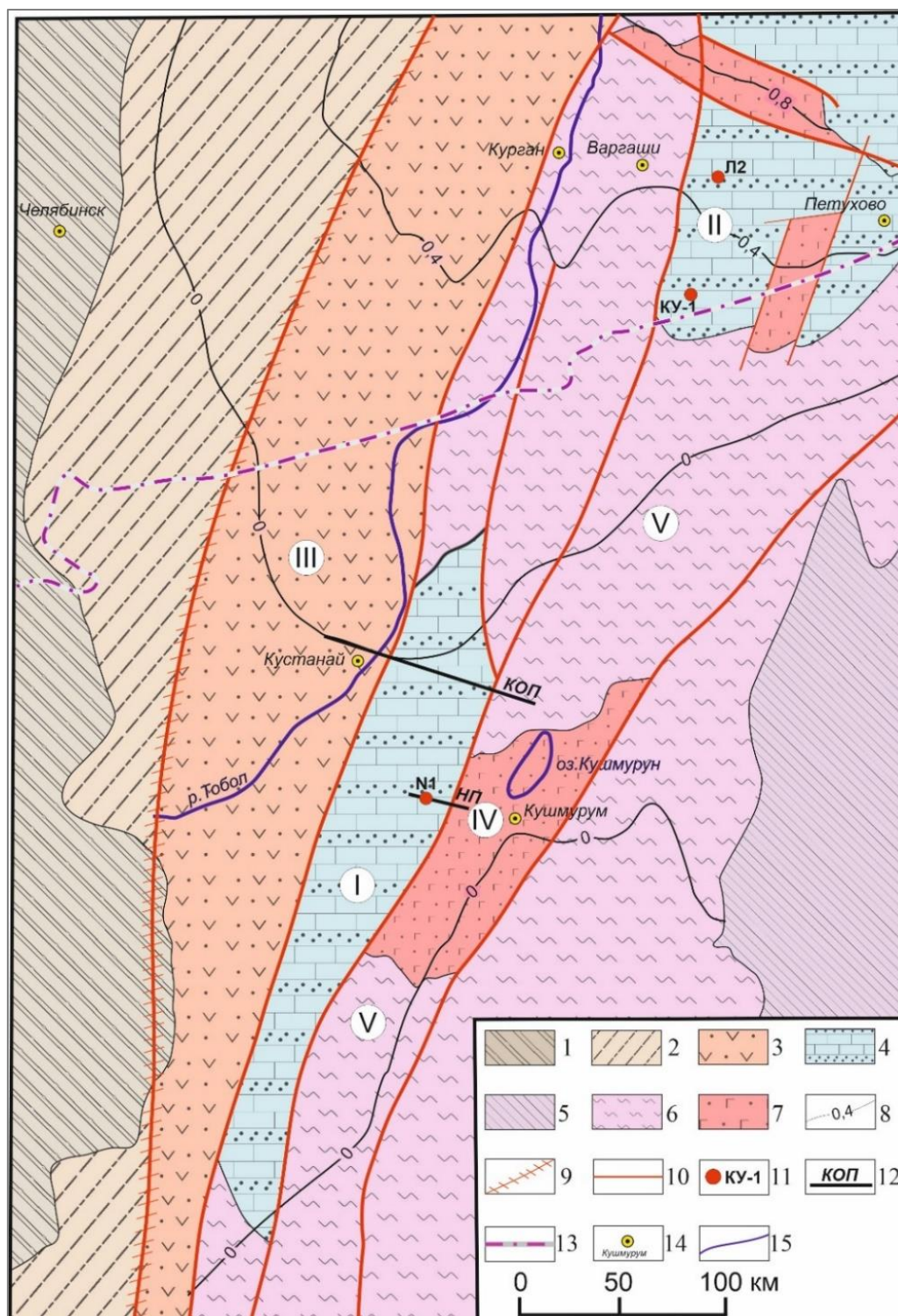


Рис. 11. Схема строения палеозойских образований Кустанайской седловины

[Быкадоров, Антипов, Ткачева, 2024]

1 - складчатые комплексы Урала (герциниды) на дневной поверхности; 2 - то же, под чехлом мел-кайнозойских отложений; 3 - Валерьяновская осадочно-вулканогенная зона (дуга); 4 - шельфовые терригенно-карбонатные комплексы D₃ft-C₁s (I - Боровская зона, II - Вагай-Ишимская зона); 5 - дислоцированные комплексы PR-D₂ (каледониды Казахстана) на поверхности; 6 - то же, под чехлом мел-кайнозойских отложений (V - Убоганская зона); 7 - триасовые вулканогенно-осадочные породы под чехлом меловых отложений (IV - Кушмурунский грабен); 8 - изогипсы поверхности палеозойских отложений; 9 - Валерьяновская сутура; 10 - основные разломы; 11 - скважины (Н1 - Новонежинская 1, КУ-1 - Курган-Успенская 1, Л2 - Лебяжьевская 2); 12 - разрезы: НП - Новонежинский, КОП - Кустанайский; 13 - граница; 14 - города; 15 - реки.

Восточнее дуги в фаменско-раннекаменноугольное время в шельфовых условиях накапливались известняки с прослоями доломитов, песчаников, туффитов, и аргиллитов, также встречаются дайки диабазов и мелкие штоки диоритов. Визейские известняки, местами битуминозные, черные, окремненные. В среднекаменноугольное время Уральский палеоокеан закрылся, и до конца пермского периода продолжались коллизия и орогенез. Фаменско-нижекаменноугольные карбонатно-терригенные отложения дислоцированы на значительных площадях из-за длительной эрозии, продолжавшейся в пермско-раннемеловое время, уничтожены частично или полностью. В Боровской и Вагай-Ишимской зонах сохранились более полные разрезы фаменско-нижекаменноугольных отложений (см. рис. 11). Боровская зона имеет площадь около 15 тыс. км², Вагай-Ишимская зона – около 10 тыс. км². Широко проявлена дизъюнктивная тектоника, палеозойские породы обеих зон смяты в узкие линейные складки с крутыми углами падения. На сейсмических разрезах видны разломы и короткие отражения с углами падения палеозойских слоев до 30°. Слои с более крутыми углами падения характеризуются прозрачной сейсмической записью, в частности, в районе скважин 2П и Н-1 по керну углы падения – от 40° до 60° (рис. 12, 13). В Вагай-Ишимской зоне в скв. КУ-1 (Курган-Успенская) глубиной 2503 м, пробуренной вблизи с границей Казахстана, фаменские карбонатные породы надвинуты на турнейские слои с телом базальтов. В скв. Лебяжьевская-2 под триасовыми базальтами вскрыты фаменско-турнейские известняки с углами падения от 45° до 75°, содержащие два пласта базальтов мощностью по 10 м.

Фаменско-нижекаменноугольные отложения региона в прошлом имели необходимые для нефтегазонакопления условия – большие мощности (до 4 км), повышенные до 1% содержания органического углерода и присутствие нефтепроявлений свидетельствуют об этом. В Вагай-Ишимской зоне в некоторых скважинах отмечались небольшие газопроявления, а нефтепроявления не установлены. В Боровской зоне напротив отмечены многочисленные нефте- и реже газопроявления из фаменско-нижекаменноугольных карбонатных и терригенно-карбонатных отложений. Формирование залежей нефти предполагается в конце раннекаменноугольного времени. Но коллизионные процессы с интенсивным складкообразованием и магматизмом в конце каменноугольного периода и последующая длительная денудация до середины мелового периода разрушили гипотетические залежи углеводородов. Нефтегазоносные пласты выведены на домеловую эрозионную поверхность и разбиты многочисленными разломами. Из-за вторичных процессов минералообразования отсутствуют коллекторы, проявления нефти находятся в отдельных мелких трещинах и пустотах, запечатанных вторичным калцитом. Отсутствуют также и надежные покрышки. Одна из разрушенных залежей обнаружена в визейско-серпуховских известняках вблизи

Кушмурунских траппов на Новонежинской площади (см. рис. 13). Это нефтепроявление в некоторых работах именуется месторождением. При бурении скважин 119 в 1973 г. и Н-1 в 2013 г. при глубинах 480-640 м в буровом растворе наблюдались пленки нефти, а в керне – гнезда нефти. При свабировании притоков флюидов в обеих скважинах не получено. После обработки скважин соляно-кислотным раствором с концентрацией до 18% за 2 мес. получено около 2,5 т нефти. Нефть – тяжелая с высоким содержанием смол, парафина и асфальтенов. На Новонежинском участке в 1973 г. глубокая скв. 2П (2951 м) вскрыла весь фаменско-нижнекаменноугольный разрез и вошла в девонский вулканогенный комплекс (D₁₋₂). Коллекторские горизонты и нефтепроявления отсутствуют. С глубины 1270 м до 2660 м вскрыто шесть даек диабазов мощностью в первые метры. Углы падения пород составляют 15-20°. Следует также отметить, что залежи нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири и Южного Тургая связаны в основном с юрскими нефтегазоматеринскими породами. В Северном Тургае выступы палеозойских пород перекрыты верхнемеловыми пестроцветными терригенными отложениями с очень низким коэффициентом газонасыщения и пресными водами. Таким образом, по сумме факторов палеозойские отложения Северного Тургая не перспективны на выявление залежей углеводородов.

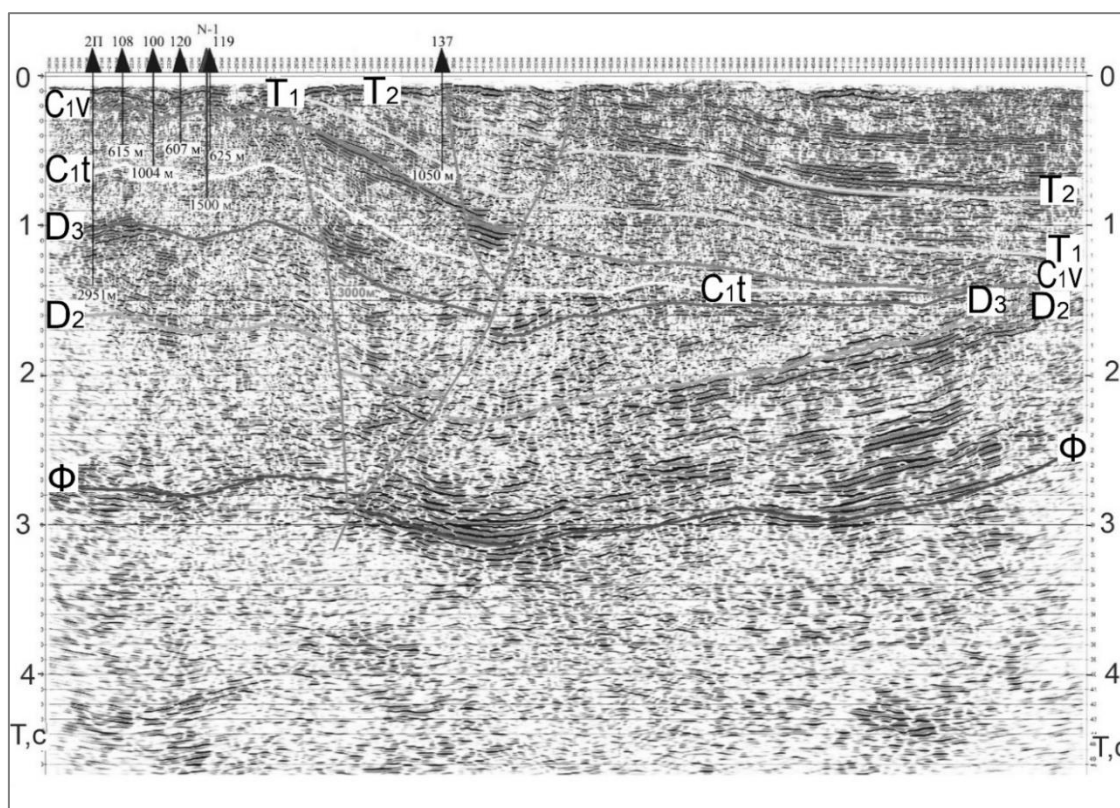


Рис. 12. Сейсмический разрез по Новонежинскому профилю (по [Быкадоров, Антипов, Ткачева, 2024] с изменениями)

Демонстрирует тектоническую раздробленность фаменско-нижнекаменноугольных отложений и неоднозначность первичной интерпретации за исключением подошвы триаса (T₁). Длина разреза – 30 км.

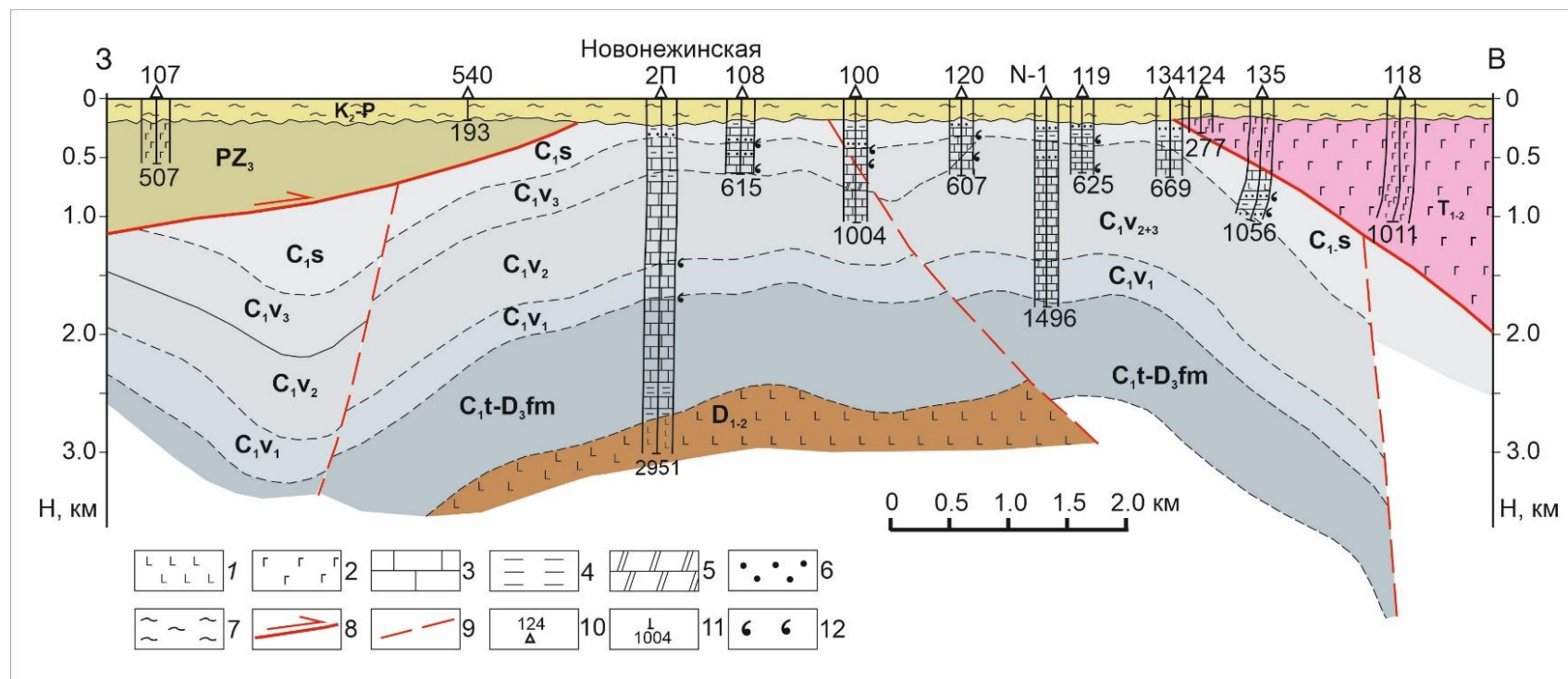


Рис. 13. Геологический разрез по Новонежинскому профилю ([Быкадоров, Антипов, Ткачева, 2024] с дополнениями)

1 - диабазы, базальтовые порфириты; 2 - базальты, их туфы; осадочные породы: 3 - известняки; 4 - аргиллиты; 5 - известняки доломитизированные; 6 - песчаники; 7 - терригенные породы мезозойско-кайнозойского возраста; 8 - надвиги; 9 - предполагаемые разломы; 10 - скважина и её номер; 11 - глубина забоя скважины, м; 12 - нефтепроявления. Цветом обозначены стратиграфические комплексы, а индексами указан их возраст.

Южно-Тургайская впадина

Фаменско-нижекаменноугольные отложения Южно-Тургайской впадины формировались в таких же геодинамических условиях, как и в пределах Кустанайской седловины, но интенсивность коллизионного орогенеза и последующая денудация в пермско-триасовое время здесь проходили интенсивнее. В конце триасового периода в Южном Тургае в результате правосторонних сдвигов по Главному Каратаускому разлому сформирована система грабен и горстов. Горсты подверглись дополнительной эрозии: вплоть до обнажения докембрийских пород. По геофизическим и буровым материалам на большей части Южно-Тургайской впадины под мезозойским чехлом преимущественным развитием пользуются интенсивно дислоцированные ордовикские зеленосланцевые флишеидные отложения [Антипов и др., 2015]. Местами бурением установлены протерозойские сланцы, дислоцированные девонские красноцветные отложения и фаменско-нижекаменноугольные карбонатные породы. Высокие деформации всего доюрского комплекса подтверждаются скважинами и сейсмическими разрезами, на которых отсутствуют сколько-нибудь протяженные пологие отражающие границы. При таком сложном строении доюрского комплекса в нем выявлен ряд залежей нефти в выветрелых и трещиноватых породах. При этом залежи установлены только в южной части впадины в Арыкумском прогибе, где имеются мощные (до 3-4 км) юрские отложения с высоким содержанием $C_{орг}$, и, где разведано около 50 месторождений нефти в юрско-нижнемеловых песчаниках. Нефтеносные мезозойские горизонты примыкают к выступам сланцев или карбонатов с формированием в их коре выветривания небольших залежей нефти. В закарстованных карбонатных породах мощность интервалов с нефтью иногда достигает сотен метров (месторождение Карабулак). Исследования состава нефти показали ее идентичность в палеозойских и мезозойских отложениях [Оздоев и др., 2020].

Восточное Приаралье

В этот район включены платформенные структуры, расположенные восточнее Валерьяновской сутуры: Нижне-Сырдарьинское поднятие, Аккырско-Кумкалинская и Иргизская седловины, Уялинская ступень, ограничивающая с востока Восточно-Аральскую впадину (см. рис. 1). Палеозойские отложения на Нижне-Сырдарьинском поднятии и седловинах залегают на небольших глубинах, а юрские отложения отсутствуют. На ступени палеозойские породы погружены на 1500-2000 м, и здесь присутствуют юрские отложения. На Иргизской седловине фиксируется продолжение Валерьяновской вулканической дуги. Здесь (лист L-41-II), на глубинах до 400 м, залегают раннекаменноугольные андезитовые порфириты и туфы, а также среднекаменноугольные красноцветные песчаники и аргиллиты. В ряде скважин установлены гранитоиды (по K-Ar методу), возраст которых от 292-298 до 350-

354 млн. лет и габбро-диориты. Восточнее, вблизи Главного Каратауского разлома, вскрыты верхневизейские известняки (углы падения 45-90°) с примесью туфового материала и с пятнами черных битумов. В соседних скважинах установлено переслаивание туфогенных пород, лав среднего состава и известняков. Южнее, на Уялинской ступени, еще в 1970-х гг. глубокими скважинами на структуре Кызыктубе установлены андезитовые порфириты, а на структуре Косхозак – визейско-серпуховские диабазы, типичные для Валерьяновской дуги. На соседней структуре Дошан скважина прошла граниты (по К-Аг методу), возраст которых 250 млн. лет [Абдулин и др., 1976]. К западу от Валерьяновской вулканической дуги выделяется аккреционная зона континента Балтия, состоящая из разновозрастных блоков с орогенным гранитоидным магматизмом в позднем палеозое [Атлас литолого-палеогеографических..., 2002].

В разных частях Нижне-Сырдарьинского поднятия по скважинам обнаружены верхнедевонско-каменноугольные эффузивно-осадочные и карбонатные породы: туффиты, порфириты, песчаники, аргиллиты, туфы, известняки. Породы интенсивно дислоцированы, углы падения – от 30 до 75°. На северо-востоке Нижне-Сырдарьинского поднятия в скв. 1с вскрыто 400 м фаменско-нижнекаменноугольных известняков с крутыми углами залегания. На сейсмическом профиле в районе скв. 1с (рис. 14) в карбонатной толще мощностью до 1500 м регистрируются круто наклоненные, осложненные разрывами отражающие площадки. Вблизи скв. 1с установлены граниты. К югу от Нижне-Сырдарьинского поднятия по скв. 1г-Аккыр под меловыми породами пройдено 130 м нижнекаменноугольных серых песчаников, с прослоями известняков, с углами падения 40-80°.

Вся накопленная сейсмическая и буровая информация определенно указывает, что восточнее Валерьяновской сутуры на протяжении около 200 км палеозойские отложения дислоцированы и насыщены магматическими породами. Тем не менее, в последнее время в Восточном Приаралье в пределах Валерьяновской зоны (Уялинская ступень Восточно-Аральской впадины) проведены поисковые работы на нефть и газ [Акчулаков и др., 2013]. На Уялинской ступени пробурено 3 новых скважины, где пройдены нижнекаменноугольные осадочно-эффузивные породы в интервале от 1500 до 2000 м. В новых скважинах палеозойские отложения отличаются высокой плотностью, отсутствием коллекторов и признаков углеводородов [Волож и др., 2016]. Таким образом, палеозойские отложения Восточного Приаралья, как и в Северном Тургае, не представляют интереса в нефтегазоносном отношении.

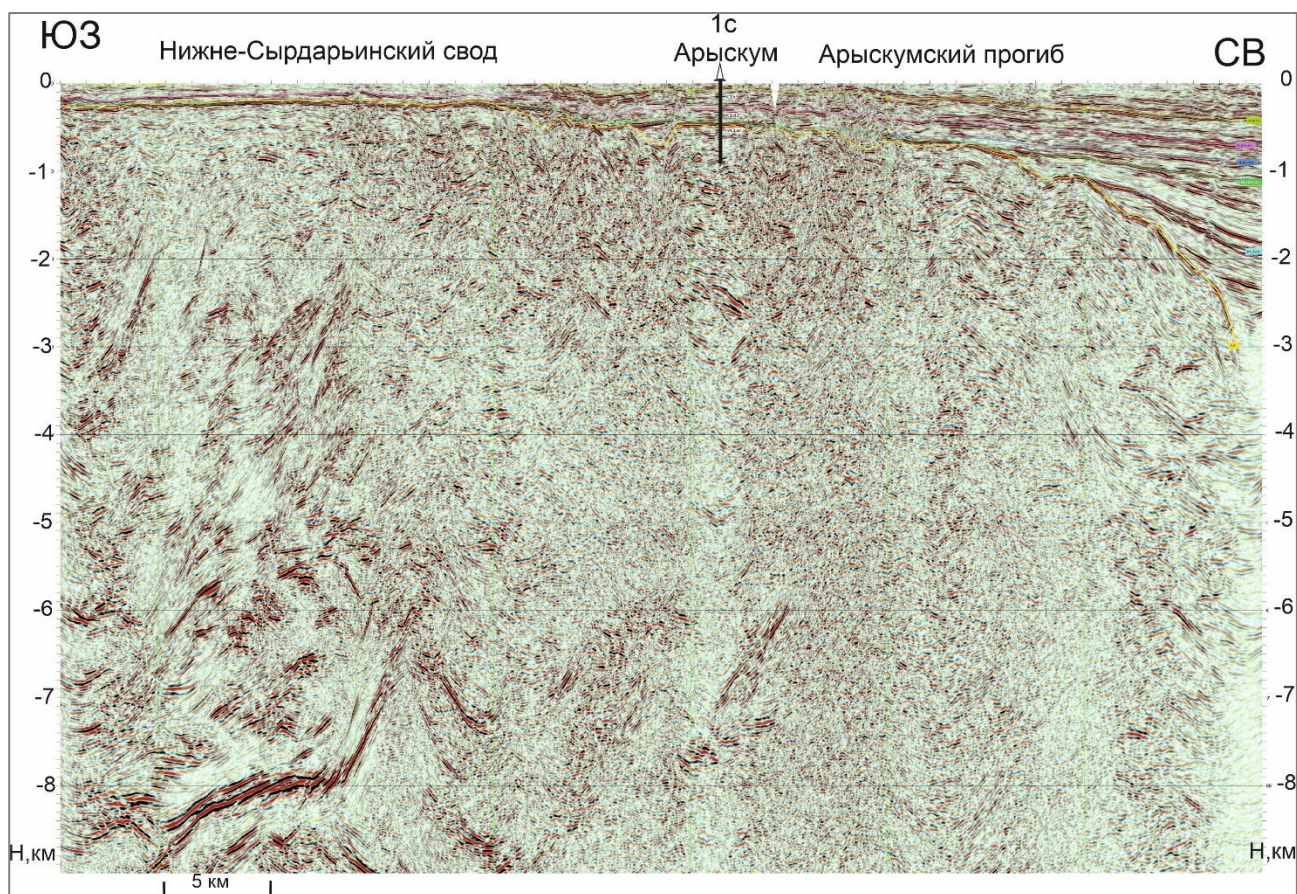


Рис. 14. Глубинный сейсмический разрез зоны сочленения Южно-Тургайской впадины и Нижне-Сырдарьинского поднятия [Волож и др., 2016]

Сырдарьинская впадина

Сырдарьинская впадина располагается в среднем течении р. Сырдарья между палеозойскими хребтами Каратау, Нуратау и Центрально-Кызылкумскими возвышенностями. Изучение геологического строения и нефтегазоносности Сырдарьинской впадины началось в 1960-х гг. Установлено, что юрские отложения во впадине почти повсеместно отсутствуют, а большая часть пород мелового возраста представлена пестроцветными глинами и песчаниками без признаков углеводородов. Вскрытые скважинами фаменско-нижекаменноугольные отложения имели сложную структуру и отнесены к промежуточному структурному этажу. В начале 80-х гг. сейсморазведка КМПВ позволила установить мощность пород этого этажа от 2 до 6-7 км. Но по сейсмическим профилям МОГТ получены только разрозненные отражения. Для изучения палеозойских пород пробурены глубокие скважины. Коллекторов и нефтегазопроявлений не обнаружено, и впадина по палеозойским отложениям отнесена к малоперспективным на газ территориям. В 2006-2007 гг. в Арысском прогибе отработана поисковая сеть сейсмических профилей МОГТ с высокой кратностью, но регулярных отражений в палеозойских комплексах получить не удалось. В 2009 г. пробурена еще одна скважина с отрицательными результатами. Палеозойские отложения впадины изучены по

керну 20 глубоких скважин, а по периферии десятками картировочных. В пяти глубоких скважинах по палеозойским отложениям пройдено от 1000 до 2400 м. В разрезе палеозойского комплекса впадины выделяют фаменско-нижнекаменноугольные терригенно-карбонатные породы и башкирские терригенно-эвапоритовые толщи, они дислоцированы и местами прорваны гранитами. На большей части впадины в фаменско-раннекаменноугольное время существовал относительно глубоководный задуговый бассейн с накоплением черных аргиллитов (часто кремнистых), алевролитов, мергелей и глинистых известняков. С запада бассейн ограничен Южно-Тяньшанской (Кураминской) вулканической дугой (см. рис. 2). Восточнее задугового бассейна и в хребте Каратау располагался мелководный шельф с накоплением карбонатов. В среднекаменноугольное время закрывается Туркестанский океанический бассейн, но в Сырдарьинской впадине в башкирское время еще существовал морской бассейн с накоплением терригенно-соленосных пород [Быкадоров, Сапожников, Антипов, 2016]. От эрозии башкирские отложения сохранились локально. В Арысском прогибе скважина вскрыла башкирскую терригенно-соленосную толщу мощностью 1340 м [Давыдов, 2004]. Эту толщу некоторые исследователи ошибочно относят к девонскому или раннекаменноугольному возрасту [Бигараев, 2015]. На левобережье р. Сырдарья, на Карактауском поднятии, скважинами также установлены башкирские отложения со вскрытой мощностью около 300 м (рис. 15).

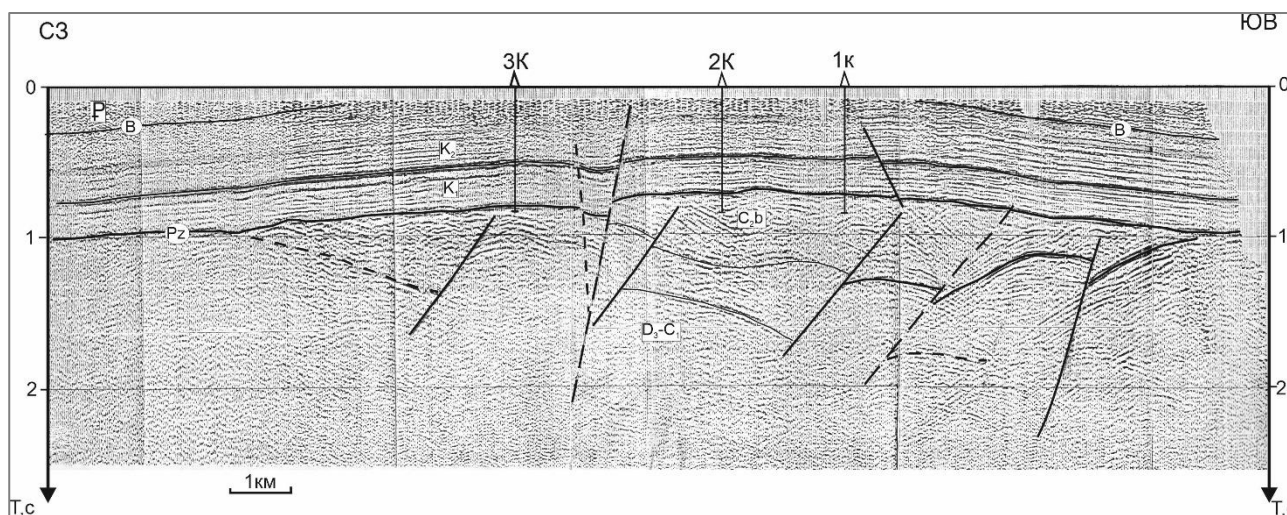


Рис. 15. Сейсмический разрез Карактауского поднятия [Быкадоров, Сапожников, Антипов, 2016]

Сложены они, как и в хребте Каратау, пестроцветными песчаниками и аргиллитами с туфогенным материалом. С конца среднекаменноугольного времени началась коллизия. На юго-западе бассейна активно, вплоть до триасового времени, развивался Южно-Тяньшанский вулканический пояс. Магматизм, хотя и в ослабленном виде, проявился и во впадине. В

Каратау известна Акуюкская интрузия гранитов, различные дайки и гидротермальные процессы с полиметаллами. В восточной части впадины под меловыми породами вскрыты два крупных (200 и 150 км²) массива гранитоидов, возраст которых 280-285 млн. лет [Ибрагимов, Богатырев, Игнатюк, 1974]. В 15 км западнее города Шымкента фаменские известняки прорваны штоком граносиенитов. В северо-западной части впадины в двух скважинах вскрыты верхнепалеозойские граниты. Во всех скважинах палеозойские отложения уплотнены и имеют крутые углы залегания слоев от 20-40° до 70-80°. Сложную деформацию палеозойских пород подтверждает сейсморазведка.

Тектоническая природа и перспективы нефтегазоносности палеозоя Сырдарьинского бассейна более полувека остаются предметом дискуссий. Это приводило к неоднократному возобновлению нефтегазопроисковых работ в бассейне, но отрицательным результатом. В недавних публикациях без анализа всей имеющейся информации рекомендуется возобновить поисковые сейсмические исследования [Атлас нефтегазоносных..., 2014]. Однако, особенности геологического строения не дают оснований для этого. Палеозойские отложения на большую мощность (от 1000 до 2400 м) пройдены в трех параметрических (1п, 2п, 3п) и двух поисковых (1г Арысь, 1р Чулинская) скважинах. Коллекторские горизонты в них не обнаружены, испытания не проводились из-за отсутствия перспективных интервалов [Глубинное строение..., 2002б; Бигараев, 2015]. В фаменско-нижекаменноугольных аргиллитах содержание $C_{орг}$ низкое (0,2-0,7%). В шлифах встречаются битумоиды, изредка они отмечались и в керне. В целом низкие содержания остаточного ОВ и битумоидов при высокой степени его преобразованности указывают на достаточно полную реализацию нефтегазогенерационного потенциала палеозойских отложений. Значительные мощности (до 3000 м) фаменско-нижекаменноугольных морских отложений позволяют предположить, что к башкирскому времени во впадине могли сформироваться залежи углеводородов. На это указывают битумы по микротрещинам и проявления нефти в карбонатах Каратау [Зорин и др., 2020]. К середине каменноугольного периода могли сформироваться месторождения нефти в карбонатах восточной части впадины, но условия для их сохранения крайне неблагоприятные. В процессе коллизии и длительной денудации они разрушены. Таким образом, палеозойские отложения Сырдарьинской впадины не могут рассматриваться в качестве объекта нефтегазопроисковых работ.

На юго-восточной активной окраине Казахстанского палеоконтинента располагаются Алакольская и Балхашская впадины, выполненные в основном кайнозойскими континентальными пестроцветными терригенными отложениями мощностью до 2 км. Верхнепалеозойские отложения впадин и прилегающих территорий сложены сложно дислоцированными вулканогенно-осадочными и магматическими породами,

сформировавшимися при закрытии Джунгаро-Балхашского океанического бассейна. После завершения в пермское время коллизионных событий, Алакольско-Балхашская область в триасово-юрское время являлась поставщиком обломочного материала в Джунгарскую и Восточно-Илийскую впадины. В небольших редких грабенах и понижениях в условиях гумидного климата происходило накопление терригенного материала с углями.

В начале нового века в Алакульской впадине проведены поисковые сейсмические работы МОГТ и на трех структурах пробурены четыре глубокие скважины. По сейсмическим материалам регулярных отражений ниже поверхности палеозойских отложений не прослежено. В скважинах кайнозойские пестроцветные терригенные отложения залегают на пермских эффузивах, но перспективных горизонтов и признаков нефти и газа не обнаружено. В связи с отсутствием нефтегазоматеринских пород и небольшой мощностью осадочного чехла и Алакольская, и Балхашская впадины не могут рассматриваться как перспективные на обнаружение залежей углеводородов [Быкадоров, Антипов, Фомина, 2026].

Заключение

Казахстанский палеоконтинент образовался в конце ордовикского периода. В девонско-среднекаменноугольное время на всех его окраинах периодически происходила субдукция океанической коры с формированием окраинно-континентальных вулканических поясов. В среднекаменноугольно-пермское время здесь проходили коллизионные процессы со складчатостью и магматизмом. За дугами дислоцированность остается значительной, местами имеются дайки и гранитные интрузии, интенсивно проявлена эрозия. На восточной окраине Казахстанского палеоконтинента в это время существовали остаточные водоемы с накоплением углей и горючих сланцев. Большая часть Казахстана в пермско-юрское время подвергалась эрозии, что при крутом залегании слоев вело к разрушению возможных залежей углеводородов. В Тургайско-Сырдарьинском регионе к концу каменноугольного периода имелись условия для формирования залежей углеводородов в фаменско-визейских терригенно-карбонатных отложениях. Однако, высокая дислоцированность и длительная эрозия, отсутствие гранулярных коллекторов и надежных покрышек, структурная раскрытость, высокая степень катагенетического преобразования ОВ разрушили такие залежи, примером является Новонежинское нефтепроявление. Таким образом, верхнепалеозойский складчатый комплекс Тургайско-Сырдарьинского региона не может рассматриваться как потенциально нефтегазоносный комплекс. Исключение составляет Арыкумский прогиб, где в выступах палеозойских пород установлена нефть за счет юрско-нижнемелового нефтегазоносного комплекса.

В центральных частях Казахстанского палеоконтинента в каменноугольно-пермское время обособились крупные Чу-Сарысуйская и Тенизская впадины с мощностью

палеозойского осадочного чехла до 5000 м. В Чу-Сарысуйской впадине обнаружено семь месторождений горючего газа с разведанными запасами 47 млрд. м³, в основном в нижнекаменноугольных песчаниках. Возможно увеличение запасов вдвое. Небольшие газовые месторождения, связанные с нижнекаменноугольными угленосными песчаниками, могут располагаться в юго-западной части Тенизской впадины.

В северо-восточной части Казахстанского палеоконтинента в отдельных мульдах сохранились от эрозии среднекаменноугольно-пермские озерные терригенные породы с горючими сланцами и углями. Они перекрыты мезозойско-кайнозойскими озерно-аллювиальными отложениями мощностью до 1,5-2 км. В таких условиях в центре Зайсанской впадины в пермских и нижнемезозойских отложениях разведано месторождение тяжелой нефти и газа Сарыбулак. В Павлодарском Прииртышье в ряде мульд также установлены среднекаменноугольно-нижнепермские угленосные и битуминозные породы. Центральные части мульд перекрыты верхнетриасово-юрскими, меловыми и палеогеновыми терригенными отложениями. По аналогии с Зайсанской впадиной залежи могли формироваться в основном в центре мульд в юрских антиклиналях и выступах палеозоя под ними. В качестве первоочередной территории для постановки поисковых работ предлагается левобережье Иртыша к северо-западу от Павлодара со смежными мульдами Разумовской, Баракбайской и Абжанской.

В Алакольской и Балхашской впадинах палеозойские отложения представлены каменноугольно-пермскими вулканогенно-осадочными и магматическими породами, перекрытыми кайнозойским континентальным чехлом. Такой состав разреза при отсутствии нефтематеринских пород не позволяет относить эти впадины к нефтегазоперспективным территориям.

Финансирование. Работа выполнена в рамках фундаментальных исследований государственного задания ФГБУН ГИН РАН.

Литература

Абдулин А.А., Цирельсон Б.С., Быкадоров В.А., Арефьев В.Н., Компанейцев В.П., Насонов В.А., Страшевский Н.Л. Тектоника области сочленения структур Урала, Тянь-Шаня и Центрального Казахстана. - Алма-Ата: Наука, 1976. - 236 с.

Акчулаков У.А. Новая ресурсная база углеводородов республики Казахстана и пути возможной их реализации // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. - Алматы: КОНГ, 2015. - С. 21-29.

Акчулаков У.А., Бигараев А.Б. Геологическое строение, состояние изученности и перспективы нефтегазоносности Павлодарского Прииртышья // Нефть и газ. - 2015. - №5(89). - С. 25-36.

Акчулаков У.А., Бигараев А.Б. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Тенизского рифтового осадочного бассейна // Геология и охрана недр. - 2014. - №2. - С. 2-8. EDN: [YNHRZZ](#)

Акчулаков У.А., Бигараев А.Б., Куанышев М.А., Оздоев С.М., Парагульгов Т.Х., Фазылов Е.М. Аральский бассейн – особенности строения и перспективы - нефтегазоносности // Известия НАН РК. Серия геологии и технических наук. - 2013. - №5. - С. 48-56.

Александров К.И., Нурлыбаев А.Н. Геология и меденосность Тенизской впадины в Центральном Казахстане // Известия АН Казахской ССР. Серия геологических наук. - 1990. - №2. - С. 8-16.

Антипов М.П., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Куандыков Б.М. Особенности строения доюрских отложений Южно-Тургайской впадины // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. - Алматы: «КОНГ», 2015. - С. 375-384.

Антонюк Р.М., Васюков В.А. Геодинамика области сочленения Чингиз-Тарбагатайской и Иртыш-Зайсанской складчатых областей // Геонауки в Казахстане: доклады казахстанских геологов на МГК-32. - Алматы: «КазГЕО», 2004. - С. 65-72.

Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Масштаб: 1:2500000 и 1:10000000. 2002 г. Гл. ред. С.Ж. Даукеев, Б.С. Ужкенов, Н.В. Милетенко, А.Ф. Морозов, Ю.Г. Леонов, Ван Футун, Н.А. Ахмедов; Э.Х. Абдыллаев, Ш.М. Мурзагазиев, А.О. Орифов, А.А. Али-Заде. Отв. исп. Милетенко Н.В., Федоренко О.А. / Научно-исследовательский институт природных ресурсов ЮГГЕО, Алматы, 2002. - 132 с.

Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан / Под. ред. У.А. Акчулакова, Г.Г. Жолтаева, Б.М. Куандыкова, К.О. Исказиева, П.Н. Коврижных, Е.К. Огай. - Астана: АО НК «КазМунайГаз», 2014. - 97 с.

Бигараев А.Б. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Сырдарьинского осадочного бассейна // Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. - Алматы: «КОНГ», 2015. - С. 419-428.

Быкадоров В.А., Антипов М.П., Ткачева А.А. Строение и нефтегазоносность фаменско-нижнекаменноугольных отложений Южного Зауралья (Кустанайская седловина) // Геология нефти и газа. - 2024. - №5. - С. 89-104. DOI: [10.47148/0016-7894-2024-5-89-104](#)

Быкадоров В.А., Антипов М.П., Фомина В.В. Сравнительная характеристика геологического строения и нефтегазоносности впадин юго-восточного Казахстана и Джунгарии // Геология нефти и газа. - 2026. - №1. - С. 33-47. DOI: [10.47148/0016-7894-2026-1-33-47](#)

Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Антипов М.П. Солянокупольные структуры Чу-Сарысуьской впадины (Центральный Казахстан) // Литосфера. - 2015. - №4. - С. 14-23. EDN: [UNASIZ](#)

Быкадоров В.А., Сапожников Р.Б., Антипов М.П. Палеозойские отложения Сырдарьинской впадины: строение, геодинамика, оценка нефтегазоносности // Геология нефти и газа. - 2016. - №3. - С. 28-37. EDN: [WCFSLB](#)

Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устюртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2016. - Т. 11. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/41_2016.pdf DOI: [10.17353/2070-5379/41_2016](#)

Геология СССР. Том. XX. Полезные ископаемые. Книга 1. - Москва: Недра, 1989. - 539 с.

Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана / Под ред. С.Ж. Даукеева, Б.С. Ужкенова, В.Н. Любецкого, Л.А. Мирошниченко, Э.С. Воцалевского. Т. 1. Глубинное строение и геодинамика. - Алматы: НАН Республики Казахстан, 2002а. - 216 с.

Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана / Под ред. С.Ж. Даукеева. Т. 3. Нефть и газ. - Алматы: НАН Республики Казахстан, 2002б. - 248 с.

Давыдов Н.Г. Геолого-геофизическое моделирование и перспективы нефтегазоносности Сырдарьинского бассейна Казахстана // Геология и охрана недр. - 2004. - №3. - С. 21-25.

Дитмар В.И. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Чу-Сарысуьской и смежных депрессий Казахстана. - Москва: Наука, 1966. - 174 с.

Зорин А.Е., Жемчужников В.Г., Ельников Д.Н., Бувтышкин В.М. Первое обнаружение углеводородов в горах Большой Каратау в Туркестанской области // Геология и охрана недр. - 2020. - №1. - С. 4-10. EDN: [CSBVQA](#)

Ибрагимов Ф.М., Богатырев О.С., Игнатюк О.В. Герцинский магматизм северо-западного окончания хребта Каратау // Известия АН Казахской ССР. Серия геологических наук. - 1974. - №3. - С. 81-86.

Мусагалиев М.З., Быкадоров В.А., Федоренко О.А. Оценка перспектив нефтегазоносности Петропавловского района и Северного Торгая // Каротажник. - 2005. - №12-13. - С. 58-62. EDN: [KWMHNZ](#)

Оздоев Б.С., Медишева Р.К., Сейлханов Т.М., Портнов В.С., Исаев В.И. О нефтегазоносности коры выветривания фундамента Арыскупского прогиба Южно-Торгайского бассейна // Нефть и газ. - 2020. - №1 (115). - С. 17-32.

Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В., Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюк Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. - 2015. - №2 (61). - С. 53-75. EDN: [UAPZAT](#)

Ужкенов Б.С., Мазуров А.К., Быкадоров В.А., Смирнов А.В., Федоренко О.А. Палеогеография и геодинамика Казахстана и сопредельных территорий // Геонауки в Казахстане: доклады казахстанских геологов на МГК-32. - Алматы: «КазГЕО», 2004. - С. 39-54. EDN: [VHRBJT](#)

Zhu X., Shen C., Zhao B., Hu S., Ge X., Wang L. Multi-stage hydrocarbon migration and accumulation of Permian petroleum system in the Zaysan Basin, NE Kazakhstan // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2022. - Vol. 208. - Part A. DOI: [10.1016/j.petrol.2021.109291](#)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 17.07.2026

Published 14.08.2026

Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kurina E.E., Tretyakov A.A., Fomina V.V.

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, vbykadorov@yandex.ru, mpantipov@yandex.ru, bokatrin@yandex.ru, and8486@yandex.ru, valery.fomina17@gmail.com

UPPER PALEOZOIC STRATA OF THE KAZAKHSTAN PALEOCONTINENT AND THEIR PETROLEUM POTENTIAL

This study examines the structural architecture of the Upper Paleozoic, demonstrating that late Paleozoic geodynamic processes drove orogeny, folding, magmatism, and extensive denudation, which likely resulted in the destruction of earlier hydrocarbon accumulations. Favorable conditions for the formation and preservation of gas accumulations are restricted to the central paleocontinent, specifically within the Teniz and Chu-Sarysu depressions. By analogy with the Zaisan depression, minor hydrocarbon accumulations are predicted in the Pavlodar Irtysh region, specifically within synclinal depocenters filled with Middle Carboniferous-Lower Permian coal-bearing strata and sealed by a Triassic-Jurassic sedimentary cover.

Keywords: Famennian-Permian strata, geodynamic processes, Kazakhstan paleocontinent, hydrocarbon prospectivity.

For citation: Bykadorov V.A., Antipov M.P., Kurina E.E., Tretyakov A.A., Fomina V.V. Upper Paleozoic strata of the Kazakhstan paleocontinent and their petroleum potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2026, vol. 21, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/21_2026.html EDN: SOQDKG

References

Abdulin A.A., Tsirelson B.S., Bykadorov V.A., Arefyev V.N., Kompaneytsev V.P., Nasonov V.A., Strashevsky N.L. *Tectonics of the junction area of the Ural, Tien Shan, and Central Kazakhstan structures*. Alma-Ata: Nauka, 1976, 236 p. (In Russ.).

Akchulakov U.A. New hydrocarbon resource base of the Republic of Kazakhstan and ways of their possible implementation. *Oil and gas basins of Kazakhstan and prospects for their development*. Almaty: KONG, 2015, pp. 21-29. (In Russ.).

Akchulakov U.A., Bigarayev A.B. Features of the geological structure and oil and gas potential of the Teniz rift basin. *Geologiya i okhrana nedr*, 2014, no. 2, pp. 2-8. (In Russ.). EDN: [YNHRZZ](#)

Akchulakov U.A., Bigarayev A.B. Geological structure, state of study, and oil and gas potential prospects of the Pavlodar Irtysh region. *Neft' i gaz*, 2015, no. 5, pp. 25-36. (In Russ.).

Akchulakov U.A., Bigarayev A.B., Kuanyshiev M.A., Ozdoyev S.M., Paragulgov T.Kh., Fazylov E.M. Aral basin - features of the structure and oil and gas potential. *Izvestiya NAN RK. Seriya geologii i tekhnicheskikh nauk*, 2013, no. 5, pp. 48-56. (In Russ.).

Aleksandrov K.I., Nurlybayev A.N. Geology and copper content of the Teniz depression in Central Kazakhstan. *Izvestiya AN Kazakhskoy SSR. Seriya geologicheskikh nauk*, 1990, no. 2, pp. 8-16. (In Russ.).

Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Kuandykov B.M. Structural features of pre-Jurassic strata of the South Turgay depression. *Oil and gas basins of Kazakhstan and prospects for their development*. Almaty: "KONG", 2015, pp. 375-384. (In Russ.).

Antonyuk R.M., Vasyukov V.A. Geodynamics of the junction area of the Chingiz-Tarbagatai and Irtysh-Zaisan folded regions. *Geosciences in Kazakhstan: reports of Kazakhstan geologists at MGK-32*. Almaty: "KazGEO", 2004, pp. 65-72. (In Russ.).

Atlas of lithological and paleogeographic, structural, palinspastic, and geoecological maps of Central Eurasia. Scale: 1:2,500,000 and 1:10,000,000. 2002. Chief editors S.Zh. Daukeev, B.S. Uzhkenov, N.V. Miletenko, A.F. Morozov, Yu.G. Leonov, Wang Futong, N.A. Akhmedov, E.Kh. Abdullaev, Sh.M. Murzagaziev, A.O. Orifov, A.A. Ali-Zade. Responsible N.V. Militenko,

O.A. Fedorenko. Research Institute of Natural Resources YUGGEO, Almaty, 2002, 132 p. (In Russ.).
Atlas of oil and gas bearing and prospective sedimentary basins of the Republic of Kazakhstan.
Ed. by U.A. Akchulakov, G.G. Zholtayev, B.M. Kuandykov, K.O. Iskaziyeu, P.N. Kovrizhnykh,
E.K. Ogay. Astana: JSC NC "KazMunayGas", 2014, 97 p. (In Russ.).

Bigarayev A.B. Features of the geological structure and oil and gas potential of the Syr Darya sedimentary basin. *Oil and gas basins of Kazakhstan and prospects for their development*. Almaty: "KONG", 2015, pp. 419-428. (In Russ.).

Bykadorov V.A., Antipov M.P., Fomina V.V. Comparative characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the depressions of southeastern Kazakhstan and Dzungaria. *Geologiya nefi i gaza*, 2026, no. 1, pp. 33-47. (In Russ.). DOI: [10.47148/0016-7894-2026-1-33-47](https://doi.org/10.47148/0016-7894-2026-1-33-47)

Bykadorov V.A., Antipov M.P., Tkacheva A.A. Structure and oil and gas potential of the Famennian-Lower Carboniferous strata of the Southern Trans-Urals (Kostanay saddle). *Geologiya nefi i gaza*, 2024, no. 5, pp. 89-104. (In Russ.). DOI: [10.47148/0016-7894-2024-5-89-104](https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-5-89-104)

Bykadorov V.A., Sapozhnikov R.B., Antipov M.P. Paleozoic strata of the Syr Darya depression: structure, geodynamics, assessment of oil and gas potential. *Geologiya nefi i gaza*, 2016, no. 3, pp. 28-37. (In Russ.). EDN: [WCFSLB](https://www.elibrary.ru/wcfslb)

Bykadorov V.A., Volozh Yu.A., Antipov M.P. Salt-dome structures of the Chu-Sarysu depression (Central Kazakhstan). *Litosfera*, 2015, no. 4, pp. 14-23. (In Russ.). EDN: [UNASIZ](https://www.elibrary.ru/unasiz)

Davydov N.G. Geological and geophysical modeling and oil and gas potential of the Syr Darya basin of Kazakhstan. *Geologiya i okhrana nedr*, 2004, no. 3, pp. 21-25.

Deep structure and mineral resources of Kazakhstan. Ed. by S.Zh. Daukeev, B.S. Uzhkenov, V.N. Lyubetsky, L.A. Miroshnichenko, E.S. Votsalevsky. Vol. 1. Deep structure and geodynamics. Almaty: NAS of the Republic of Kazakhstan, 2002a, 216 p. (In Russ.).

Deep structure and mineral resources of Kazakhstan. Ed. S.Zh. Daukeev. Vol. 3. Oil and gas. Almaty: NAS of the Republic of Kazakhstan, 2002b, 248 p. (In Russ.).

Ditmar V.I. *Tectonics and oil and gas potential prospects of the Chu-Sarysu and adjacent depressions of Kazakhstan*. Moscow: Nauka, 1966, 174 p. (In Russ.).

Geology of the USSR. Vol. XX. Useful Fossils. Book 1. Moscow: Nedra, 1989, 539 p. (In Russ.).

Ibragimov F.M., Bogatyrev O.S., Ignatyuk O.V. Hercynian magmatism of the Northwestern End of the Karatau ridge. *Izvestiya AN Kazakhskoy SSR. Seriya geologicheskikh nauk*, 1974, no. 3, pp. 81-86. (In Russ.).

Musagaliev M.Z., Bykadorov V.A., Fedorenko O.A. Assessment of oil and gas prospects of the Petropavlovsk region and Northern Torgay. *Karotazhnik*, 2005, no. 12-13, pp. 58-62. (In Russ.). EDN: [KWMHNZ](https://www.elibrary.ru/kwmhnz)

Ozdov B.S., Medisheva R.K., Seilkhanov T.M., Portnov V.S., Isaev V.I. On the oil and gas potential of the weathering crust of the basement of the Arys-kum trough of the South Torgai basin. *Neft' i gaz*, 2020, no. 1 (115), pp. 17-32. (In Russ.).

Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V., Kiryukhina T.A., Kurasov I.A., Bordyuk E.V. Geological study and oil and gas potential of Paleozoic strata of Western Siberia. *Georesursy*, 2015, no. 2 (61), pp. 53-75. (In Russ.). EDN: [UAPZAT](https://www.elibrary.ru/uapzat)

Uzhkenov B.S., Mazurov A.K., Bykadorov V.A., Smirnov A.V., Fedorenko O.A. Paleogeography and geodynamics of Kazakhstan and adjacent territories. *Geosciences in Kazakhstan: reports of Kazakhstan geologists at MGK-32*. Almaty: "KazGEO", 2004, pp. 39-54. (In Russ.). EDN: [VHRBJT](https://www.elibrary.ru/vhrbjt)

Volozh Yu.A., Bykadorov V.A., Antipov M.P., Sapozhnikov R.B. Paleozoic sections of Turgai-Syrdarya and Ustyurt region - structural features (related to the petroleum potential of the cover's deep layers). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2016, vol. 11, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/41_2016.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/41_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2016)

Zhu X., Shen C., Zhao B., Hu S., Ge X., Wang L. Multi-stage hydrocarbon migration and accumulation of Permian petroleum system in the Zaysan Basin, NE Kazakhstan. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, part A. DOI: [10.1016/j.petrol.2021.109291](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109291)

Zorin A.E., Zhemchuzhnikov V.G., Elnikov D.N., Buvtyshkin V.M. First discovery of

hydrocarbons in the Greater Karatau mountains in the Turkestan region. *Geologiya i okhrana nedr*, 2020, no. 1, pp. 4-10. (In Russ.). EDN: [CSBVQA](#)